



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

CURSOS ABIERTOS

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA
EDIFICIOS.**

**MODULO III INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA 24 DE OCT. A 8 NOV.
DIRECTORIO DE PROFESORES.**

MARCO ANTONIO MACIAS HERRERA
DIRECTOR
INGENIERIA INTEGRAL Y ESTUDIOS S.C.
AV. CAFETALES No. 1696
COL. HDAS. DE COYOACAN
TEL. 594-91-93

ING. ARTURO MORALES COLLANTES
JEFE DEL DEPTO. DE ING. ELECT. DE P.
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
CIUDAD UNIVERSITARIA
TEL. 622-31-06- 622-08-82

ING. MANUEL VILA V.
GERENTE GENERAL
VILA ORTIZ Y CIA. S.A. DE C. V.
PERIFERICO ORIENTE 2516-A
TEL. 671-21-30

JOSE S. COHEN SAK
PROFESOR DE CARRERA T.C.
U.N.A.M.
DEPFI.
TEL. 671-98-10

ING. RAMON VILA VIVALDO
INVESTIGADOR Y COORDINADOR DE ESPECIALI-
DAD EN DINAMICA DE SISTEMAS ELECTRICOS
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
DANTE No. 36 3er. PISO
COL. ANZURES
DELEG. CUAUHTEMOC C.P. 11590
MEXICO, D. F.
TEL. 533-44-44 511-32-67

AUGUSTO OCTAVIO HINTZE VALDEZ
SUBJEFE DE LA UNIDAD DE INGENIERIA
ESPECIALIZADA
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION TECNICA
ED. ANEXO AL MUSEO TECNOLOGICO
2a. SECCION DE CHAPULTEPEC
TEL. 516-60-01

ING. VICTOR FEDERICO HERMOSILLO WORLEY
JEFE DE LA OFICINA DE ESTUDIOS DE TRANS-
MISION GERENCIA DE PROGRAMACION
COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
TOLSTOI No. 29 PISO 13
COL. NUEVA ANZURES
C.P. 11590 MEXICO, D. F.
TEL. 286-99-73 545-31-21

ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ
SUBGERENTE
PROTECCION AMBIENTAL
MELCHOR OCAMPO No. 171
TEL. 1400-154



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS.

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS-
TRIALES Y PARA EDIFICIOS.**

**MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIAL**

TEMA: FACTOR DE POTENCIA

ING. ARTURO MORALES COLLANTES.

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

TIPOS DE CARGA:

Desde el punto de vista del suministro de eléctrico existen dos tipos de carga, resistivas y reactivas.

Las cargas resistivas son aquellas que al aplicarles un voltaje senoidal dan lugar a la presencia de una corriente, cuya característica fundamental es actuar en fase con el voltaje que la produce y generalmente se presenta en calentadoras, hornos de resistencia, lámparas incandescentes, entre otras.

Las cargas reactivas pueden ser de tipo inductivo o capacitivo y al aplicarles un voltaje senoidal, la corriente resultante tiene como característica actuar en cuadratura con dicho voltaje, atrasada o adelantada respectivamente: las cargas capacitivas no son comunes en las instalaciones industriales, sin embargo las de tipo inductivo se presentan en una gran parte de los elementos de proceso industrial, tales como transformadores, motores eléctricos, hornos de inducción y algunos elementos de los sistemas de iluminación.

En general dichas cargas no se dan estrictamente puras en la práctica, sino que por lo regular sus efectos se combinan en los diferentes dispositivos, actuando con proporciones que dependen fundamentalmente de las características de los mismos: por ejemplo una lámpara incandescente, una plancha, o una parrilla se comportan sensiblemente como una carga resistiva pura, mientras que una bobina aunque pudiera decirse que actúa como una inductancia pura, tiene una resistencia cuya magnitud depende del calibre del conductor con que está construida, de tal manera que ya puede considerarse que el efecto que presenta es una combinación de los dos anteriores, lo mismo sucede con un transformador, un motor eléctrico, etc.

Las corrientes producidas al aplicar voltajes senoidales a este tipo de cargas, que son en general la mayor parte de los dispositivos eléctricos de uso común, tendrán como característica principal un desfase respecto al voltaje entre 0 y 90 grados y podrán descomponerse en dos corrientes una en fase y otra en cuadratura con el voltaje, llamadas componentes resistiva e inductiva de la corriente.

Al coseno del ángulo que forman el voltaje de fase y la corriente de fase de una carga, se le denomina factor de potencia, su valor varía entre 0 y 1 y es uno de los parámetros a través de los cuales se refleja el grado de aprovechamiento de las instalaciones eléctricas.

El producto de la intensidad total por la tensión de suministro constituye lo que se conoce como potencia aparente, la unidad de

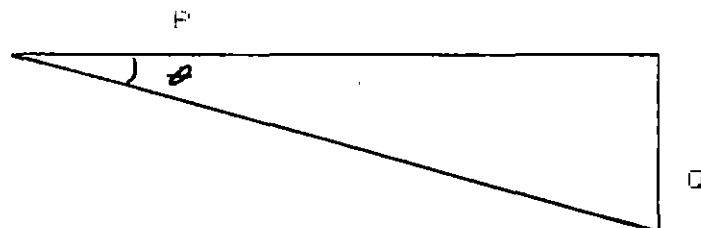
medida normalmente empleada de dicha potencia es el kVA y se designa mediante la letra "S".

De la misma manera que, las corrientes de este tipo de cargas pueden ser descompuestas en componentes en fase y cuadratura con el voltaje, la potencia aparente también puede descomponerse en dos componentes con la misma dirección que las componentes de la corriente original, a las cuales se les designa como potencia real y potencia reactiva.

La componente real de la potencia aparente es la que se convierte en energía útil: mecánica, luminosa, calorífica, etc., es la registrada por los wattmetros, facturada en los recibos de las empresas suministradoras y corresponde a la energía mecánica aplicada a los generadores de los sistemas eléctricos.

La componente reactiva de la potencia aparente sirve para crear el campo magnético requerido para propiciar la conversión electromecánica de la energía, su valor promedio es nulo por lo cual no se registra en watthorímetros, sin embargo su presencia limita la capacidad de producción, transporte y uso eficiente de los componentes del sistema y produce pérdidas en los mismos, por lo cual es necesario contrarrestarla.

La suma vectorial de la potencia activa P más la potencia reactiva Q es igual a la potencia aparente "S", y su relación se muestra en el siguiente diagrama de potencias:



La potencia reactiva y la potencia aparente mantienen la misma relación angular que el voltaje y la corriente, por lo que el factor de potencia también se podrá obtener mediante la siguiente relación de potencia:

$$fp = \cos \theta = \frac{P}{S}$$

Para ilustrar lo antes expuesto, supóngase que se cuenta con una instalación monofásica alimentada con una tensión de 220 volts, en la línea se miden con un amperímetro 20 amps y con wattmetro 4 kw

- Cuál será el factor de potencia al que opera la instalación.
- Cuales serán los valores de la potencia reactiva y aparente

Solución:

$$P = S \cos \theta$$

Pero $S = V \times I$ luego:

$$P = V \times I \cos \theta =$$

$$4000 = 120 \times 20 \cos \theta$$

$$\cos \theta = 4000/4400 = 0.90$$

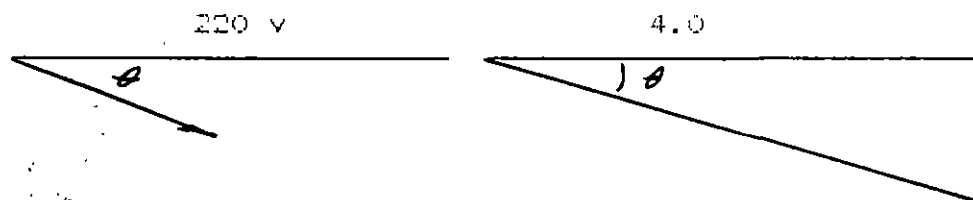
La potencia aparente se puede obtener despejándola de la primera expresión de la siguiente manera:

$$S = \frac{P}{\cos \theta} = \frac{4}{0.9} = 4.44 \text{ KVA}$$

La potencia reactiva puede obtenerse del triángulo de potencias de la manera siguiente:

$$Q = S \sin \theta = 4.44 \sin 25.842 = 1.9353 \text{ KVAR}$$

Los diagramas vectoriales representativos de voltaje, corriente y potencias quedarán de la siguiente manera:



Supóngase ahora que se trata de una instalación trifásica cuyo voltaje de suministro es de 480 volts, la corriente de carga de 90 amps y la potencia consumida de 45 KW.

Cuáles serán los resultados de los datos obtenidos en el caso anterior

Solución:

Como se trata ahora de un circuito trifásico la potencia total será la suma de las potencias de cada una de las fases, por lo que la expresión que se puede aplicar será:

$$P = 3 \times V_f \times I_f \cos \theta$$

Sustituyendo valores:

$$4500 = 3 \times (480/1.731) \times 90 \cos \theta$$

Despejando el factor de potencia:

$$\cos \theta = 45000/24941.5 = 0.6014$$

El valor del factor de potencia obtenido manifiesta una anomalía en la operación de la instalación, que desde el punto de vista eléctrico representa un caso clásico de consumo irracional de energía, que deberá tomarse en cuenta con objeto de hacer eficiente, eficaz y oportuna la producción de esa empresa.

Características del factor de potencia

Desde el punto de vista práctico, las cargas eléctricas pueden ser clasificadas como cargas de fuerza y cargas de alumbrado, siendo las primeras las que tienen como función la conversión de la energía eléctrica en trabajo mecánico, mientras que las segundas tienen como función la iluminación de las áreas.

En ambos casos se pueden presentar elementos con las características antes mencionadas, es decir elementos con componentes combinados resistivo-reactivo que dan lugar a corrientes defasadas respecto al voltaje o consumidoras de potencia aparente.

Este tipo de cargas tanto individualmente como en combinación con otras similares dan lugar a una alteración en el factor de potencia combinado del conjunto, produciendo serios problemas de regulación y pérdidas no sólo representan problemas para los usuarios sino que cuando la anomalía no se corrige también afecta al suministrador, razón por la cual aplica penalizaciones a los usuarios que lo alteran severamente.

El efecto del consumo de energía con bajo factor de potencia no solamente estriba en el costo de facturación, sino que afecta desde diversos puntos de vista la operación del equipo de las instalaciones, por lo que es conveniente hacer un análisis de su comportamiento para evaluar sus efectos.

Las cargas resistiva, inductiva y capacitiva representadas a través de los diagramas ondulatorios de voltaje corriente y potencia correspondientes quedarían como se muestra en la hoja anexa:

En ellas podemos hacer las siguientes observaciones:-

- a) En el circuito resistivo la corriente se encuentra en fase con voltaje, la potencia aparente es igual que el voltaje y la corriente senoidal, pero de una frecuencia del doble de la fundamental, siendo su valor promedio igual a la potencia real.
- b) En el circuito inductivo la corriente se encuentra atrasada 90° respecto al voltaje, la potencia aparente igual que en el caso anterior es senoidal con un valor de frecuencia del doble de la fundamental, pero en este caso a diferencia del anterior el valor promedio es cero, es decir no existe potencia real en dicho circuito.
- c) En el circuito capacitivo sucede un fenómeno similar, únicamente que a diferencia del inductivo, en este caso la corriente está adelantada respecto al voltaje, y la onda de la potencia aparente que conserva la misma frecuencia que las anteriores, también se encuentra desplazada respecto a la inductiva 180°. debido a lo cual como se puede apreciar sus efectos se contrarrestan.

De lo anterior se observa que los efectos reactivos de los elementos eléctricos son útiles para determinar procesos, pero no representan ningún beneficio desde el punto de vista de aprovechamiento de energía, ya que periódicamente la absorben y devuelven a la fuente; sin embargo el hecho de que ellos actúen en oposición entre sí, nos permite utilizarlos cuando nos esta afectando para contrarrestar su efecto.

Corrección del factor de potencia

Como ha quedado demostrado la operación con factores de potencia muy alejados del unitario, representan una serie de desventajas tanto desde el punto de vista económico como del de eficiencia de operación de la instalación eléctrica, de tal manera que su corrección cuando está rebasando ciertos límites es obligada, el interés de corregir el factor de potencia reside básicamente en que con ello sea posible obtener las siguientes ventajas:

- * Evitar penalizaciones
- * Aumentar la capacidad de carga de los circuitos
- * Obtener mayor estabilidad de voltaje
- * Reducir las pérdidas de potencia en la instalación

Para ilustrar un poco más estas consideraciones supóngase que se cuenta con un motor de 150 kw, siendo el factor de potencia de operación, de 0.65

$$\cos \theta = \text{Pot activa} / \text{Pot aparente}$$

$$S = P / \cos \theta$$

$$= 180 / 0.65 = 277 \text{ KVA}$$

La empresa suministradora para que su cliente pueda disponer de los 180 kw, deberá producir los 277 KVA. Los equipos y líneas deberán estar previstos para transportar esta potencia aparente, que demandará una corriente de:

$$I = 277,000 / (\sqrt{3} * V)$$

Si suponemos que el servicio es en baja tensión, 220 volts, el valor de la corriente será:

$$I = 277,000 / (\sqrt{3} * 220)$$

$$= 726.936 \text{ amps}$$

Supóngase ahora que se dispone de una línea capaz de transportar los 277 KVA, con el factor de potencia de 0.65 puede suministrar una potencia activa de:

$$P \text{ activa} = 277 * 0.65$$

$$= 180 \text{ kw}$$

Sin embargo si el factor de potencia se mejora hasta 0.9 la potencia que será capaz de transportar ahora será:

$$P \text{ activa} = 277 * .9$$

$$= 249.3 \text{ kw}$$

La capacidad de carga de la línea aumentaría y en estas condiciones podrían conectarse cargas adicionales hasta $249.3 - 180 = 69.3 \text{ kw}$. adicionales sin riesgo de sobrecargar los circuitos o tener que cambiarlos por otros de mayor sección, y que en terminos de corriente representaría:

$$I = 69,300 / (\sqrt{3} * 220)$$

$$= 181.965 \text{ amps}$$

menos, es decir la corriente de carga total será:

$$It = 726.936 + 181.965$$

$$= 908.901 \text{ amps solamente}$$

Hecha bien, el problema desde el punto de vista de suministro de energía, considérese un generador de 10,000 KVA, instalado en una planta generadora; si dicho generador suministra carga con:

$$\cos \phi = 1.0 \text{ puede proporcionar hasta } 10,000 \text{ kw.}$$

Con $\cos \theta = 0.5$ puede proporcionar hasta 5,000 kw.

Un factor de potencia bajo aumenta las pérdidas en los circuitos de suministro eléctrico; estas pérdidas son mayores cuanto mayor es la intensidad de corriente que circula por la línea.

Como puede observarse, cuanto menor sea $\cos \theta$ (menor denominador) mayor será la corriente I , al crecer la corriente I aumentan las pérdidas en la línea y por lo tanto la caída de tensión en la misma.

La corriente I puede expresarse en términos de la potencia P y el $\cos \theta$ como sigue:

$$I = \frac{P}{V \cos \theta}$$

 Como puede observarse, cuanto menor sea $\cos \theta$ (menor denominador) mayor será la corriente I , al crecer la corriente I aumentan las pérdidas en la línea y por lo tanto la caída de tensión en la misma.

Relación entre corriente útil (activa) y corriente magnetizante.
 Factor de potencia = Corriente útil / Corriente total
 Corriente útil = Potencia / Corriente total
 Corriente total = Potencia / Factor de potencia

Para un factor de potencia de 0.5, la corriente total es el doble de la corriente útil. Esto significa que las líneas deberán transportar una intensidad que sea el doble de la que circularía si el factor de potencia fuera 1.

Obsérvese que para suministrar la misma potencia con un factor de potencia de 0.5, las líneas deberán transportar una intensidad que sea el doble de la que circularía si el factor de potencia fuera 1.

La pérdida de energía en una forma de calor tiene cada uno de los elementos del sistema, y es proporcional al cuadrado de la intensidad que los atraviesa, por lo tanto cuanto menor sea el factor de potencia, mayor será la pérdida de energía en todos los elementos de la red.

Los factores conectados en serie y en paralelo...

3. Consideremos un circuito que consta solamente de una capacitancia o de una capacidad de condensador. La onda establecida de corriente es adelantada 90° respecto de la onda de tensión y la potencia resulta cero al ser integrada en medio ciclo. Así por lo que si se

El desfase está en función de las componentes resistiva R o inductiva L de la carga y de la proporción X_C/R o X_L/R .
 Si en $i = I_0 \sin(\omega t + 90^\circ)$ sea $v = V_0 \sin \omega t$ (7)

Para el caso $v = V_0 \sin \omega t$ sea $i = I_0 \cos \omega t$ que es (8)
 La potencia instantánea p queda dada por la expresión
 $p = 0.5 V_0 I_0 \sin 2\omega t$ o $p = P_m \sin 2\omega t$

$$p_m = 0 \quad \quad \quad P_m = 0 \quad (9)$$

La figura 5 muestra los diagramas ondulatorios para un circuito no capacitivo puro con reactancia capacitiva $X_C = 21.2 \text{ ohms}$ alimentada por una fuente senoidal de 100 volts. Así por lo que obtenemos

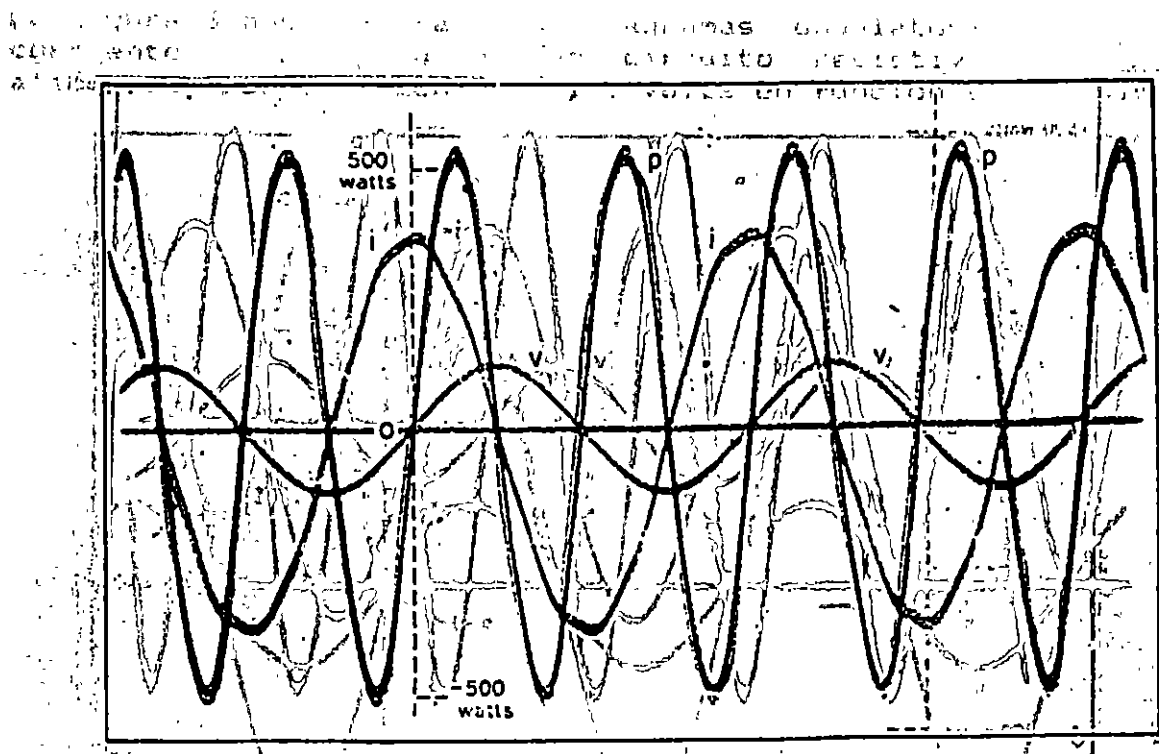


Fig. 5: Diagrama ondulatorio de tensión, corriente y potencia de un circuito capacitivo puro.

4.- Si ahora nuestro circuito esta constituido por lo tres elementos resistivo, inductivo y capacitivo, alguno de los elementos reactivos predominará, y como ellos actúan en oposición se contrarrestaran dando la impresión de ser un circuito formado por solo dos de ellos; lo mas común desde el punto de vista practico es que el elemento predominante sea el inductivo, es decir el circuito resultante será del tipo RL, en cuyo caso la onda de corriente estará atrazada entre 0° y 90° respecto del voltaje aplicado y la potencia adquiere los valores correspondientes a la parte de carga resistiva P , que fasorialmente actúan en fase con el voltaje y valores correspondientes a la carga reactiva Q que actúan en cuadratura con el voltaje y cuya suma corresponde al valor de la potencia S actuante en el circuito, la cual recibe el nombre de potencia aparente que se representa por:

$$S = P + jQ$$

$$S = (P^2 + Q^2)^{1/2}$$

La figura 6 muestra el diagrama ondulatorio correspondiente a un circuito tipo resistivo-inductivo, en el cual se muestran los diagramas ondulatorios del voltaje, la corriente y la potencia

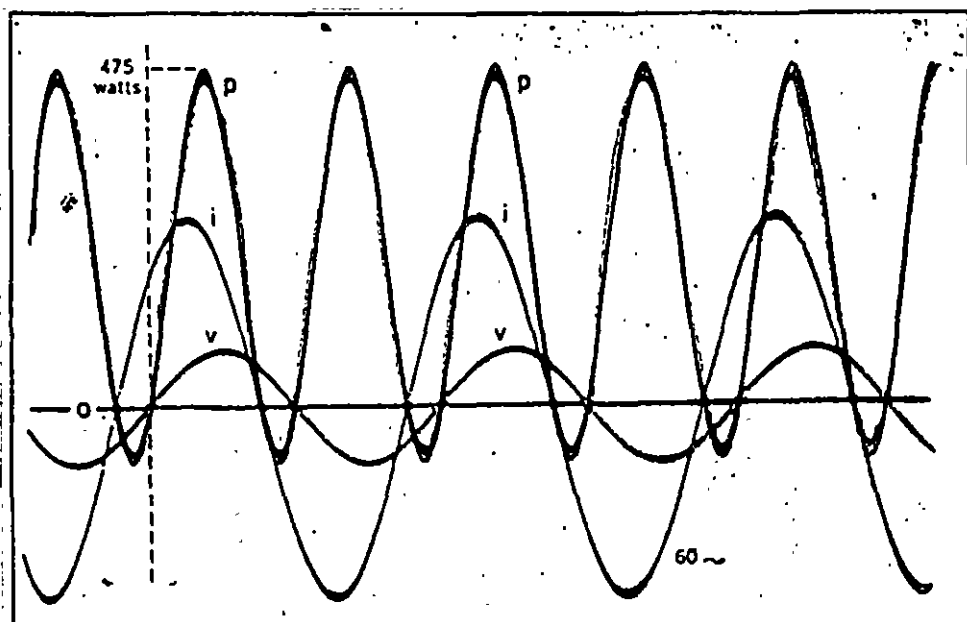


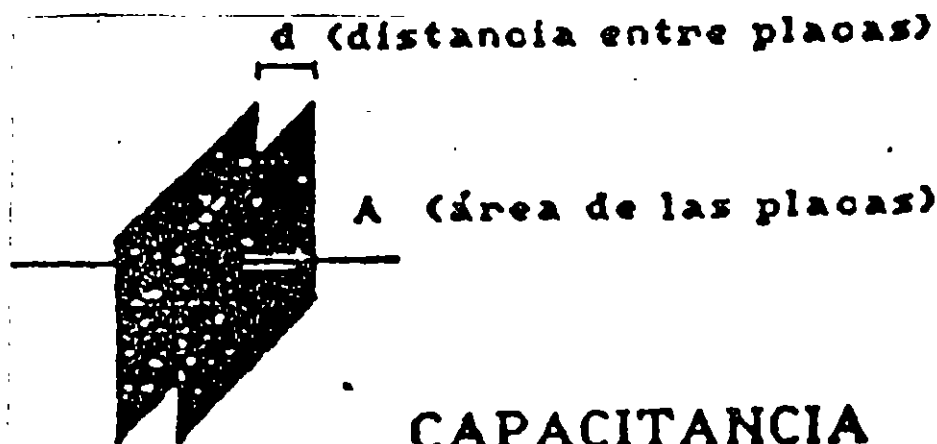
Fig. 6 Diagrama fasorial de voltaje corriente y potencia de un circuito resistivo inductivo.

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Que es un capacitor

La Norma Oficial Mexicana NOM J-205 define un capacitor eléctrico o condensador como un conjunto de dieléctrico y electrodos dentro de un recipiente con terminales, capaz de aportar capacitancia a un circuito eléctrico.

La representación típica de un capacitor es la de dos placas metálicas paralelas con un área de enfrentamiento entre ellas y separadas una distancia fig. 1. En esa distancia de separación se interpone un material aislante que se conoce como dieléctrico por su propiedad de almacenar energía electrostática. El valor de la capacitancia se mide en faradios y esta dado por la expresión:



$$C = K * A/d$$

Donde "k" es una constante que depende de las características del dieléctrico; principalmente de su permitividad relativa, es decir, el número de veces que almacena mas energía electrostática comparada con la que almacena el aire.

"A" es el área de enfrentamiento de las placas.

"d" es la distancia entre ellas.

Como puede observarse, entre mayor sea el área de las placas y menor sea la distancia de separación entre ellas, mayor será la capacitancia del capacitor y por lo tanto, mayor será la potencia reactiva capacitiva que aporte al circuito, ya que, como se mencionó antes, esta potencia es igual a:

$$Q = \omega C V^2 \text{ (vars).}$$

Capacitor en corriente directa

Al estar conectado a un circuito de corriente directa, la placa conectada al terminal negativo de la fuente se cargará negativamente, es decir, existirá una concentración de electrones a costa de una deficiencia de estos en la placa opuesta, que se cargará entonces positivamente (Fig. 2).

Capacitor en corriente directa

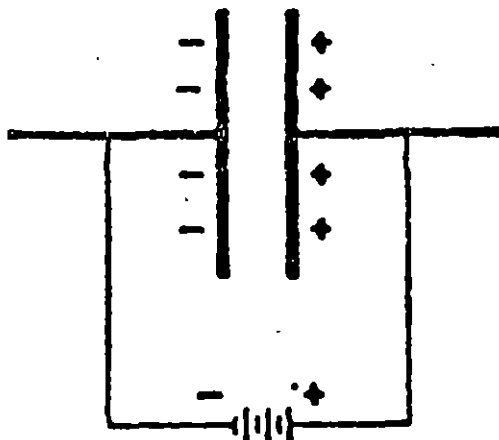


Fig. 2 Capacitor en corriente directa

Capacitor en corriente alterna

Como sucede en corriente directa, las placas adquirirán cargas eléctricas que se irán alternando cada medio ciclo de tensión, es decir, la placa que se cargó positivamente al estar la tensión en su semiciclo adquirirá carga negativa al pasar la tensión a su semiciclo negativo y viceversa fig. 3.

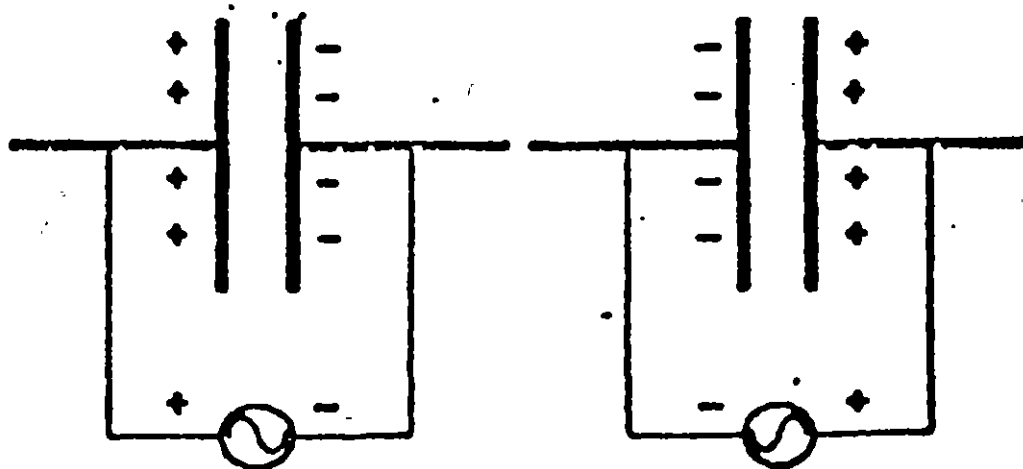


Fig. 3 Capacitor en corriente alterna

La gran mayoría de las cargas industriales son de tipo inductivo, como ejemplo mencionaremos:

TRANSFORMADORES
MOTORES DE INDUCCION
REGULADORES
AIRE ACONDICIONADO
MAQUINAS SOLDADORAS
HORNOS DE INDUCCION
BALASTROS

Estas cargas requieren para la energización de sus campos magnéticos de una corriente inductiva, por lo que la representación esquemática del circuito de una planta industrial puede hacerse mediante una carga resistiva y una carga inductiva conectadas en paralelo fig. 4.

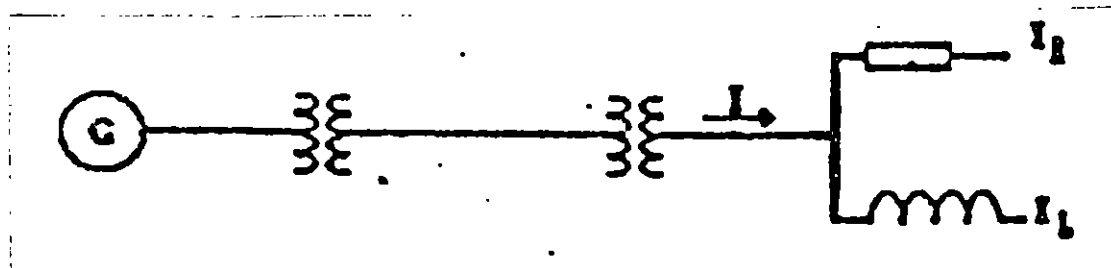


Fig. 4 Circuito eléctrico de una planta industrial

La corriente total del circuito será la resultante de la corriente activa o resistiva en fase con la tensión y la corriente reactiva inductiva. Al ángulo resultante le llamaremos ϕ_1 (fig. 15).

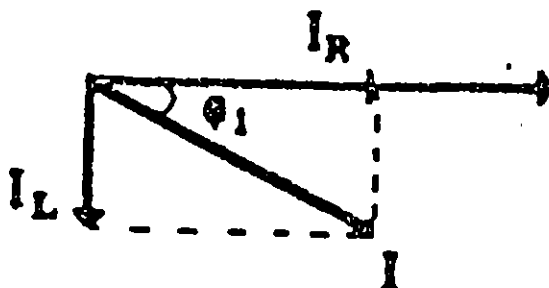


Fig. 15 Diagrama fasorial tensión corriente de una industria típica

Multiplicando dichas corrientes por la tensión en el circuito obtendremos los valores de potencia. A la relación que existe entre la potencia real consumida o potencia activa (P) y la potencia aparente que llega a la planta (S) se le conoce como factor de potencia fig. 6.

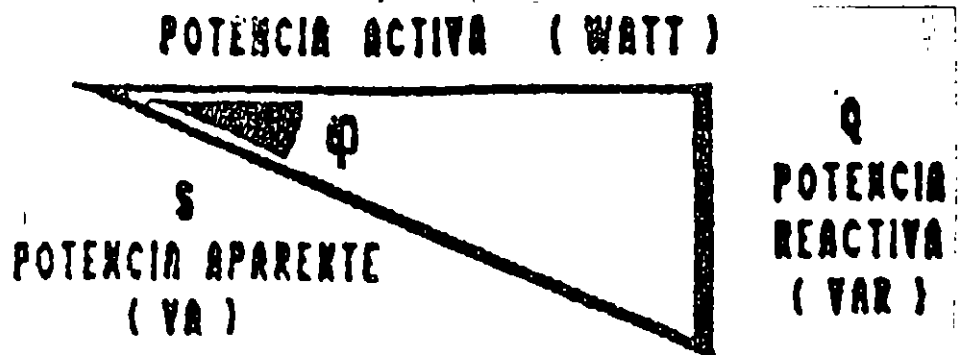


Fig 6. Triángulo de potencias real, reactiva y aparente

$$fp = \text{Potencia activa} / \text{Potencia aparente},$$

y puede expresarse también como el coseno del ángulo ϕ .

$$fp = \cos \phi$$

En México, la CFE y la CL y FC cobran a los usuarios por la energía activa consumida, que es el producto de la potencia activa por el tiempo y se mide en kilowatt-hora, lo que significa que entre mayor sea la potencia reactiva de tipo inductivo que tenga instalada, mayor será la potencia aparente que la generadora proporcione sin que necesariamente se aproveche como potencia útil o activa. Es por esa razón que se definió un límite de factor de potencia mínimo permitido de 0.9 y se estableció una multa para los usuarios que tengan un factor de potencia menor. En el caso de que el fp tenga un valor igual o superior de 90%, el suministrador tendrá la obligación de bonificar al usuario la cantidad que resulte de aplicar a la factura el porcentaje de bonificación según la fórmula.

El cargo por bajo factor de potencia en % se calcula con la fórmula:

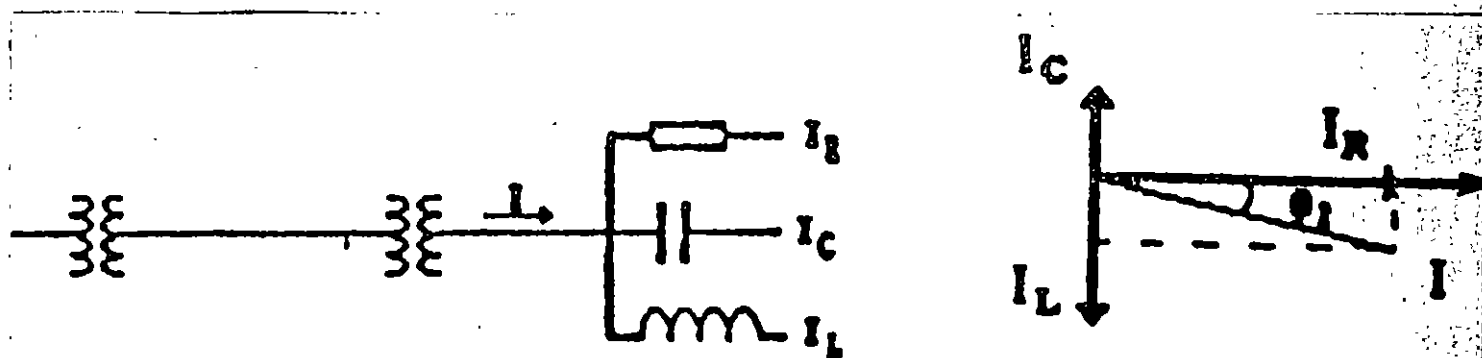
$$\text{Cargo por bajo } fp = \text{facturación} \times 3/5 (90 / fp \text{ medido}) - 1 \times 100$$

La bonificación en % se calcula con la fórmula:

$$\text{Porcentaje de bonificación} = \text{facturación} \times 1/4 (1 - (90 / fp \text{ medido})) \times 100$$

De aquí surge la necesidad de compensar el factor de potencia, es decir, reducir el ángulo que existe entre la potencia activa y la potencia aparente. Esto se logra conectando en el circuito una carga capacitiva que contrarreste la corriente de tipo inductivo. fig. 7.

Al instalar un capacitor en paralelo con la carga se presentará en el circuito una corriente capacitiva I_C en oposición con la corriente inductiva I_L . Esto significa un flujo local de corriente entre el capacitor y la carga inductiva, ocasionando una reducción de la corriente resultante en el circuito y además una reducción del ángulo θ que llamaremos ahora θ_2 fig. 9.



Figs.7 y 8 Circuito eléctrico con capacitores y diagrama fasorial

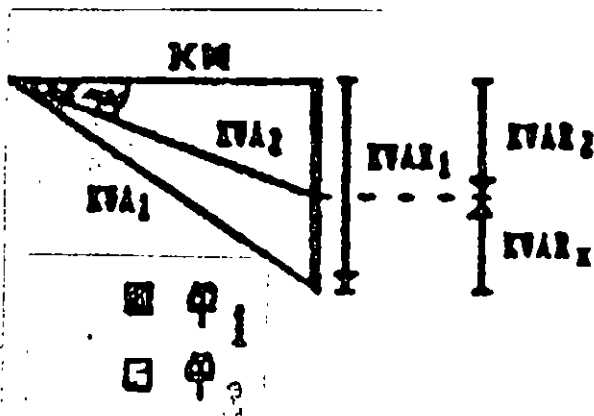
La compensación del factor de potencia se simplifica a pasar de un factor de potencia fp_1 a un factor de potencia fp_2 reduciendo el ángulo θ tanto como se desee.

Para esto es necesario conocer el tamaño del capacitor en kvar que reduzca el efecto inductivo de la carga fig. 9.

La fórmula para lograrlo es:

$$kvar = kw (tge_1 - tge_2)$$

Esto puede explicarse con un ejemplo:



$$KVAR_X = KVAR_1 - KVAR_2$$

$$Tg\phi = KVAR/KW$$

$$KVAR_1 = KW : Tg\phi_1$$

$$KVAR_2 = KW : Tg\phi_2$$

$$KVAR_X = KW : Tg\phi_1 - KW : Tg\phi_2$$

$$KVAR_X = KW : (Tg\phi_1 - Tg\phi_2)$$

Fig. 9 Determinación del tamaño del capacitor

Si tenemos una carga de 500 kw con factor de potencia de 0.7 y queremos pasar a un fp de 0.95, podemos calcular el tamaño del capacitor requerido con la fórmula anterior.

$$\begin{aligned} \cos \theta_1 &= 0.7, & \theta_1 &= \arccos \frac{-1}{0.7} = 45.60, & \text{tg } \theta_1 &= 1.021 \\ \cos \theta_2 &= 0.95, & \theta_2 &= \arccos \frac{-1}{0.95} = 18.20, & \text{tg } \theta_2 &= 0.329 \end{aligned}$$

$$kw = 500$$

$$kvar = 500 (1.021 - 0.329)$$

$$kvar = 500 (0.692)$$

$$kvar = 346$$

Lo que significa que se necesitará un capacitor de 346 kvar o el tamaño inmediato superior comercialmente disponible en paralelo con la carga del circuito.

Al factor $(\text{tg } \theta_1 - \text{tg } \theta_2)$ se le identificará con la constante k y puede consultarse directamente en gráficas o en tablas (fig. 10 y tabla 1), evitando con esto la realización de cálculos y agilizando la identificación del capacitor requerido, ya que la fórmula se reduce a:

$$kvar = k \times kw$$

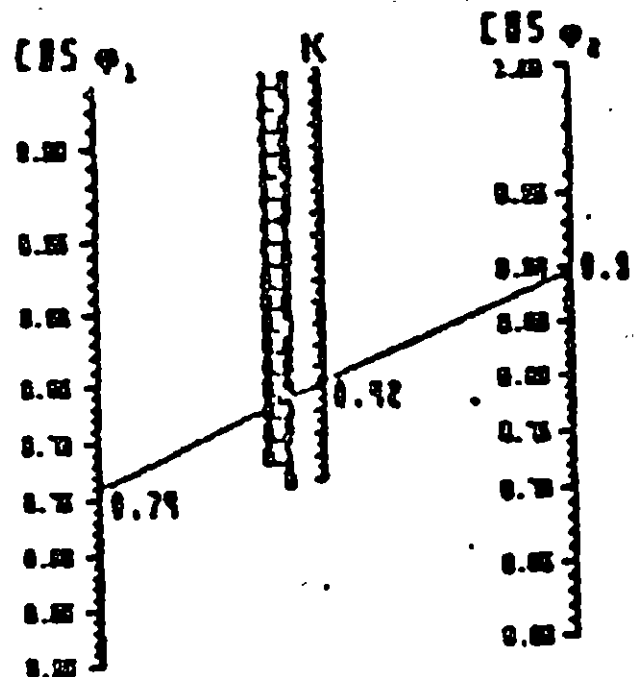


Fig. 10 Nomograma para la obtención del factor de corrección de la potencia reactiva.

TIPOS DE COMPENSACION.

De acuerdo a las necesidades de potencia reactiva de la instalación, la compensación de potencia reactiva puede hacerse desde diferentes puntos (Fig. 11), ya sea que quiera compensarse toda la carga junta o que se compense localmente en los puntos que presentan mayores problemas de factor de potencia. De esta forma se identificarán diferentes formas de compensación:

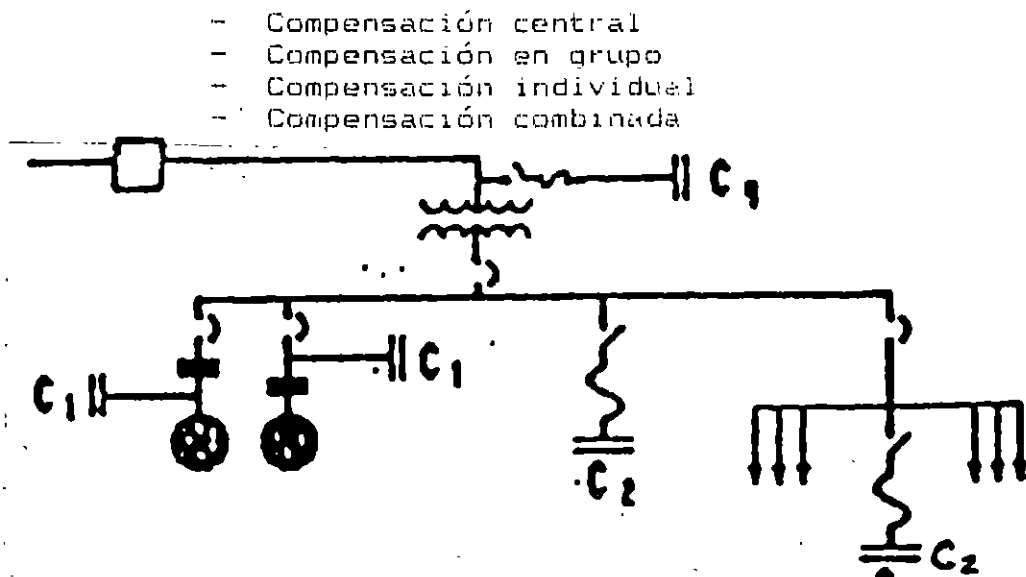


Fig. 11. Diferentes formas de compensación de potencia reactiva.

3.1.1 Compensación central.

Consiste en instalar capacitores en un solo punto del circuito para compensar el factor de potencia de toda la instalación. Esto puede ser en el lado de alta o de baja tensión.

3.1.2 Compensación en grupo.

En este caso se instalan capacitores para compensar el factor de potencia de un grupo de motores. Los capacitores se conectan y desconectan del sistema según estén o no conectados los motores.

3.1.3 Compensación individual.

De este modo se corrige el factor de potencia de un solo motor de inducción, conectando y desconectando los capacitores al mismo tiempo que los motores.

3.1.4 Compensación combinada.

Se utiliza para compensar individualmente cargas grandes y el resto en grupo o de manera central.

AHORRO DE ENERGÍA

Los beneficios que se obtienen al mejorar el factor de potencia en las plantas industriales son evidentes desde el punto de vista de las compañías generadoras, ya que no tendrán que proporcionar potencia aparente en exceso sino que generarán únicamente la necesaria para el consumo de los usuarios. Para el usuario las ventajas de mejorar el factor de potencia se reflejan en ahorro de dinero, ya que dejarán de pagar una energía que prácticamente no están aprovechando. Y bonificaciones económicas por mantener el fp arriba del 70%.

El siguiente ejemplo pretende aclarar cada una de las ventajas que se obtienen con la compensación del factor de potencia:

Ejemplo.

Instalación industrial	
Transformador	500 kva. 23000 - 220/127 v.
Carga alimentada	350 kw.
Longitud del circuito alimentador	100 m.
Cable vinamyl 2000, 600 fcm	2 conductores por fase
Operación constante	20 horas diarias
Factor de potencia	0.7

Costo de energía eléctrica.

Tarifa	U - M (Región Central).
Costo de kWh	\$ 139.72
Costo de kw de demanda máxima	\$ 23,778.00
Multa por bajo factor de potencia:	

$$\text{Cargo} = \text{facturación} \times 3/5 \times ((0.9/0.7) - 1) = \text{facturación} \times 0.171$$

Datos del recibido de consumo de energía mensual.

Demanda máxima medida	350 kw	\$ 8'322,500.00
Energía activa	210 000 kw-h	\$29'341,200.00
Facturación		\$17'663,500.00
Cargo por bajo fp (0.7)		\$ 6'456,500.00
Sub-total		\$44'120,100.00
15% I V A		\$ 4'412,010.00
Total		\$48'532,110.00

Para evitar el pago de multa el usuario corregirá el factor de potencia a 0.95

BENEFICIOS DE CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA

Con el cambio de factor de potencia se obtendrá:

- Liberación de potencia del transformador.
- Reducción de corriente en alimentadores.
- Reducción de pérdidas en alimentadores.
- Disminución de caída de tensión.
- Evitar el pago de multas.

4.1.1 Liberación de potencia del transformador.

Potencia demandada del transformador con $fp = 0.7$

$$kva_1 = kw/0.7 = 350/0.7 = 500 \text{ kva}$$

Potencia demandada del transformador con $fp = 0.95$

$$kva_2 = kw/0.95 = 350/0.95 = 368 \text{ kva}$$

$$\text{Potencia liberada} = kva_1 - kva_2 = 500 - 368 = 132 \text{ kva}$$

4.1.2 Reducción de corriente en alimentadores.

Corriente con $fp = 0.7$

$$I_1 = kw \times 1000 / (1.73 \times V \times fp) = 350000 / 1.73 \times 220 \times 0.7 = 1312 \text{ A}$$

Corriente con $fp = 0.95$

$$I_2 = kw \times 1000 / (1.73 \times V \times fp) = 350000 / 1.73 \times 220 \times 0.95 = 976 \text{ A}$$

$$\text{Reducción de corriente} = I_1 - I_2 = 1312 - 976 = 345 \text{ amperes}$$

4.1.3 Reducción de pérdidas en alimentadores.

Al ser una instalación con dos conductores por fase, circulará por cada uno la corriente de fase dividida entre dos.

Corriente por conductor con $I_1 = 1312/2 = 656$ amperes

Corriente por conductor con $I_2 = 968/2 = 484$ amperes

Las pérdidas por alimentador son $P = I^2 \times R$ (watts)

Donde R es la resistencia del conductor

El cable vinagre 1000 calibre 600 kcm tiene una resistencia de 0.00753 ohms/km a su temperatura de operación (90 °C).

Para una distancia de 100 m. que es la longitud de los alimentadores, la resistencia será

$$R = 0.00753 \times 0.100 = 0.000753 \text{ ohms}$$

Pérdidas con I_1

$$P_1 = I_1^2 \times R = 656^2 \times 0.000753 = 3240 \text{ watts}$$

Pérdidas con I_2

$$P_2 = I_2^2 \times R = 484^2 \times 0.000753 = 1760 \text{ watts}$$

$$\text{Diferencia} = P_1 - P_2 = 3240 - 1760 = 1480 \text{ watts o } 1.48 \text{ kw}$$

Considerando los 6 conductores del circuito, las 20 horas diarias que opera y el costo de la energía eléctrica (tarifa de Julio 1992) obtendremos la cantidad que deja de pagarse mensualmente a la generadora por pérdidas en los alimentadores.

$$\text{Ahorro} = 1.48 \times 6 \times 20 \times 30 \times 139.723 = 744,428.00 \text{ pesos mensuales}$$

4.1.4 Disminución de la caída de tensión.

La caída de tensión es directamente proporcional a la corriente que circula por el circuito, por lo que al disminuir dicha corriente, la caída de tensión disminuye en el mismo porcentaje.

$$\% V = 100 - (100 \times I_2 / I_1) = 28.24\%$$

APENDICE 1

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS BANCOS AUTOMÁTICOS

Cuando la potencia reactiva no es completamente constante durante las 24 horas del día, un Banco Automático de capacitores puede ser utilizado.

Cada banco es construido con un cierto número de capacitores trifásicos, colocados en el mismo gabinete. Los capacitores pueden ser agrupados en grupos paralelos y conmutados con contactores.

El número de capacitores generalmente se refiere como pasos y pueden ser programados desde 3 hasta 23 pasos, con 3, 7 y 12 salidas. La conmutación de los contactores y los capacitores individuales es controlada por un regulador de VARS O CEREBRO.

El regulador de VARS tiene varias funciones:

- Medición del Factor de Potencia instantáneo ($\cos \phi$)
- Ajuste del Factor de Potencia deseado ($\cos \phi_d$)
- Ajuste de sensibilidad (C/I)
- Control de pasos
- Secuencia de operación
 - LINEAL
 - CIRCULAR
- Intervalos de conmutación (40 seg).
- Desconexión en voltaje cero
- Modo de control en automático o manual
- Indicación de si la carga es inductiva o capacitiva con referencia al F.P. deseado
- Indicación de falla (2 min).

APENDICE II

DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA

Existen varias formas para calcular el Factor de Potencia de una instalación eléctrica

a) A TRAVES DEL CONSUMO GLOBAL DE ENERGIA.

Si la carga no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo:

$$\cos \phi = \frac{\text{KWH}}{\sqrt{\text{KWH}^2 + \text{KVARH}^2}}$$

Si durante las horas de trabajo se presentan grandes variaciones de carga, resulta más conveniente medir el Factor de Potencia a plena carga.

b) CON UN INDICADOR DE FACTOR DE POTENCIA

c) CON UN REGISTRADOR DE POTENCIA ACTIVA Y UN REGISTRADOR DE POTENCIA REACTIVA

$$\cos \phi = \frac{\text{KW}}{\sqrt{\text{KW}^2 + \text{KVARH}^2}}$$

d) CON UN WATTMETRO

$$\text{KVA} = 3 \cdot (\text{KV}) \cdot \text{I}$$

$$\cos \phi = \frac{\text{KW}}{\text{KVA}}$$

APENDICE III

DETERMINACION DE LA POTENCIA REACTIVA EN CAPACITORES PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA.

Dependiendo del tipo de capacitor que se vaya a instalar y de las fluctuaciones de la carga, existen varias formas para calcular los KVAR necesarios y corregir el Factor de Potencia.

a) CON UNIDADES FIJAS:

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA MEDIO

$$KVAR = PW (tg \phi_1 - tg \phi_2)$$

$$KVAR = KVAR \text{ necesarios}$$

$$PW = \text{Consumo de la carga (Demanda máxima)}$$

$$\cos \phi_1 = \text{Factor de potencia actual}$$

$$\cos \phi_2 = \text{Factor de potencia deseado}$$

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA A PLENA CARGA

$$KVAR = PW (tg \phi_1 - tg \phi_2)$$

$$KVAR = KVAR \text{ necesarios}$$

$$PW = \text{Consumo de la carga (Demanda máxima)}$$

$$\cos \phi_1 = \text{Factor de potencia actual}$$

$$\cos \phi_2 = \text{Factor de potencia deseado entre 0.9 y 0.95}$$

09

b) CON BANCOS AUTOMATICOS:

Esto se aplica cuando las fluctuaciones de carga son grandes. Para determinar el tamaño del banco es necesario conocer el Factor de Potencia a demanda máxima ($\cos \phi_1$), con el cual se determinará el tamaño del banco ($\cos \phi_2$), y el Factor de Potencia a demanda mínima ($\cos \phi_3$), con el cual se determinará el tamaño del caso.

c) CON UNIDADES FIJAS Y BANCOS AUTOMATICOS:

Esto se aplica cuando las fluctuaciones de carga son muy grandes. Para carga mínima se instalan unidades fijas que mantengan el Factor de Potencia entre 0.85 y 0.9. El Banco Automático de capacitores se instala para mantener el Factor de Potencia nuevo (con unidades fijas) a demanda máxima y la unidad.

ANEXOS IV

INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES

Al instalar un Banco de Capacitores en una red eléctrica, deben tomarse en cuenta las siguientes precauciones:

a) VENTILACION ADECUADA.

Generalmente las pérdidas eléctricas en calor de los capacitores son muy pequeñas. El operar a una temperatura media de unos 10° C por encima de la temperatura normal de operación, puede significar una reducción en la vida útil del capacitor de hasta un 70%.

b) FRECUENCIA Y VOLTAJES NOMINALES DE OPERACION

No existe ningún inconveniente para que los capacitores operen a frecuencias y voltajes menores.

Pero esto implicará una reducción de la potencia reactiva.

$$\text{Potencia SUM} = \frac{+a}{50} * \text{I.VAR nom}$$

Análogamente para el voltaje:

$$\text{I.VARsum} = \frac{V_a^2}{V_{\text{nom}}^2} * \text{I.VAR nom}$$

c) CORRIENTE NOMINAL DE OPERACION

La corriente que toma un capacitor es directamente proporcional a la frecuencia de operación, a su capacidad y al voltaje aplicado entre terminales

$$I_n = 2 \pi f C V$$

d) IDENTIFICAR INSTALACIONES CON PROBLEMAS DE ARMONICAS Y/O RESONANCIA.

Estos fenómenos originan sobretensiones y sobrecargas por lo que es muy importante considerarlos.

e) CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION

- Ventilación inadecuada
- Temperaturas ambiente muy elevadas
- Altitudes superiores a los 2500 msnm
- Excesos de armónicos
- Ambientes con humos y vapores corrosivos
- Vibraciones o choques mecánicos
- Radiaciones de calor

f) PRUEBAS DE FABRICA

Quando en un Banco de Capacitores han sucedido problemas que hacen pensar en la existencia de alguna unidad fallada, es conveniente efectuar las siguientes pruebas:

- Rigidez dieléctrica ($4.5 V_n$ en CD o $2 V_n$ en CA)
- Capacidad (V_n)
- Resistencia entre bornes y gabinete
- Pérdidas o factor de disipación

g) MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE CAMPO

- Voltajes y corrientes balanceados
- Potencia reactiva del Banco
- Ventilación
- Fusibles
- Temperatura de operación
- Pintura
- Resistencias de descarga

APENDICE V

VENTAJAS Y DESVENTAJAS CON DIFERENTES COMPENSACIONES

APENDICE VI

INSPECCION Y PRUEBAS FINALES AL 100% DE LA PRODUCCION

a) CELDAS

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Cables
- Resins
- Adherencia

Pruebas eléctricas

- 100 descargas en un minuto a 0.9 Vn en C.D.
- 2.15 Vn en C.A. durante 10 seg.
- Medición de capacitancia ($\pm 10\%$)
- Medición del factor de disipación o pérdidas (0.2 watts por PVAR máximos).

b) UNIDADES

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Dimensiones
- Conexiones y resistencias

Pruebas eléctricas

- Sobretensión de corto tiempo (10 seg) entre terminales 4.3 Vn en C.D. entre terminales y gabinetes 3000 VCA.
- Medición de capacitancia ($\pm 10\%$)
- Medición del factor de disipación o pérdidas (0.5 watts por PVAR máximos).
- Medición de resistencia de descarga

c) BANCOS AUTOMATICOS

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Dimensiones
- Conexiones y cables correctos
- Ruidos y calibre de conductores
- Interruptor y contactores

Pruebas eléctricas

- Sobretensión de corto tiempo (10 seg)
entre terminales 4.5 Vn en C.D.
entre terminales y gabinete 3000 VCA
- Medición de capacitancia ($\pm 10\%$)
- Medición del factor de distorsión ó pérdidas (1.5 watts por VVAF máximos)
- Medición de resistencia de descarga
- Tiempo de switcheo (40 seg).



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

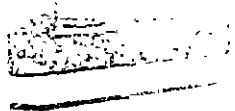
C U R S O S A B I E R T O S .

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS-
TRIALES Y PARA EDIFICIOS.**

**MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

TEMA: SISTEMA DE SUMINISTRO.

ING. ARTURO MORALES COLLANTES



SISTEMAS DE SUMINISTRO

Tarifas eléctricas

La Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica según sus artículos 12 fracciones VI y VII, 30, 31 y 32 y la Ley Orgánica de Administración Pública Federal establecen como tarifas de servicio industriales de las empresas suministradoras las siguientes:

Tarifa	Tipo de servicio	Demanda	Tensión
A	servicio general	20 kW	alta tensión
B	servicio general	25 kW	alta tensión
C	servicio general	5000 kW	media tensión
DB	servicio general	10000 kW	media tensión
DE	servicio general	medio uso	tensión de subtransmisión
DF	servicio general	alto uso	Nivel de subtransmisión
FE	servicio general	alto uso	Nivel de transmisión

De acuerdo con el tamaño de la planta industrial, del proceso de fabricación, de los costos del equipo instalado y de los requerimientos de calidad de suministro de la energía, podría conectarse a cualquiera de las tensiones del sistema.

En función de la cantidad o capacidad de energía instalada las plantas industriales pueden ser clasificadas de la siguiente manera:

Pequeña industria es aquella que va desde 1 de algunos kW, menos de 25 kW a algunos cientos de kW.

Se pueden conectar a la red de baja tensión, o a un transformador especial de las compañías suministradoras, o contar con su propia subestación y red secundaria.

Plantas medianas desde algunos cientos hasta algunos miles de kW, 5 MW aproximadamente.

Se pueden conectar a la red primaria de distribución, la cual puede extenderse dentro del predio de la fábrica alimentando a otros circuitos del mismo o menor nivel de tensión mediante subestaciones secundarias.

Plantas grandes de mas de 10 a 15 MVA

Se pueden conectar al sistema de subtransmisión o transmisión y pueden abastecer a través de subestaciones reductoras, a alguna red de subtransmisión o distribución primaria, que a su vez abastezca otros circuitos de distribución y subestaciones secundarias internas de la planta de proceso.

Lo anterior deberá permitir satisfacer con la mayor calidad y eficiencia posible, el suministro de energía a cada una de las instalaciones del proceso que se efectue en la planta, con las mejores características de regulación y mínimo de pérdidas.

Table 1
Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges

VOLTAGE CLASS	NOMINAL SYSTEM VOLTAGE (Range A)			VOLTAGE RANGE A (Range B)			VOLTAGE RANGE B (Range C)		
				Minimum	Maximum		Minimum	Maximum	
	Utilization and Service Voltage (Range A)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage			
Low Voltage (Range 1)	Single-Phase Systems								
	120	120/240		126	114	110	127	110	106
				126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212
	Three-Phase Systems								
		208Y/120 (Range D)	210Y/126	197Y/114	191Y/110	220Y/127	191Y/110 (Range E)	184Y/106 (Range F)	
	740	240/120	252/126	228/114	220/110	254/127	228/110	212/106	
	480	480Y/277	504Y/291	468Y/263	440Y/254	508Y/293	448Y/264	424Y/246	
	600 (Range G)		630 (Range H)	486	440	608	448	424	
				570	550	635 (Range I)	550	530	
	Medium Voltage	7400	4160Y/2400	7570	7340	7160	7540	7280	7080
4160			4370/2570	4050Y/2340	3740Y/2160	4400Y/2540	3950Y/2280	3600Y/2080	
4800			4378	4058	3748	4408	3958	3608	
6900			5040	4680	4370	5080	4560	4160	
			7240	6730	6210	7260	6560	5940	
		8370Y/4800	8730Y/5040	8110Y/4680	Phase A Phase B 12420	8800Y/5080	7900Y/4560	Phase C	
		12000Y/6930	12600Y/7270	11700Y/6760		12700Y/7330	11400Y/6580		
		12478Y/7208	13080Y/7568	12160Y/7028		13200Y/7628	11860Y/6948		
		13260Y/7628	13680Y/8088	12876Y/7438		13870Y/8078	12684Y/7248		
		13800Y/7970	14490Y/8370	13460Y/7770		14520Y/8380	13110Y/7570		
13350		14488	13468		14528	13118	11868		
	20780Y/12000	21870Y/12600	20260Y/11700	Phase B	22000Y/12700	19740Y/11400	Phase C		
	22860Y/13200	24000Y/13660	22790Y/12870		24200Y/13970	21720Y/12540			
23000		24150	22430		24340	21850			
	24845Y/14408	26169Y/16128	24329Y/14048		28400Y/16248	23898Y/13863			
	34500Y/18928	36238Y/20828	33848Y/19428		38518Y/21088	32768Y/18328			
	34500		36730	33640	38510	32780			
High Voltage			Maximum Voltage (Range J)						
			48300						
			72600						

Clasificación de Voltajes

En función de su nivel de intensidad los voltajes de suministro y utilización se clasifican según el estándar 141-1986 de ANSI-IEEE según la tabla 1 del estándar general, en el cual se reduce esta clasificación de la siguiente manera:

Clasificación	Aplicación	Nivel de voltaje
Baja tensión	Utilización	Hasta 1,000 Volts
Media tensión	Distribución y utilización	1,000 a 34,500 Volts
Alta tensión	Distribución y utilización	69,000 a 230,000 Volts

Los voltajes de baja tensión son empleados directamente para el abastecimiento la mayoría del campo de utilización industrial, especialmente de pequeña escala y industrias pequeñas.

Los voltajes de media tensión pueden ser de suministro para las industrias medianas, que a su vez pueden tener distribución interna en el mismo o menor nivel de tensión a través de subestaciones secundarias de distribución y abastecer los diferentes tipos de carga de fuerza y alumbrado con que cuenta la planta en diferentes niveles de tensión.

Los voltajes de alta tensión son generalmente voltajes de suministro a grandes industrias, las que los transforman mediante subestaciones secundarias a voltajes de subtransmisión o distribución en centros de carga de las áreas de proceso de las plantas, desde las que abastecen los torques en sus diferentes niveles de tensión.

La tabla siguiente es una clasificación de voltajes nominales de los sistemas emitida en el estándar 141-1986 de ANSI-IEEE.

Control del voltaje en los sistemas eléctricos

El suministrador de un sistema eléctrico cuenta con una serie de elementos para controlar la calidad del fluido eléctrico, que debe entregar al usuario dentro de condiciones de continuidad, frecuencia y regulación de voltaje adecuados.

La continuidad de servicio depende de básicamente de la estructura de la red, la cual generalmente cuenta con características suficientes para garantizar un alto grado de confiabilidad.

La frecuencia es función de la demanda y de la capacidad disponible de generación, debido a las características de los generadores, sobretodo los de las unidades térmicas este parámetro no puede tener grandes variaciones, por lo tanto generalmente se mantiene dentro de valores aceptables.

La regulación de voltaje del sistema eléctrico depende de la estructura de la red y de la variación de la carga, los elementos de control de este parámetro del sistema son: la excitación de las unidades

Table 2
Standard Voltage Profile for
Low-Voltage Regulated Power Distribution System, 120 V Base

	Range A (V)	Range B (V)
Maximum allowable voltage	126 (125*)	127
Voltage drop allowance for primary distribution line	9	13
Minimum primary service voltage	117	114
Voltage drop allowance for distribution transformer	3	4
Minimum secondary service voltage	114	110
Voltage drop allowance for plant wiring	6 (4†)	6 (4†)
Minimum utilization voltage	108 (110†)	104 (106†)

* For utilization voltage of 120-600 V.

† For building wiring circuits supplying lighting equipment.

Table 3
Nominal System Voltages

Standard Nominal System Voltages	Associated Nonstandard Nominal System Voltages
<i>Low voltages</i>	
120	110, 115, 125
120/240	110/220, 115/230, 125/250
208Y/120	216Y/125
240/120	
240	230, 250
480Y/277	460Y/265
480	440
600	550, 575
<i>Medium Voltages</i>	
2400	2200, 2300
4160Y/2400	
4160	4000
4800	4600
6900	6600, 7200
8320Y/4800	11 000, 11 500
12 000Y/6930	
12 470Y/7200	
13 200Y/7620	
13 200	
13 800Y/7970	14 400
13 800	
20 780Y/12 000	
22 860Y/13 200	
23 000	
24 940Y/14 400	
34 500Y/19 920	
34 500	33 000
46 000	44 000
69 000	66 000
<i>High Voltages</i>	
115 000	110 000, 120 000
138 000	132 000
161 000	154 000
230 000	220 000
<i>Ultra-High Voltages</i>	
345 000	
500 000	
765 000	
1 100 000	

generadores, la propia red del sistema, los combinateles de derivaciones de los bancos de transformadores, los bancos de reactores y capacitores, etc., la Figura 1 nos muestra un arreglo elemental de un sistema de eléctrico elemental.

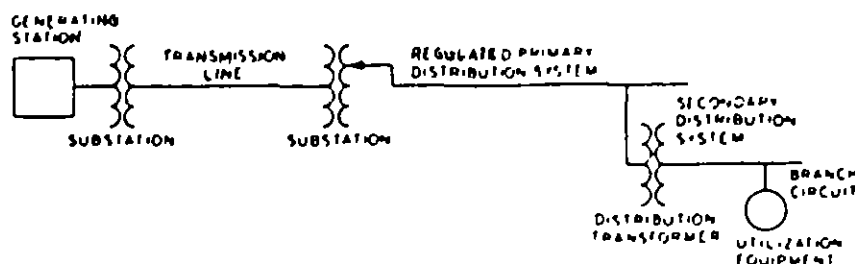


Fig. 1 Sistema típico de producción, transporte, distribución eléctrica.

Dadas las condiciones actuales de los sistemas eléctricos, que en su mayoría han evolucionado enormemente, la regulación de voltaje es parámetro difícil de controlar con precisión; no es sencillo mantener un perfil de voltaje homogéneo para cada uno de los usuarios, sobretodo tomando en cuenta que no todos ellos hacen un uso cuidadoso de la energía, por esta razón las compañías suministradoras especifican como voltaje de suministro el voltaje nominal mas menos 10%.

Límites de tolerancia de la variación del voltaje

Cualquier equipo eléctrico ya sea de fuerza o alumbrado, operará con mayor eficiencia cuanto mas cerca este el voltaje de suministro respecto al voltaje de operación o de placa del mismo; todo aquel equipo que opere fuera de sus especificaciones de placa, estará sujeto a condiciones de operación que de alguna manera lo harán ineficiente y desde luego lo someterán a un mayor desgaste que acortará su vida útil.

Las normas internacionales contemplan algunas tolerancias respecto a los voltajes de operación de los equipos eléctricos, por ejemplo en Estados Unidos, ANSI C84.1-1982 basadas en ANSI NEMA MG1-1978 establece los límites de tolerancia de voltajes en 10% para motores eléctricos de inducción, y presenta la tabla 2 normalizada de tensiones de distribución de baja tensión en terminos de una base de 120 volts anexa.

De la cual puede observarse que los valores oscilan entre límites máximos 126 v y 127 v mínimos 108 y 104, que para condiciones operación, independientemente de la capacidad de tolerancia del equipo son indeseables desde el punto de vista de operación y desde luego inciden directamente en su vida.

Respecto a los voltajes de distribución con que suministran la energía las empresas eléctricas que van desde 120 a 34,500 volts, basados en el mismo criterio se presenta la Figura 11, en la cual se muestra el perfil de tensiones de los límites de rango, según la misma norma y en base de 170 volts para tensiones de 13,800 volts en media y 600 en baja tensión, así como la fila de las relaciones de voltaje pasadas en rangos de voltaje ANSI C84.1-1982 del estándar 141.1936 de ANSI-IEEE anexa.

Selección del voltaje de suministro

La selección de los sistemas de suministro es uno de los aspectos más importantes en el diseño de los sistemas eléctricos industriales, el cual es función de las características y magnitud de la carga instalada y la correspondiente selección del equipo motriz de la misma.

Tensión nominal del equipo eléctrico de la planta

El primer caso consistirá en hacer una selección del equipo por área de producción, capacidades, nivel de voltaje, etc., mediante la cual se podrá cuantificar la carga, determinar la ubicación de los centros de carga de cada una de las áreas y con ellas la demanda a contratar.

Es conveniente hacer incópie en la ventata de generalizar el uso de equipo polifásico siempre que sea posible, así como de incrementar los niveles de voltaje, tanto mas cuanto mayor sea la capacidad de equipo, con lo cual se logrará una mayor eficiencia y un mayor aprovechamiento de la energía.

La tabla 12 del estándar 141.1936 de ANSI-IEEE anexa muestra los niveles de voltaje recomendados para el uso de motores de acuerdo con su capacidad.

Cuando no se tenga información de las características de la carga y se requiere tomar una decisión acerca del voltaje de operación de la planta, puede tomarse como referencia la siguiente tabla de selección del voltaje de operación en función de la demanda instalada.

KVA. DEL SISTEMA	VOLTAJE DE OPERACION
HASTA 500 KVA	220 volts
500 - 1,500 KVA	440 "
1,500 a 3,000 KVA	2,400 "
1,500 a 10,000 KVA	4,160 "
10,000 a 20,000 KVA	13,800 "
Mayores de 20,000 KVA	33,000 "

Mediante el estudio de carga instalada y los factores de diseño correspondientes se estará en condiciones de determinar la demanda a contratar, para lo cual las tarifas eléctricas son la mejor guía de selección, apoyadas en algún estudio económico del valor del dinero en el tiempo.

Fig 13
Voltage Profile of Limits of Range A, ANSI C84.1-1982 [2]

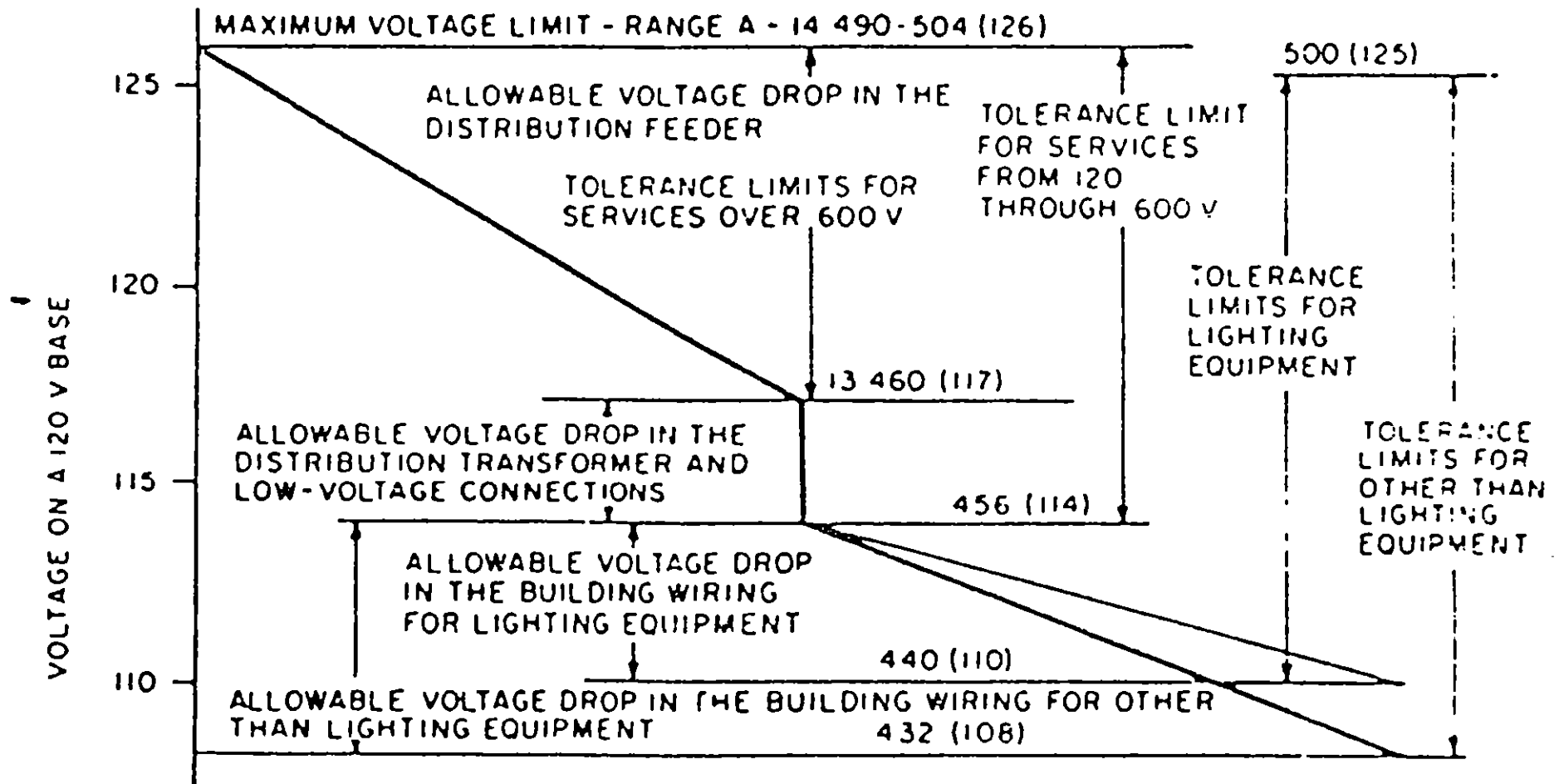
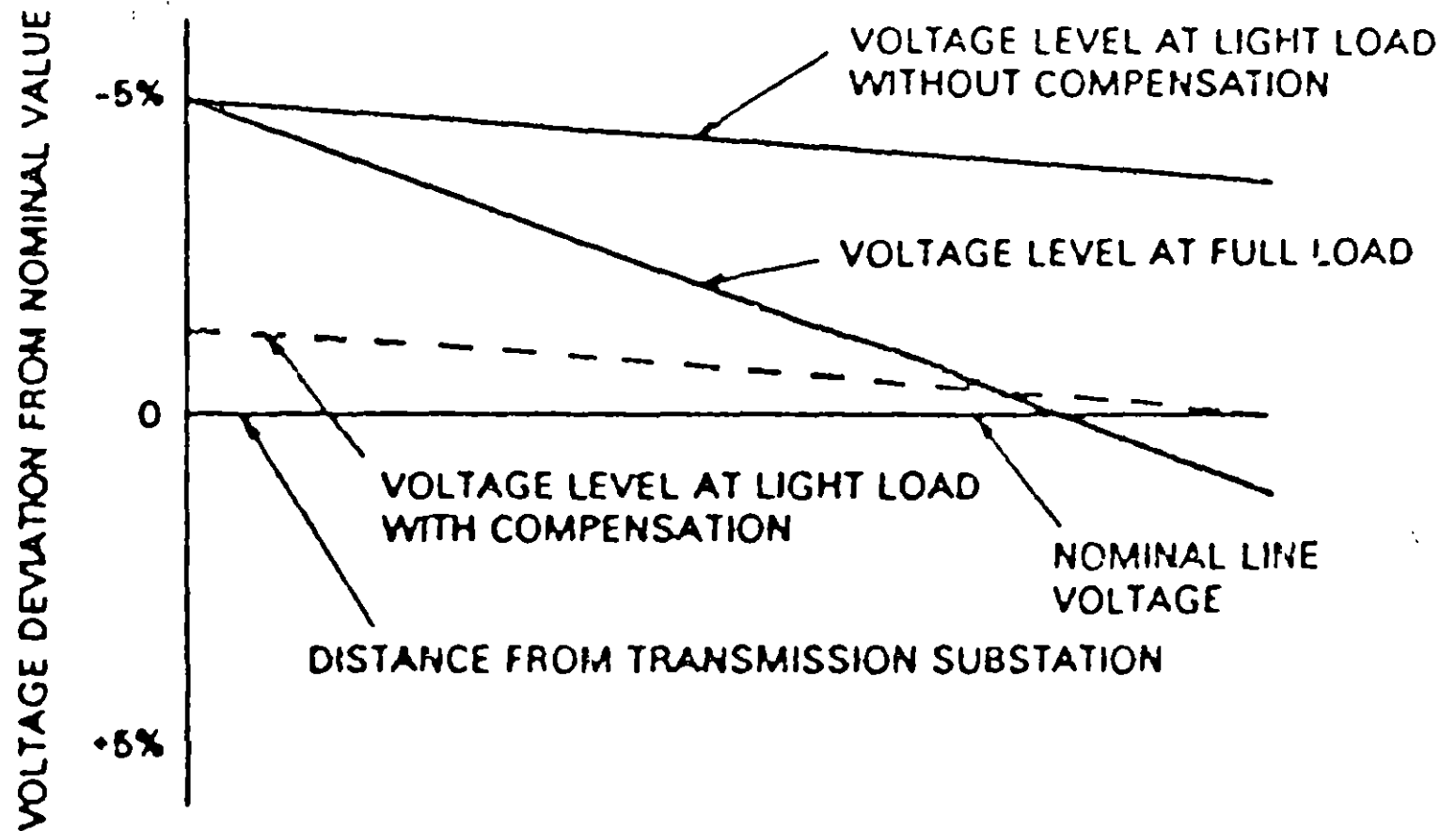


Fig 12

Effect of Regulator Compensation on Primary Distribution System V



Tensión de suministro de la compañía

Los niveles de tensión primarios en media y alta tensión son determinados por las tensiones de operación de las compañías suministradoras y debido a que la fabricación de equipo estandarizado en dichas tensiones es limitada por estas tensiones, también pueden verse reflejados en la tensión.

Es conveniente hacer notar en que cuando se trate de servicios en media y en alta tensión, se hagan las gestiones correspondientes con los suministradores a fin de evitar contratiempos o retrasos en el suministro del servicio.

La nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que todos los servicios de alta tensión y concentración pública deberán ser aprobados por una Unidad de Verificación para poder ser contratados, de tal manera que de ser posible este trámite deberá iniciarse en cuanto se haga el proyecto y casi simultáneamente los permisos de solicitud de presupuesto ante la empresa suministradora.

Table 1
Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges (*continued*)

NOTES:

- (a) Three-phase three-wire systems are systems in which only the three-phase conductors are carried out from the source for connection of loads. The source may be derived from any type of three-phase transformer connection, grounded or ungrounded. Three-phase four-wire systems are systems in which a grounded neutral conductor is also carried out from the source for connection of loads. Four-wire systems in Table 1 are designated by the phase-to-phase voltage, followed by the letter Y (except for the 240/120 volt delta system), a slant line, and the phase-to-neutral voltage. Single-phase services and loads may be supplied from either single phase or three-phase systems. The principal transformer connections that are used to supply single-phase and three-phase systems are illustrated in Appendix A.

(b) The voltage ranges in this table are illustrated in Appendix B.

(c) For 120-600 volt nominal systems, voltages in this column are maximum service voltages. Maximum utilization voltages would not be expected to exceed 125 volts for the nominal system voltage of 120, nor appropriate multiples thereof for other nominal system voltages through 600 volts.
- (d) A modification of this three-phase, four-wire system is available as a 120/208Y volt service for single-phase, three-wire, open-wye applications.

(e) Certain kinds of control and protective equipment presently available have a maximum voltage limit of 600 volts; the manufacturer or power supplier or both should be consulted to assure proper application.

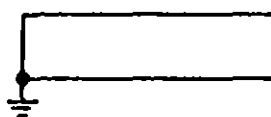
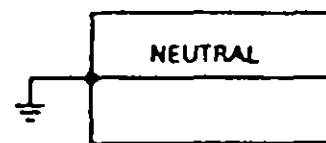
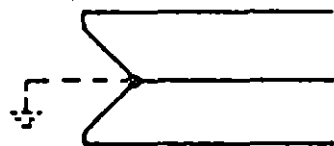
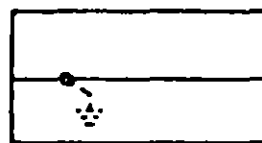
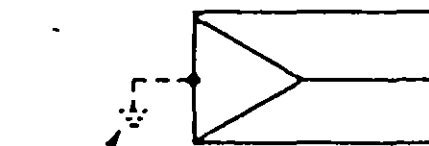
(f) Utilization equipment does not generally operate directly at these voltages. For equipment supplied through transformers refer to limits for nominal system voltage of transformer output.

(g) For these systems Range A and Range B limits are not shown because, where they are used as service voltages, the operating voltage level on the user's system is normally adjusted by means of voltage regulation to suit their requirements.

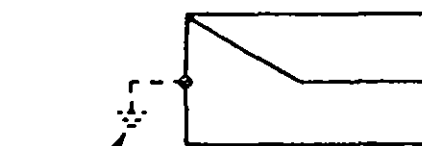
(h) Standard voltages reprinted from American National Standard C92.2-1981 for convenience only.

This material is reproduced with permission from American National Standard Voltage Ratings for Electric Power Systems and Equipment (60-Hz), ANSI C84.1 1982, copyright 1982 by the American National Standards Institute. Copies of this standard may be purchased from ANSI, 1430 Broadway, New York, NY 10018.

SINGLE-PHASE SYSTEMS

(1)
TWO-WIRE(2)
THREE-WIRETHREE-PHASE THREE-WIRE SYSTEMS
(NOTE b)(3)
WYE(4)
TEE

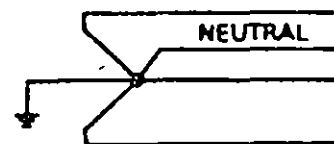
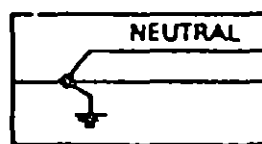
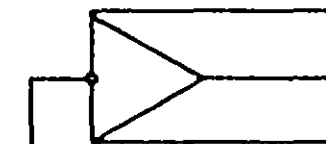
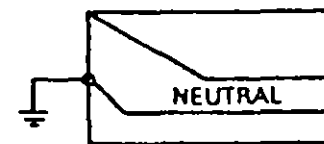
(NOTE c)

(5)
DELTA

(NOTE c)

(6)
OPEN-DELTA

THREE-PHASE FOUR-WIRE SYSTEMS

(7)
WYE(8)
TEE(9)
DELTA(10)
OPEN-DELTA

NOTES: (a) The above diagrams show connections of transformer secondary windings to supply the nominal system voltages of Table 1. Systems of more than 600 V are normally three-phase and supplied by connections (3), (5) ungrounded, or (7). Systems of 120-600 V may be either single-phase or three-phase and all of the connections shown are used to some extent for some systems in this voltage range.

(b) Three-phase, three-wire systems may be solidly grounded, impedance grounded, or ungrounded, but are not intended to supply loads connected phase-to-neutral (as the four-wire systems are).

(c) In connections (5) and (6), the ground may be connected to the midpoint of one winding as shown (if available), to one phase conductor (corner grounded), or omitted entirely (ungrounded).

(d) Single-phase services and single-phase loads may be supplied from single-phase systems or from three-phase systems. They are connected phase-to-phase when supplied from three-phase, three-wire systems and either phase-to-phase or phase-to-neutral from three-phase, four-wire systems.

Fig 10
Principal Transformer Connections to Supply the System Voltages of Table 1



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS.

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS-
TRIALES Y PARA EDIFICIOS .**

**MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

TEMA: LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA.

ING. ARTURO MORALES COLLANTES.

LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA BIEN PLANEADO Y UNA INSTALACION MEDIOCRE ES GENERALMENTE PEQUEÑA. TOMESE EN CUENTA QUE EL SISTEMA ELECTRICO, EN GENERAL, COSTARA ALREDEDOR DEL 2 AL 10 % DEL COSTO GLOBAL DE LA PLANTA.

EL SISTEMA ELECTRICO DE UNA PLANTA NO ES UN FIN EN SI, SI NO FORMA SOLO UNA PARTE DE UN PROCESO PRODUCTIVO, PARTE MUY VITAL POR CIERTO.

NO PLANEE UN SISTEMA ELECTRICO SIN PARTICIPACION DE:

EL PERSONAL DE PRODUCCION DE LA PLANTA. ELLOS CONOCEN EL PROCESO, CUALES MAQUINAS PUEDEN QUEDAR FUERA EN UNA EMERGENCIA Y CUALES NO, LA NECESIDAD DE CAMBIOS FUTUROS.

EL PERSONAL DE MANTENIMIENTO. INDICACION EN BASE A SUS PROGRAMAS, COMO DEBE HACERSE LA INSTALACION PARA DARLE MANTENIMIENTO SIN RIESGO Y CON FACILIDAD Y QUE SISTEMAS QUEDAN CONECTADOS Y CUALES FUERA.

EL PERSONAL DE SEGURIDAD

EL GRUPO DE INGENIERIA INDUSTRIAL QUE PLANEA LA FABRICA Y LOS DEMAS GRUPOS DE CONSTRUCCION, MECANICA Y CIVIL. DEBE HABER COORDINACION ENTRE TODOS.

POR OTRO LADO, QUIENES PLANEAN UNA FABRICA, SE INTERESAN SOBRE TODO EN LAS MAQUINAS DE PRODUCCION, METODOS, DISTRIBUCION DE PLANTA. ESTE GRUPO Y EL GRUPO DE PRODUCCION, TIENDEN A OLVIDAR O A POSPONER LA INSTALACION ELECTRICA.

- + EL SISTEMA NO ESTARA BIEN DISEÑADO.
- + LOS COSTOS INICIALES SE ELEVARAN.
- + SE VERA AFECTADA SERIAMENTE TODA SU PLANEACION

SI NO PUEDE PONERSE EN CONTACTO CON ESTAS PERSONAS, TRATE AUNQUE SEA INDIRECTAMENTE DE OBTENER DATOS ACERCA DEL FUNCIONAMIENTO DE LA PLANTA.

1.2. CONSIDERACIONES BASICAS DE DISEÑO

SEGURIDAD

{ EN VIDAS NO HAY ALTERNATIVA,
SOLO LA OPCION SEGURA ES LA
VIALE.
EN LA PROPIEDAD PUEDE EVALUAR
SE ECONOMICAMENTE.

CONFIABILIDAD DEPENDE DEL TIPO DE PROCESO. ALGUNAS PLANTAS TOLERAN INTERRUPCIONES, OTRAS NO. LAS FALLAS DEBEN AISLARSE CON UN MINIMO DISTURBIO AL RESTO DEL SISTEMA.

SIMPLICIDAD DE OPERACION UNA VEZ SATISFECHOS LOS REQUERIMIENTOS DEL PROCESO, EL SISTEMA DEBE SER TAN SIMPLE COMO SEA POSIBLE.

REGULACION DE TENSION LAS BAJAS TENSIONES PRODUCEN DAÑOS AL EQUIPO.

MANTENIMIENTO ACCESO CON SEGURIDAD Y FACILIDAD PARA LIMPIEZA, REPARACIONES, AJUSTES Y MANTENIMIENTO RUTINARIO.

FLEXIBILIDAD DEBEN PREVERSE CAMBIOS FUTUROS, DENTRO DE LO ECONOMICAMENTE CONVENIENTE.

COSTOS INICIALES FACTORES MUY IMPORTANTES AL DECIDIR ENTRE DISTINTAS ALTERNATIVAS.

EXPANSIONES FUTURAS TAMBIEN DEBEN CONSIDERARSE YA QUE, GENERALMENTE TODAS LAS INDUSTRIAS TIENDEN A CRECER. ESTO NO DEBE OLVIDARSE PARA TOMAR EN CUENTA EN LA SELECCION DE VOLTAJES, CAPACIDADES DE EQUIPO, ESPACIO PARA INSTALACION. TODO ESTO DEBE ESTAR CIMENTADO EN EL ESTUDIO ECONOMICO CORRESPONDIENTE.

1.3 GUIA PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO PODRA GUIAR AL INGENIERO EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA ELECTRICO DE DISTRIBUCION INDUSTRIAL.

- + LEVANTAMIENTO DE CARGAS.
- + DETERMINACION DE LA DEMANDA.
- + ARREGLO ELECTRICO.
- + LOCALIZACION DEL EQUIPO.
- + SELECCION DE TENSIONES.
- + COMPAÑIA SUMINISTRADORA.
- + GENERACION.
- + DIAGRAMA UNIFILAR.
- + ANALISIS DE CORTO CIRCUITO.
- + PROTECCION.
- + EXPANSION FUTURA.
- + OTROS REQUERIMIENTOS.

LEVANTAMIENTO DE CARGAS

OBTENGA UNA DISTRIBUCION DE PLANTA GENERAL CON LA LOCALIZACIÓN DE EQUIPO Y SUS CARACTERISTICAS ELECTRICAS (POTENCIA, TENSION, FASES, ETC.).

EN LA MAYOR PARTE DE LAS VECES, LO ANTERIOR NO ES POSIBLE TOTALMENTE NO SE DETENGA, PORQUE PUEDE CAUSAR RETRASOS A LA CONSTRUCCION DE LA PLANTA. POR LO TANTO, ESTIME MEDIANTE EL USO DE CARGAS TIPICAS POR AREA, POR FUNSION, EN INDUSTRIAS SIMILARES A LA PROYECTADA, ETC.

COORDINESE CON LOS DEMAS DISEÑADORES DE LA PLANTA. ELLOS LE IRAN PROPORCIONANDO MAS DATOS.

ELABORE USTED SUS PROPIOS INDICES DE WATTS O VA POR M2 EN BASE A INSTALACIONES CONOCIDAS.

DENSIDADES DE CARGA ESTIMADAS EN VARIAS INDUSTRIAS

INDUSTRIAS (E. U.) (ALUMBRADO Y FUERZA)

TIPO DE PLANTA	VOLT-AMPERS DEMANDADOS VA/ M2
FABRICA DE AEROPLANOS	162 -270
FABRICA AZUCAR	200
FABRICA DE PAPEL	150
FABRICA TEXTIL	130
MANUFACTURA DE CIGARRILLOS	
MANUFACTURA EN GENERAL, QUIMICOS, EQUIPO ELECTRICO	108
TALLER DE REPARACION DE MAQUINAS, FABRICACION DE PEQUEÑOS APARATOS	80
MANUFACTURA DE LAMPARAS	54
MANUFACTURA DE PEQUEÑOS COMPONENTES	38

PARA LAS CARGAS DE ALUMBRADO EN SI, SE PUEDE CONSULTAR LA SECCION 4 DEL VOLUMEN " APPLICATION VOLUME " DEL IES LIGHTING HANDBOOK, EDICION 1981.

DETERMINACION DE LA DEMANDA

LA SUMA DE LOS VA NOMINALES DE LAS CARGAS PROPORCIONARA LA CARGA CONECTADA TOTAL. DADO QUE ALGUNOS EQUIPOS OPERAN A MENOS DE SU CAPACIDAD PLENA Y OTROS LO HACEN INTERMITENTEMENTE, LA DEMANDA RESULTANTE ES MENOR QUE LA CARGA INSTALADA.

DEFINICIONES

DEMANDA LA CAGA ELECTRICA EN LAS TERMINALES DE SALIDA, PROMEDIADA SOBRE UN ESPECIFICO INTERVALO DE TIEMPO (KVA, A, KW, ETC.) EL PERIODO DE TIEMPO ES DE 15 MINUTOS, 1/2 HORAS O 1 HORA.

CARGA PICO LA MAXIMA CARGA CONSUMIDA O PRODUCIDA POR UNA UNIDAD O GRUPO DE UNIDADES EN UN PERIODO DE TIEMPO ESTABLECIDO. PUEDE SER LA MAXIMA CARGA INSTANTANEA O LA MAXIMA CARGA PROMEDIO DURANTE EL PERIODO.

DEMANDA MAXIMA LA MAYOR DE LAS DEMANDAS QUE HAN OCURRIDO* DURANTE UN ESPECIFICO PERIODO DE TIEMPO (PARA LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA ESTE PUEDE SER DE 1 MES).

FACTOR DE DEMANDA LA RAZON DE DEMANDA MAXIMA DE UN SISTEMA A LA CARGA TOTAL DEL SISTEMA.

FACTOR DE DIVERSIDAD. LA RAZON DE LA SUMA DE LAS DEMANDAS INDIVIDUALES MAXIMAS DE LAS SUBDIVISIONES DE UN SISTEMA A LA DEMANDA MAXIMA DEL SISTEMA TOTAL.

FACTOR DE CARGA LA RAZON DE LA CARGA PROMEDIADA SOBRE UN CIERTO PERIODO DE TIEMPO A LA CARGA PICO OCURRIDA EN ESE PERIODO.

PARA EFECTOS PRACTICOS SE ASUME UN FACTOR DE DIVERSIDAD DE 1.0 Y FACTORES DE DEMANDA SIMILARES A LOS SIGUIENTES:

HORNOS DE ARCO	100
SOLDADURAS DE ARCO	30
HORNOS DE INDUCCION	80
ALUMBRADO	100

MOTORES

1.-USO GENERAL, MAQUINAS HERRAMIENTAS, GRUAS, VENTILACION, COMPRESORAS, BOMBAS, ROLADORAS, ETC.	30
2.- PROCESOS SEMICONTINUOS, PAPELERAS, REFINERIAS, INDUSTRIA DEL HULE, ETC.	60
3.- PROCESOS CONTINUOS, TEXTILES, PLANTAS QUIMICAS, ETC.	90
SOLDADURAS DE RESISTENCIA	20
HORNOS DE RESISTENCIAS, CALENTADORES, FUNDIDORAS.	80

SISTEMAS O ARREGLOS ELECTRICOS

INVESTIGUE LOS DIFERENTES TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y SELECCIONE EL MAS ADECUADO A LOS REQUERIMIENTOS DE SU PLANTA.

ESTO DEPENDE DEL PROSESO DE MANUFACTURA. EN GENERAL, UN SISTEMA ES MAS COSTOSO MIENTRAS MAS CONFIABLE.

ALGUNOS PROCESOS NO SON AFECTADOS POR LAS INTERRUPCIONES. UN SISTEMA RADIAL PUEDE APLICARSE EN ESTE CASO. OTROS NO TOLERAN INTERRUPCIONES (CEMENTERAS, FUNDICIONES GENERACION ELECTRICA) Y REQUIEREN EL SISTEMA MAS CONFIABLE POSIBLE, CON FUENTES DE EMERGENCIA.

PARA DAR MANTENIMIENTO A SISTEMAS QUE ALIMENTAN PROCESOS CONTINUOS SE REQUIEREN SISTEMAS DOBLES, DISEÑADOS PARA TRABAJAR SOBRE ELLOS CON SEGURIDAD. UN SISTEMA QUE NO PUEDE SER MANTENIDO POR RAZONES DE CONTINUIDAD EN EL PROCESO, ES UN MAL SISTEMA.

LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DEBE PROPORCIONARLO

- + TENSION DE SUMINISTRO O TENSIONES DISPONIBLES, PROPIA O DEL CLIENTE.
- + RUTA DE LAS LINEAS Y PUNTO DE SUMINISTRO.
- + TARIFAS.
- + OPCIONES EN EL SUMINISTRO: CON SUBESTACION.
- + ESPACIO DE LA SUBESTACION SI LA PROVEE LA COMPAÑIA.
- + CORTO CIRCUITO Y CARACTERISTICAS DEL SISTEMA EN PUNTO DE SUMINISTRO.
- + REQUERIMIENTOS PARA MEDICION.
- + TIPO DE ATERRIZADO EN EL SISTEMA DE SUMINISTRO.
- + REQUERIMIENTOS DE COORDINACION CON EL SISTEMA DE PROTECCION DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA.
- + DATOS SOBRE CONFIABILIDAD DE LA RED, SI ES NECESARIO.
- + ALIMENTACIONES DE RESPALDO, DE SER NECESARIAS.

COMPañIA SUMINISTRADORA

TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE, DEBE EFECTUARSE UNA REUNION CON LA EMPRESA ELECTRICA PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DEL SERVICIO. RECUERDE QUE SI LA CARGA ES GRANDE, LA COMPañIA DE ELECTRICIDAD DEBE PLANEAR LOS CABIOS A SU RED DE DISTRIBUCION.

DATOS QUE SE SUGIERE PROPORCIONAR

- + DISTRIBUCION DE PLANTA MOSTRANDO EDIFICIOS Y ESTRUCTURAS.
- + CARGA ELECTRICA DE LA PLANTA, PREFERENTEMENTE DEMANDA MAXIMA EN KVA.
- + PUNTO PREFERIDO PARA LA CONEXION DEL SERVICIO.
- + ARREGLO ELECTRICO DE LA COMPañIA SUMINISTRADORA QUE SE DESEA.
- + PROGRAMA DE CONSTRUCCION Y DE PUESTA EN SERVIVIO.
- + MOTORES MUY GRANDES FUERA DE LO USUAL QUE SE TENGAN.
- + FACTOR DE POTENCIA ESPERADO.
- + DESCRIPCION DE LA CARGA CONECTADA.

LOCALIZACION DE EQUIPO

EN GENERAL, ESTRE MAS CERCA SE LOCALICEN LOS TRANSFORMADORES DEL CENTRO DE CARGA DEL AREA SERVIDA, MENORES SERAN LOS COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION. EN CASO DE DUDA, ES IMPORTANTE HACER EVALUACIONES TECNICO ECONOMICAS.

ES IMPORTANTE COORDINARSE DESDE EL PRINCIPIO CON LOS PROYECTISTAS PARA DEJAR ESPACIO DISPONIBLE PARA EQUIPOS, DUCTOS, REGISTROS, ETC. Y PLANEAR LOS TRABAJOS CIVILES RELACIONADOS.

SELECCION DE TENSIONES

SELECCIONE LAS MEJORES TENSIONES EN CADA UNO DE LOS NIVELES (BAJA Y MEDIA TENSION) LAS TENSIONES, DEL SISTEMA NORMALMENTE INFLUYEN MAS QUE NINGUN OTRO FACTOR, EN LA ECONOMIA, TANTO EN LA SELECCION DE EQUIPO, COMO EN LA EXPANSION DE LA PLANTA.

GENERACION

DEPENDIENDO DE LAS REGULACIONES DEL PAIS Y DE LAS CARACTERISTICAS DE LA PLANTA SE PUEDE DECIDIR Y BASADOS EN UN ESTUDIO TECNICO ECONOMICO SI:

- CONVIENE COMPRAR LA ENERGIA.
- CONVIENE TENER GENERACION DE EMERGENCIA.
- CONVIENE TENER ALGUNA GENERACION RODANTE.
- CONVIENE GENERAR TODA LA ENERGIA.

POR LO COMUN, LO MAS ECONOMICO ES COMPRAR LA ENERGIA, PERO EXISTEN PROCESOS QUE REQUIEREN CONTINUIDAD, COMO SON LA INDUSTRIA DEL PAPEL, LA PETROQUIMICA, LAS DEL CEMENTO Y ACERO, Y PUEDEN SER CANDIDATAS A LOS ULTIMOS CASOS. OTRAS INDUSTRIAS DESPERDICIAN MUCHO CALOR O VAPOR Y OIDIA UTILIZARSE ESTA ENERGIA.

DIAGRAMA UNIFILAR

- ES UN ELEMENTO MUY IMPORTANTE EN LA PLANEACION.
- LOS SIMBOLOS ESTAN DEFINIDOS EN EL IEE STANDARD 315-1975 "GRAPHIC SYMBOLS FOR ELECTRICAL AND ELECTRONICS DIAGRAMS" (ANSI Y 32.2 - 1975)
- EL DIAGRAMA UNIFILAR DEBE CONTENER LO SIGUIENTE:
 - + FUENTES DE POTENCIA, TENSIONES Y CORRIENTES DE C.C.
 - + TIPO, TAMAÑO, CAPACIDADES Y NUMEROS DE CONDUCTORES.
 - + CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES (RVA, TENSIONES, IMPEDANCIA, CONEXIONES Y METODOS DE PUESTA A TIERRA).
 - + IDENTIFICACION DE LOS APARATOS DE PROTECCION (RELEVADORES, FUSIBLES, INTERRUPTORES).
 - + RELACIONES DE T.P. Y T.C.
 - + CARGAS.
 - + OTROS EQUIPOS CONECTADOS.

ANALISIS DE CORTO CIRCUITO Y PROTECCION

CALCULE EL CORTO CIRCUITO DISPONIBLE EN LOS PRINCIPALES COMPONENTES DEL SISTEMA.

DISEÑE SU SISTEMA DE PROTECCION COMO UNA PARTE INTEGRAL AL MISMO Y NO COMO UN AGREGADO POSTERIOR.

EXPANSION FUTURA

SI ESTA DISEÑADO LA EXPANSION DE UN SISTEMA EXISTENTE, CUIDE SI EL EQUIPO SOPORTA LA CARGA ADICIONAL Y EL NUEVO CORTO CIRCUITO. CHEQUE CARACTERISTICAS DE CAPACIDAD NOMINAL, TENSION, CAPACIDAD INTERRUPTIVA, OPERACION DE INTERRUPTORES Y LA COORDINACION DE PROTECCIONES. ESTUDIE LA MEJOR MANERA DE CONECTAR LA NUEVA PARTE CON MINIMO COSTO DE CONSTRUCCION Y PERDIDAS DE PRODUCCION.

SI LA PLANTA ES NUEVA, CONVIENE PREVEER QUE LA CARGA EN MAYOR O MENOR GRADO HABRA DE CRECER.

POR LO TANTO EL SISTEMA DEBE DISEÑARSE PARA CRECER. CON EL DIAGRAMA UNIFILAR, IMAGINE COMO APARECERIA ESTE SI LA CARGA SE DUPLICA O TRIPLICA (ESTO PUEDE SUCEDER EN 15 O 20 AÑOS) Y REPLANTEE QUE PREPARACIONES DEBE TENER PARA ESTAS CONDICIONES, CUIDANDO DESDE LUEGO LOS COSTOS.

TAMBIEN ES CONVENIENTE INCLUIR EN EL DIAGRAMA UNIFILAR LOS PUNTOS DONDE SE DESEAN HACER MEDICIONES Y SUS CARACTERISTICAS.

LO MISMO QUE, EN SU CASO, SI LA INSTALACION ES GEOGRAFICAMENTE GRANDE, DEBE INCLUIRSE SU LOCALIZACION.

NO OLVIDARSE TAMBIEN DE INDICAR LAS APLICACIONES FUTURAS QUE SE HAYAN CONSIDERADO O PLANES FUTUROS.

SEGURIDAD

VERIFIQUE DE QUE USEN DISPOSITIVOS ADECUADOS DE SEGURIDAD EN TODAS LAS PARTES DEL SISTEMA.

COMUNICACIONES

DENTRO DE LA PLANEACION DE LA PLANTA SE DEBE INCLUIR UN SISTEMA CONFIABLE DE COMUNICACIONES: TELEFONO, SONIDO, CIRCUITOS CERRADOS DE TELEVISION, INTERCOMUNICACIONES.

MANTENIMIENTO

DEBE PLANEARSE EL SISTEMA DE TAL FORMA QUE SE PUEDA EFECTUAR EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PROPORCIONANDO ESPACIO PARA TRABAJAR EN LOS LOCALES, ACCESO FACIL A INSPECCION, FACILIDADES PARA PROBAR O TOMAR MUESTRAS DE MATERIALES, MEDIOS DE DESCONEXION PARA CUANDO SE TRABAJA EN EL EQUIPO.

EL SISTEMA DE MANTENIMIENTO DEBE TAMBIEN PLANEARSE Y PUEDE INCLUIR LOS SIGUIENTES OBJETIVOS : LIMPIEZA, CONTROL DE HUMEDAD, VENTILACION ADECUADA, REDUCIR CORROSION, MANTENIMIENTO DE CONDUCTORES, INSPECCIONES Y PRUEBAS RUTINARIAS, LLEVAR RECORDS, APLICACION DE CODIGOS Y NORMAS.

SISTEMAS ELECTRICOS DE EMERGENCIA

HEMOS VISTO HASTA HORA DIFERENTES ARREGLOS QUE UNO CON RESPECTO AL OTRO NOS INDICAN MAYOR O MENOR CONFIABILIDAD DEPENDIENDO LOGICAMENTE DEL COSTO DE EQUIPO UTILIZANDO Y SU INSTALACION, ADEMAS QUE, EN CASO DE ALGUNA FALLA DE ALGUNO DE LOS EQUIPOS O MATERIALES USADOS, EL TIEMPO PARA RESTAURAR EL SERVICIO ES MENOR, ESTADISTICAMENTE HABLANDO, SEGUN EL ORDEN EN QUE SE HAN VISTO LOS DIFERENTES ARREGLOS O SISTEMAS.

PERO, EN CUALQUIERA DE LAS FORMAS ANALIZADAS EN QUE SE NECESITE AUMENTAR LA CONFIABILIDAD Y LA CONTINUACION DEL SERVICIO EN CUALQUIER PUNTO PARTICULAR DE UTILIZACION DE LA ENERGIA Y QUE DE ACUERDO CON LAS CARACTERISTICAS DE ESTE SERVICIO ESTE DEBA SER DE UN MINIMO DE TIEMPO DE INTERRUPCION O NO INTERRUMPIBLE, SI ESTE FUERA EL CASO.

PARA LO ANTERIOR SE PUEDEN AGREGAR SISTEMAS DE EMERGENCIA O DE OPERACION INMEDIATA. LA DECISION EN EL USO DE ESTOS SISTEMAS AGREGADOS DEPENDERA Y SE JUSTIFICARA UNICAMENTE POR SU COSTO Y POR SU NECESIDAD EN EL PROCESO DE LA PRODUCCION O DE LA OPERACION.

EL SISTEMA DE EMERGENCIA A SELECCIONAR DEPENDE DE LO QUE SE ESPERA QUE LLEGUEN A EFECTUAR. AL PROYECTAR SE DEBEN CONSIDERAR LAS NECESIDADES COMO LA DE SI EL SISTEMA NORMAL DE PRODUCCION DE OPERACION PUEDE TOLERAR UNA FALLA DE ENERGIA DE 1 MILISEGUNDO, 10 SEGUNDOS, UN MINUTO O MAS Y POR CUANTO TIEMPO EL SISTEMA DE EMERGENCIA O LA INSTALACION DE RESERVA VA A DESARROLLAR SUS FUNSIONES EN HORAS, MINUTOS O SEGUNDOS.

UN SISTEMA DE EMERGENCIA DESCONECTADO ES EL QUE ESTA EN ESTADO DURMIENTE HASTA QUE ES LLAMADO A OPERAR COMO UN MOTOR GENERADOR DE DIESEL QUE OPERA CUANDO OCURRE LA FALLA. UNO CONECTADO ES EL QUE OPERA EN TODO MOMENTO COMO UN INVERSOR ALIMENTADO CON C.C. A TRAVES DE UN CARGADOR DE BATERIA Y UNA BATERIA EN FLOTACION QUE ALIMENTA EL INVERSOR EN CASO DE FALLA DEL SISTEMA PRIMARIO DE ALIMENTACION.

AL DISEÑAR Y SELECCIONAR UN SISTEMA DE EMERGENCIA ES NECESARIO TOMAR EN CUENTA, ADEMAS DE SU DISPONIBILIDAD, TAMBIEN SU CONFIABILIDAD. POR EJEMPLO, UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA TIENE COMPONENTES QUE TIENEN UNA PROBABILIDAD DE FALLA EN SI MISMOS QUE EN REALIDAD REDUCE LA CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO EN LA ENERGIA ENTREGADA O SEA QUE CON EL TRANSFER CONECTADO, EL SISTEMA PRIMARIO ES MENOS CONFIABLE PORQUE ESTE EN SI ES UN PUNTO DE FALLA QUE NO EXISTIRIA SI NO HUBIERA UN SISTEMA DE EMERGENCIA.

ES NECESARIO SOPESAR LOS CONVENIENTES E INCONVENIENTES Y EN LO POSIBLE EFECTUAR UN ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DEL EQUIPO EN QUE APOYAR LA DECISION Y ESTO SE LOGRA CON ESTADISTICAS DE FALLAS DE EQUIPO QUE ESTAN EN PODER DE ALGUNOS FABRICANTES Y QUE EN MEXICO SERIA MUY INTERESANTE DESARROLLAR A NIVEL DE GOBIERNO O USARIOS O DE LA PROPIA INDUSTRIA LA QUE SE PLANEE EFECTUAR TODA LA INSTALACION DEL SISTEMA ELECTRICO.

SE DEBE RECLAMAR PUES, QUE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA DEBEN ESTAR EN DISPONIBILIDAD PARA PROPORCIONAR ENERGIA EN FORMA CONFIABLE PARA SOBRELLEVAR PROBLEMAS OCASIONADOS POR INTERRUPCIONES QUE VAN DE MILLISEGUNDOS A VARIAS HORAS.

MAS DE UN TIPO DE SISTEMAS PUEDE SER UTIL PARA UNA APLICACION. LA SELECCION DEL MAS APROPIADO DEPENDERA DEL COSTO INICIAL, DE LOS COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO, NECESIDADES DE COMBUSTIBLE, CONFIABILIDAD DEL SISTEMA, CALIDAD DE LA ENERGIA ENTREGADA, CAPACIDAD PARA EXPANSIONES Y CONSIDERACIONES ECOLOGICAS EN SU CASO.

DESCRIPCION Y APLICACION DE ALGUNOS DE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA MAS USUALES:

1.-GENERADORES IMPULSADOS POR MOTOR DE COMBUSTION INTERNA.

ESTAS UNIDADES SE PUEDEN CONSEGUIR DESDE 1 KW A VARIOS MILES DE KW DE CAPACIDAD Y USAN COMO COMBUSTIBLE EN LOS MOTORES AL DIESEL, GASOLINA, GAS NATURAL O GAS LP (BAJO PROPANO). BIEN MANTENIDOS PUEDEN ENTRAR EN SERVICIO ENTRE 8 Y 15 SEGUNDOS.

LAS UNIDADES DIESEL SON GENERALMENTE PARA TRABAJO PESADO. EL COMBUSTIBLE ES EL DE MENOR COSTO Y EL PELIGRO DE INCENDIO ES MENOR QUE LOS QUE USAN GASOLINA. ESTAS SON USUALES HASTA LOS 100 KW Y TIENEN UN COSTO INICIAL MENOR QUE LAS DE DIESEL. LAS UNIDADES DE GAS NATURAL O LP FACILES DE ARRANCAR, AUN DESPUES DE PERIODOS LARGOS SIN USO, PERO TIENEN EL PROBLEMA DE QUE EL SUMINISTRO DE COMBUSTIBLE ES MAS CONFLICTIVO CUANDO SE NECESITA EL SISTEMA.

LA APLICACION DE ESTOS TIPOS DE MOTO - GENERADORES ES EN SISTEMA DESCONECTADOS PARA REDUCIR EL TIEMPO DE INTERRUPCION O EN COMBINACION CON SISTEMAS DE ENERGIA MECANICA ALMACENADA (VOLANTES), CON LO CUAL SE MEJORA LA DISPONIBILIDAD Y CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO.

2.- TURBO - GENERADORES:

SE UTILIZAN TURBINAS DE VAPOR O GAS COMO MOTORES. LAS DE VAPOR SE UTILIZAN UNICAMENTE CUANDO HAY DISPONIBILIDAD DE ESTE EN EL MISMO PROCESO PRODUCTIVO. LOS TAMAÑOS USUALES VAN DESDE 100 HASTA VARIOS MILES DE KW EN LAS DE GAS, SIENDO ESTAS LAS MAS COMUNES Y USAN DIFERENTES GRADOS Y TIPOS DE COMBUSTIBLE LIQUIDO, ASI COMO GAS NATURAL O LP. ESTAS UNIDADES PUEDEN ESTAR EN OPERACION EN 20 SEGUNDOS, LAS UNIDADES CHICAS Y HASTA 5 MINUTOS PARA UNIDADES GRANDES. POR SU PESO Y TAMAÑO PUEDEN INSTALARSE EN LOS TECHOS DE EDIFICIOS YA QUE SU PESO / KW ES MENOR QUE LAS DE MOTO - GENERADORES DE COMBUSTION INTERNA.

ESTE DIAGRAMA MUESTRA EL CASO TIPICO. EL MOTOR DE C.A. MUEVE A UN GENERADOR DE C.C., QUE A SU VEZ ENTREGA ENERGIA PARA MOVER EL MOTOR DE C.C. QUE MUEVE UN GENERADOR DE C.A. Y LA BATERIA SUMINISTRA A SU VEZ ENERGIA AL MOTOR DE C.C. EN CASO DE FALLA EN EL SISTEMA PRIMARIO. EL GENERADOR DE C.A. PROVEE DE ENERGIA ININTERRUMPIBLE A LA CARGA. EL HECHO DE QUE NO HAYA PARTES MOVILES EN LOS INVERSORES ESTATICOS Y RECTIFICADORES HA PROBADO SER UN PUNTO IMPORTANTE PARA PREFERIR ESTOS SOBRE LOS MECANICOS RODANTES.

CON ESTO HEMOS QUERIDO DAR ALGUNOS ASPECTOS DE LOS MUCHOS SISTEMAS QUE SE PUEDEN FORMAR SEGUN NECESIDADES DE LA OPERACION Y SU COSTO INICIAL Y DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

EN EL USO DE EQUIPO Y MATERIALES, AL PLANEAR EL SISTEMA, TAMBIEN PODEMOS AFIRMAR QUE LAS TENDENCIAS ACTUALES CADA VEZ SE INCLINAN MAS AL USO DE :

- 1.- TABLEROS DE DISTRIBUCION TIPO METAL-CLAD, QUE SON LOS TABLEROS BLINDADOS, CON ENTRECERRRES Y ALGUNOS CON INTERRUPTORES CON CONTROL ELECTRICO Y OPERACION REMOTADA.
- 2.- CENTROS DE CONTROL DE MOTORES TIPO DRAW-OUT O DE LOS QUE ESTAN EN COMPARTIMIENTO INDEPENDIENTES, RETIRABLES FACILMENTE, PARA EFECTUAR MANTENIMIENTO EN FORMA EFICIENTE Y SEGURA.

3.- INTERRUPTORES EN AIRE EN LUGAR DE LOS INTERRUPTORES EN ACEITE O LA TENDENCIA ACTUAL DE INTERRUPTORES CON CAMARAS EN VACIO.

4.- PARA EL USO EN LOCALES CERRADOS SE USAN TRANSFORMADORES TIPO SECO O EN ASKAREL O PYRANOL, AUNQUE ESTOS LIQUIDOS EMITEN GASES VENENOSOS Y SE ESTA PROHIBIENDO SU USO ACTUALMENTE.

LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO CON 15 A 20% MAS CAROS QUE LOS NORMALES, PERO SON MAS BARATOS QUE LOS LIQUIDOS MENCIONADOS. SE HA INICIADO EL USO DE TRANSFORMADORES SELLADOS CON GAS INERTE EN EL INTERIOR, COMO EL SF-6, PERO SON DE 30 A 40 % MAS CAROS.

5.- CUANDO LAS CARGAS VARIAN DE POSICION O DE MAGNITUD SE HA HECHO MAS COMUN EL USO DE BUSES BLINDADOS EN LA DISTRIBUCION. EN ESTOS ES FACTIBLE DE INSTALAR INTERRUPTORES CON SOLO INTRODUCIRLOS EN FORMA DE CONTACTO Y CLAVIJA, O SEA, CONTACTOS CON CLIPS.

6.- CAPACITORES QUE REDUCEN COSTO DE LA ENERGIA Y PERDIDAS EN TRANSFORMADORES Y ALIMENTADORES Y QUE AUMENTAN LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACION Y CONDUCCION Y QUE VEREMOS EN PLATICA APARTE.

7.- REGULADORES DE VOLTAJE DONDE LAS VARACIONES DE VOLTAJE SON CRITICAS SOBRE TODO EN LOS EQUIPOS AUTOMATIZADOS MODERNOS. TAMBIEN SE ESTA ACRECENTANDO EL USO DE CAMBIADORES DE DERIVACIONES AUTOMATICOS BAJO CARGA, EN TRANSFORMADORES, CON LOS RESULTADOS DESEABLES DE REGULACION.

TAMBIEN DEBEMOS HACER HINCAPIE, AL PLANEAR SU SISTEMA Y SU CONSTRUCCION, DE LAS SIGUIENTES MEDIDAS DE SEGURIDAD, ENTRE OTRAS PARA LA OPERACION Y MANTENIMIENTO.

- 1.- LOS EQUIPOS DE INTERRUPCION DEBEN SER CAPACES SIEMPRE DE OPERAR BAJO LAS MAS SEVERAS CONDICIONES DE OPERACION A LOS CUALES SE LE VAYA A EXPONER.
- 2.- EN PARTES VIVAS DEBE PROTEGERSE CONTRA CONTACTOS ACCIDENTALES CON BARRERAS, GABINETES O SITUARLOS FUERA DE ALCANCE EN NIVELES MAS ELEVADOS.
- 3.- EVITAR LA OPERACION CON CARGA DE DISPOSITIVOS QUE NO ESTAN HECHOS PARA ESO, COMO CUCHILLAS DESCONECTORAS. EN ESTOS CASOS ES CONVENIENTE UN ENTRECIERRE PARA EVITAR LA OPERACION HASTA NO DESCONECTAR EL INTERRUPTOR CORRESPONDIENTE AL CIRCUITO.
- 4.- ESPACIO SUFICIENTE SIN OBSTACULOS EN LAS AREAS DONDE ESTA EL EQUIPO ELECTRICO LOCALIZADO, SOBRE TODO EN LUGARES CERRADOS.
- 5.- SUFICIENTES SALIDAS EN NUMERO Y TAMAÑO, DISEÑADAS CON PUERTAS CON APERTURA HACIA AFUERA Y CERRADURAS DE APERTURA TIPO PANICO O EMERGENCIA.

- 6.- LETRETOS Y ETIQUETAS CON NOMENGLATURA DE EQUIPO Y CABLES PARA DAR INSTRUCCIONES PERMANENTES Y LA DEBIDA IDENTIFICACION DE LAS PARTES.
- 7.- LOS SISTEMAS DEBEN DISEÑARSE SIEMPRE PARA OPERAR CON PARTES NUESTRAS Y EN EQUIPOS DEBIDAMENTE ATERRIZADOS.

EL MANTENIMIENTO DEBE HACERSE CUANDO EL EQUIPO CORRESPONDIENTE ESTE DESENERGIZADO EN CASO QUE NO PUEDA HACERSE ASI, DEBERA DE ENTRENARSE AL PERSONAL DE MANTENIMIENTO PARA TRABAJAR EN PARTES VIVAS CON EL EQUIPO Y HERRAMIENTAS DE SEGURIDAD NECESARIAS PARA CADA CASO.

- 8.- DEBEN USARSE GUANTES DE HULE, PROTEGIDOS POR GUANTES DE CUERO PARA NO DAÑARLOS, AL OPERAR EQUIPOS VIVOS SOBRE TODO EN VOLTAJES MAYORES DE 600 VOLTS.
- 9.- DEBE INSTALARSE ALUMBRADO DE EMERGENCIA EN LOS LUGARES CLAVE PARA FACIL TRANSITO EN LUGARES PELIGROSOS.

RESUMIENDO EN PARTE LO QUE SE HA PLATICADO, PODEMOS ACONSEJAR LO SIGUIENTE, PARA PLANEAR UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL.

- 1.- OBTENGA UNA DISTRIBUCION DE PLANTA Y MARQUE EN ELLA LAS DIFERENTES CARGAS Y CON ELLO DETERMINE EL TOTAL DE CARGA INSTALADA EN HP, KW Y KVA, DE FUERZA.

- 2.- ESTIME LAS CARGAS DE ALUMBRADO, VENTILACION O AIRE ACONDICIONADO Y OTRAS DIFERENTES A LAS DE FUERZAS EN LO POSIBLE DE DATOS REALES O DE TABLAS Y DATOS ESTADISTICOS.
- 3.- DETERMINE LA CARGA TOTAL CONECTADA Y CALCULE LA DEMANDA MAXIMA USANDO EL FACTOR DE DEMANDA, CON LOS CRITERIOS ESTABLECIDOS.
- 4.- INVESTIGUE CUALES SON LAS CARGAS QUE SON POCO COMUNES COMO PUEDEN SER EL ARRANQUE DE GRANDES MOTORES, OPERACION DE HORNOS DE ARCO O SOLDADORAS Y CONDICIONES DE OPERACION ESPECIALES COMO MOTORES AUXILIARES DE LAS CALDERAS O CARGAS QUE DEBEN MANTENERSE EN OPERACION BAJO TODAS CONDICIONES Y TAMBIEN LAS CARGAS QUE TIENEN UN CICLO ESPECIAL EN SU USO.
- 5.- ESTUDIE LOS VARIOS TIPOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCION Y SELECCIONE EL SISTEMA O LA COMBINACION DE SISTEMAS QUE MEJOR SE ACOPLEN A LOS REQUERIMIENTOS DE SU PLANTA Y ORIGINE SU DIAGRAMA UNIFILAR PRELIMINAR.
- 6.- OBTENGA DE LA CIA. SUMINISTRADORA DEL SERVICIO, EL DATO DE VOLTAJE DE SUMINISTRO, COMPORTAMIENTO DE SUS LINEAS SISTERNAS DISPONIBLES, ATERRIZAJE DE NEUTROS, PROTECCIONES, MEDICIONES Y LOS REQUERIMIENTOS FISICOS DEL EQUIPO.

TAMBIEN CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE INTERRUPTORES ASI COMO LAS POTENCIAS DE C.C. PRESENTE Y LOS QUE SE ESPEREN AL FUTURO EN EL PUNTO DE SUMINISTRO Y LAS TARIFAS QUE SE APLICARIAN EN EL CASO ESPESIFICO.

- 7.- SI SE CONSIDERA GENERACION DE ENERGIA PARA USOS PROPIOS, DEBE DETERMINARSE LOS KVA REQUERIDOS, INCLUYENDO LA CARGA PARA EMERGENCIA, EL VOLTAGE DE GENERACION Y LOS EQUIPOS ACCESORIOS CORRESPONDIENTES A PROTECCIONES, MEDICIONES, RELACION DE VOLTAGE, SINCRONIZACION Y ATERRIZAJE. ESTO DEBE DE REVISARSE CON LA CIA. SUMINISTRADORA EN CASO DE OPERACION, EN PARALELO, PARA ACOPLARSE A SUS NECESIDADES.
- 8.- ES INDISPENSABLE HACER EL ANALISIS DE COSTOS CORRESPONDIENTES A LOS ESTUDIOS DE LOS DIFERENTES NIVELES DE VOLTAGE Y LOS VARIOS ARREGLOS DE EQUIPOS, PARA PODER JUSTIFICAR LA SELECCION DE EQUIPO Y VOLTAGE. EL ESTUDIO DEBE SER HECHO A BASE DE COSTO INSTALADO, INCLUYENDO TODOS LOS COMPONENTES EN ESA PARTE O EN TODO EL SISTEMA.
- 9.- REVISE LOS CALCULOS DE C.C., PARA ASEGURARSE QUE LOS INTERRUPTORES SON DE LA CAPACIDAD ADECUADA, REVISE TAMBIEN LA SELECTIVIDAD DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION DURANTE LA OPERACION NORMAL Y LAS CONDICIONES DE DISTURBIO O FALLA.
- 10.- CALCULE LA DISTRIBUCION Y CAIDA DE VOLTAGE EN VARIOS PUNTOS CRITICOS.
- 11.- IGUALMENTE DETERMINE LOS REQUERIMIENTOS DE LOS DIFERENTES COMPONENTES DEL SISTEMA ELECTRICO CON ATENCION A LAS CONDICIONES DE OPERACION Y CUIDADO DEL EQUIPO.
- 12.- REVISE LAS NORMAS DE INSTALACIONES ELECTRICAS EN VIGOR PARA CUMPLIR CON LAS MISMAS Y CON LOS DEMAS CODIGOS RELACIONADOS.

- 13.- REVISE QUE TODOS LOS EQUIPOS TIENEN INCORPORADOS TODOS LOS ADITAMENTOS DE SEGURIDAD EN TODOS LOS COMPONENTES DEL SISTEMA, SEGUN SE HA PLANEADO.
- 14.- ELABORE LAS ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO.
- 15.- OBTENGA LAS DIMENSIONES DEL EQUIPO Y ELABORE LOS DIBUJOS DE TODO EL SISTEMA.
- 16.- EN SU CASO, DETERMINE SI EL EQUIPO EXISTENTE ES CAPAZ DE SOPORTAR LAS NECESIDADES DE LA CARGA ADICIONAL, REVISANDO SU VOLTAJE DE OPERACION, CAPACIDAD INTERRUPTIVA Y CAPACIDAD DE CONDUCCION DE CORRIENTE.
- 17.- PROGRAME CON CASO DE APLICACIONES, QUE LAS INTERCONEXIONES ENTRE LO ACTUAL Y LO NUEVO SE HAGAN CON UN NUMERO DE TIEMPO DE INTERRUPCION.

TODO ESTE PROCEDIMIENTO PARA PLANEAR EL SISTEMA NO ASEGURA EL EXITO POR SI MISMO, SINO QUE DEBE ESTAR COMPLEMENTADO Y CIMENTADO EN UN BUEN CRITERIO DE INGENIERO.

EL SISTEMA DE EMERGENCIA A SELECCIONAR DEPENDE DE LO QUE SE ESPERA QUE LLEGUEN A EFECTUAR. AL PROYECTAR SE DEBEN CONSIDERAR LAS NECESIDADES COMO LA DE SI EL SISTEMA NORMAL DE PRODUCCION DE OPERACION PUEDE TOLERAR UNA FALLA DE ENERGIA DE 1 MILISEGUNDO, 10 SEGUNDOS, UN MINUTO O MAS Y POR CUANTO TIEMPO EL SISTEMA DE EMERGENCIA O LA INSTALACION DE RESERVA VA A DESARROLLAR SUS FUNCIONES EN HORAS, MINUTOS O SEGUNDOS.

UN SISTEMA DE EMERGENCIA DESCONECTADO ES EL QUE ESTA EN ESTADO DURMIENTE HASTA QUE ES LLAMADO A OPERAR COMO UN MOTOR GENERADOR DE DIESEL QUE OPERA CUANDO OCURRE LA FALLA. UNO CONECTADO ES EL QUE OPERA EN TODO MOMENTO COMO UN INVERSOR ALIMENTADO CON C.C. A TRAVES DE UN CARGADOR DE BATERIA Y UNA BATERIA EN FLOTACION QUE ALIMENTA EL INVERSOR EN CASO DE FALLA DEL SISTEMA PRIMARIO DE ALIMENTACION.

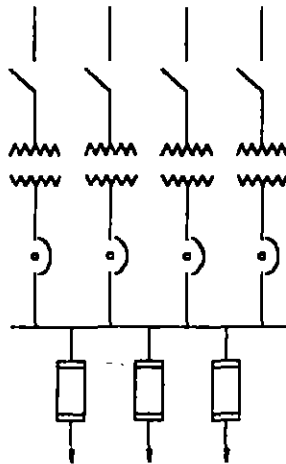
AL DISEÑAR Y SELECCIONAR UN SISTEMA DE EMERGENCIA ES NECESARIO TOMAR EN CUENTA, ADEMAS DE SU DISPONIBILIDAD, TAMBIEN SU CONFIABILIDAD. POR EJEMPLO, UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA TIENE COMPONENTES QUE TIENEN UNA PROBABILIDAD DE FALLA EN SI MISMOS QUE EN REALIDAD REDUCE LA CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO EN LA ENERGIA ENTREGADA O SEA QUE CON EL TRANSFER CONECTADO, EL SISTEMA PRIMARIO ES MENOS CONFIABLE PORQUE ESTE EN SI ES UN PUNTO DE FALLA QUE NO EXISTIRIA SI NO HUBIERA UN SISTEMA DE EMERGENCIA.

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES



MUY CONFIABLE, NO HAY INTERRUPTORES DE NINGUNA ESPECIE, A MENOS QUE FALLE ALGUNO DE LOS ALIMENTADORES PRIMARIOS

ADECUADO PARA CARGAS GRANDES

COSTOSO

SI FALLA EL TABLERO SECUNDARIO, FALLA EL SISTEMA

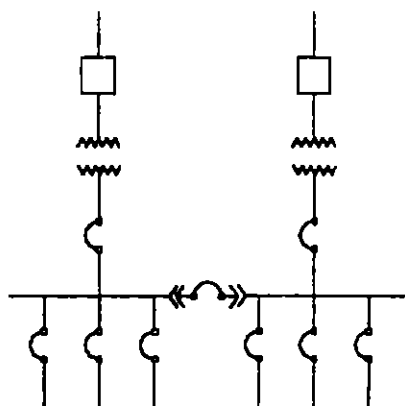
ELEVADAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

5.- SECUNDARIO SELECTIVO



SI FALLA EL SISTEMA PRIMARIO
O EL TRANSFORMADOR, EL SER-
VICIO NO SE INTERRUMPE

ESTO REQUIERE:

- O SOBRE DIMENSIONAR LOS TRANSFORMADORES
- O AIRE FORZADO DURANTE LA EMERGENCIA
- O ECHAR FUERA CARGA NO ESENCIAL
- O SOBRECARGAR UN TRANSFORMADOR ACEPTANDO PERDIDA EN LA VIDA DEL MISMO

COMBINADO CON EL PRIMARIO
SELECTIVO ES EL SISTEMA MAS
CONFIABLE

MAS COSTO QUE LOS ANTERIO-
RES (PRIMARIO Y SECUNDARIO
SELECTIVO)

PARA DAR MANTENIMIENTO AL
TABLERO DE BAJA TENSION RE-
QUIERE ECHAR FUERA LA CAR-
GA

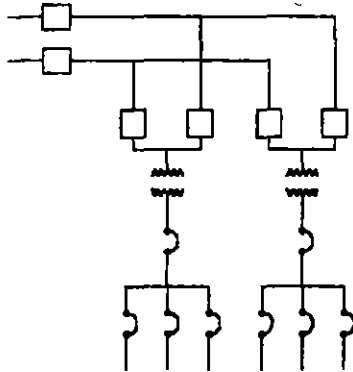
OPERACION MAS COMPLEJA

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

3.- SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

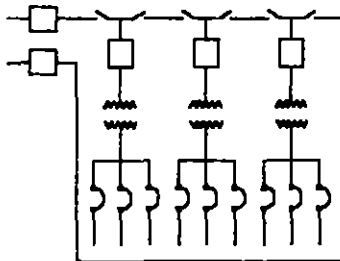


SE TIENEN DOS FUENTES DIS-
TINTAS DE ALIMENTACION EN EL
PRIMARIO

SE PUEDE DAR UN MEJOR
MANTENIMIENTO AL EQUIPO PRI-
MARIO DE BUSES E INTERRUPT-
TORES

MAS COSTOSO QUE EL RADIAL
DESVENTAJA DE FALLA EN
TRANSFORMADOR O EN TABLE-
RO SECUNDARIO

4.- PRIMARIO EN ANILLO



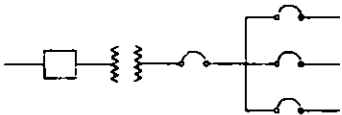
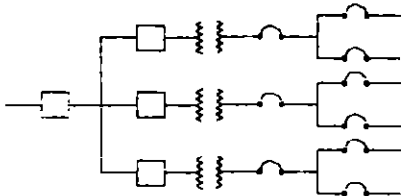
OFRECE LAS MISMAS VENTAJAS
Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA
PRIMARIO SELECTIVO

LIGERAMENTE MAS ECONOMICO
QUE EL PRIMARIO SELECTIVO

ENCONTRAR UNA FALLA EN UN
CABLE DEL ANILLO ES DIFICUL-
TOSO

ES PELIGROSO PORQUE SE
PUEDE ENERGIZAR UN PUNTO
POR DOS LADOS

CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
1.- RADIAL 	EL MAS ECONOMICO OPERACION Y EXPANSION SIMPLE SATISFACTORIO PARA PEQUEÑAS INDUSTRIAS. DONDE EL PROCESO PUEDE INTERRUPIRSE Y LA PLANTA PUEDE ALIMENTARSE CON UN SOLO TRANSFORMADOR	CONFIABILIDAD BAJA SI NO SE USAN ELEMENTOS DE MUY BUENA CALIDAD UNA FALLA DE CUALQUIER ELEMENTO DEJA FUERA EL SISTEMA EL EQUIPO DEBE DESCONECTARSE PARA MANTENIMIENTO RUTINARIO
2.- RADIAL EXPANDIDO 	MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR SE UTILIZA CUANDO LA MAGNITUD DE LA CARGA REQUIERE USAR MAS TRANSFORMADORES	MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR

ALIMENTADORES
PRIMARIOS

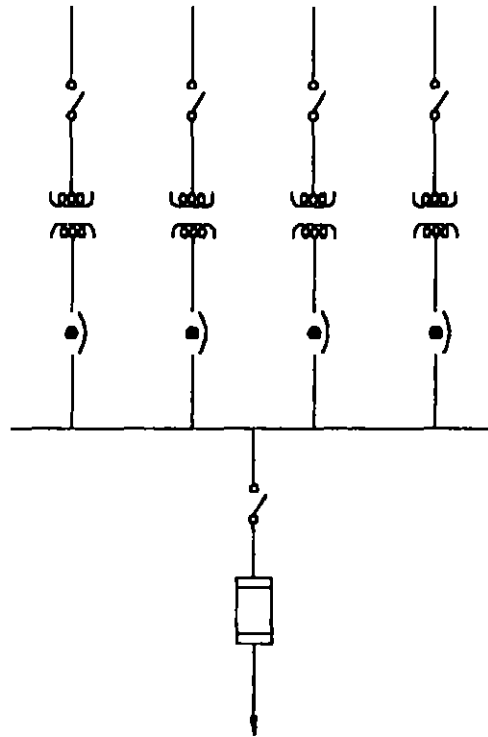
DESCONECTOR

TRANSFORMADOR
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR
DE RED

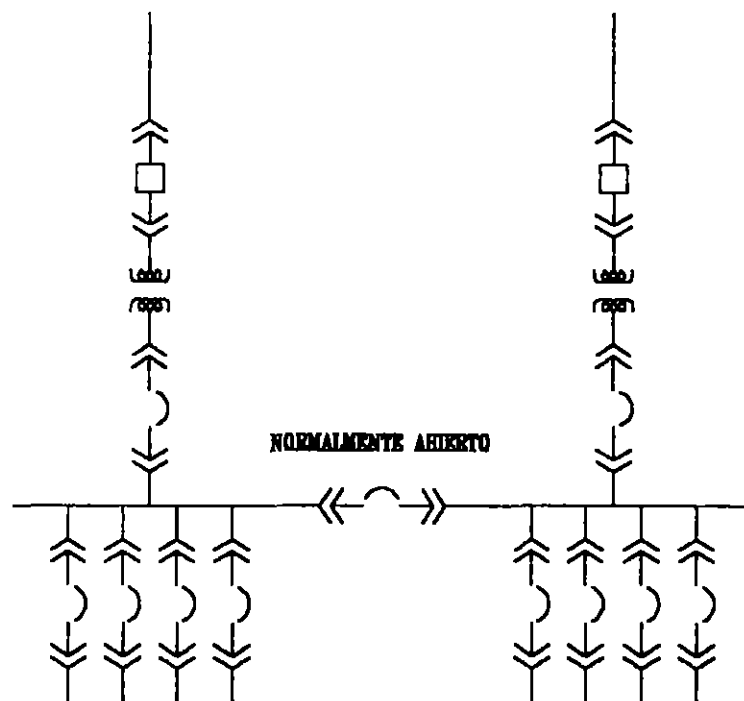
BARRA SECUNDARIA

ALIMENTADORES
SECUNDARIOS

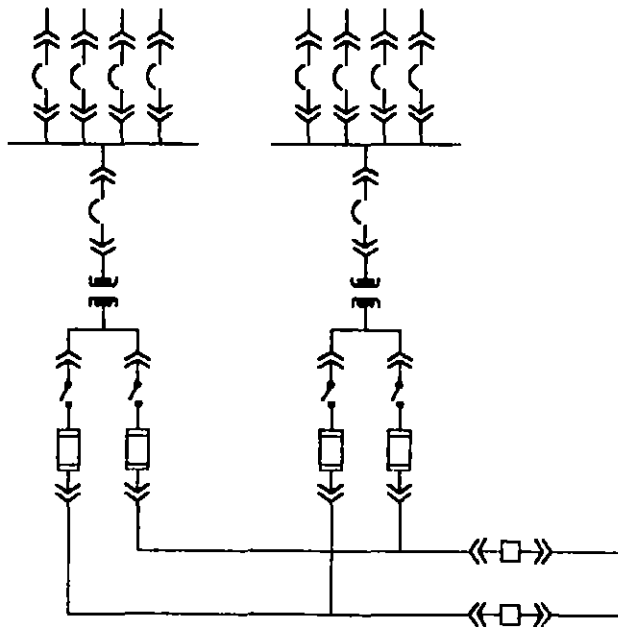


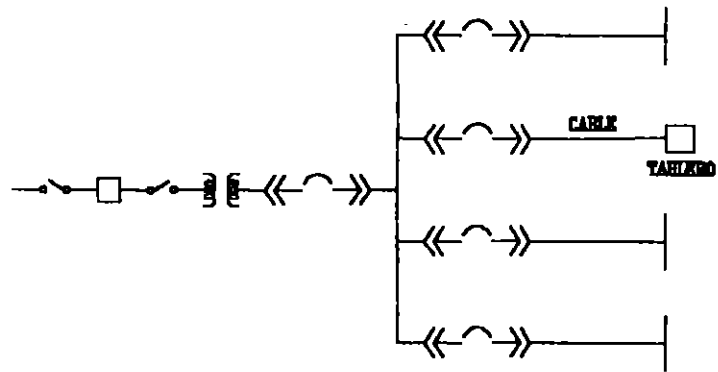
A LA CARGA

RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

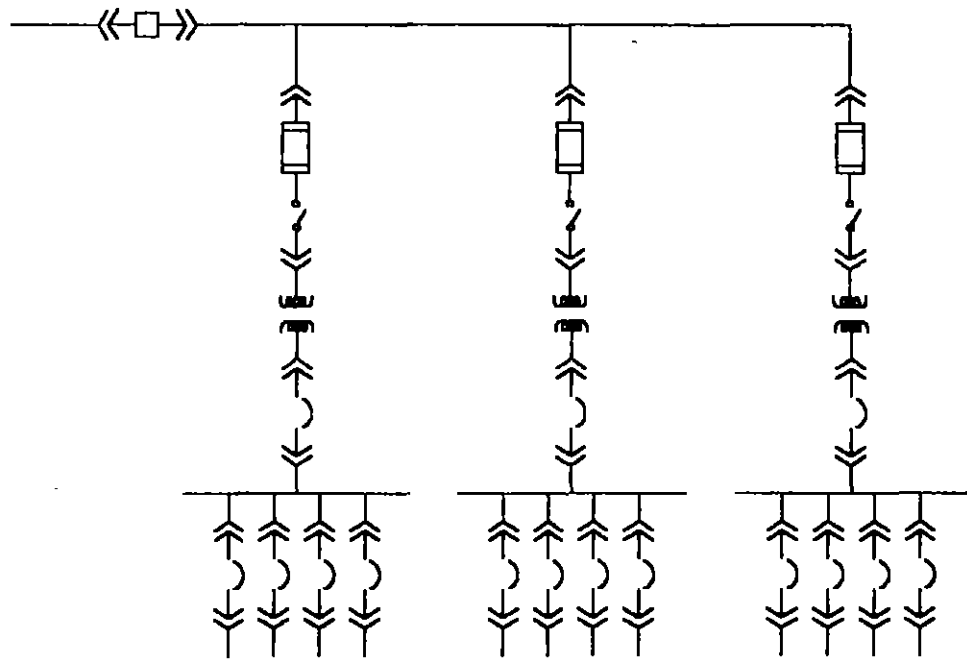


SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO





SISTEMA RADIAL SIMPLE



SISTEMA RADIAL EXPANDIDO





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

C U R S O S A B I E R T O S

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS-
TRIALES Y PARA EDIFICIOS.**

**MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

TEMA: SELECCION DE CONDUCTORES Y CANALIZACIONES

ING. MANUEL VILA VIVALDO.



CALCULO Y SELECCION DE CONDUCTORES EN BAJA TENSION

- * Por capacidad de corriente ó ampacidad.
 - * Por caída de tensión o Impedancia (Resistencia + Reactancia Inductiva).
 - * Por cortocircuito.
- Los principales factores que se deben considerar al calcular el calibre mínimo para un conductor son:

- ③ Que la caída de tensión esté dentro de Normas



② Que la temperatura del conductor no dañe el aislamiento
- ① Que la sección del conductor pueda conducir la corriente necesaria

Los factores son de vital importancia considerarlos, debido a que se pueden presentar los siguientes problemas:

- A) Si la sección del cobre es menor:
- El conductor tendrá una mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía.
 - El conductor tendrá una mayor temperatura de operación, aumentando una vez más la resistencia eléctrica y deteriorando el aislamiento.
 - La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga y dañar los siguientes equipos:
- b) Si no se protege el aislamiento.
- El aislamiento sufrirá deterioro por alta temperatura, aumentando el riesgo de fugas de corriente y cortocircuitos.
- c) Si no se cuida que la tensión sea correcta.
- El circuito y los conductores trabajarán fuera de normas.

- Pueden dañarse los equipos alimentados o no dar el servicio requerido.

Al hablar de temperatura máxima de operación de un conductor debemos ser más específicos. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima; esto no significa que si un producto TW trabaja a 61°C , no se abrirá ni se fundirá su aislamiento, pero si se va deteriorando y con el tiempo reduce su vida útil.

Por ejemplo: un alambre TW que trabaje a 68°C en lugar de 60°C , no va a "Reventar", ni fallará de momento, pero en vez de durar 30 años trabajando durará solo 15. Esta comprobado que por cada 8°C que se incremente la temperatura de operación del conductor, su vida útil se reduce un 50%.

Es por ello importante que los conductores solo transporten la corriente para la que fueron diseñados, ya que de otra forma tendremos que cambiar la instalación en un lapso de tiempo corto.

* DATOS NECESARIOS PARA EL CALCULO.

A) Conductor de corriente

- Factor de potencia del equipo
- Eficiencia del equipo
- Potencia en H.P. o KW del equipo a alimentar
- Voltaje de alimentación 127, 220, 440, ... Volts.
- Tipo de corriente directa o alterna, 10, 20, 30

B) Protección del Aislamiento

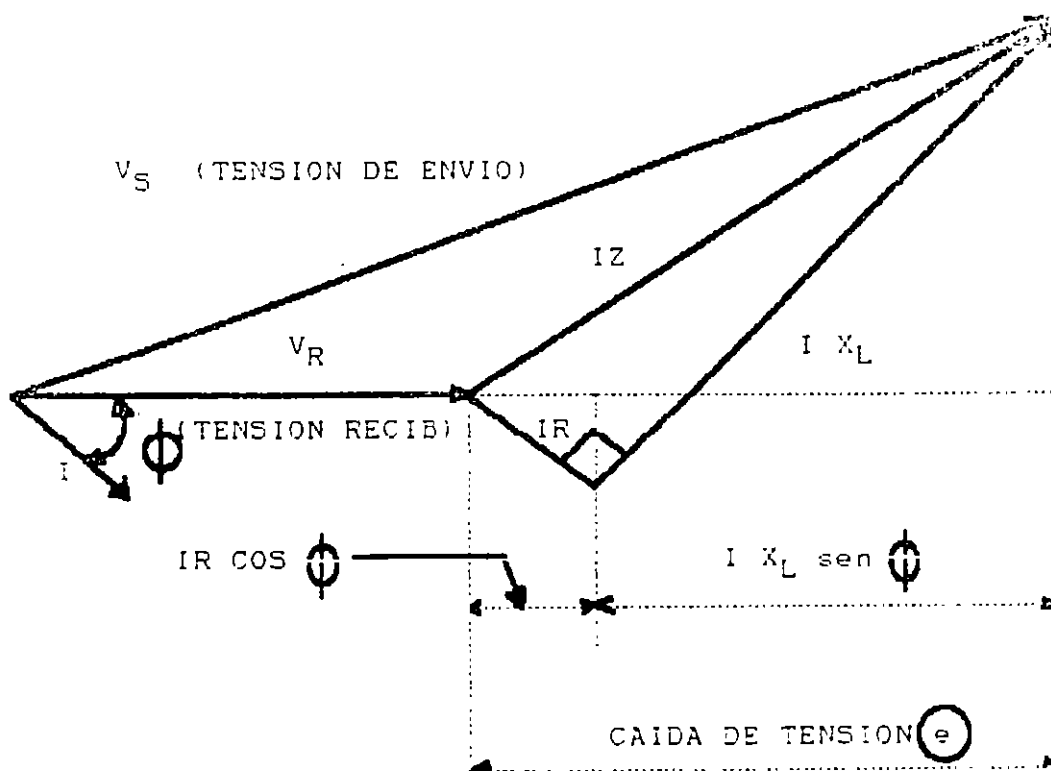
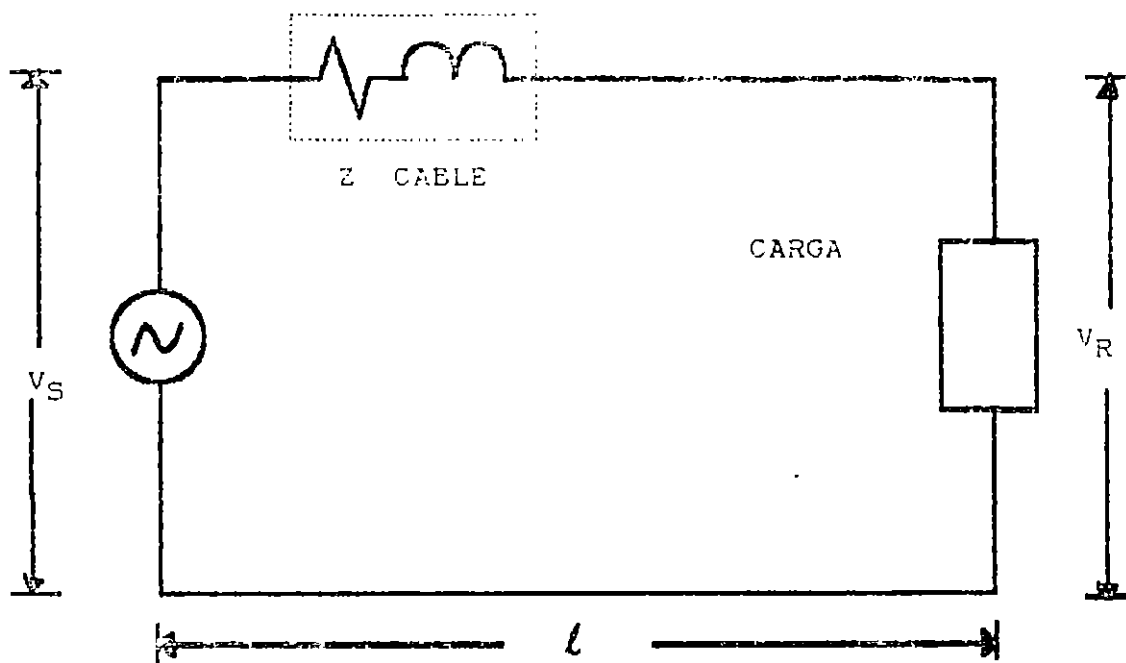
- Tipo de instalación, al aire libre, conduit, charola, enterrado.
- Tipo de servicio 24 Hrs. arranque-paro, continuo, servicio nocturno.
- Temperatura ambiente del local

C) Caída de Tensión

- Longitud de la instalación
- Tipo de circuito derivado o alimentador

Al seleccionar conductores eléctricos debe tenerse cuidado de asegurar que la selección transversal del conductor sea lo suficientemente grande para evitar una caída de tensión excesiva.

La siguiente figura nos muestra la relación fasorial entre la tensión al inicio del circuito, la caída de tensión en el mismo y la tensión al final del circuito.



En el Circuito anterior, se tiene que:

La resistencia Ohmica

$$R \quad \left(\text{EN } \frac{\text{OHMS}}{\text{KM}} \right)$$

La reactancia inductiva

$$\frac{X}{L} \quad \left(\text{EN } \frac{\text{OHMS}}{\text{KM}} \right)$$

De un cable de longitud

$$L \quad (\text{EN KM})$$

Por el que pasa una corriente

$$I \quad (\text{EN AMPERES})$$

En un sistema, originan una caída de tensión.

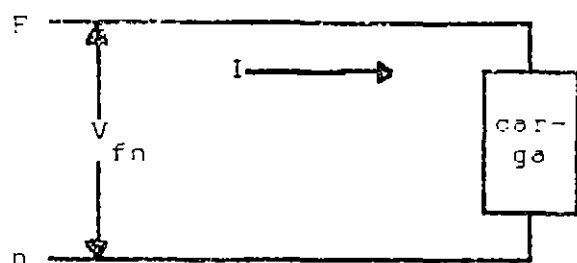
$$e \quad (\text{EN VOLTS})$$

FACTOR DE POTENCIA $\cos \theta$

Siendo θ el ángulo existente entre la intensidad I y la tensión V carga existente en el extremo del cable, de lo cual resulta:

* CAIDA DE TENSION EN UN

* SISTEMA MONOFASICO A DOS HILOS



I = Corriente que circula por el circuito

V_{Fn} = Voltaje de fase a neutro

F = Fase

n = Neutro

e = Caída de tensión

e% = Caída de tensión en por ciento

$$e = 2 Z I \quad \text{--- ec (1)}$$

Sus/ la ec (1) en ec (2) .

$$e\% = \frac{e \times 100\%}{V_{Fn}} \quad \text{ec (2)}$$

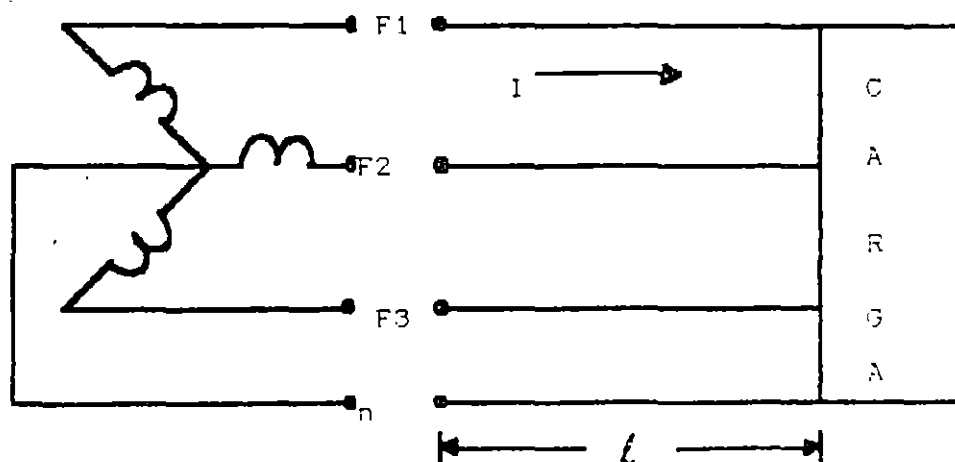
$$e\% = \frac{2Z I \ell \times 100}{V_{Fn}}$$

$$\text{SUST. } Z = R \cos \phi + X_L \sin \phi$$

$$e\% = \frac{200 I \ell (R \cos \phi + X_L \sin \phi)}{V_{Fn}}$$

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA MONOFASICO A 3 HILOS



$$e = Z I \quad \text{--- ec} \quad (1)$$

$$e\% = \frac{e}{V_{Fn}} \times 100 \quad \text{--- ec} \quad (2)$$

Sust. (1) en ec (2)

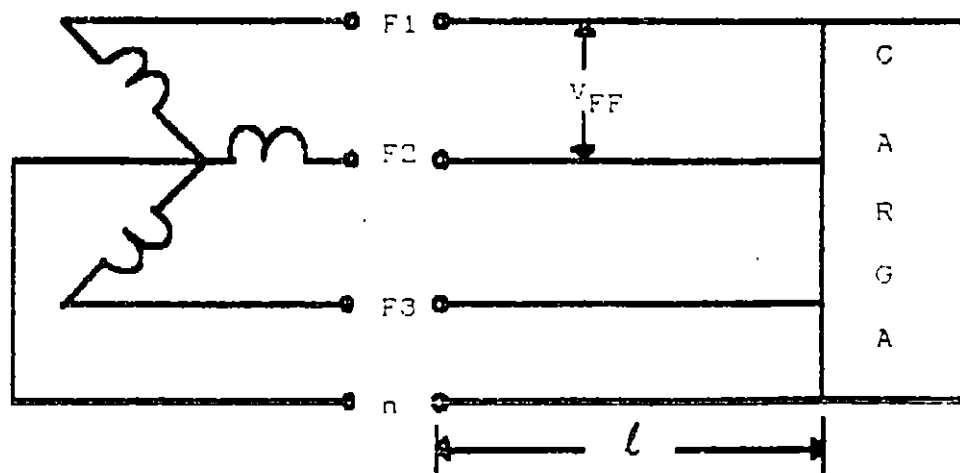
$$e\% = \frac{Z I l}{V_{Fn}} \times 100$$

$$\text{Sust. } z = r \cos \theta + X_L \text{ SEN } \theta$$

$$e\% = \frac{100 I l}{V_{Fn}} (R \cos \theta + X_L \text{ sen } \theta)$$

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA TRIFASICO DE 3 HILOS



$$e = \sqrt{3} \cdot I \cdot L \cdot Z \text{ --- ec } (1)$$

$$e\% = \frac{e}{V_{FF}} \times 100\% \text{ ec } (2)$$

SUST. ec (1) en ec (2)

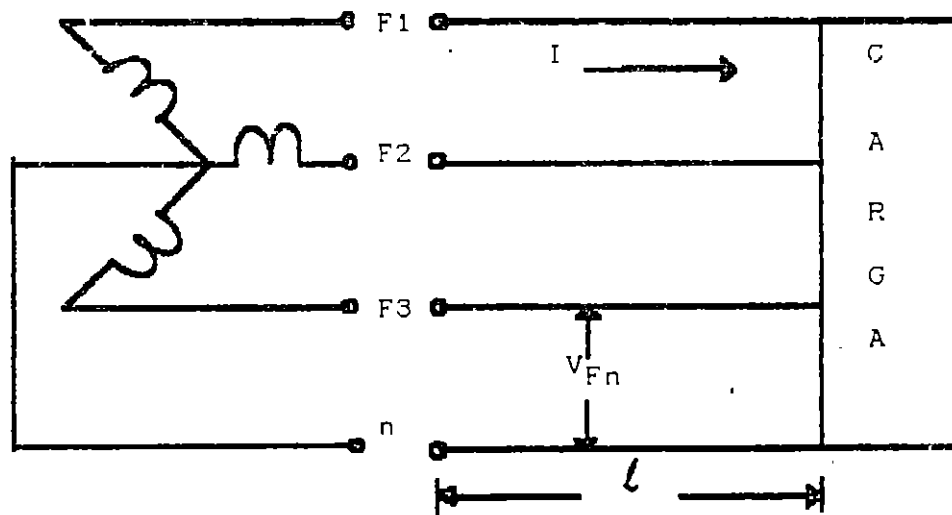
$$e\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot z \times \text{sen } 100}{V_{FF}}$$

SUST. $Z = (R \cos \theta + X_L \text{ sen } \theta)$

$$e\% = \frac{173 \cdot I \cdot l \cdot (R \cos \theta + X_L \text{ sen } \theta)}{V_{FF}}$$

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA TRIFASICO A CUATRO HILOS.



$$e = Z I L \text{ ec } (1)$$

$$e\% = \frac{e}{V_{Fn}} \times 100 \text{ ec } (2)$$

SI SUST. ec (1) en ec (2)

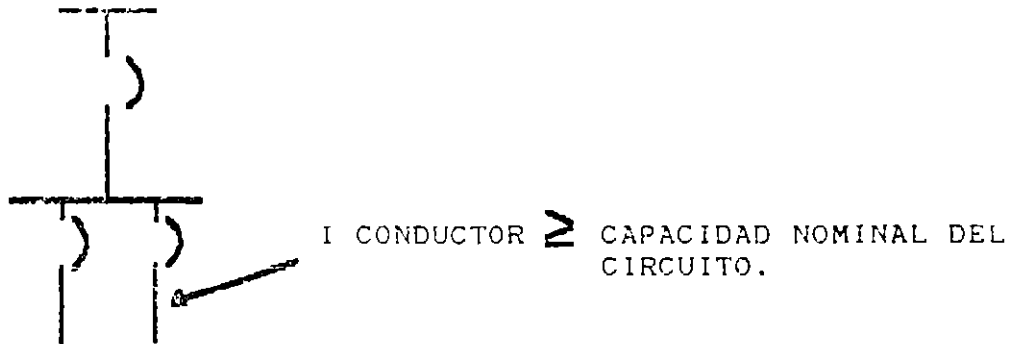
$$e\% = \frac{Z I l}{V_{Fn}} \times 100$$

SUST. $Z = R \cos \theta + X_L \text{ sen } \theta$

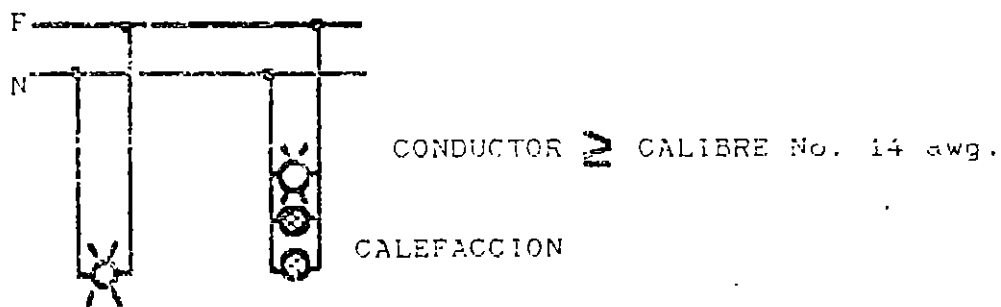
$$e\% = \frac{100 \cdot I \cdot l \cdot (R \cos \theta + X_L \text{ sen } \theta)}{V_{Fn}}$$

ART. 202.7 CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS.

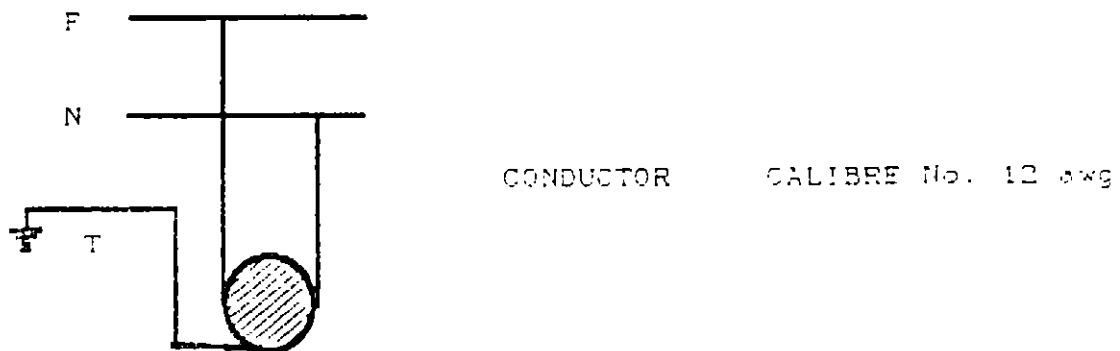
- CAPACIDAD DE CORRIENTE.



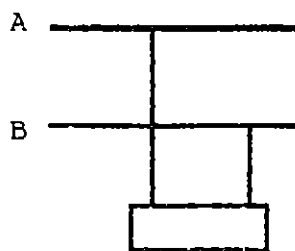
- CALIBRE MINIMO.



- CARGAS INDEFINIDAS - CONTACTOS.



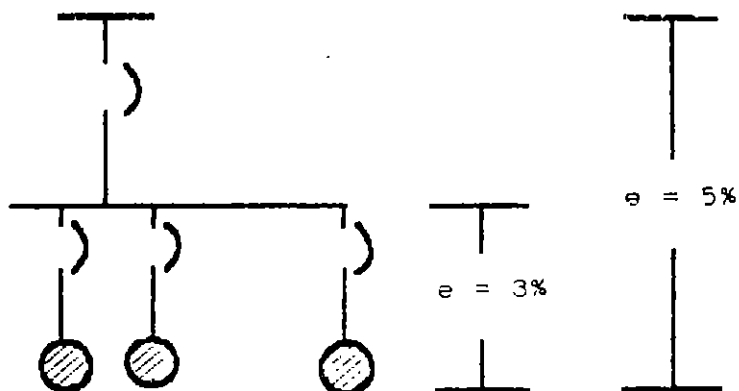
202.8 EQUIPOS DE ILUMINACION QUE UTILICE BALASTROS, TRANSFORMADORES O AUTOTRANSFORMADORES SE DEBE CONSIDERAR LA CORRIENTE TOTAL.



$$I_C = 1.25 * I_n$$

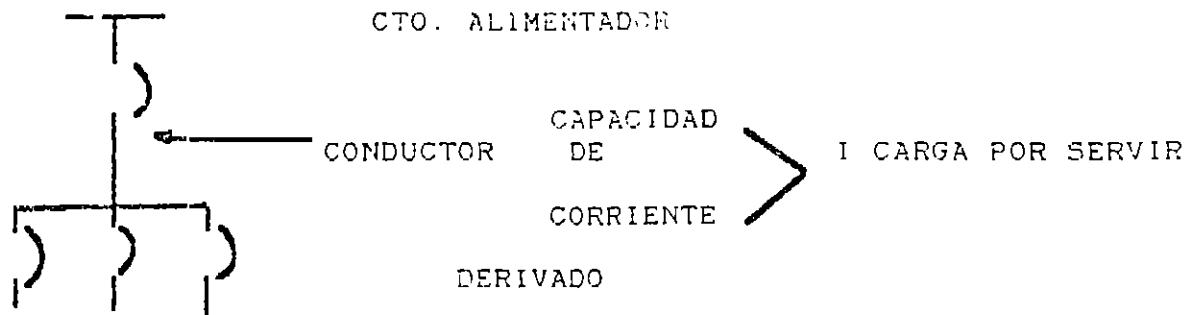
2 X 78 W

202. CAIDA DE TENSION.

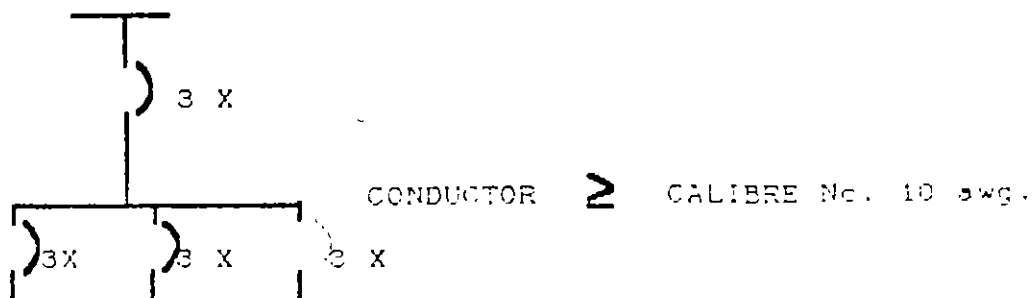
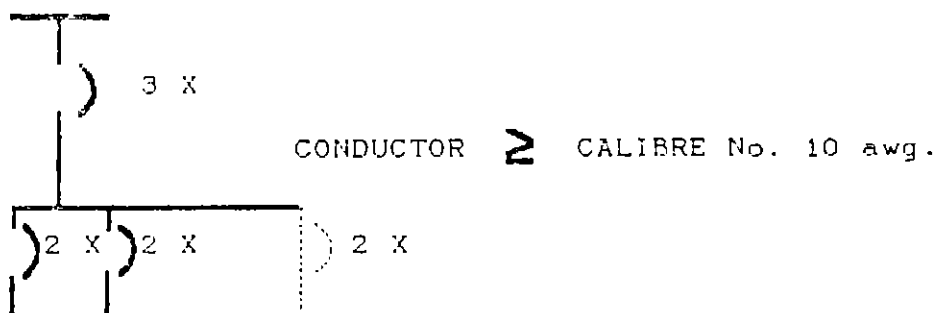
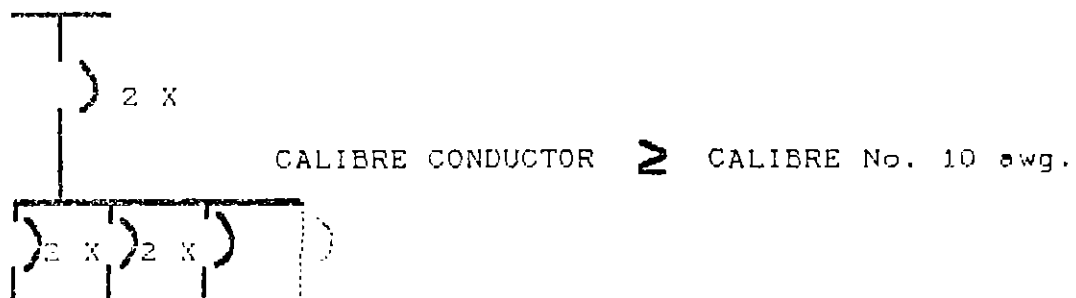


SECCION 203 CTOS. ALIMENTADORES

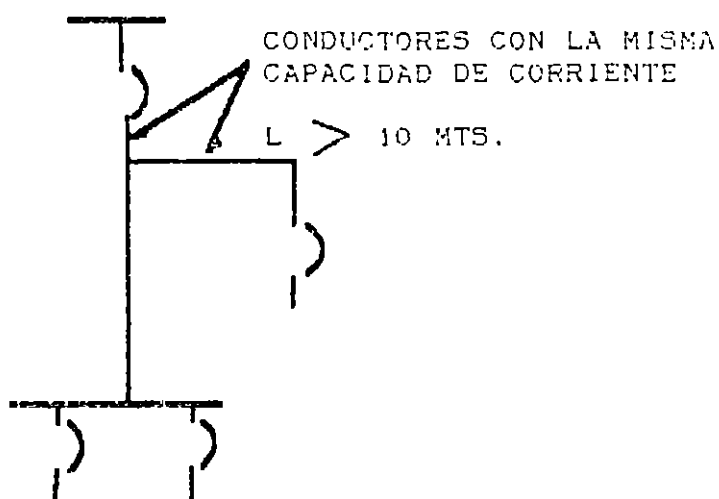
203.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.



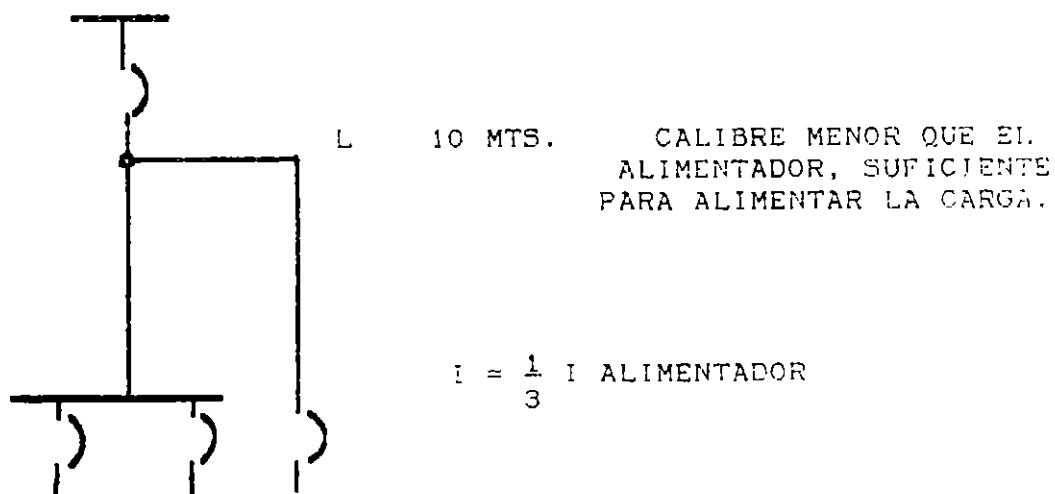
CTO. BIFILAR



A)



B) $L \leq 3 \text{ MTS.}$ NO NECESITA CUMPLIR ESTE REQUISITO



LA DERIVACION DEBE TERMINAR EN UN SOLO
DISP. DE PROTECCION.

302.4 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTORES AISLADOS.

TABLA 302.1 TUBERIA Y CHAROLA DUCTO

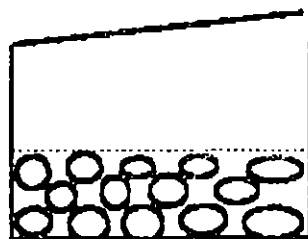
303.9 CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CORDON O CABLE.

TABLA 303.9

CABLES FLEXIBLES	3 CONDUCTORES q' TRANSPORTA CORRIENTE
CABLES FLEXIBLES	6 CONDUCTORES q' TRANSPORTA CORRIENTE DEBE USARCE UN FACTOR DE REDUCCIONES DE 0.80

SECCION 308 pág.. 102

308.4 TODOS LOS CONDUCTORES PORTADORES O NO DE CORRIENTE.
NO DEBEN OCUPAR MAS DEL 40% DE LA SECCION TRANSVERSAL
INTERIOR DEL DUCTO.



40% DE SECCION

EXCEPCION: CUANDO OCUPEN EL 20% O MENOS DE LA SECCION TRANSVERSAL
DEL DUCTO, NO SE REQUIERE APLICAR FACTORES POR AGRUPAMIENTO.

SECCION 311 CHAROLAS PARA CABLES.

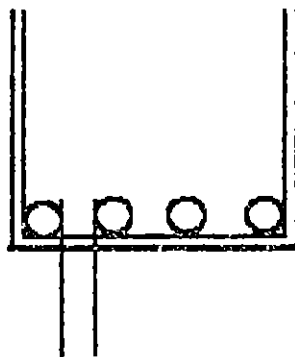
311.10 CAPACIDAD DE CORRIENTE.

a) CABLES MULTICONDUCTOR: DEBE COLOCARSE EN UNA SOLA CAPA.

LA CORRIENTE PERMISIBLE, SON LOS VALORES INDICADOS EN LA TABLA 302.4 COLUMNA PARA "TUBERIA O CABLE".

b) CABLES DE UN SOLO CONDUCTOR

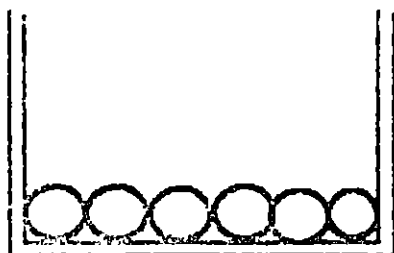
b.1



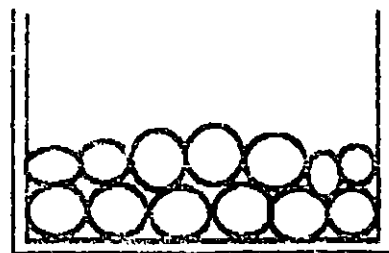
$d \geq$ DIAMETRO DEL CABLE DE SECCION MAYOR

- CORRIENTE PERMISIBLE, IGUAL A LOS VALORES DE LA TABLA 302.4 DE LA COLUMNA AL AIRE.

UNA CAPA



DOS CAPAS

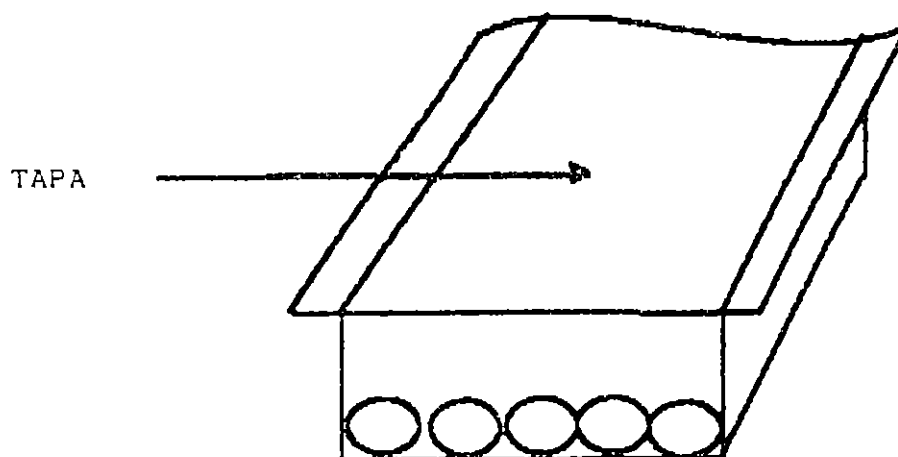


- CABLES SIN SEPARACION

- I PERMISIBLE 75% DE LOS VALORES DE LA TABLA 302.4
DE LA COLUMNA TITULADA "AL AIRE"

- SI LA CHAROLA ESTA CUBIERTA EN MAS DE L = 1.80 MTS.

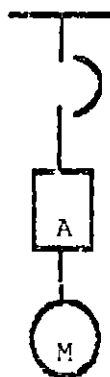
LOS VALORES DE I PERMISIBLE 70% DE LOS VALORES DE LA TABLA
302.4 DE LA COLUMNA TITULADA
AL "AIRE"



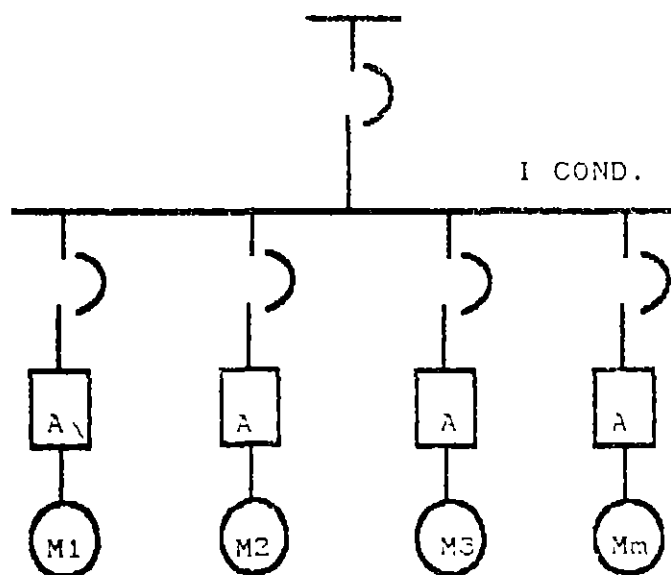
SECCION 403. MOTORES.

B) CONDUCTORES PARA CIRCUITOS DE MOTORES.

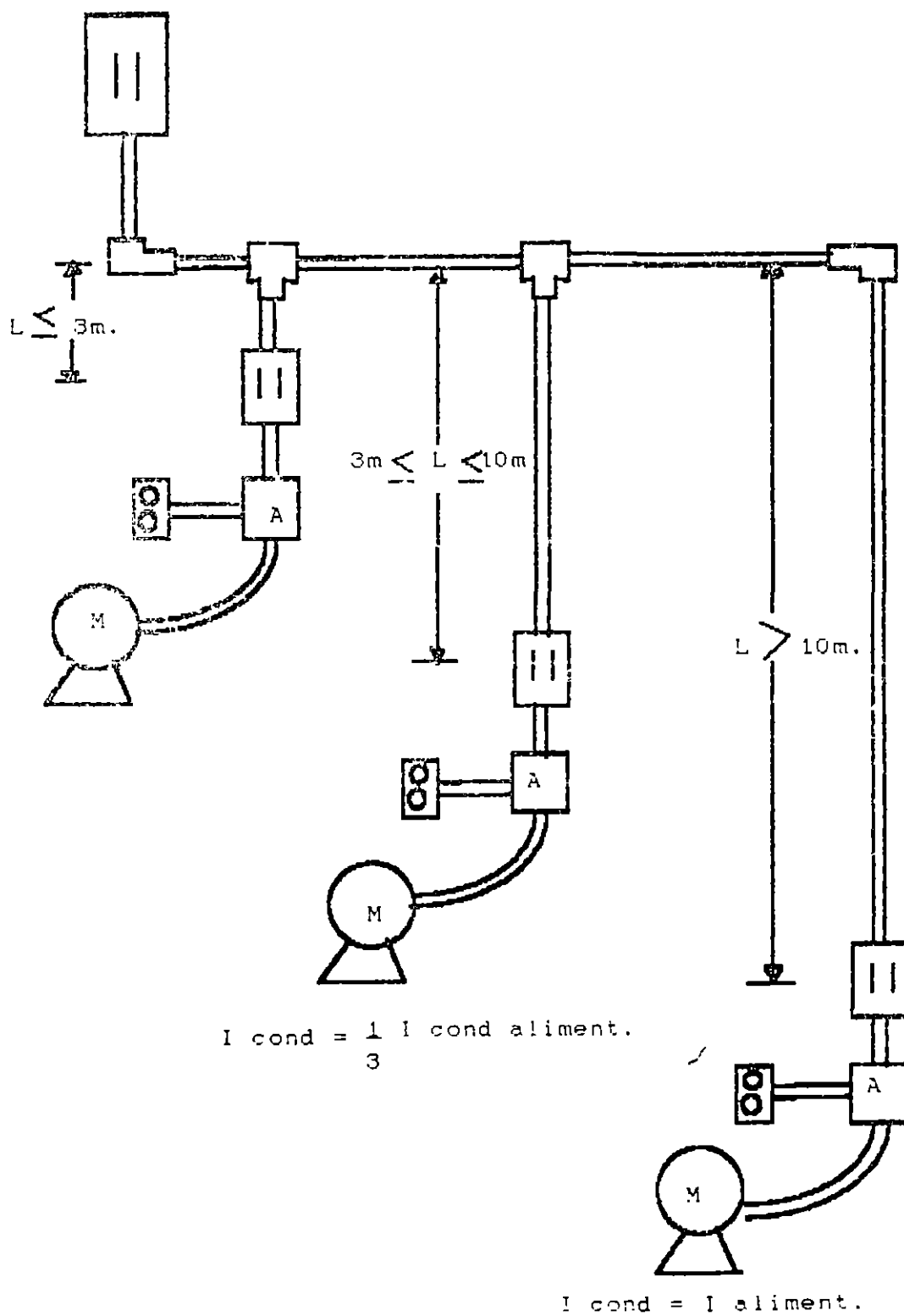
403.14 CONDUCTORES QUE ALIMENTAN UN SOLO MOTOR.



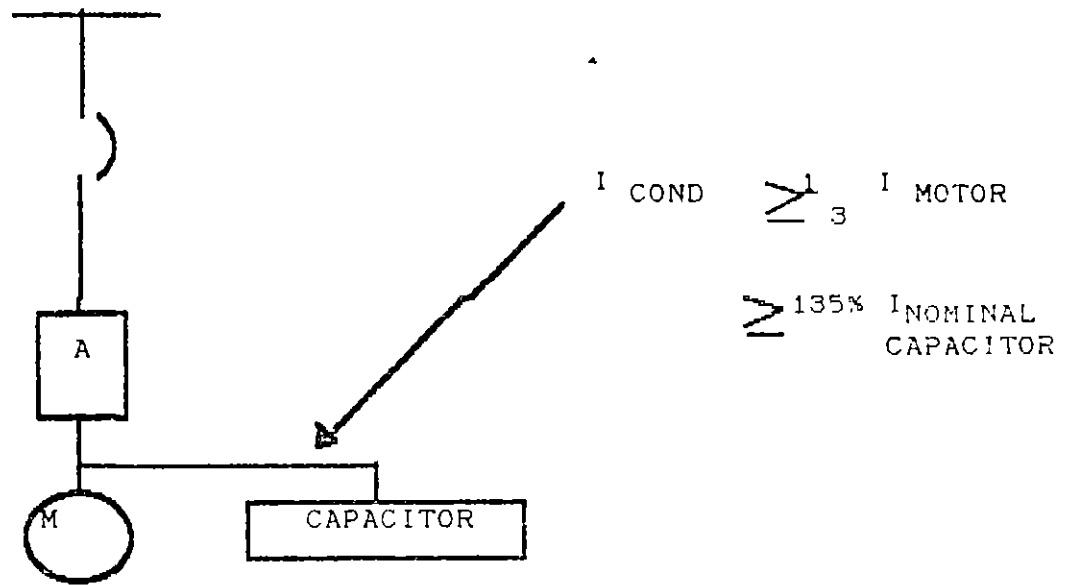
403.16 CONDUCTORES QUE ALIMENTEN VARIOS MOTORES.



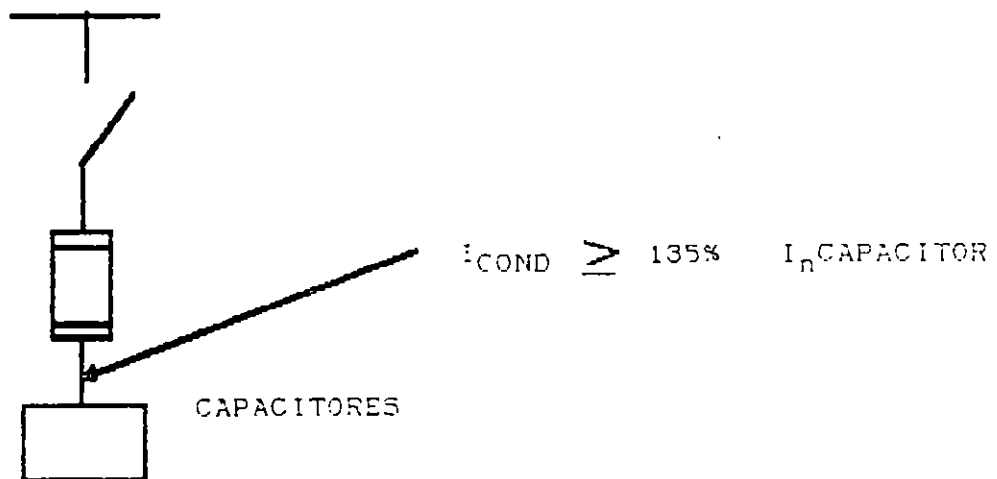
$$I \text{ COND.} = I_{M1} + I_{M2} + I_{M3} + 1.25 I \text{ MOTOR MAYOR}$$



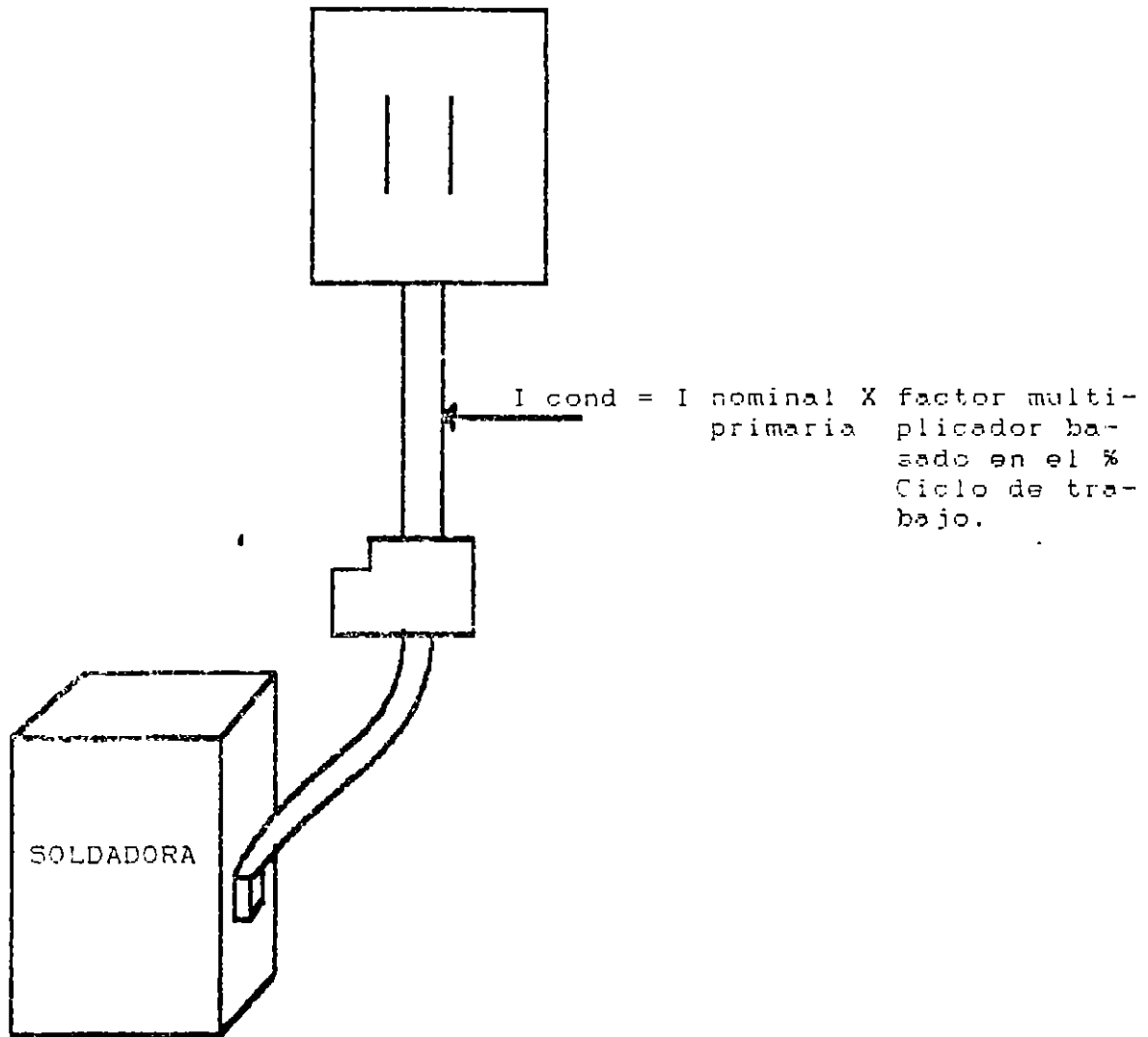
403.19

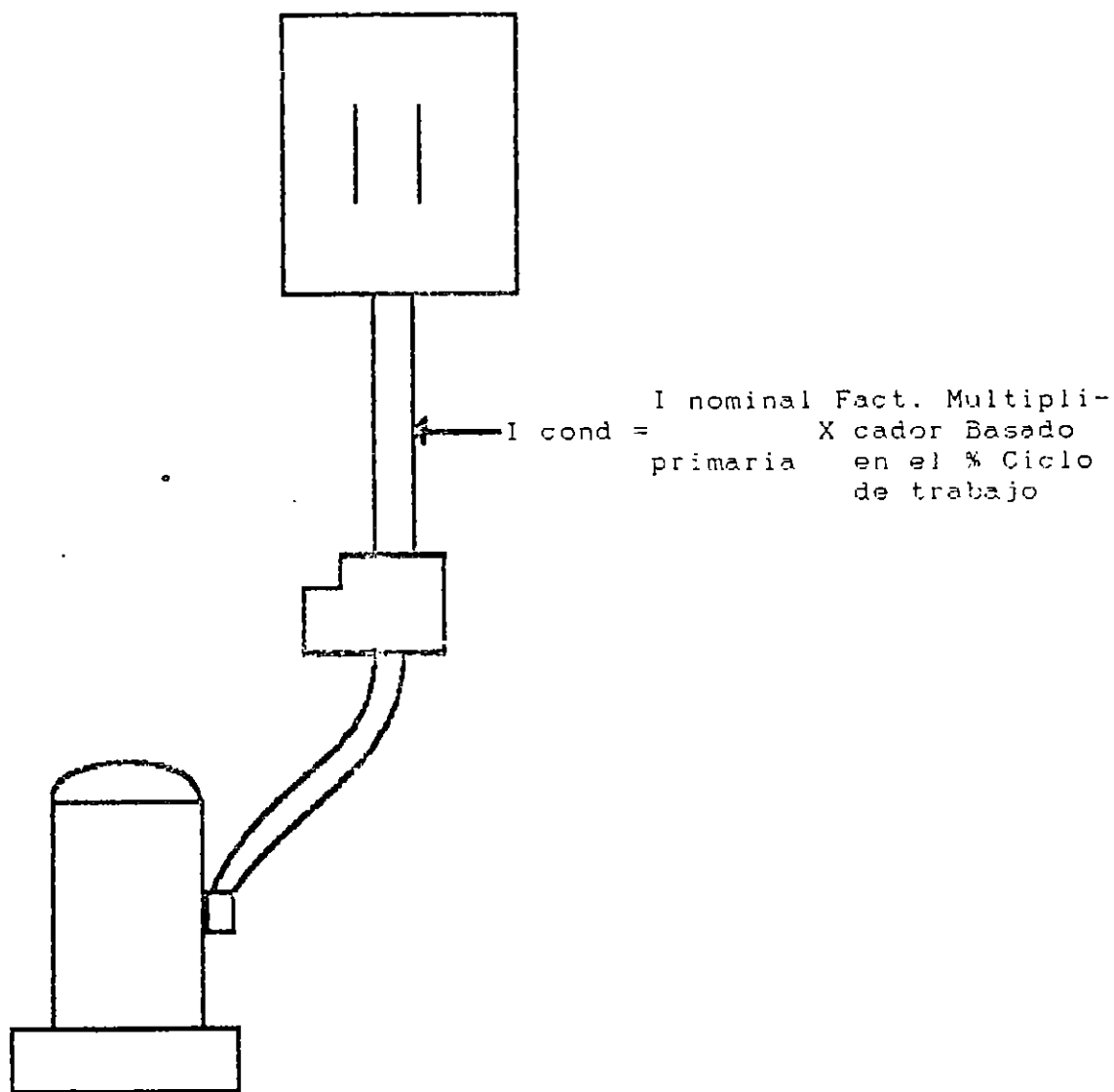


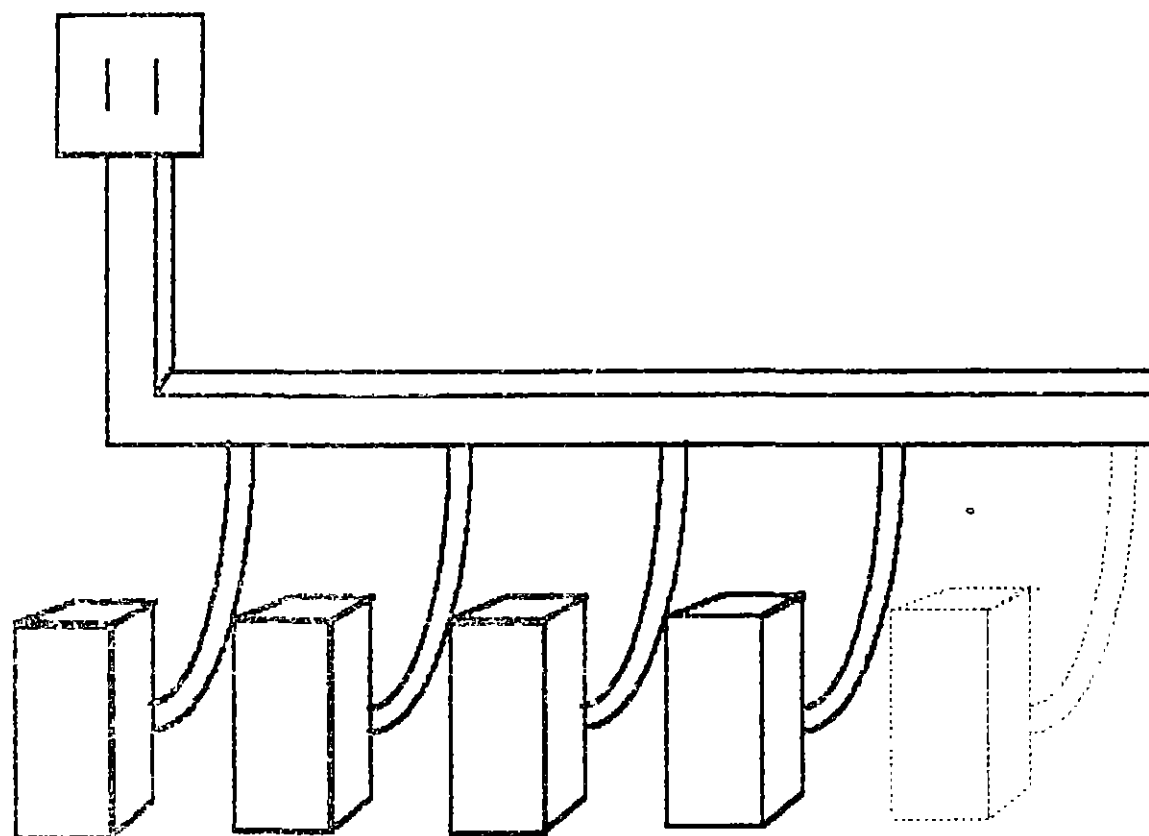
406.7 CAPACITORES.



510.5 a) SOLDADORAS INDIVIDUALES







1a	2a	3a	4a	RESTANTES
MAYOR	ORDEN DE	ORDEN DE	ORDEN DE	60% f_n
CAPACIDAD	CAPACIDAD	CAPACIDAD	CAPACIDAD	

$$I_{cond} = 100\% I_n + 100\% I_n + 85\% I_n + 70\% I_n + 60\% I_n(\text{RESTANTES})$$

CALCULO DE CONDUCTORES PARA ALUMBRADO Y CONTACTOS

Los conductores para circuitos derivados de alumbrado, se calculan, POR AMPACIDAD Y POR CAIDA DE TENSION; y estos, no deberán ser menores que el No. 14 AWG (202.7 - b NOM-EM-001-SEMP-1993).

Para circuitos de contactos, no deberá ser menor que el No. 12 AWG.

En circuitos de alumbrado, se procurará, que la carga sea de un 50% de la capacidad del conductor seleccionado y, de preferencia, no deberán cargarse más allá de 3000 Watts por circuito de 125V.

Las normas no limitan el número de salidas por circuito de alumbrado, pero, se recomienda, no poner más de 10 salidas por circuito.

Para seleccionar el conductor de un circuito de alumbrado o contactos, se procede de la siguiente manera:

POR CAPACIDAD:

- 1.- Se calculan los AMPERES a partir del la LEY DE WATT, y a este valor se le denomina CORRIENTE NOMINAL (I_n).
- 2.- Se le aplica el FACTOR DE AGRUPAMIENTO, el cual, se saca de la tabla 302.4 - a de las NOM-EM-001-SEMP-1993.
- 3.- Se le aplica el FACTOR POR TEMPERATURA, el cual, se saca de la tabla 302.4 - b de las NOM-EM-001-SEMP-1993.
Cuando ya se han aplicado estos factores, se llama: CORRIENTE CORREGIDA (I_c).
- 4.- Con la corriente corregida, se entra a las tablas de capacidad en amperes de los conductores y se selecciona el calibre que habrá de instalarse. 302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993.

POR CAIDA DE TENSION:

- 5.- Si la distancia L del circuito es considerable (25 mts. o más en circuito de alumbrado) se calcula el conductor por caída de tensión seleccionándose el que salga mayor.

EJEMPLO:

Calcular el conductor de un circuito de alumbrado que tiene ocho luminarios de 2 x 74W, 125V, cuyo control está a 30 metros de distancia y los conductores estarán alojados en un Tubo Conduit que aloja en total 5 conductores y pesan por una zona cuya temperatura es de 31° C, aproximadamente.

SOLUCION:

Los luminarios fluorescentes, tienen una pérdida en el balastro (reactor), que la Compañía de Luz considera de 25%.

Por lo tanto:
8 luminarios de 2 x 74W (185 W) = 1480 W

POR CAPACIDAD:

1.- Aplicando la Ley de Watt

$$I_n = \frac{1480}{127V} = 11.65 \text{ A}$$

2.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) de las NOM-EM-001-SEMP-1993 dice que para 5 Conductores en un solo tubo, la capacidad se afecta al 80% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$\frac{11.65}{0.8} = 14.56 \text{ Amperes}$$

3.- Aplicando el FACTOR DE TEMPERATURA:

En la tabla 302.4 b) de las NOM-EM-001-SEMP-1993 dice que para 31° C. de temperatura ambiente, y utilizando un conductor con aislamiento propio para 60° C. (TW), la capacidad se afecta al 82% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$\frac{14.56}{0.82} = 17.76 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto:

$$I \text{ corregida} = I_c = 17.76 \text{ Amperes}$$

4.- Entrando a las tablas (302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993) para cable TW (160° C.), el calibre adecuado es el No. 12 AWG, que es propio para 20 A CONDUCTOR POR CAPACIDAD: cable TW-12 AWG.

5.- CALCULO POR CAIDA DE VOLTAGE:

Empleamos la formula de IF, 2H

$$\%e = \frac{200 \times I \times L \times Z}{E_n}$$

En donde:

L = Distancia del circuito en km = 0.030

I = Corriente nominal (I_n) = 11.65 A

E_n = Voltaje de Fase a Neutro = 127V.

e = Caída de Voltaje en % = 3%.

Z = Impedancia del Conductor.

Substituyendo valores:

$$Z = \frac{E_n \times e}{200 \times I \times L} = \frac{127 \times 3}{200 \times 11.65 \times 0.030}$$
$$Z = 5.45$$

En virtud de que el alambre 12 AWG tiene una impedancia de 6.002782, se selecciona el No. 10 AWG, que tiene una impedancia de 3.533424.

CONDUCTOR POR CAIDA : cable TW - 10 AWG.

CONDUCTOR SELECCIONADO : cable THW - 10 AWG.

NOTA: Obsérvese que los calculos se hacen con TW y la selección se hace con THW.

CALCULO DE CONDUCTORES PARA UN SOLO MOTOR

Para seleccionar el Conductor para un motor, se procede del siguiente modo:

POR CAPACIDAD:

- 1.- Se calculan los amperes a partir de la LEY DE WATT, o bien se sacan de la placa de datos del propio motor y a este valor se le denomina CORRIENTE NOMINAL (I_n).
- 2.- Se le agrega, por lo menos, el 25% de dicho valor (artículo 403.14 NOM-EM-001-SEMP-1993.)
- 3.- Se le aplica el FACTOR DE AGRUPAMIENTO, el cual se saca de la tabla 302.4 a) de las NOM-EM-001-SEMP-1993.
- 4.- Se le aplica el FACTOR DE TEMPERATURA, el cual se saca de la tabla 302.4 b) de las NOM-EM-001-SEMP-1993.

Cuando se le han aplicado estos factores, se llama CORRIENTE CORREGIDA (I_c).

- 5.- Con la CORRIENTE CORREGIDA, se entra a las tablas de capacidad en amperes de los conductores, y se selecciona, el calibre que habrá de instalarse.

Recordaremos que de acuerdo a la temperatura que habrán de soportar, existen diversos tipos de aislamientos en los Conductores.

En general se recomienda escoger el calibre indicado para 60°C, e instalar el mismo calibre, con un aislamiento para mayor temperatura.

POR CAIDA DE TENSION:

- 6.- Si la distancia L del circuito del motor, es considerable (60 Mts. o más para circuitos de fuerza), se calcula el conductor, POR CAIDA DE TENSION, seleccionandose el que salga mayor.

EJEMPLO:

Calcular el Conductor de:

Un motor de 10 CP, 220V, 3F, 0.9 de eficiencia y 0.85 de F.P., se va a instalar a 32 Mts. de distancia del Tablero de Distribución, en una zona cuya temperatura es de 35°C, y el tubo de alimentación lleve en total 9 conductores iguales.

SOLUCION POR CAPACIDAD:

- 1.- Aplicando la LEY DE WATT, calculamos la CORRIENTE NOMINAL (I_n).

$$\text{Fórmula: } I_n = \frac{\text{C.P.} \times 746}{E_f \times 3 \times \text{F.P.} \times M}$$

En donde:

I_n = CORRIENTE NOMINAL
C.P. = Caballos de Potencia = 10
 E_f = Voltaje entre Fases = 220V
F.P. = Factor de Potencia = 0.80
 M = Eficiencia del Motor = 0.84

Sustituyendo valores:

$$I_n = \frac{10 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84}$$

$$I_n = 29.13 \text{ Amperes}$$

- 2.- Se le agrega 25% de 29.13, o sea 7.28 Amperes.

$$29.13 + 7.28 = 36.41 \text{ Amperes}$$

- 3.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) de las NOM-EM-001-SEMP-1993 dice que para 9 conductores en un solo tubo, la capacidad se afecta al 70% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$36.41 / 0.70 = 52.02 \text{ Amperes}$$

4.- Aplicando en FACTOR POR TEMPERATURA:

En la tabla 302.4 b, de las NOM-EM-001-SEMP-1993, dice que para 35°C de temperatura ambiente, y utilizando un conductor de aislamiento propio para 60°C (TW), la capacidad se afecta al 82% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$52.02 / 0.82 = 63.44 \text{ Amperes}$$

Por lo tanto:

$$I_{\text{corregida}} = I_c = 63.44 \text{ Amperes.}$$

5.- Entrando a las tablas de 302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993, para cable TW (60°C), el calibre adecuado es:

CABLE - TW-4AWG

6.- Cálculo por CAIDA DE VOLTAJE

Empleamos la fórmula 3F, 3H

$$Z = \frac{E_f \times \%e}{173 \times J \times L}$$

En donde:

Z	= IMPEDANCIA DEL CONDUCTOR	
L	= DISTANCIA DEL CIRCUITO	= 32 MTS.
I _n	= CORRIENTE NOMINAL	= 29.13
e	= CAIDA DE TENSION EN %	= 2
E _f	= VOLTAJE ENTRE FASES	= 220 VOLTS.

Sustituyendo valores:

$$Z = \frac{220 \times 2}{173 \times 29.13 \times 0.032}$$

$$Z = 2.7285$$

Que corresponde al cable 8 AWG (Z=2.396128)
CONDUCTOR POR CAIDA: Cable TW-8 AWG.

Por lo tanto, seleccionamos el conductor mayor que es:
CONDUCTOR SELECCIONADO POR CAPACIDAD: CABLE THW - 4 AWG

NOTA: Obsérvese que los cálculos se hacen con TW y la selección se hace con THW.

CALCULO DE CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES

Para seleccionar el conductor de un circuito, que alimente a varios motores se procede del siguiente modo:

POR CAPACIDAD

- 1.- Se calculan los amperes de cada uno de los motores, a partir de la LEY DE WATT y a éstos valores, se les denomina CORRIENTE NOMINAL de cada motor.
- 2.- Se suman las corrientes nominales de todos los motores y a este valor, se le denomina CORRIENTE NOMINAL DEL CIRCUITO.
- 3.- A la corriente nominal del circuito se le agrega por lo menos el 25% de la corriente nominal, del motor mayor del grupo, (Art. 403.16 NOM-EM-001-SEMP-1993).

$$I = I_n + 0.25 I_M$$

- 4.- Se le aplica el FACTOR DE AGRUPAMIENTO el cual se saca de la tabla 302.4 a NOM-EM-001-SEMP-1993.
- 5.- Se aplica el FACTOR DE TEMPERATURA, el cual se saca de la tabla 302.4 b de las NOM-EM-001-SEMP-1993.

Cuando ya se han aplicado estos factores, se le llama CORRIENTE CORREGIDA DEL CIRCUITO (I_c).

- 6.- Con la corriente corregida, se entra a las tablas de capacidad en amperes de los conductores y se selecciona el calibre que habrá de instalarse.

Recordemos que de acuerdo a la temperatura que habrán de soportar, existen diversos tipos de aislamiento en los conductores.

En general, se recomienda, escoger el calibre indicado para 60°C, e instalar el mismo calibre, con un aislamiento para mayor temperatura (75°C).

POR CAIDA DE TENSION

7.- Si la distancia L del circuito del motor es considerable (60 Mts. o más para circuitos de fuerza), se calcula el conductor por CAIDA DE TENSION, seleccionandose, el que salga mayor.

EJEMPLO:

Calcular el conductor de alimentación para 3 motores: 3F, 220V, 0.84 de eficiencia y 0.80 de F.P.; uno de ellos de 5 C.P. otro de 7.5 y el otro de 10 C.P..

El alimentador correrá desde el tablero general, hasta el tablero de distribución de motores, a una distancia de 65 mts. y en una temperatura ambiente de 32°C. La canalización en que se alojará este alimentador, llevará 6 conductores.

SOLUCION POR CAPACIDAD:

1.- Aplicando la LEY DE WATT, calculamos las Corrientes Nominales de los motores:

$$\text{fórmula: } I_n = \frac{C.P. \times 746}{E_f \times 3 \times F.P. \times m}$$

En donde:

I_n = Corriente Nominal
 $C.P.$ = Caballos de Potencia
 E_f = Voltaje entre Fases = 220V
 $F.P.$ = Factor de Potencia = 0.80
 m = Eficiencia del motor = 0.84

Sustituyendo valores:

$$\text{Motor de 5 C.P. } I_5 = \frac{5 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84} = 14.37 \text{ A}$$

$$\text{Motor de 7.5 C.P. } I_7 = \frac{7.5 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84} = 21.85 \text{ A}$$

$$\text{Motor de 10 C.P. } I_{10} = \frac{10 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84} = 29.13 \text{ A}$$

2.- Sumando las Corrientes Nominales de los motores:

$$I = 14.57 + 21.05 + 29.13 = I_n$$

Por lo tanto: $I_n = 65.55 \text{ Amperes.}$

3.- En virtud de que la corriente del motor mayor es de 29.13 A, el 25% de dicha corriente es 7.28 A.

Aplicando la fórmula: $I = i + i_M$

En donde $i_n = I_n = 65.55 \text{ A.}$
 $i_M = \text{Corriente del Motor Mayor} = 29.13 \text{ A.}$

Sustituyendo valores:

$$I = 65.55 + (0.25 \times 29.13) = 72.83 \text{ Amperes}$$

$$\text{o bien } I = 65.55 + 7.28 = 72.83 \text{ Amperes}$$

4.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) NOM-EM--001-SEMP-1993, dice que para 6 conductores en un solo tubo, la capacidad afecta al 50% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$72.83 / 0.08 = 91.04 \text{ amperes}$$

5.- Aplicando el FACTOR DE TEMPERATURA:

En la tabla 302.4 b) NOM-EM-001-SEMP-1993, dice que para 32°C de temperatura ambiente y utilizando un conductor con aislamiento propio para 60°C (TW), la capacidad se afecta al 82% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$91.04 / 0.82 = 111.02 \text{ amperes}$$

Por lo tanto:

$$I \text{ Correjada} = I_c = 111.02 \text{ amperes}$$

6.- Entrando a las tablas 302.4 NOM-EM-001-SEMP-1993, para cable TW (60°C), el calibre adecuado es:

CABLE TW - 1/0 AWG

Por CAPACIDAD corresponde:

CABLE TW - 1/0 AWG

7.- Cálculo por CAIDA DE VOLTAJE

Empleamos la fórmula de 3F, 3H

$$Z = \frac{E_f \times \%e}{173 \times I \times L}$$

En donde:

Z	= Impedancia del conductor	
L	= Distancia del circuito	= 65 mts.
I _n	= Corriente Nominal del circuito	= 72.83 A.
E _f	= Voltaje entre fases	= 220 V
e	= Caída de tensión entre fases en %	= 2

Sustituyendo valores:

$$Z = \frac{220 \times 2}{173 \times 72.83 \times 0.065}$$

$$Z = 0.537258$$

Que corresponde al calibre No. 1/0 AWG

CONDUCTOR SELECCIONADO: CABLE THW - 1/0 AWG
(POR CAPACIDAD Y CAIDA DE TENSION)

COMO PROYECTAR UNA INSTALACION ELECTRICA

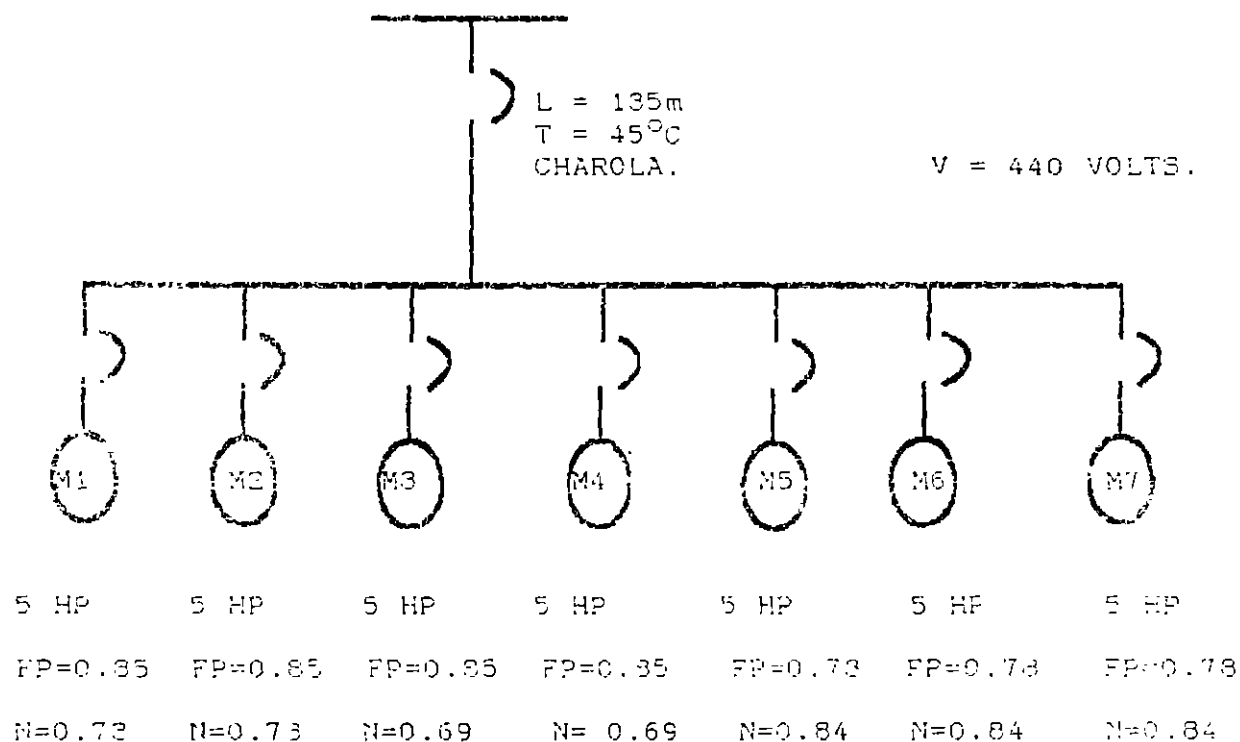
El proyecto de Instalación Eléctrica de una industria, requiere primeramente, de una serie de datos, por ejemplo:

- 1.- Qué es lo que van a fabricar o que tipo de industria es.
- 2.- En donde va a estar localizada, para ver si cuenta con posibilidad de acometida inmediata.
- 3.- Cuenta carga eléctrica (KW) van a necesitar.
- 4.- Una lista detallada de las cargas.
- 5.- Un diagrama de flujo de dichas cargas; es decir, la ubicación de las máquinas (Lay Out).
- 6.- En función de lo anterior, ver si requiere o no una subestación.
- 7.- Los planos del proyecto de obra civil.
- 8.- Atención a las alturas de los techos, para la selección de los luminarios.
- 9.- Tener pláticas preliminares con los contratistas de las demás obras, para ver grados de dificultad y coordinar alturas de montaje, trayectorias, etc., con el fin de no obstaculizarse unos y otros desde el proyecto.
- 10.- Es muy importante advertir al usuario, que los trámites para la acometida, por parte de la Empresa Suministradora (C.F.E.), tardan un promedio de 4 meses y a veces más, por lo que se recomienda, que ese tema sea de los primeros a tratar.
- 11.- También es importante señalar que es recomendable tener el proyecto eléctrico terminado, antes de iniciar la obra.
- 12.- Vale la pena averiguar, dentro de su ética correspondiente, que tan restringidos están en dinero, para determinar la economía del proyecto.

Una vez que se tiene idea de los datos anteriores, se divide el proyecto en dos partes: A -- ALUMBRADO Y B-- FUERZA.

EJEMPLO EN CHAROLA.

Seleccionar el calibre del conductor alimentador del siguiente circuito, los cuales se alojaran en charola, en una sola capa, y con un factor de potencia de 0.85.



+ Calculando la corriente en cada motor se tienen.

$$I = \frac{H.P. \times 746}{173 \times E \times N \times F.P.}$$

$$I_{M1} = 7.9 \text{ Amp.}$$

$$I_{M2} = 5 \text{ Amp.}$$

$$I_{M5} = 15 \text{ Amp.}$$

+ Calculando la corriente total del circuito.

$$n = 70.8 \text{ Amp.}$$

+ Aplicando los requisitos de la sección.

$$I = 70.8 + 0.25 \times 15$$

$$I = 74.55 \text{ Amp.}$$

- Aplicando factores de corrección por temperatura.

Para $T = 45^{\circ}\text{C}$ y conductor a 75°C THW el factor es 0.82

$$I = \frac{74.55}{0.82} = 90.91 \text{ Amp.}$$

- $I_c = 90.91$, consultando la tabla 302.4 en la columna el aire nos da el calibre No. 6 Awg.

- Cálculo del conductor por caída de tensión entre fases.

$$e\% = \frac{173 \cdot I \cdot L \cdot Z}{V_{ff}}$$

Considerando $e = 2\%$

$$Z = \frac{e\% \cdot V_{ff}}{173 \cdot I \cdot L} = \frac{2 \times 440}{173 \times 74.55 \times 0.135} = 0.5054 \frac{\text{Ohms}}{\text{Km}}$$

Consultando la tabla No. 9 del NEC. se obtiene

$$\text{Calibre No. 1/0} \quad - \quad Z = 0.433004$$

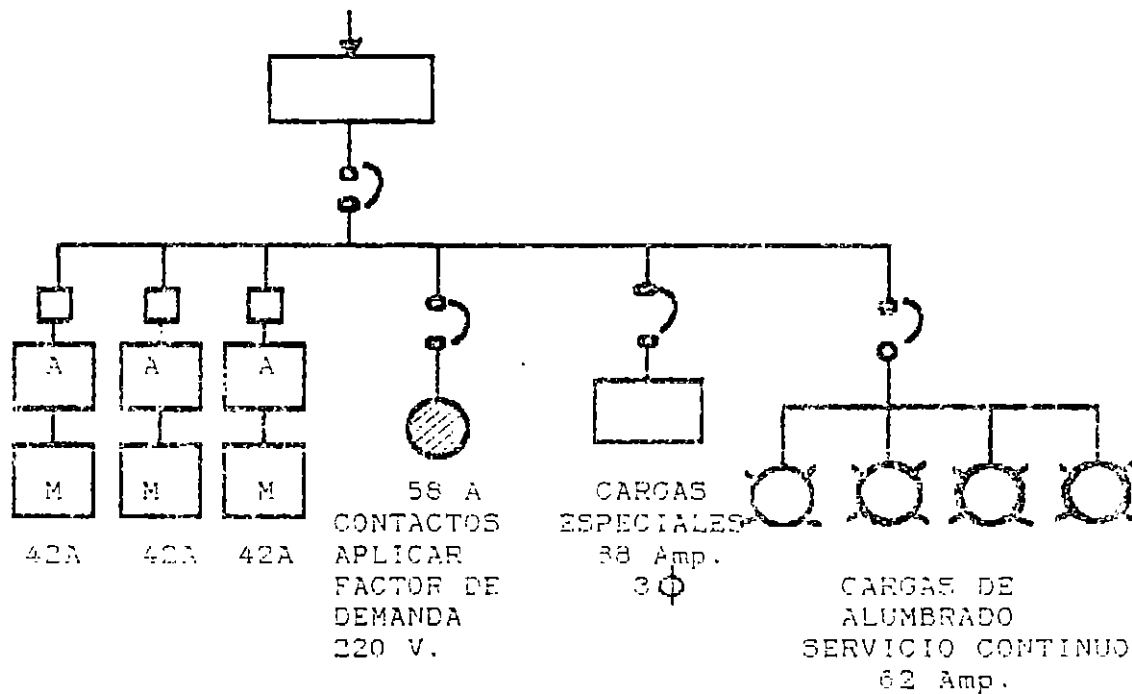
+ Sustituyendo el valor Z. para obtener la nueva caída de tensión. se tiene.

$$e\% = \frac{173 \times 74.55 \times 0.135 \text{ Km} \times 0.42651}{440} = 1.39\%$$

*** El calibre adecuado, es el calculado por caída de tensión, esto es:

Calibre No. 1/2 AWG THW.

Se requiere alimentar un edificio comercial con cargas de motores, contactos, alumbrado y cargas especiales. ¿Cuál será el calibre adecuado con conductores de cobre THW 75°C si se utiliza charola y arreglo en una sola capa.



1) Para la carga de alumbrado.

$$62 \times 1.25 = 77.5 \text{ Amp.}$$

2) Para la carga de contactos, se aplica el artículo 204.2 (b.2)

$$POT = 58 \times \sqrt{3} = 22,100 \text{ VA}$$

Aplicando los factores de demanda de la tabla 204.3a

Primeros	20,000 VA × 100% = 20,000 VA
Exceso	2,100 VA × 70% = 1,470 VA

$$I = \frac{VA}{\sqrt{3}} = \frac{21,470}{\sqrt{3} \times 220} = 56.34 \text{ Amp}$$

3) Para las cargas especiales.

$$I = 88 \text{ Amp}$$

4) Para los motores, aplicando Art. 403.15 y 403.17

$$I_{MI} = 42 \times 1.25 = 52.2 \text{ Amp.}$$

$$I_{TM} = 52.5 + 28 + 17 = 97.5 \text{ Amp}$$

5) La suma total de las cargas es:

$$\Sigma I = 77.5 + 56.34 + 88 + 97.5 = 319.34 \text{ Amp.}$$

6) De la tabla 302.4, se selecciona el conductor para cada fase.

Calibre No. 400 KCM AWG THW 75°C

7) Calculando el calibre del conductor neutro, se tiene.

Carga de alumbrado: 77.5 A

Carga de contactos: 56.34 Amp.

133.84 Amp.

Consultando la tabla 302.4, el calibre adecuado es:

Calibre No. 170 AWG THW 75°C.

CALIBRE AWG 0 KCM	OHMS - Km AL NEUTRO							
	XL		RCA PARA CABLES DE COBRE			Z A 0.85 DE FACTOR DE POTENCIA PARA CABLES DE COBRE		
	CONDUIT PVC ó AL	CONDUIT METALICO	CONDUIT DE PVC	CONDUIT DE ALUMINIO	CONDUIT METALICO	CONDUIT DE PVC	CONDUIT DE ALUMINIO	CONDUIT METALICO
14	0.190288	0.239501	10.170603			8.858267		
12	0.177165	0.223097	6.561679			5.577427		
10	0.164042	0.206692	3.937007			3.608923		
8	0.170603	0.213254	2.559055			2.263780	2.296588	
6	0.167322	0.209973	1.607611			1.443570	1.476378	
4	0.157480	0.196850	1.017060			0.951443		0.984252
2	0.147637	0.187007	0.623359	0.656168		0.623360		0.656168
1/0	0.144356	0.180446	0.393700	0.426509	0.393700	0.426510		
2/0	0.141076	0.177165	0.328084			0.360892		
3/0	0.137795	0.170603	0.252624	0.269028	0.259186	0.288714	0.301837	0.308398
4/0	0.134514	0.167322	0.203412	0.219816	0.206692	0.242782	0.255905	0.262467
250	0.134514	0.170603	0.170603	0.187007	0.177165	0.183727	0.229658	0.239501
300	0.134514	0.167322	0.144356	0.160761	0.147637	0.193570	0.206693	0.213254
350	0.131233	0.164042	0.124672	0.141076	0.127952	0.173884	0.190288	0.196859
400	0.131233	0.160761	0.108267	0.124672	0.114829	0.160761	0.173884	0.183727
500	0.127952	0.157480	0.088582	0.104986	0.095144	0.141076	0.157480	0.164042
600	0.127952	0.157480	0.075459	0.091863	0.082020	0.131233	0.144357	0.154199
750	0.124672	0.157480	0.062336	0.078740	0.068897	0.118110	0.131233	0.141076
1000	0.121391	0.150918	0.049212	0.062335	0.059055	0.104986	0.118110	0.131233

TABLA 9 (NEC)

RESISTENCIA Y REACTANCIA PARA CABLES DE 600 VOLTS
60 C.R.S. ; 75°C

TABLA 302.4
Capacidad de corriente de conductores de cobre aislados (amperes)

Temperatura máxima del aislamiento	60 °C		75 °C		85 °C		90 °C	
Tipos	THWN, RUW, T, TW, TWD, MTW		RM, RHW, RUH, THW, THWN, DF, XHHW		PILC, V, MI		TA, TES, SA, AYB SIS, FEP, THW RHH, THHN, MTW, EP, XHHW *	
Calibre AWG MCM	En tubería o cable	Al aire	En tubería o cable	Al aire	En tubería o cable	Al aire	En tubería o cable	Al aire
14	15	20	15	20	25	30	25	30
12	20	25	20	25	30	40	30	40
10	30	40	30	40	40	55	40	55
8	40	55	45	65	50	70	50	70
6	55	80	65	95	70	100	70	100
4	70	105	85	125	90	135	90	135
3	80	120	100	145	105	155	105	155
2	95	140	115	170	120	180	120	180
1	110	165	130	195	140	210	140	210
0	125	195	150	230	155	245	155	245
00	145	225	175	265	185	285	185	285
000	165	260	200	310	210	330	210	330
0000	195	300	230	360	235	385	235	385
250	215	340	255	405	270	425	270	425

NTIE-01

NTIE -81

NOTAS DE LA TABLA 302.4

NOTA 1. Los valores de la tabla 302.4 son aplicables cuando se tienen 3 conductores como máximo alojados en una canalización o en un cable multiconductor. Para un número mayor de conductores, se deben aplicar los siguientes factores de corrección (excepto en casos específicos en que se indique lo contrario):

Tabla 302 Factores de corrección por agrupamiento

Número de conductores			Porcentaje del valor En la tabla 302.4
4	a	6	80
7	a	24	70
25	a	42	60
Más de		42	50

Cuando se instalen conductores de sistemas diferentes dentro de una canalización, los factores de corrección por agrupamiento anteriores deben aplicarse solamente al número de conductores para fuerza y alumbrado.

En el caso de un conductor neutro que transporte solamente la corriente de desequilibrio de otros conductores como en el caso de los circuitos normalmente equilibrados de tres o más conductores, no se debe afectar su capacidad de corriente con los factores indicados en esta tabla.

NOTA 2. Los valores de la tabla 302.4 deben corregirse para temperaturas ambientales (del local o del lugar en que se encuentren los conductores) mayores de 50 °C de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 302.4 Factores de corrección por temperatura ambiente.

Temperatura ambienta °C	Temperatura máxima permisible en el aislamiento °C						
	60	75	85	90	110	125	200
31 - 40	0.32	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95	---
41 - 45	0.71	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	---
46 - 50	0.58	0.75	0.80	0.82	0.87	0.89	---
51 - 55	0.11	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86	---
56 - 60	---	0.58	0.67	0.71	0.79	0.83	0.91
61 - 70	---	0.35	0.52	0.58	0.71	0.76	0.87
71 - 80	---	---	0.30	0.41	0.61	0.68	0.84
81 - 90	---	---	---	---	0.50	0.61	0.80
91 - 100	---	---	---	---	---	0.51	0.77
101-120	---	---	---	---	---	---	0.69
121-140	---	---	---	---	---	---	0.59

Tabla 1.4

Resistencia eléctrica de conductores de cobre

Calibre AWG MCM	Área de la sección transversal (mm ²)	Número de hilos	Resistencia eléctrica C.D.-20°C (ohms/km)
A L A M B R E S	18	—	21.0
	16	—	13.2
	14	—	8.27
	12	—	5.22
	10	—	3.29
C A B L E S	18	7	21.3
	16	7	13.42
	14	7	8.45
	12	7	5.32
	10	7	3.35
	8	7	2.10
	6	7	1.322
	4	7	0.830
	2	7	0.523
	1/0	19	0.329
E S	2/0	19	0.261
	3/0	19	0.207
	4/0	19	0.1640
	250	37	0.1390
	300	37	0.1157
	350	37	0.0991
	400	37	0.0867
	500	37	0.0695
	600	61	0.0578
	750	61	0.0463
	1 000	61	0.0348
	1 250	91	0.0278
	1 500	91	0.0232

*Alambres.

Notas:

- Esta tabla está basada en factores de relleno de 40 por ciento para tres conductores o más, 30 por ciento para dos conductores y 55 por ciento en el caso de un solo conductor.
- Debe tenerse en cuenta que para una de tres conductores en un tubo, la capacidad de corriente permisible en los mismos se ve reducida de acuerdo con los factores de corrección de la Tabla 302.4 a).

Tabla 1.3
Número máximo de conductores que pueden alojarse en tubo conduit

Tipo de Conductor	Calibre de conductor AWG MCM	Diámetro nominal de tubo (mm)							
		13	19	25	32	38	51	63	76
THIN y THIN	14*	13	24	37	66				
	14	11	20	32	57				
	12*	10	18	28	49	67			
	12	8	15	23	42	57			
	10*	6	11	18	32	43	71		
	10	5	9	15	26	36	59		
	8	3	5	9	15	21	35	49	
	6	2	4	6	11	15	25	36	56
	4	1	2	4	7	9	16	22	34
	2	1	1	3	5	7	11	16	25
	1/0	—	1	1	3	4	7	10	15
	2/0	—	1	1	2	3	6	8	13
	3/0	—	1	1	1	3	5	7	11
	4/0	—	—	1	1	2	4	6	9
	250	—	—	1	1	1	3	4	7
	300	—	—	1	1	1	3	4	6
	350	—	—	—	1	1	2	3	5
	400	—	—	—	1	1	1	3	5
	400	—	—	—	1	1	1	3	5
	500	—	—	—	1	1	1	2	4
	600	—	—	—	—	—	—	—	—
	750	—	—	—	—	—	—	—	—
	1 000	—	—	—	—	—	—	—	—
	1 250	—	—	—	—	—	—	—	—
	1 500	—	—	—	—	—	—	—	—
	250	—	—	—	—	—	—	—	—
	300	—	—	—	—	—	—	—	—
	350	—	—	—	—	—	—	—	—
	400	—	—	—	—	—	—	—	—
	500	—	—	—	—	—	—	—	—

+ CALCULO DE CONDUCTORES POR CORTO CIRCUITO EN BAJA TENSION.

Si la selección del conductor no es la adecuada para soportar las condiciones de corto circuito, el intenso calor generado en tampoco tiempo produce daño severo en el aislamiento, por lo que es necesario conocer el tiempo en que transcurre la falla antes de que las protecciones operen para liberar la falla.

Para determinar la corriente permisible en el conductor, se tiene que considerar:

- A) El corto circuito balanceado.
- B) Corto circuito balanceado, calculando la corriente de falla de secuencia cero.

La siguiente ecuación permite verificar la sección del conductor, conocidos los amperes de falla y duración de la misma.

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 t = K \log \left[\frac{T_2 + T}{T_1 + T} \right]$$

I = Corriente máxima de corto circuito permitida, Amp.

K = Cte. del material del conductor.

A = Sección transversal del conductor, circular mils.

t = Tiempo de duración del corto circuito, seg.

T = Temperatura en °C (Bajo cero), en la cual el material del que se trate tiene resistencia eléctrica teóricamente nula.

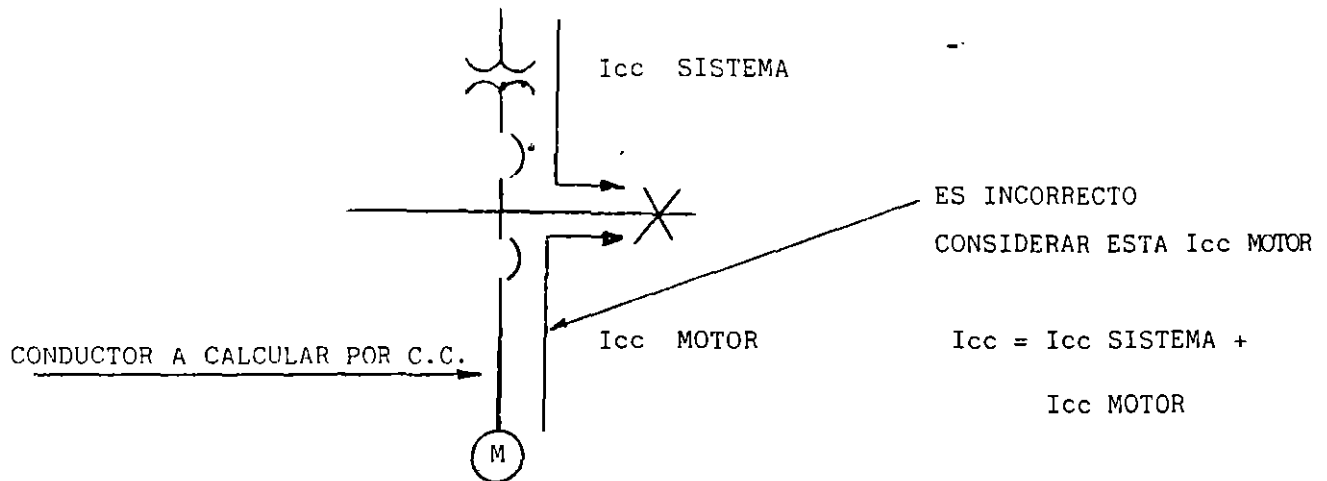
T1 = Temp. inicial del conductor, °C.

T2 = Temp. final del conductor, °C.

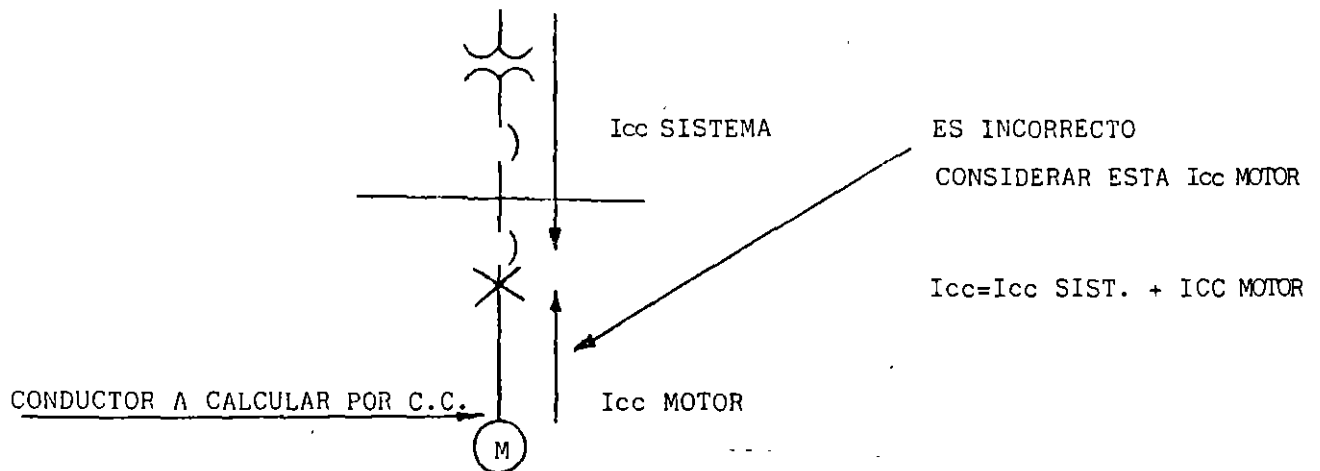
- Consultando las gráficas de corriente de corto circuito para cables aislados (cobre o aluminio), se calcula el calibre del conductor teniendo la duración de falla y la corriente de corto circuito.

La corriente de corte circuito a considerar, es cuando para por el conductor la máxima corriente de cortocircuito, es decir:

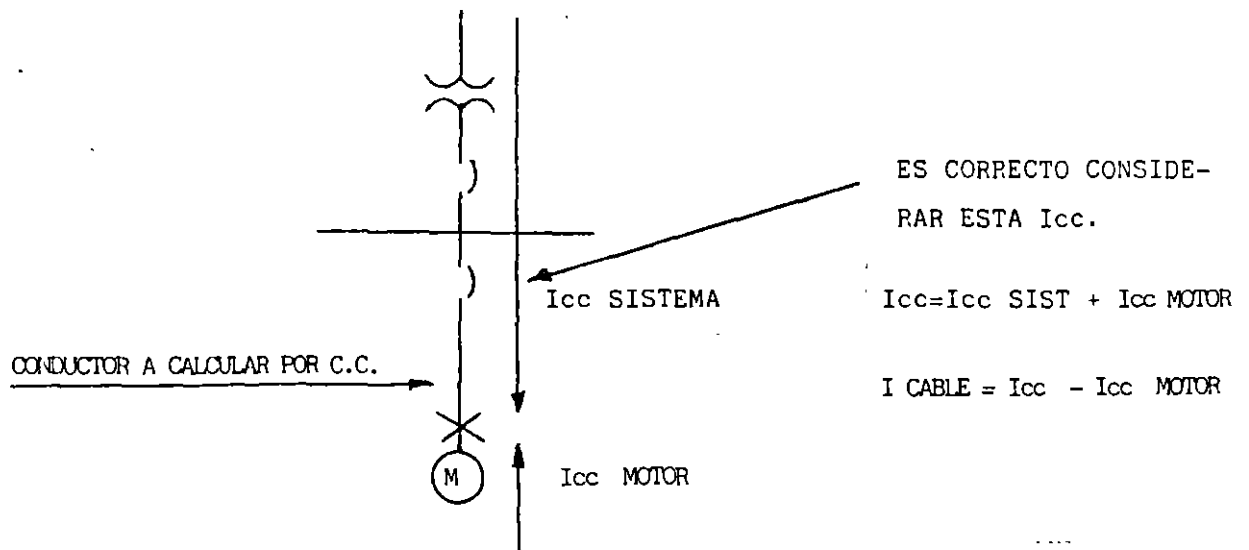
A)



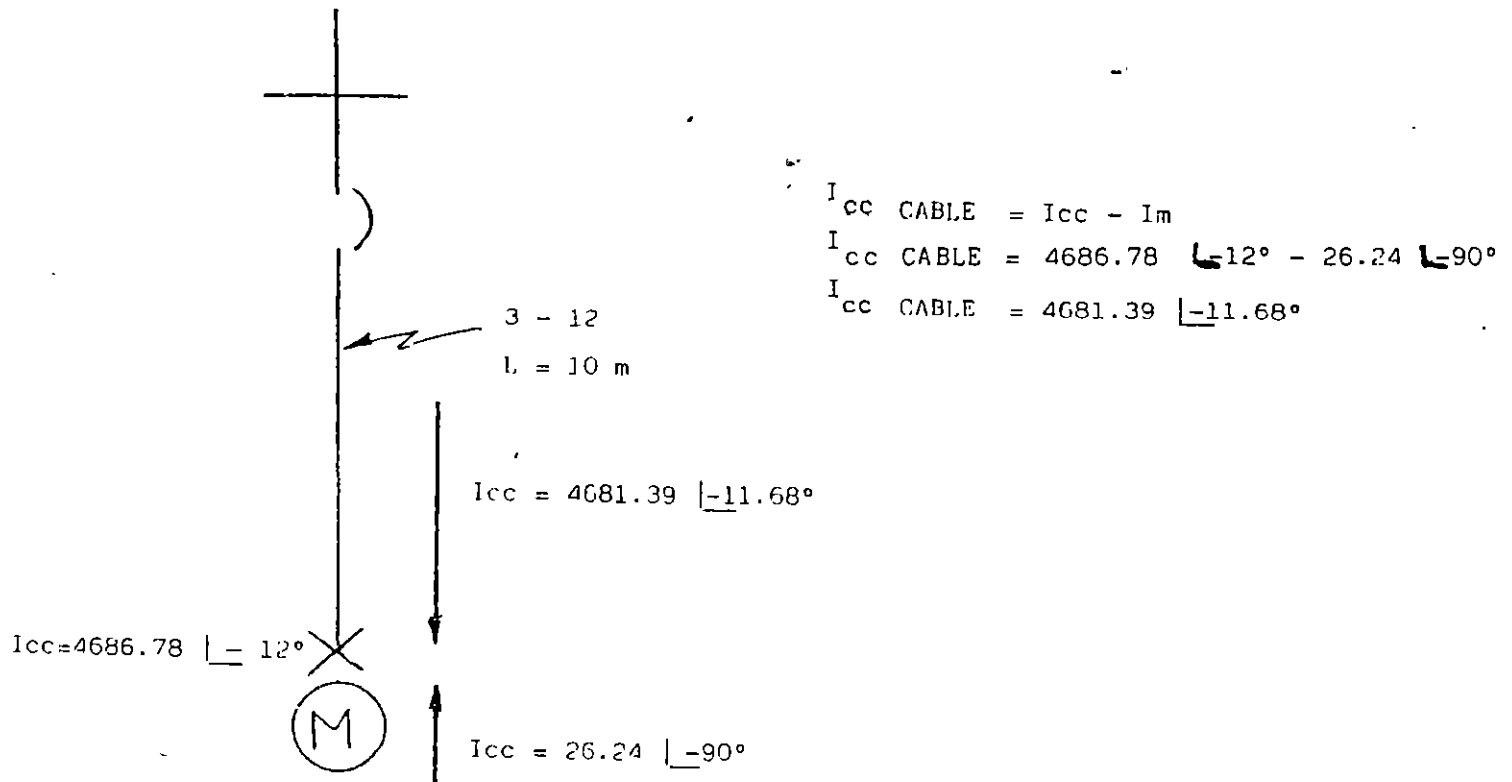
B)



C)



EJEMPLO: CALCULO DEL CONDUCTOR POR CORTO CIRCUITO



- De acuerdo a la tabla No. A, La sección del conductor requerida para un tiempo de duración de la falla igual a un ciclo será:

$$AREA = 2.4385 \times I_{cc \text{ CABLE}}$$

$$AREA = 2.4385 \times 4.68139 = 11.415 \text{ KCM}$$

+ Consultando la tabla No. B, con la sección obtenida observamos que el conductor Calibre No. 12 AWG, tiene una sección de 6.53 KCM, por lo que no cumple por cortocircuito.

- A) Si aumenta la longitud del circuito $A L = 15$ m, se tiene que calcular la corriente de corto circuito que circulaba por el cable, obteniéndose:

$$AREA = 2.4385 \times 3.15178 \text{ KCM}$$

Se sabe que el Calibre No. 12 AWG, tiene una sección de 6.53 KCM, por lo que no cumple por corto circuito.

- B) Si se aumenta la longitud del circuito $A L = 20$ m, se tiene que calcular la nueva corriente de corto circuito que circulaba por el cable obteniéndose,

$$AREA = 2.4385 \times 2.37296 = 5.7864 \text{ KCM}$$

Se observa que cable Calibre No. 12, soporta la corriente de corto circuito, por lo que el alimentador para el motor deberá tener mínimo una longitud de 20 mts., lo cual es la práctica no es posible hacerlo, ya que los equipos ya tienen ubicaciones fijas.

- C) Otra solución para que el conductor pase por corto circuito es,

- limitar la corriente de corto circuito, esto es:

- 1) Con fusibles de 1/2 ciclo, según la tabla No. A

$$AREA = 1.7242 \text{ Icc}$$

$$AREA = 1.7242 \times 4.68139 = 8.07165 \text{ KCM}$$

- + Se observa que el cable No. 12 AWG con una selección de 6.53, no pasa por corto circuito.

- 2) Con fusibles de 1/4 ciclo, la sección se calcula por medio de la fórmula.

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 T = K \log$$

$$\left[\frac{2 + T}{T} \right] \frac{1}{1 + T}$$

$$\left[\frac{4581.35}{A} \right] (4.16 \times 10^3)^3 = 0.0297 \log \left[\frac{150 + 234}{.75 + 234} \right]$$

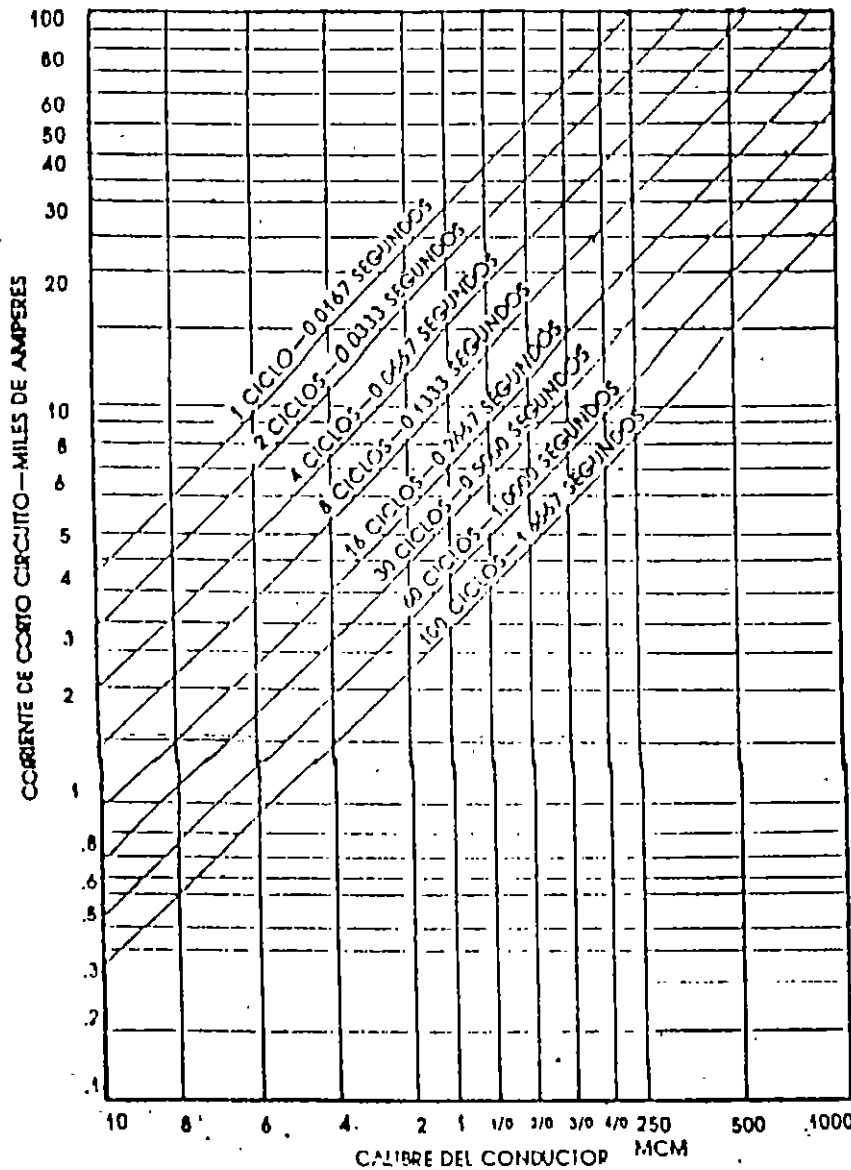
Obteniéndose, $A = 5,703.21 \text{ CM}$

$A = 5,70321 \text{ KCM}$

Por lo tanto, el Calibre No. 12 AWG, con sección de 6.53 KCM con un fusible limitador de 1/4 ciclo, soportará la corriente de corto circuito que circulará por él.

GRAFICA 1

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PERMISIBLES PARA CABLES CON AISLAMIENTO A 90°C Y CONDUCTOR DE COBRE



CONDUCTOR DE COBRE
AISLAMIENTO TERMO PLASTICO (PVC)

FORMULA

$$\left[\frac{I}{A} \right]^2 = 0.0297 \log \left[\frac{t_1 + 234}{t_2 + 234} \right]$$

DONDE:

- I - Corriente de corto circuito amperes.
- A - Area del conductor circular mils.
- t - Tiempo de corto circuito segundos.
- t_1 - Temperatura máxima de operación - 90°C
- t_2 - Temperatura máxima de corto circuito - 180°C

TIEMPO		AREA		
Ciclos	Segundos	TW 60°C	THW 75°C	THW 90°C
0.5	0.0083	1.5553 I	1.7242 I	1.9500 I
1	0.0167	2.1996 I	2.4385 I	2.7578 I
2	0.0333	3.1106 I	3.4485 I	3.9001 I
3	0.0500	3.8097 I	4.2235 I	4.7771 I
4	0.0667	4.3991 I	4.8769 I	5.5161 I
5	0.0833	4.9183 I	5.4525 I	6.1672 I

I en Amperes

Area en Circular Mils

Tabla No. A Cálculo de áreas de conductores por corto circuito

DATOS DE REFERENCIA

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mils	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.60
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.60
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,330	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

TABLA No. B AREAS DE CONDUCTORES

CALCULO Y SELECCION DE CANALIZACIONES

CANALIZACIONES

Hasta 100 V a menos que otra cosa se especifique.

301.3 Construcción y Protección.

- * Protección mecánica para los conductores.
- * Resistencia mecánica para soportar esfuerzos durante:
 - * Transporte.
 - * Almacenamiento.
 - * Instalación.
- * Resistencia a la corrosión en ambientes húmedos.
- * Canalizaciones separadas de la pared o de la superficie que las soporta.

301.4 Protección Mecánica de Conductores.

- * Cuando los conductores no lleven canalizaciones deben protegerse contra daño mecánico:
 - * Por su propia ubicación.
 - * Con cubiertas adecuadas.

301.5 Continuidad Eléctrica y Mecánica.

- A) Eléctrica.- Conexión a tierra según sección 206, subsección D.
- B) Mecánica.- Continuidad de: Caja a Caja.
Accesorio a Accesorio.

301.8 Cajas.- Donde se Requieren.

- * En empalmes.
- * En derivaciones,
- * Punto de confluencia de la canalización.
- * Cambio de tipo de canalización.
- * No se requiere cuando:
 - * Hay tapas removibles.
 - * En charolas.
 - * A la salida, dentro de tableros de distribución o de control.

301.9 Conductores de Diferentes Sistemas.

- * No aplicables a charolas ni trincheras. Único lugar donde aparece en las NTIE en término "Trincheras".
- * Debe satisfacer:
 - A) Conductores de sistema de tensiones diferentes no deben ocupar la misma canalización.
 - B) Sistema de CD y CA deben separarse. Igual para diferentes frecuencias.
 - C) Conductores de señalización y control pueden ir en la misma canalización, con aislamiento según la tensión máxima.
 - D) Conductores para la conexión de balastros pueden ocupar la misma canalización del circuito derivado.

E) Conductores de sistema de comunicación en canalización separada. en ductos para piso donde confluyen varios ductos se permiten otros sistemas si hay separadores.

301.10 Número de Conductores en una Canalización.

- * Deben permitir: Disipar el calor generado.
Facilitar la instalación.
Facilitar la remodelación de los conductores.
- * Deben cumplir con los factores de relleno y número máximo indicando en las NTIE.

301.14 Corrientes Inducidas en las Cubiertas Metalicas. Para más de 50 A.

- * A través de placas metalicas.- Los conductores activos y el neutro de tal forma que se evite el sobrecalentamiento por inducción en el metal que los rodea.
- * En orificios individuales.- El efecto de inducción se elimina con ranuras entre orificios o con placa aislante suficiente y con orificios individuales.

301.15 Prevención Contra la Propagación de Incendios.

- * Reducir al mínimo la propagación en:
Cubos verticales.
Los claros alrededores de cables o canalizaciones que atraviesen paredes, pisos o techos resistentes al fuego deben tener barreras.

SECCION 304. TUBO METALICO RIGIDO.

- * Material : Acero
Aluminio
Aleaciones especiales.

- * Tubo de Acero : Pesado.
Semipesado.
Ligero.

304.3 Diametro minimo 13 MM.

304.4 Número de conductores de acuerdo a los siguientes factores de relleno.

		NEC
* 3 o más Conductores.	40%	40%
* 2 Conductores	30%	31%
* Un Conductor	55%	53%
Con cubierta de plomo		Todos, menos conductores con Cubierta de plomo

- 304.6 Monitores.
- En entradas de : Caja
Ducto.
Gabinete.
- 304.7 Doblado.
- * Radio interior de las curvas no menores a 6 veces el diametro exterior del tubo.
 - * Cuando se usen cables con cubierta metalica el radio debe ser 10 veces el diametro exterior del tubo.
- 304.8 Número de curvas en un tramo.
- * No más de dos curvas de 90° o su equivalente (180°).
 - * Se admiten cuatro curvas de 90° o su equivalente (360°), si se hace con un radio suficiente para facilitar el alambrado.
- 304.9 Soportes.
- * Mínimo cada 3M
 - * A no más de 90 CM. de cada caja, gabinete o accesorio.
- 304.10 Puesta a Tierra.
- * Puede utilizarse como conductor de puesta a tierra.
- 304.B TUBO METALICO RIGIDO PESADO Y SEMIPESADO.
- 304.14 Uso.- En todas las condiciones siempre y cuando se proteja con el recubrimiento adecuado.
Expuesto a la entrada de agua, el tubo y accesorios deben ser hermeticos con caja, uniones y accesorios adecuados.
- 304.15 Accesorios.
- * Deben asegurar la continuidad eléctrica.
- 304.C TUBO METALICO RIGIDO LIGERO.
VISIBLE U OCULTO, EN CONCRETO O EN MAMPOSTERIA PERO SOLO AMBIENTES SECOS.
- 304.19 Uso.- En todas las condiciones pero de ambiente seco, no expuesto a la humedad o a un ambiente corrosivo.
- 304.20 Uso no Permitido.
- * Instalaciones expuestas a daño mecánico.

- * En concretos o empotrado en ambientes permanentemente húmedos o corrosivos.
- * Directamente enterrados.
- * En lugares húmedos.
- * En lugares peligrosos.

304.21 Diámetro Máximo.- Hasta 51 MM.

304.22 Accesorios.

- * Deben asegurar la continuidad eléctrica.

305. Tubo Metálico Flexible.- Se permite utilizar tubo de 3/8" (9.5 MM), de diámetro en extensiones pequeñas de canalización en muros, conexiones de motores y otros equipos y en tramos no mayores de 1.80 M. Que formen parte integral de unidades de alumbrado.

SECCION 306.- TUBO NO METALICO.

306.1 General.

- * Incluye : Lon no metálicos.
- * Tubo rígido de PVC.
- * Tubo de Polietileno.

306.5 Uniones.

Entre tubos y cajas - Materiales específicamente aprobados para tal objeto.

306.6 Monitores y Boquillas.

- * Utilizarse al entrar a una caja o gabinete.

306.8 Forma de hacer las curvas. los fabricantes normalmente no cumplen el requisito de tener un radio interno mayor a 6 veces el diámetro exterior del tubo.

306.9 Igual a la Sección 304.7 y 304.8.

306.11 Conductor de Puesta a Tierra.

- * Debe instalarse un conductor adicional para la conexión a tierra de las partes metálicas de todos los aparatos que requieran esta conexión según la sección 206, subsección E.

306.B TUBO RIGIDO DE PVC.

306.14 General.

- * Deber ser : Autoextinguible.
Resistente al aplastamiento.
Resistente a la humedad.
Resistente a agentes químicos.

306.15' Uso Permitido.

- * Instalaciones ocultas.
- * Instalaciones visibles sin exposición a daño mecánico.
- * Instalaciones expuestas a agentes químicos.
- * Locales húmedos.
- * Enterrado a más de 50 CM. o menos si se recubre con concreto de 5 CM. de espesor.

306.16 Uso no Permitido.

- * Areas peligrosas.
 - * Teatros, cines y similares.
 - * Soportes de luminarios y otros equipos.
 - * Expuestos a más de 70 grados centígrados.

306.17 Soportes.

- * Separación entre soportes de 1.20 M. en tubo de 13 MM. y 2.1 M en tubo de 102 MM.

306.18 Juntas de Expansión.

- * Cuando se requieran, para compensar dilataciones y contracciones.

COMPARACION DE ESPESORES * : USA VS MEX.

	TUBO	CONDUIT	19 mm			
	GRC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPESOR DE LA PARED.	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

GRC = GALVANIZED RIGID CONDUIT.

IMC = INTERMEDIATE METAL CONDUIT.

EMT = ELECTRIC METALLIC TUBE.

* VALORES EN mm

SECCION 308.- DUCTOS METALICOS CON TAPA.

308.2 Uso permitido :

- * En locales secos.
- * En plafones si hay acceso.
- * A la intemperie si es a prueba de lluvia.

308.3 Uso no permitido:

- * Sujetos a daño mecánico severo.
- * Sometidos a ambiente corrosivo.
- * En lugares peligrosos.

308.5 Número máximo de Conductores.

- * No más de 30 conductores portadores de corriente.
Aplicar factores de relleno y agrupamiento.

308. Empalmes y Derivaciones.

- * Sólo si quedan accesibles y no deben ocupar más del 75% del área interior del ducto en los puntos de empalme.

Ejemplos:

Calcular la tubería para alojar los siguientes conductores THW:

4-4

3-8

1-80

Consultando las tablas 1.2 y 1.4 de las NTIE se tiene:

$$4 \times 70.1 = 280.4 \text{ mm}^2$$

$$3 \times 30.4 = 91.2 \text{ mm}^2$$

$$1 \times 8.37 = 8.37 \text{ mm}^2$$

Area ocupada por los conductores 379.97 mm².

El tubo de 38 mm tiene una sección total de 1134 mm² por lo que el 40% útil será de 454 mm².

Calcular el ducto cuadrado para alojar los siguientes conductores THW. Se requiere que no ocupan más del 20% de la sección para no utilizar factor de corrección por agrupamiento.

7-4/0

1-40

Consultando las tablas 1.2 y 1.4 de las NTIE se tiene:

$$7 \times 251.8 = 1762.6 \text{ mm}^2$$

$$1 \times 21.15 = 21.15 \text{ mm}^2$$

Area total ocupada por los conductores 1783.75 mm²

Sección total de un ducto de 65 X 65 mm 4225 mm².

Sección máxima a ocupar por nuestros conductores sin afectarlos por factor de agrupamiento (20 %) 2000 mm².

Por lo que nuestro ducto seleccionado será de 100 X 100 mm².

Calcular la charola que se necesita para canalizar los siguientes conductores THW. Como condición se tiene que deben ir en una capa y no corregir su capacidad por agrupamiento.

4-350 KCM

12-750 KCM

8-1/0

8-2

1-4D

Consultando las tablas 1.2 y 1.4 de las NTIE se tiene:

$$4 \times 22. = 90.8 \text{ mm.}$$

$$12 \times 31.7 = 380.4 \text{ mm.}$$

$$8 \times 13.9 = 111.2 \text{ mm.}$$

$$8 \times 11 = 88 \text{ mm}$$

$$1 \times 5.18 = 5.18 \text{ mm}$$

Longitud total ocupada por los conductores 675.58 mm.

Necesitamos que entre cada conductor exista una separación igual al diámetro del conductor mayor.

$$12 \times 31.7 = 570.6 \text{ mm.}$$

Ancho total de la charola necesaria:

$$675.58 + 570.6 = 1246.18 \text{ mm}$$

SECCION 311.- CHAROLAS PARA CABLES.

311.3 Usos permitidos.

- * En locales contruidos de materiales incombustibles o resistentes al fuego.
- * A la intemperie si son las adecuadas para las condiciones existentes
- * Cables con aislamiento y cubierta aprobados.

311.4 Uso no permitido.

- A) Uso de ascensores.
- B) Expuestas a daños mecánicos.
- C) En lugares peligrosos a menos que los cables esten aprobados para ese uso.

311.6 Instalación.

- D) Barrera combustible cuando contenga circuitos de tensiones diferentes o distancia adecuada de protecciones equivalentes.

311.9 Número de cables.

- * Cables multiconductores. En una sola capa.
- * De un solo conductor. En dos capas.

311.10 Capacidad de corriente.

- A) Cables multiconductores, según tabla 302.4 en la columna "Tubería o Cable".
- B) De un solo conductor.
 - B.1) En una sola capa, según 302.4 en charola descubierta y con separación no menor de un diametro del cable de mayor sección.
 - B.2) En una o dos capas en charola descubierta y sin separación: 75% de lo indicado en la tabla 302.4 columna "Aire".
Si esta cubierta más de 1.80 m. Aplicar el 70%.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

CURSOS ABIERTOS.

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUS-
TRIALES Y PARA EDIFICIO.**

**MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

TEMA: REGULACION DE VOLTAJE.

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

REGULACION DE VOLTAGE

La regulación de voltage se puede expresar como la capacidad de un elemento eléctrico: sistema, transformador, generador, motor, etc., de mantener su valor de voltage dentro de ciertos límites; se expresa matemáticamente en porcentaje mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Regulacion} = \frac{\text{Voltage sin carga} - \text{Voltage plena carga}}{\text{Voltage a plena carga}} \quad (10)$$

donde las voltajes son medidos en las terminales de operación.

Para un circuito eléctrico como una línea de transmisión, un cable, etc., la expresión anterior se reduce:

$$\text{Regulacion} = \frac{V_t - V_r}{V_r} \quad (11)$$

en que:

V_t : voltage en el extremo transmisor o fuente

V_r : voltage en el extremo receptor o carga

La figura 1 muestra un circuito eléctrico interconectando la fuente y la carga de un sistema simplificado.

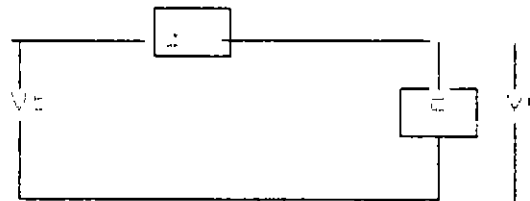


Fig. 1. Diagrama unifilar de un circuito simplificado de un sistema

La ecuación de equilibrio de voltage correspondiente es:

$$V_t = V_r + Z * I$$

$$V_t = V_r + (R + jX) * I$$

y el diagrama vectorial correspondiente:

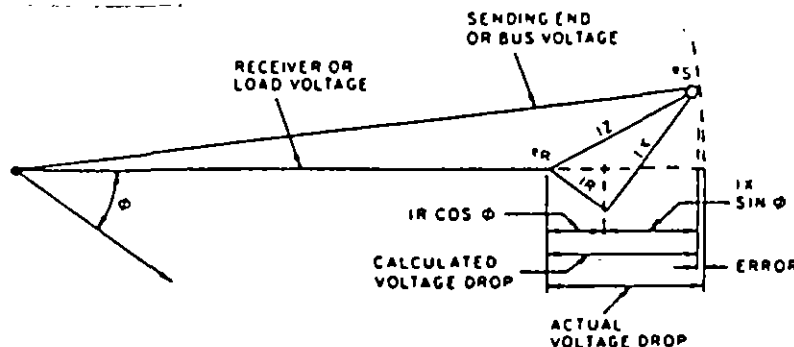
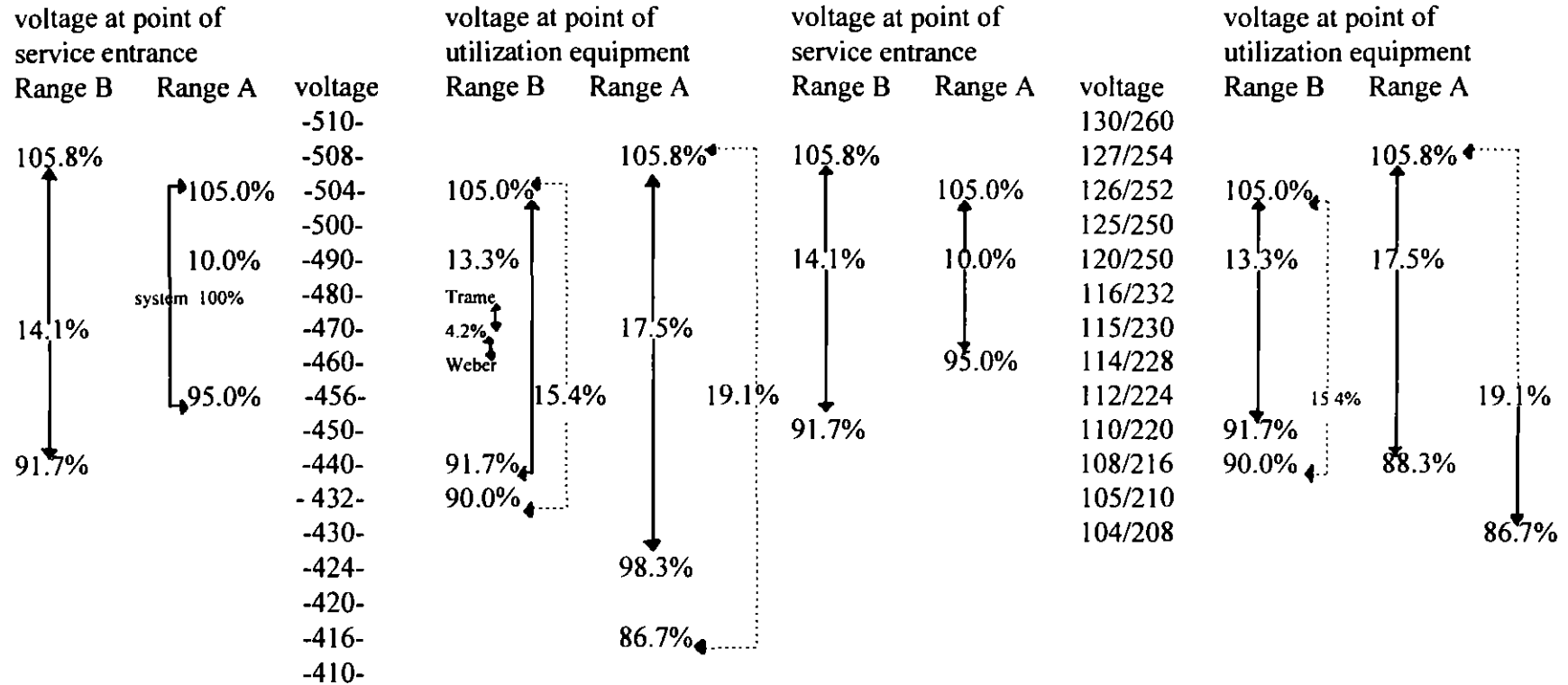


Fig. 2. Diagrama vectorial de voltage de un circuito

VOLTAGE CONSIDERATIONS

480V Three-Phase System

120/240V Single-Phase and 240V Three Phase System



————— Lighting or combination lighting power circuits
 Power circuits

Como podemos observar, de las figuras 1 y 2 la caída de potencial en la línea de alimentación, es el producto de la corriente por la impedancia del circuito, y se puede obtener de la fig. 1 mediante la expresión:

$$V_{caída} = I \cdot Z$$

Reemplazando el diagrama vectorial de la figura 1 por:

$$Z = R + j(X) = R + j(X \cos \theta + X_L \sin \theta) \quad \text{2} \quad \text{2 1/2}$$

en que:

R: resistencia del circuito
 X: reactancia del circuito
 I: corriente de carga
 $\cos \theta$: factor de potencia de la carga

Como podemos observar de las figuras 1 y 2 la caída de potencial en la línea de alimentación, es el producto de la corriente por la impedancia del circuito, y se puede obtener de la fig. 1 mediante la expresión:

$$V_{caída} = I \cdot Z$$

Reemplazando el diagrama vectorial de la figura 1 por:

$$Z = R + j(X) = R + j(X \cos \theta + X_L \sin \theta) \quad \text{2} \quad \text{2 1/2}$$

en que:

R: resistencia del circuito
 X: reactancia del circuito
 I: corriente de carga
 $\cos \theta$: factor de potencia de la carga

determinación de la regulación mediante uso de tablas y gráficos

La determinación de la caída de tensión se puede llevar a cabo en forma muy aproximada mediante el empleo de las tablas y gráficos que se publican en el estándar 141-1966 de ANSI IEEE que se presentan para cuatro opciones: conductores de cobre en ductos magnéticos, conductores de cobre en ductos no magnéticos, conductores de aluminio en ductos magnéticos y conductores de aluminio en ductos no magnéticos; los valores de la tabla están dados para la caída que se produce en conductores de diferentes calibres con 10,000 amperes-pie y diferentes factores de potencia.

Para determinar la caída de potencial es necesario realizar los siguientes pasos:

1.- Obtener los amperes-pie multiplicando la carga del circuito por su

Table 13
Three-Phase Line-to-Line Voltage Drop for 600 V Single-Conductor Cable per 10 000 A·ft
(60 °C Conductor Temperature, 60 Hz)

Load Power Factor Lagging	Wire Size (AWG or kcmil)																						
	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	4/0	3/0	2/0	1/0	1	2	4	6	8*	10*	12*	14*
Section 1: Copper Conductors in Magnetic Conduit																							
1.00	0.28	0.31	0.34	0.35	0.37	0.42	0.50	0.60	0.68	0.78	0.92	1.1	1.4	1.7	2.1	2.6	3.4	5.3	8.4	13	21	33	53
0.95	0.50	0.52	0.55	0.57	0.59	0.64	0.71	0.81	0.88	1.0	1.1	1.3	1.5	1.9	2.3	2.8	3.5	5.3	8.2	13	20	32	50
0.90	0.57	0.59	0.62	0.64	0.66	0.71	0.78	0.88	0.95	1.1	1.2	1.3	1.6	1.9	2.3	2.8	3.4	5.2	8.0	12	19	30	48
0.80	0.66	0.68	0.71	0.73	0.74	0.80	0.85	0.95	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.9	2.3	2.6	3.2	4.8	7.3	11	17	27	43
0.70	0.71	0.73	0.76	0.78	0.80	0.83	0.88	0.97	1.0	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.1	2.5	3.0	4.4	6.6	9.9	15	24	38
Section 2: Copper Conductors in Nonmagnetic Conduit																							
1.00	0.23	0.26	0.28	0.29	0.33	0.38	0.45	0.55	0.62	0.73	0.88	1.0	1.3	1.6	2.1	2.6	3.3	5.3	8.4	13	21	33	53
0.95	0.40	0.43	0.45	0.47	0.50	0.54	0.62	0.71	0.80	0.92	1.0	1.1	1.5	1.8	2.2	2.7	3.4	5.3	8.2	13	20	32	50
0.90	0.47	0.48	0.52	0.54	0.55	0.59	0.68	0.76	0.85	0.95	1.1	1.1	1.5	1.8	2.2	2.7	3.3	5.1	7.9	12	19	30	48
0.80	0.54	0.55	0.57	0.59	0.62	0.66	0.73	0.81	0.88	0.97	1.1	1.1	1.4	1.7	2.1	2.5	3.1	4.7	7.2	11	17	27	43
0.70	0.57	0.59	0.62	0.64	0.66	0.69	0.74	0.83	0.88	0.97	1.1	1.1	1.4	1.6	2.0	2.4	2.8	4.3	6.4	9.7	15	24	38
Section 3: Aluminum Conductors in Magnetic Conduit																							
1.00	0.42	0.45	0.49	0.52	0.55	0.63	0.74	0.91	1.0	1.2	1.4	1.7	2.1	2.6	3.3	4.2	5.2	8.4	13	21	33	52	—
0.95	0.62	0.65	0.70	0.73	0.76	0.83	0.94	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	2.7	3.4	4.2	5.3	8.2	13	20	32	50	—
0.90	0.69	0.72	0.76	0.79	0.82	0.88	0.99	1.2	1.3	1.4	1.6	1.9	2.3	2.7	3.4	4.1	5.1	7.9	12	19	30	48	—
0.80	0.76	0.80	0.83	0.85	0.88	0.95	1.0	1.2	1.3	1.4	1.6	1.8	2.2	2.6	3.2	3.9	4.7	7.3	11	17	27	43	—
0.70	0.80	0.83	0.87	0.89	0.92	0.98	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	2.1	2.4	2.9	3.6	4.3	6.5	10	15	24	37	—
Section 4: Aluminum Conductors in Nonmagnetic Conduit																							
1.00	0.36	0.39	0.44	0.47	0.51	0.59	0.70	0.88	1.0	1.2	1.4	1.7	2.1	2.6	3.3	4.2	5.2	8.4	13	21	33	52	—
0.95	0.52	0.56	0.60	0.63	0.67	0.74	0.85	1.0	1.1	1.3	1.5	1.8	2.2	2.7	3.4	4.2	5.2	8.2	13	20	32	50	—
0.90	0.57	0.61	0.65	0.68	0.71	0.79	0.89	1.1	1.2	1.3	1.5	1.8	2.2	2.6	3.3	4.1	5.0	7.9	12	19	30	48	—
0.80	0.63	0.66	0.71	0.73	0.76	0.83	0.92	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	2.1	2.5	3.1	3.8	4.6	7.2	11	17	27	42	—
0.70	0.66	0.69	0.73	0.75	0.78	0.83	0.92	1.1	1.1	1.3	1.4	1.6	1.7	2.3	2.8	3.4	4.2	6.4	9.9	15	24	37	—

*Solid Conductor. Other conductors are stranded.

To convert voltage drop to	Multiply by
Single-phase, three-wire, line-to-line	1.18
Single-phase, three-wire, line-to-neutral	0.577
Three-phase, line-to-neutral	0.577

Longitud

1. Obtener la relación entre las amperencias del circuito y las especificadas para la tabla del estándar.

2. Corregir por la constante de corrección indicada en la tabla, según la combinación de tipo de cable, tipo de sistema de conexión y especificación.

3. Multiplicar el resultado entre otros 1000 para la caída de potencial del circuito cable.

Ejemplo considere un circuito con conductores de cobre calibre 500 con un sistema conducto independiente, la longitud del circuito es de 100 pies y carga de 600 amperes a un factor de potencia de 80%. cuál es la caída de tensión al neutro:

Amperencia del circuito:

$$600 \text{ A} \times 100 \text{ pies} = 60,000 \text{ ampie}$$

según la tabla de cálculo de caída de potencial la caída de tensión para 10000 ampie, 500 lga, factor de potencia de 0.8 y ducto magnético es 5.1 volts, por lo que para la caída de potencial será:

$$5.1 \times 277 = 1.9 \text{ volts al neutro}$$

Caída de tensión en transformadores

Deben las gráficas de caída de voltaje aproximada para transformadores trifásicos de 125 a 10,000 kVA, 5 a 25 kV y 1,000 a 10,000 lga, 0.85 F.P. con impedancias de 0.5 y 6 %, respectivamente.

Ejemplo considere un transformador trifásico de relación 4.16/480 V, 2000 kVA con carga de 1500 kVA a factor de potencia 0.85.

Entrando a la gráfica para transformadores de 5 a 25 kV con el valor de 2,000 kVA, intersectar la curva de 0.85 F.P., buscar el % de caída en el eje vertical de la carta:

Porcentaje de caída a plena carga = 3.67

$$\begin{aligned} \text{Porcentaje de caída a 1.500 kVA} &= 3.67 \times 1.500/2.000 \\ &= 2.75 \end{aligned}$$

La caída de tensión real en baja tensión será:

$$\begin{aligned} \text{Caída de tensión real} &= 0.0275 \times 480 \\ &= 13.2 \text{ Volts} \end{aligned}$$

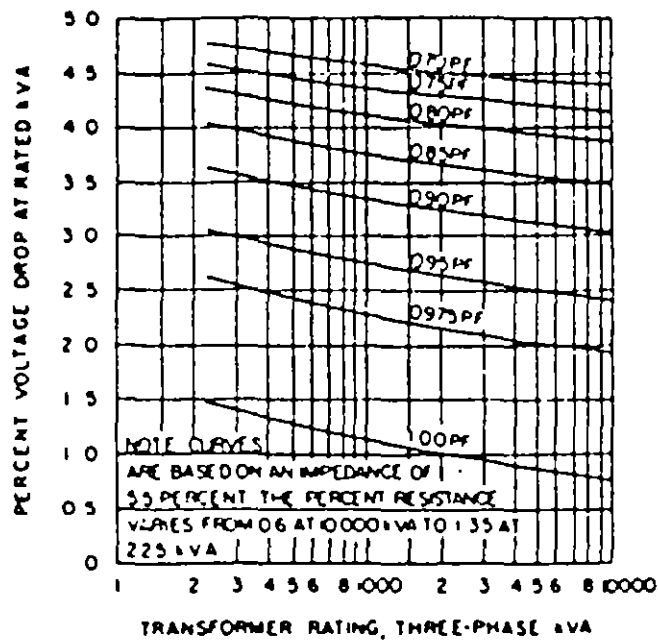


Fig 18
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase
Transformers, 225-10 000 kVA, 5-25 kV

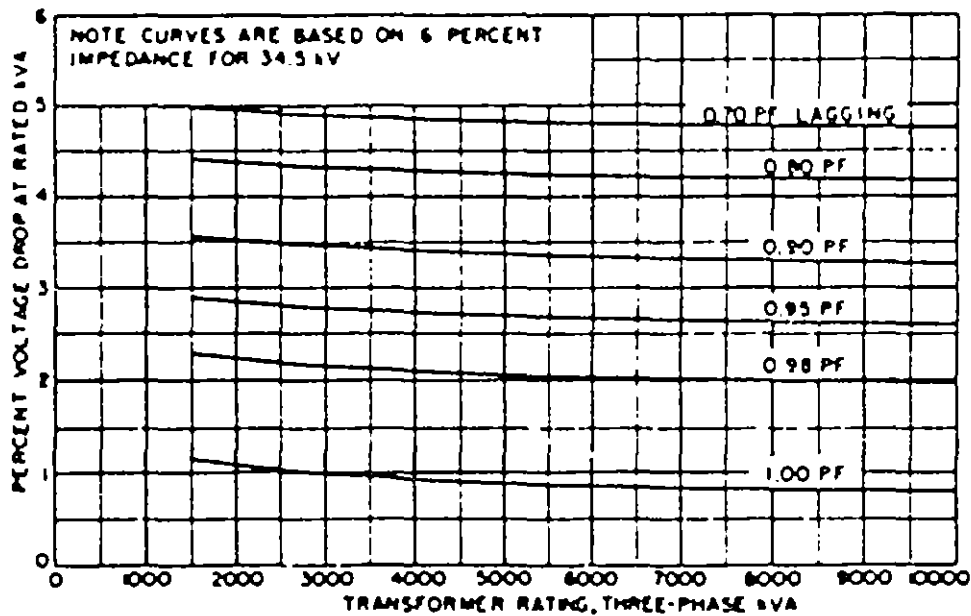


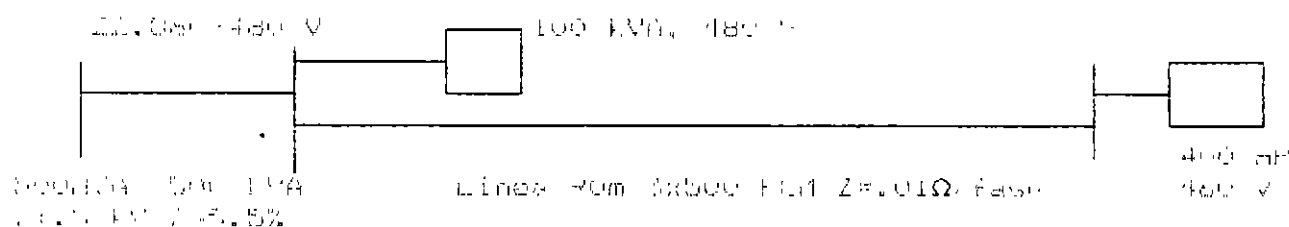
Fig 19
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase
Transformers, 1500-10 000 kVA, 34.5 kV

El valor de la regulación en voltaje es sumamente importante en la operación de los equipos, un equipo alimentado con un voltaje igual o muy cercano a su voltaje nominal de operación, será capaz de dar su máxima eficiencia con un mínimo de pérdidas, mientras que un equipo alimentado a través de un circuito que opere con un bajo valor de regulación de voltaje sufrirá considerablemente pérdidas.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica en nuestro país, con el fin de dar servicio en el centro y Comisión Federal de Electricidad en la totalidad de la población, debido a la interconexión de sus sistemas de transmisión y distribución a nivel nacional, no son capaces de mantener condiciones adecuadas de voltaje de suministro, ya que los sistemas de control a nivel nacional están tan dispersos que es casi imposible mantener niveles de voltaje series, torios para cada uno de los usuarios.

Por tal motivo es fundamental que parte la concepción del proyecto sea estructurada para eliminar, haciendo una adecuada selección de los equipos y dispositivos necesarios para lograr una óptima operación de la planta.

Para ilustrar las consideraciones anteriores supondremos la necesidad de conocer el nivel de voltajes de suministro y utilización, que se esperan para una industria cuya subestación de alimentación eléctrica será de 500 KVA en 13 kV, como se muestra en la figura.



Los tres puntos a considerar son:

- a) La subestación de la compañía suministradora y su red de distribución en 13 kV.
- b) El transformador de distribución de la empresa industrial.
- c) La red de distribución en baja tensión dentro de la Fábrica.

a) Compañía Suministradora.

Las empresas suministradoras cuentan en los transformadores de las subestaciones de distribución, con cambiadores de derivaciones que automáticamente mantienen el nivel de tensión en las terminales de los transformadores, en el valor adecuado para suministrar al cliente dicho voltaje dentro de un rango que mantenga una variación no mayor del 5%, en el área de control central dicho valor oscila entre 10 y 13 kV según sea la zona de suministro, pudiendo dar variaciones de 2.5% para compensar las variaciones producidas por el comportamiento de la carga.

transformador en media y alta tensión de la industria.

El transformador trifásico de la figura 1.1a, con KVA = 22,000 (150/277 volts, con cambiador de derivaciones), en el valor de 2.5% caída (100% de regulación a plena carga), e impedancia 0.5%.

Considerando como tensión nominal de la red de 11,000 volts, se quiere conocer el transformador con el cambiador de derivaciones de los pesos arriba, a una 0.5%, por lo

que la relación de transformación será:

$$x = \frac{11,000 \times 1.005}{480} = \frac{11,117}{480} = 23.161$$

La caída de tensión en el transformador se obtendrá mediante la gráfica del Anexo 1 (Gráficas de ANDRICH).

Considerando que el transformador está trabajando a plena carga con un factor de potencia de 0.95, para el caso el porcentaje de caída de tensión es de 4.1%.

es decir en alta tensión.

Las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas especifican que porcentaje de regulación entre el punto de suministro en alta tensión, el último circuito no deberá exceder del 5%.

El punto de tensión de la figura se hace cercano al valor en alta tensión que se tendrá en el punto de suministro. La variación en el rango de 11,000 a 11,000 se refiere en alta tensión.

$$V_L = \frac{11,117}{n} = \frac{11,117}{48.244} = 479.997 \text{ volts}$$

Aplicando la caída de tensión de 4.1% obtenida antes para el transformador de 500 KVA, a la tensión de 479.997 volts:

$$V_t = (0.0425) \times (479.997) = 20.39 \text{ volts}$$

Por lo tanto, la tensión en el secundario del transformador será:

$$V_s = 479.997 - 20.39 = 459.597 \text{ volts}$$

Aplicando al valor del voltaje anterior el 5% de la caída de tensión en la red de baja tensión, obtendremos el voltaje esperado en el equipo:

$$\Delta V = 459.597 \times 0.05 = 22.97 \text{ volts}$$

la tensión más baja que podría haber en el motor sería:

$$V_{eq} = 489.597 - 72.97 = 416.627 \text{ volts}$$

que representa 5% abajo de la tensión nominal de 160 volts, lo cual es un valor aceptable para 100% power motores eléctricos.

efecto de la variación de la tensión en los equipos eléctricos

Motores de Inducción

Los motores de inducción operan a valores bajos de tensión cuando los factores arriba que producen elevación de temperatura y desde luego pérdidas reduciendo notablemente su eficiencia, también se afecta en el par de arranque que a su vez varía en forma proporcional a la tensión.

La tabla 1 anexo corresponde al estándar 141-1936 de ANSI-IEEE, en ella se muestra la variación de las características de los motores de inducción en función de la variación de voltaje normalizada.

Si además los voltajes son desequilibrados el problema se agrava de acuerdo con el porcentaje de desequilibrio, el desbalance de fases debido a esto existen cargas monofásicas y no se encuentran bien distribuidas, dicho desbalance se expresa mediante la siguiente expresión:

$$\text{Desbalance de voltaje} = \frac{\text{Desviación máxima respecto al voltaje promedio}}{\text{Voltaje promedio entre fases}}$$

En términos de componentes simétricas a través de la componente de secuencia negativa, el desbalance se expresa en términos de un factor:

$$\text{Factor desbalance volt} = \frac{\text{voltaje de secuencia negativa}}{\text{voltaje de secuencia positiva}}$$

Las corrientes de secuencia negativa que circulan internamente en el motor, producen un calentamiento como se observa en la tabla 11 del estándar 141.1936 ANSI-IEEE anexo.

Motores sincrónicos

También se afecta en la misma forma que los motores de inducción, afecto en la velocidad que depende de la frecuencia, pero si en el par de arranque que varía en forma proporcional a la tensión.

Table 8
General Effect of Voltage Variations on Induction-Motor Characteristics

(a) U-Frame Motors

Characteristic	Function of Voltage	Voltage Variation	
		90% Voltage	110% Voltage
Starting and maximum running torque	(Voltage) ²	Decrease 19%	Increase 21%
Synchronous speed	Constant	No change	No change
Percent slip	1/(Voltage) ²	Increase 23%	Decrease 17%
Full-load speed	Synchronous speed slip	Decrease 14%	Increase 1%
Efficiency			
Full load	—	Decrease 2%	Increase ½-1%
¾ load	—	Practically no change	Practically no change
½ load	—	Increase 1-2%	Decrease 1-2%
Power factor			
Full load	—	Increase 1%	Decrease 3%
¾ load	—	Increase 2-3%	Decrease 4%
½ load	—	Increase 4-5%	Decrease 5-6%
Full-load current	—	Increase 11%	Decrease 7%
Starting current	Voltage	Decrease 10-12%	Increase 10-12%
Temperature rise, full load	—	Increase 6-7 °C	Decrease 1-2 °C
Maximum overload capacity	(Voltage) ²	Decrease 18%	Increase 21%
Magnetic noise — no load in particular	—	Decrease slightly	Increase slightly

(b) T-Frame Motors

Characteristic	Function of Voltage	Voltage Variation	
		90% Voltage	110% Voltage*
Starting and maximum running torque	(Voltage) ²	Decrease 19%	Increase 21%
Percent slip	1/(Voltage) ²	Increase 20-30%	Decrease 15-20%
Full-load speed	Synchronous speed slip	Slight decrease	Slight increase
Efficiency			
Full load	—	Decrease 0-2%	Decrease 0-3%
¾ load	—	Practically no change	No change to slight decrease
½ load	—	Increase 0-1%	Decrease 0-5%
Power factor			
Full load	—	Increase 1-7%	Decrease 5-15%
¾ load	—	Increase 2-7%	Decrease 5-15%
½ load	—	Increase 3-10%	Decrease 10-20%
Full-load current	—	Increase 5-10%	Slight decrease to 5% increase
Starting current	Voltage	Decrease ~ 10%	Increase ~ 10%
Temperature rise, full load	—	Increase 10-15%	Increase 2-15%
Maximum overload capacity	(Voltage) ²	Decrease 19%	Increase 21%
Magnetic noise — no load in particular	—	Slight decrease	Slight increase

*There may be wide variations depending upon type of motor, such as drip-proof, totally enclosed fan cooled (TEFC), and horsepower rating, with the smaller ratings showing the greater variations. Some data will vary according to manufacturers.

VOLTAGE CONSIDERATIONS

TABLE 11

Effect of Phase-Voltage Unbalance on Motor Temperature Rise

Motor Type	Load	Percent Voltage Unbalance	Percent Added Heating	Insulation System Class	Temperature Rise (°C)
U-frame	Rated	0	0	A	60
	Rated	2	8	A	65
	Rated	3	25	A	75
T-frame	Rated	0	8	B	80
	Rated	2	8	B	86.4
	Rated	3	25	B	100

motors operate with higher current densities in the windings because of the added cooling effect of refrigerant. Thus the same percent increase in the heat loss due to circulating currents, caused by phase-voltage unbalance, will have a greater effect on the sealed compressor motor than it will on a standard air cooled motor.

Since the windings in sealed compressor motors are inaccessible, they are normally protected by thermally operated switches embedded in the windings, set to open and disconnect the motor when the winding temperature exceeds the set

AP - 100-100

AP - 100-100

Empleamos el sistema por medio de la solución del problema, seleccionando como valores base los siguientes:

Solución

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

El arranque de motores de una industria, se realiza en un punto remoto al punto de conexión de 500 KV.

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

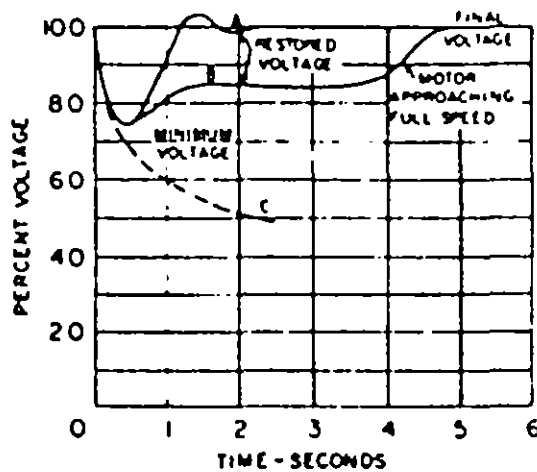
El primer motor durante el arranque, el motor HP ubicado en un punto remoto a cual sea la tensión en el bus 2, se conecta al transformador de 500 KV, durante el arranque del motor de 500 KV, la tensión de conexión de 500 KV en la barra de 500 KV se conecta al transformador de 500 KV.

Table 14
Comparison of Motor-Starting Methods

Type of Starter (Settings Given Are the More Common for Each Type)	Motor Terminal Voltage (Percent Line Voltage)	Starting Torque (Percent Full- Voltage Starting Torque)	Line- Current (Percent Full- Voltage Starting Current)
Full-voltage starter	100	100	100
Autotransformer			
80% tap	80	64	68
65% tap	65	42	46
50% tap	50	25	30
Resistor starter, single step (adjusted for motor voltage to be 80% of line voltage)	80	64	80
Reactor			
50% tap	50	25	50
45% tap	45	20	45
37.5% tap	37.5	14	37.5
Part-winding starter (low-speed motors only)			
75% winding	100	75	75
50% winding	100	50	50

NOTE: For a line voltage not equal to the motor-rated voltage, multiply all values in the first and last columns by the ratio (actual voltage)/(motor-rated voltage). Multiply all values in the second column by the ratio [(actual voltage)/(motor-rated voltage)]².

Fig 20
**Typical Generator Voltage Behavior Due to
Full-Voltage Starting of a Motor**



Motor starting kVA = 100% of
generator rating
A — No initial load on generator
B — 50% initial load on generator
C — No regulator

Determinación de las impedancias del sistema

Para simplificar la solución suponemos los valores dados en el ejemplo como reactivos puros, con objeto de que se puedan manejar aritméticamente sin tener en cuenta los ángulos. Si la solución resultare muy diferente de la obtenida tomando en cuenta los valores vectoriales.

Diagrama

$$X_{S1} = \frac{100}{20000} = 0.005 \text{ p.u.}$$

Impedancia motor

$$Z_M = 0.025 \text{ p.u.}$$

Carga al bus 1

$$I = \frac{100}{\sqrt{3} \times 0.46} = 120 \text{ amps.}$$

$$Z_C = \frac{V}{I} = \frac{460}{120} \sqrt{3} = 8.1 \text{ ohms.}$$

$$Z_C = \frac{Z_{ohm} \times 1000}{1.000 \times \sqrt{3}} = \frac{8.1 \times 1000}{1.000 \times 1.732} = 4680$$

Carga de baja tensión

$$Z_L = \frac{0.01 \times 500}{1.000 \times 1.6928} = 0.0217 \text{ pu.}$$

Carga al bus 2

Se considera que 1 H.P. = 1 KVA y que la corriente de arranque de 6 veces la nominal, por lo que si la tensión nominal del motor es de 460 volts la corriente de carga será:

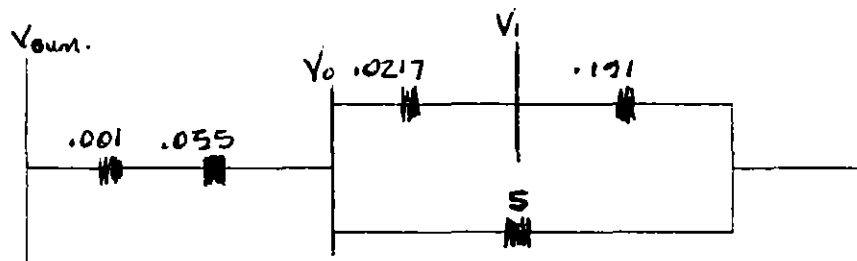
$$I_{NOM} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 0.46} = 502.04 \text{ amp}$$

$$Z_M = \frac{V_{f-n}}{I_{nom} \times 6} = \frac{1500 \sqrt{3}}{101.04 \times 6}$$

$$Z_M = 0.068 \text{ (ohms)}$$

$$Z_2 = \frac{0.068^2 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 0.191 \text{ pu}$$

El diagrama de impedancia equivalente del sistema:



Resolviendo el paralelo tenemos:

$$Z_S = Z_T = 0.001 + 0.055 = 0.056$$

$$Z_L + Z_{MA} = 0.0217 + 0.191 = 0.2127$$

$$Z_C // (Z_L + Z_{MA}) = \frac{5 \times 0.2127}{5 + 0.2127} = 0.204$$

El diagrama queda reducido



La tension V_1 :

$$V_1 = V_0 - I_T (Z_S + Z_T)$$

$$V_1 = 1.0 - 0.846 (0.056)$$

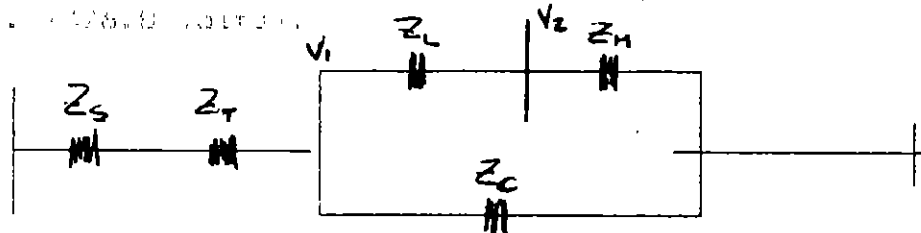
$$V_1 = 10,415 \text{ pu} \quad \text{vltas}$$

$$V_1 = 10,415 \cdot 110 = 1,145,650 \text{ vltas}$$

$$V_1 = 376.8 \quad \text{vltas}$$

Cálculo de la tensión V_2 :

Primero se calcula el valor real de la corriente de arranque del motor, considerando que al mismo arranque, la tensión en V_1 es de 376.8 vltas.



$$I_M = \frac{I_1}{Z_L - I_{MA}} = \frac{0.700}{0.0217 + 0.191} = 3.67 \text{ pu}$$

La tensión V_2 :

$$V_2 = V_1 - Z_L I_{MA} = 1,145.65 - (0.0217) (3.67) = 1,109 \text{ pu}$$

$$V_2 = 1,109 \cdot 460 = 508 \text{ vltas}$$

La tensión nominal de 460 vltas tendrá un decremento del orden:

$$\%D = \frac{460 - 508}{460} \times 100 = 26$$

la caída de tensión	adaptable
Términos del motor	80%
Otros motores por reactancia	71%
Contactores (cierres de bobina)	80%
Contactores (retención de bobina)	80%
Controles estáticos	90%
Cambios notados en el sistema	31% de variación de voltaje

Equipo de alumbrado

Como las lámparas funcionan bajo los efectos de un exceso, altos volúmenes las deterioran rápidamente y bajos voltajes inciden notablemente en su luminosidad y eficiencia; las lámparas fluorescentes pueden operar satisfactoriamente con tensiones de máximo de 10%, mayores variaciones ocasionan en la depreciación de luz; las lámparas de alta intensidad de descarga cuando no cuentan con balastros regulados y la tensión varía en más de 10% la intensidad de luz variará en aproximadamente 20% y si se usan balastros de bobinado constante con la misma variación de tensión la intensidad de luz será del 98% aproximadamente. Cuando se presenta una variación del 20% por debajo del voltaje nominal, el arco se extingue, si esto sucede frecuentemente, se disminuye considerablemente la vida de la lámpara.

Las curvas de flujo del transformador 141.101 de ABB-112 muestran las límites de tolerancias para circuitos de alumbrado, motores trifásicos, y balastros de lámparas fluorescentes.

**Tolerance Limits for Lighting Circuits
from Table 1, Range A, in Volts**

Nominal System Voltage (volts)	Transformer Tap	Minimum Utilization Voltage (volts)	Maximum Utilization Voltage (volts)
480Y/277	Normal	440Y/254	500Y/288
468Y/270	Plus 2½%	429Y/248	488Y/281
456Y/263	Plus 5%	418Y/241	475Y/274

**Table 5
Tolerance Limits for Low-Voltage
Three-Phase Motors, in Volts**

Motor Rating (volts)	- 10 Percent	+ 10 Percent
460	414	506
440	396	484

**Table 6
Tolerance Limits for Low-Voltage
Standard Fluorescent Lamp Ballasts, in Volts**

Ballast Rating (volts)	- 10 Percent	+ 10 Percent
277	249	305
265	238	292

Table 7
Nameplate Voltage Ratings of
Standard Induction Motors

Nominal System Voltage	Nameplate Voltage
Single-phase motors	
120	115
240	230
Three-phase motors	
208	200
240	230
480	460
600	575
2400	2300
4160	4000
4800	4600
6900	6600
13 800	13 200

TABLE 9
EFFECT OF VOLTAGE VARIATIONS ON INCANDESCENT LAMPS

LAMP RANKING						
APPLIED VOLTAGE	120 V		125V		130V	
	PERCENT LIFE	PERCENT LIGHT	PERCENT LIFE	PERCENT LIGHT	PERCENT LIFE	PERCENT LIGHT
10.5	575	64	880	55	--	--
11.0	310	74	525	65	880	57
11.5	175	87	295	76	550	66
12.0	100	100	170	88	280	76
12.5	58	118	100	100	165	88
13.0	34	132	59	113	100	100

90



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS.**

**MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

**TEMA: ARMONICAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS
INDUSTRIALES.**



ING. JOSE COHEN SAK

ARMONICAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES

Contenido:

1. Conceptos generales y definiciones.
2. Efectos de las armónicas
3. Mediciones
4. Ejemplo de mediciones de campo.
5. Compensación (eliminación) de armónicas.

1. Conceptos generales y definiciones.

La naturaleza de la carga ha cambiado dramáticamente en los últimos años. De los sistemas donde las cargas consistían en lámparas incandescentes y motores, se ha pasado a otros donde predominan dispositivos no lineales. En los EEUU el 30% de la carga es de este tipo y se estima que a finales de siglo el 60% de la carga estará constituida por equipo electrónico basado en fuentes de conmutación, vale decir será carga no lineal que genera armónicas.

En estas cargas se incluyen la mayoría de los sistemas electrónicos y la iluminación fluorescente. Los convertidores estáticos de potencia irrumpen en la industria y las no-linealidades propias de los dispositivos de conmutación utilizados generan la presencia de corrientes armónicas en la línea de distribución.

El concepto de armónicas es una resultante de la utilización de las Series de Fourier para modelar la presencia de señales no-senoidales. En un sentido muy estricto lo que existe es corrientes y tensiones cuya forma de onda se aparta de la forma senoidal. La representación de Fourier da un método sencillo para evaluar la distorsión (respecto a una senoide pura) de la onda en cuestión.

En el análisis armónico se parte de la relación dada por Furier para expresar matemáticamente cualquier función periódica. La expresión nos dice que cualquier función periódica puede ser expresada como la suma de senoides (cosenoides) con cierto peso de frecuencias múltiplos de la frecuencia fundamental de la señal. La expresión dada por Fourier es:

$$f(t) = \sum_n (a_n \cos nwt + b_n \sin nwt)$$

$w = 2 \pi f$, f es la frecuencia medida en Hertz,

n es un subíndice que varía entre 0 e infinito; $n = 0$ indica la componente de directa, $n = 1$ es la primer armónica o fundamental. Para México esta fundamental es de 60 Hz, $n = 2$ indica la segunda armónica, etcétera.

a_n y b_n dan la contribución (peso) de cada armónica a la señal total.

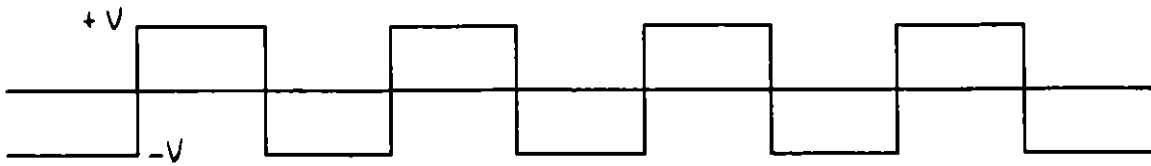
Veamos un par de ejemplos:

La expresión de Fourier de una señal $f(t)$ cuadrada de frecuencia f , valor de pico V , y ciclo de 50 %, es:

$$f(t) = 4V/\pi (\sin wt + 1/3 \sin 3 wt + 1/5 \sin 5wt + \dots)$$

Un breve análisis de la expresión nos permitirá una mejor comprensión del concepto de armónicas: Se ve que la senoide fundamental tiene el triple de amplitud que la senoide de frecuencia $3f$, cinco veces la amplitud de la componente de la quinta armónica, etcétera.

Por supuesto que en esta onda bipolar de amplitud V y $-V$ no hay componente de directa o continua.



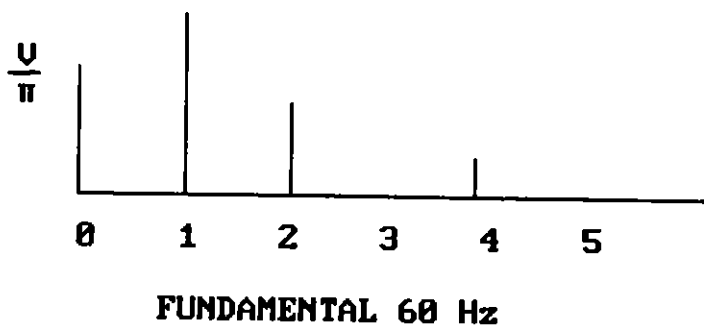
La expresión de Fourier de una onda senoidal rectificada de frecuencia f y valor de pico V es:

$$f(t) = V/\pi (1 + \pi/2 \text{ sen } \omega t - 2/3 \text{ sen } 2\omega t - 2/15 \text{ sen } 4 \omega t - \dots)$$

Aquí se ve que existe una componente de frecuencia 0 o directa cuya amplitud es V/π .



A partir de la expresión analítica es posible crear un gráfico en el cual se representa la amplitud de cada componente armónica en función de cada armónica. En el eje de las abscisas se ubica la frecuencia o bien un número indicando el orden de las armónicas.



Si las señales consideradas son la tensión y corriente presentes en los sistemas de distribución de energía eléctrica, la aplicación del análisis armónico o de Fourier nos permite expresar las tensiones y corrientes no senoidales que aparecen por la presencia de cargas no lineales y en muchos casos excitación no-senoidal, en función de las componentes armónicas. Estas señales son siempre periódicas y su expresión no contiene componente de tensión continua o directa y queda solamente en términos de armónicas impares.

Un parámetro que nos permite evaluar el efecto total de las diferentes armónicas es el llamado factor de distorsión. Así se definen factores de distorsión para la corriente y para la tensión.

Dados los efectos no deseables de las armónicas (los cuales se estudian en la unidad 2) los proveedores del servicio eléctrico en todo el mundo han comenzado un proceso con el fin de generar normas y recomendaciones que limiten la presencia de tensiones y corrientes armónicas en los sistemas de distribución.

En los EEUU se aplica una recomendación (norma no obligatoria) que indica que el máximo de THD no exceda el 5%.

La comunidad económica europea creó la norma, la IEC 555-2 de 1992, que fija una serie de valores máximos de corriente para cada componente de frecuencia o armónica. A modo de breve comentario diremos que al tratarse con equipo de más de 300 Watts de consumo se establece que las corrientes máximas para cada armónica son:

Armónica	I máx. (A)
3	1.08
5	0.60
7	0.45
9	0.30
...	

Si bien la norma europea se extiende hasta la armónica número 40, en la mayoría de las evaluaciones es posible reducir este estudio hasta la armónica número 25.

De lo dicho hasta este punto se comprende que un determinado patrón temporal de la presencia de armónicas depende de la forma de onda de la excitación - la señal provista por el proveedor del servicio eléctrico - y la carga conectada. Para el caso de convertidores estáticos de potencia y de controladores de corriente alterna, la operación varía temporalmente.

Igual consideración aplica en el caso de la iluminación y de equipo como fotocopiadoras, refrigeradores, calentadores, etcétera. Así, la carga no es constante y del mismo modo el patrón de presencia armónica en la red.

En el caso de la excitación existen diferencias significativas de acuerdo a la hora del día considerada. En ciertas zonas del DF, en horas tempranas de la noche, la señal eléctrica se asemeja más a una onda cuadrada que a una senoide. Como se verá en la unidad 6 de estos apuntes, los métodos de cancelación de armónicas deberán tomar en cuenta las variaciones de éstas debidas a los cambios en la carga y en la excitación del sistema.

Para concluir esta introducción comentaremos brevemente la generación de armónicas en los sistemas de iluminación.

La tendencia hacia el uso de "iluminación eficiente" que comenzó con las lámparas fluorescentes y se desarrolla hacia la utilización de balastos electrónicos junto a la creación de lámparas llamadas compactas, ha generado una serie de estudios que muestran que la distorsión de corriente excede los límites establecidos.

Estos valores van desde el 14 % para lámparas con balastos convencionales hasta el 80 % utilizando balastos electrónicos.

2. Efectos de las armónicas

Los efectos de las tensiones y corrientes armónicas en los sistemas eléctricos son variados y se puede afirmar que se afecta a todos los componentes del sistema: cables, equipo, lámparas, motores, etcétera.

En los siguientes párrafos describiremos brevemente algunos de estos efectos, así como, fórmulas sencillas para su cálculo.

La presencia de tensiones y corrientes de frecuencias múltiplo de la fundamental pueden generar, con las inductancias propias del sistema (líneas de transmisión, motores, electroimanes, etc.) y los bancos de capacitores, circuitos resonantes que producen sobretensiones cuya magnitud debe ser evaluada en cada situación. En la unidad 3 se vuelve sobre este tema.

Estas sobretensiones pueden generar daños en equipo conectado a la misma línea a la vez que someter a los aislantes de cables a esfuerzos peligrosos.

2.1. En conductores, transformadores y máquinas rotativas

La resistencia de los conductores y por ende las pérdidas, son una función de la frecuencia. Solamente mencionaremos que para un conductor típico la resistencia se duplica para la quinta armónica.

Un ejemplo ilustrativo nos indica lo siguiente

$$i(t) = 200 \sin w t + 12 \sin (11 w t + 4) \quad \text{Amperios}$$

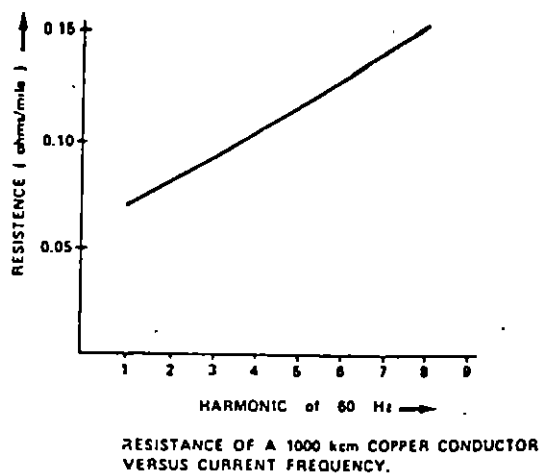
La resistencia del citado conductor es de .07 ohm/milla a 60 Hz y .165 ohm/milla a 660 Hz.

Las pérdidas totales en el conductor serán la suma de las pérdidas a la fundamental y a la armónica existente en el presente ejemplo.

De la evaluación resultó:

Pérdidas totales : 1.4 KW/milla

Pérdida debida a la armónica # 11 : 13 W/milla



Los efectos en las armónicas en los transformadores e inductores son:

- .- aumento de pérdidas en los devanados
- .- aumento de pérdidas en el hierro
- .- posibilidad de resonancia entre los devanados del transformador y la capacitancia de la línea.
- .- esfuerzo sobre el aislamiento

Es importante notar que el aumento en las pérdidas implican necesariamente un aumento en el calor a disipar en conductores, transformadores, equipo en general. Este esfuerzo térmico adicional deberá ser considerado escrupulosamente. La experimentación nos indica que cuando la distorsión armónica total de corriente no excede el 5%, las pérdidas adicionales en transformadores están acotadas dentro de un 5%.

Respecto al esfuerzo de aislamiento se define el Factor de Magnitud (MF) para indicar las sobretensiones a las que estarán sometidos los conductores, bajo la presencia de armónicas.

$$MF = \frac{1}{V_1} \sum_{n=2}^{\infty} V_n ,$$

V_1 es la tensión a la fundamental ó 60 Hz, y V_n es la tensión a la armónica n. MF es una cota superior a la tensión en el sistema.

2.2. En plantas industriales.

En este punto se describe el efecto de las armónicas sobre dos componentes básicos del sistema eléctrico de casi cualquier planta industrial: motores y bancos de capacitores.

Para las máquinas rotativas monofásicas o trifásicas los efectos son de dos tipos: calentamiento en cobre e hierro y aparición de torques no deseados que pueden oponerse o sumarse al torque principal.

Estas pulsaciones se reflejan en el eje del motor o generador y pueden afectar tanto a la máquina eléctrica como a los dispositivos conectados a ella.

Si bien en las especificaciones de la mayoría de las máquinas rotativas no se especifica la distorsión armónica máxima admisible algunos autores reportan que este límite deberá estar ubicado por debajo del 5 %.

En los bancos de capacitores, utilizados para la compensación de las componentes reactivas del sistema eléctrico y corregir así el factor de potencia, la presencia de armónicas genera los siguientes problemas:

- .- aumento en las pérdidas en el dieléctrico y por lo tanto calentamiento
- .- condiciones de resonancia que magnifican las tensiones armónicas.
- .- sobretensiones en la línea.

Un ejemplo nos permitirá una mejor comprensión de este tópico:
La frecuencia de resonancia (capacitores e inductancia típica de la línea) viene dada por:

$$f_o = \frac{1}{2\pi (LC)^{1/2}}$$

Esta frecuencia puede coincidir con la de alguna armónica, para la cual la tensión de pico es V_n .

Para un banco de compensación de 900 kVA, la capacidad es:

$$C = 16.5 \mu F$$

En una línea típica de 12 kV, $L = 5.3$ mH y $R = .5$ ohms

A partir de estos valores, $f_o = 538$ Hz. Vemos que es muy cercana a la 9na armónica (540 Hz).

El factor de amplificación de la tensión de pico de V_9 viene dada por:

$$FA = \frac{1}{\omega R C} \quad (1)$$

Al reemplazar valores en (1) resulta que el factor de amplificación es de 35.8. Si la tensión de pico fuera de 30 Volts, se generarían sobretensiones de cerca de 1 kV.

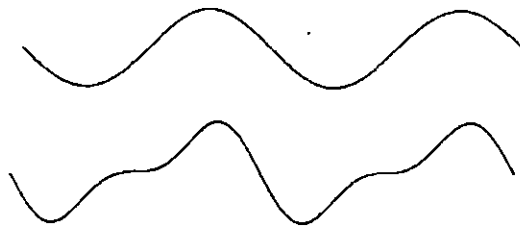
2.3. En equipo electrónico.

Si bien resulta difícil dar un criterio general acerca de la afectación de equipo electrónico en la presencia de tensiones armónicas, intentaremos dar algunos lineamientos generales a este respecto.

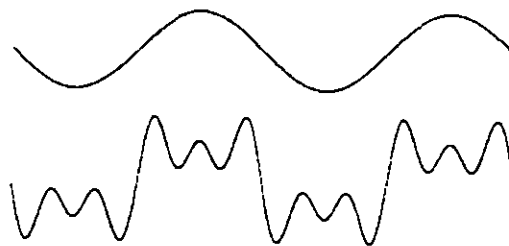
Se parte de la idea de que este equipo fué creado para funcionar bajo cierta tensión y frecuencia nominal. La presencia de

armónicas puede modificar el funcionamiento del equipo en cuestión desde su fuente de alimentación - calentamiento, daño por sobretensiones, etc. - hasta cada componente del mismo.

Un ejemplo clásico de afectación se tiene en la situación cuando la presencia de armónicas (la distorsión causada por éstas) modifica el instante de cruce por cero de la onda de la línea. Por esto, cierto equipo de control se disparará en momentos inadecuados a los fines del control deseado.



Algunos sistemas digitales utilizan la señal de la línea como referencia de contadores. La presencia de armónicas - al modificar la forma de la senoide - podrán generar errores en los contadores y así en todo el sistema.



La afectación se da también en convertidores CA-CD y CD-CA - inversores - , equipo de control, medidores, etc.

En general no existe una forma universal de abordar el problema de la afectación de equipo electrónico por la presencia de armónicas; Es un asunto complejo que requiere mucha investigación y un abordaje particular en cada situación .

La IEEE generó en 1981 una guía para solucionar parte de esta situación: IEEE Standard 519, 1981 " IEEE Guide for Harmonic Control and Reactive Compensation of Static Power Converters ".

2.4. En las comunicaciones.

La presencia de líneas de transmisión de voz o datos cerca de sistemas generadores de armónicas genera en aquellos ruido o interferencia. Este efecto se evalúa con un parámetro denominado TIF (Telephone Interference factor) y su expresión es:

En las plantas modernas las comunicaciones entre equipo de control, transductores, computadoras, etcétera, se realizan mediante fibra óptica, cable coaxial y par trenzado blindado.

2.5. En los medidores.

Uno de los aspectos que más preocupan a los proveedores del servicio eléctrico es el comportamiento de los Watthorímetros. Los 15,000,000 de estos aparatos instalados en nuestro país son electromecánicos - equipados con el llamado motor tipo Ferranti - y su respuesta a las armónicas no está todavía suficientemente bien determinada.

La literatura reporta que bajo diferentes condiciones de carga, vale decir bajo diferente presencia de armónicas en la red de distribución, las lecturas varían entre un - 9% y + 5%.

Los medidores de factor de potencia utilizados en la práctica fueron diseñados para señales senoidales de 60 Hz. La presencia de formas de onda distorsionadas por las cargas no-lineales, modifican la respuesta de los medidores de factor de potencia y así sus lecturas están en entredicho.

Situación similar se presenta con los amperímetros y voltímetros de uso corriente. Este puede ser un problema importante en el dimensionamiento de conductores o el tipo de aislamientos a utilizar.

Una solución a este problema la ofrece la utilización de medidores que registren el valor rms "verdadero" de las variables bajo medición. En todo caso se recomienda la cuidadosa lectura de la información provista por el fabricante del instrumento, para tener una idea más real de lo que se está midiendo.

3. Mediciones

La evaluación de las componentes de tensión y corriente armónica puede realizarse mediante diferentes metodologías: desde la simple inspección visual de la forma de onda hasta el cálculo de la transformada rápida de Fourier (FFT) utilizando equipo de cómputo y algoritmos pertinentes.

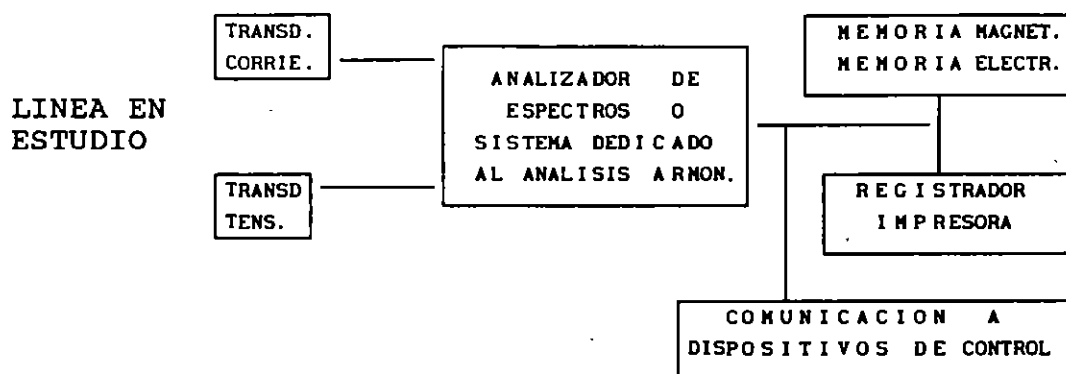
El equipo involucrado en el proceso de medición y registro de las componentes armónicas comprende: osciloscopio con memoria, analizador de espectro, voltímetros con selección de frecuencia de registro, graficadores, sistemas de cómputo, entre otros.

Las señales de tensión y corriente en la línea bajo análisis pueden ser monitoreadas y/o registradas a través de transductores de tensión y corriente y un sistema de registro convencional. Alternativamente es posible evaluar, mediante la instrumentación adecuada, la distorsión armónica (THD). En este caso es importante conocer la fórmula o el algoritmo que emplea el instrumento para calcular la THD.

El conocimiento de las componentes armónicas es básico cuando se trata de compensar las armónicas, así el conocimiento de la distorsión armónica total (tensión o corriente) será solamente importante cuando se trate de cumplir con alguna norma o

recomendación oficial.

El sistema general utiliza transductores de corriente y tensión, el instrumento seleccionado y algún tipo de registrador - magnético, en papel, etc. - para registrar la salida de interés.



3.1. Transductores

Para monitorear la corriente se utiliza generalmente un "clamp" o gancho de corriente tal que su respuesta en frecuencia se extienda hasta el orden de la armónica que se desea evaluar.

El mercado ofrece una cantidad de marcas para diferentes capacidades de corriente. Estos ganchos proveen una tensión proporcional a la corriente que circula sobre el conductor en el cual se aplica el transductor de corriente.

Algunos sistemas utilizan como transductor transformadores de corriente convencionales; en estos se requiere evaluar la respuesta en frecuencia del transformador para asegurar que la lectura será útil en la evaluación de las componentes armónicas.

La señal de tensión puede ser captada a través de un transformador convencional, con la adecuada relación de transformación y carga

en el secundario suficientemente alta de modo de asegurar la respuesta en frecuencia deseada.

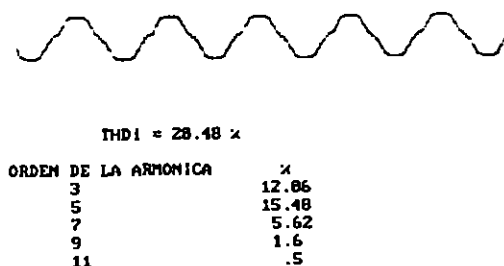
Otras formas para el monitoreo de la tensión es mediante divisores de tensión, resistivos o capacitivos; aquí es preciso hacer notar que se deberá tener particular cuidado en el manejo de las tierras del sistema de instrumentación y la línea bajo estudio.

3.2. Conertidor A/D y cálculo de la FFT

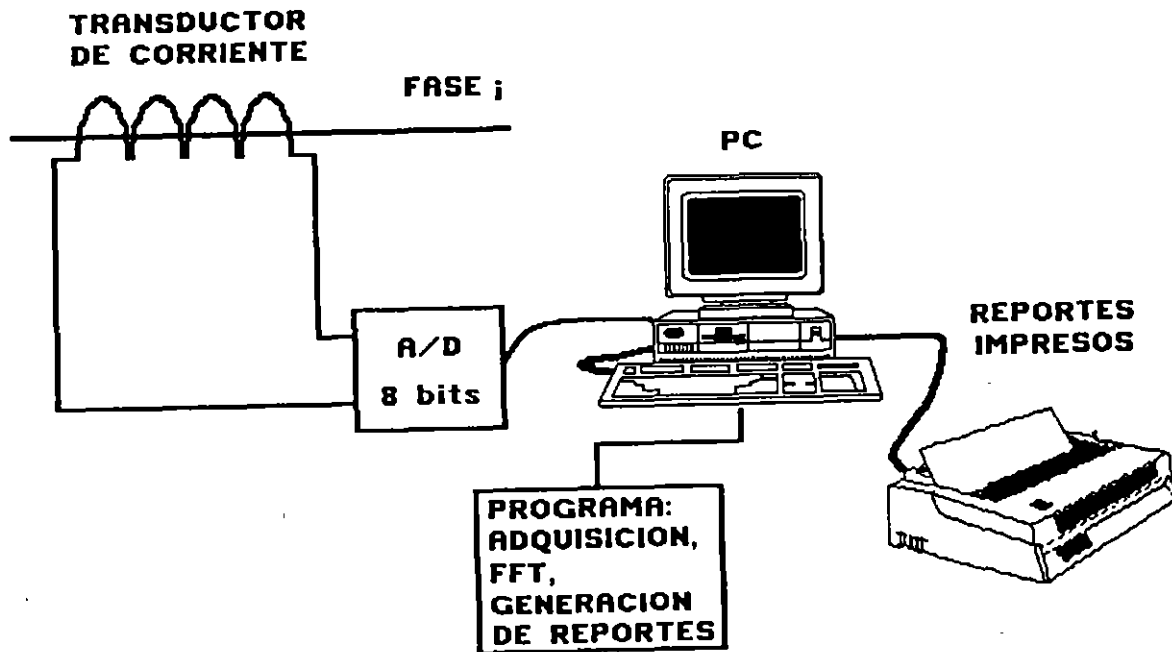
Las señales de tensión y corriente pueden, trambién, ser digitalizadas a través de un sistema de cómputo provisto de tarjeta(s) de adquisición de datos.

La información digitalizada puede ser procesada y almacenada en la computadora. Las técnicas o formas de procesamiento proporcionarán información de diversa indole: es posible calcular las diversas potencias en juego en el sistema bajo análisis, el factor de potencia, la distorsión armónica (THD), corrientes y/o tensiones eficaces y mediante un algoritmo llamado Transformada Rápida de Fourier (FFT) las componentes armónicas de tensión y/o corriente.

La literatura reporta una serie de programas para el cálculo de la FFT, la diferencia entre ellos estriba en la rapidez del procesamiento, la resolución y la presentación de la información. Esta puede ser en forma de una gráfica o un listado, tal como se ilustra a continuación,



Las posibilidades de los sistemas de cómputo permiten obtener casi en tiempo real estos resultados a la vez que realizar lecturas en momentos predefinidos de la operación del sistema bajo estudio.



4. Ejemplo de mediciones de campo.

En este apartado se suman las mediciones realizadas en una ciudad de los EEUU en 1992 . Se evaluaron cuatro diferentes situaciones de carga: área residencial, edificio de oficinas, planta fundidora y planta maquiladora de plásticos.

4.1. Area residencial.

La carga es de tipo lineal (calentadores, estufas e iluminación) y no-lineal (motores, refrigeradores, hornos, equipo electrónico en general, iluminación). El consumo oscila entre 100 y 200 kW Las mediciones se indican a continuación.

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	116	119	121
3	0	.1	.2
5	0.05	.8	1.2
7	0	.5	.8
9	0	0.1	0.38
11	0	.06	.03
THD %	.4	1.27	1.35

Corrientes, Amperes, RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	300	350	630
3	0	12	27
5	1	17	28
7	0	2.9	6.1
THD %	0	6.11	6.38

4.2. Edificio de oficinas.

En éste la carga la constituyen la iluminación - principalmente fluorescente - computadoras, refrigeradores - compresores - copiadoras, etcétera.

Los valores medidos son:

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	268	276	285
3	.1	.8	3.3
5	.1	3.8	6
7	.2	1.7	3.5
9	0	.6	1.5
THD %	.22	1.56	2.84

Corrientes, Amperes, RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	205	300	600
3	13	23	38
5	33	39	45
7	4	7.2	9.5
9	.1	1.2	3.6
11	1.8	4	6.5
THD %	17.5	15.5	10.1

En la última tabla es posible observar que la THD % de corriente excede hasta en un 350 % el máximo dado por la recomendación IEEE Std. 519 de 1990. Esto se debe a la presencia de tercera y quinta armónica, generadas principalmente por la iluminación y las fuentes de conmutación del equipo de cómputo.

4.3. Planta de fundición de tubería

La carga la constituyen resistencias, motores de DC - activados por circuitos en base a tiristores - e iluminación fluorescente. El consumo varía entre 100 kW y 400 kW.

La distorsión armónica de tensión y corriente se muestra a continuación.

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	267	279	320
3	0	1.1	2.5
5	0	1.2	5.3
7	0	.5	4.7
9	0	.2	1.6
THD %	0	.63	2.4

Horas de Producción Noches, Sáb. Dom.					
Corrientes, Amperes, RMS					
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.	Mín.	Máx
1	160	280	600	25	40
3	2	6	23	1.5	6
5	2	10	45	.2	1
7	3.8	5.8	21	.1	1
9	.7	.9	13	.1	.4
THD %	3	4.7	9.4	6.1	15.5

4.4. Planta de maquinado y prensado.

La carga la constituyen principalmente motores (DC y AC) e iluminación. Los motores están controlados por inversores y convertidores y la iluminación es básicamente fluorescente.

El consumo en horas de producción se muestra en la tabla siguiente:

kW	430 a 720
KVar	40 a 480
PF	.99 a .83 en retraso

La distorsión armónica de tensión y corriente se muestra en las tablas siguientes:

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	582	601	608
3	2.6	3.4	5
5	2	6	11
7	.2	.5	1.5
9	.03	.3	.75
THD %	.57	1.16	2.10

Horas de Producción				Noches, Sáb. Dom.	
Corrientes, Amperes, RMS					
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.	Mín.	Máx
1	250	375	460	70	80
3	4	6.2	8.5	1	2.8
5	2.1	4	8.0	1	3.0
7	.5	2	7.5	1	3
9	.3	.6	1.7	.3	.6
THD %	5.1	4	4.7	6.1	13.5

En los últimos dos ejemplos es posible ver la incidencia de la tercera armónica, los fines de semana y en horarios nocturnos, generada principalmente por la iluminación fluorescente. En esta situación se ve que se excede la distorsión máxima admitida por la recomendación IEEE Std. 519.

En todos los casos se ve que la distorsión de la tensión es muy pequeña (comparada con el 5 % que fija la citada recomendación). Se recuerda que los ejemplos citados fueron registrados en una ciudad de EEUU y estos valores no son necesariamente extrapolables a nuestra realidad.

En nuestro caso deberemos evaluar la calidad de la forma de onda provista por la Compañía de Luz o la CFE en su caso, ya que se reporta que el incremento de la distorsión de tensión se traduce en un importante incremento en la distorsión de corriente. Dependiendo de la naturaleza de la carga, el citado incremento oscila entre el 15 y el 10%.

5. Compensación (eliminación) de armónicas.

Existen varias formas para eliminar las armónicas de tensión y corriente presentes en el sistema de distribución. La más utilizada es a través de filtros pasivos de diseño particular.

Si bien las armónicas presentes y significativas en los sistemas son casi siempre las impares de orden menor a 11, en instalaciones particulares es posible encontrar armónicas de magnitud considerable y orden superior al citado.

La metodología de empleo de filtros es relativamente sencilla y la especificidad de cada diseño radica en la potencia que deberá ser capaz de manejar cada filtro.

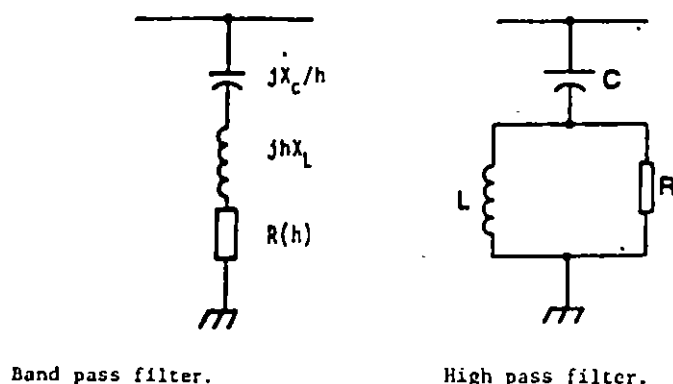
En los últimos años se han creado una serie de dispositivos activos para el filtrado de las armónicas. En esta unidad

mencionaremos brevemente esta tecnología que, si bien aún no está disponible en el mercado, sin duda será de uso corriente en los próximos años.

5.1. Filtros pasivos.

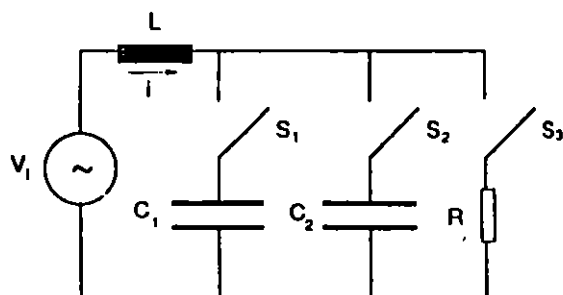
La evaluación del contenido armónico nos proporciona la proporción entre la fundamental y cada armónica. El conocimiento (medición o cálculo) de la corriente a 60 Hz, nos indica la potencia que deberá manejar el filtro de armónica(s) particular.

Es práctica común la utilización de filtros LC para las armónicas 3, 5 y 9 y un filtro pasa-altas para las armónicas de orden superior. El esquema típico se ilustra a continuación:



5.2. Dispositivos con capacitores conmutados.

El esquema general de un dispositivo de este tipo es:



Triple-switch double-capacitor circuit

La inductancia L y las diferentes capacidades generarán circuitos resonantes (baja impedancia) a las diferentes armónicas.

El dispositivo de control de los conmutadores, realizados en base a SCR"s o MOSFET de potencia, se debe basar en algún microprocesador o microcontrolador que provea de manera permanente el peso de las diferentes armónicas, ya que al cambiar las condiciones de operación del sistema eléctrico, cambia la relación entre la fundamental y las diferentes armónicas.

Si por ejemplo, para una cierta condición de carga preponderan las armónicas 5^{ta} y 9^{na}, los conmutadores S_5 y S_9 deberán estar cerrados y los otros abiertos.

Es de esperar que en pocos años los filtros pasivos utilizados actualmente serán reemplazados por este tipo de dispositivos.

Referencias.

- IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Smith, R., "Application Consideration in Handling Effects of SCR Generated in Cement Plants", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Stratford, R. , "Harmonic Pollution on Power Systems - A change in Philosophy", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol IA, No 5, Sept.- Oct., 1980, pp. 617-623.
- Degeneff, R., Ihara, S. & Lindi, C., " AC Filter Design for HVDC Converter Stations, IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Sheperd, W. & Zand, P., Energy Flow And Power Factor In Nonsinusoidal Circuits, Cambridge University Press, Londres, UK, 1979.
- Grady, W., Heydt, G., Mahmoud, A. & Shultz, R. "System response to Harmonics", . IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Pileggi, D., Emanuel, A. & Ortmeyer, T., "An Examination of Existing Harmonic Recommended limits, Guides and Standards", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- George, T. & Bones, D., "Harmonic Power Flow determination using the Fast Fourier Transform", IEEE trans. on Power Delevery Vool 6, No. 2, Abril 1991, pp. 530-535.
- Pryce, D., "Specialized IC's correct power factor in switching supplies", EDN, Julio 4, 1991, pp. 106-114.
- Arrillaga, J., Power System Harmonics, Wiley, N.Y., USA, 1985.
- Cohen, J., "Sistema para el monitoreo y registro del contenido armónico de la corriente en la línea de distribución de energía eléctrica, en baja tensión", presentado en la VI Reunión de Verano de Potencia, de la IEEE Sección México, Acapulco, Gro. México, Julio de 1993.
- Burwen, R., "Kilowatts on order", IEEE SPECTRUM, Febrero de 1993, pp. 32-37.
- Lowenstein, M., "Controlling Harmonics While Improving Power Factor", Electrical System Design, Marzo de 1988, pp. 38-44.

IEEE Tutorial Course: NONSINUSOIDAL SITUATIONS EFFECTS ON THE PERFORMANCE OF METERS AND DEFINITION OF POWER, editor: Dr. Alexander Emanuel, USA, 1990.

Emanuel, A. , "A Survey of Harmonic Voltages and Currents at the Customer's Bus", IEEE Trans. on Power Delivery, Enero de 1993, págs. 411 a 421.

Arseneau, R. , "The Effects of Supply Harmonics on the Performance of Compact Fluorescent Lamps", IEEE Trans. on Power Delivery, Abril de 1993, Págs. 473 a 479.

Arseanu, R. , "The Performance of Demand Meters Under Varying load Conditions ", Trans. on Power Delivery, Octubre de 1993, págs. 1708-1711.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS**

**MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

**TEMA: SOBRETENSIONES EN SISTEMAS ELECTRICOS
INDUSTRIALES.**

ING. VICTOR F. HERMOSILLO WORLEY

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería**

ASIGNATURA: Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento

PROFESOR TITULAR: Dr. Víctor F. Hermosillo Worley

INDICE

- I. Objetivo**
- II. Temario**
- III. Prerrequisitos**
- IV. Organización**

ASIGNATURA: **Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento**
PROFESOR TITULAR: **Dr. Victor F. Hermosillo Worley**

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería

I. Objetivo

El programa de la asignatura de sobretensiones y coordinación de aislamiento debe cumplir con cuatro objetivos primordiales:

1. Ofrecer el conocimiento de las causas y características de los esfuerzos eléctricos o sobretensiones que se presentan en un sistema de potencia, desarrollando en el alumno la capacidad de realizar cálculos analíticos y digitales a partir de modelos del sistema sujeto a estudio. Presentar los medios disponibles para reducir la magnitud de las sobretensiones y proteger los elementos del sistema.
2. Describir el comportamiento de aislamientos gaseosos, líquidos y sólidos bajo diferentes tipos de esfuerzo eléctrico en cuanto a los fenómenos físicos involucrados en la ruptura dieléctrica y la descripción probabilística del aguante. Incluyendo una introducción general a los medios utilizados en laboratorios para reproducir sobretensiones características y los procedimientos de prueba a partir de los cuales se define el aguante de un aislamiento.
3. Combinar los dos elementos anteriores para diseñar el nivel de aislamiento de un sistema de potencia. Llegando a un balance entre el aguante del aislamiento bajo un esfuerzo eléctrico determinado, el costo inherente en la selección del nivel de aislamiento y la fiabilidad de los elementos del sistema.
4. Exponer la importancia económica del tema, lo cual incluye los siguientes aspectos:
 - * El costo de inversión adicional incurrido por la compañía que ofrece el suministro eléctrico al sobrediseñar el aislamiento de un sistema por falta de conocimiento de la magnitud y probabilidad de ocurrencia de los esfuerzos eléctricos a que está sujeto el mismo.
 - * La destrucción y deterioro sufridos por los elementos del sistema de potencia debido a los distintos tipos de esfuerzo eléctrico.
 - * La reducción en la calidad del suministro de energía eléctrica debida a fallas producidas por sobretensiones y el costo de la falla para el usuario de la energía eléctrica.

vfhw

II. Temario

Para cumplir con los objetivos anteriormente descritos es necesario cubrir el siguiente temario:

1. Introducción

1.1 Fallas por sobretensiones en la red troncal del sistema interconectado mexicano

1.2 Clasificación de sobretensiones

1.3 Descripción del aislamiento en base a su aguante a un esfuerzo eléctrico

1.4 Nociones de coordinación de aislamiento

2. Ondas viajeras en líneas de transmisión

2.1 Modelos de líneas de transmisión

2.2 Conductividad finital del terreno

2.3 Efecto corona

3. Componentes modales

3.1 Teoría general de componentes modales

4. Sobretensiones por descargas atmosféricas

4.1 Física y parámetros de una descarga atmosférica

4.2 Blindaje de líneas de transmisión

4.3 Modelo de una descarga directa a una línea

4.4 Flameo inverso

4.5 Sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas

vfhw

5. Sobretensiones por maniobra

5.1 Cierre y recierre de líneas de transmisión

5.2 Maniobras en circuitos inductivos

5.3 Interrupción prematura de pequeñas corrientes inductivas

5.4 Corte virtual de una corriente inductiva

5.5 Reignición del arco en el interruptor

5.6 Interrupción de corrientes capacitivas

6. Sobretensiones temporales

6.1 Fallas a tierra

6.2 Cambios repentinos en la carga

6.3 Efecto Ferranti

6.4 Energización de líneas terminadas en transformador

6.5 Ferroresonancia

7. Transitorios en subestaciones encapsuladas en SF6

8. Medios para reducir esfuerzos eléctricos en sistemas de potencia

8.1 Efecto de los parámetros del sistema en las magnitud y duración de las sobretensiones

8.2 Apartarrayos (historia, descripción, características)

8.3 Selección de apartarrayos

9. Conceptos básicos de ruptura dieléctrica de gases, líquidos y sólidos

10. Probabilidad y estadística aplicada a la coordinación de aislamiento

11. Nivel de aislamiento de un sistema

11.1 Equipos de laboratorio utilizados para reproducir los distintos tipos de sobretensiones

11.2 Definición del aguante de elementos del sistema de potencia en base a pruebas de laboratorio

12. Dimensionamiento de líneas y subestaciones

12.1 Compactación de líneas y subestaciones

13. Estándares nacionales e internacionales de coordinación de aislamiento.

III. Prerrequisitos

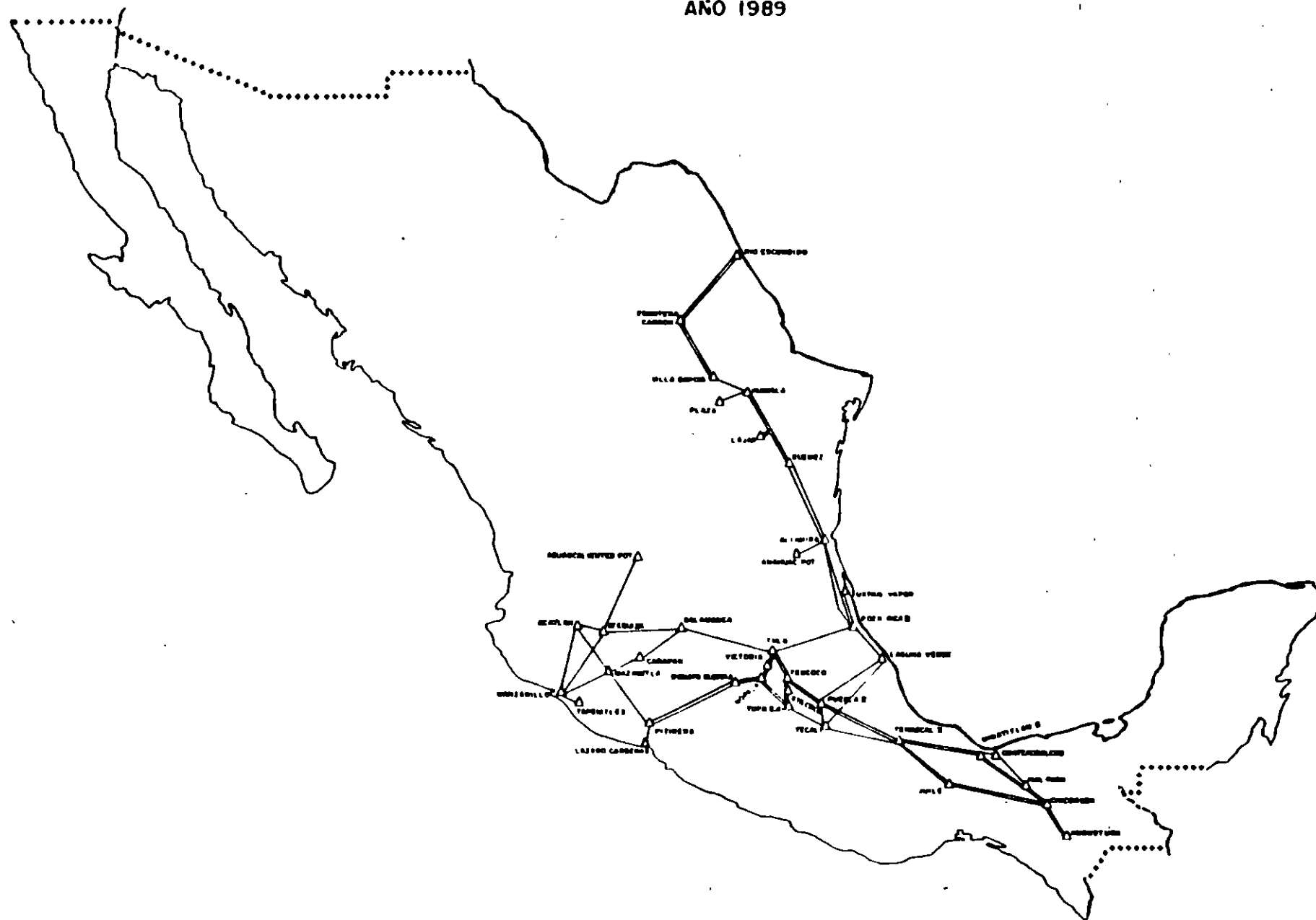
La asignatura de Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento requiere que el alumno tenga una base sólida en el área de Sistemas de Potencia incluyendo: cálculo de parámetros de líneas de transmisión, representación de sistemas de potencia, cantidades por unidad, ecuaciones de redes y soluciones, componentes simétricas, fallas trifásicas simétricas, fallas asimétricas y protección de sistemas de potencia. Estos temas comúnmente se cubren en dos cursos de un semestre durante la licenciatura.

Es necesario contar con conocimientos básicos de probabilidad y estadística para poder representar los distintos tipos de sobretensiones en base a una distribución de probabilidad de sus magnitudes y caracterizar al aislamiento en base a una distribución acumulada del aguante. Estas dos concepciones son los elementos básicos para lograr la coordinación del aislamiento. Además, los resultados de las pruebas de laboratorio se analizan estadísticamente para definir el nivel de aislamiento de materiales y equipos.

También se requiere de una formación adecuada en la materia de electromagnetismo. Esta materia se relaciona con el análisis de ondas viajeras en líneas de transmisión, el cálculo de la resistencia equivalente de electrodos de tierra, la reflexión y refracción de sobretensiones transitorias tanto en líneas de transmisión como en subestaciones encapsuladas en hexafluoruro de azufre, entre otros temas.

I. Introducción

FIG. No. 1





COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD

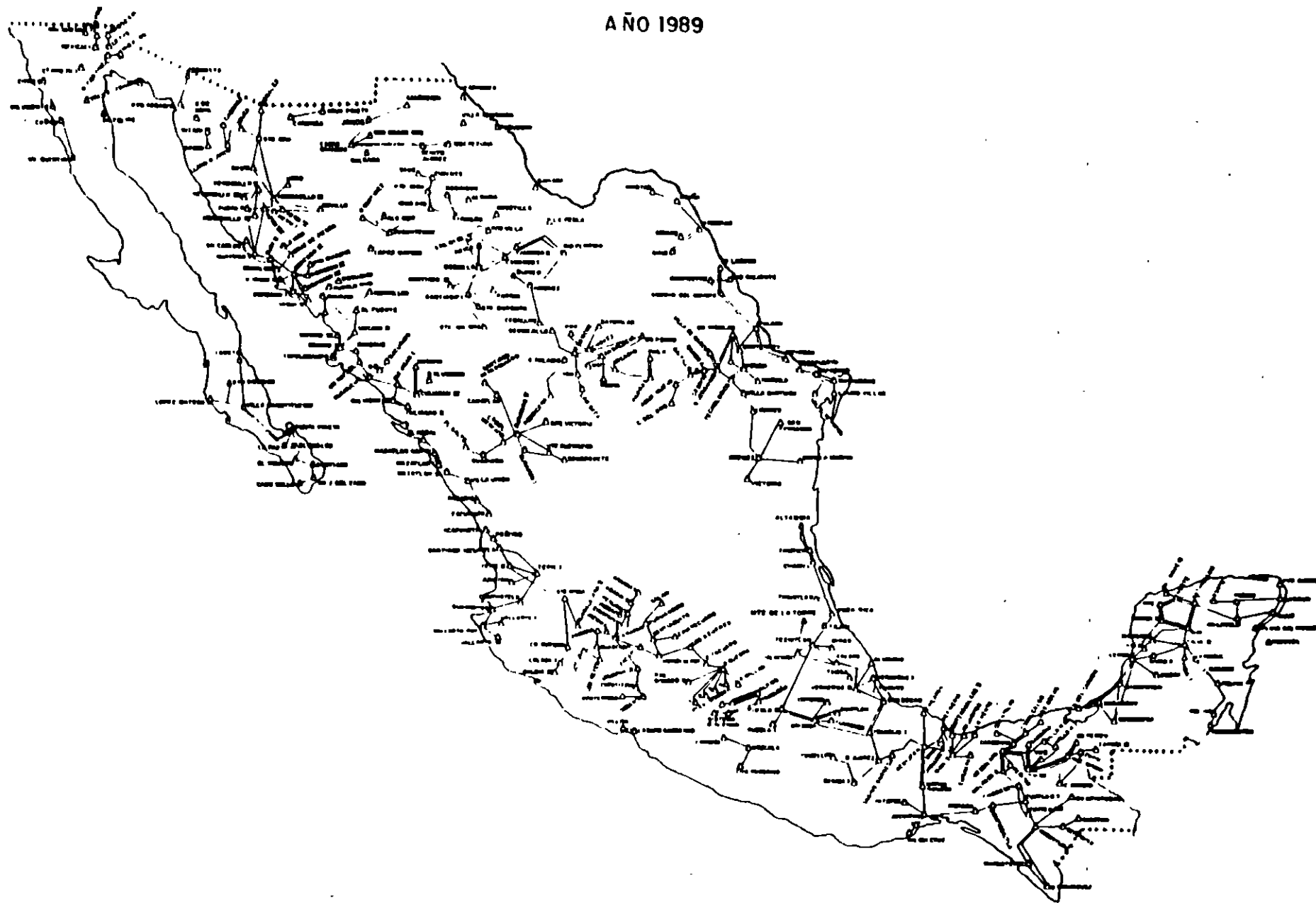
FIG. Nº 2

DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV.
AÑO 1989



FIG. No. 3

LINEAS DE TRANSMISION DE 161-115 KV
AÑO 1989

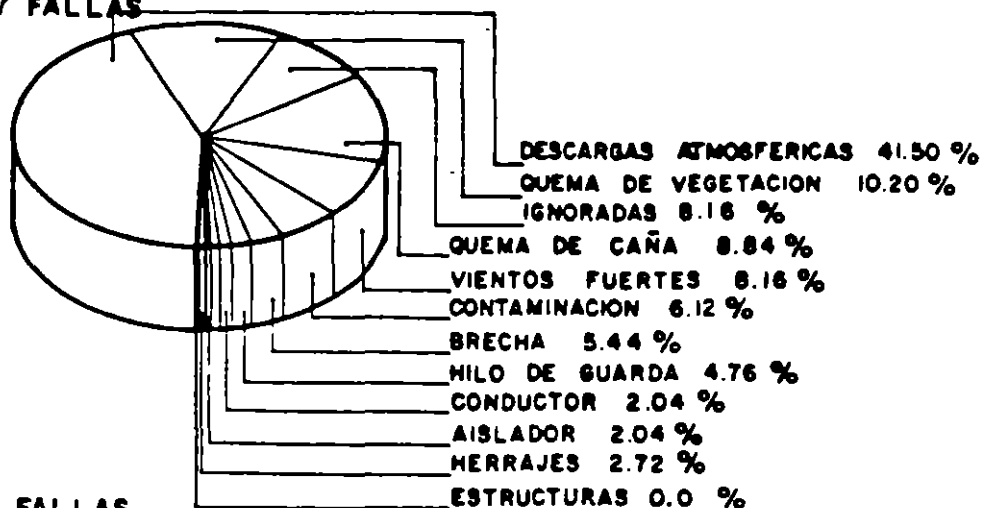




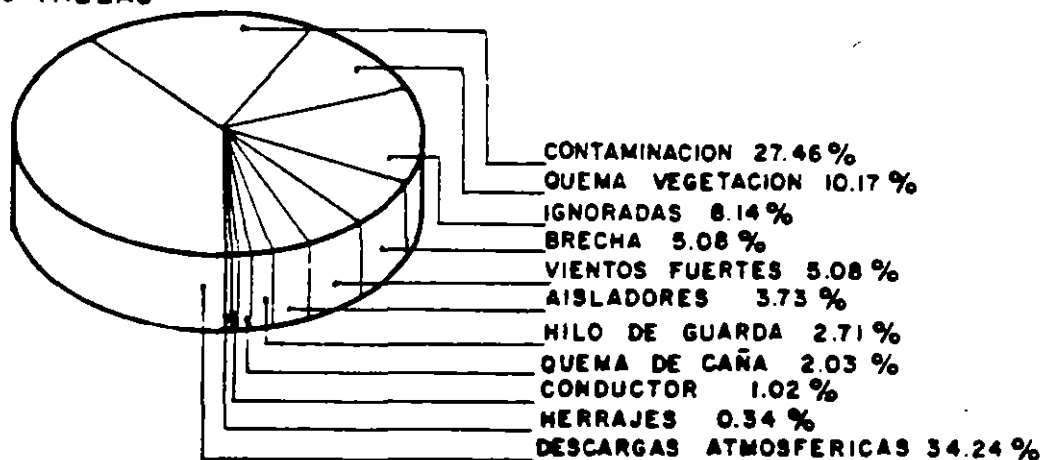
DISTRIBUCION DE SALIDAS POR FALLA EN LINEAS DE TRANSMISION PARA EL PERIODO DE 1989

FIG. N.º 20

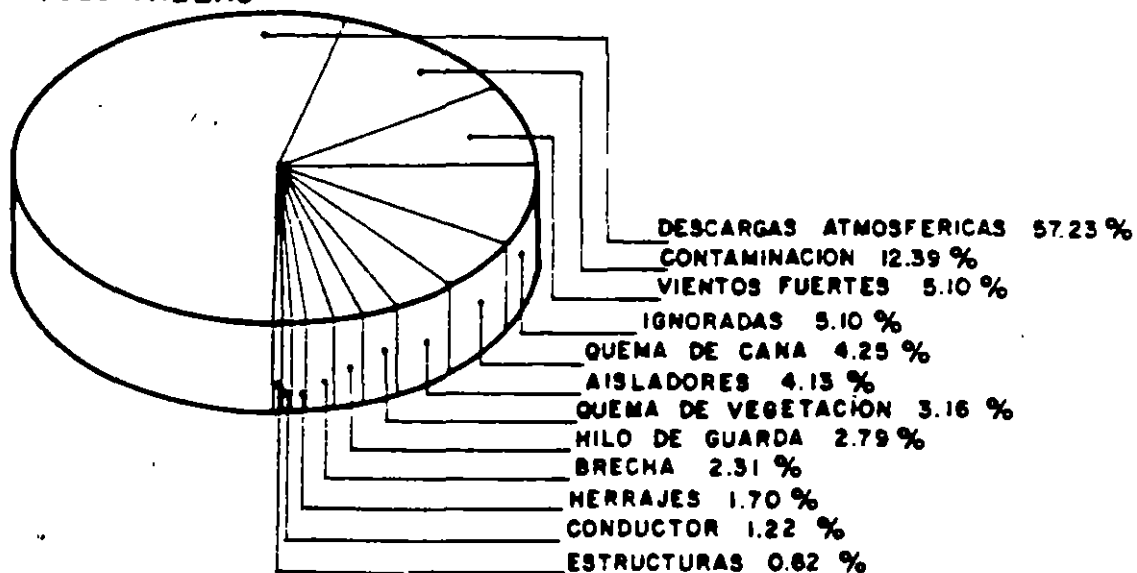
LT'S 400 kV: 147 FALLAS



LT'S 230 kV: 295 FALLAS



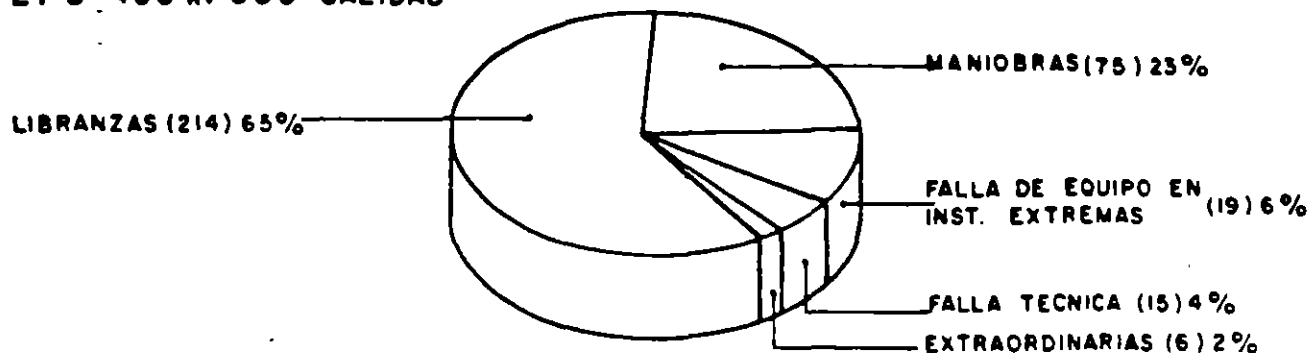
LT'S 161-115 kV: 823 FALLAS



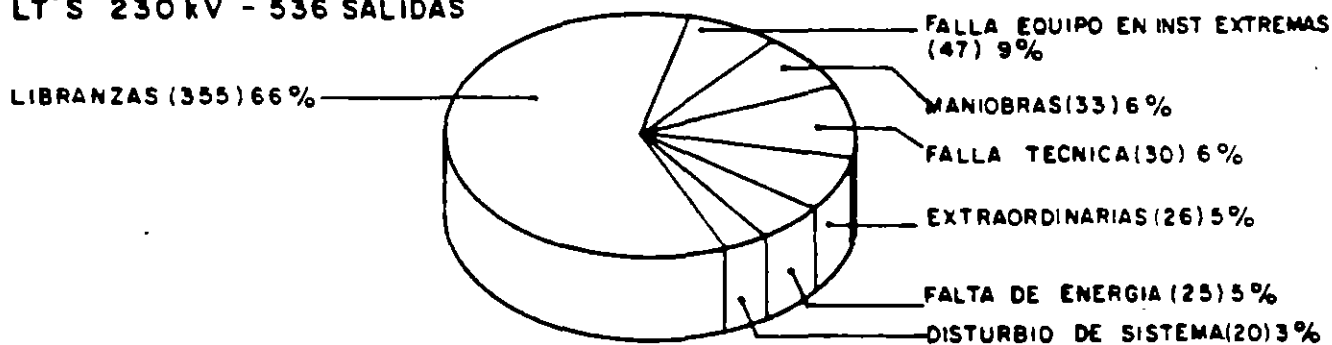


DISTRIBUCION DE SALIDAS POR CAUSAS AJENAS Y MANIOBRAS EN LINEAS DE TRANSMISION 1989 FIG. N.º 21.

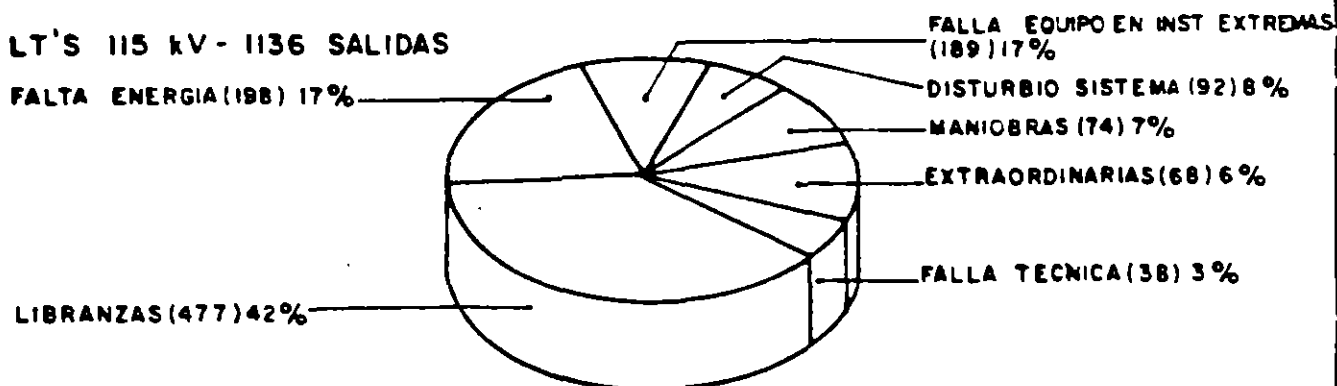
LT'S 400 KV-330 SALIDAS



LT'S 230 KV - 536 SALIDAS



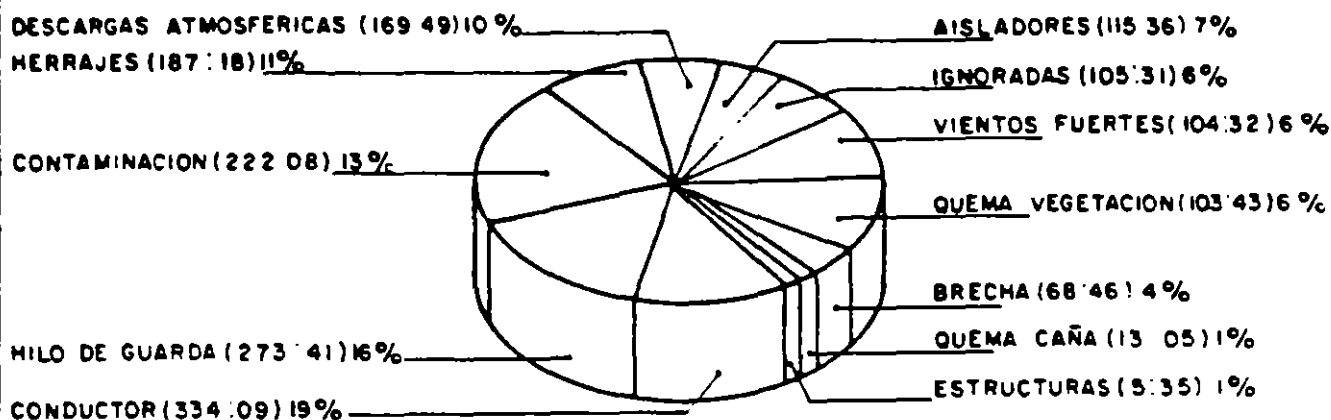
LT'S 115 KV - 1136 SALIDAS



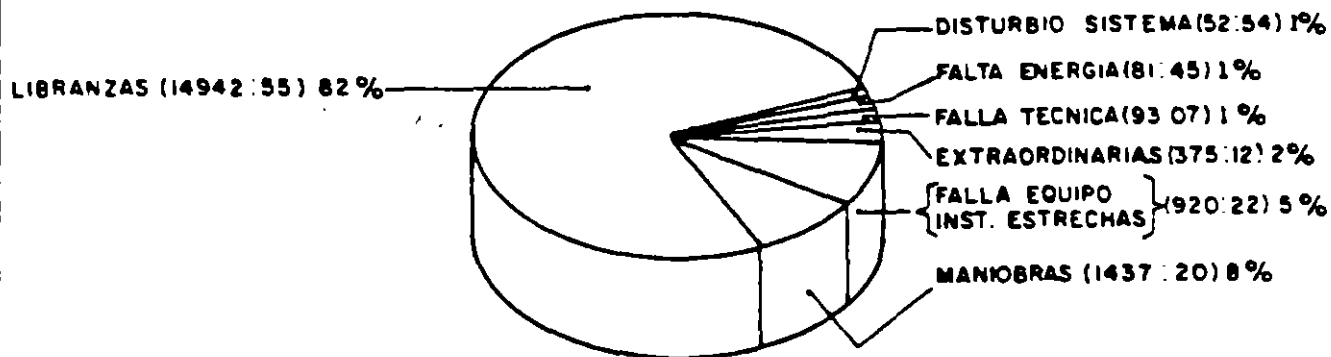


**DISTRIBUCION EN PORCIENTO DEL TIEMPO QUE LAS LINEAS
DE TRANSMISION ESTUVIERON FUERA POR
FALLA, CAUSAS AJENAS Y MANIOBRAS EN 1989
LT's DE 400,230, HASTA 115 kV)**

FIG. No. 22
TIEMPO FUERA POR FALLA : 1703:53 Hrs.



TIEMPO FUERA POR CAUSAS AJENAS MANIOBRAS Y LIBRANZAS
17903:58 Hrs.



CONCEPTOS BASICOS

M. en C. MARCOS MORENO DARRAZA
Laboratorio CFE

M. en C. RAUL MENDOZA ALBORES
Laboratorio ClynC

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En un principio la coordinación de aislamiento se consideraba como el diseño del sistema de aislamiento en función de su costo, de tal manera que al presentarse una falla, la descarga disruptiva ocurriera primero en el aislamiento más barato para proteger al equipo más caro. En este orden de ideas la filosofía era que al ocurrir una sobretensión en el sistema eléctrico, primero debería presentarse flameo en la cadena de aisladores de la línea de transmisión, después en la boquilla y por último en el transformador.

En la actualidad esto ha cambiado, debido a que cada sistema de aislamiento se coordina por separado, aceptándose un determinado riesgo dependiendo de su importancia y del nivel de tensión; para ello se toman en cuenta los esfuerzos dieléctricos originados por las sobretensiones, la rigidez dieléctrica de los aislamientos mediante pruebas de alta tensión y por último los dispositivos de protección que sirven para disminuir las sobretensiones.

Cabe señalar que el diseño del aislamiento no se realiza para que soporte todos los esfuerzos dieléctricos, ya que esto puede arrojar un aislamiento muy costoso, comparado con un aislamiento confiable que de vez en cuando llegue a presentar falla; por esta razón para el diseño se toma en cuenta el riesgo de falla y el aspecto económico.

Sobre los tópicos de coordinación de aislamiento existen varias normas internacionales y extranjeras, como son:

- Norma IEC 71-1 (1976).
- Norma IEC 71-2 (1976).
- Norma IEC 71-3 (1982).
- Norma Canadiense C 308 (sin fecha).
- Norma ANSI.
- Proyecto de Norma IEC 71-1 (1990).
- Proyecto de Norma IEC 71-2 (1990).

A nivel nacional se tienen diversos problemas en el campo de la coordinación de aislamiento, que se deben resolver en el futuro, como son:

- En el sistema eléctrico existen algunos casos de equipos sobre-aislados.
- Se tienen instalaciones sin coordinación en el aislamiento.
- No existe una idea clara de lo que significa el nivel de aislamiento (tensión de aguante nominal) de un equipo ni la forma en que se selecciona dicho nivel.
- Existe desconocimiento en la aplicación de las Normas.
- En las especificaciones y pedidos se exige que el equipo cumpla con varias Normas que difieren (IEC y ANSI), esto ocasiona problemas en las pruebas de Laboratorio.
- En ocasiones se especifica el equipo para que cumpla con un determinado nivel de aislamiento a una cierta altitud; esto es incorrecto porque se debe pedir al fabricante equipo normalizado (nivel del mar) y el que especifica el equipo debe hacer las correcciones, no el fabricante.

TERMINOLOGIA

Para entender la filosofía de la coordinación de aislamiento resulta imprescindible el dominio de algunos conceptos básicos, que se definen a continuación:

1. Coordinación de aislamiento.

Es la selección de la tensión de aguante del equipo e instalación en relación con las sobretensiones que puedan presentarse en un punto del sistema, considerando las características de los dispositivos de protección, para reducir a un nivel técnico y económicamente aceptable, la probabilidad de que los esfuerzos dieléctricos puedan ocasionar falla del aislamiento y/o afectar la continuidad del servicio.

2. Aislamiento externo.

Comprende las superficies externas de los equipos, el aire ambiente que los rodea y las distancias en aire. La tensión de aguante del aislamiento externo depende de las condiciones

atmosféricas (presión, temperatura y humedad) y de otras condiciones de intemperie (contaminación, niebla, lluvia, rayos ultravioleta, etc.).

3. Aislamiento externo tipo exterior.

Es el aislamiento que está diseñado para operar fuera de los edificios y consecuentemente está expuesto a las condiciones atmosféricas y de intemperie.

4. Aislamiento externo tipo interior.

Es el aislamiento externo que está diseñado para operar dentro de los edificios y consecuentemente no está expuesto a las condiciones de intemperie.

5. Aislamiento interno.

Comprende los aislamientos internos sólidos, líquidos o gaseosos que forman parte del aislamiento de los equipos y que están protegidos de las condiciones atmosféricas y de intemperie.

6. Aislamiento autorrecuperable.

Es el aislamiento que recupera completamente y en un tiempo relativamente corto sus características aislantes, después de la aplicación de un esfuerzo de tensión aunque haya o no ocurrido una descarga disruptiva; un aislamiento de este tipo es generalmente, pero no necesariamente, un aislamiento externo.

7. Aislamiento no autorrecuperable.

Es el aislamiento que pierde sus propiedades aislantes o que no las recupera completamente después de una descarga disruptiva causada por la aplicación de un esfuerzo de tensión; un aislamiento de este tipo es por lo general, aunque no necesariamente, un aislamiento interno.

8. Tensión nominal de un sistema trifásico (V_n).

Es el valor eficaz de la tensión entre fases con que se designa el sistema y al que están referidas ciertas características de operación del mismo.

9. Tensión máxima de un sistema trifásico (V_m).

Es el valor eficaz de la tensión de operación entre fases más alto, el cual ocurre bajo condiciones normales de operación, a cualquier tiempo y en cualquier punto del sistema.

10. Tensión máxima de diseño del equipo (V_d).

Es el valor eficaz de tensión entre fases más alto para el cual está diseñado el equipo con respecto a su aislamiento y a otras características asociadas con esta tensión, en las normas relativas al equipo.

11. Sistema con neutro aislado.

Es un sistema cuyo neutro no tiene ninguna conexión intencional a tierra, excepto a través de aparatos de señalización, de medición o de protección, de muy alta impedancia.

12. Sistema aterrizado resonante (sistema conectado a tierra a través de una bobina de supresión de arco).

Es un sistema con el neutro conectado a tierra a través de un reactor cuya reactancia es de un valor tal que durante una falla de fase a tierra, la corriente inductiva a la frecuencia del sistema que circula a través del reactor neutraliza sustancialmente a la componente capacitiva durante la falla a tierra a la frecuencia del sistema.

Nota: En un sistema aterrizado resonante, la corriente residual durante la falla se limita a tal grado que una falla con arco en el aire, por lo general se autoextingue.

13. Sistema con neutro conectado a tierra.

Es un sistema cuyo neutro está conectado a tierra, ya sea directamente o a través de una resistencia o una reactancia de un valor suficientemente bajo, con el propósito de reducir al máximo las oscilaciones transitorias y para mejorar las condiciones de una protección selectiva de falla a tierra.

14. Factor de falla a tierra "FFT" (k).

En un punto seleccionado de un sistema trifásico (por lo general el punto de instalación de un equipo) y para una configuración dada de un sistema con neutro conectado a tierra y en el caso de una falla a tierra, el factor de falla a tierra, se define de acuerdo a la expresión siguiente:

$$FFT(k) = \frac{\text{Valor máximo de la tensión de fase a tierra durante la falla (fases no falladas)}}{\text{Valor eficaz de la tensión de fase a tierra (en condiciones normales de operación)}}$$

15. Sobretenión (para un sistema o para equipo).

Es cualquier valor de tensión cresta que excede la que existe a través de las terminales del aislamiento, cuando todas las terminales de fase del equipo a la cual pertenece dicho aislamiento, están energizadas con las tensiones de fase a tierra, que corresponden a una tensión de referencia dada de fase a fase. Para un sistema, la tensión de referencia se considera como la tensión más alta

del sistema. mientras que para un equipo se considera como la tensión más alta del equipo.

Nota: Para el aislamiento externo de un equipo instalado en altitudes arriba del nivel del mar, mayores que 1000 m, la tensión de referencia es la tensión más alta para el equipo corregido por la diferencia de altitud arriba de 1000 m.

16. Sobretensión de fase a tierra por unidad (p.u.).

Es la relación de los valores de cresta de la sobretensión de fase a tierra y la tensión de fase a tierra correspondiente a la tensión máxima de diseño del equipo (es decir - $\sqrt{2} V_d / \sqrt{3}$).

17. Sobretensión de fase a fase por unidad (p.u.).

Es la relación de los valores cresta de la sobretensión de fase a fase y la tensión de fase a tierra correspondiente a la tensión máxima de diseño del equipo $\sqrt{2} V_d / \sqrt{3}$.

18. Sobretensión estadística de frente lento (o frente rápido).

Es un transitorio de frente lento (o frente rápido) que se presenta en un punto del sistema, cuyo valor de cresta tiene una probabilidad de excederse del 2%.

19. Sobretensión convencional máxima de frente lento (o frente rápido).

Es un transitorio de frente lento (o frente rápido) que se presenta en un punto del sistema, cuyo valor de cresta es improbable que se exceda. Para el caso de equipo protegido este transitorio será relacionado con el nivel del dispositivo de protección.

20. Tensión de aguante (supuesta o estadística).

Es la tensión que tiene la forma de la tensión representativa, con una probabilidad de referencia de ser soportada por el aislamiento. Se designa como:

- Tensión de aguante supuesta o convencional, cuando la probabilidad de referencia se supone de 100%.
- Tensión de aguante estadística, cuando la probabilidad de referencia es de 90%.

21. Tensión de aguante para coordinación.

Es el valor de la tensión de aguante del aislamiento, para cada clase de

tensión referido a las condiciones reales de servicio, que cumple con el criterio de comportamiento.

22. Tensión de aguante requerida.

Es el valor de tensión de aguante que se requiere para asegurar que el aislamiento al ser instalado en condiciones reales de servicio, cumpla con la tensión de aguante para coordinación de todo el tiempo de servicio.

23. Factor de equivalencia para prueba.

Este factor es necesario cuando la tensión de aguante requerida y la tensión de aguante normalizada, seleccionadas para verificación, tienen formas de onda diferentes.

24. Tensión de aguante nominal normalizada.

El valor normalizado de la tensión de prueba aplicada en una prueba de aguante normalizada.

25. Prueba de aguante normalizada.

Es una prueba dieléctrica realizada en condiciones especificadas y con una tensión de aguante nominal.

26. Dispositivos limitadores de sobretensiones son los dispositivos que limitan la amplitud de las sobretensiones, o su duración o ambas. Los apartarrayos pertenecen a esta definición.

27. Nivel de protección.

Para cada clase de tensión, es el valor de tensión que caracteriza la protección ofrecida por un dispositivo en sus terminales.

28. Pruebas de tensión combinada.

Son pruebas de tensión realizadas al aplicar simultáneamente dos o más tensiones de prueba a una configuración de aislamiento multi-terminal.

29. Prueba prototipo.

Son pruebas de aguante normalizada sobre uno o más equipos, fabricados con un cierto diseño para demostrar que este cumple con la tensión de aguante nominal.

30. Prueba de rutina.

Son pruebas a las cuales se somete a cada uno de los componentes o equipos.

NIVELES NORMALIZADOS

Los niveles de aislamiento se normalizan

para limitar el número de tipos diferentes de equipos, de tal manera en cualquier parte del mundo se permita la fabricación bajo la misma especificación, logrando ahorros en los costos de producción y de las pruebas.

La tensión máxima del sistema no se comporta con la misma magnitud en todos los puntos, ni en todo instante de tiempo, debido a las técnicas de regulación y a las sobretensiones; por lo que para unificar los criterios en la aplicación de los equipos en todas las redes, se ha normalizado la tensión máxima de diseño del equipo, tomando como magnitud el valor máximo de todos los máximos.

Las tensiones de aguante normalizadas están referidas a las condiciones del nivel del mar, esto es, temperatura 20°C, presión barométrica 1013 mBars y humedad absoluta 11 g. de agua/m.

En las tablas 1 y 2 se dan los niveles de aislamiento normalizados, que de acuerdo a las tensiones máximas de diseño se clasifican en las categorías siguientes:

- . Categoría I: Hasta 245 kV.
- . Categoría II: Arriba de 245 kV.

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL AISLAMIENTO

M. en C. MARCOS MORENO BARRAZA
Laboratorio CFE

M. en C. RAUL MENDEZ ALBORES
Laboratorio CLYFC

INTRODUCCION

Cualquier equipo dieléctrico que se encuentra conectado a un sistema eléctrico de potencia, se ve expuesto a esfuerzos dieléctricos causados por la presencia de las tensiones y sobretensiones siguientes:

- Tensión normal de operación del sistema a la frecuencia industrial (60 Hz), que permanece durante la vida útil del equipo.
- Sobretensiones temporales, con duración mayor de un periodo de la frecuencia del sistema.
- Sobretensiones por descarga atmosférica o de frente rápido, con duración en el frente entre $0.1 \mu s$ y $30 \mu s$ y en la cola hasta algunos cientos de microsegundos.
- Sobretensiones por maniobra de interruptores o de frente lento, con duración en el frente entre $0.1 \mu s$ y $3000 \mu s$ y en la cola menor de un periodo de la frecuencia del sistema.
- Sobretensiones transitorias de frente muy rápido, con duración en el frente menor que $0.1 \mu s$ y en la cola hasta algunos miles de microsegundos.
- Sobretensiones combinadas, que resultan de la ocurrencia simultánea de dos de las sobretensiones mencionadas.

Dependiendo del nivel de tensión, el equipo eléctrico se diseña de tal manera que soporte alguna (s) o todas las sobretensiones mencionadas. Para aquellos equipos con tensiones hasta 230 kV, el nivel de aislamiento se expresa en términos del valor de voltaje eficaz (rms) a frecuencia industrial (60 Hz) que debe soportar el equipo durante un minuto o para el caso de los transformadores con aislamiento reducido, se considera el valor de voltaje eficaz (rms) a la frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor, durante un minuto o de larga duración durante 30 minutos o una hora, incluyendo la medición del nivel de descargas parciales y de la tensión de aguante nominal de impulso por rayo (nivel básico de impulso).

Para sistemas de alta tensión está dese-

pareciendo completamente la práctica (sin fundamento técnico) de aplicar una tensión del orden de 200% de la tensión nominal a la frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor, durante un minuto; en su lugar se ha normalizado la misma prueba, pero de menor magnitud (1.5 veces la tensión máxima de fase a tierra del sistema) y mayor duración de 30 minutos o una hora, con la medición de descargas parciales.

En equipos con tensiones mayores de 230 kV, para dimensionar el nivel de aislamiento interviene en forma adicional la tensión de aguante nominal de impulso por maniobra de fase a fase y de fase a tierra.

La utilización de las Subestaciones en SIF ocasiona fenómenos transitorios de frente muy rápido, cuya forma de onda y características todavía no han sido normalizadas.

En el Laboratorio de Alta Tensión se simulan dichas sobretensiones, por medio de las pruebas destructivas siguientes:

- Potencial aplicado de corriente alterna a la frecuencia industrial (60 Hz).
- Potencial inducido de corriente alterna a la frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor.
- Tensión de impulso por rayo.
- Tensión de impulso por maniobra.

Las pruebas dieléctricas de alta tensión se realizan para comprobar con suficiente confianza que la tensión real de aguante del aislamiento (rigidez dieléctrica) en situaciones de prueba normalizada, cumple con el valor de tensión de aguante nominal especificado. Las Normas IEC 60-2 y ANSI C68.1 establecen diferentes métodos de prueba dependiendo del tipo de aislamiento que constituye el equipo, éstos es, para los aislamientos no autorrecuperables se aplica el método de prueba determinístico, restringiendo el número de ensayos, para no dañar o debilitar el equipo eléctrico; por el contrario, para los aislamientos autorrecuperables se utiliza el método de prueba estadístico, aplicando un determinado número de ensa-

Tabla 1 Niveles de aislamiento normalizados para equipo de la categoría I

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 Hz de fase a tierra kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra (5) kV(cresta)
4.4 (1)	5.5	19	45 60 75
6.9 (1)	7.2	20	40 60
13.8 (2)	15.5	35	75 85 110
23 (2)	27	50 60	95 125 150
34.5 (2)	38	70	125 150 200
44 (1)	52	95	250
69 (2)	72.5	140	325 350
85(3), 115(2)	123	185 230	450 550
138 (3)	145	230 275	550 650
150(1), 161(3)	170	275 325	650 750
230 (2)	245	360 395 460	850 900 950 1050

Tabla 2 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la Categoría II

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo (Vd) kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAM)		Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
		Fase a tierra kV (cresta)	Fase a Fase (Relación al valor cresta de fase a tierra)	
400	420	850 950 1050	1.50 1.50 1.50	1050 1175 1300 1425

vos dependiendo de la norma de referencia (IEC o ANSI), para lograr exactitud en los resultados, sin que esto ocasione daño a dicho aislamiento. Para los aislamientos combinados de los tipos autorrecuperables y no autorrecuperables, se utiliza el método de prueba estadístico para aislamientos autorrecuperables, siendo la aplicación de 15 impulsos de acuerdo a la Norma IEC 60-2 6 de 5 impulsos conforme a la Norma ANSI C68.1.

Dependiendo de la categoría de tensión y el tipo de aislamiento, las pruebas de tensión de aguante nominal se realizan conforme a la tabla 1.

Todas las pruebas normalizadas de tensión de aguante nominal se realizan bajo condiciones en seco, pero para el caso de los aislamientos externos, las pruebas normalizadas de tensión de aguante a la frecuencia del sistema (potencial aplicado) y al impulso por maniobra, se realizan también en húmedo; dado que bajo estas condiciones es posible obtener la tensión de aguante más baja.

En la tabla 2, se muestran las técnicas de prueba de alta tensión de acuerdo a las Normas IEC y ANSI.

PRUEBAS DE POTENCIAL APLICADO

Esta prueba se realiza para simular las sobretensiones temporales y para ello se utilizan transformadores de prueba para la generación de tensiones de corriente alterna de frecuencia industrial (60 Hz), los cuales por razones de seguridad usualmente tienen una de sus terminales del secundario conectada a tierra. El empleo de un solo transformador resulta costoso hasta un nivel de tensión de 750 kV, sin embargo, para tensiones mayores por razones económicas, problemas de transporte y manejo, se utilizan transformadores de 3 devanados en cascada; en la actualidad se han fabricado transformadores de prueba en cascada para tensiones superiores a 2 MV.

En la figura 1, se muestra la representación esquemática de tres transformadores de tres devanados conectados en cascada.

Las Normas IEC 60-2, IEEE STD4 y ANSI C68.1, indican que para aquellos equipos que están constituidos por aislamientos no autorrecuperables, la prueba se realiza una sola vez para verificar la tensión de aguante de valor eficaz (rms), durante un minuto y si no existe descarga disruptiva alguna, el equipo pasa la prueba. Por el contrario, para aislamientos autorrecuperables se aplica el método estadístico tanto para condiciones en seco como en húmedo, elevando la tensión de prueba a un ritmo de alrededor del 2% del valor final por segundo, hasta ocasionar la descarga disruptiva en el objeto; se debe medir el valor de tensión un poco antes de dicha descarga. Las normas no especifican el número máximo de descargas, pero

indican que el intervalo de tiempo entre descargas debe ser alrededor de un minuto y que la tensión de flameo se obtiene como el valor promedio de las tensiones medidas durante la prueba; de todas maneras la determinación de la tensión crítica de flameo (V50), se puede obtener por el método arriba y abajo (Up and Down), aplicando un número de ensayos ≥ 20 . En la práctica se repiten 5 veces las descargas disruptivas y la tensión de flameo es el promedio de los 5 valores de tensión registrados.

Las pruebas de contaminación a los aislamientos autorrecuperables se deben realizar de acuerdo a la Norma IEC 507, para determinar la tensión de aguante de dicho aislamiento.

PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

Para el caso de los transformadores se utiliza la prueba de potencial inducido de corta duración (durante un minuto o menor) y en forma más reciente la prueba de larga duración (durante 30 minutos o una hora), con el monitoreo del nivel de descargas parciales.

Las Normas IEC 76-3 y ANSI C57.12.90 indican que para los transformadores con aislamiento reducido, se debe realizar la prueba de potencial inducido a una frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor (para evitar corrientes de excitación excesivas), sin embargo, se justifica también para transformadores con aislamiento completo, debido a que es una prueba más representativa de las condiciones reales de servicio, ya que la tensión se aplica entre espiras, capas o secciones del devanado.

Para la generación de esta tensión de prueba se utiliza un generador y un transformador, tal como se muestra en la figura 2.

Para la prueba de potencial inducido de larga duración, las Normas IEC 76-3 y ANSI C57.12.90 indican las tensiones de prueba, los niveles permisibles de descargas parciales y el incremento de las descargas parciales durante el tiempo de prueba, para que el equipo satisfaga dicha prueba; tal como se muestra en la figura 3.

La prueba de potencial inducido de corta duración, se realiza una sola vez para verificar la tensión de aguante de valor eficaz (rms) durante un minuto o menor y si no existe descarga disruptiva alguna, el equipo pasa la prueba.

El tiempo de la prueba (t_p) de potencial inducido se obtiene por la expresión siguiente:

$$t_p = \frac{120 \times f_n}{f_p}$$

donde:

f_n - Frecuencia nominal del sistema en Hz, 60 Hz.

f_p - Frecuencia de prueba en Hz, 120 Hz ó 180 Hz o mayor.

Para una frecuencia de prueba de 120 Hz, el tiempo de prueba resulta ser de 60 segundos y no deberá ser menor de 15 segundos, para que sea válida la prueba.

PRUEBA DE IMPULSO POR RAYO

Esta prueba se realiza para simular las sobretensiones por descargas atmosféricas y para reproducirlas se utiliza el generador de impulso de Marx modificado, el cual consiste de un conjunto de capacitores separados por explosores esféricos, que se cargan en paralelo a través de resistencias de carga por medio de una fuente de corriente directa y se descargan en serie por medio de los explosores a través de las resistencias de frente y de cola, proporcionando una tensión de impulso elevada con una forma de onda dentro de las tolerancias normalizadas, para poder aplicarla al objeto bajo prueba; en las figuras 4 y 5 se muestran los circuitos completos y equivalentes del generador de impulso de Marx modificado.

La onda de tensión de impulso por rayo normalizada por las Normas IEC 60-2 y ANSI C68.1, está dada por la forma 1.2/50 microsegundos, tal como se muestra en la figura 6; siendo el tiempo de frente = 1.2 μ s $\pm$ 30% y el tiempo de cola = 50 μ s $\pm$ 20%.

Las Normas IEC 60-2, IEEE STD4 y ANSI C68.1, indican que para aquellos equipos que están constituidos por aislamientos no autorrecuperables, la prueba se realiza una sola vez aplicando 3 impulsos (para el caso de transformadores se aplica un cuarto impulso de valor reducido) para verificar la tensión de aguante y si no existe descarga disruptiva o diferencias en las formas de onda, el equipo pasa la prueba. En la figura 7 se muestra la forma en que se obtiene la curva voltaje-tiempo del aislamiento de un transformador.

Para los aislamientos autorrecuperables se aplica el método estadístico, pero en cuanto a la normatividad existen diferencias, ya que la Norma IEC 60-2 establece que para determinar la tensión de aguante, deben aplicarse 15 impulsos con 2 descargas permisibles, mientras que la Norma ANSI C68.1 establece que para determinar la tensión de aguante, deben aplicarse 5 impulsos y si existe una descarga se repite la prueba en la cual no deberá existir descarga; bajo estas condiciones el equipo pasa la prueba. Es de señalar que la prueba es más severa cuando se aplica la Norma IEC, por lo que el equipo tiene una mayor probabilidad de pasar la

prueba cuando se realiza conforme a la Norma ANSI.

Existe un método más preciso para determinar la tensión de aguante, que consiste en determinar la tensión crítica de flameo (V_{50}), por el método de arriba y abajo (Up and Down) o el método de multi-pasos (Multilevel), aplicando un número de impulsos ≥ 20 y calculando la V_{50} y la desviación estándar. Una vez conocido el valor de la tensión crítica de flameo, (V_{50}), se calcula la tensión de aguante (V_A) por la expresión siguiente:

$$V_A = V_{50} (1 - 1.3\sigma)$$

donde:

V_{50} - Tensión crítica de flameo en kV.

σ - Desviación estándar en p.u., 3% para impulso por rayo y 6% para impulso por maniobra.

Utilizando los factores de corrección por densidad de aire (k_d) y de humedad (k_h), se puede referir la tensión de aguante (V_A) de la altura del laboratorio de prueba, las condiciones normalizadas en el nivel del mar ($V_{A,0}$), por la expresión siguiente:

$$V_{A,0} = \frac{V_A}{k_d/k_h}$$

donde:

$V_{A,0}$ - Tensión de aguante nominal normalizada (condiciones del nivel del mar) en kV.

V_A - Tensión de aguante a la altura del Laboratorio de prueba en kV.

k_d - Factor de corrección por densidad del aire en p.u.

k_h - Factor de corrección por humedad en p.u.

En la figura 8 se muestra la forma en que se obtiene la curva voltaje-tiempo del aislamiento autorrecuperable.

PRUEBA DE IMPULSO POR MANIOBRA

Esta prueba se realiza para simular las sobretensiones por maniobra de interruptores y para reproducirlas se utiliza igual que para impulso por rayo el generador de impulso de Marx modificado, pero diferentes parámetros en cuanto a capacitores, resistencias de carga, resistencias de frente, resistencias de cola, etc., bajo el mismo principio de funcionamiento.

La onda de tensión de impulso por maniobra normalizada por las Normas IEC 60-2 y ANSI C68.2, está dada por la forma 250/2500 microsegundos, tal como se muestra en la figura 9; siendo el tiempo de frente = 250 μ s $\pm$ 20% y el tiempo de cola

$\approx 2500 \mu s \pm 60\%$.

En realidad cuando se hace la prueba de impulso por maniobra con el generador de impulso, lo que se simula es la envolvente de la sobretensión de maniobra de interruptores, ya que es más difícil dar una onda de impulso oscilante a la frecuencia real de ocurrencia. La onda de impulso oscilante con algunas limitaciones de frecuencia es posible simularla descargando un banco de capacitores en el primario de un transformador o transformadores en cascada. También ya es posible simular la onda de impulso oscilante con algunas limitaciones en el nivel de tensión, por medio del generador de impulso, colocando una inductancia en la salida para dar la onda oscilante.

De acuerdo a las Normas IEC 60-2, IEEE STD4, ANSI C68.1 y ANSI C68.2, los procedimientos de prueba de impulso por maniobra para los aislamientos autorrecuperables y no autorrecuperables, son los mismos que se mencionaron en el punto anterior para impulso por rayo; la diferencia radica en que para los aislamientos autorrecuperables no solamente se realiza la prueba de impulso por maniobra en seco, sino también en húmedo y además se considera el efecto de la contaminación en la tensión de aguante. La prueba de contaminación se debe realizar conforme a la Norma IEC 507, para determinar la tensión de aguante de dicho aislamiento.

FACTORES DE CORRECCION

Para los aislamientos no autorrecuperables que van en el interior de los equipos eléctricos, su rigidez dieléctrica no se ve afectada por las condiciones atmosféricas circundantes (altitud, temperatura y humedad), por tal motivo, no requieren de factores de corrección por densidad del aire (k_d) y por humedad (k_h).

Por el contrario, para los aislamientos autorrecuperables, dado que su medio dieléctrico circundante es el aire, se ve afectado por las condiciones atmosféricas circundantes.

A mayor altitud se tiene mas escasez de aire, por lo que la rigidez dieléctrica del aislamiento autorrecuperable disminuye. Un equipo eléctrico con aislamiento autorrecuperable que fue diseñado para utilizarse al nivel del mar, para el mismo nivel de aislamiento no es adecuado utilizarlo para la Ciudad de México (2300 msnm), debido a que su rigidez dieléctrica se ve disminuida alrededor del 20%; en cambio si dicho equipo fue diseñado para la Ciudad de México, se puede utilizar al nivel del mar, dado que el equipo queda sobre-aislado.

Las Normas IEC 60-1 y ANSI C68.1 indican los valores de tensión de aguante, referidos siempre a las condiciones estándar siguientes:

PARAMETRO	IEC	ANSI
Presión barométrica to	1013 mBar	760 mmHg
Temperatura to	20°C	25°C
Humedad absoluta to	11 g de agua/m ³	15 g de agua/m ³

La tendencia moderna es utilizar la Norma IEC, aunque en las Normas de ciertos equipos en particular siguen considerando la ANSI.

La Norma IEC 60-1 indica que la tensión crítica de flameo (V_{50}) para una configuración de electrodos o equipo en aire, o la humedad, aunque cuando la humedad relativa excede el 80%, dicha tensión presenta irregularidades. La tensión de aguante (V_A) y la tensión crítica de flameo (V_{50}) en el laboratorio de prueba diferente al nivel del mar (condiciones normalizadas), se ven afectadas en la forma siguiente:

$$V_A = \frac{k_d}{k_h} V_{A,0}$$

$$V_{50} = \frac{k_d}{k_h} V_{50,0}$$

donde:

$V_{A,0}$ - Tensión de aguante nominal normalizada (condiciones normalizadas al nivel del mar).

$V_{50,0}$ - Tensión crítica de flameo referida a las condiciones normalizadas.

Los factores k_d y k_h se dan como sigue:

$$k_d = (\delta)^m$$

$$\delta = \left(\frac{h}{h_0}\right)^n \cdot \left(\frac{273 + t_0}{273 + t}\right)^w$$

$$k_h = (k)^w$$

Los exponentes m , n y w dependen del tipo de tensión, de la polaridad y de la configuración de los electrodos o equipo, como se indica en la tabla III (página 25) y figura 4 (página 38) de la Norma IEC 60-1.

El valor de k depende de la humedad absoluta y del tipo de tensión considerada, siendo $k=1$ para $h=11$ g/m³, como se indica en la figura 3 (página 38) de la Norma IEC 60-1.

Por simplicidad, se supone que $m=n$ y al sustituir los valores de las condiciones estándar de las normas IEC y ANSI, se obtiene:

Norma IEC

$$k_d = \frac{b}{1013} \frac{273+20}{273+t} = \frac{0.289b}{273+t}$$

donde:

b - Presión barométrica en mBar.

t - Temperatura en °C

Norma ANSI

$$k_d = \frac{b}{760} \frac{273+25}{273+t} = \frac{0.392b}{273+t}$$

donde:

b - Presión barométrica en mmHg.

t - Temperatura en °C.

Las expresiones anteriores son válidas para la corrección de la tensión en corriente alterna e impulso por rayo y para gran altitud.

Los trabajos de investigación conjunta realizados por Italia (nivel del mar), Sudáfrica (1540 msnm) y México (1710 msnm), dieron como resultado lo siguiente:

$$V_{50} = (\sigma \cdot k)^n V_{50,0}$$

donde:

$$k = 1 + \frac{h - h_0}{100}$$

Como se aprecia el parámetro k actúa como un factor multiplicativo a la inversa de lo indicado en la Norma IEC 60-1.

Referente a los valores del exponente n determinados para impulsos de forma estándar, tiene el comportamiento siguiente:

- Para impulso por rayo los valores de "n" son muy similares a la Norma IEC.
- Para impulso por maniobra positivo los valores de la Norma IEC, resultan ser grandes.
- Para impulso por maniobra negativo, los valores de "n" son completamente inadecuados.

EJEMPLO DE APLICACION

Se probó el impulso por rayo en el Laboratorio de LAPEM (Irapuato), una cadena de aisladores, clase 69 kV, por el método de arriba y abajo, para determinar la tensión crítica de flameo, tal como se muestra en la hoja de prueba No. 1.

- 1) Explicar en que consiste el método de prueba.
- 2) Calcular la tensión crítica de flameo (V_{50}).
- 3) Calcular la desviación estándar (σ) en

kV y en por ciento.

- 4) Determinar la tensión de aguante (V_A) a la altura de Irapuato (1710 msnm).
- 5) Determinar la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores por medio de la curva acumulativa de Gauss.

Solución:

- 1) El método de prueba arriba y abajo, consiste en aplicar un impulso cercano a la tensión de aguante de la cadena de aisladores, si el aislamiento no presenta flameo, se eleva la tensión en un porcentaje no mayor del 3% para impulso por rayo y se aplica el siguiente impulso; si existe flameo en este momento se empieza a contar y se disminuye la tensión en un porcentaje no mayor del 3% y así sucesivamente, hasta realizar un número de impulsos 20.

- 2) El conteo se inició a partir del 3er impulso y se ensayaron 28 impulsos significativos.

N_0 = Número de aguantes (no flameos) = 13.

N_1 = Número de flameos = 15.

Cuando $N_0 < N_1$ para calcular la tensión crítica de flameo (V_{50}) se aplica la expresión siguiente:

$$V_{50} = V_0 + d \left(\frac{A_0}{N_0} + \frac{1}{2} \right)$$

donde:

- d - Tensión por paso en kV = 5 kV.
- V_0 - Nivel de tensión del primer impulso significativo en kV = 428 kV.
- A_0 - $\sum k \cdot n_k$
- k - Índice de nivel (Vale 0 para V_0)
- n_k - Número de aguantes en cada nivel = 13.
- N_0 - $\sum n_k$
- $A_0 = \left[\begin{matrix} (1)(0) + (0)(1) + (-1)(3) + \\ (-2)(8) + (-3)(1) \end{matrix} \right] = -22.$

$$V_{50} = 428 + 5 \left(\frac{-22}{13} + \frac{1}{2} \right) = 422 \text{ kV}$$

- 3) La desviación estándar (σ) se calcula por la expresión siguiente:

$$\sigma = 1.62 d \left(\frac{N_0 \cdot B_0 - A_0^2}{N_0^2} + 0.029 \right) \text{ (kV)}$$

donde:

$$B_0 = \sum k^2 \cdot n_k$$

$$B_0 = [(1)^2(0) + (0)^2(1) + (-1)^2(8) + (-2)^2(8) + (-3)^2(1)] = 44$$

$$\sigma = (1.62)(5) \left(\frac{(13)(44) - (-22)^2}{13^2} + 0.029 \right) = 4.45 \text{ kV}$$

$$\sigma = \frac{4.45}{422} = 1.06\%$$

- 4) La tensión de aguante a la altura de Irapuato se calcula por la expresión siguiente:

$$V_A = V_{50} (1 - 3\sigma)$$

donde:

$$\sigma = 0.03 \text{ para impulso por rayo.}$$

$$V_A(\text{Irapuato}) = 422 (1 - 1.3 \times 0.03) = 405.5 \text{ kV}$$

- 5) La curva acumulada de la rigidez dieléctrica del aislamiento, se obtiene partiendo del hecho, de que los resultados obtenidos en el Laboratorio corresponden a una distribución de Gauss. La distribución acumulativa de Gauss, se obtiene de la integral:

$$P(z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^z e^{-z^2/2} dz$$

$$z = \frac{(V - \bar{V})}{\sigma}$$

donde:

z - Variable normalizada.

V - Tensión de prueba en kV.

$\bar{V}$ - Valor de la medida en kV.

σ - Desviación estándar en kV.

La integral anterior ya ha sido resuelta por las series de Mc Claurin y se encuentran en tablas de cualquier libro de probabilidad y estadística.

Los valores de tensiones de prueba sirven para calcular z , como sigue:

$$z_1 = \frac{428 - 422}{4.45} = 1.35$$

$$z_2 = \frac{423 - 422}{4.45} = 0.22$$

$$z_3 = \frac{418 - 422}{4.45} = -0.90$$

$$z_{10} = \frac{413 - 422}{4.45} = -2.02$$

$$z_{22} = \frac{433 - 422}{4.45} = 2.47$$

De las tablas acumuladas de Gauss, para un determinado valor de z se obtiene la probabilidad, como se muestra en la tabla siguiente:

z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
0	0.5000	0.5040	0.5080	0.5120	0.5160	0.5199	0.5239	0.5279	0.5319	0.5359

NOTA:

- Para valores negativos de z , la probabilidad se obtiene directamente de la tabla.
- Para valores positivos de z , la probabilidad es 1 - Probabilidad de la tabla.

En la figura 10, se muestra la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores de 69 kV a la altura de Irapuato.

REFERENCIAS

- CFE-LyF L-0000-06, Anteproyecto de Especificación para Coordinación de Aislamiento, 1990.
- Normas IEC 60-1 y 2, High Voltage Test Techniques.
- Norma ANSI C68.1, Measurement of Voltage in Dielectric Test.
- Norma IEC 68.2, IEEE Standard Techniques for Switching Impulse Testing.
- IEC 76-3, Power Transformers
- ANSI C57.12.90, IEEE Standard Test Code for Liquid Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.
- Norma IEC 507, Artificial Pollution Test on High Voltage Insulators.
- Norma IEC 71-1, Insulation Co-ordination.

9. M. Tellarini and L. Thione, Specialization Courses on Laboratory Techniques for High Voltage Testing, México City, 1979.
10. D. Kind, An Introduction to High Voltage Experimental Technique, Ed. Vieweg, Germany.
11. M. Moreno y M. Ramírez, Influencia de la Densidad del Aire, CIGRE 33.89 (WG.07), 1989.
12. W. Diesendorf, Insulation Coordination in High Voltage Electric Power Systems, Ed. Butterworths, 1974.
13. A. Villalobos, Simulación de Sobretensiones en el Laboratorio, Memoria del Curso de Coordinación de Aislamiento, febrero de 1990.

TABLA 1.- PRUEBAS NORMALIZADAS TENSION DE AGUANTE NOMINAL

PRUEBA NORMALIZADA	CATEGORIA	AISLAMIENTO DE FASE A TIERRA	AISLAMIENTO DE FASE A TIERRA	AISLAMIENTO LONGITUDINAL
POTENCIAL APLICADO	I	APLICABLE	APLICABLE	APLICABLE
	II	NO APLICABLE	NO APLICABLE	NO APLICABLE
IMPULSO POR RAYO	I	APLICABLE	APLICABLE	APLICABLE
	II	NO APLICABLE	NO APLICABLE	NO APLICABLE
IMPULSO POR MANIOBRA	I	NO APLICABLE	NO APLICABLE	NO APLICABLE
	II	APLICABLE	APLICABLE	APLICABLE

NOTAS:

11.- CATEGORIA I SIGNIFICA HASTA 230 KV.

21.- CATEGORIA II SIGNIFICA MAYOR DE 230 KV.

**TABLA 2.- TECNICAS DE PRUEBA DE ALTA TENSION
CONFORME A LAS NORMAS IEC Y ANSI.**

PRUEBA	TIPO DE AISLAMIENTO	NORMA(S)	METODO	CONDICIONES DE PRUEBA
• POTENCIAL APLICADO	NO AUTORECUPERABLE	IEC 60-2 IEC 87-4 ANSI C 48.1	AGUANTE DE CORTA DURACION	SECO
	AUTORECUPERABLE	IEC 60-2 IEC 87-4 ANSI C 48.1	TENSION CRITICA DE FLAREO	SECO Y HUMEDO
		IEC 507	TENSION CRITICA DE FLAREO	CONTAMINACION
• POTENCIAL INDUCIDO	NO AUTORECUPERABLE	IEC 74-3 ANSI C59.12.90	AGUANTE DE CORTA DURACION	SECO
			AGUANTE DE LARGA DURACION	
• IMPULSO POR RAYO	NO AUTORECUPERABLE	IEC 60-2 IEC 87-4 ANSI C 48.1	AGUANTE CON 3 IMPULSOS	SECO
	AUTORECUPERABLE	IEC 60-2 IEC 87-4	AGUANTE CON 15 IMPULSOS	
		ANSI C 48.1	AGUANTE CON 5 IMPULSOS	
		IEC 60-2 IEC 87-4 ANSI C 48.1	TENSION CRITICA DE FLAREO CON 5 IMPULSOS (CORONA Y ARJOS)	
• IMPULSO POR MANIOBRA	NO AUTORECUPERABLE	IEC 60-2 IEC 87-4 ANSI C 48.1	AGUANTE CON 3 IMPULSOS	SECO
	NO AUTORECUPERABLE	IEC 60-2 IEC 87-4	AGUANTE DE 15 IMPULSOS	SECO Y HUMEDO
		ANSI C 48.1	AGUANTE CON 5 IMPULSOS	
		IEC 60-2 IEC 87-4 ANSI C 48.1	TENSION CRITICA DE FLAREO CON 5 IMPULSOS (CORONA Y ARJOS)	
		IEC 507	TENSION CRITICA DE FLAREO	CONTAMINACION

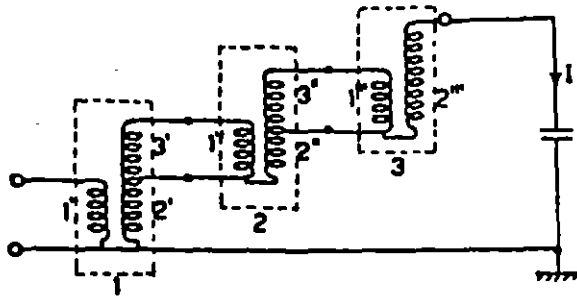


FIGURA 1.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE 3 TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS.

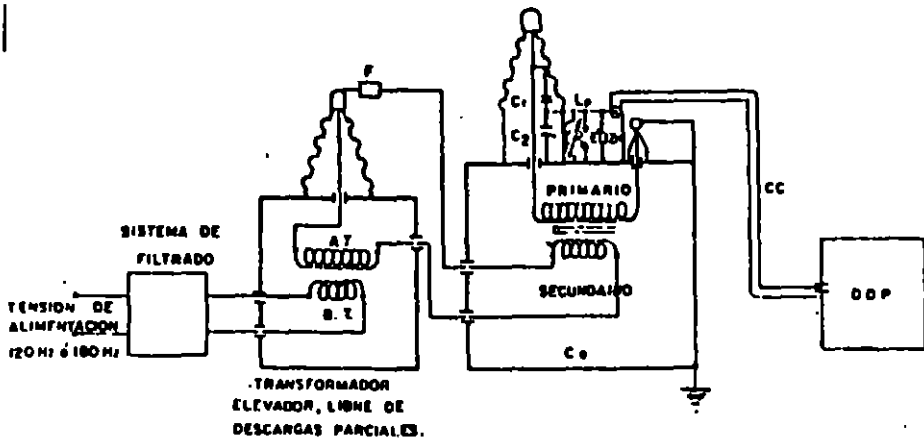


FIGURA2 ~ MEDICION DE DESCARGAS PARCIALES EN TRANSFORMADORES DURANTE LA PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO, UTILIZANDO DERIVADOR (TAP) CAPACITIVO Y UN INSTRUMENTO DE MEDICION (DOP).

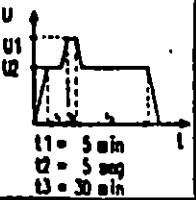
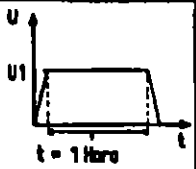
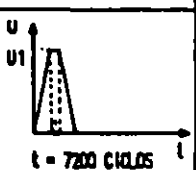
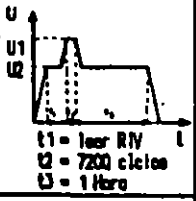
ESPECIFICACION	SECUENCIA Y DURACION	TENSION DE PRUEBA	METODO DE DETECCION	NIVEL MAXIMO
IEC 76-3	 $t_1 = 5 \text{ min}$ $t_2 = 5 \text{ seg}$ $t_3 = 30 \text{ min}$	$U_1 = \sqrt{3} U_n / \sqrt{3}$ $U_2 = \text{acuerdo}$ a) $1.5 U_n / \sqrt{3}$ b) $1.3 U_n / \sqrt{3}$	C. APARENTE IEC 270	a) 500 pC b) 300 pC
IEEE 262 B	 $t = 1 \text{ Hora}$	$U_1 = 1.5 U_n / \sqrt{3}$	NIVEL RIV NEMA 107	100 μN
NEMA TR 1	 $t = 7200 \text{ CICLOS}$	$U_1 = 1.2 U_n / \sqrt{3}$	NIVEL RIV NEMA 107	5000 μN MAX
ANSI C57.12.90	 $t_1 = 1 \text{ sec RIV}$ $t_2 = 7200 \text{ ciclos}$ $t_3 = 1 \text{ Hora}$	$U_1 = \sqrt{3} U_n / \sqrt{3}$ $U_2 = 1.5 U_n / \sqrt{3}$	NIVEL RIV NEMA 107	100 μN $\Delta RIV < 30 \mu\text{N}$
CSA (CANADA) C88 - 1479	 $t_1 = 7200 \text{ ciclos}$ $t_2 = 1 \text{ Hora}$	$U_1 = 1.7 U_n / \sqrt{3}$ $U_2 = 1.5 U_n / \sqrt{3}$	NIVEL RIV EEMAC L 13-1	100 μN $\Delta RIV < 20 \mu\text{N}$
U _n Tensión medr. sistema U _n Tensión nominal				

FIG. 3 MODALIDAD DE PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES POR LAS NORMAS EXTRANJERAS

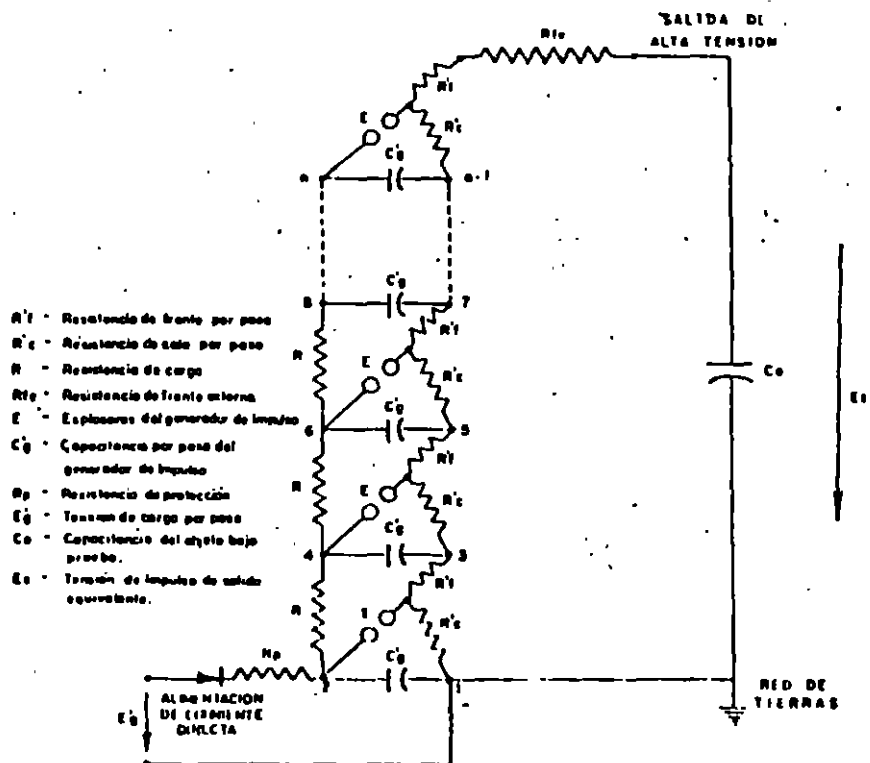


FIGURA 4.- CIRCUITO DEL GENERADOR DE IMPULSO DE MARX MODIFICADO CON "n" PASOS

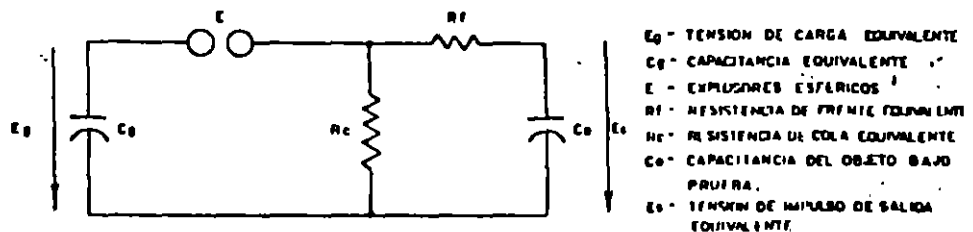


FIGURA 5.- CIRCUITO PARA LA GENERACION DE LA TENSION DE IMPULSO, DE UN SOLO PASO; EQUIVALENTE AL GENERADOR DE IMPULSO DE "n" PASOS.

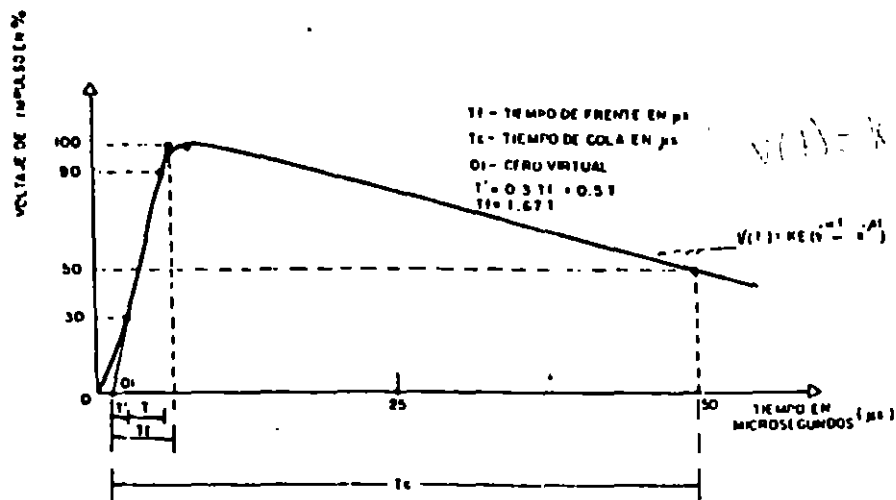


FIGURA 6 FORMA DE ONDA DE TENSION DE IMPULSU NORMALIZADA ($T_1 = 1.2 \mu s$ / $T_c = 50 \mu s$), POR LAS NORMAS IEC Y ANSI

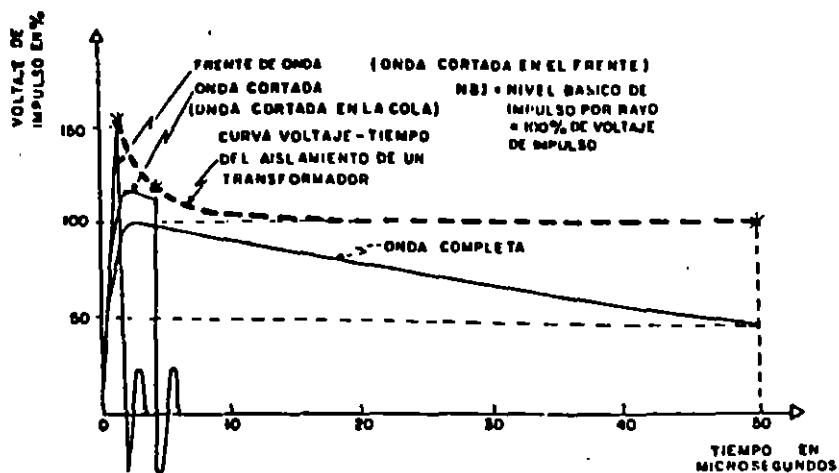


FIGURA 7 CURVA VOLTAJE - TIEMPO DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR.

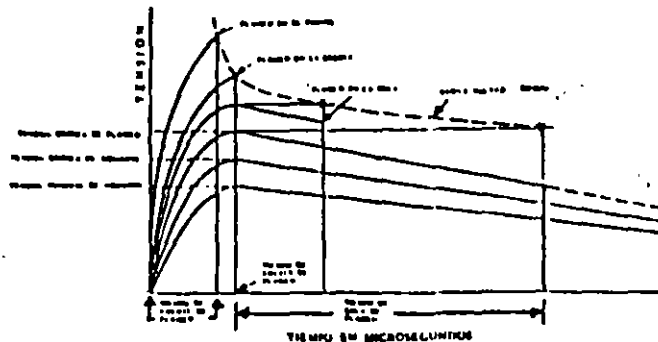
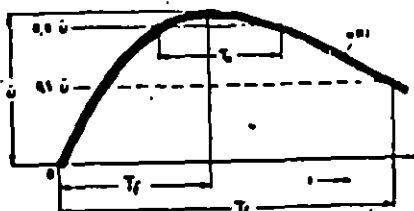


Figura 8
CURVA VOLTAJE - TIEMPO DE UN AISLAMIENTO AUTORRECUPERABLE



T_f	TIEMPO DE FRENTE = 250 μ s	TOLERANCIAS	VALOR DE CRESTA = 3%
T_c	TIEMPO DE COLA = 2500 μ s		TIEMPO DE FRENTE = 20%
T_d	TIEMPO INSTANTÁNEO DEL 90% DEL VALOR MÁXIMO.		TIEMPO DE COLA = 60%

Figura 9
FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE IMPULSO
POR MANIOBRA (NORMA ANSI C68.2-1972)

CURVA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DE LA CADENA DE AISLADORES EN IRAPUATO (69KV)

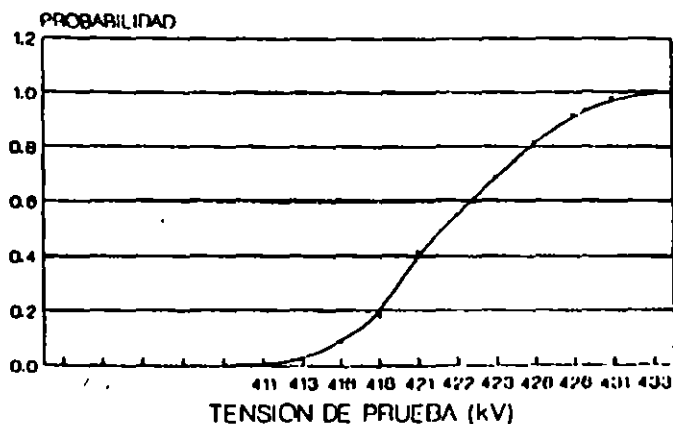


FIGURA No. 10

SOBRETENSIONES/ESFUERZOS ELECTRICOS EN SISTEMAS DE POTENCIA
Curso Tutorial de Coordinación de Aislamiento
Reunión de Verano de Potencia - IEEE Sección México
Acapulco, Gro. del 21 al 26 de Julio de 1991
Víctor F. Hermosillo

1. INTRODUCCION

El diseño apropiado del nivel de aislamiento eléctrico de un sistema de potencia debe llegar a un balance entre el aguante, el costo y la fiabilidad de los elementos del sistema ante un esfuerzo eléctrico determinado. El aguante ante un cierto esfuerzo eléctrico puede requerir de aislamiento adicional, que incrementa la fiabilidad pero implica mayores costos. Comúnmente, el costo representa un factor limitante mayor que la factibilidad técnica.

La ruptura o deterioro del aislamiento eléctrico depende de la magnitud, forma y duración del esfuerzo eléctrico a que éste se sujeta. Los fenómenos físicos involucrados en la ruptura de un aislamiento son diferentes para distintos tipos de esfuerzo. Debido a lo anterior, las normas internacionales han propuesto clasificar los esfuerzos típicos encontrados en sistemas de potencia, definiendo características de aguante del aislamiento en base a cada tipo de esfuerzo.

La clasificación de esfuerzos eléctricos y sobretensiones de acuerdo a la norma IEC-71 se muestra en la Figura 1. Cada clase incluye la definición de una forma del esfuerzo respecto al tiempo, un rango de valores para las frecuencias y períodos de tiempo involucrados, así como una forma y prueba estandarizada.

2. VOLTAJES CONTINUOS EN EL SISTEMA

El voltaje nominal se define como el voltaje efectivo (rms), entre fases, a la frecuencia de operación de un sistema de potencia, bajo condiciones normales. A diferencia de voltajes transitorios y temporales, que ocurren bajo condiciones anormales de operación, el voltaje nominal del sistema representa un esfuerzo eléctrico continuo aplicado al aislamiento. Es importante considerarlo en procesos de envejecimiento del aislamiento y en problemas de contaminación.

En ocasiones un sistema eléctrico opera al voltaje máximo del sistema (v.g. 5 a 10% mayor al nominal). Las normas internacionales incluyen valores recomendados para el voltaje máximo de operación para efectos de estandarización del equipo y sistemas, por ejemplo, la norma IEC-71 contiene tablas en dos rangos: 1 kV a 245 kV y mayores de 245 kV.

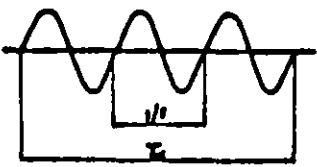
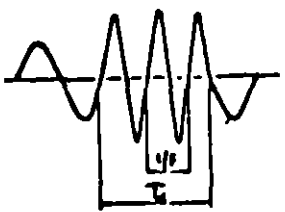
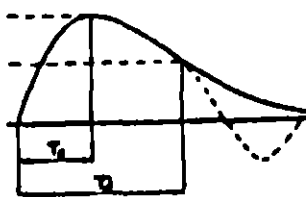
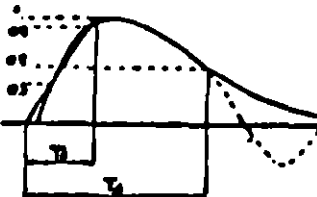
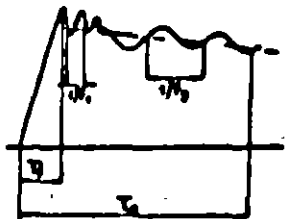
CLASS	LOW FREQUENCY		TRANSIENT		
	CONTINUOUS	TEMPORARY	SLOW-FRONT	FAST-FRONT	VERY-FAST-FRONT
voltage shape					
range of voltage shapes	$f = 50 \text{ or } 60 \text{ Hz}$ $T_d \geq 1 \text{ hr}$	$50 < f < 500 \text{ Hz}$ $0.03 < T_d < 3600 \text{ s}$	$30 < T_f < 3000 \mu\text{s}$ $0.3 < T_d < 30 \text{ ms}$	$0.3 < T_f < 30 \mu\text{s}$ $3 < T_d < 300 \mu\text{s}$	$3 < T_f < 300 \text{ ns}$ $0.3 < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $0.03 < T_d < 3 \text{ ns}$
standard voltage shape	$f = 50 \text{ or } 60 \text{ Hz}$ $T_d = (\cdot)$	$48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_d = 1 \text{ min}$	$T_f = 250 \mu\text{s}$ $T_d = 2500 \mu\text{s}$	$T_f = 1.2 \mu\text{s}$ $T_d = 50 \mu\text{s}$	under consideration
standard withstand test	long-duration power-frequency test	short-duration power-frequency test	switching impulse test	lightning impulse test	(chopped impulse) under consideration

Figura 1. Clasificación de esfuerzos eléctricos y sobretensiones de acuerdo a la norma IEC-71.

3. SOBRETENSIONES

Una sobretensión es cualquier voltaje entre fases o entre fase y tierra, cuyo valor de cresta sea mayor que el valor de cresta del voltaje máximo del sistema, es decir, $V_m \sqrt{2} / \sqrt{3}$ entre fase y tierra o $V_m \sqrt{2}$ entre fases.

Las sobretensiones se expresan en valores por unidad (V_{pu}), utilizando el voltaje máximo del sistema (V_m) como base. Por ejemplo, una sobretensión entre fase y tierra con valor máximo V_{f-t}

$$V_{pu} = \frac{V_{f-t} \sqrt{3}}{V_m \sqrt{2}} \quad \dots(1)$$

4. SOBRETENSIONES TEMPORALES

Es un voltaje oscilatorio, con una duración relativamente larga, no amortiguado o ligeramente amortiguado. La magnitud y duración de este tipo de sobretensiones somete a los apartarrayos a requerimientos severos en su capacidad de descarga y su estabilidad térmica. Una estimación correcta de su probabilidad de ocurrencia es esencial para determinar las características necesarias en los apartarrayos.

Las sobretensiones temporales son de carácter probabilístico debido a los factores aleatorios involucrados en los fenómenos que las producen. Estos factores están asociados con la forma en que se opera el sistema y la configuración del mismo (maniobras de interrupción, variaciones de voltaje, la aleatoriedad de los puntos sobre la línea donde ocurre una falla, etc.). En la práctica, estas sobretensiones ocurren como consecuencia de maniobras o debido a fallas y acciones correctivas, por lo tanto, hay una alta probabilidad de coincidencia de sobretensiones temporales y por maniobra.

Las sobretensiones temporales se pueden clasificar en tres diferentes grupos, de acuerdo a los componentes de frecuencia de la sobretensión:

Grupo 1. Sobretensiones temporales con una frecuencia de oscilación muy cercana a la frecuencia de operación del sistema. Producidas por fenómenos tan variados como: pérdida repentina de carga, corto circuitos asimétricos, efecto capacitivo en líneas largas con el extremo de entrega abierto (efecto Ferranti), resonancia en circuitos lineales producida por fases abiertas o por operación no sincronizada de interruptores, resonancia inducida entre circuitos acoplados y oscilaciones armónicas en circuitos no lineales.

En la Figura 2 se muestran distribuciones de frecuencia acumuladas para magnitudes de sobretensiones temporales debidas a maniobras en líneas sin carga, maniobras en el secundario y maniobras en líneas terminadas en transformadores.

Si se conocen las magnitudes máxima y mínima de sobretensiones temporales que pueden ocurrir en un sistema (ver Figura 2), es posible calcular la distribución de sus valores utilizando la siguiente fórmula:

$$P(V_e \geq V) = k \left((1/AV - E)^{m+1} - (1 - 1/AV_{\min})^{m+1} \right) \dots (2)$$

$$k = \frac{1}{(1 - 1/AV_{\max})^{m+1} - (1 - 1/AV_{\min})^{m+1}}$$

$$E = 1/AV_{\min} + 1/AV_{\min} - 1$$

Esta fórmula empírica es producto de ochenta mil mediciones realizadas en los sistemas de la URSS. $P(V_e \geq V)$ es la probabilidad de que la sobretensión V_e en el extremo abierto de la línea sea mayor que un valor V . El factor A es la razón entre el voltaje en el nodo de envío y el voltaje en el extremo abierto de la línea ($A \leq 1$), podemos suponer $A=1$. El exponente m depende de la forma de conexión de los reactores en paralelo, una línea de transmisión con estos elementos conectados permanentemente, con reactores que se desconectan por medio de un controlador durante cada recierre automático o para líneas sin reactores en paralelo, consideramos $m = 2$. Si los reactores en paralelo se conectan y desconectan de acuerdo a la potencia transmitida, $m = 0$.

La duración de las sobretensiones transitorias para el caso de maniobras producto de fallas (corto circuito, recierre automático, etc.) con operación simultánea de ambos lados de la línea con señales en micro-ondas o carrier, tiene valores típicos entre 0.02 y 0.15 s. Si actúa una protección de distancia o de respaldo, esta duración es entre 0.3 y 0.5 s.

Grupo 2. Sobretensiones temporales con frecuencia de oscilación mayor, a la frecuencia de operación del sistema. Este tipo de sobretensiones se deben a oscilaciones forzadas con armónicas superiores pares o impares. Existen dos casos de importancia práctica:

a) Resonancia de estado estable: un circuito típico en el que puede ocurrir este fenómeno se muestra en la Figura 3. La corriente de magnetización que fluye por la inductancia no lineal L_m , contiene componentes a la frecuencia fundamental y componentes con armónicas superiores impares. Su probabilidad de ocurrencia es muy baja.

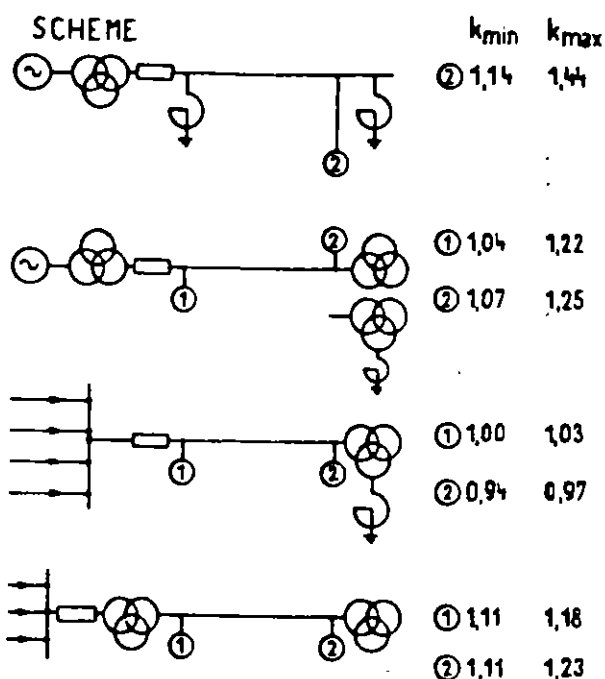
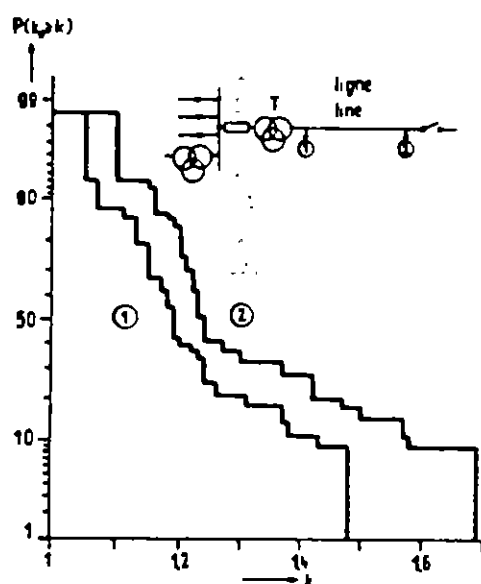
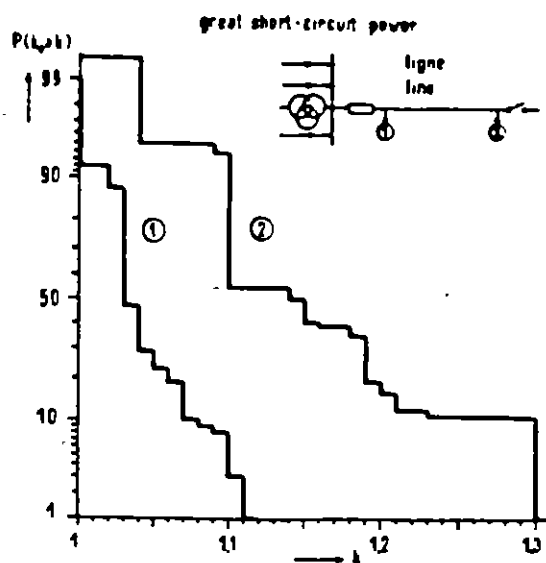
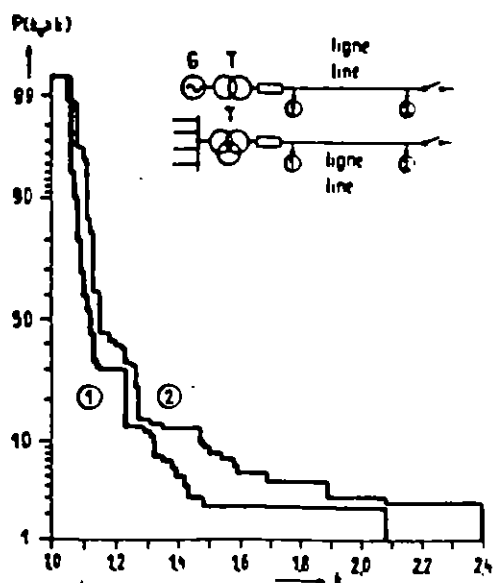
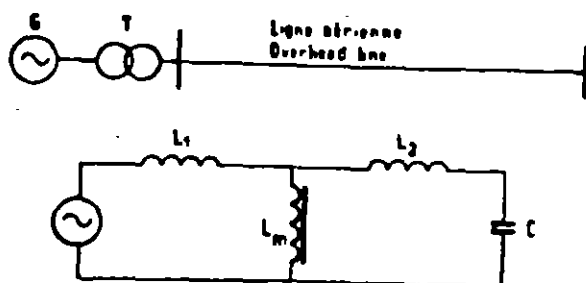


Figura 2. Curvas de distribución de frecuencia acumulada para magnitudes de sobretensiones temporales en el extremo de envío (1) y en el extremo de recepción (2): a) fuente con bajo nivel de corto circuito (230 mediciones/curva), b) fuente con alto nivel de corto circuito (100 mediciones/curva), maniobras en el secundario (70 mediciones/curva), c) rango de magnitudes medidas para diferentes circuitos.



L_1, L_2 - short-circuit and magnetizing inductance of the transformer
 L_2, C - inductance and capacitance of the overhead line.

Figura 3. Circuito en el que ocurre resonancia en estado estable con componentes fundamental y armónicas superiores.

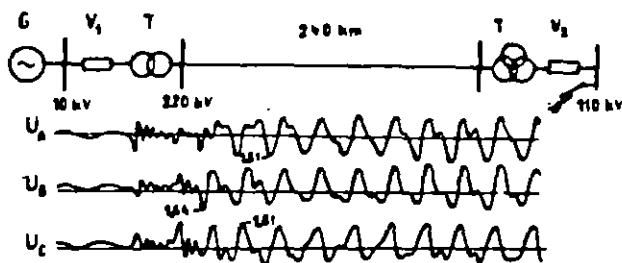


Figura 4. Circuito en el que ocurre resonancia transitoria al eliminar una falla trifásica en el secundario de un transformador. El interruptor en V2 esta abriendo.

b) Resonancia transitoria: se presentan durante maniobras en líneas terminadas en un transformador sin carga, maniobras en el secundario de un transformador en el extremo de entrega de una línea (Figura 4), produciendo armónicas pares e impares.

Grupo 3. Sobretensiones temporales subarmónicas. Son características en líneas aéreas con compensación en serie. En algunas ocasiones su probabilidad de ocurrencia llega a 10%; aunque para un sistema bien diseñado, esta probabilidad es cercana a cero.

De acuerdo a la experiencia en campo obtenida de distintos países, la magnitud de sobretensiones transitorias en sistemas de potencia reales no llega a valores mayores de 2.0 pu.

4.1 FALLAS A TIERRA

Una falla a tierra produce una sobretensión temporal no amortiguada que persiste hasta que el el esquema de protección produce una maniobra que suprime la falla.

El tipo más común de falla se produce entre una fase y tierra, causando una sobretensión en las fases sanas, que se sostiene hasta que se corrige la situación. La magnitud de la sobretensión en las fases sanas depende de la relación entre la impedancia de secuencia cero y de secuencia positiva del sistema, vistas desde el punto donde ocurre la falla. Por lo tanto, su magnitud esta relacionada con el aterrizamiento del sistema. Esta sobretensión será menor de 1.4 pu para sistemas aterrizados efectivamente y puede llegar a 1.73 pu o más en sistemas no aterrizados.

Un sistema aterrizado efectivamente se define como aquél en el que el máximo voltaje efectivo entre fase y tierra en una de las fases sanas durante una falla es 80% o menor que el voltaje nominal entre fases en el sistema donde se localiza la falla.

La norma IEC-71 incluye gráficas para obtener el factor de aterrizamiento k , en base a las relaciones entre la resistencia de secuencia positiva, la resistencia y la reactancia de secuencia cero, con la reactancia de secuencia positiva, R_1/X_1 , R_0/X_1 y X_0/X_1 , desde el punto donde ocurre la falla (Figura 5). El factor de aterrizamiento es la razón entre el voltaje efectivo máximo de fase a tierra en una fase sana durante una falla y el voltaje efectivo de operación del sistema entre fase y tierra. Para un sistema aterrizado efectivamente $k = \sqrt{3} (0.8) = 1.4$.

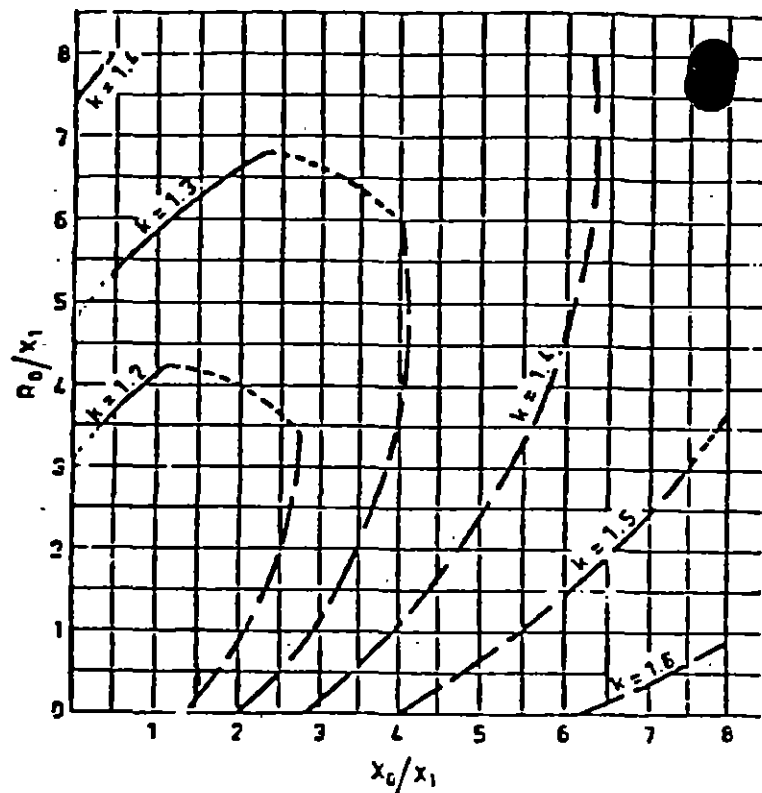
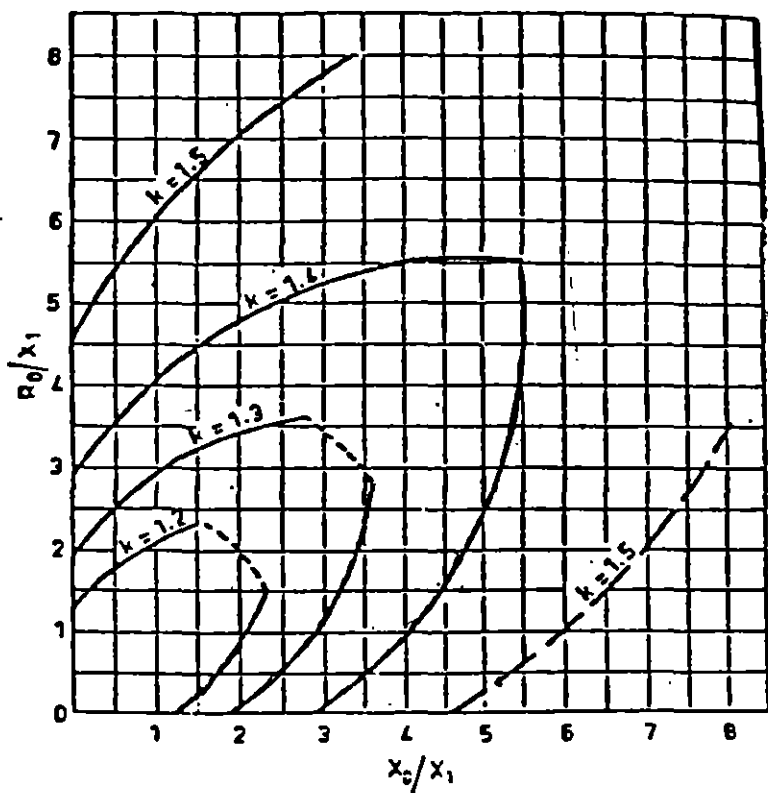
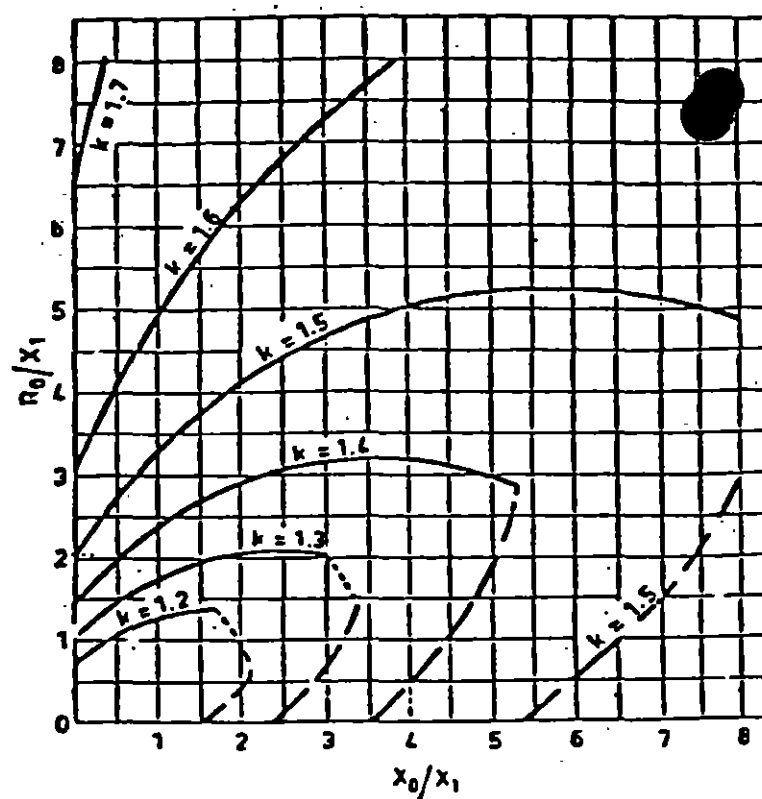
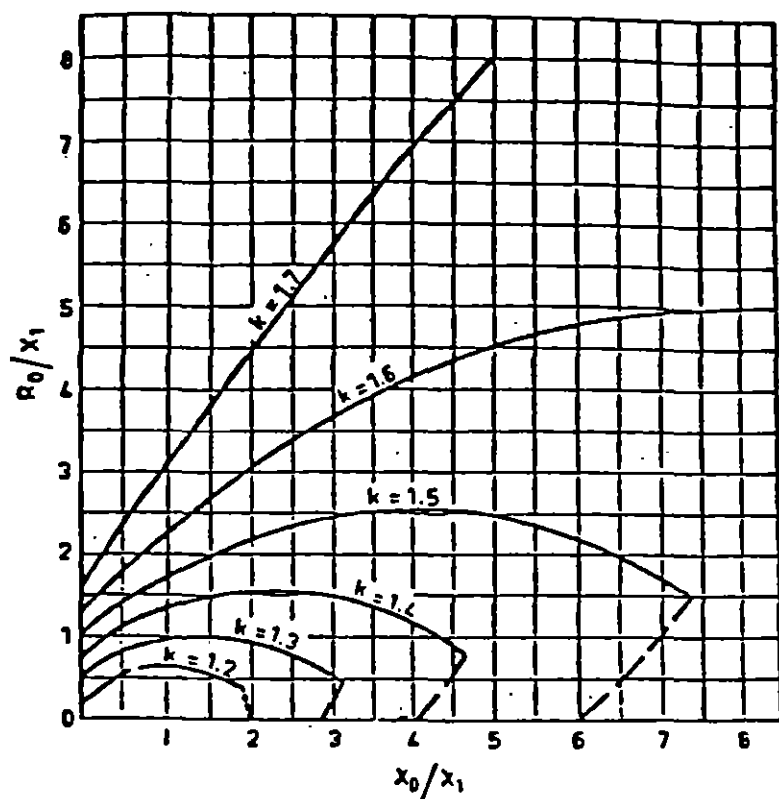


Figura 5. Factores de aterrizamiento para: a) $R_1 = 2X_1$, b) $R_1 = X_1$, c) $R_1 = 0.5X_1$ y d) $R_1 = 0$.

4.2 CAMBIOS REPENTINOS EN LA CARGA

El peor caso de este tipo de sobretensiones ocurre cuando se produce un rechazo o pérdida de carga, al abrirse el interruptor remoto de una línea por la que se transmite una parte substancial de la potencia de una central generadora (Figura 6). El voltaje tiende a subir al disminuir la caída de potencial en la impedancia equivalente en serie del sistema y al producirse una aceleración del generador.

La sobretensión en el generador está determinada por el nivel de corto circuito del sistema, la velocidad del generador (respuesta del gobernador de velocidad, sistema de excitación), las características de la carga antes y después del evento, las longitudes de las líneas conectadas y la cantidad de reactivos generados por la línea (incluyendo compensación en serie o paralelo). Se puede lograr un cálculo preciso de las sobretensiones por rechazo de carga utilizando una simulación digital que incluya las características dinámicas de las máquinas, sus sistemas de control, así como el modelado de las líneas y cargas.

En pruebas de rechazo de carga en sistemas de potencia reales se han obtenido sobretensiones con magnitudes máximas de 1.45 pu.

4.3 EFECTO FERRANTI

Este efecto ocurre debido a la corriente capacitiva, producida por la carga de una línea de transmisión, fluye por la impedancia en serie cuando se abre el extremo lejano de una línea larga no compensada (Figura 7). En estas condiciones el voltaje en el extremo abierto (V_2) es siempre mayor que el voltaje en el nodo de envío (V_1). El voltaje senoidal en el extremo abierto está dado por

$$V_2 = \frac{V_1}{\cos(\beta l)} \quad \dots(3)$$

($\beta = 7.2^\circ$ cada 100 km a 60 Hz, l : longitud de la línea, km)

El efecto Ferranti se puede disminuir mediante compensación inductiva en paralelo o compensación capacitiva en serie.

4.4 RESONANCIA

Algunas de las más severas sobretensiones temporales ocurren debido a condiciones de resonancia. En su forma más simple, el circuito equivalente de un sistema resonante consiste de una fuente, un interruptor y un circuito resonante RCL. La sobretensión se produce al cerrar el interruptor, limitada por pérdidas y efectos de saturación de algunos componentes.

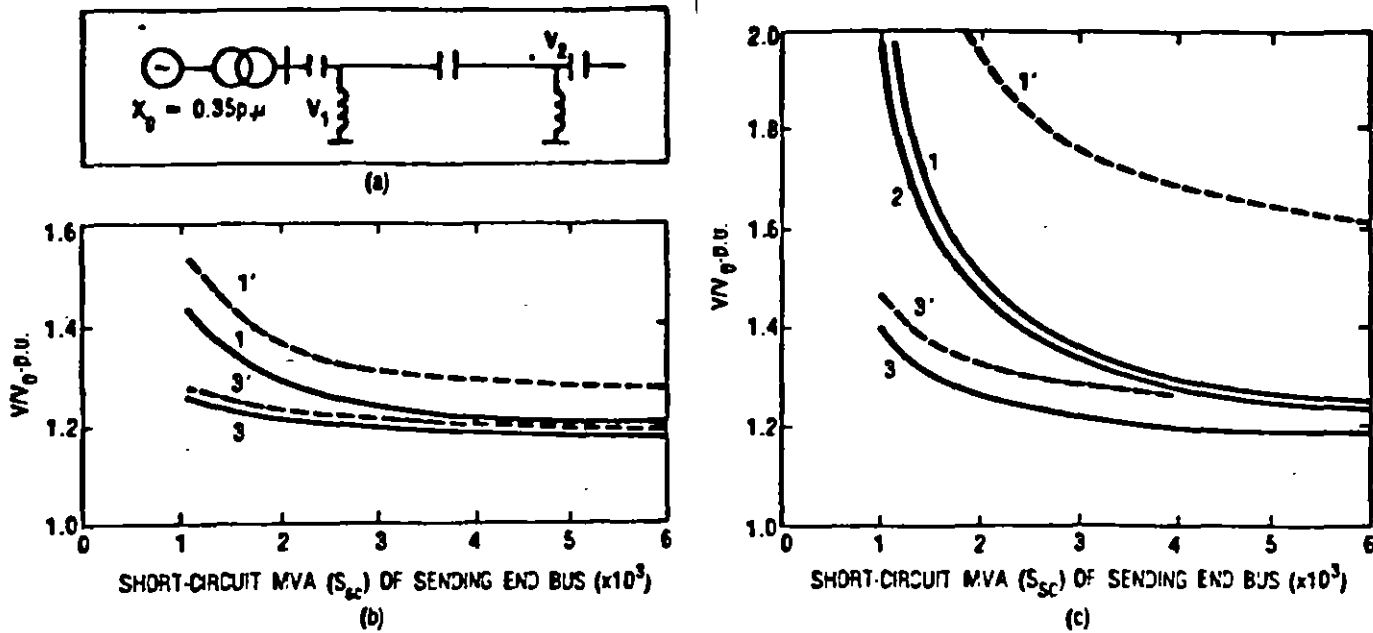


Figura 6. Sobretensiones a frecuencia nominal causados por rechazo de carga: a) diagrama, b) línea de 300 km de longitud, c) línea de 600 km de longitud. 1 y 1' sin compensación, 2 con compensación capacitiva en serie de 50%, 3 y 3' con 50% de compensación en serie y 70% de compensación en paralelo. 1, 2 y 3 son voltajes en el nodo de envío, 1' y 3' son voltajes en el nodo de recepción. Voltaje nominal 400 kV, carga inicial 33% del nivel de corto circuito del nodo de envío. Se supone un incremento en la velocidad del generador de 10% y se desprecian pérdidas.

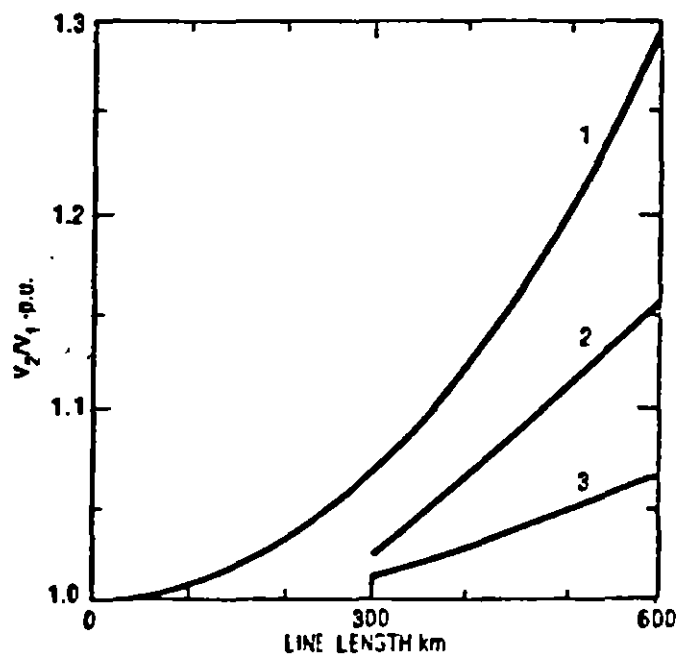


Figura 7. Magnitud de sobretensiones debidas al Efecto Ferranti: (1) sin compensación, (2) compensación en serie de 50% y (3) 50% de compensación en serie, 70% de compensación en paralelo.

Ignorando las pérdidas, la sobretensión se puede aproximar con la siguiente ecuación

$$V_2 = \frac{V_1 X_c}{X_L + X_c} \quad \dots(4)$$

donde V_1 es el voltaje en el nodo de envío y V_2 es el voltaje en el nodo de recepción.

En la práctica se pueden producir condiciones cercanas a la resonancia. Un ejemplo es el caso de la apertura de una fuente de alta tensión que alimenta a un circuito de baja tensión por medio de un cable y un transformador, si la reactancia inductiva del transformador es cercana a la reactancia capacitiva del cable. Otro caso de resonancia es cuando las armónicas asociadas a la saturación de un transformador tienen frecuencias cercanas a la frecuencia natural de resonancia del sistema. Las sobretensiones debidas a resonancia pueden evitarse cambiando las impedancias de elementos del sistema. Esta consideración debe formar parte de los criterios de diseño del mismo.

4.5 FERRORESONANCIA

Este tipo de sobretensiones ocurre cuando un elemento magnético saturable del sistema es excitado por una capacitancia. La capacitancia puede representar, por ejemplo, al capacitor de graduación entre los contactos abiertos de un interruptor o la capacitancia a tierra de un cable (Figura 8).

Este fenómeno puede producirse también cuando solamente una o dos fases de un sistema se encuentran energizadas debido a la operación de fusibles o interruptores (Figura 9). El elemento saturable puede representar transformadores de potencial (con reactancias altas) conectados al bus abierto, o bien, un transformador con terciario conectado en delta que a su vez alimenta transformadores auxiliares.

La sobretensión en las terminales depende de la magnitud y forma de la corriente que fluye por el elemento magnético, a su vez, esta corriente depende del estado magnético del elemento. Al entrar y salir éste de la región de saturación (Figura 10), su inductancia efectiva cambia, resultando en voltajes con multitud de armónicas. Estos voltajes pueden presentar componentes con frecuencias mayores o menores de la frecuencia de operación del sistema (Figura 11). Diversos estudios efectuados con TNA muestran que existe mayor posibilidad de que se presente ferresonancia en sistemas en los que la reactancia capacitiva equivalente sea menor que veinte veces la reactancia inductiva, $X_c < 20 X_L$.

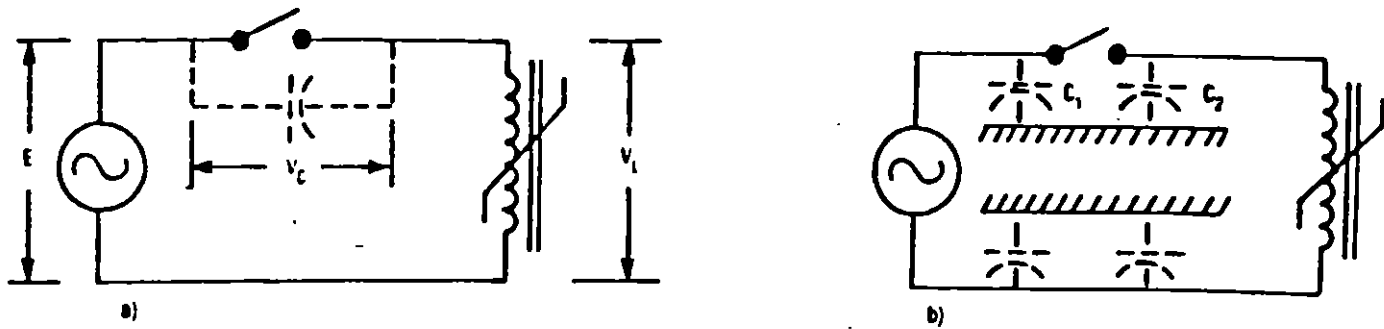


Figura 8. Circuitos sujetos a ferrorsonancia: a) excitación por medio de la capacitancia entre los contactos de un interruptor abierto, b) excitación por medio de una capacitancia a tierra.

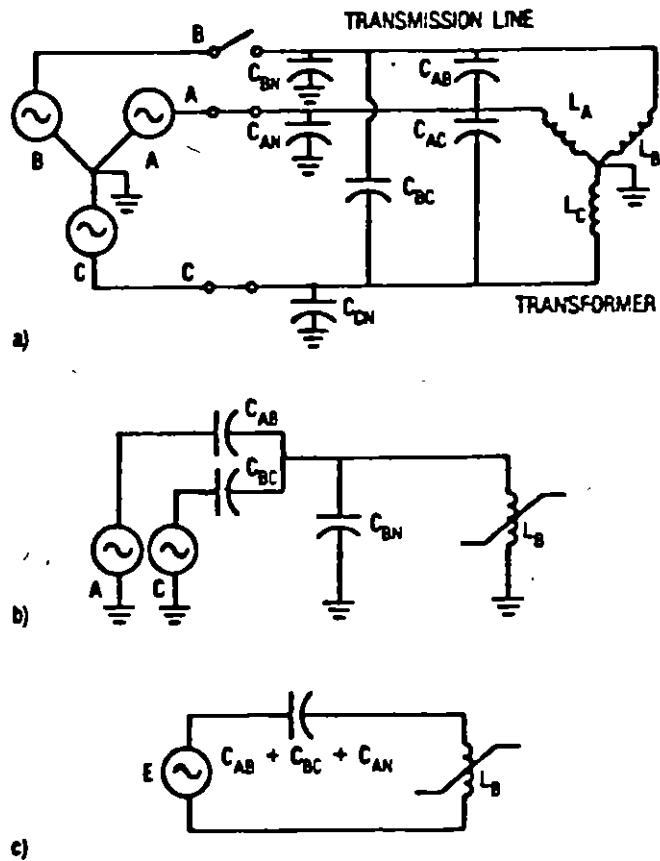


Figura 9. Circuito trifásico con fase B abierta, sujeto a ferreresonancia: a) representación trifásica, b) y c) circuitos equivalentes simplificados.

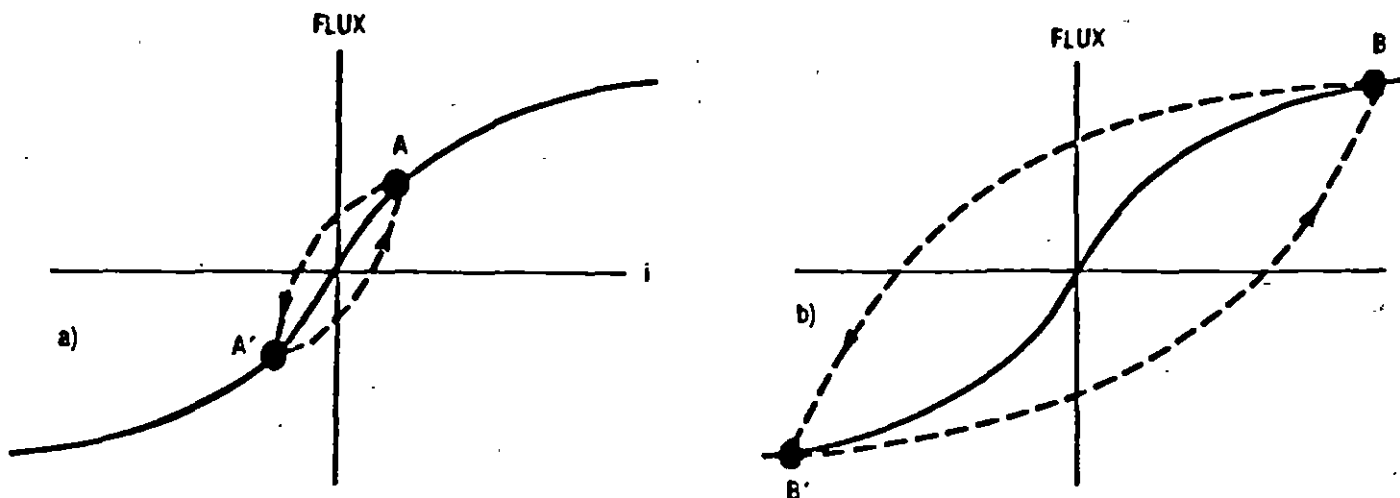


Figura 10. Operación de un elemento ferromagnético: a) en la región lineal y b) en la región saturada.

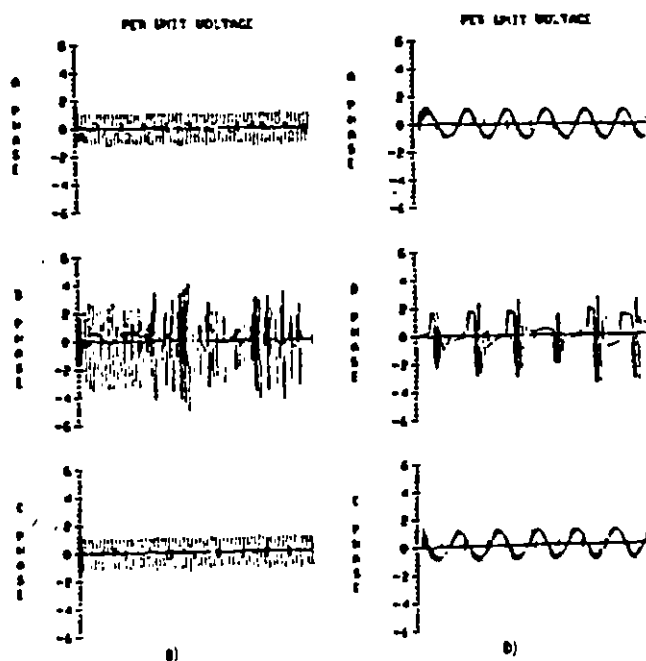


Figura 11. Voltajes ferroresonantes producidos por la apertura de la fase B (ver Figura 9): a) escala 100 ms/div b) escala 10 ms/div.

Las sobretensiones por ferresonancia se pueden controlar operando los transformadores a una densidad de flujo reducida, también se pueden implementar procedimientos de maniobra que eviten energizar un transformador sin carga a través de elementos capacitivos.

4.6 ENERGIZACION DE UNA LINEA TERMINADA EN UN TRANSFORMADOR

Este tipo de maniobras producen sobretensiones temporales ligeramente amortiguadas. Se originan durante la energización o recierre de una línea terminada en un transformador. Después del transitorio inicial (que se clasifica como sobretensión por maniobra), la corriente de excitación del transformador produce un sobrevoltaje sostenido durante varios segundos (Figura 12). Su magnitud depende del instante en que se cierre el interruptor, la impedancia equivalente de la fuente, los parámetros de la línea y el transformador y del flujo residual de éste último.

5. SOBRETENSIONES POR MANIOBRA

Son voltajes transitorios, amortiguados y de relativamente corta duración, producidos por acciones de conexión o desconexión por medio de elementos de interrupción del sistema. La magnitud de una sobretensión por maniobra depende del voltaje de operación del sistema. Actualmente se clasifican como sobretensiones transitorias de frente lento.

5.1 CIERRE Y RECIERRE DE LINEAS DE TRANSMISION

La energización de una línea en vacío, no terminada en un transformador, produce sobretensiones debido a las ondas viajeras en los conductores, estas ondas son producidas por el cierre del interruptor o pueden ser causadas por acoplamiento entre fases. Los tiempos relativos de cierre entre los polos del interruptor son importantes para determinar este tipo de sobretensiones, otros factores involucrados son la longitud de la línea, el grado de compensación en paralelo, las características de la fuente equivalente en el nodo de envío, la utilización de resistencias de preinserción y el tipo de terminación en el extremo de la línea. En general las sobretensiones son mayores en el extremo de entrega de la línea.

La apertura de una línea puede dejar un voltaje remanente en la línea desenergizada. A menos que la carga atrapada sea drenada a tierra por medio de un transformador o reactor, puede permanecer en la línea durante varios segundos. La cantidad de carga dependerá de la capacitancia equivalente de la línea y del valor de la resistencia de preinserción (Figura 13), su decremento en el tiempo varía según las condiciones atmosféricas (Figura 14).

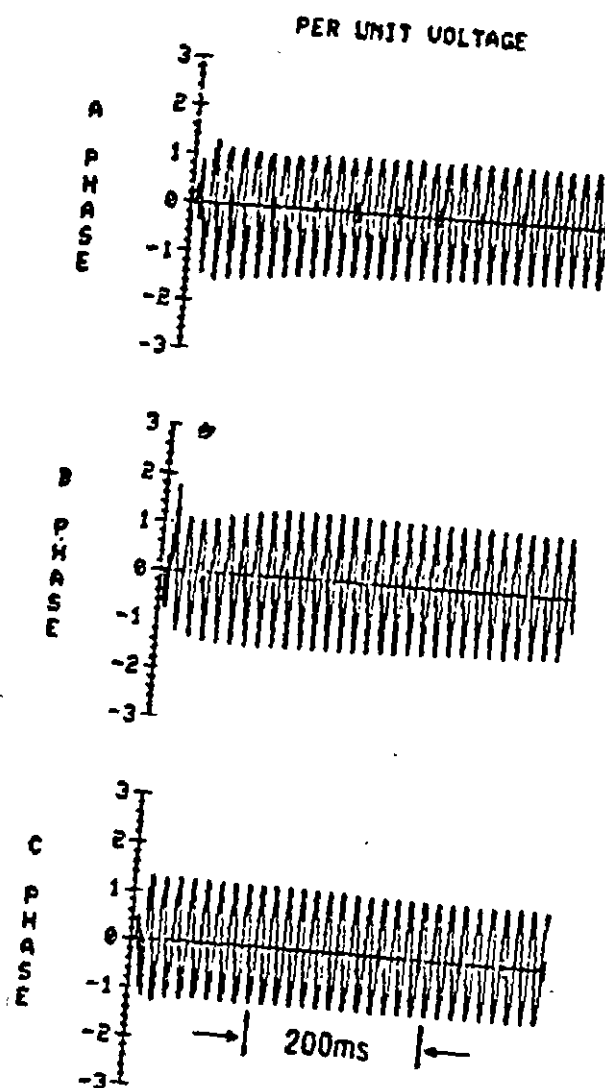


Figura 12. Sobretensión temporal producida al energizar una línea terminada en un transformador.

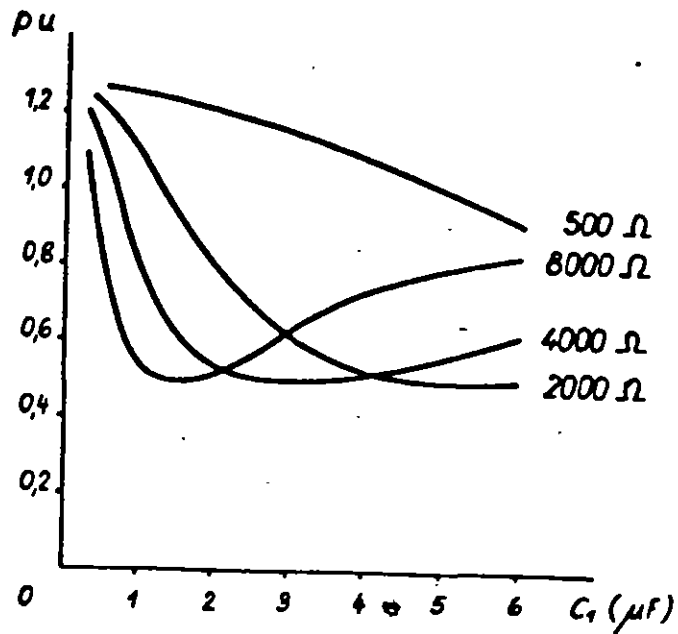


Figura 13. Variación del valor en por unidad de la carga atrapada, en función de la capacitancia total de la línea y el valor de la resistencia de preinserción.

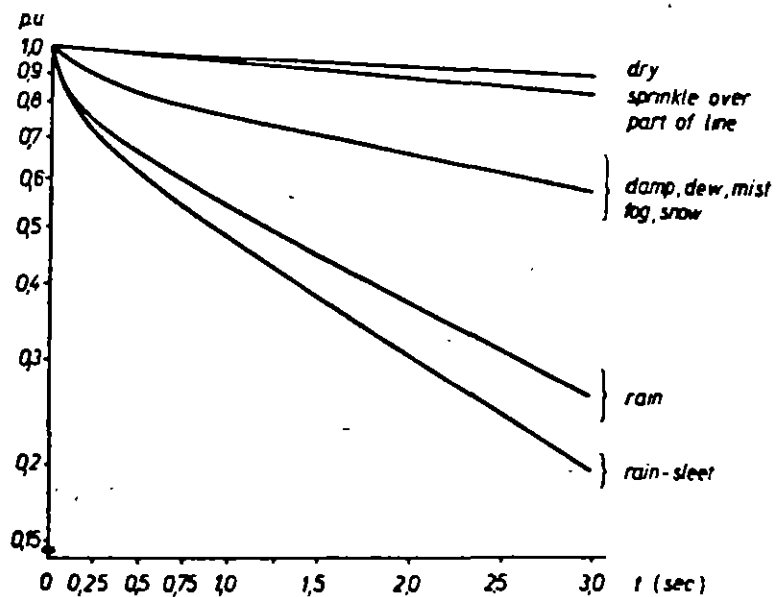


Figura 14. Variación del valor por unidad de la carga atrapada en una línea en función del tiempo y las condiciones atmosféricas.

Si ocurre un recierre de una línea con carga atrapada y, en el instante en que el interruptor cierra, el voltaje de la fuente tiene polaridad opuesta al voltaje en la línea abierta, se pueden producir sobretensiones muy altas.

Como resultado de un estudio realizado en conjunto por los comités 13 y 33 de CIGRE, se elaboró un diagrama que condensa información sobre factores de sobretensión producidos por el cierre y recierre de líneas (Figura 15). Este diagrama incluye resultados de simulaciones digitales, TNA y mediciones en campo. Se muestran valores mínimos, medios y máximos para una combinación de condiciones del sistema, en forma de un árbol de decisiones. Las opciones son: cierre o recierre trifásico, con o sin resistencia de preinserción, con una fuente inductiva o compleja (sistemas con cables, en los que debe añadirse una capacitancia en paralelo en el equivalente de Thévenin), compensación en paralelo mayor o menor al 50%.

5.2 MANIOBRAS EN CIRCUITOS INDUCTIVOS

Este tipo de sobretensiones puede analizarse con un circuito sencillo, presentado en la Figura 16. Si la reactancia del elemento inductivo de la carga L_c es menor que la reactancia de la capacitancia en paralelo C_c , la mayor parte de la corriente que circula por el circuito fluye por la inductancia L_c y se encuentra atrasada 90° respecto al voltaje de la fuente; además, se supone que la reactancia de la fuente es pequeña comparada con la correspondiente a la carga, $L_s \ll L_c$.

Al iniciarse la apertura de los contactos del interruptor, el arco entre éstos conduce la corriente de la carga. El arco tenderá a extinguirse cuando la corriente alterna llegue a un valor de cero. Debido a que el circuito es puramente inductivo, en el momento de interrupción el voltaje en la fuente y el voltaje en la carga tendrán valores cercanos al máximo.

La interrupción del arco separa al circuito en dos secciones. El voltaje en el contacto del lado del generador tiene dos componentes: una de 60 Hz y una oscilación amortiguada superpuesta cuya frecuencia tiene valores entre 0.5 y 100 kHz, dependiendo de los valores de los parámetros L_s y C_s . El voltaje en el contacto del lado de la carga es oscilatorio amortiguado con una frecuencia dependiendo de C_c y L_c . El voltaje de recuperación transitoria se puede calcular obteniendo la diferencia entre los voltajes que aparecen entre los contactos del interruptor, se inicia una carrera entre las propiedades dieléctricas del medio entre los contactos y este voltaje.

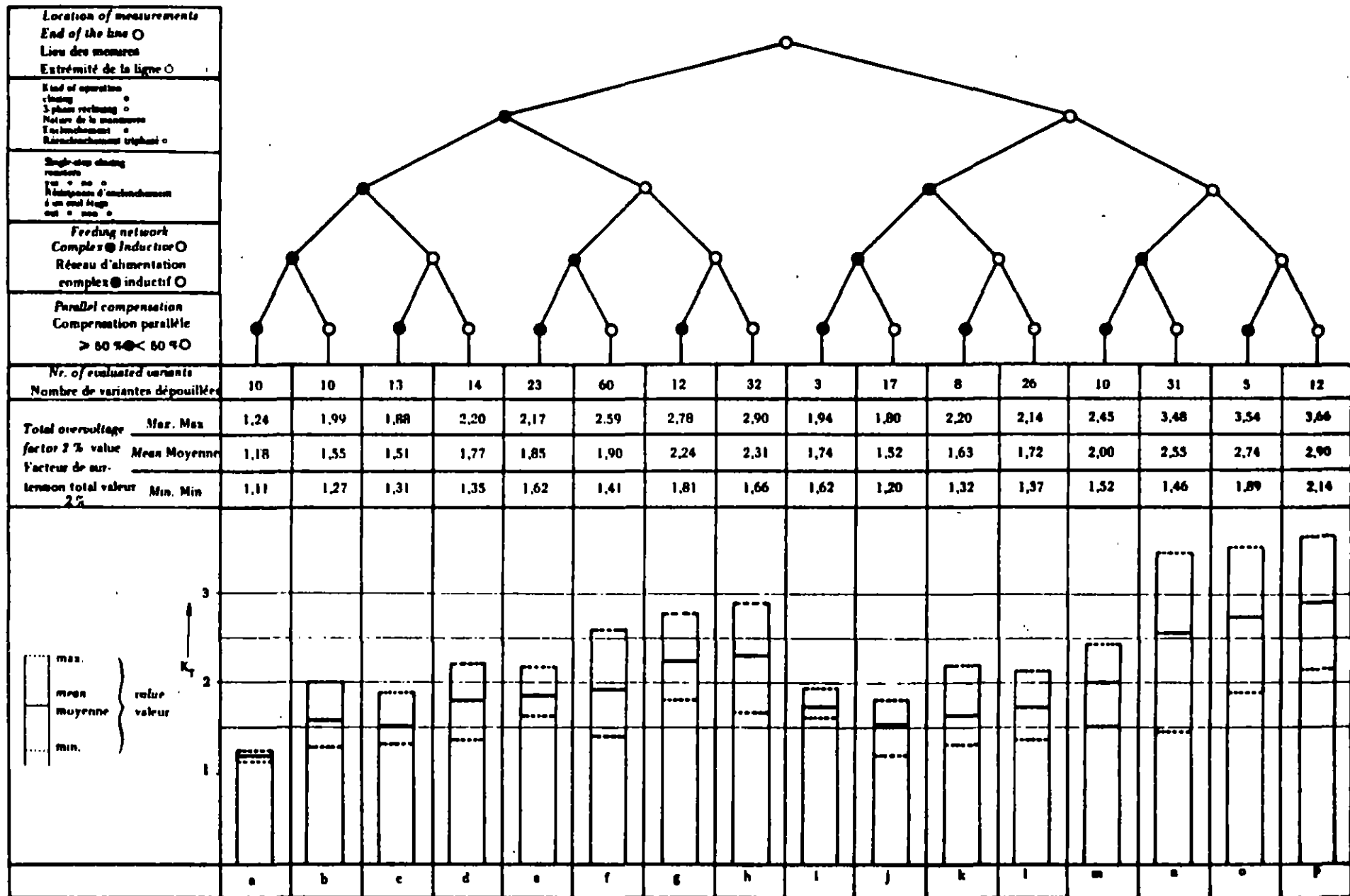


Figura 15. Factores de sobretensión debidos a cierre y recierre de líneas de transmisión.

5.2.1 REIGNICION DEL ARCO

Existe la posibilidad de una reignición del arco que produce el flujo de corriente con frecuencia mayor a la de operación del sistema y causa una escalación en el voltaje en la carga. Si la corriente se interrumpe de nuevo al llegar al valor de cero, pueden aparecer varios ciclos de reignición e interrupción, con escalaciones de voltaje cada vez mayores (Figura 17).

5.2.2 CORTE DE PEQUEÑAS CORRIENTES INDUCTIVAS

El arco que se forma entre los contactos de un interruptor durante una apertura en un sistema con carga inductiva, se encuentra sujeto a inestabilidades conforme la corriente que fluye por él tiende a cero. Estas se presentan en forma de oscilaciones en la corriente y el voltaje entre los contactos. Si la inestabilidad es seguida de una repentina caída de la corriente a cero, se produce un fenómeno que se conoce como corte prematuro de una pequeña corriente inductiva (Figura 18).

En el modelo más simplificado del arco, suponemos que la transición entre un estado y otro se realiza de modo exponencial con una cierta constante de tiempo. Se desprecian las inductancias del lado de la carga y del lado de la fuente L_s y L_c , obteniéndose un circuito equivalente formado por dos ramas: una contiene una inductancia L_a en serie con una resistencia R_i , la segunda incluye una capacitancia C en paralelo con una resistencia R_a . C es la capacitancia equivalente de C_s y C_c en serie. En la Figura 19 se muestra la simplificación del circuito y la solución de la ecuación diferencial, de la cual obtenemos una expresión para la corriente en el arco. La condición para inestabilidad se da cuando el factor exponencial es creciente. Lo anterior resulta en una relación entre la corriente de corte (i_{ch}) y la raíz cuadrada de la capacitancia equivalente (C), en la que está involucrado un factor que depende del tipo de interruptor. Para una capacitancia típica de $C = 10 \text{ nF}$ los valores de esta corriente son:

tipo de interruptor	i_{ch}
pequeño volumen de aceite	7 a 10 A
hexafluoruro de azufre SF ₆	4 a 17 A
aire comprimido	15 a 20 A

La sobretensión generada del lado de la carga una vez ocurrido el corte prematuro de la corriente, depende de los valores de i_{ch} , L_c y C_c . La energía almacenada en estos elementos antes del corte, se convierte en energía electrostática. Haciendo un balance de energía, se puede

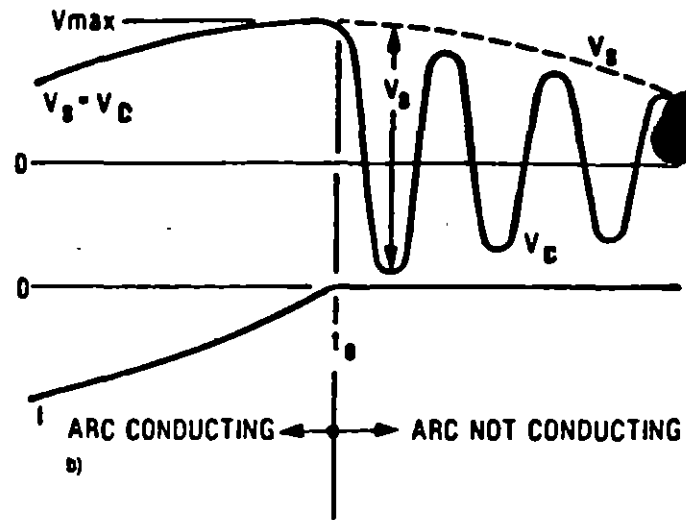
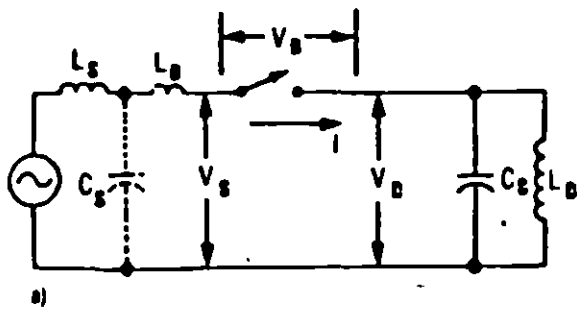


Figura 16. Circuito elemental para analizar las sobretensiones por maniobras en sistemas con cargas inductivas: a) circuito, b) voltajes y corrientes.

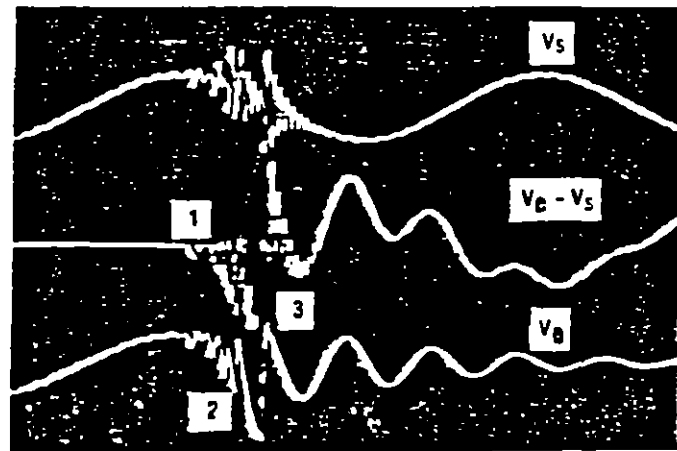
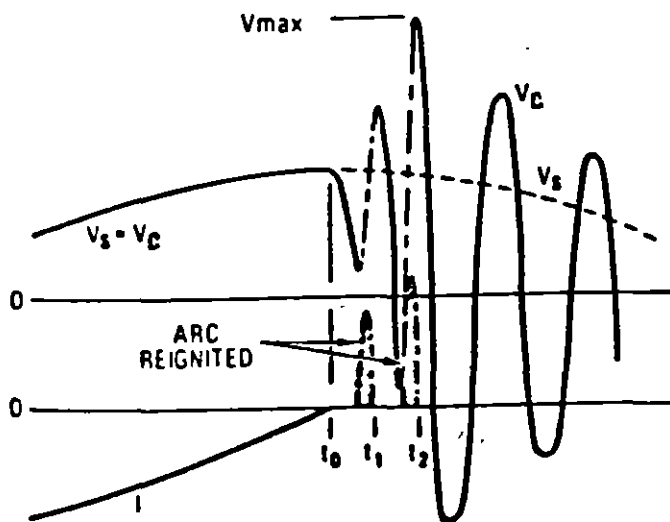


Figura 17. Reignición del arco en el interruptor y escalación en el voltaje.

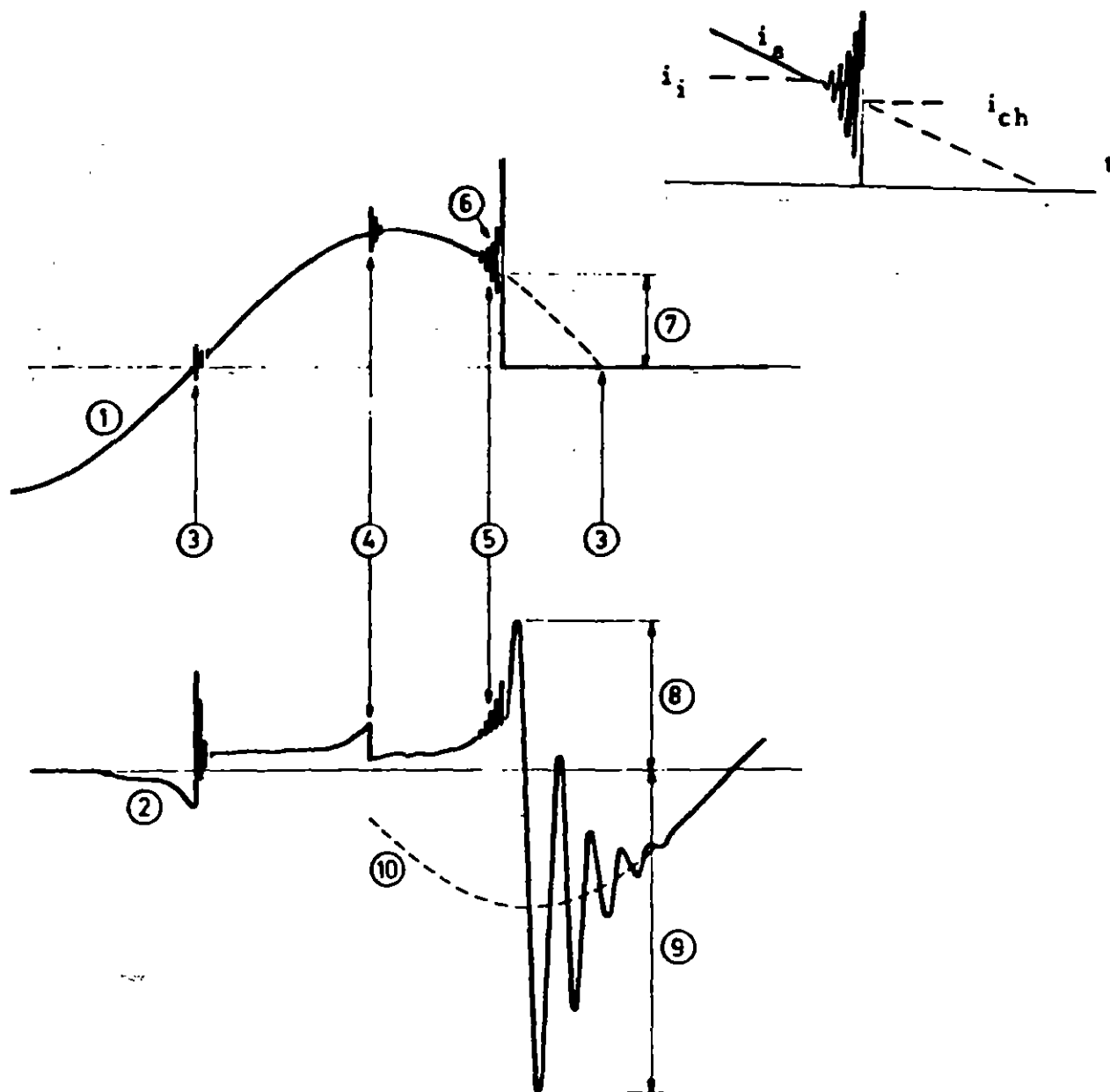
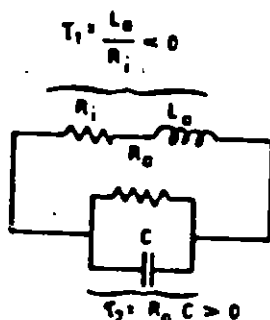
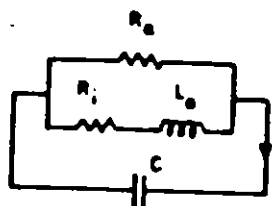
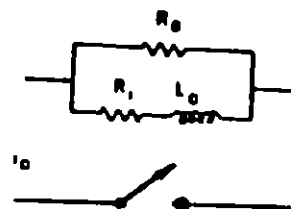
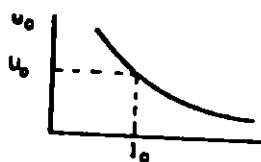
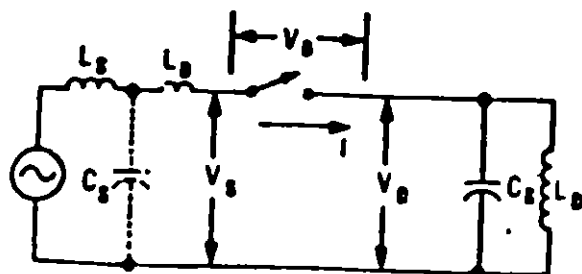


Figura 18. Corriente y voltaje en el arco entre los contactos de un interruptor, para el caso de una interrupción prematura de la corriente

Definiciones:

- (1) Corriente circulando por el interruptor ($i_a(t)$)
- (2) Voltaje entre los contactos del interruptor
- (3) Disminución normal de la corriente a cero
- (4) Inestabilidad en el arco que no causa corte prematuro
- (5) Inestabilidad en el arco con corte prematuro
- (6) Oscilación inestable
- (7) Magnitud de la corriente al momento de corte (i_{ch})
- (8) Voltaje de supresión
- (9) Voltaje máximo de recuperación
- (10) Voltaje de alimentación



$$R_a = \frac{U_a}{I_a}$$

$$R_i = \frac{-\alpha R_a}{1 + \alpha}$$

$$L_a = \frac{\Theta R_a}{1 + \alpha}$$

$$\frac{d^2 i}{dt^2} + \left(\frac{1}{\tau} + \frac{1}{\tau_2} \right) \frac{di}{dt} + \omega_0^2 i = 0$$

$$\tau_1 = L_a/R_i; \tau_2 = R_a C; \omega_0^2 = \frac{R_a + R_i}{R_a} \cdot \frac{1}{L_a C}$$

$$i(t) = I e^{-t/\tau} \cos(\omega_i t + \phi)$$

$$1/\tau = \frac{1}{2} (1/\tau_1 + 1/\tau_2); \omega_i = \sqrt{(\omega_0^2 - 1/\tau^2)}$$

$$R_a = \eta I_a^{-(\alpha+1)}$$

$$i_{ch}^{\alpha+1} = \frac{\alpha \eta C}{\theta}$$

$$i_{ch} = \sqrt{\frac{\eta C}{\theta}}$$

$$\sqrt{\frac{\eta}{\theta}} = \begin{cases} \text{oil-minimum} & (7 \dots 10) \times 10^4 \\ SF_6 & (4 \dots 17) \times 10^4 \\ \text{air-blast} & (15 \dots 20) \times 10^4 \end{cases}$$

Figura 19. Circuito equivalente y análisis del modelo estático del arco en un interruptor sujeto a corte prematuro de una pequeña corriente inductiva.

obtener la siguiente fórmula para el factor de la sobretensión

...(5)

donde U_0 es el voltaje pico de operación del sistema y η_m es la eficiencia magnética en el sistema, y toma valores entre 0.3 y 0.5.

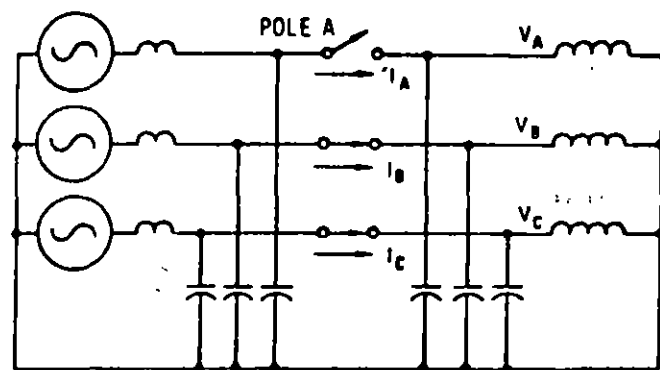
5.2.3 CORTE VIRTUAL DE UNA CORRIENTE INDUCTIVA

En circuitos trifásicos, la reignición del arco en un polo del interruptor puede producir un corte virtual de corriente que causa mayores sobretensiones que el corte prematuro de corriente, descrito anteriormente. Como se ilustra en la Figura 20, el primer polo en abrir corresponde a la fase A, la corriente i_a llega a cero y, si la carga no está aterrizada, las corrientes en las otras fases son iguales y tienden normalmente a cero $i_b = i_c$. Si ocurre una reignición del arco en la fase A, se producirán corrientes oscilatorias de frecuencia mayor a la nominal del sistema en las tres fases, que pudieran ser interrumpidas al pasar por cero. Esta interrupción es semejante a un corte prematuro de una corriente inductiva.

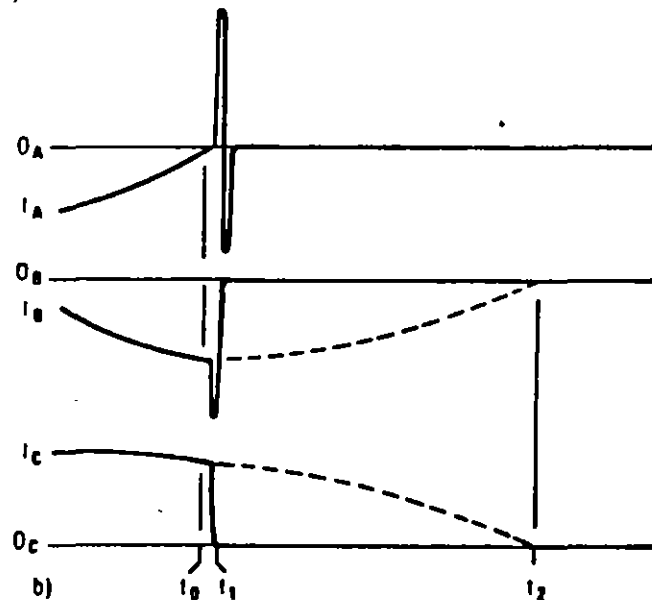
5.3 MANIOBRAS EN CIRCUITOS CAPACITIVOS

Consideremos un circuito sencillo formado por una carga capacitiva suministrada por una fuente inductiva. La corriente en la carga adelanta al voltaje en 90° . Cuando se interrumpe la corriente, al llegar a cero, el voltaje del sistema se encuentra en un valor cercano al máximo (marcado con un 1 en la Figura 21). El voltaje de recuperación transitoria en el interruptor es muy pequeño, por lo que no ocurre reignición del arco, y la carga capacitiva queda cargada al voltaje pico de operación del sistema. Al pasar medio ciclo, el voltaje de recuperación llegará al doble del voltaje pico del sistema, 2 pu. Si en ese momento ocurre una reignición del arco en el interruptor (marcado con un 2 en la Figura 21). Entonces, despreciando las pérdidas, el voltaje en el capacitor podría subir hasta 3 pu. Al interrumpirse de nuevo el circuito, el capacitor queda cargado a 3 pu, repitiéndose el ciclo indefinidamente.

En un sistema trifásico este fenómeno es más complejo, particularmente si alguno de los interruptores opera antes que los otros dos. Las mayores sobretensiones ocurren cuando solo una de las fases abre y su valor depende de la relación entre la capacitancia de secuencia positiva y la capacitancia de secuencia cero del sistema, ver Figura 22.



a)



b)

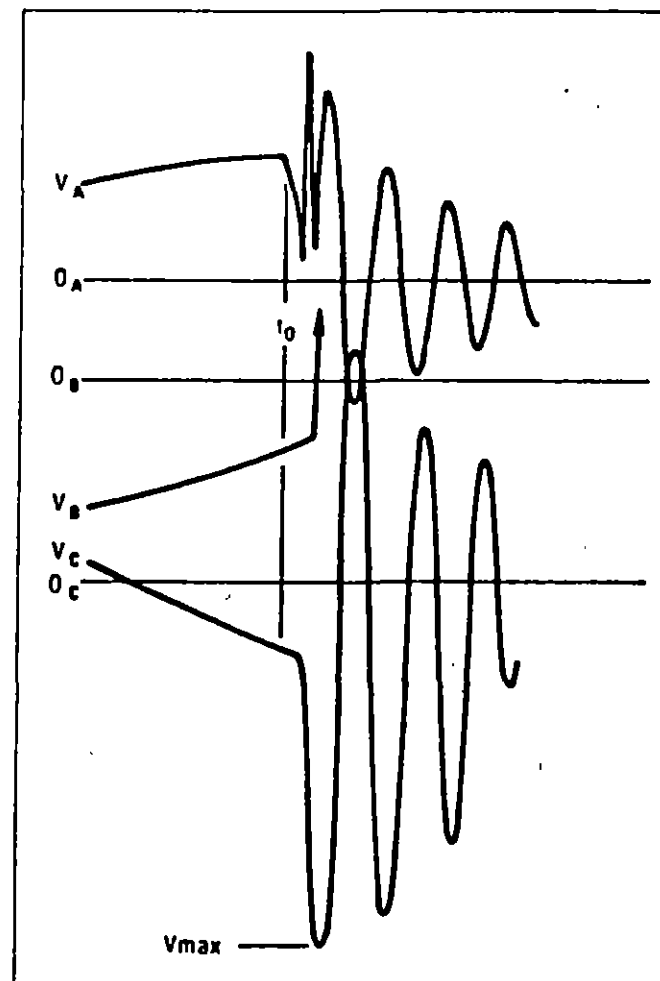


Figura 20. Corte virtual de corriente en un circuito trifásico con carga inductiva: a) circuito, b) corrientes, c) voltajes.

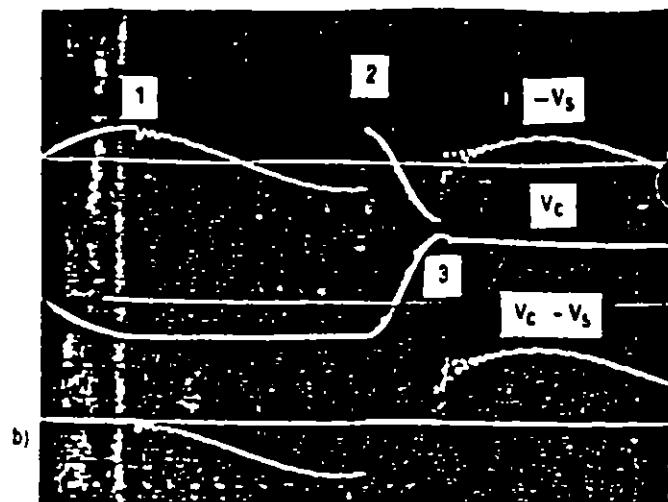
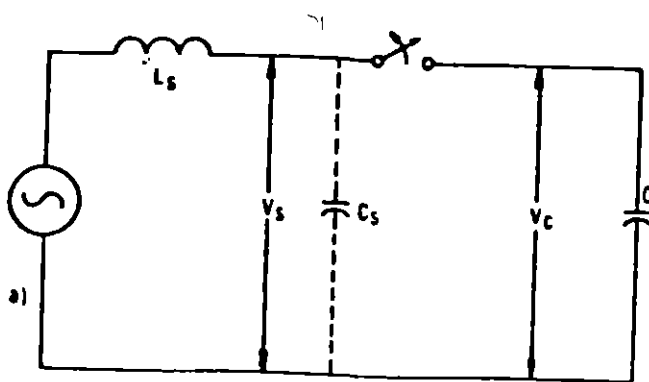


Figura 21. Maniobra en un circuito capacitivo a) circuito, b) voltajes en la fuente V_s , la carga V_c y voltaje de recuperación transitoria en el interruptor $V_c - V_s$.

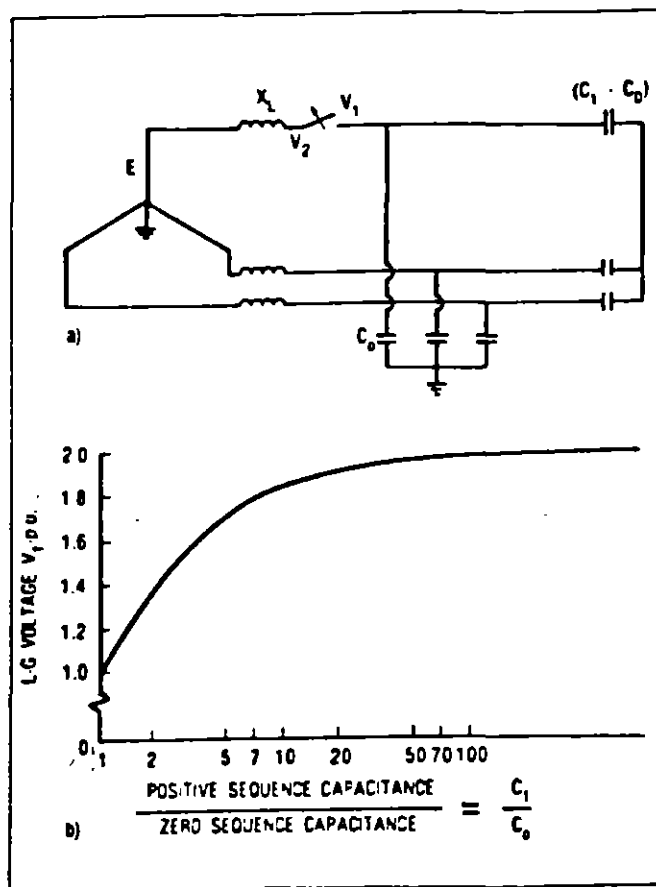


Figura 22. Factor de sobretensión producido al abrir una de las fases de un sistema trifásico con carga capacitiva, suponiendo que no hay reignición del arco: a) circuito, b) relación entre la sobretensión y las capacitancias de secuencias positiva y cero.

6. SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS

Dentro de la clasificación actual, éstas se consideran como sobretensiones de frente rápido. Producidas como consecuencia de descargas entre la nube y tierra, se pueden dividir en sobretensiones producidas por descargas directas y sobretensiones inducidas.

La descarga atmosférica consta de varias fases, iniciando con una guía descendente que viaja desde la nube hacia tierra, dando saltos de 50 m, a velocidad promedio de 150km/s, cubre una distancia promedio de 3 km en 20 ms. La guía descendente puede ser encontrada por una guía ascendente originada en una estructura alta. La guía descendente se encuentra al potencial de la nube, al llegar a tierra, se drenan las cargas en el canal y los paquetes de cargas en la nube hacia tierra, durante lo se denomina el rayo de retorno (Figura 23). Mediciones de las corrientes del rayo de retorno han resultado en su caracterización con una forma de doble exponencial con un frente rápido, adquiriendo su valor máximo en 1 a 30 μ s, seguido de un decremento al 50% de su valor pico, que toma de 10 a 250 μ s. Para descargas negativas, que representan el 90% de las descargas a tierra, el valor medio de la amplitud de la corriente durante el rayo de retorno es de 30 kA, con valores máximos de 100 kA. Existen publicaciones con distribuciones acumuladas de distintos parámetros relacionados con descargas a tierra, ver Figura 24.

En una línea de transmisión sin hilos de guarda o, si ocurre una falla en el blindaje, la corriente producida por el rayo de retorno es inyectada directamente a una de las fases. Esta corriente $i(t)$ se va a dividir en dos ondas viajeras que se propagan hacia extremos opuestos de la línea, cuya impedancia característica es Z_0 . La sobretensión producida $v(t)$ esta dada por la siguiente ecuación

$$v(t) = Z_0/2 \ i(t) \quad \dots(6)$$

Por ejemplo, una corriente inyectada en una fase, con magnitud de 10 kA, produciría un voltaje con magnitud de 2MV en una línea con impedancia característica de 400 Ω .

Si la descarga incide en el hilo de guarda, se puede producir un flameo inverso, al subir el potencial de la torre. La Figura 25 muestra los porcentajes de la corriente total que fluyen por las torres de una línea de transmisión, por descargas directas a la mitad de la distancia interpostal y directas a una de las torres, siendo éste último el peor caso.

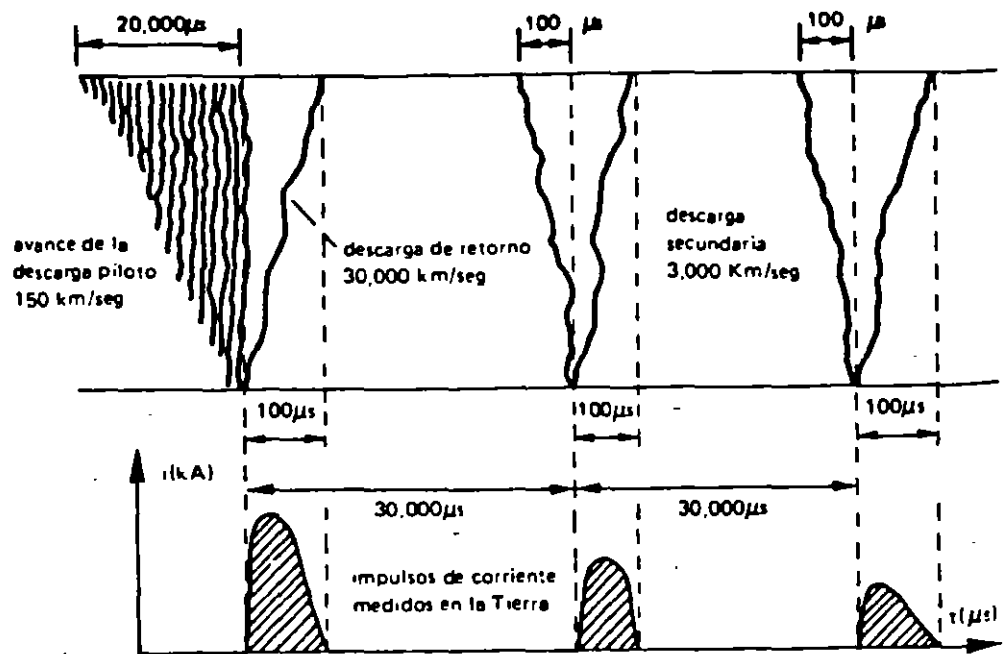


Figura 23. Representación gráfica de una descarga atmosférica formada por una guía descendente, primer rayo de retorno, guía flecha y rayos de retorno subsecuentes.

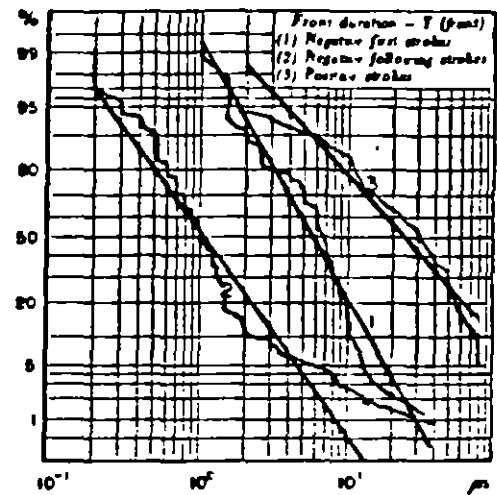
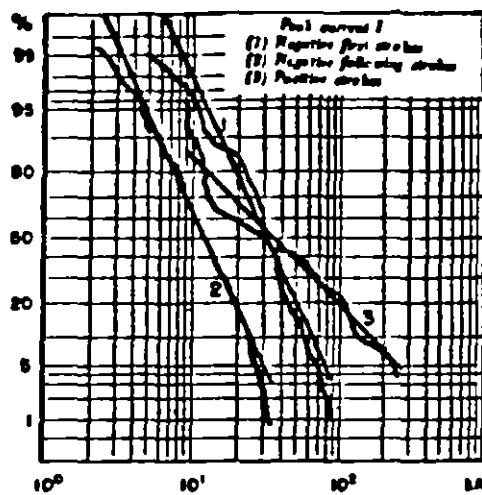


Figura 24. Distribuciones acumuladas de frecuencias para las magnitudes y tiempos en el frente de corrientes de rayos de retorno (obtenidas por Berger).

Cuando la descarga atmosférica cae en el punto en que se une el hilo de guarda y la torre, la corriente se divide en tres componentes, dos que viajan en sentidos opuestos sobre el hilo de guarda, la tercera que se propaga por la torre hacia la base, donde se produce una reflexión. La Figura 26 muestra las formas típicas de las sobretensiones producidas en la torre, las cuales producen un esfuerzo en las cadenas de aisladores.

7. SOBRETENSIONES EN SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF6

Este tipo de sobretensiones se conocen también como sobretensiones transitorias muy rápidas. Ocurren como consecuencia de maniobras con cuchillas e interruptores en subestaciones encapsuladas en hexafluoruro de azufre y son importantes en sistemas con voltajes nominales mayores a 300kV. Se caracterizan por tiempos de frente en el rango de decenas y cientos de nanosegundos.

La componente de mayor frecuencia de estas sobretensiones esta determinada por el tiempo en el que se produce el colapso en el voltaje entre los electrodos, que a su vez depende de la presión de trabajo del gas SF6. Se ha propuesto la siguiente fórmula para estimar el tiempo de frente

$$t_f = 1 \text{ a } 1.5 \frac{1}{p} \dots (7)$$

esta expresión puede obtenerse a partir de la ecuación de Toepler para un arco eléctrico. El tiempo de frente de la sobretensión se reduce bajo la presencia de protuberancias o asperezas en la superficie de los electrodos y por partículas en el gas.

Al analizar estas sobretensiones es necesario utilizar la teoría de ondas viajeras, considerando cierta velocidad de propagación en un medio con una impedancia característica. La forma y valor máximo de la sobretensión en algún punto de interés dependen de la configuración misma de la subestación, como resultado de una serie de reflexiones y refracciones de la onda viajera en transiciones y ramificaciones.

Otros factores que determinan la forma y magnitud de estas sobretensiones es el diseño de los contactos del interruptor o cuchilla desconectadora (la asimetría trae consigo una dependencia de la descarga en la polaridad del voltaje) y su velocidad de operación (la carga atrapada en el extremo desconectado depende de esta velocidad).

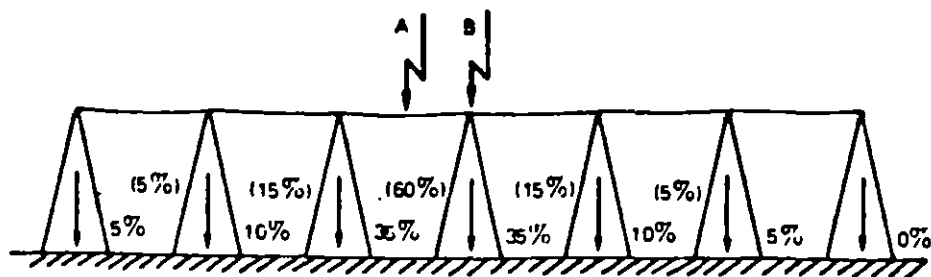


Figura 25. Distribucion de la corriente inyectada a una línea de transmisión por una descarga atmosférica directa a la mitad de la distancia entre torres y directa a una de las torres.

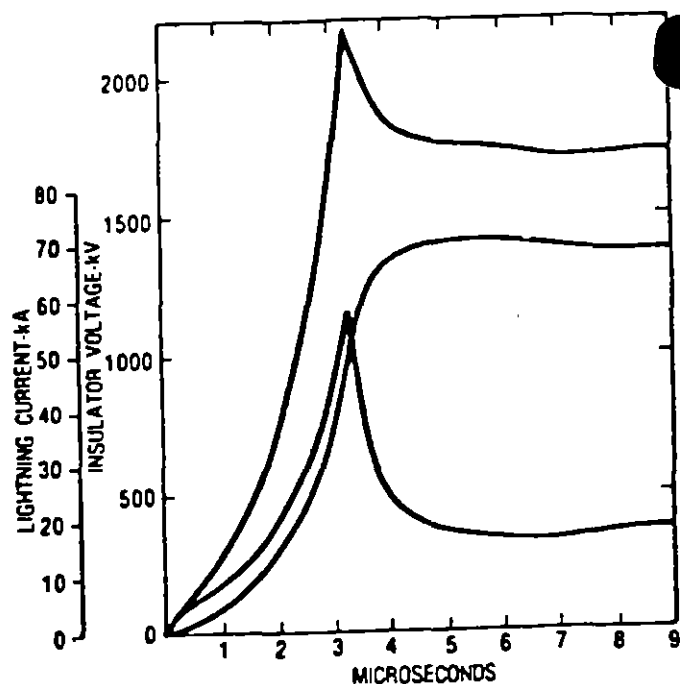
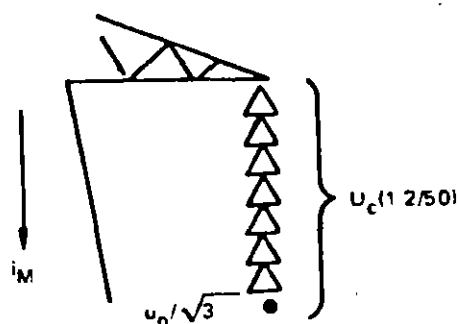
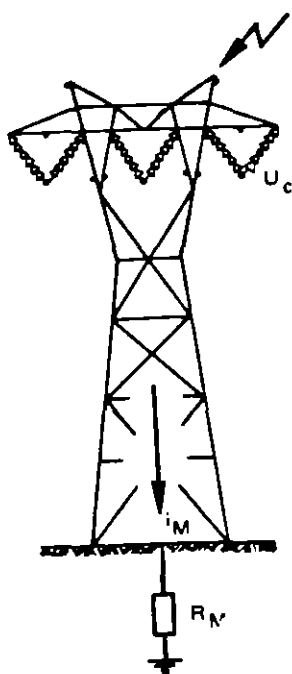


Figura 26. Descarga directa al hilo de guarda y la torre de transmisión: a) esquema, b) circuito equivalente, c) forma típica de la sobretensión producida en la torre para resistencias a tierra de 5 y 20 Ω y forma de onda de la corriente.

Otro fenómeno que ocurre en subestaciones en SF₆ son las tensiones transitorias en la carcasa, que producen arqueo entre las partes aterrizadas de la subestación. Este es un fenómeno de baja energía, no hay evidencia de peligro para el personal, puede causar daño a equipo de control y protección. Las sobretensiones en la carcasa pueden controlarse mediante el diseño apropiado de las conexiones a tierra.

Este tipo de transitorios produce radiación a frecuencias de 10 a 20 MHz, con magnitudes de campo eléctrico de 10 kV/m.

La distribución no lineal de voltaje que producen en transformadores sujeta a esfuerzos adicionales las primeras vueltas del devanado, las conexiones y taps. En algunos casos es necesario proteger los cambiadores de taps con varistores. Se considera que la prueba de impulso cortado sujeta a este equipo a esfuerzos semejantes.

En cuanto a cuchillas e interruptores, existen pruebas de impulso en posiciones abierta y cerrada, es necesario considerar posiciones intermedias.

En la Figura 27 se muestran algunas sobretensiones por maniobra medidas en subestaciones encapsuladas en SF₆.

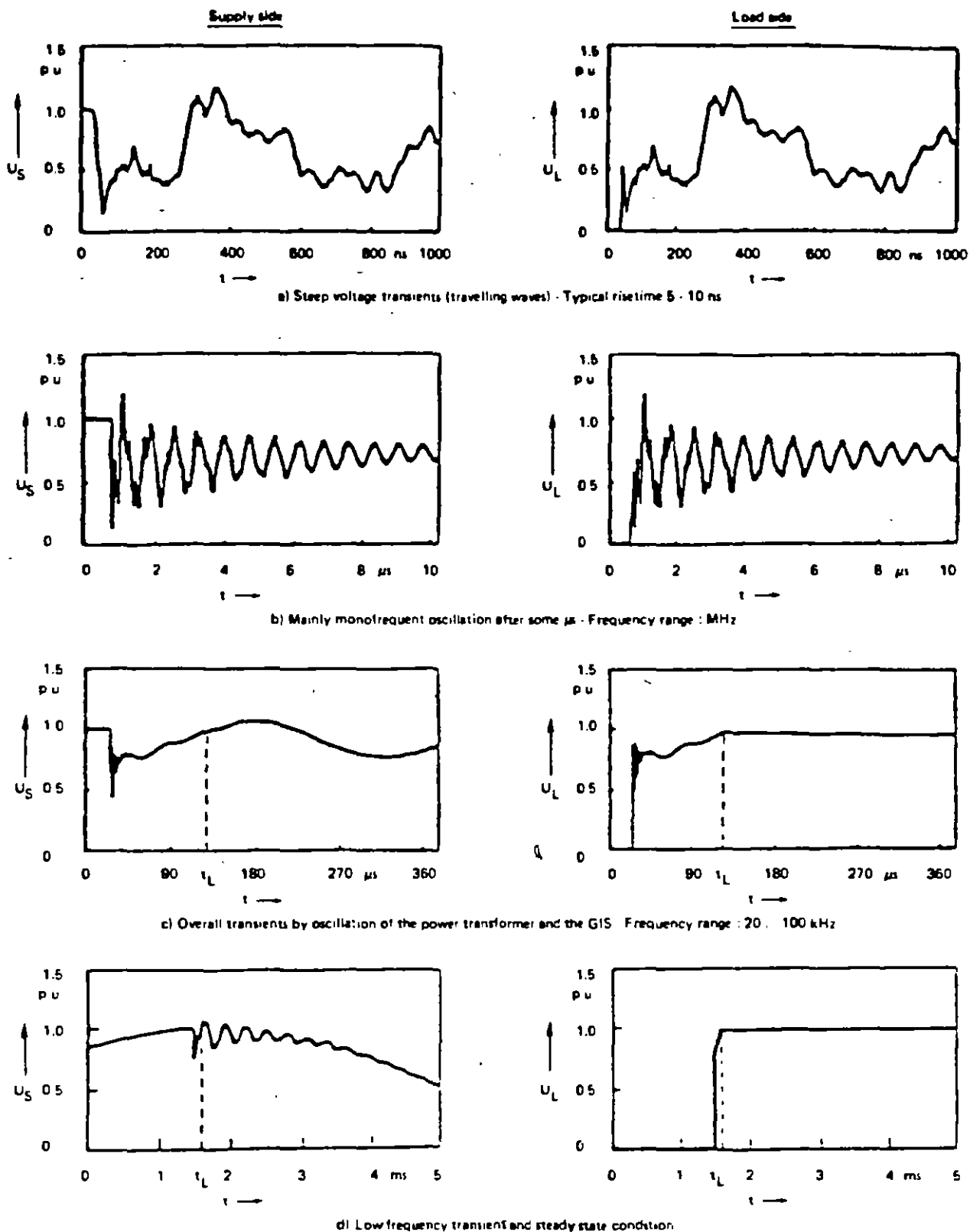


Figura 27. Algunas sobretensiones por maniobra, medidas en subestaciones aisladas con SF6.

2. Ondas Viajeras en Líneas de Transmisión

1. WAVE PROPAGATION

1.1. INTRODUCTION

1.1.1. TYPES OF OVERVOLTAGES

LIGHTNING STROKES
SWITCHING SURGES
ARcing GROUNDS
RESONANCE VOLTAGES

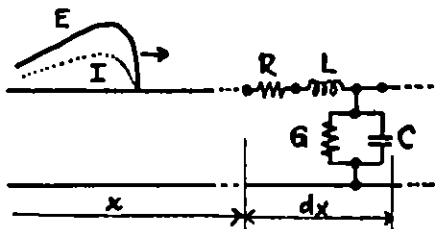
1.1.2. LIGHTNING STROKES

FREQUENCY OF OCCURRENCE
STATISTICAL DATA

MAGNITUDE
DURATION
RELEVANT PARAMETERS

1.1.3. MODELING LINES

DISTRIBUTED PARAMETERS
TRANSMISSION LINE DIFF. EQUATIONS



$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} = \gamma^2 E$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = \gamma^2 I$$

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R + sL)(G + sC)}$$

1.2. IMPORTANT PARAMETERS

1.2.1. PROPAGATION CONSTANT

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{Z_{LINE} Y_{LINE}}$$

α = ATTENUATION CONSTANT

β = PHASE CONSTANT

1.2.2. CHARACTERISTIC (SURGE) IMPEDANCE

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z_{LINE}}{Y_{LINE}}} \quad e = Z_0 i \quad Y_0 = \frac{1}{Z_0}$$

1.2.3. LOSSLESS LINE: $R = 0, G = 0$

$$\gamma = s\sqrt{LC}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

1.2.4. DISTORTIONLESS LINE: $\frac{L}{R} = \frac{C}{G}$

1.3. LINE PARAMETERS, SIMPLE CASES

1.3.1. OVERHEAD CONDUCTOR

$$L = 2 \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{2h}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{2h}{r}} \text{ F/km}$$

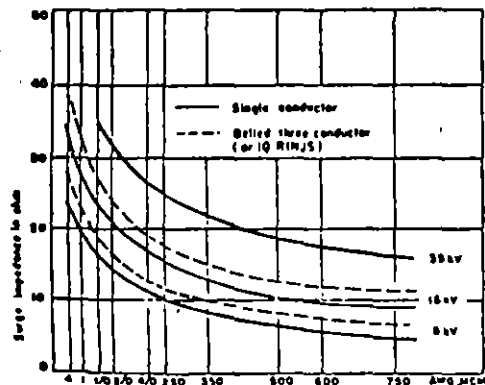
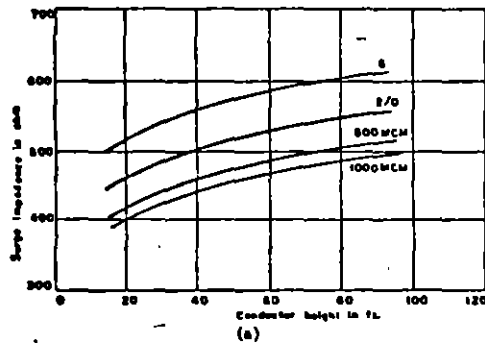
1.3.2. CABLE (ONE CONDUCTOR)

$$L \approx 2 \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{R}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = k \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{R}{r}} \text{ F/km}$$

1.3.3. THREE PHASE SYSTEMS

1.4. SURGE IMPEDANCE CHARTS



WESTMAYER, TRANS. ICA, SEPT. 1965, 351

Surge impedances: (a) Surge impedance of overhead conductors. (b) Surge impedance of paper insulated, lead covered cables. (c) Surge impedance per phase for transformers (high-voltage term) (d) Surge impedance per phase for synchronous machines

TYPICAL VALUES:

OVERHEAD LINES: 400-600 OHMS
 CABLES: 10-40 OHMS, AROUND 25 OHMS
 TRANSFORMERS: THOUSANDS OF OHMS
 SYN. MACHINES: SEVERAL HUNDREDS OF OHMS

1.5. VELOCITY OF PROPAGATION

$$v \approx \frac{1}{\sqrt{LC}} = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$v = \frac{V_{\text{LIGHT}}}{\sqrt{k \mu}}$$

1.6. MATHEMATICAL EXPRESSION OF E AND I

$$E = e^{\gamma x} f_1(t) + e^{-\gamma x} f_2(t)$$

$$I = -\frac{1}{Z_0} [e^{\gamma x} f_1(t) - e^{-\gamma x} f_2(t)]$$

$$E = f_1\left(t + \frac{x}{v}\right) + f_2\left(t - \frac{x}{v}\right) = E_{\text{BACKWARD}} + E_{\text{FORWARD}}$$

$$I = -\frac{1}{Z_0} \left[f_1\left(t + \frac{x}{v}\right) - f_2\left(t - \frac{x}{v}\right) \right] = -I_{\text{BACKWARD}} + I_{\text{FORWARD}}$$

1.7. POLARITIES

$$\text{FORWARD (INCIDENT) WAVES} \quad E_f = Z_0 I_f$$

$$\text{BACKWARD (REFLECTED) WAVES} \quad E_r = -Z_0 I_r$$

1.8. SHAPE OF WAVES

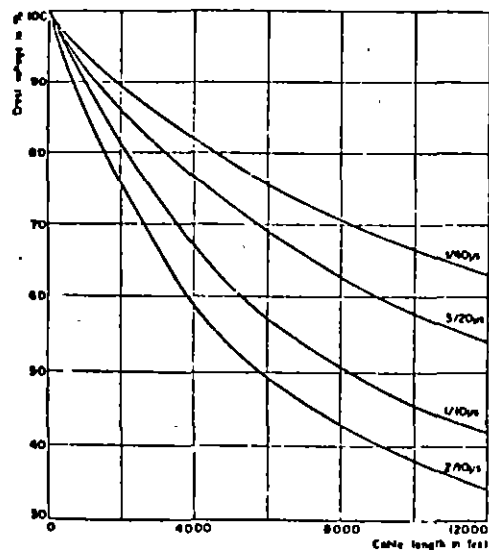
1.81. SPECIFICATIONS

ANSI: 1.2×50

1.82. APPROXIMATIONS

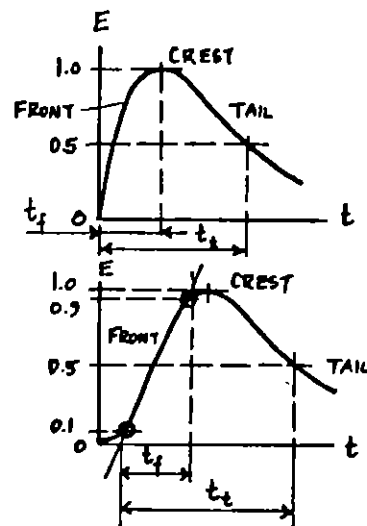
1.9. ATTENUATION AND DISTORTION

LOSSES
CORONA
GROUND
SKIN EFFECT
CHANGING L AND C

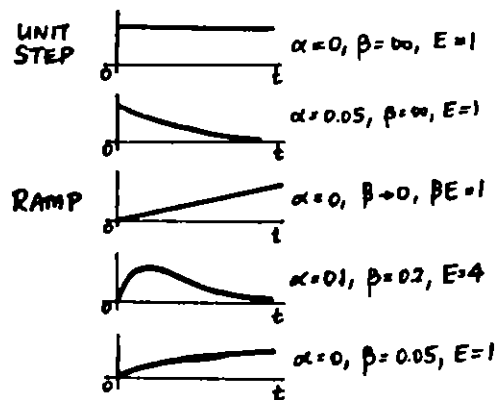


EFFECT OF DISTANCE

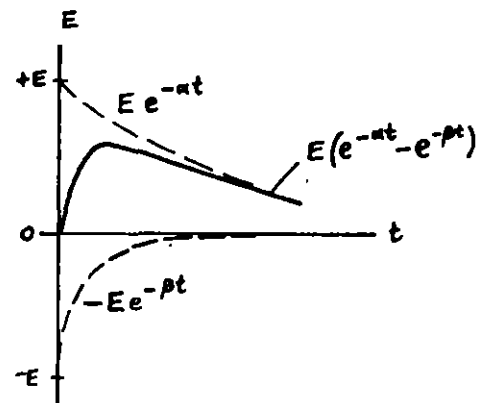
Fig. 4. Surge attenuation in cables as function of cable length.
POSTMASTER, TRANS. MCA, SEPT. 1965, 352



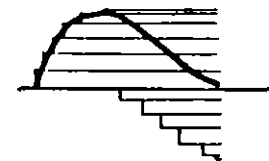
SPECIFICATION OF A TRAVELING
WAVE: $(t_f) \times (t_t)$ in μ seconds:
 $1.2 \times 50, 5 \times 10$



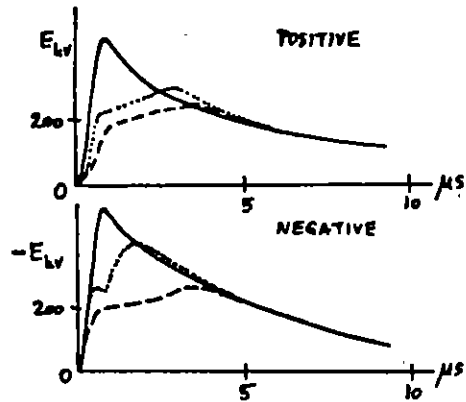
WAVESHAPES APPROXIMATED BY
 $e = E(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$



TRAVELING WAVE AS
THE SUM OF TWO
EXPONENTIAL FUNCTIONS



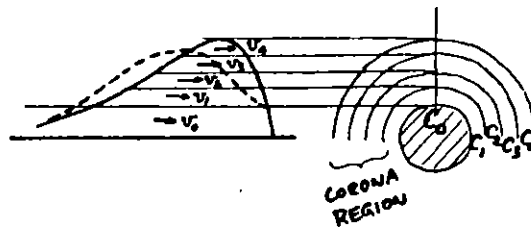
APPROXIMATION BY
RECTANGULAR COMPONENTS



MODIFICATION OF SURGES WITH
DISTANCE TRAVELED:

- AT START (0 MI.)
- AT 1.5 MILES
- - - AT 5 MILES

EFFECT OF CORONA ON WAVE DISTORTION:



$$V_k = \frac{1}{\sqrt{LC_k}}$$

$$C_k: C_0 < C_1 < C_2 < C_3 < C_4 \dots$$

$$V_k: V_0 > V_1 > V_2 > V_3 > V_4 \dots$$

2. REFLECTION OF WAVES

2.1. GENERAL TRANSITION POINT

2.11. PRACTICAL CASES (NEXT PAGE)

TERMINAL CONDITIONS

JUNCTIONS

JUNCTIONS WITH SHUNT ELEMENTS

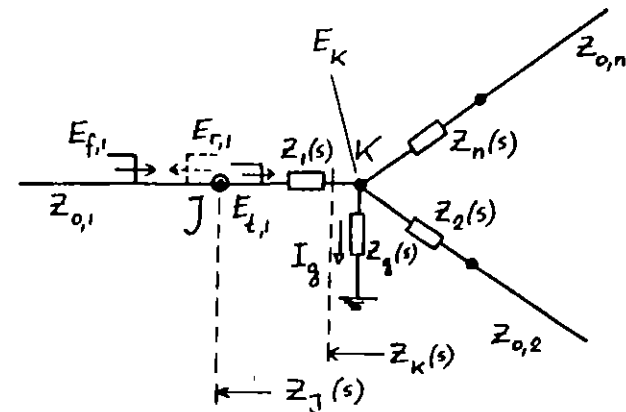
2.12. GENERAL TRANSITION POINT

$$\frac{E_{f,i}}{I_{f,i}} = Z_{0,i} \quad \frac{E_{r,i}}{I_{r,i}} = -Z_{0,i} \quad \frac{E_{t,i}}{I_{t,i}} = Z_{0,i}$$

$$E_{t,i} = E_{f,i} + E_{r,i}$$

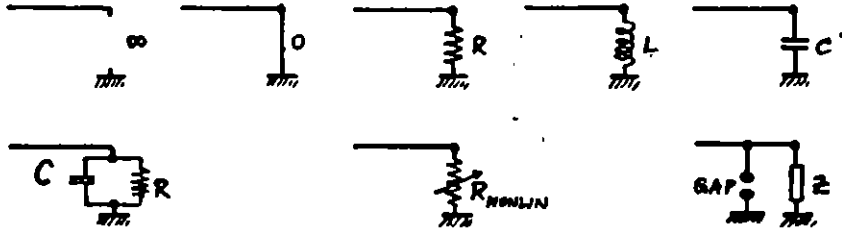
$$I_{t,i} = I_{f,i} + I_{r,i}$$

$$Z_j(s) = Z_1(s) + Z_k(s) = Z_1(s) + \frac{1}{\frac{1}{Z_2(s)} + \sum_{i=2}^n \frac{1}{Z_i(s) + Z_{0,i}}}$$

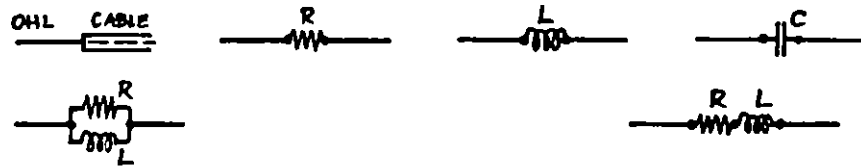


TYPICAL EXAMPLES:

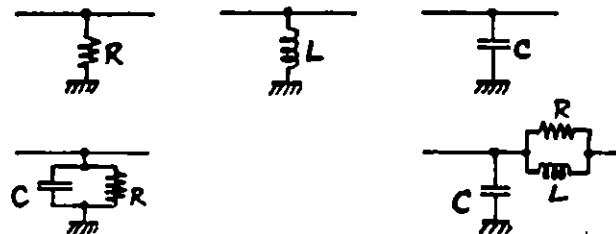
TERMINAL CONDITIONS:



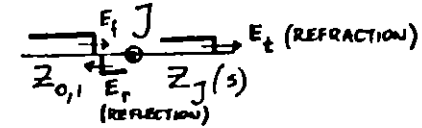
JUNCTIONS AND SERIES ELEMENTS:



JUNCTIONS AND SHUNT ELEMENTS:



2.13. REFLECTION COEFFICIENTS AT J



$$a_E = \frac{Z_J - Z_0}{Z_J + Z_0}$$

$$E_r = a_E E_f$$

$$a_I = -\frac{Z_J - Z_0}{Z_J + Z_0}$$

$$I_r = a_I I_f$$

2.14. REFRACTION COEFFICIENTS AT J

$$b_E = \frac{2Z_J}{Z_J + Z_0}$$

$$E_t = b_E E_f$$

$$b_I = \frac{2Z_0}{Z_J + Z_0}$$

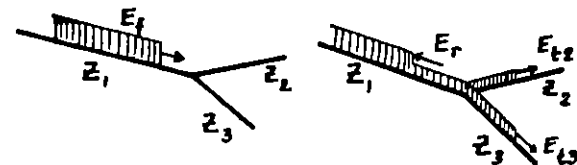
$$I_t = b_I I_f$$

2.15. a AND b RELATIONSHIPS

$$a_I = -a_E$$

$$b_I = 1 - a_E = 1 + a_I$$

$$b_E = 1 + a_E = 1 - a_I$$



2.2. LINE TERMINATED BY A RESISTANCE



R	∞ O.C.	Z_0	0 SH.C.
Z_j	∞	Z_0	0
a_E	1	0	-1
a_I	-1	0	1
b_E	2	1	0
b_I	0	1	2
E_r	E_f	0	$-E_f$
$E_f + E_r$	$2E_f$	E_f	0
I_r	$-I_f$	0	I_f
$I_f + I_r$	0	I_f	$2I_f$

DUALITY

CABLE - OVERHEAD LINE AND
OVERHEAD LINE - CABLE JUNCTIONS

2.3. INDUCTIVE AND CAPACITIVE ELEMENTS

2.31. ASSUMPTIONS

FRONT OF TRAVELING WAVE

$$\omega \approx \infty$$

$$\omega L = \infty \quad \frac{1}{\omega C} = 0$$

TAIL OF TRAVELING WAVE

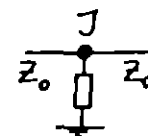
$$\omega \approx 0$$

$$\omega L = 0 \quad \frac{1}{\omega C} = \infty$$

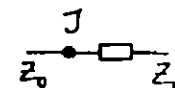
2.32. TERMINATIONS

INDUCTIVE O.C. $\rightarrow$ SH.C.CAPACITIVE SH.C. $\rightarrow$ O.C.

2.33. SHUNT ELEMENT AT JUNCTION

INDUCTIVE O.C. $\rightarrow$ SH.C.CAPACITIVE SH.C. $\rightarrow$ O.C.

2.34. SERIES ELEMENT INSERTION

INDUCTIVE O.C. $\rightarrow$ SH.C.CAPACITIVE SH.C. $\rightarrow$ O.C.

2.35. COMPUTATIONS, FLOWCHART

$$Z_0 \quad Z_j(s)$$

$$a_E(s) \quad a_I(s) \quad b_E(s) \quad b_I(s)$$

$$\alpha [1/\text{sec}]$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = a_E(s) \cdot E_f(s) \longrightarrow e_r(t)$$

$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t)$$

$$e_t(t)$$

$$e_{\text{series}}(t) = e_{\text{total}} - e_t(t)$$

$$i_r(t) = -\frac{e_r(t)}{Z_0}$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t)$$

$$i_t(t) = \frac{e_t(t)}{Z_0}$$

$$i_{\text{shunt}}(t) = i_{\text{total}} - i_t(t)$$

CHARTS FOR

VOLTAGES AND CURRENTS VS. TIME

VOLTAGES AND CURRENTS ALONG LINE

2.4. SPECIAL CASES WITH AN INDUCTANCE OR A CAPACITANCE

2.41. INDUCTIVE TERMINATION

$$Z_j(s) = sL$$

$$a = \frac{Z_j(s) - Z_0}{Z_j(s) + Z_0} = \frac{s - \alpha}{s + \alpha}$$

$$\alpha = \frac{Z_0}{L} \quad 1/\text{sec}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

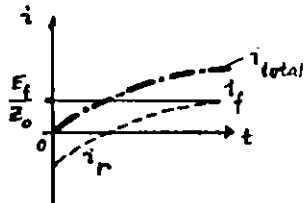
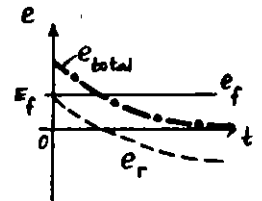
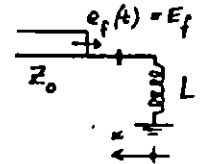
$$E_r(s) = a E_f(s) = \frac{E_f}{s} \frac{s - \alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f (2e^{-\alpha t} - 1)$$

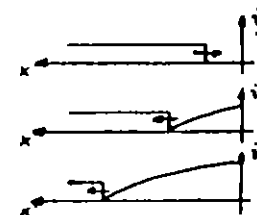
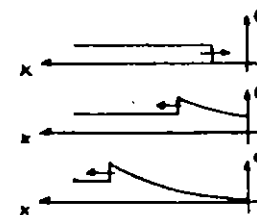
$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = 2E_f e^{-\alpha t}$$

$$i_r(t) = -\frac{e_r(t)}{Z_0} = \frac{E_f}{Z_0} (1 - 2e^{-\alpha t})$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{2E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.42. CAPACITIVE TERMINATION

$$Z_j(s) = \frac{1}{sC}$$

$$a = \frac{\alpha - s}{\alpha + s}$$

$$\alpha = \frac{1}{Z_0 C} \quad 1/\text{sec}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

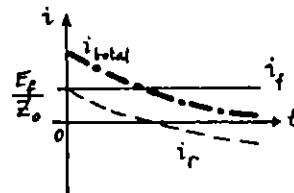
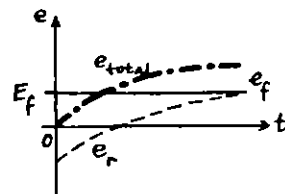
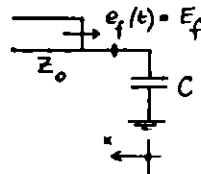
$$\rightarrow E_r(s) = \frac{E_f}{s} \frac{\alpha - s}{\alpha + s}$$

$$e_r(t) = E_f (1 - 2e^{-\alpha t})$$

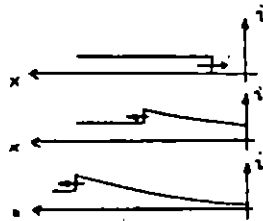
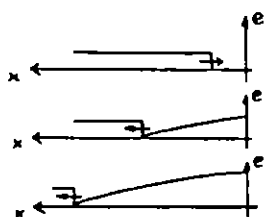
$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = 2E_f (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (2e^{-\alpha t} - 1)$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{2E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.43. SHUNT INDUCTANCE

$$Z_j(s) = \frac{sL Z_0}{sL + Z_0}$$

$$a = -\frac{\alpha}{s + \alpha} \quad \alpha = \frac{Z_0}{2L}$$

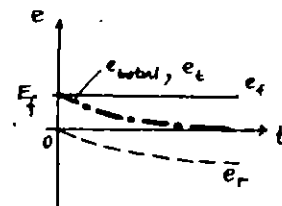
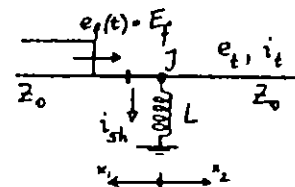
$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = -\frac{E_f}{s} \frac{\alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f (e^{-\alpha t} - 1)$$

$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_t(t) = e_{\text{total}}$$

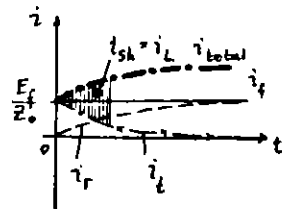


$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

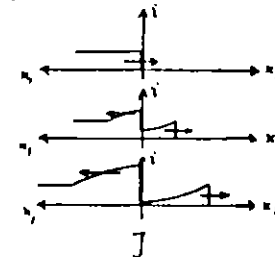
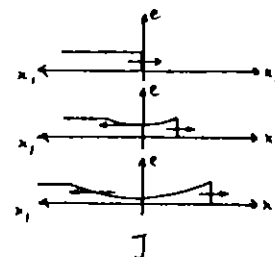
$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (2 - e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_{\text{sh}}(t) = i_{\text{total}} - i_t(t) = \frac{2E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



17

2.44. SHUNT CAPACITANCE (MOTOR PROTECTION)

$$Z_J(s) = \frac{Z_0/sC}{Z_0 + \frac{1}{sC}}$$

$$a = -\frac{s}{s+\alpha} \quad \alpha = \frac{2}{Z_0 C}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = -E_f \frac{1}{s+\alpha}$$

$$e_r(t) = -E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

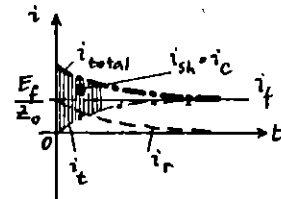
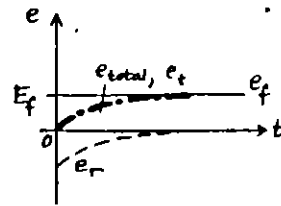
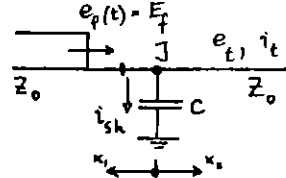
$$e_t(t) = e_{total}$$

$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

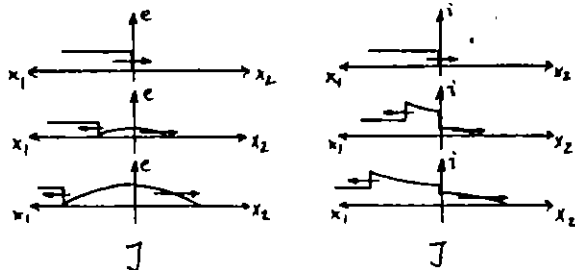
$$i_{total} = \frac{E_f}{Z_0} (1 + e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_{sh}(t) = \frac{2E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



18

2.45. SERIES INDUCTANCE (MOTOR PROTECTION)

$$Z_J(s) = sL + Z_0$$

$$a = \frac{s}{s+\alpha} \quad \alpha = \frac{2Z_0}{L}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = E_f \frac{1}{s+\alpha}$$

$$e_r(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(1 + e^{-\alpha t})$$

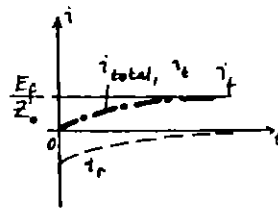
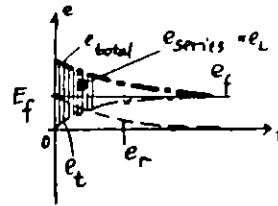
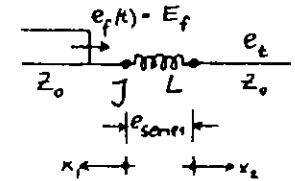
$$e_t(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_{series} = e_{total} - e_t(t) = 2E_f e^{-\alpha t}$$

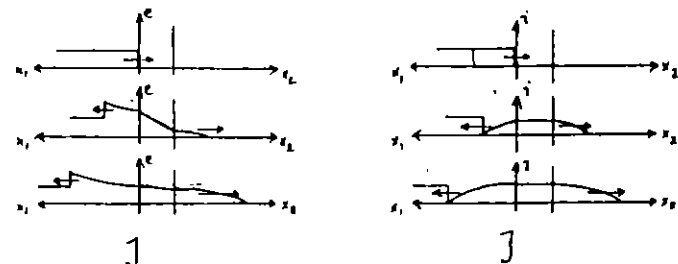
$$i_r(t) = -\frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.46. SERIES CAPACITANCE

$$Z_j(s) = \frac{1}{sC} + Z_0$$

$$\alpha = \frac{1}{Z_0 C} \quad \alpha = \frac{1}{2Z_0 C}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

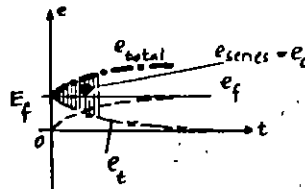
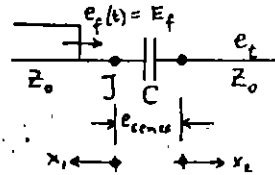
$$E_r(s) = \frac{E_f}{s} \frac{\alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(2 - e^{-\alpha t})$$

$$e_t(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

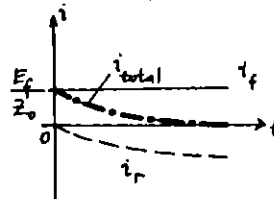
$$e_{series} = 2E_f(1 - e^{-\alpha t})$$



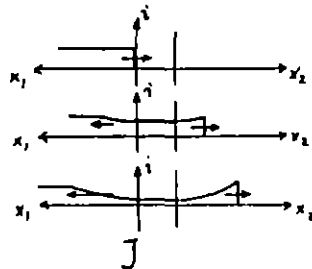
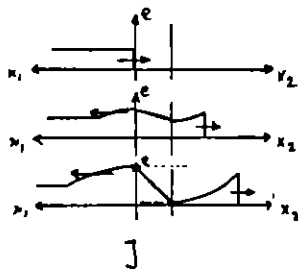
$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (e^{-\alpha t} - 1)$$

$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.5. SUCCESSIVE REFLECTIONS

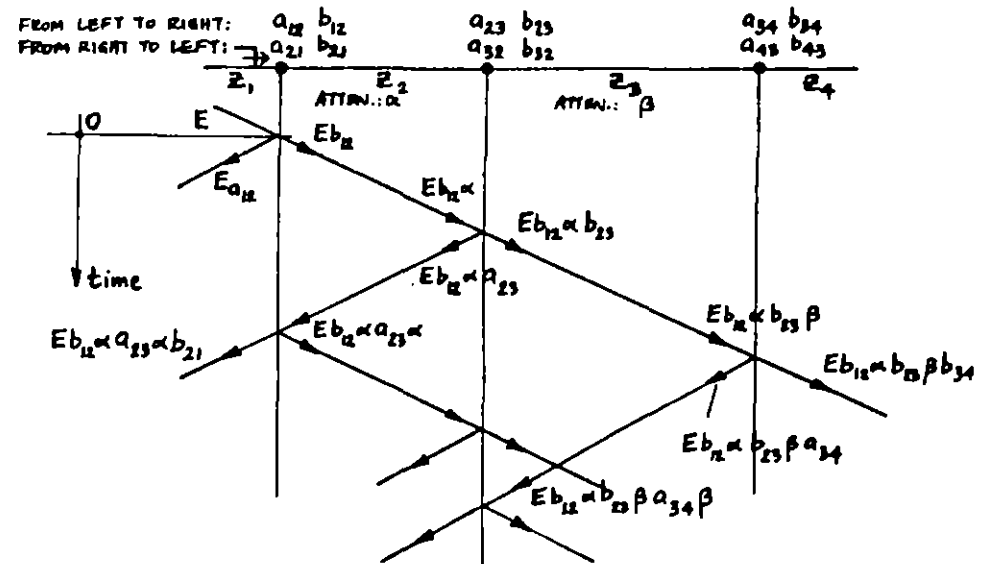
2.5.1. BEWLEY LATTICE

TIME-SPACE DIAGRAM
MULTIPLE REFLECTIONS

DISTANCE BETWEEN JUNCTIONS
IS PROPORTIONAL TO

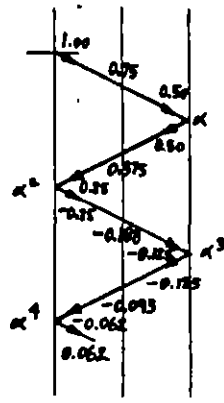
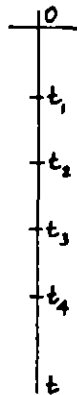
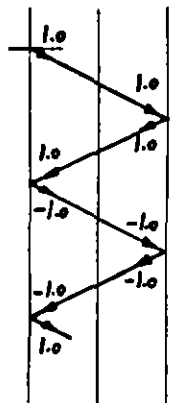
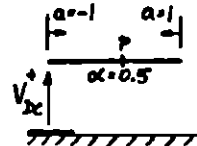
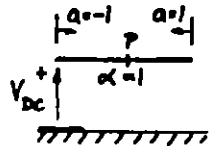
TIME OF WAVE PASSAGE
(DIAGONALS HAVE SAME SLOPE)

LENGTH BETWEEN JUNCTIONS
(SLOPES ARE DIFFERENT)

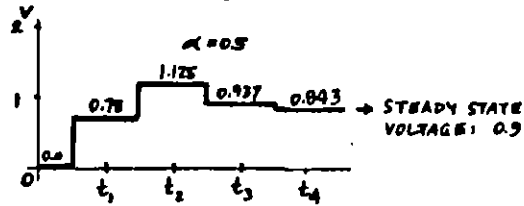
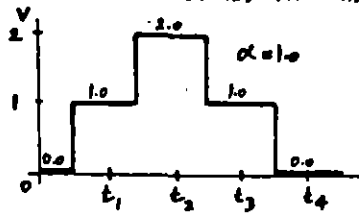


2.52. EXAMPLES

LINE CHARGING WITH DC



VOLTAGES AT MIDPOINT OF LINE (P):

VOLTAGE AT END WHEN $\alpha=0.5$:

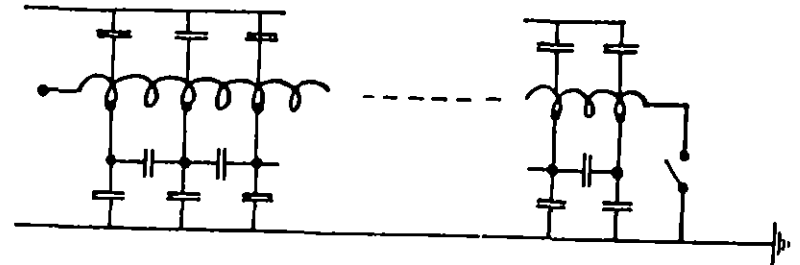
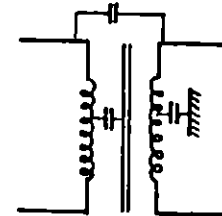
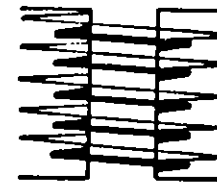
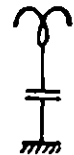
$$V = 2\alpha - 2\alpha^3 \pm \dots = 2\alpha (1 - \alpha^2 + \alpha^4 \mp \dots)$$

$$\text{STEADY STATE VOLTAGE: } \lim V = \frac{2\alpha}{1 + \alpha^2} = 0.8$$

3. TRANSFORMER WINDINGS UNDER TRANSIENT CONDITIONS

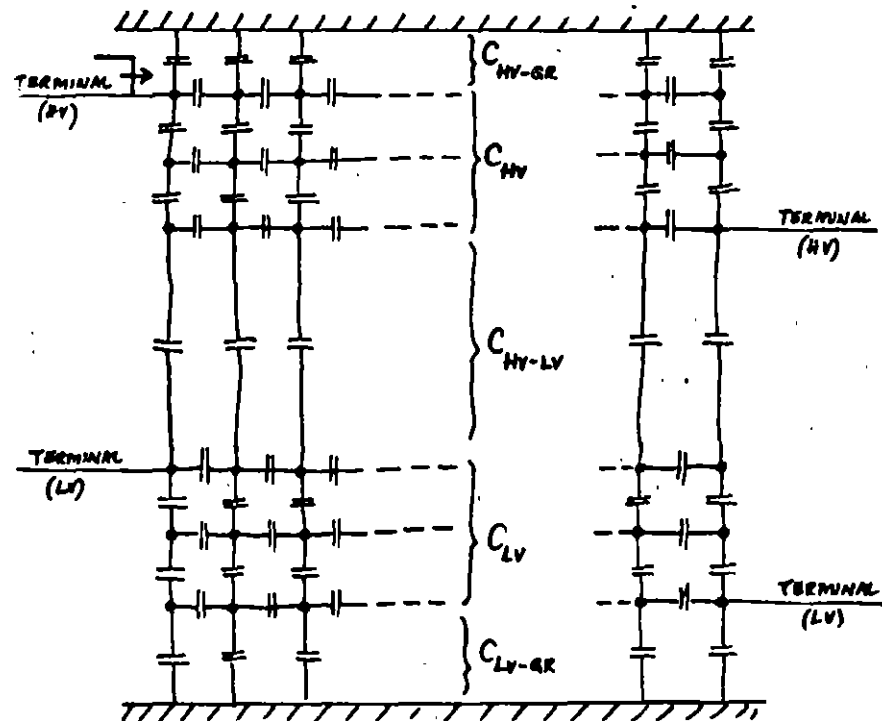
3.1. SCHEMATIC REPRESENTATION

SELF INDUCTANCES
MUTUAL INDUCTANCES
CAPACITANCES: TO CORE
TO TANK
CAPACITIVE COUPLING
LOSSES (RESISTANCES)

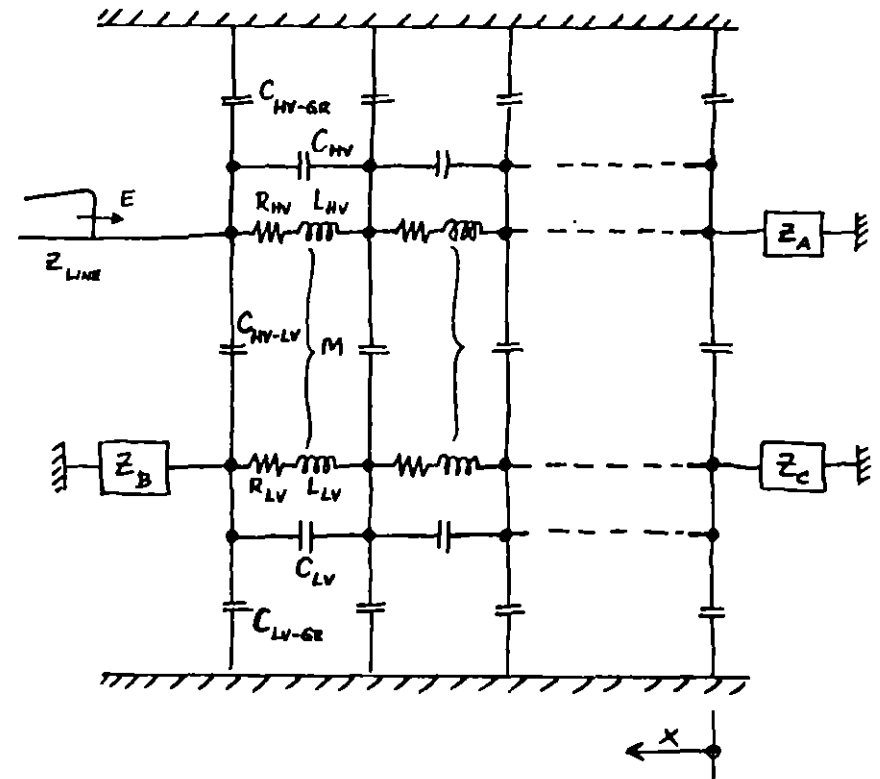


INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION IS DETERMINED
BY THE CAPACITANCE NETWORK,

AT THE FRONT OF THE WAVE ($\omega \approx \infty$)
 $WL \approx \infty$, I.E., OPEN-CIRCUITED:



COMPLETE EQUIVALENT CIRCUIT FOR TRANSIENTS
(ANALOG MODEL):



3.2. INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION

CAPACITANCE LADDER NETWORK

GROUND CAP. OF WINDING C_g SERIES CAP. OF WINDING C_s E = VOLTAGE TO GROUND AT ANY POINT x = FROM NEUTRAL TO TERMINAL l = LENGTH OF WINDING

$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} - \frac{1}{l^2} \frac{C_g}{C_s} E = 0$$

$$E = Ae^{px} + Be^{-px}$$

$$p = \frac{1}{l} \left(\frac{C_g}{C_s} \right)^{\frac{1}{2}}$$

GROUNDED NEUTRAL

$$E = V \frac{\sinh(\alpha x/l)}{\sinh \alpha}$$

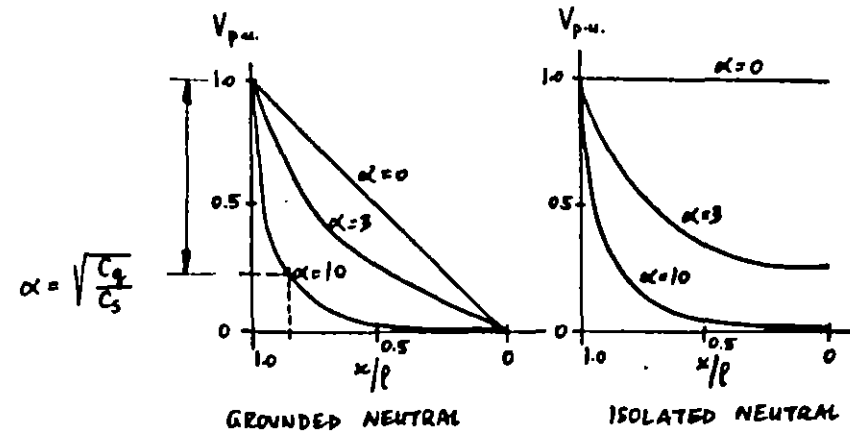
$$x=0: E=0 \quad x=l: E=V$$

$$\alpha = pl = \sqrt{\frac{C_g}{C_s}}$$

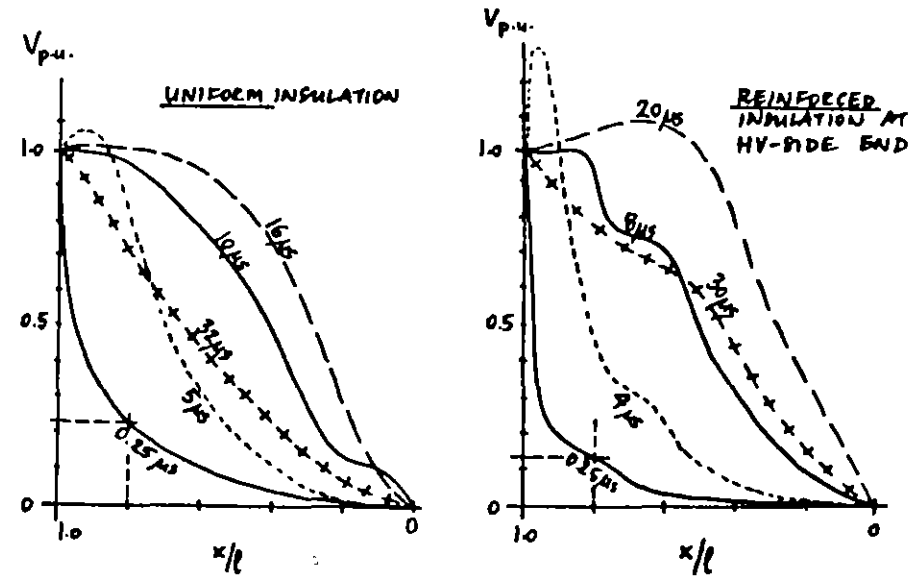
ISOLATED NEUTRAL

$$E = V \frac{\cosh(\alpha x/l)}{\cosh \alpha}$$

$$x=0: I=0 \quad x=l: E=V$$



INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION IN CASE OF STEP-FUNCTION FORWARD VOLTAGE



TRANSIENT VOLTAGE DISTRIBUTION IN CASE OF STEP-FUNCTION FORWARD VOLTAGE

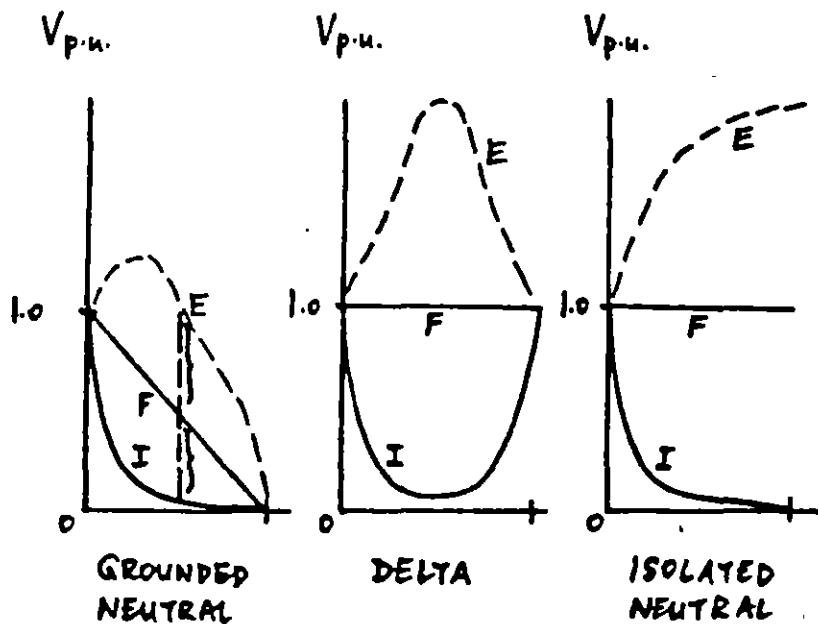
3.4. ENVELOPE CURVES

I - INITIAL DISTRIBUTION

F - FINAL DISTRIBUTION

LC CIRCUITS $\rightarrow$ OSCILLATIONS

E - ENVELOPES OF OSCILLATION





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS**

**MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.**

TEMA: CORTOCIRCUITO Y CALCULO DE FALLAS

M.C. RAMON VILA VIVALDO

CORTOCIRCUITO

OBJETIVO

"Los valores máximos calculados de las corrientes de cortocircuito son usados para seleccionar dispositivos de una capacidad interruptiva adecuada, checar la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos y para determinar la coordinación tiempo-corriente de los relevadores de protección. Los valores mínimos son usados para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección." [3]

FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA

Las corrientes que fluyen durante una falla provienen de las máquinas eléctricas rotatorias. Para una planta industrial se pueden dividir en cuatro categorías:

- Generadores síncronos
- Motores y condensadores síncronos
- Máquinas de inducción
- Sistema de Suministro de Energía eléctrica

Generadores síncronos

"Si un cortocircuito ocurre en las terminales de un generador síncrono, la corriente de cortocircuito empieza desde un valor alto y decae hasta un valor de estado estable después de haber transcurrido un periodo de tiempo desde el inicio del cortocircuito. Como un generador síncrono continúa siendo movido por su primotor y tiene su campo externamente excitado, el valor de estado estable de la corriente de falla persistirá a menos que sea interrumpida por algún medio de desconexión. Para representar esta característica, uno puede usar un circuito equivalente consistente de una fuente de voltaje constante en serie con una impedancia que varía con el tiempo. Esta impedancia variable consiste principalmente de reactancia.

Para propósitos de cálculo de corrientes de falla, las normas industriales han establecido tres nombres específicos para los valores de esta reactancia variable, llamada reactancia subtransitoria, reactancia transitoria y reactancia síncrona.

X''_d = reactancia subtransitoria; determina la corriente durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla. En aproximadamente 0.10 seg la reactancia se incrementa a:

X'_d = reactancia transitoria; considerada para determinar la corriente después de varios ciclos a 60 Hz. En cerca de $\frac{1}{2}$ a 2 seg la reactancia se incrementa a:

X_d = reactancia síncrona; este es el valor que determina la corriente que fluye después que la condición de estado estable es alcanzada.

Como la mayoría de los dispositivos para protección contra fallas, tales como interruptores y fusibles, operan adecuadamente antes que las condiciones de estado estable sean alcanzadas, la reactancia síncrona del generador es rara vez usada en el cálculo de las corrientes de falla para aplicarse en esos dispositivos." [3]

Motores y condensadores síncronos

"Los motores síncronos suministran corriente a una falla casi de la misma forma que los generadores síncronos. Cuando una falla ocasiona que el voltaje del sistema caiga, el motor síncrono

recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo el voltaje interno causa que una corriente fluya hacia la falla en el sistema. La inercia del motor y su carga actúan como un primotor y con el campo de excitación sostenido, el motor actúa como un generador que suministra corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye conforme decae el campo magnético de la máquina.

El circuito equivalente del generador es utilizado para motores síncronos. Nuevamente, una fuente de voltaje constante y las mismas tres reactancias X''_d , X'_d y X_d son usadas para establecer valores de corriente a tres puntos de tiempo.

Los condensadores síncronos son tratados en la misma forma que los motores síncronos." [3]

Máquinas de inducción

"Un motor de inducción tipo jaula de ardilla contribuirá con corriente de falla a un circuito fallado. Esta es generada por la inercia moviendo al motor en la presencia de un flujo de campo producido por inducción del estator en vez de un devanado de campo de corriente directa. La contribución de corriente de un motor de inducción a una falla en sus terminales se reduce y desaparece completamente después de unos cuantos ciclos, pues el flujo inducido disminuye al perder la fuente de voltaje causada por una falla en las terminales del motor.

Como el campo de excitación no es sostenido, no hay valor de estado estable de la corriente de falla como en el caso de las máquinas síncronas. Nuevamente, el mismo circuito equivalente es usado, pero los valores de reactancia transitoria y síncrona se aproximan a infinito. Como una consecuencia, a los motores de inducción se les asigna sólo un valor de reactancia subtransitoria X''_d . Este valor es muy cercano al valor de reactancia de rotor bloqueado.

Para cálculo de fallas un generador de inducción puede ser tratado en la misma forma que un motor de inducción. Motores de inducción de rotor devanado normalmente operando con sus anillos del rotor cortocircuitados contribuirán con corrientes de falla en la misma forma que los motores de inducción tipo jaula de ardilla. Ocasionalmente motores grandes de rotor devanado operando con alguna resistencia externa mantenida en sus circuitos del rotor puede tener constantes de tiempo de cortocircuito lo suficientemente bajas para que su contribución a la falla no sea significativa y pueda ser despreciada. Una investigación específica debe ser hecha para determinar cuando debe despreciarse la contribución de un motor de rotor devanado." [3]

Sistema Externo de Suministro de Energía Eléctrica

"Los generadores remotos del sistema de suministro de energía eléctrica son una fuente de corriente de cortocircuito, a menudo transmitida a través de un transformador. El circuito equivalente del generador puede ser usado para representar este sistema. Los generadores del sistema eléctrico están usualmente lejos de las plantas industriales. La corriente de contribución a una falla en una planta remota representa simplemente un pequeño incremento en la corriente de carga de las grandes centrales generadoras, y esta contribución de corriente tiende a permanecer constante. El sistema eléctrico es por lo tanto usualmente representado en la planta por una impedancia equivalente de un solo valor referida al punto de conexión." [3]

CANTIDADES EN POR UNIDAD

"Una parte importante de la preparación para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es establecer la impedancia de cada elemento del circuito, y convertirlas para que sean consistentes con todas las demás y combinarlas en serie y paralelo. Fuentes de valores de impedancia para los elementos del circuito son datos de placa, manuales, catálogos del fabricante y tablas.

Dos formas consistentes para expresar las impedancias, son en Ohms y en por unidad (por unidad difiere de por ciento sólo por un factor de 100). Las impedancias individuales de los equipos son a menudo dadas en por ciento, lo cual hace que las comparaciones sean fáciles, pero impedancias en por ciento raramente son usadas sin conversión en los cálculos del sistema. La forma en por unidad de la impedancia es usada porque es más conveniente que la forma ohmica cuando el sistema contiene varios niveles de voltaje. Impedancias expresadas en por unidad sobre una base definida pueden ser combinadas directamente, sin importar cuantos niveles de voltaje existan desde la fuente hasta la falla. Para obtener esta utilidad, el voltaje base en cada nivel de voltaje debe ser referido de acuerdo a la relación de transformación de los transformadores interconectados.

En el sistema en por unidad hay cuatro cantidades base, potencia aparente base en volts-ampere, voltaje base, corriente base e impedancia base. La relación entre cantidades base, por unidad y reales es como sigue:

$$\text{Cantidad en Por Unidad} = \text{Cantidad Real} / \text{Cantidad Base}$$

Usualmente un valor conveniente es seleccionado para la potencia aparente base en volts-ampere, y un voltaje base en un nivel es seleccionado para igualar el voltaje nominal del transformador a ese nivel. Voltajes base a otros niveles son establecidos por la relación de transformación del transformador. Corriente base e impedancia base en cada nivel son entonces obtenidas por las relaciones normales. Las siguientes fórmulas se aplican a sistemas trifasicos, donde el voltaje base es el voltaje fase a fase y la potencia aparente base es la potencia aparente trifasica:

$$I_{\text{base}} (\text{Amperes}) = \text{KVA}_{\text{base}} / \sqrt{3} \text{KV}_{\text{base}}$$

$$Z_{\text{base}} (\text{Ohms}) = (\text{KV}_{\text{base}})^2 / \text{MVA}_{\text{base}}$$

Las impedancias de los elementos individuales del sistema de potencia usualmente son obtenidas en formas que requieren conversión a las bases referidas para un cálculo en por unidad."

[3]

Para convertir a por unidad cuando se conoce el valor en Ohms se usa la siguiente expresión:

$$Z_{\text{pu}} = Z(\Omega) \text{MVA}_{\text{base}} / (\text{KV}_{\text{base}})^2$$

De la ecuación anterior se deduce que:

$$Z(\Omega) = Z_{pu} (KV_{base})^2 / MVA_{base}$$

Como el valor en Ohms de la impedancia debe permanecer constante independientemente de los valores base seleccionados (base1 o base2), se puede hacer la siguiente igualdad:

$$Z_{pu_{base1}} (KV_{base1})^2 / MVA_{base1} = Z_{pu_{base2}} (KV_{base2})^2 / MVA_{base2}$$

De la que se deriva la siguiente ecuación para el cálculo de impedancias en pu a cantidades base diferentes a las originales (convertir de base1 a base2):

$$Z_{pu_{base2}} = Z_{pu_{base1}} (MVA_{base2} / MVA_{base1}) (KV_{base1} / KV_{base2})^2$$

COMPONENTES SIMÉTRICAS

"En el año de 1918 C.L. Fortescue, presentó en una reunión del "American Institute of Electrical Engineers", un trabajo que constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados. El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de "n" vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en "n" sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Los "n" vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes. Aunque el método es aplicable a cualquier sistema polifásico desequilibrado, limitaremos nuestro estudio a los sistemas trifásicos.

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico puede descomponerse en 3 sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

1) Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales. (fig 1)

2) Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales. (fig 1)

3) Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula." [1] (fig 1)

Suponiendo un sistema desbalanceado de tres vectores (fig 2), donde cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes serían:

$$a = a_0 + a_1 + a_2 \quad \text{Ec. 1}$$

$$b = b_0 + b_1 + b_2 \quad \text{Ec. 2}$$

$$c = c_0 + c_1 + c_2 \quad \text{Ec. 3}$$

"En un sistema trifásico es conveniente, por los desplazamientos de fase de las componentes simétricas de tensiones y corrientes disponer de un método para indicar la rotación de 120° de un vector." [1]

La letra α se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo unidad y argumento de 120° definido por las siguientes expresiones:

$$\alpha = \text{mag } 1 \text{ ang } 120^\circ = -0.5 + j \sqrt{3}/2$$

$$\alpha^2 = \text{mag } 1 \text{ ang } 240^\circ$$

$$\alpha^3 = 1$$

$$\alpha^4 = \alpha$$

$$\alpha^5 = \alpha^2$$

$$\alpha^2 \neq -\alpha$$

$$\alpha + \alpha^2 = -1$$

$$\alpha - \alpha^2 = j \sqrt{3}$$

$$1 + \alpha + \alpha^2 = 0$$

$$1 - \alpha = \alpha^2 j \sqrt{3}$$

$$1 - \alpha^2 = \text{mag } \sqrt{3} \text{ ang } 30^\circ$$

$$1 + \alpha^2 = -\alpha$$

Examinando las ecuaciones 1, 2 y 3 se puede ver la descomposición de tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas.

En primer lugar se observa que el número de magnitudes desconocidas puede reducirse, expresando cada componente de b y c como el producto de una función del operador α y un componente de a . De la fig 1 se derivan las relaciones siguientes:

$$b_1 = \alpha^2 a_1 \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$b_2 = \alpha a_2 \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$b_0 = a_0 \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$c_1 = \alpha a_1 \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$c_2 = \alpha^2 a_2 \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$c_0 = a_0 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Sustituyendo las Ecuaciones anteriores en las Ecuaciones 1, 2 y 3, se obtiene:

$$\begin{aligned} a &= a_0 + a_1 + a_2 \\ b &= a_0 + \alpha^2 a_1 + \alpha a_2 \\ c &= a_0 + \alpha a_1 + \alpha^2 a_2 \end{aligned}$$

O bien en forma matricial

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 5}$$

Donde:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Para encontrar a_0 , a_1 y a_2 el sistema de ecuaciones planteado en la ecuación 5 se resuelve por la regla de Cramer

$$\det \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} = (\alpha^4 - \alpha^2) - (\alpha^2 - \alpha) + (\alpha - \alpha^2) = 3(\alpha - \alpha^2)$$

$$a_0 = \frac{\det \begin{bmatrix} a & 1 & 1 \\ b & \alpha^2 & \alpha \\ c & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{a(\alpha^4 - \alpha^2) - b(\alpha^2 - \alpha) + c(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_0 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b(\alpha - \alpha^2) + c(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a+b+c)$$

$$a_1 = \frac{\det \begin{bmatrix} 1 & a & 1 \\ 1 & b & \alpha \\ 1 & c & \alpha^2 \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{-a(\alpha^2 - \alpha) + b(\alpha^2 - 1) - c(\alpha - 1)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_1 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b\alpha(\alpha - \alpha^2) + c\alpha^2(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a + b\alpha + c\alpha^2)$$

$$a_2 = \frac{\det \begin{bmatrix} 1 & 1 & a \\ 1 & \alpha^2 & b \\ 1 & \alpha & c \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{a(\alpha - \alpha^2) - b(\alpha - 1) + c(\alpha^2 - 1)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_2 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b\alpha^2(\alpha - \alpha^2) + c\alpha(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a + b\alpha^2 + c\alpha)$$

Expresado en forma matricial se tiene:

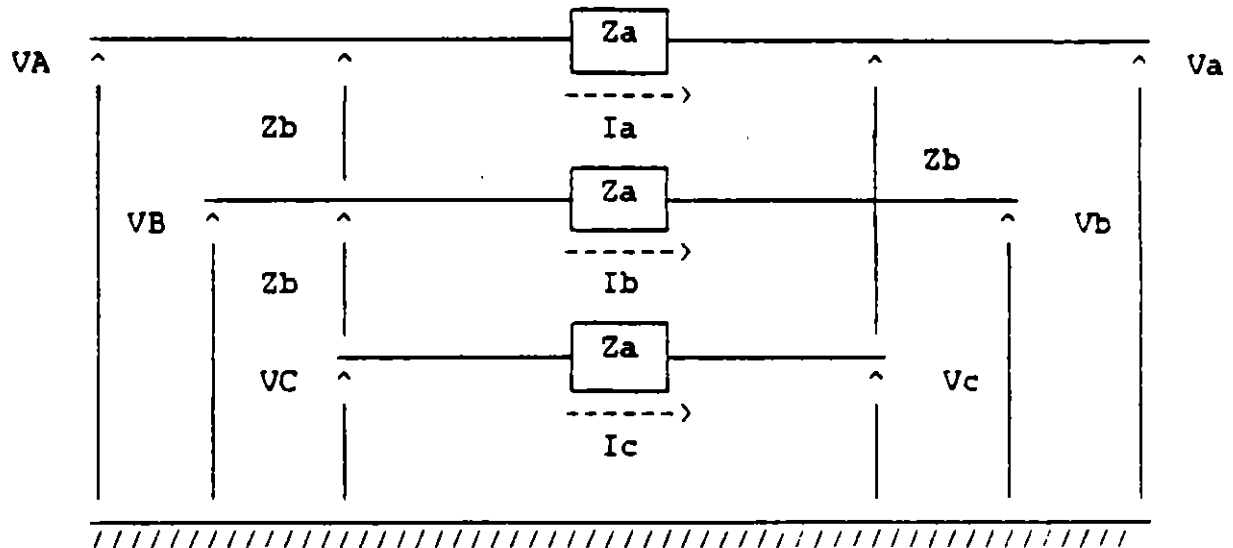
$$\begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} \quad \text{Ec. 6}$$

Estas expresiones muestran como descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas. Si se necesitan, los componentes b_0 , b_1 , b_2 , c_0 , c_1 y c_2 se pueden determinar por las Ecs. 4.

Toda esta teoría se aplica tanto a corrientes como a voltajes.

CALCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

El siguiente circuito representa las tres fases de un sistema eléctrico.



Donde Z_a y Z_b son las impedancias propias y mutuas de la línea respectivamente.

Del circuito anterior se deduce que:

$$\delta V_a = V_A - V_a = Z_a I_a + Z_b I_b + Z_b I_c$$

$$\delta V_b = V_B - V_b = Z_b I_a + Z_a I_b + Z_b I_c$$

$$\delta V_c = V_C - V_c = Z_b I_a + Z_b I_b + Z_a I_c$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \delta V_a \\ \delta V_b \\ \delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_b \\ Z_b & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_b & Z_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Aplicando componentes simétricas a $[\delta V]$ e $[I]$

$$[A] [\delta V_{cs}] = [Z] [A] [I_{cs}]$$

$$[\delta V_{cs}] = [A]^{-1} [Z] [A] [I_{cs}]$$

Donde: $[\delta V_{cs}]$ = vector de caídas de voltaje de componentes simétricas

$[I_{cs}]$ = vector de corrientes de componentes simétricas

Por lo tanto la matriz de componentes simétricas resultante es:

$$[Z_{cs}] = [A]^{-1} [Z] [A]$$

Sustituyendo valores:

$$[Z_{cs}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_b \\ Z_b & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_b & Z_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices y aplicando igualdades

$$[Z_{cs}] = \begin{bmatrix} Z_a + 2Z_b & 0 & 0 \\ 0 & Z_a - Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_a - Z_b \end{bmatrix}$$

Donde:

Z_0 = impedancia de secuencia cero (0) = $Z_a + 2Z_b$

Z_1 = impedancia de secuencia positiva (+) = $Z_a - Z_b$

Z_2 = impedancia de secuencia negativa (-) = $Z_a - Z_b$

Simplificando:

$$[Z_{cs}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}$$

Si:

$$[\delta V_{cs}] = [Z_{cs}] [I_{cs}]$$

Sustituyendo respectivamente:

$$\begin{bmatrix} \delta V_0 \\ \delta V_1 \\ \delta V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

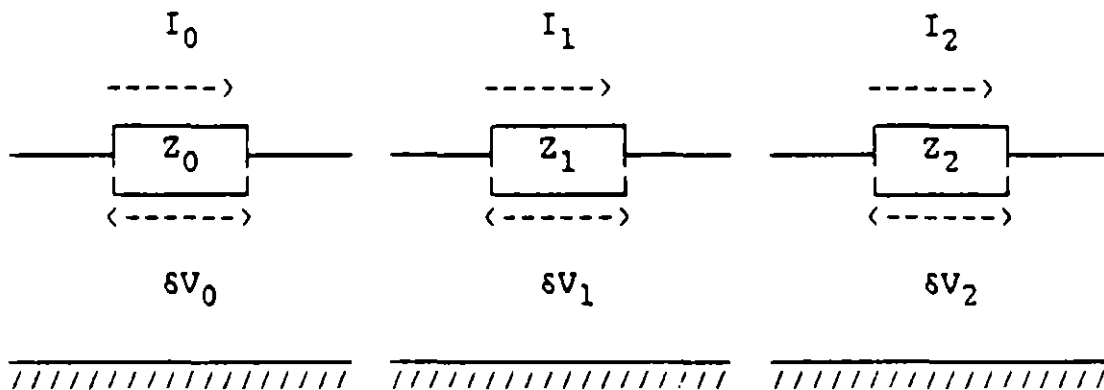
Obteniendo:

$$\delta V_0 = I_0 Z_0$$

$$\delta V_1 = I_1 Z_1$$

$$\delta V_2 = I_2 Z_2$$

Representandose electricamente a través de la siguiente figura:



Demostrando finalmente que los sistemas pueden descomponerse en tres redes independientes (secuencia cero, positiva y negativa), cada una con sus respectivos valores de secuencia.

DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE UN GENERADOR [1]

2.2.37

En la fig 3 se muestra un generador en vacío conectado a tierra a través de una reactancia. Los sentidos de las corrientes y las redes de secuencia para el generador se muestran en la fig 4.

Por componentes simétricas:

$$I_{a0} = (I_a + I_b + I_c) \div 3 = I_n \div 3$$

Por lo tanto:

$$I_n = 3 I_{a0}$$

En la fig 4 se observa que la corriente que pasa por la impedancia Z_n entre el neutro y tierra es:

$$3I_{a0}$$

y la caída de tensión de secuencia cero, desde el punto "a" hasta tierra es:

$$-3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0}$$

Donde Z_{g0} es la impedancia de secuencia cero por fase del generador.

La red de secuencia cero, es un circuito monofásico por el que solamente pasa la corriente de secuencia cero de una fase por una impedancia total de secuencia cero:

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0}$$

REDES DE SECUENCIA CERO [1]

Las corrientes de secuencia cero de un sistema trifásico funcionan como uno monofásico, debido a que tienen el mismo valor absoluto e igual fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Por consiguiente, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe una trayectoria de retorno por la cual pueda completarse el circuito.

La ^{p.p. 39}fig 5 muestra las redes de secuencia cero para cargas conectadas en estrella y en delta.

Los circuitos equivalentes de secuencia cero de los transformadores trifásicos merecen una atención especial, ya que las diversas combinaciones posibles de los devanados primario y secundario conectados en estrella y delta varían la red de secuencia cero. La teoría de los transformadores hace posible la construcción del circuito equivalente de la red de secuencia cero.

Recordando que por el primario de un transformador no circulará corriente, a menos que circule por el secundario, y despreciando la pequeña corriente de magnetización, la corriente primaria estará determinada por la secundaria y la relación de transformación. Estos principios sirven de base en el análisis de los casos particulares. Se estudiarán cinco posibles conexiones de transformadores de dos devanados, representadas en la fig 6. Las flechas indican las trayectorias de circulación de la corriente de secuencia cero, cuando no exista tal indicación la conexión del transformador no permitirá la circulación de las corrientes de secuencia cero. En la misma figura, para cada conexión se representa el circuito aproximado equivalente de secuencia cero, con resistencia y una trayectoria para la corriente de magnetización omitidas. Las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en los diagramas de conexiones y circuitos equivalentes. La justificación respectiva del circuito equivalente para cada conexión es la siguiente:

Caso 1.- Conexión estrella-estrella. Un neutro a tierra. Si uno de los dos neutros de un banco estrella-estrella no está conectado a tierra, la corriente de secuencia cero no puede circular en ninguno de los dos devanados. La ausencia de trayectoria por un devanado impide la corriente en el otro. Para la corriente de secuencia cero existe un circuito abierto entre las dos partes del sistema conectado por el transformador.

Caso 2.- Conexión estrella-estrella. Ambos neutros conectados a tierra. Cuando ambos neutros de un transformador estrella-estrella están conectados a tierra, existe trayectoria en los dos devanados para las corrientes de secuencia cero. Si la corriente de secuencia cero puede seguir un circuito completo fuera del transformador en ambos lados de este, puede circular en ambos devanados del transformador. En la red de secuencia cero, los puntos de ambos lados del transformador se unen por la impedancia de secuencia cero del transformador.

Caso 3.- Conexión estrella-delta. Estrella conectada a tierra. Si el neutro de un transformador estrella-delta es conectado a tierra, las corrientes de secuencia cero tienen trayectoria a tierra a través de la conexión a tierra de la estrella, ya que las corrientes inducidas correspondientes pueden circular en la conexión en delta. La corriente de secuencia cero, que circula en la delta para equilibrar la corriente de secuencia cero en la estrella, no puede circular en las líneas conectadas a la delta. El circuito equivalente debe proporcionar una trayectoria desde la línea en el lado en estrella, a través de la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador, hasta la barra de referencia. Es preciso que haya un circuito abierto entre la línea y la barra de referencia en el lado de la delta. Si la conexión del neutro a tierra contiene una impedancia Z_n , el circuito equivalente de secuencia cero debe tener una impedancia $3Z_n$ en serie con la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador para conectar la línea en el lado en estrella a tierra.

Caso 4.- Conexión estrella-delta. Sin conexión a tierra. Si la estrella no está conectada a tierra, la impedancia Z_n entre el neutro y tierra es infinita. La impedancia $3Z_n$ en el circuito equivalente del Caso 3 para la impedancia de secuencia cero, se hace infinita. La corriente de secuencia cero no puede circular en los devanados del transformador.

Caso 5.- Conexión delta-delta. Como un circuito delta-delta no proporciona trayectoria de retorno a la corriente de secuencia cero, no puede haber corriente de secuencia cero en un transformador delta-delta, aunque puede circular dentro de los devanados en delta.

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

La fig 7 representa una falla trifásica balanceada.

De donde se deduce que:

$$I_{af} + I_{bf} + I_{cf} = 0 \quad (\text{falla balanceada})$$

$$V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0 \quad (\text{fase-tierra})$$

Como el circuito es balanceado:

$$\begin{aligned} I_{bf} &= \alpha^2 I_{af} \\ I_{cf} &= \alpha I_{af} \end{aligned}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = (I_{af} + I_{bf} + I_{cf}) \div 3 = 0$$

$$\begin{aligned} I_{1f} &= (I_{af} + \alpha I_{bf} + \alpha^2 I_{cf}) \div 3 \\ &= (I_{af} + \alpha^3 I_{af} + \alpha^3 I_{af}) \div 3 = I_{af} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{2f} &= (I_{af} + \alpha^2 I_{bf} + \alpha I_{cf}) \div 3 \\ &= (I_{af} + \alpha I_{af} + \alpha^2 I_{af}) \div 3 = 0 \end{aligned}$$

$$\text{Como:} \quad V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0$$

$$\text{Se cumple que:} \quad V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = 0$$

Concluyendose que para una falla trifásica balanceada la única red que interviene es la de secuencia positiva. El circuito equivalente para esta falla se muestra en la fig 8.

FALLA DE LINEA A TIERRA

La fig 9 es una representación de este tipo de falla.

De donde se deduce que:

$$I_{bf} = I_{cf} = 0 \quad (\text{fases no falladas})$$

$$V_{af} = 0 \quad (\text{fase-tierra})$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = I_{1f} = I_{2f} = I_{af} \div 3 \quad \text{Ec. 7}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix}$$

Se obtiene:

$$0 = V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} \quad \text{Ec. 8}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 7 y 8 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como lo indica la fig 10.

FALLA DE LINEA A LINEA

La fig 11 es una representación de este tipo de falla

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$I_{cf} = - I_{bf}$$

$$V_{bf} = V_{cf}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ -I_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando:

$$I_{0f} = 0$$

$$I_{1f} = (\alpha - \alpha^2) I_{bf} \div 3 = j\sqrt{3} I_{bf} \div 3 = j I_{bf} / \sqrt{3}$$

$$I_{2f} = (\alpha^2 - \alpha) I_{bf} \div 3 = -j\sqrt{3} I_{bf} \div 3 = -j I_{bf} / \sqrt{3}$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$I_{1f} = - I_{2f} \quad \text{Ec. 9}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ V_{bf} \\ V_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando:

$$V_{0f} = (V_{af} + V_{bf} + V_{bf}) \div 3 = (V_{af} + 2V_{bf}) \div 3$$

$$V_{1f} = (V_{af} + \alpha V_{bf} + \alpha^2 V_{bf}) \div 3 = (V_{af} - V_{bf}) \div 3$$

$$V_{2f} = (V_{af} + \alpha^2 V_{bf} + \alpha V_{bf}) \div 3 = (V_{af} - V_{bf}) \div 3$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$V_{1f} = V_{2f} \quad \text{Ec. 10}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 9 y 10 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la fig 12.

FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

La fig 13 es una representación de este tipo de falla.

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$V_{bf} = V_{cf} = 0$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$0 = I_{0f} + I_{1f} + I_{2f} \quad \text{Ec. 11}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = V_{af} \div 3 \quad \text{Ec. 12}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 11 y 12, es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la fig 14.

METODO DE LA NORMA ANSI/IEEE 141-1986

El método consiste básicamente en la aplicación de ciertos factores de multiplicación sobre el cálculo de las corrientes de cortocircuito, mismos que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación X/R de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que se inicie la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

La Norma considera la elaboración de tres redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de cortocircuito. La diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas rotatorias, el cual varía en función de la red.

PRIMERA RED

Su finalidad consiste en obtener las corrientes de cortocircuito momentáneas, que circulan durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla, para elaborar esta red deberán tomarse en cuenta los valores subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al cortocircuito afectadas por los factores indicados en las tablas 24 y 25 de la Norma y los elementos estáticos, considerando los motores menores de 50 HP agrupados en un equivalente.

Las corrientes calculadas con esta red pueden tener diferentes usos:

- a. Para seleccionar capacidades de fusibles.
- b. Para seleccionar capacidades de interruptores.

Para ambos casos se deberán calcular corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas, el factor de asimetría se determina de acuerdo a los siguientes criterios:

- Para fusibles
 - 1.2 si el voltaje es menor a 15 KV y si la relación X/R es menor a 4.
 - 1.55 para los demás casos
(ANSI/IEEE C37.41-1981)
- Para interruptores en baja tensión
(menores o iguales a 1 KV)
El factor varía en función de la relación X/R
(NEMA AB 1-1986)
- Para interruptores en media y alta tensión
(arriba de 1 KV)
1.6 en todos los casos
(ANSI/IEEE C37.010-1979 y C37.5-1979)

SEGUNDA RED

Con esta red se obtiene la corriente interruptiva de cortocircuito que ocurre en el momento en que los contactos del interruptor inician su apertura, los resultados deberán usarse para selección de interruptores en media y alta tensión (arriba de 1 KV).

Durante la elaboración de esta red se deben afectar las impedancias subtransitorias de las máquinas rotatorias por los factores indicados en las tablas 24 y 25 de la Norma.

Con la relación X/R de los circuitos equivalentes interruptivos al punto de falla, se determina el factor de multiplicación utilizando las curvas de las figuras 101, 102, 103 o 104 de la Norma ANSI/IEEE 141-1986. La Norma recomienda usar siempre factores de multiplicación remotos que impondrían las condiciones más severas de falla.

En esta red se desprecian los motores agrupados de capacidades menores de 50 HP.

TERCERA RED

Con esta red se obtienen las corrientes que se requieren para el cálculo de los ajustes de relevadores con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos).

El circuito equivalente de la red que se utiliza, deberá elaborarse considerando únicamente los valores de impedancia transitoria de los generadores e impedancias de los equipos estáticos (cables, transformadores, reactores, etc.), instalados entre ellos y los puntos de falla, despreciando las contribuciones de todos los motores.

El factor de multiplicación para esta red es de 1.0 para todos los casos.

En los ajustes de los relevadores instantáneos se utilizan las corrientes momentáneas de cortocircuito obtenidas en la primera red.

Se recomienda mantener equivalentes separados de reactancias y resistencias para encontrar las relaciones X/R y la impedancia equivalente al punto de falla, sin embargo, para niveles de falla de arriba de 1 KV, la resistencia podrá omitirse al calcular la impedancia equivalente para fallas trifásicas balanceadas.

EJEMPLO

Siguiendo el procedimiento de la Norma IEEE/ANSI 141-1986, se desean calcular fallas trifásicas balanceadas y de línea a tierra en los buses 1 y 2 del diagrama unifilar de la fig. 15, bajo las siguientes consideraciones:

- 1.) Para las fallas trifásicas balanceadas se calcularán las corrientes de las tres redes indicadas en la Norma
- 2.) Para las fallas de línea a tierra se calcularán únicamente las corrientes de la tercera red, debido a que éstas solo se usarán para ajuste de dispositivos de protección.
- 3.) Las impedancias de secuencia (+), (-) y (0) de cada uno de los elementos del sistema son iguales
- 4.) Se utilizarán interruptores de potencia de 5 ciclos con tiempo de apertura de contactos de 3 ciclos

Los datos del ejemplo son los siguientes:

GENERADOR	25 MVA 13.8 KV $X''_d = 9 \%$ $X'_d = 13.5 \%$ $X/R = 45$
CONTRIBUCION DE CFE	1000 MVAcc 69 KV $X/R = 22$
MOTOR SINCRONO	6000 HP 13.2 KV FP = 0.80 EFIC = 0.9325 720 REV/MIN $X''_d = 0.20 \text{ pu}$ $X/R = 30$
MOTOR DE INDUCCION	100 HP 460 V FP = 0.80 EFIC = 0.9325 1800 REV/MIN IRB = 6 pu $X/R = 8$
MOTORES DE INDUCCION ACRUPADOS (MENORES DE 50 HP)	100 HP (suma total) 460 V IRB = 5.9642 pu $X/R = 6.6$

TRANSFORMADOR 1 20 MVA
 69-13.8 KV
 $Z = 7\%$ (dato de placa)
 $X/R = 21$
 $R = 6.6 \Omega$ (Resistencia de puesta a tierra)

TRANSFORMADOR 2 1.5 MVA
 13.8-0.480 KV
 $Z = 5\%$ (dato de placa)
 $X/R = 8$

REACTOR $Z = 0.001 \Omega$ (dato de placa)
 $X/R = 80$

CABLE 1 cond/fase de 500 MCM
 Cobre
 75 °C
 ducto no magnético
 circuito de 25 m
 DMG = 2 pulgadas

Selección de cantidades base:

100 MVA
 69.0 KV para el primario del transformador 1
 13.8 KV para el bus 1
 0.48 KV para el bus 2

Cálculo de impedancias en por unidad (pu):

GENERADOR

primera y segunda red:

$$\begin{aligned}
 X''_d \text{ pu} &= 0.09 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/25 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) \\
 &= 0.36 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R''_d \text{ pu} &= 0.36 \text{ pu}/45 \\
 &= 0.008 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

tercera red:

$$\begin{aligned}
 X''_d \text{ pu} &= 0.135 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/25 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) \\
 &= 0.54 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 R''_d \text{ pu} &= 0.54 \text{ pu}/45 \\
 &= 0.012 \text{ pu}
 \end{aligned}$$

CONTRIBUCION DE CFE

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = (100 \text{ MVA}/1000 \text{ MVA}) (69 \text{ KV}/69 \text{ KV})^2 \\ = 0.10 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.10 \text{ pu} / \sqrt{1 + 22^2} \\ = 0.0045 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.0045 \text{ pu} \times 22 \\ = 0.0999 \text{ pu}$$

MOTOR SINCRONO

primera red:

$$X \text{ pu} = 0.20 \text{ pu} \left[\frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 6,000 \text{ HP}} \right] \left[\frac{13.2 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 3.0498 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 3.0498 \text{ pu}/30 \\ = 0.1017 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X \text{ pu} = 1.5 \times 3.0498 \text{ pu} \\ = 4.5747 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 4.5747 \text{ pu}/30 \\ = 0.1525 \text{ pu}$$

MOTOR DE INDUCCION

primera red:

$$X \text{ pu} = \left[\frac{1.2}{6 \text{ pu}} \right] \left[\frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \right] \left[\frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 183.6806 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 183.6806 \text{ pu}/8 \\ = 22.9601 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X \text{ pu} = \left[\frac{3.0}{6 \text{ pu}} \right] \left[\frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \right] \left[\frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right]^2 \\ = 459.2014 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 459.2014 \text{ pu}/8 \\ &= 57.4002 \text{ pu} \end{aligned}$$

MOTORES DE INDUCCION AGRUPADOS (MENORES DE 50 HP)

primera red:

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= \left[\frac{1.67}{5.9643 \text{ pu}} \right] \left[\frac{100,000 \text{ KVA}}{100 \text{ HP}} \right] \left[\frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right]^2 \\ &= 257.1522 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 257.1522 \text{ pu}/6.6 \\ &= 38.9624 \text{ pu} \end{aligned}$$

TRANSFORMADOR 1

las tres redes:

$$\begin{aligned} Z \text{ pu} &= 0.07 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/20 \text{ MVA}) (69 \text{ KV}/69 \text{ KV})^2 \\ &= 0.35 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 0.35 \text{ pu} / \sqrt{1 + 21^2} \\ &= 0.0166 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= 0.0166 \text{ pu} \times 21 \\ &= 0.3496 \text{ pu} \end{aligned}$$

TRANSFORMADOR 2

las tres redes:

$$\begin{aligned} Z \text{ pu} &= 0.05 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/1.5 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV})^2 \\ &= 3.3333 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 3.3333 \text{ pu} / \sqrt{1 + 8^2} \\ &= 0.4134 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= 0.4134 \text{ pu} \times 8 \\ &= 3.3076 \text{ pu} \end{aligned}$$

REACTOR

las tres redes:

$$\begin{aligned} Z \text{ pu} &= 0.001 \Omega (100 \text{ MVA}/(0.48 \text{ KV})^2) \\ &= 0.434 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 0.434 \text{ pu} / \sqrt{1 + 80^2} \\ &= 0.0054 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= 0.0054 \text{ pu} \times 80 \\ &= 0.434 \text{ pu} \end{aligned}$$

CABLE

las tres redes:

$$\begin{aligned} XA &= 0.0839 \Omega/1000 \text{ pies a 1 pie de DMG (tabla N1.3)} \\ R &= 0.0246 \Omega/1000 \text{ pies a } 50^\circ \text{C y } 60 \text{ Hz (tabla N1.3)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} XB &= 0.052917 \text{ Log}_{10} (2 \text{ plg}) - 0.057107 \\ &= -0.0412 \Omega/1000 \text{ pies} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 25m &= 25m (1 \text{ pie}/0.3048m) \\ &= 82.021 \text{ pies} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \Omega &= (0.0839 - 0.0412) (\Omega/1000 \text{ pies}) 82.021 \text{ pies} \\ &= 0.0035 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= 0.0035 \Omega (100 \text{ MVA}/(13.8 \text{ KV})^2) (1/1)^* (3/3) \\ &= 0.0018 \text{ pu} \end{aligned}$$

* se recomienda usar estos valores cuando el circuito está en ducto no magnético

$$\begin{aligned} R \Omega @ 75^\circ \text{C} &= \left[\frac{0.0246 \Omega}{1000 \text{ pies}} \right] 82.021 \text{ pies} \left[\frac{234.5+75^\circ \text{C}}{234.5+50^\circ \text{C}} \right] \\ &= 0.0022 \Omega \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 0.0022 \Omega (100 \text{ MVA}/(13.8 \text{ KV})^2) (3/3) \\ &= 0.0012 \text{ pu} \end{aligned}$$

A continuación se muestra una tabla con los valores calculados en por unidad:

CANTIDADES EN POR UNIDAD

ELEMENTO	1a. RED		2a. RED		3a. RED	
	R	Xj	R	Xj	R	Xj
TRANSFOR 1	0.0166	0.3496	0.0166	0.3496	0.0166	0.3496
TRANSFOR 2	0.4134	3.3076	0.4134	3.3076	0.4134	3.3076
REACTOR	0.0054	0.4340	0.0054	0.4340	0.0054	0.4340
CABLE	0.0012	0.0018	0.0012	0.0018	0.0012	0.0018
CFE	0.0045	0.0999	0.0045	0.0999	0.0045	0.0999
GENERADOR	0.0080	0.3600	0.0080	0.3600	0.0120	0.5400
MOT SIN	0.1017	3.0498	0.1525	4.5747	-----	-----
MOT IND	22.9601	183.6806	57.4002	459.2014	-----	-----
MOT AGRU	38.9624	257.1522	-----	-----	-----	-----

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

En las figuras 16, 17 y 18 se muestran los diagramas unifilares de reactancias y resistencias para cada una de las redes, respectivamente.

Los equivalentes de Thevenin a los puntos de falla y los resultados de las corrientes de cortocircuito para cada red, se muestran en la siguiente tabla:

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

PRIMERA RED

B	Rpu	Xpu	X/R	KV	Zpu	uso	Fm	Icc(KA)	Pcc(MVA)
1	0.0055	0.1873	34.12	13.8	0.1873	I	1.600	35.740	854.270
1	0.0055	0.1873	34.12	13.8	0.1873	F	1.550	34.623	827.574
2	0.4122	3.7902	9.20	0.48	3.8126	I	1.218	38.426	31.947
2	0.4122	3.7902	9.20	0.48	3.8126	F	1.550	48.200	40.655

SEGUNDA RED

B	Rpu	Xpu	X/R	KV	INT	Fm	Icc(KA)	Pcc(MVA)
1	0.0056	0.1915	34.25	13.8	SIM	1.18	25.785	616.330
1	0.0056	0.1915	34.25	13.8	TOT	1.28	27.971	668.562

TERCERA RED

B	Rpu	Xpu	KV	Zpu	Icc(KA)
1	0.0076	0.2453	13.8	0.2453	17.055
2	0.4264	3.9869	0.48	4.0096	29.998

FALLA DE LINEA A TIERRA

Para el cálculo de las corrientes de falla de línea a tierra es necesario obtener el valor en pu de la resistencia de puesta a tierra del TRANSFORMADOR 1:

$$R_{pu} = 6.6 \Omega (100 \text{ MVA} / (13.8 \text{ KV})^2) \\ = 3.4657 \text{ pu}$$

En la fig 19 se muestran los diagramas unifilares de reactancias y resistencias de secuencia cero.

Las resistencias y reactancias equivalentes de secuencias positiva, negativa y cero requeridas para el cálculo son las siguientes:

BUS 1

$$\begin{aligned} \text{Req pu} &= 2 (0.0076 \text{ pu}) + 10.4136 \text{ pu} \\ &= 10.4288 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Xeq pu} &= 2 (0.2453 \text{ pu}) + 0.3496 \text{ pu} \\ &= 0.8402 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zeq pu} &= \sqrt{10.4288^2 + 0.8402^2} \\ &= 10.4626 \text{ pu} \end{aligned}$$

BUS 2

$$\begin{aligned} \text{Req pu} &= 2 (0.4264 \text{ pu}) + 0.4188 \text{ pu} \\ &= 1.2716 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Xeq pu} &= 2 (3.9869 \text{ pu}) + 3.7416 \text{ pu} \\ &= 11.7154 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zeq pu} &= \sqrt{1.2716^2 + 11.7154^2} \\ &= 11.7842 \text{ pu} \end{aligned}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para las corrientes de falla:

FALLA DE LINEA A TIERRA

TERCERA RED

BUS	Zeq pu	KV	Icc (A)
1	10.4626	13.8	1,199.62
2	11.7842	0.48	30,620.97

ANEXO 1 CALCULO DE IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD

1.- Aportación de cortocircuito del sistema

$$Z_{pu} = (MVAB/MVAcc) (KVcc/KVB)^2$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

MVAB	potencia base en MVA
MVAcc	potencia de cortocircuito de la contribucion en MVA
KVcc	voltaje nominal en la falla en KV
KVB	voltaje base en KV
X/R	valor de la relacion X/R

2.- Transformador de dos devanados

$$Z_{pu} = Z_{tpu} (MVAB/MVAT) (KVT/KVB)^2$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

Ztpu	impedancia del transformador en pu
MVAB	potencia base en MVA
MVAT	potencia nominal del transformador en MVA
KVB	voltaje base en KV
KVT	voltaje nominal del transformador en KV
X/R	valor de la relacion X/R

para datos tipicos multiplicar la Zpu por 0.925

3.- Motores de induccion

$$X_{pu} = (1/IRB) [(KVAB FP EFIC)/(0.746 HP)] (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

HP	potencia del motor en HP
EFIC	eficiencia del motor en pu
FP	factor de potencia del motor en pu
IRB	corriente a rotor bloqueado del motor en pu
KVM	voltaje nominal del motor en KV
KVB	voltaje base en KV
KVAB	potencia base en KVA
X/R	valor de la relacion X/R

4.- Motores sincronicos

$$X_{pu} = X''_d [(KVAB FP EFIC)/(0.746 HP)] (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

HP	potencia del motor en HP
EFIC	eficiencia del motor en pu
FP	factor de potencia del motor en pu
X'' _d	reactancia subtransitoria del motor en pu
KVM	voltaje nominal del motor en KV
KVB	voltaje base en KV
KVAB	potencia base en KVA
X/R	valor de la relacion X/R

5.- Cables

$$XB = 0.052917 \log_{10} D - 0.057107$$

$$X_{pu} = (XA+XB) (FT/1000) (MVAB/KVB^2) (XMG/XNMG) (3/NUC)$$

$$R_{pu} = R (FT/1000) (MVAB/KVB^2) [(K+GD)/(K+GR)] (3/NUC)$$

donde:

XB	factor de corrección por espaciamento en $\Omega/\text{cond}/1000$ pies a 60 Hz.
D	espaciamento equivalente en delta del alimentador en pulgadas
XA	reactancia del alimentador a un pie de espaciamento en $\Omega/\text{cond}/1000$ pies a 60 Hz.
FT	longitud del alimentador en pies
MVAB	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV
XMG	reactancia de un circuito trifasico tipico instalado en ducto magnetico en $\Omega/1000$ pies a 60 Hz.
XNMG	reactancia de un circuito trifasico tipico instalado en ducto no magnetico en $\Omega/1000$ pies a 60 Hz.
NUC	cantidad de conductores del alimentador
GR	temperatura en °C a la cual se encuentra la resistencia del alimentador.
GD	temperatura en °C a la cual se desea calcular la resistencia del alimentador.
R	resistencia del alimentador a la temperatura GR en $\Omega/\text{cond}/1000$ pies a 60 Hz.
K	variable en funcion del material del conductor

K = 234.5 para cobre recocido (100% conductividad)

K = 241.5 para cobre estirado duro (79.3% conductividad)

K = 228.1 para aluminio

6.- Reactores limitadores de corriente

$$Z_{pu} = Z_{\Omega} (MVAB/KVB^2)$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

Z_{Ω}	impedancia del reactor en Ω
$MVAB$	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV
X/R	valor de la relación X/R

para datos típicos multiplicar la Z_{pu} por 0.925

7.- Dato conocido en ohms

$$R_{pu} = R_{\Omega} (MVAB/KVB^2)$$

$$X_{pu} = X_{\Omega} (MVAB/KVB^2)$$

donde:

R_{Ω}	resistencia del elemento en Ω
X_{Ω}	reactancia del elemento en Ω
$MVAB$	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV

8.- Generadores

$$X_{pu} = X_G (MVAB/MVAG) (KVG/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

X_G	reactancia del generador en pu
$MVAB$	potencia base en MVA
$MVAG$	potencia nominal del generador en MVA
KVB	voltaje base en KV
KVG	voltaje nominal del generador en KV
X/R	valor de la relación X/R

9.- Motores de inducción agrupados

$$X_{pu} = (1/I_{rb}) (KVAB/\Sigma HP) (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

I_{rb}	corriente promedio a rotor bloqueado en pu del motor equivalente del grupo
ΣHP	potencia total del grupo de motores en HP
$KVAB$	potencia base en KVA
KVB	voltaje base en KV
KVM	voltaje nominal del grupo de motores en KV
X/R	valor de la relación X/R del grupo de motores

10.- Transformadores de tres devanados

$$ZPS_{pu} = ZPS (MVAB/MVAPS) (KVT/KVB)^2$$

$$ZPT_{pu} = ZPT (MVAB/MVAPT) (KVT/KVB)^2$$

$$ZST_{pu} = ZST (MVAB/MVAST) (KVT/KVB)^2$$

$$ZP_{pu} = (ZPS_{pu} + ZPT_{pu} - ZST_{pu}) \div 2$$

$$ZS_{pu} = (ZPS_{pu} + ZST_{pu} - ZPT_{pu}) \div 2$$

$$ZT_{pu} = (ZPT_{pu} + ZST_{pu} - ZPS_{pu}) \div 2$$

En cada ZP_{pu} , ZS_{pu} y ZT_{pu} habrá que aplicar:

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

ZPS	impedancia primario-secundario en pu
ZPT	impedancia primario-terciario en pu
ZST	impedancia secundario-terciario en pu
MVAPS	potencia base de ZPS en MVA
MVAPT	potencia base de ZPT en MVA
MVAST	potencia base de ZST en MVA
KVT	voltaje nominal del transformador en KV (primario, secundario o terciario)
KVB	voltaje base en KV (primario, secundario o terciario)
MVAB	potencia base en MVA
ZP_{pu}	impedancia del primario en pu
ZS_{pu}	impedancia del secundario en pu
ZT_{pu}	impedancia del terciario en pu
X/R	valor de la relación X/R

Cuando se utilizan datos típicos del transformador multiplicar la Z_{pu} por 0.90

11.- Dato conocido en pu

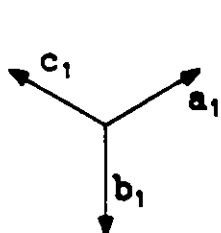
$$R_{pu} = R (MVAB/MVA) (KV/KVB)^2$$

$$X_{pu} = X (MVAB/MVA) (KV/KVB)^2$$

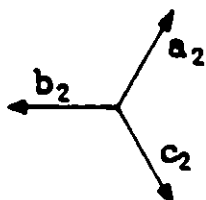
donde:

R	resistencia del elemento en pu @ MVA y KV
X	reactancia del elemento en pu @ MVA y KV
MVA	potencia base anterior en MVA
KV	voltaje base anterior en KV
MVAB	potencia base nueva en MVA
KVB	voltaje base nuevo en KV

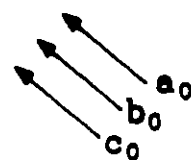
ANEXO 2 FIGURAS Y TABLAS



Componentes de
secuencia positiva



Componentes de
secuencia negativa



Componentes de
secuencia cero

DIAGRAMAS VECTORIALES DE COMPONENTES SIMETRICAS

fig. 1

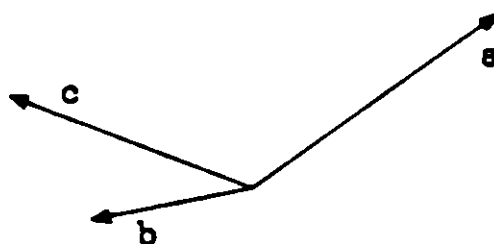


DIAGRAMA VECTORIAL DE UN SISTEMA DESBALANCEADO

fig. 2

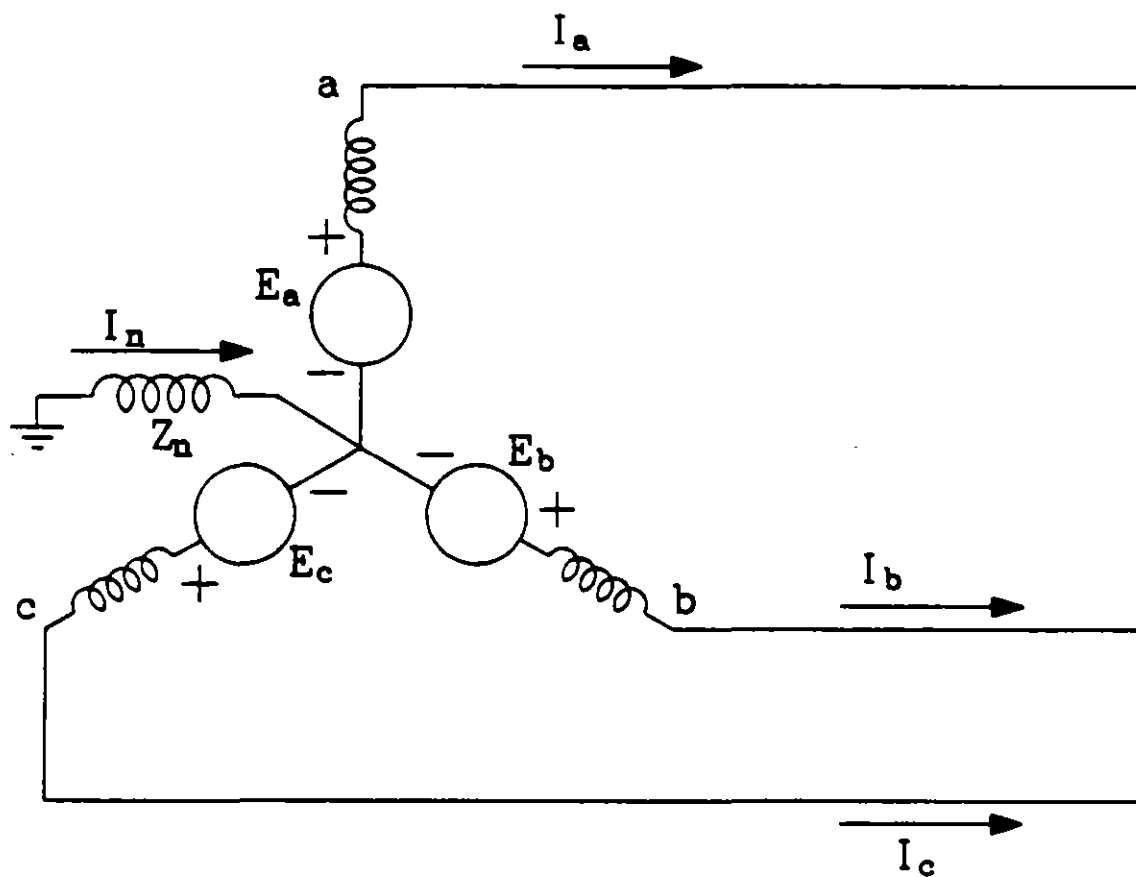
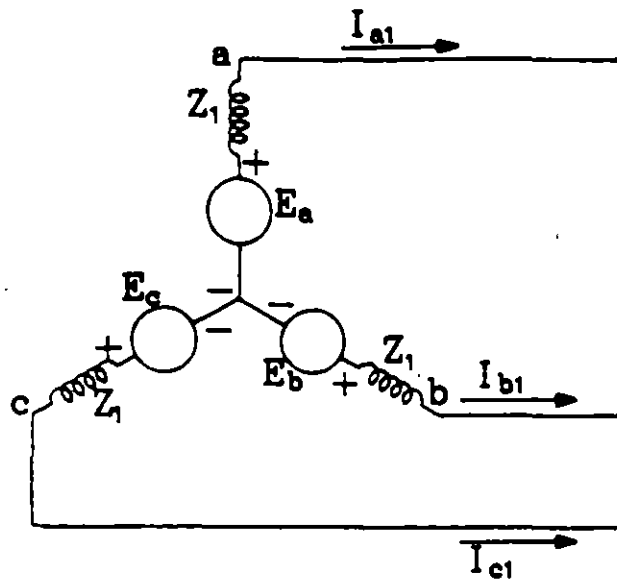
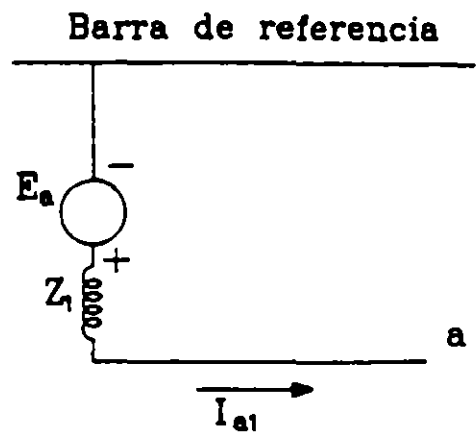


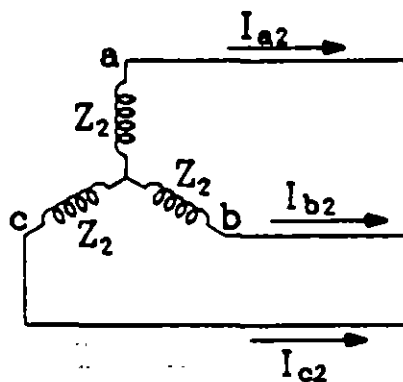
DIAGRAMA DE UN GENERADOR EN VACIO
fig. 3



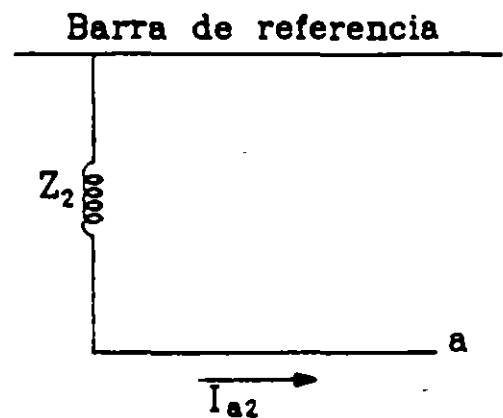
(a) Sentido de las corrientes de secuencia positiva



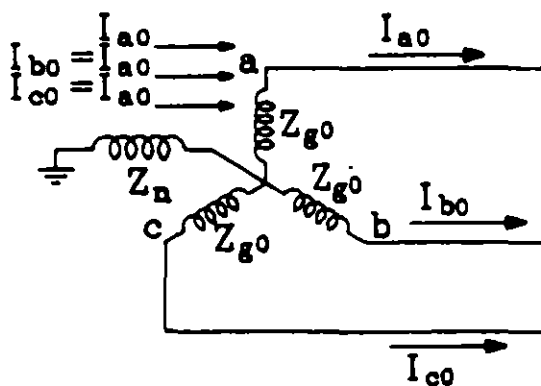
(b) Red de secuencia positiva



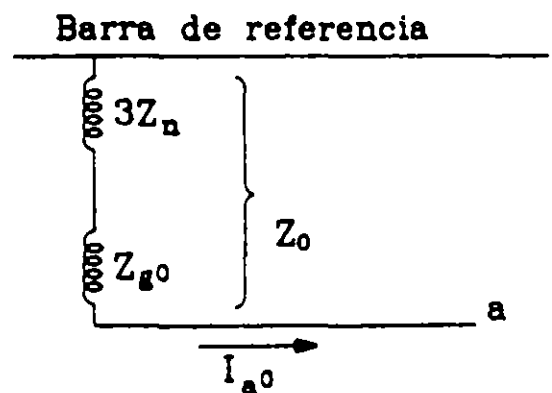
(c) Sentido de las corrientes de secuencia negativa



(d) Red de secuencia negativa

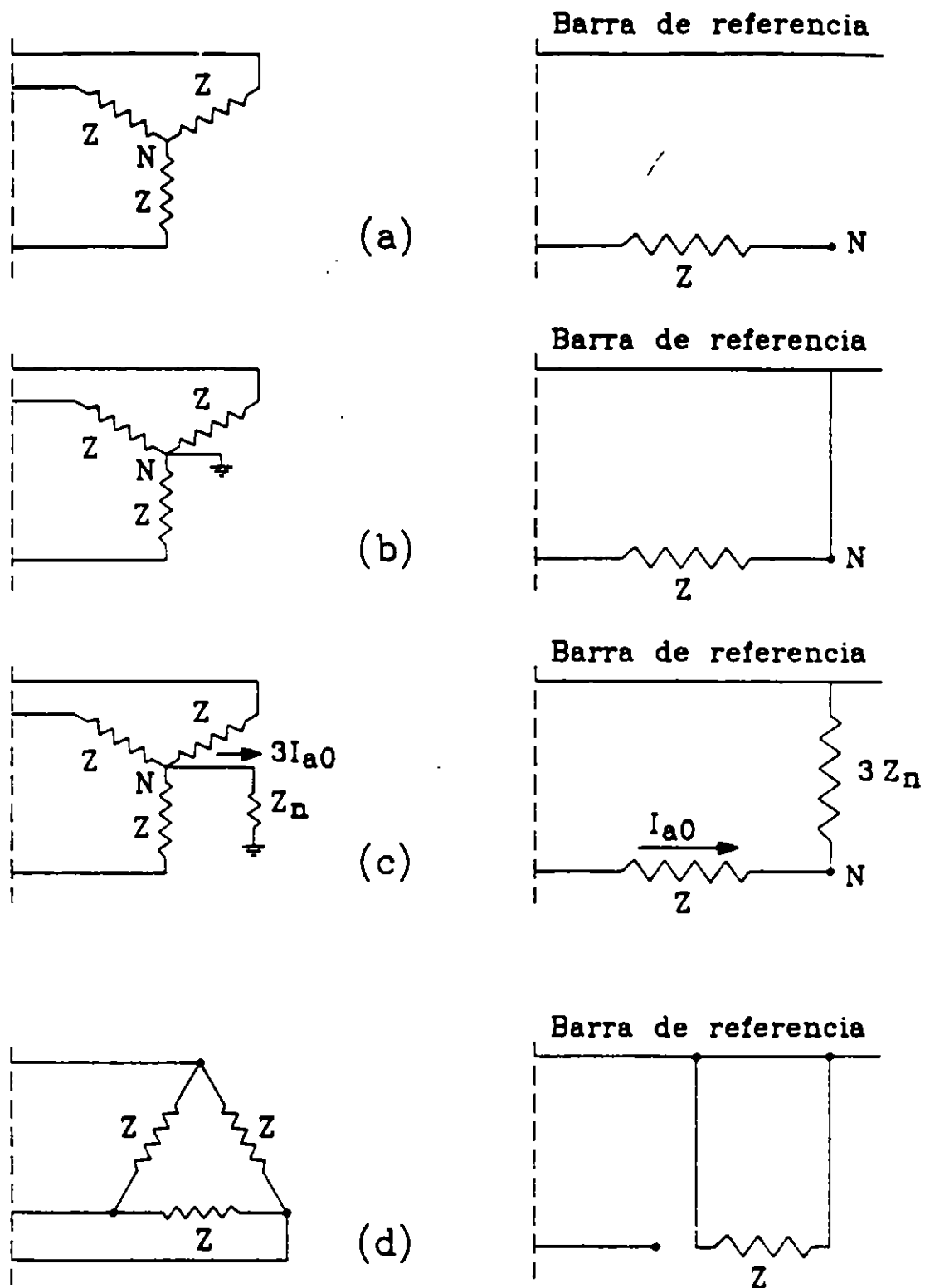


(e) Sentido de las corrientes de secuencia cero



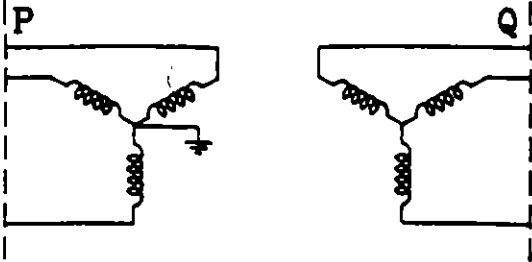
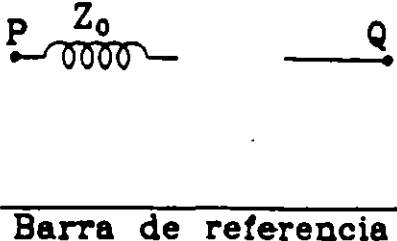
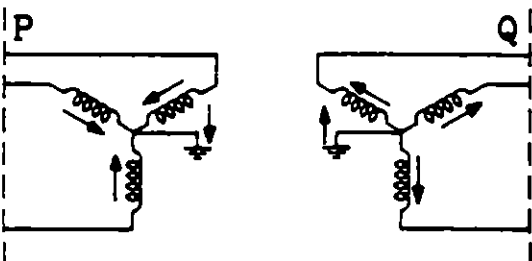
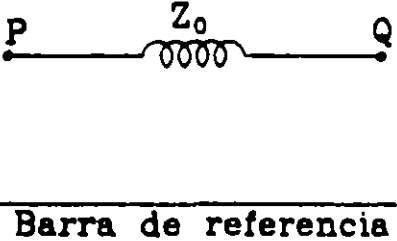
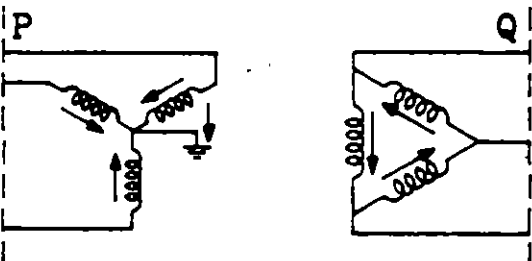
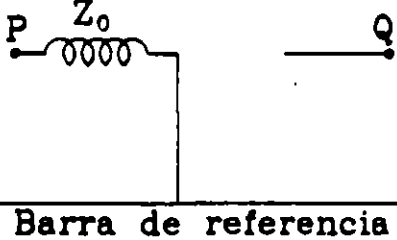
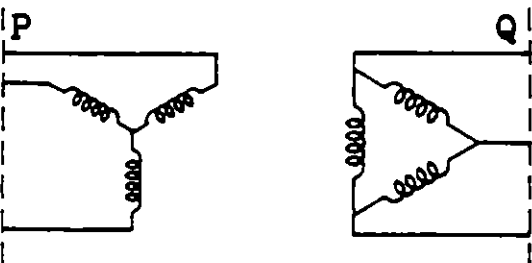
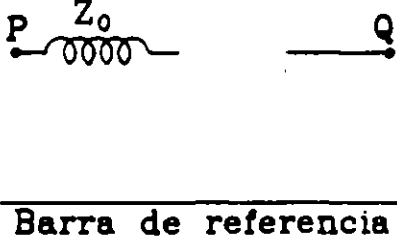
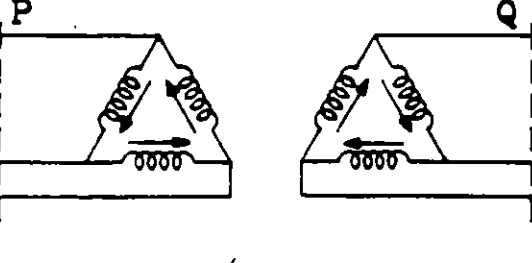
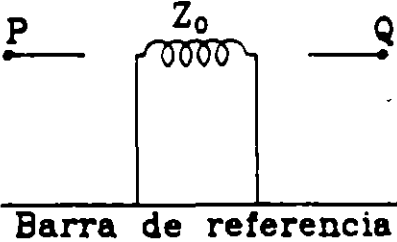
(f) Red de secuencia cero

REDES DE SECUENCIA PARA UN GENERADOR TRIFASICO

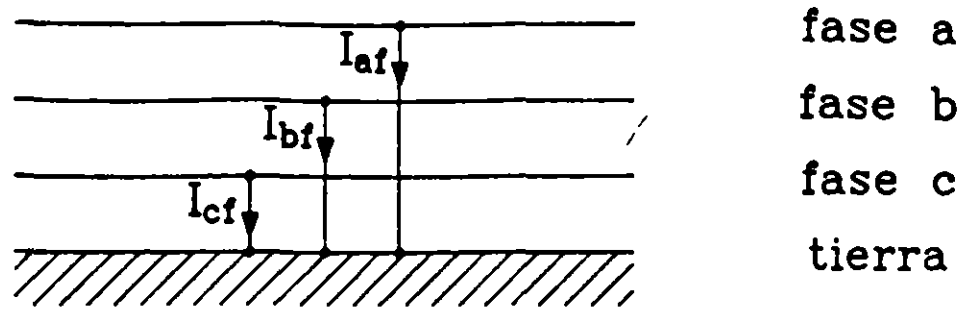


REDES DE SECUENCIA CERO PARA CARGAS
CONECTADAS EN ESTRELLA Y DELTA

fig. 5

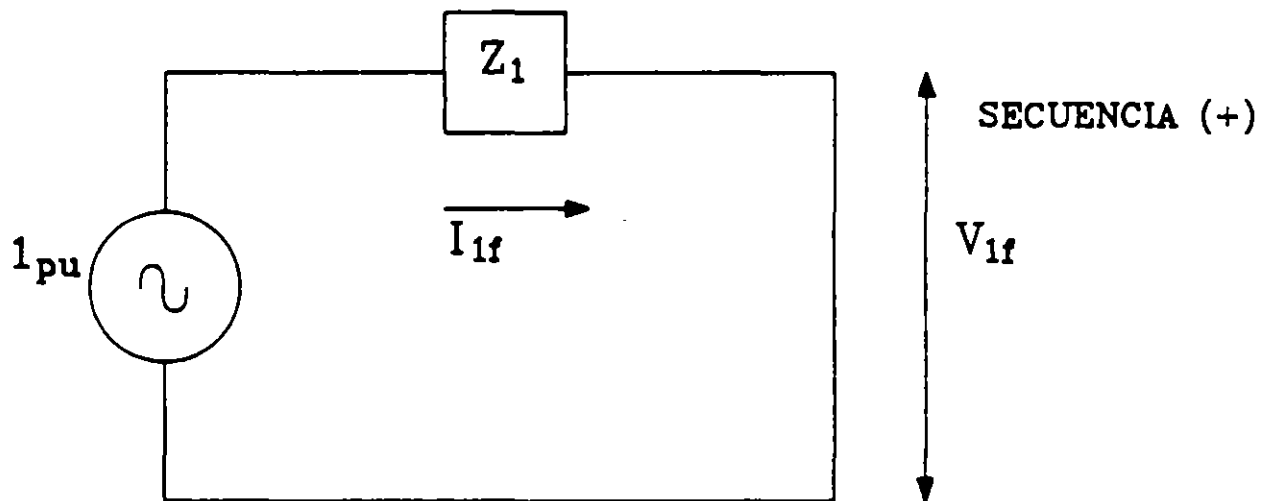
ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia

EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS



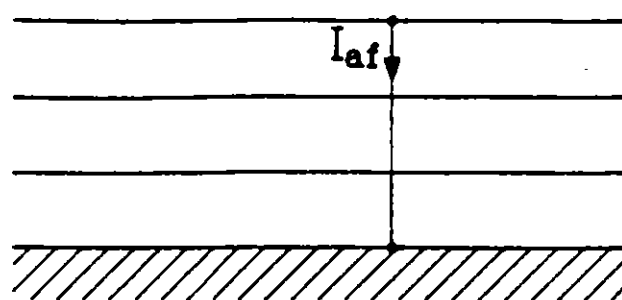
ESQUEMA DE UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

fig. 7



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

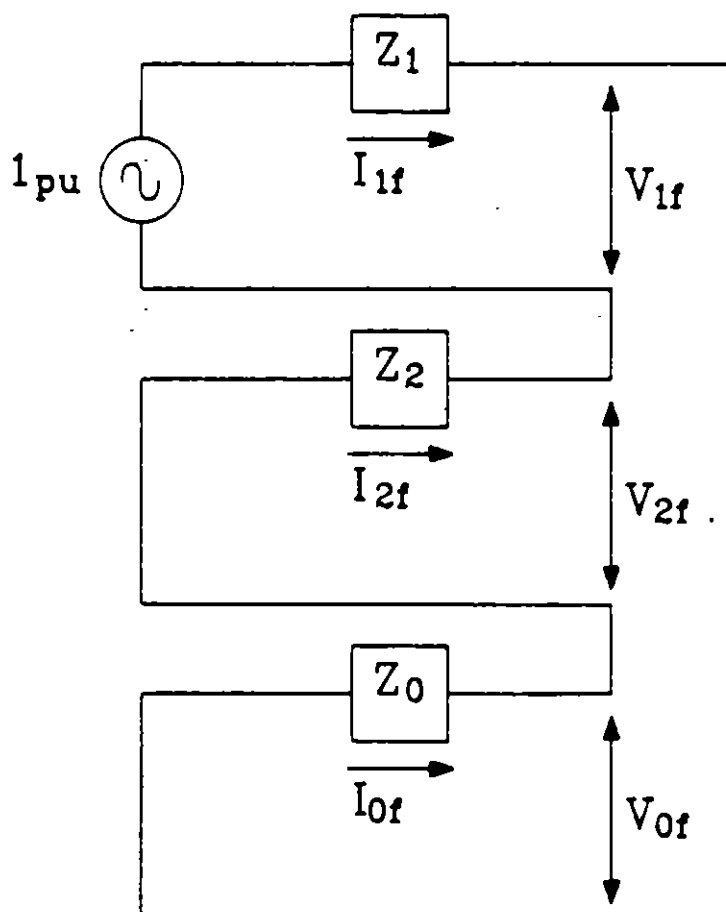
fig. 8



fase a
fase b
fase c
tierra

ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

fig. 9



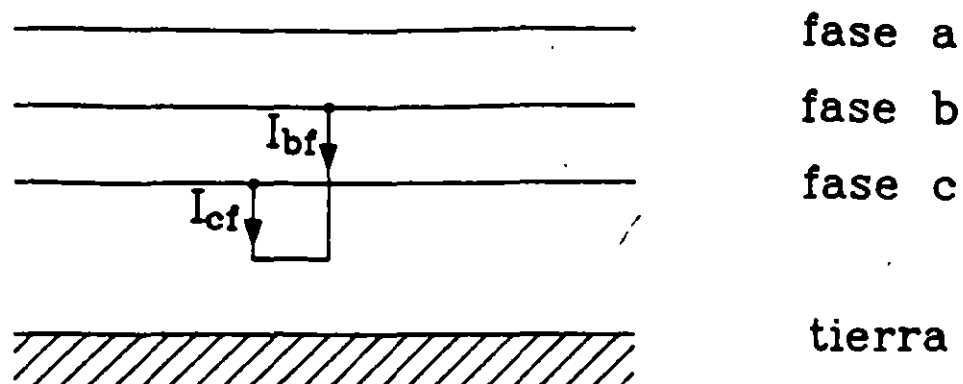
secuencia (+)

secuencia (-)

secuencia (0)

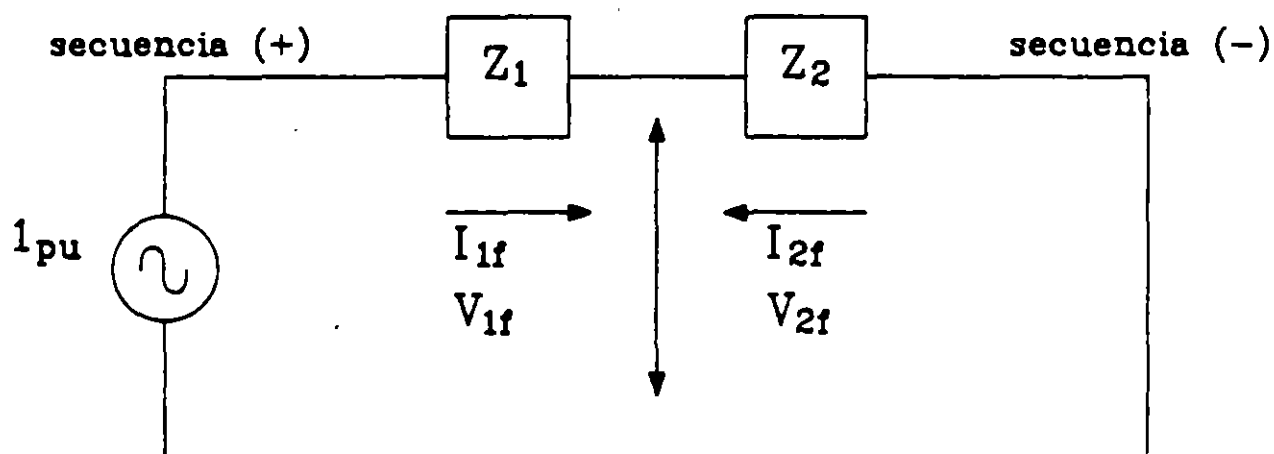
CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

fig. 10



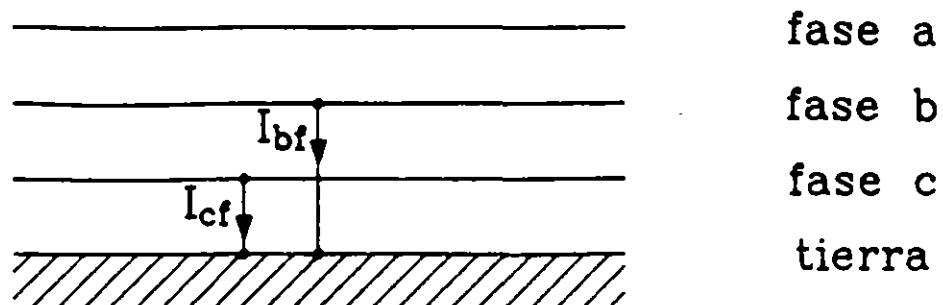
ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A LINEA

fig. 11



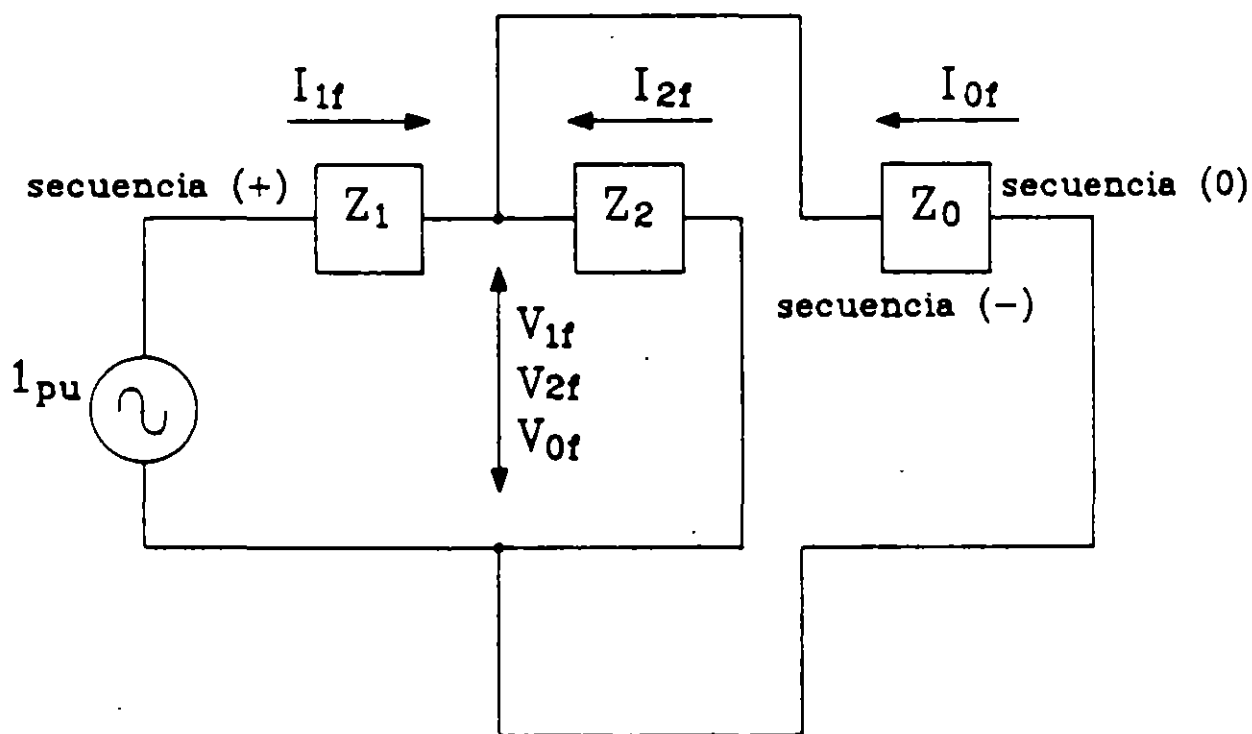
CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A LINEA

fig. 12



ESQUEMA DE UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

fig. 13



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

fig. 14

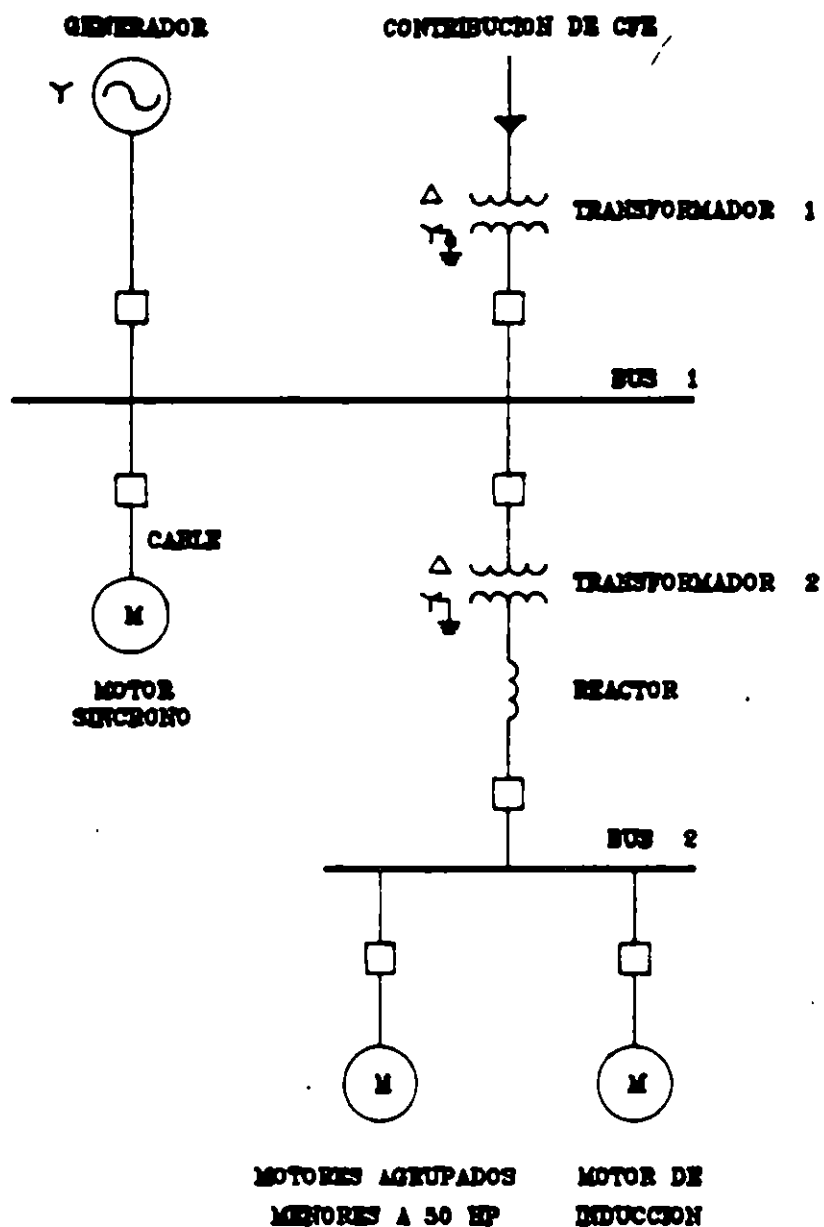
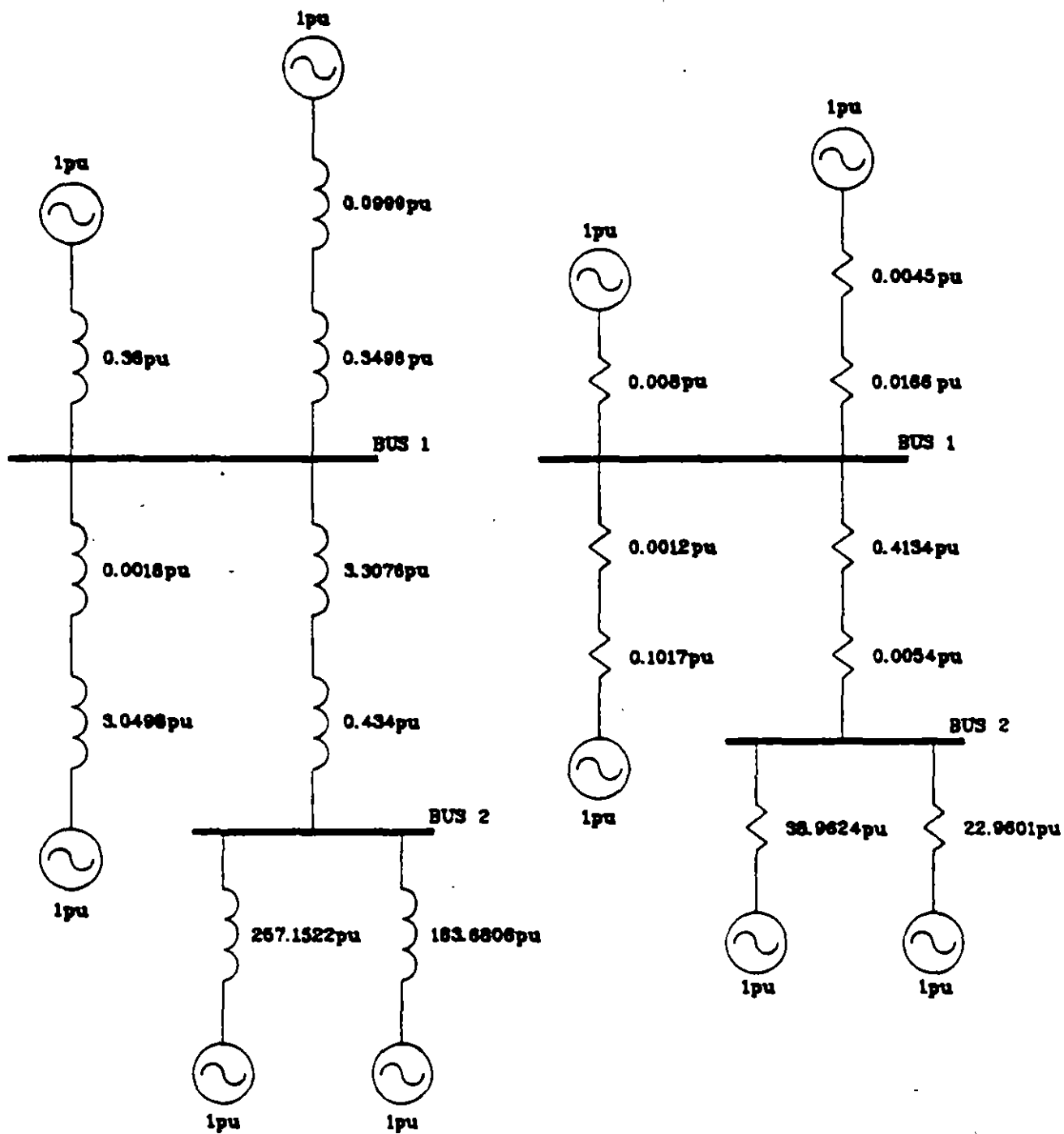
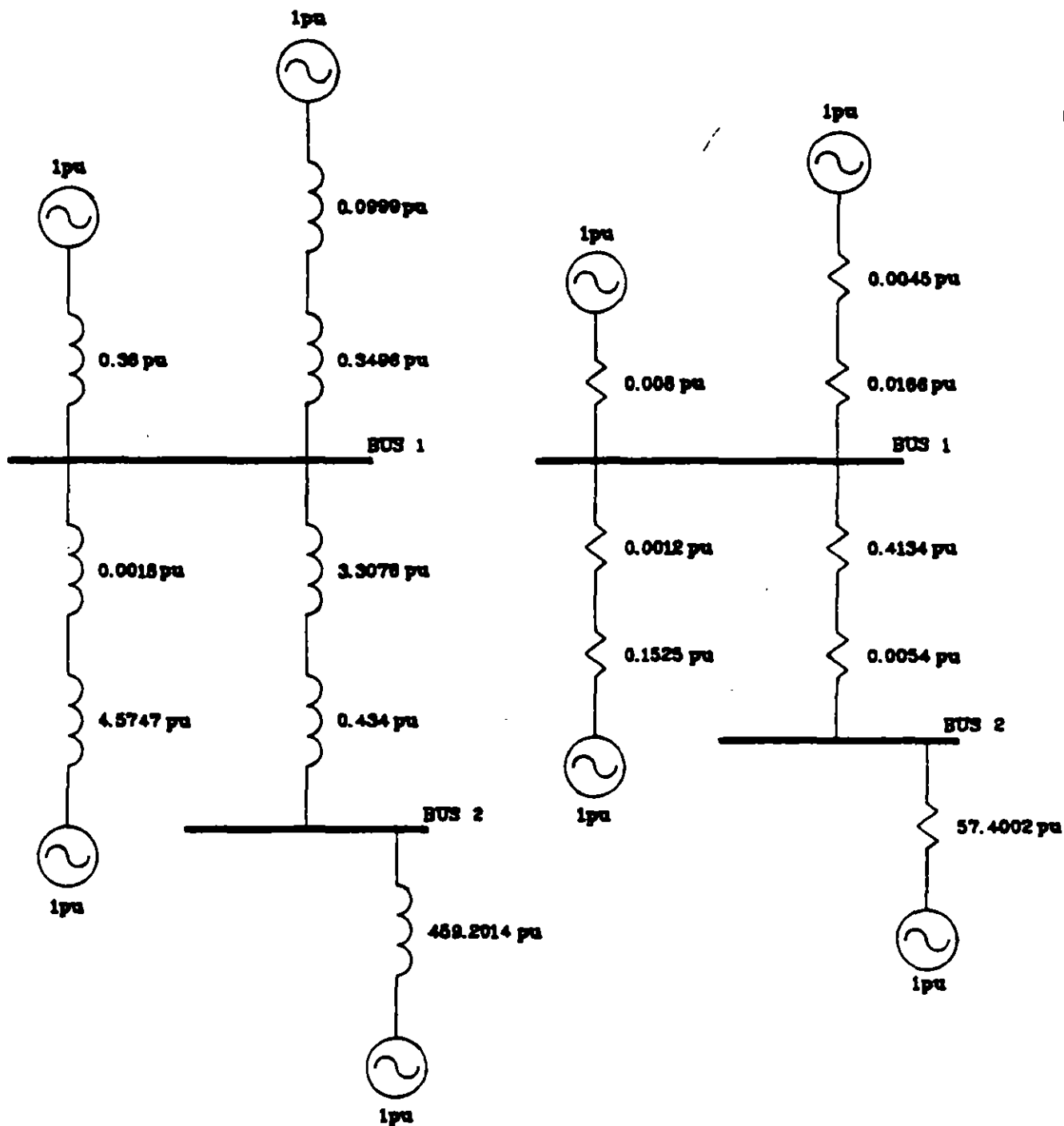


DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO
fig. 15



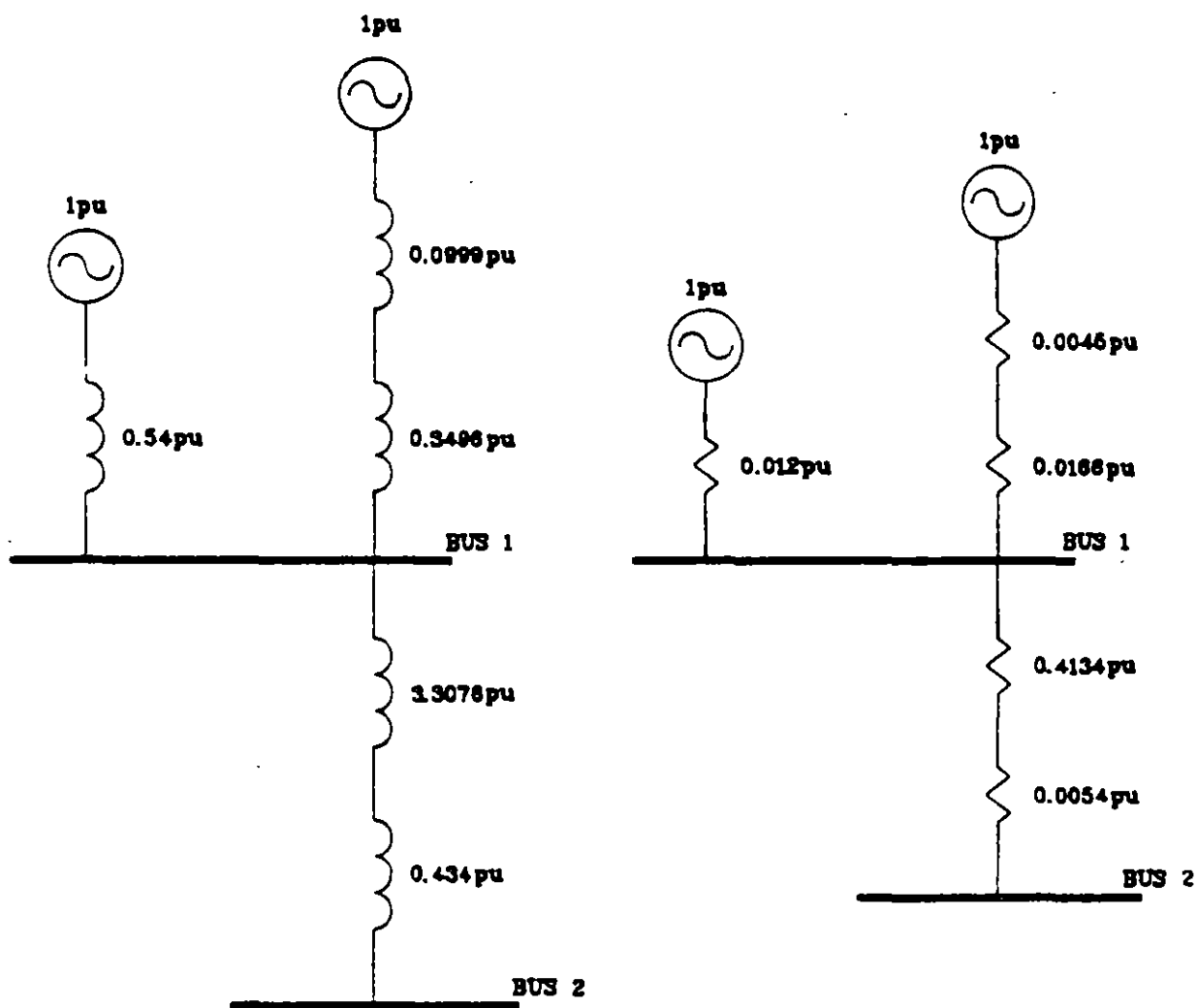
DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
POSITIVA PARA PRIMERA RED

fig. 16



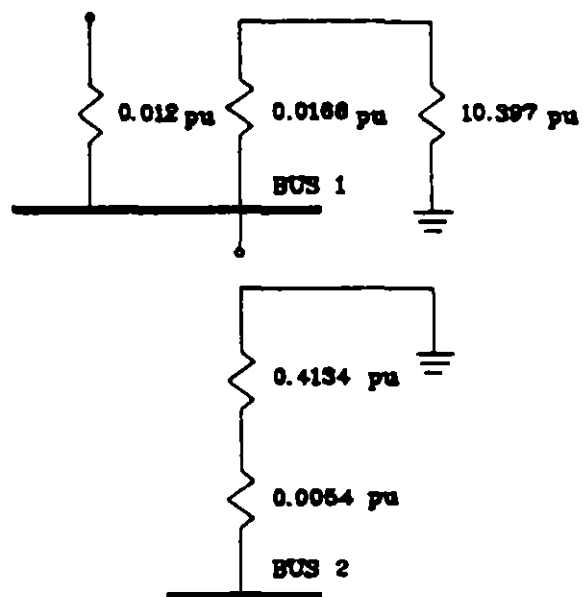
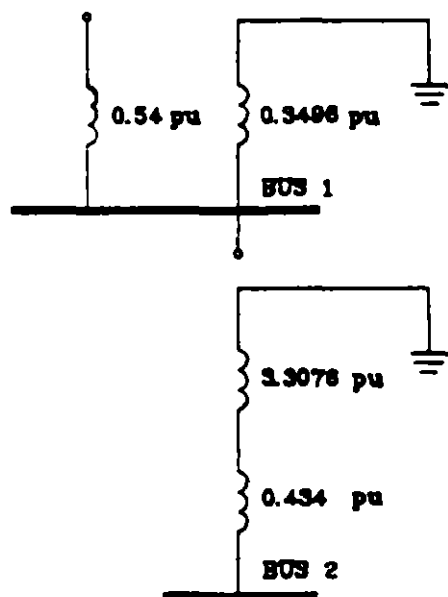
DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
POSITIVA PARA SEGUNDA RED

fig. 17



DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
POSITIVA PARA TERCERA RED

fig. 18



DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
CERO PARA TERCERA RED

fig. 19

Typical System Fault Current

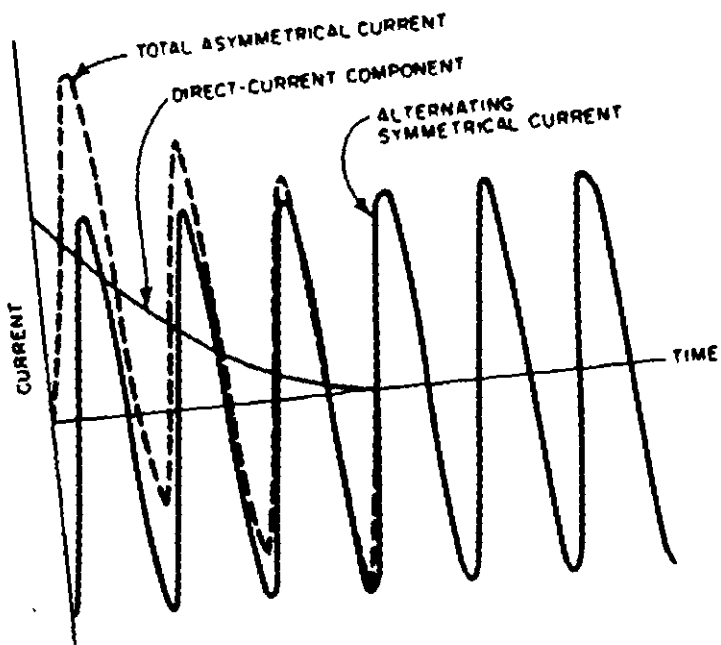


Table 24
Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	$1.0 X_d'$	$1.0 X_d'$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
All synchronous motors	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'$	$3.0 X_d'$
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3].

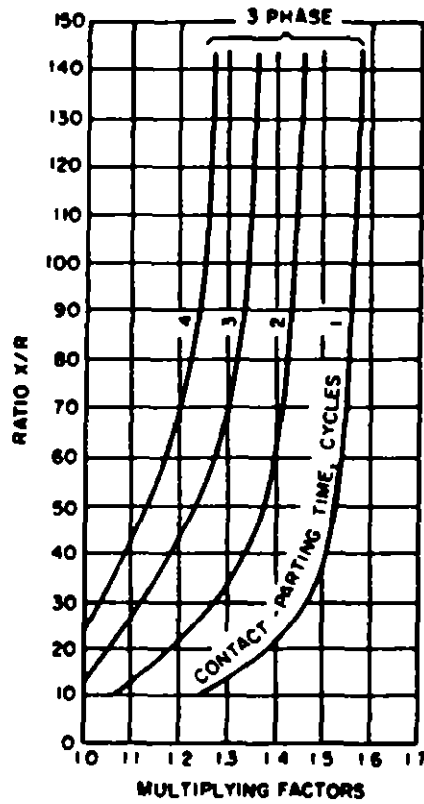
Table 25
Combined Network Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers
(Changes to Table 24 for Comprehensive Multivoltage System Calculations)

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
Induction Motors		
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'^{**}$	$3.0 X_d'^{**}$
All smaller than 50 hp	$1.67 X_d'^{**}$	Neglect

* or estimate the first-cycle network $X = 0.20$ per unit based on motor rating

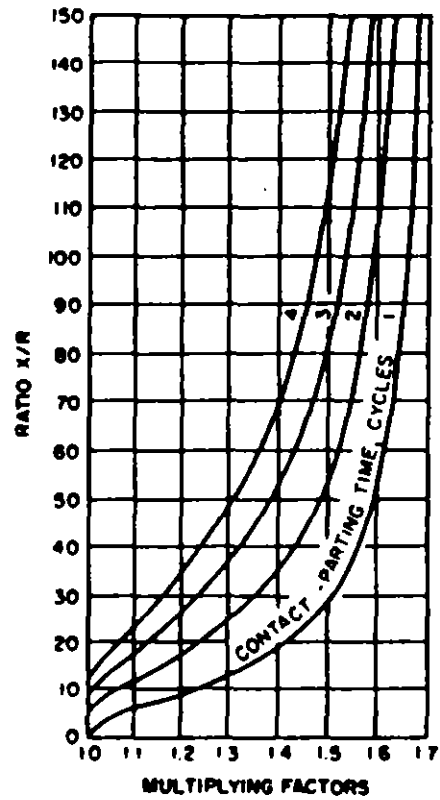
† or estimate the first-cycle network $X = 0.28$ per unit based on motor rating

‡ or estimate the interrupting network $X = 0.60$ per unit based on motor rating



NOTE: Fed predominantly from generators through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

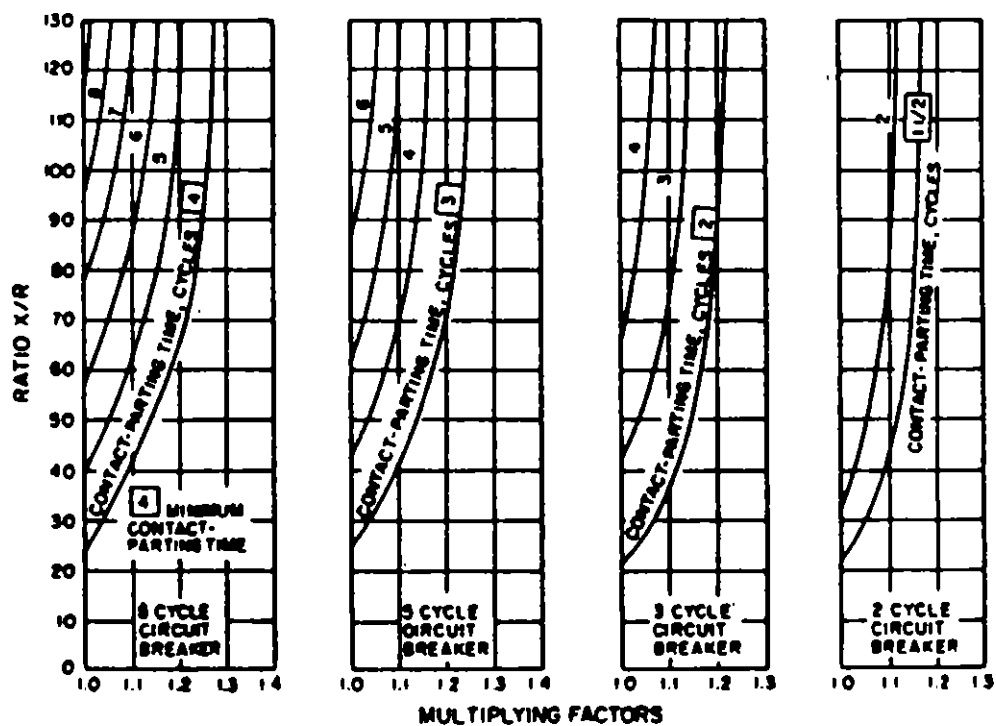
Fig 101
Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase Faults



NOTE: Fed predominantly through two or more transformations or with external reactance in series equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

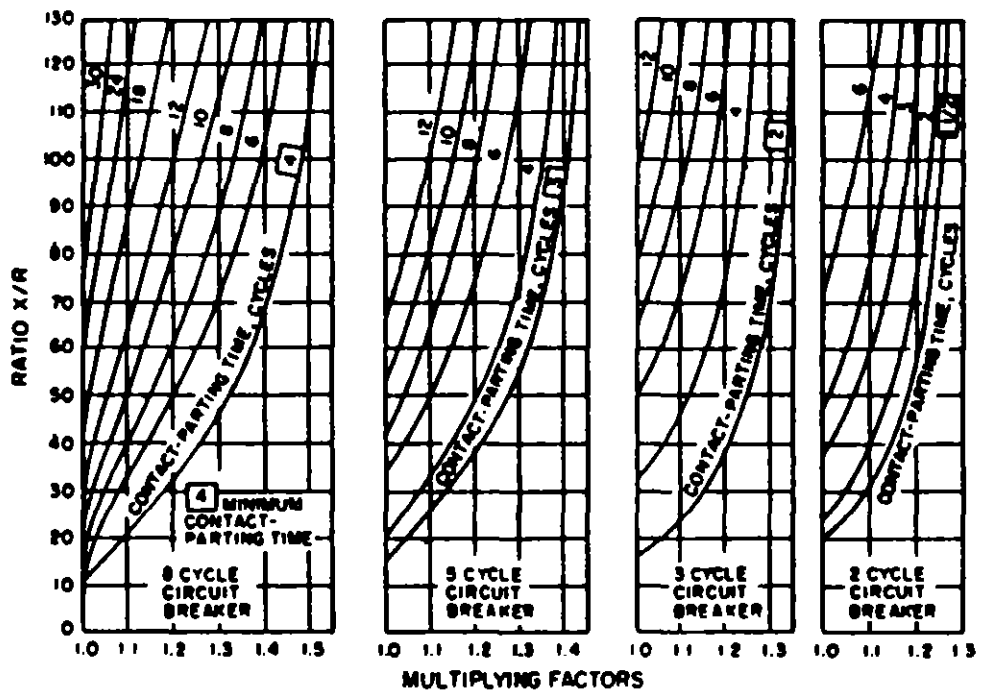
Fig 102
Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase and Line-to-Ground Faults

Fig 103
Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators

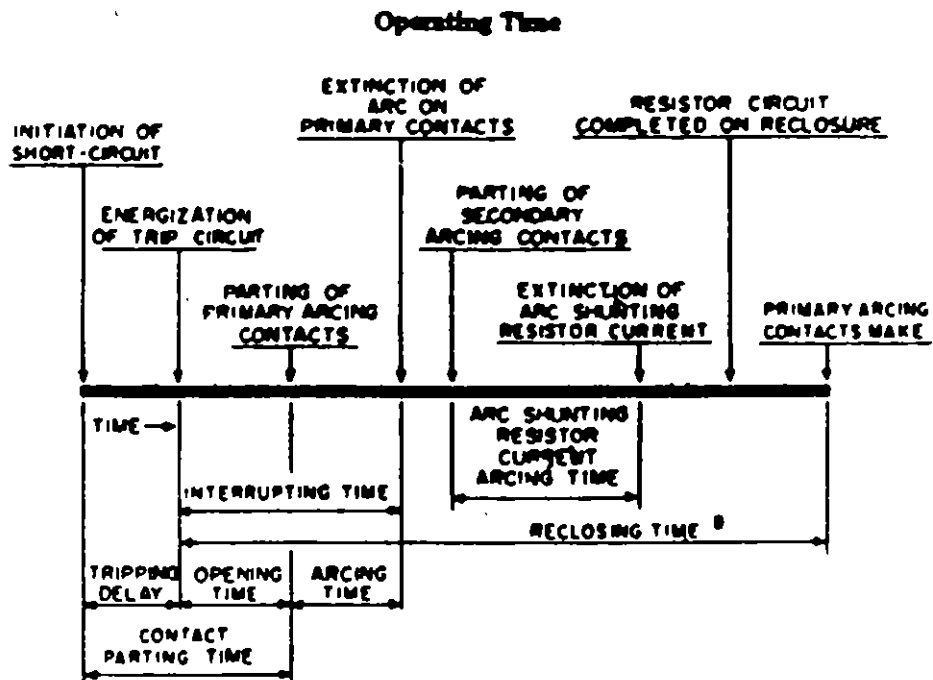


NOTE: Through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Fig 104
Multiplying Factors for Three-Phase and Line-to-Ground Faults
Fed Predominantly from Generators



NOTE: Through two or more transformations or with external reactance in series that is equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])



(4) RECLOSING TIME IS THE TIME INTERVAL BETWEEN ENERGIZATION OF THE TRIP CIRCUIT AND MAKING OF THE PRIMARY ARCING CONTACTS WHERE LOW OHMIC RESISTORS ARE USED, MAKING OF THE RESISTOR CONTACT ON RECLOSURE MAY BE MORE SIGNIFICANT.

Table N1.1
Typical Reactance Values for Induction and Synchronous
Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings*

	X_d''	X_d'
Turbine generators†		
2 poles	0.09	0.16
4 poles	0.16	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.16	0.23
8-14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers†	0.24	0.37
Synchronous converters†		
600 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual large induction motors,		
usually above 600 V	0.17	—
Smaller motors, usually 600 V and below	See Tables 24 and 25 in text.	

NOTE: Approximate synchronous motor kVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

0.8 power factor motor - kVA base = hp rating

1.0 power factor motor - kVA base = 0.8 · hp rating

* Use manufacturer's specified values if available.

† X_d' not normally used in short-circuit calculations.

Table N1.2
Representative Conductor Spacings
for Overhead Lines

Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Delta Spacing (inches)
120	12
240	12
480	18
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	54
69 000	96
115 000	204

NOTE:

When the cross section indicates conductors are arranged at points of a triangle with spacings A, B, and C between pairs of conductors, the following formula may be used:

$$\text{equivalent delta spacing} = \sqrt{A \cdot B \cdot C}$$

When the conductors are located in one plane and the outside conductors are equally spaced at distance A from the middle conductor, the equivalent is 1.26 times the distance A:

$$\begin{aligned} \text{equivalent delta spacing} &= \sqrt{A \cdot A \cdot 2A} \\ &= 1.26 A \end{aligned}$$

Table N1.3
Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 000 000		0.0130	0.0768
900 000		0.0142	0.0769
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0206	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0864
400 000		0.0307	0.0867
380 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922
211 600	4/0	0.0874	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
105 500	1/0	0.116	0.103
83 690	1	0.146	0.106
66 370	2	0.181	0.108
52 630	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.113
33 100	5	0.362	0.116
26 250	6	0.453	0.121
20 800	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of X_B of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.4
Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced (ACSR),
for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cm ²)	(AWG No)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
984 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
266 800		0.0662	0.0846
	4/0	0.0836	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1216
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of X_B of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.5
60 Hz Reactance Spacing Factor X_p , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(feet)	Separation (inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0068	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Table N1.6
60 Hz Reactance Spacing Factor X_p , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	—	—	-0.072 9	-0.069 6
1	-0.0571	-0.051 9	-0.047 7	-0.044 3
2	-0.0413	-0.038 4	-0.036 9	-0.033 9
3	-0.0319	-0.030 1	-0.028 2	-0.026 7
4	-0.0252	-0.023 8	-0.022 5	-0.021 2
5	-0.0201	-0.017 95	-0.017 95	-0.016 84
6	-0.0159	-0.014 94	-0.013 99	-0.013 23
7	-0.0124	-0.011 52	-0.010 78	-0.010 02
8	-0.0093	-0.008 52	-0.007 94	-0.007 19
9	-0.0066	-0.006 05	-0.005 29	-0.004 74
10	-0.0042	—	—	—
11	-0.0020	—	—	—
12	—	—	—	—

Table N1.7
60 Hz Reactance of Typical Three-Phase Cable Circuits, in Ohms per 1000 ft

Cable Size	System Voltage				
	600 V	2400 V	4160 V	6900 V	13 800 V
4 to 1					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0520	0.0520	0.0518	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0381	0.0384	0.0384	0.0522	0.0526
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0335	0.0335	0.0453	0.0457
1/0 to 4/0					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0490	0.0550	0.0550	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0360	0.0346	0.0346	0.0448	0.0452
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0290	0.0300	0.0300	0.0386	0.0390
250-750 kcmil					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0450	0.0500	0.0500	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0325	0.0310	0.0310	0.0378	0.0381
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0275	0.0275	0.0332	0.0337

NOTE: These values may also be used for magnetic and nonmagnetic armored cables.

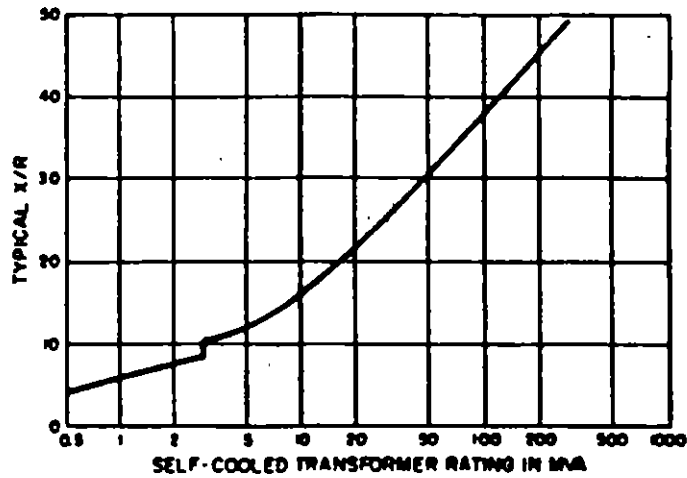


Fig N1.1
X/R Ratio of Transformers (Based on ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

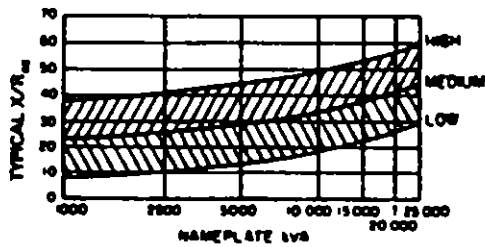


Fig N1.2
**X/R Range for Small Generators
and Synchronous Motors
(Solid Rotor and Salient Pole)
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])**

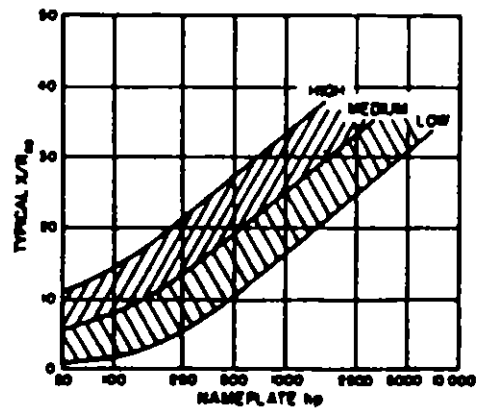


Fig N1.3
**X/R Range for Three-Phase
Induction Motors
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])**

Table 71
Copper-Cable Impedance Data, in Ohms per 1000 ft at 75 °C*

(a) Three Single Conductors

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0754	0.814	0.811	0.0880	0.816	0.811	0.0603	0.813	0.811	0.0688	0.814
8 (solid)	0.786	0.0754	0.790	0.786	0.0880	0.791	0.786	0.0603	0.788	0.786	0.0688	0.789
6	0.510	0.0685	0.515	0.510	0.0796	0.516	0.510	0.0548	0.513	0.510	0.0636	0.514
6 (solid)	0.496	0.0685	0.501	0.496	0.0796	0.502	0.496	0.0548	0.499	0.496	0.0636	0.500
4	0.321	0.0632	0.327	0.321	0.0742	0.329	0.321	0.0506	0.325	0.321	0.0594	0.326
4 (solid)	0.313	0.0632	0.318	0.312	0.0742	0.321	0.312	0.0506	0.318	0.313	0.0594	0.318
2	0.202	0.0585	0.210	0.202	0.0685	0.214	0.202	0.0467	0.207	0.202	0.0547	0.209
1	0.160	0.0570	0.170	0.160	0.0675	0.174	0.160	0.0456	0.166	0.160	0.0540	0.169
1/0	0.128	0.0540	0.138	0.128	0.0635	0.143	0.127	0.0432	0.134	0.128	0.0507	0.136
2/0	0.102	0.0533	0.115	0.103	0.0630	0.121	0.101	0.0426	0.110	0.102	0.0504	0.114
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.101	0.0766	0.0415	0.0871	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.0570	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0456	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0641
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0596
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0468	0.0551	0.0300	0.0526	0.0505	0.0276	0.0373	0.0464	0.0284	0.0421	0.0508
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0480	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0455	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0396	0.0445

*Resistance values (R_L) at lower copper temperatures (T_L) are obtained by using the formula $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$

Table 71 (Continued)
Copper-Cable Impedance Data, in Ohms per 1000 ft at 75 °C*

(b) Three-Conductor Cable

AWG or kcmil	In Magnetic Duct and Steel Interlocked Armor						In Nonmagnetic Duct and Aluminum Interlocked Armor					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0577	0.813	0.811	0.0658	0.814	0.811	0.0503	0.812	0.811	0.0574	0.813
8 (solid)	0.786	0.0577	0.788	0.786	0.0658	0.789	0.786	0.0503	0.787	0.786	0.0574	0.788
6	0.510	0.0525	0.513	0.510	0.0610	0.514	0.510	0.0457	0.512	0.510	0.0531	0.513
6 (solid)	0.496	0.0525	0.499	0.496	0.0610	0.500	0.496	0.0457	0.498	0.496	0.0531	0.499
4	0.321	0.0483	0.325	0.321	0.0568	0.326	0.321	0.0422	0.324	0.321	0.0498	0.325
4 (solid)	0.312	0.0483	0.316	0.312	0.0568	0.317	0.312	0.0422	0.315	0.312	0.0495	0.316
2	0.202	0.0448	0.207	0.202	0.0524	0.209	0.202	0.0390	0.206	0.202	0.0457	0.207
1	0.160	0.0436	0.166	0.160	0.0516	0.166	0.160	0.0380	0.164	0.160	0.0450	0.166
1/0	0.128	0.0414	0.136	0.128	0.0486	0.137	0.127	0.0360	0.132	0.128	0.0423	0.135
2/0	0.102	0.0407	0.110	0.103	0.0482	0.114	0.101	0.0355	0.107	0.102	0.0420	0.110
3/0	0.0805	0.0397	0.0898	0.0814	0.0463	0.0936	0.0766	0.0346	0.0841	0.0805	0.0403	0.090
4/0	0.0640	0.0381	0.0745	0.0650	0.0446	0.0788	0.0633	0.0332	0.0715	0.0640	0.0389	0.0749
250	0.0552	0.0379	0.0670	0.0557	0.0436	0.0707	0.0541	0.0330	0.0634	0.0547	0.0380	0.0666
300	0.0464	0.0377	0.0598	0.0473	0.0431	0.0640	0.0451	0.0329	0.0559	0.0460	0.0376	0.0596
350	0.0378	0.0373	0.0539	0.0386	0.0427	0.0576	0.0368	0.0328	0.0492	0.0375	0.0375	0.0530
400	0.0356	0.0371	0.0514	0.0362	0.0415	0.0551	0.0342	0.0327	0.0475	0.0348	0.0366	0.0505
450	0.0322	0.0361	0.0484	0.0328	0.0404	0.0520	0.0304	0.0320	0.0441	0.0312	0.0359	0.0476
500	0.0294	0.0349	0.0456	0.0300	0.0394	0.0495	0.0276	0.0311	0.0416	0.0284	0.0351	0.0453
600	0.0257	0.0343	0.0439	0.0264	0.0382	0.0464	0.0237	0.0309	0.0389	0.0246	0.0344	0.0422
750	0.0216	0.0326	0.0391	0.0223	0.0364	0.0427	0.0197	0.0297	0.0365	0.0203	0.0332	0.0389

NOTE: Resistance based on tinned copper at 60 Hz. 600 V and 5 kV nonshielded cable based on varnished cambric insulation. 5 kV shielded and 15 kV cable based on neoprene insulation.

*Resistance values (R_L) at lower copper temperatures (T_L) are obtained by using the formula $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$

Table 72
Aluminum-Cable Impedance Data, in Approximate Ohms per 1000 ft at 90 °C*
(Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable)

(a) Three Single Conductors

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.847	0.053	0.849	—	—	—	0.847	0.042	0.848	—	—	—
4	0.532	0.050	0.534	0.532	0.066	0.536	0.532	0.040	0.534	0.532	0.054	0.535
2	0.335	0.046	0.338	0.335	0.063	0.341	0.335	0.037	0.337	0.335	0.050	0.339
1	0.265	0.046	0.269	0.265	0.059	0.271	0.265	0.035	0.267	0.265	0.047	0.269
1/0	0.210	0.043	0.214	0.210	0.056	0.217	0.210	0.034	0.213	0.210	0.046	0.216
2/0	0.167	0.041	0.172	0.167	0.055	0.176	0.167	0.033	0.170	0.167	0.044	0.173
3/0	0.133	0.040	0.139	0.132	0.053	0.142	0.133	0.037	0.137	0.132	0.042	0.139
4/0	0.106	0.039	0.113	0.105	0.051	0.117	0.105	0.031	0.109	0.105	0.041	0.113
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0892	0.0495	0.102	0.0894	0.0307	0.0945	0.0891	0.0396	0.0975
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0746	0.0479	0.0887	0.0746	0.0300	0.0804	0.0744	0.0383	0.0837
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0640	0.0468	0.0793	0.0640	0.0245	0.0705	0.0638	0.0374	0.0740
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0563	0.0459	0.0726	0.0563	0.0291	0.0634	0.0560	0.0367	0.0700
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0453	0.0444	0.0634	0.0453	0.0284	0.0535	0.0450	0.0355	0.0573
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0381	0.0431	0.0575	0.0381	0.0287	0.0477	0.0377	0.0345	0.0511
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0332	0.0423	0.0538	0.0330	0.0280	0.0433	0.0326	0.0338	0.0470
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0310	0.0419	0.0521	0.0309	0.0273	0.0412	0.0304	0.0335	0.0452
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0243	0.0414	0.0460	0.0239	0.0273	0.0363	0.0234	0.0331	0.0405

*Resistance values (R_L) at lower aluminum temperatures (T_L) are obtained by the formula $R_L = \frac{R_{90}(228.1 + T_L)}{318.1}$

Table 72 (Continued)
Aluminum-Cable Impedance Data, in Approximate Ohms per 1000 ft at 90 °C*
(Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable)

(b) Three-Conductor Cable

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.847	0.053	0.849	—	—	—	0.847	0.042	0.848	—	—	—
4	0.532	0.050	0.534	—	—	—	0.532	0.040	0.534	—	—	—
2	0.335	0.046	0.338	0.335	0.056	0.340	0.335	0.037	0.337	0.335	0.045	0.338
1	0.265	0.046	0.269	0.265	0.053	0.270	0.265	0.035	0.267	0.265	0.042	0.268
1/0	0.210	0.043	0.214	0.210	0.050	0.216	0.210	0.034	0.213	0.210	0.040	0.214
2/0	0.167	0.041	0.172	0.167	0.049	0.174	0.167	0.033	0.170	0.167	0.039	0.171
3/0	0.133	0.040	0.139	0.133	0.046	0.141	0.133	0.037	0.137	0.133	0.038	0.138
4/0	0.106	0.039	0.113	0.105	0.045	0.114	0.105	0.031	0.109	0.105	0.036	0.111
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0895	0.0436	0.100	0.0894	0.0307	0.0945	0.0893	0.0349	0.0959
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0748	0.0424	0.0860	0.0746	0.0300	0.0804	0.0745	0.0340	0.0819
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0643	0.0418	0.0767	0.0640	0.0245	0.0705	0.0640	0.0334	0.0722
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0564	0.0411	0.0700	0.0563	0.0291	0.0634	0.0561	0.0329	0.0650
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0457	0.0399	0.0607	0.0453	0.0284	0.0535	0.0452	0.0319	0.0553
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0386	0.0390	0.0549	0.0381	0.0287	0.0477	0.0380	0.0312	0.0492
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0338	0.0381	0.0507	0.0330	0.0280	0.0433	0.0328	0.0305	0.0448
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0315	0.0379	0.0493	0.0309	0.0273	0.0412	0.0307	0.0303	0.0431
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0248	0.0368	0.0444	0.0239	0.0273	0.0363	0.0237	0.0294	0.0378

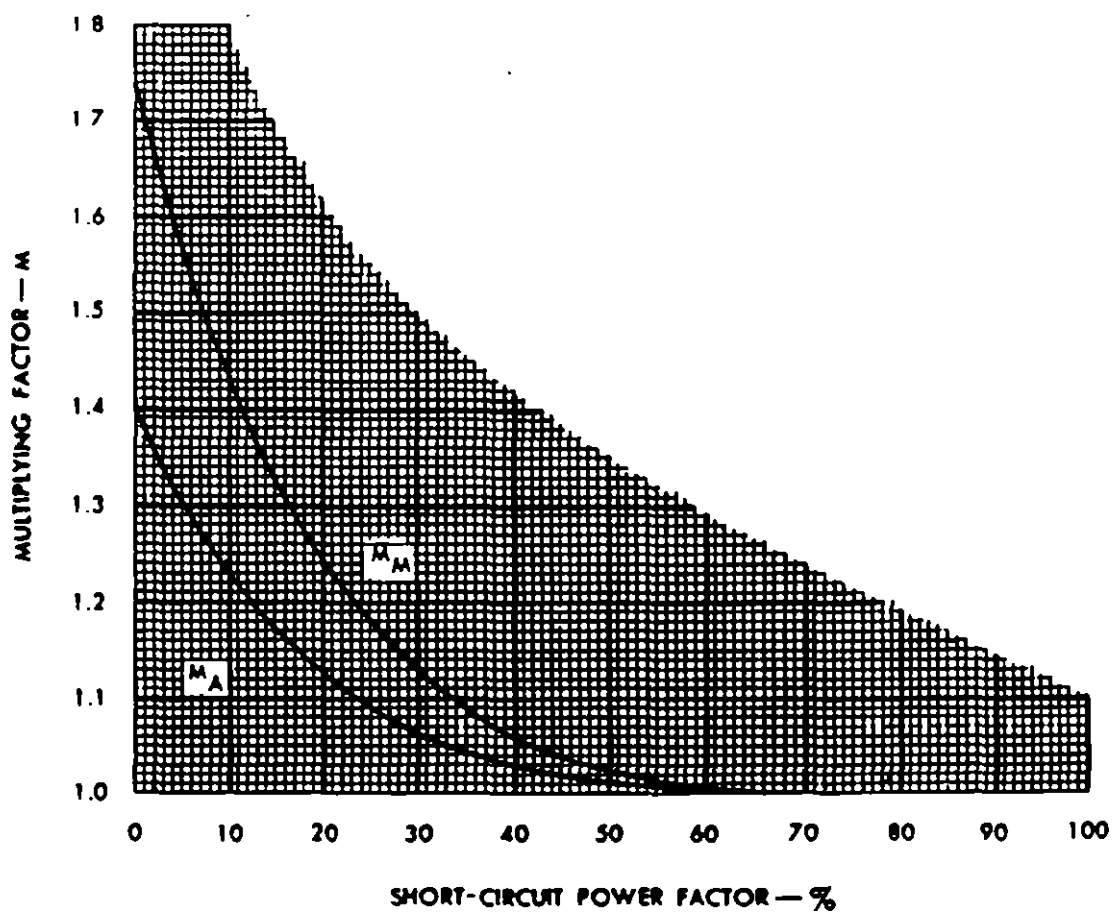
*Resistance values (R_L) at lower aluminum temperatures (T_L) are obtained by the formula $R_L = \frac{R_{90}(228.1 + T_L)}{318.1}$

From Kaiser Aluminum Electrical Products Division.

Table 74
Asymmetrical Factors

Short-Circuit Power Factor (%)	Short-Circuit X/R	Ratio to Symmetrical RMS Current		
		Maximum Single-Phase Instantaneous Peak Current M_p	Maximum Single-Phase RMS Current at Half-Cycle M_m	Average Three-Phase RMS Current at Half-Cycle M_a
0	∞	2.628	1.732	1.394
1	100.00	2.785	1.696	1.374
2	49.993	2.743	1.665	1.355
3	33.322	2.702	1.630	1.338
4	24.979	2.663	1.598	1.318
5	19.974	2.625	1.568	1.301
6	16.623	2.589	1.540	1.285
7	14.261	2.554	1.511	1.270
8	12.460	2.520	1.485	1.256
9	11.066	2.487	1.460	1.241
10	9.950	2.455	1.436	1.229
11	9.0354	2.424	1.413	1.216
12	8.2733	2.394	1.391	1.204
13	7.6271	2.364	1.372	1.193
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
15	6.5912	2.309	1.330	1.171
16	6.1695	2.282	1.312	1.161
17	5.7947	2.256	1.294	1.152
18	5.4649	2.231	1.277	1.143
19	5.1672	2.207	1.262	1.135
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
21	4.6557	2.160	1.232	1.119
22	4.4341	2.138	1.218	1.112
23	4.2313	2.11	1.205	1.105
24	4.0450	2.095	1.192	1.099
25	3.8730	2.074	1.181	1.093
26	3.7138	2.054	1.170	1.087
27	3.5661	2.034	1.159	1.081
28	3.4286	2.015	1.149	1.075
29	3.3001	1.996	1.139	1.070
30	3.1798	1.978	1.130	1.066
31	3.0669	1.960	1.121	1.062
32	2.9608	1.943	1.113	1.057
33	2.8606	1.926	1.105	1.053
34	2.7660	1.910	1.098	1.049
35	2.6764	1.894	1.091	1.046
36	2.5916	1.878	1.084	1.043
37	2.5109	1.863	1.078	1.039
38	2.4341	1.848	1.073	1.036
39	2.3611	1.833	1.068	1.033
40	2.2913	1.819	1.062	1.031
41	2.2246	1.805	1.057	1.028
42	2.1608	1.791	1.053	1.026
43	2.0996	1.778	1.049	1.024
44	2.0409	1.765	1.045	1.022
45	1.9845	1.753	1.041	1.020
46	1.9303	1.740	1.038	1.019
47	1.8780	1.728	1.034	1.017
48	1.8277	1.716	1.031	1.016
49	1.7791	1.705	1.029	1.014
50	1.7321	1.694	1.026	1.013
55	1.6185	1.641	1.015	1.008
60	1.5333	1.594	1.009	1.004
65	1.4691	1.553	1.004	1.002
70	1.0202	1.517	1.002	1.001
75	0.8819	1.486	1.0008	1.0004
80	0.7500	1.460	1.0002	1.00005
85	0.6198	1.439	1.00004	1.00002
100	0.0000	1.414	1.00000	1.00000

From NEMA AB 1-1969 [12] pt 3, pp 4, 5.

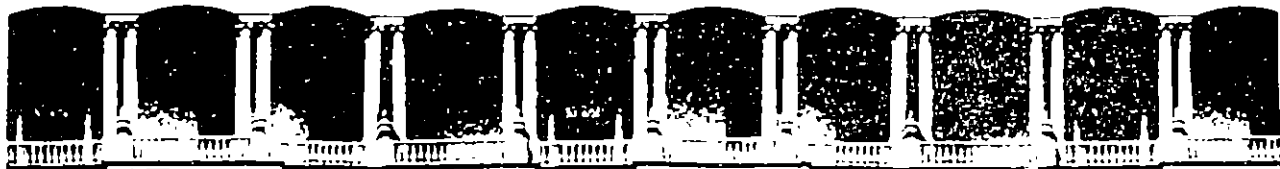


Multiplying factor to obtain short circuit asymmetrical current from symmetrical values, at an instant one-half cycle (on a 60-cycle basis) after initiation of a fault.

Fig. 2-4

B I B L I O G R A F I A

1. STEVENSON, W.D. Jr., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw-Hill, 1982
2. ANDERSON Analysis of Faulted Power Systems, Iowa State University Press
3. ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (Red Book).
4. ANSI/IEEE C37.010-1979, IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
5. Electrical Transmission and Distribution Reference Book, East Pittsburgh, PA: Westinghouse Electric Corporation, 1964.
6. HUENING, W. C., Jr. Interpretation of New American National Standards for Power Circuit Breaker Applications, IEEE Transactions on Industry and General Applications, Vol IGA 5 No 5, Sep/Oct 1969.
7. BEEMAN, D. L., Industrial Power Systems Handbook, New York, McGraw-Hill, 1955.
8. LAZAR, I., Electrical Systems Analysis and Design for Industrial Plants, McGraw-Hill, 1980.
9. ANSI/IEEE Std 241-1983, IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings (Gray Book).



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES
ELECTRICAS INDUSTRIALES Y DE SERVICIOS**

**MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES.**

TEMA: ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS

ING. ARTURO MORALES COLLANTES.

ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS

DE ACUERDO CON EL ARTICULO 31 DE LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO, CON LA PARTICIPACION DE LAS SECRETARIAS DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL Y DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL Y A PROPUESTA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, FIJARA LAS TARIFAS, SU AJUSTE O REESTRUCTURACION, DE MANERA QUE TIENDA A CUBRIR LAS NECESIDADES FINANCIERAS Y LAS DE AMPLIACION DEL SERVICIO PUBLICO, Y EL RACIONAL CONSUMO DE ENERGIA.

ASIMISMO Y A TRAVES DEL PROCEDIMIENTO SEÑALADO LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO PODRA FIJAR TARIFAS ESPECIALES EN HORAS DE DEMANDA MAXIMA, DEMANDA MINIMA O UNA COMBINACION DE AMBAS.

CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACION DE LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

1. TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA

LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA SON LAS DISPOSICIONES ESPECIFICAS, QUE CONTIENEN CUOTAS Y CONDICIONES QUE RIGEN PARA LOS SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA AGRUPADOS EN CADA CLASE DE SERVICIO.

LAS TARIFAS SE IDENTIFICAN OFICIALMENTE POR SU NUMERO Y/O LETRA(S). PARA LA CONTRATACION Y DEMAS PROPOSITOS INTERNOS, LAS TARIFAS SE DENOMINARAN INVARIABLEMENTE DE ACUERDO CON SU IDENTIFICACION, SOLAMENTE EN LOS CASOS EN QUE SEA PRECISO COMPLEMENTAR LA DENOMINACION, ADELANTE DE SU IDENTIFICACION SE ESCRIBIRA EL TITULO DE LA RESPECTIVA TARIFA, TAL COMO A CONTINUACION SE DETALLAN:

IDENTIFICACION DE TARIFAS

TARIFA	APLICACION
1	SERVICIO DOMESTICO
1A	SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 25 GRADOS CENTIGRADOS.

IDENTIFICACION DE TARIFAS

TARIFA

APLICACION

- 1B SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 26 GRADOS CENTIGRADOS.
- 1C SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 30 GRADOS CENTIGRADOS.
- 1D SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 31 GRADOS CENTIGRADOS.
- 2 SERVICIO GENERAL HASTA 25 KW DE DEMANDA
- 3 SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 KW DE DEMANDA
- 5 SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE EN ZONAS CONURBANAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
- 5A SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE A TODO EL PAIS EXCEPTO LAS ZONAS DESCRITAS EN LA TARIFA ANTERIOR.
- 6 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUAS POTABLES O NEGRAS DE SERVICIO PUBLICO
- 7 SERVICIO TEMPORAL
- 9 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA
- O-M TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA MENOR A 1,000 KW.
- H-M TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA DE 1,000 KW O MAS

H-S	TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA T <u>EN</u> SION NIVEL SUBTRANSMISION.
H-T	TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA T <u>EN</u> SION, NIVEL TRANSMISION
H-SL	TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA T <u>EN</u> SION, NIVEL SUBTRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION
H-TL	TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA T <u>EN</u> SION, NIVEL TRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION
I-30	TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE APLICABLE A USUARIOS DE TARIFAS HS, HT, H-SL Y H-TL.

DE ACUERDO A SU APLICACION, LAS TARIFAS SE CLASIFICAN EN:

ESPECIFICAS

LAS TARIFAS ESPECIFICAS SON AQUELLAS QUE SE APLICAN A LOS SUMIN
NISTROS DE ENERGIA ELECTRICA UTILIZADOS PARA LOS PROPOSITOS
QUE LAS MISMAS SEÑALAN: A ESTE GRUPO CORRESPONDEN LAS SIGUIENT
TES 1, 1A, 1B, 1C, 1D 5, 5A, 6 Y 9.

USOS GENERALES

LAS TARIFAS PARA USOS GENERALES, SON AQUELLAS APLICABLES A
CUALQUIER SERVICIO ELECTRICO, EXCEPTUANDO LOS ESPECIFICOS AN-
TES SEÑALADOS, SALVO EL CASO DE TARIFA 6 A CUYO USO PUEDE APLIU
CARSE LA TARIFA DE USO GENERAL QUE CORRESPONDA A LAS CONDICION
ES DE SUMINISTRO. ESTE GRUPO COMPRENDE LAS SIGUIENTES: 2, 3, 7,
O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL, H-TL Y LA I-30.

TARIFAS DE USO GENERAL

TARIFA	DESCRIPCION
3	PARA SERVICIOS EN BAJA TENSION CON MAS DE 25 KW DE DEMANDA
O-M	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION (MAYOR DE 1 KV Y HASTA 35 KV) CON DEMANDA MENOR DE 1,000 KW.
H-M	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION (MAYOR DE 1 KV Y HASTA 35 KV) CON DEMANDA DE 1,000 KW O MAS.
H-S	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANS <u>MISION</u> , (MAYOR DE 35 KV Y MENOR DE 220 KV).
H-T	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL TRANSMI <u>SION</u> , (IGUAL O MAYOR DE 220 KV).
H-SL	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANS <u>MISION</u> , PARA LARGA UTILIZACION (MAYOR DE 35 KV Y MENOR DE 220 KV).
H-TL	SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION NIVEL TRANSMISION PARA LARGA UTILIZACION (IGUAL O MAYOR DE 220 KV)
I-30	PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE SE APLICA A LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS HS, HT, HSL Y HTL QUE SOLICITEN ADICIONALMENTE INSCRIBIRSE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA O BASE, MAYOR O IGUAL A 20,000 KW DURANTE LOS 3 MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCRIPCION.

**CLASIFICACION DE TARIFAS
POR ESTRUCTURA**

I. SOLO CARGOS POR CONSUMO Y CARGOS FIJOS

TARIFAS 1, 2, 5, 5A, 6 Y 9.

II. CARGOS POR CONSUMO Y DEMANDA MAXIMA

ORDINARIAS (NO HORARIAS): 3, 7 Y OM

HORARIAS: H-M, H-S, H-SL, H-T, H-TL E I-30.

TENSIONES DE SUMINISTRO

BAJA TENSION:

TENSIONES MENORES DE 1 KV

TENSION MEDIA:

1 KV A 35 KV

TENSION DE SUBTRANSMISION:

MAYORES DE 35 KV Y MENORES DE 220 KV

TENSION DE TRANSMISION:

IGUAL O MAYORES DE 220 KV

CARGA

ES LA POTENCIA ENTREGADA EN UN PUNTO DADO, EXPRESA EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

W, kW, MW, GM.

CARGA TOTAL CONECTADA

ES LA SUMA DE LAS CAPACIDADES DE LAS LAMPARAS, APARATOS, MOTORES Y EQUIPOS QUE CONSUMEN ENERGIA ELECTRICA, CONSIDERADOS INDIVIDUALMENTE EN SU CAPACIDAD EN WATTS, QUE SE ENCUENTRAN CONECTADOS AL SISTEMA DEL SUMINISTRADOR.

DEMANDA

ES LA CARGA PROMEDIO EN LAS TERMINALES DE UNA INSTALACION O SISTEMA EN UN INTERVALO ESPECIFICADO, EXPRESADO EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

DEMANDA CONTRATADA

ES LA DEMANDA QUE EL SUMINISTRADOR Y EL CLIENTE CONVIENEN INICIALMENTE EN EL CONTRATO RESPECTIVO, SU VALOR NO SERA ME NOR DEL 60% DE LA CARGA TOTAL INSTALADA, NI MENOR DE 25 KW EN TF-3, NI MENOR DE 20 KW EN TF-OM, NI MENOR DE LA CAPACIDAD DEL MAYOR MOTOR O APARATO INSTALADO POR EL CONSUMIDOR.

DEMANDA MAXIMA MEDIDA

SE DETERMINA MENSUALMENTE POR MEDIO DE INSTRUMENTOS DE MEDICION QUE INDICAN LA DEMANDA MEDIA EN KW DURANTE CUALQUIER INTERVALO DE 15 MIN., EN EL CUAL EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA SEA MAYOR QUE EN CUALQUIER OTRO INTERVALO DE 15 MIN., EN EL PERIODO DE FACTURACION.

FACTOR DE CARGA

DEFINICION (FC)

ES LA RELACION ENTRE LA DEMANDA MEDIA (D_m) Y LA DEMANDA MAXIMA (DM) DE UNA CURVA DE CARGA, DURANTE UN PERÍODO DE TIEMPO DADO (DIA, SEMANA, MES, ETC.)

AJUSTE POR COMBUSTIBLE

DISPOSICION COMPLEMENTARIA 10 BIS.

CLAUSULA DE LOS AJUSTES DE LA FACTURACION DE LA ENERGIA POR VARIACION EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

APLICACION DE LOS AJUSTES

ESTA CLAUSULA DE LOS AJUSTES SE APLICARA A LA FACTURACION DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN LAS TARIFAS 2, 3 Y 7, O-M, H-M, H-S, H-SL Y HTL PARA REFLEJAR LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

CALCULO DE LOS AJUSTES

PARA CADA MES CALENDARIO EL MONTO DE LOS AJUSTES EXPRESADOS EN PESOS, SE CALCULARA MULTIPLICANDO EL TOTAL DE ENERGIA CONSUMIDA EN DICHO MES EXPRESADO EN KILOWATTS-HORA, POR LOS FACTORES MENSUALES DE AJUSTED QUE SE EXPRESAN EN PESOS POR KILOWATT-HORA.

RESUMEN

LA APLICACION DE LA FORMULA PARA DETERMINAR EL MONTO
DEL AJUSTE MENSUAL POR COMBUSTIBLE PRODUCE LOS
SIGUIENTES RESULTADOS

1993

MONTO EN N\$/MWh

TARIFA	HT Y HTL	HS Y HSL	OM Y HM	2,3 Y 7
ENERO	+ 14.03	+ 14.20	+ 14.54	+ 15.05
FEBRERO	+ 5.98	+ 6.06	+ 6.20	+ 6.42
MARZO	+ 4.92	+ 4.98	+ 5.10	+ 5.28
ABRIL	+ 3.40	+ 3.44	+ 3.52	+ 3.64
MAYO	+ 5.73	+ 5.80	+ 5.94	+ 6.14
JUNIO	+ 8.54	+ 8.65	+ 8.86	+ 9.16
JULIO	+ 9.07	+ 9.19	+ 9.41	+ 9.74
AGOSTO	- 0.09	- 0.09	- 0.09	- 0.10
SEPTIEMBRE	+ 1.66	+ 1.68	+ 1.72	+ 1.78
OCTUBRE	- 0.13	- 0.14	- 0.14	- 0.14
NOVIEMBRE	+ 2.60	+ 2.63	+ 2.69	+ 2.79
DICIEMBRE	- 1.24	- 1.26	- 1.29	- 1.33

- CREDITO

+ CARGO

RESUMEN

LA APLICACION DE LA FORMULA PARA DETERMIANR EL MONTO
DEL AJUSTE MENSUAL POR COMBUSTIBLE PRODUCE LOS
SIGUIENTES RESULTADOS

1994

MONTO EN N\$/MWh

TARIFA	HT Y HTL	IIS-HSL	OH Y HM	2, 3 Y 7
ENERO	- 4.10	- 4.15	- 4.25	- 4.40
FEBRERO	- 2.86	- 2.90	- 2.97	- 3.07
MARZO	- 0.35	- 0.36	- 0.37	- 0.38
ABRIL	+ 1.84	+ 1.86	+ 1.91	+ 1.97
MAYO	+ 6.87	+ 6.95	+ 7.12	+ 7.37
JUNIO	+ 5.70	+ 5.77	+ 5.91	+ 6.11
JULIO	+ 11.25	+ 11.40	+ 11.67	+ 12.08
AGOSTO	+ 12.75	+ 12.91	+ 13.22	+ 13.68
SEPTIEMBRE	+ 14.97	+ 15.16	+ 15.52	+ 16.06
OCTUBRE	+ 9.29	+ 9.41	+ 9.63	+ 9.97
NOVIEMBRE	+ 5.93	+ 6.00	+ 6.14	+ 6.36
DICIEMBRE				

- CREDITO

+ CARGO

FACTORES DE AJUSTE

LOS FACTORES DE AJUSTE DEL MES CALENDARIO SE CALCULARAN MEDIANTE LA SIGUIENTE FORMULA PARA CADA NIVEL DE TENSION DE SUMINISTRO:

$$\text{FACTORES DE AJUSTE } j = Ft_j \prod_{i=1}^5 e_i (P_i - P_{Bi})$$

DONDE:

- "j" EXPRESA CADA UNO DE LOS 4 (CUATRO) VALORES, PARA LOS 4 (CUATRO) NIVELES DE TENSION DE SUMINISTRO.
- "i" EXPRESA CADA UNO DE LOS 5 (CINCO) VALORES, PARA LOS 5 (CINCO) COMBUSTIBLES QUE SE SOMETEN AL AJUSTE MENSUAL.
- "P_{Bi}" EXPRESA EL PRECIO BASE (SIN IVA) PARA CADA COMBUSTIBLE
- "P_i" ES EL PRECIO (TAMBIEN SIN IVA) PARA CADA COMBUSTIBLE, VIGENTE EN LA QUINCENA ANTERIOR AL MES CALENDARIO DEL CALCULO DEL MONTO DEL AJUSTE.
- "a_i" CORRESPONDE A LOS COEFICIENTES DE AJUSTE PARA CADA COMBUSTIBLE
- "F_{Tj}" REPRESENTA UN FACTOR APLICABLE A CADA UNO DE LOS CUATRO NIVELES DE TENSION DE SUMINISTRO.

MEDICION EN EL LADO DEL PRIMARIO O EN EL LADO
DEL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES

EN LOS SERVICIOS QUE SE PROPORCIONEN EN ALTA TENSION,
EL SUMINISTRADOR PODRA EFECTUAR LA MEDICION DE LA
ENERGIA ELECTRICA CONSUMIDA Y DE LA DEMANDA MAXIMA
EN EL LADO DEL SECUNDARIO O EN EL DEL PRIMARIO DE LOS
TRANSFORMADORES DEL USUARIO. SI SE HICIERE EN EL LADO
DEL SECUNDARIO, LAS FACTURACIONES SE AUMENTARAN EN
UN 2% (DOS POR CIENTO).

EN LOS SERVICIOS CON TARIFA DE BAJA TENSION, SI LA ME
DICION SE HICIERE EN EL LADO PRIMARIO DE LOS TRANSFOR
MADORES, LAS FACTURACIONES SE DISMINUIRAN EN UN 2%
(DOS POR CIENTO).

**CARGO POR MANTENIMIENTO DE LAS
REDES DE DISTRIBUCION**

**EN LA REVISION DEL PACTO DE ESTABILIDAD Y CRECIMIENTO
ECONOMICO (PECE) REALIZADO EL MES DE JULIO DE 1990, SE
ACORDO EL ESTABLECIMIENTO DE UNA CUOTA FIJA, INTEGRA
DA A LA ESTRUCTURA TARIFARIA, PARA EL MANTENIMIENTO
DE LAS REDES DE DISTRIBUCION.**

ESPIRITU DE LA REESTRUCTURACION TARIFARIA

- * LOGRAR USO EFICIENTE DE LA CANTIDAD INSTALADA**
 - TARIFAS HORARIAS**
 - TARIFAS ESPECIALES (DEM 20 MW Y FC 0.7)**
- * REDUCCION DE PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA**
- * APROVECHAR LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON REGIONALIZACION**

REGIONALIZACION DE LAS TARIFAS

CONFORME AL ACUERDO DEL 91-11-10, SE PROCEDIO AL DISEÑO DE TARIFAS QUE CONSIDERAN LAS DIFERENTES REGIONES Y ESTACIONES EN LOS COSTOS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA PARA USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSION CON EL OBJETO DE REFLEJAR EL COSTO REAL DEL SERVICIO.

SE FORMARON 8 REGIONES EN EL PAIS.

LA ZONA DE INFLUENCIA DE CLFC ESTA COMPRENDIDA DENTRO DE LAS REGIONES CENTRAL Y SUR.

DEL AREA ATENDIDA POR CLFC:

EN LA REGION CENTRAL SE ENCUENTRAN TODAS LAS DELEGACIONES DEL DF, LOS 20 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE MEXICO CONURBADOS CON EL DF Y EL MUNICIPIO DE CUERNAVACA EN EL ESTADO DE MORELOS.

EN LA REGION SUR SE ENCUENTRAN OTROS 60 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE MEXICO, 3 DE PUEBLA, 1 DE MORELOS Y 45 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE HIDALGO.

AJUSTE Y REESTRUCTURACION DE TARIFAS

Diario Oficial de la Federación del 3/abril/1992

SE ESTABLECEN LAS TARIFAS SIGUIENTES QUE SE APLICAN PREVIA SOLICITUD DE INSCRIPCION POR PARTE DEL USUARIO.

- H-SL - TARIFA HORARIA PARA ALTA TENSION NIVEL SUBTRANSMISION
 (MAYOR DE 35 KV Y MENOR DE 220 KV), PARA LARGA UTILIZACION.**

- H-TL - TARIFA HORARIA PARA ALTA TENSION NIVEL TRANSMISION
 (IGUAL O MAYOR DE 220 KV), PARA LARGA UTILIZACION.**

- I-30 - TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE PARA LOS USUARIOS
 DE TARIFAS DE ALTA TENSION NIVELES SUBTRANSMISION Y
 TRANSMISION, CON DEMANDAS DE O MAYORES A 20 MW.**

LA DISPOSICION COMPLEMENTARIA 10-BIS ESTABLECE AJUSTES A LA FACTURACION DE LA ENERGIA CONSUMIDA EN TARIFAS O-M, H-M, H-S, H-T, H-SL Y H-TL, PARA REFLEJAR LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES UTILIZADOS EN LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA.

TARIFA I-30
TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE

1. APLICACION

ESTA TARIFA SERA APLICABLE A LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S, H-T, H-SL Y H-TL QUE SOLICITEN INSCRIBIRSE ADICIONALMENTE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA EN PERIODO DE PUNTO O BASE, MAYOR O IGUAL A 20,000 (VEINTE MIL) KILOWATTS DURANTE LOS TRES MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCRIPCION.

2. DEMANDA INTERRUMPIBLE CONTRATATA Y DEMANDA FIRME CONTRATADA.

EL USUARIO QUE SOLICITE SERVICIO EN ESTA TARIFA DEBERA CONTRATAR UNA DEMANDA INTERRUMPIBLE Y UNA DEMANDA FIRME. LA DEMANDA INTERRUMPIBLE CONTRATADA NO PUEDE SER MENOR A 7,000 KW NI MAYOR AL 70 (SETENTA) PORCIENTO DEL PROMEDIO DE SU DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA DURANTE LOS TRES MESES PREVIOS A SU SOLICITUD DE INSCRIPCION.

3. BONIFICACION MENSUAL

PARA LOS USUARIOS DE TARIFAS M-T Y HTL N\$4.988 POR CADA KILOWATT DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE.

PARA LOS USUARIOS DE TARIFAS H-S Y H-SL N\$5.237 POR CADA KILOWATT DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE.

LA BONIFICACION MENSUAL SERA APLICADA EN LA FACTURACION DEL USUARIO CALCULADA DE ACUERDO CON LA TARIFA APLICABLE.

4. DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE

LA DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE MENSUALMENTE SERA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUPTIDA CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA. EN CASO DE QUE AL DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA SEA INFERIOR A LA DEMANDA FIRMA CONTRATADA, LA DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE SERA 0 (CERO).

SE DEFINE LA DEMANDA FIRMA CONTRATADA, COMO LA QUE FIJA EL USUARIO EN BASE A SUS NECESIDADES DE OPERACION Y CORRESPONDE A LA DEMANDA MINIMA QUE EL SUMINISTRADOR ESTA OBLIGADO A ABASTECER AL USUARIO, DURANTE UN PERIODO DE INTERRUPCION.

EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION DEL 4 DE OCTUBRE DEL ACTUAL, SE PUBLICO EL ACUERDO QUE AUTORIZA EL AJUSTE, MODIFICACION Y REES TRUCTURACION DE LAS TARIFAS PARA SUMINISTRO Y VENTA DE ENERGIA ELECTRICA, QUE ENTRARA EN VIGOR A PARTIR DEL 5 DE OCTUBRE DE 1993. AL RESPECTO LES INFORMO LO SIGUIENTE:

TARIFAS 1, 2, 3 Y 7: SE MODIFICA EL FACTOR DE AJUSTE A 1.0041 MENSUAL ACUMULATIVO.

TARIFAS 5, 5A Y 6: SE APLICARA UN FACTOR DE INCREMENTO MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.0041.

TARIFA 9: SE ELIMINA EL FACTOR DE AJUSTE MENSUAL ACUMULATIVO DE 1.005.

TARIFAS O-M, H-M: NO SE MODIFICAN.

TARIFAS H-S Y H-T: SE MODIFICAN LOS CARGOS QUEDANDO COMO SIGUE:

<u>TARIFA</u>	<u>REGION</u>	<u>CARGO POR kW DE</u> <u>DEMANDA FACTURA</u> <u>BLE.</u>	<u>CARGO POR kWh</u> <u>ENERGIA DE PUN</u> <u>TA.</u>	<u>CARGO POR kWh</u> <u>ENERGIA DE BASE</u>
H-S	CENTRO	N\$ 24.320	N\$ 0.15859	N\$ 0.08827
H-S	SUR	23.612	0.15397	0.08570
H-T	CENTRO	22.496	0.14897	0.08266
H-T	SUR	21.842	0.14463	0.08025

TARIFAS H-SL Y H-TL SE MODIFICAN LOS CARGOS Y LA ESTRUCTURA QUEDANDO COMO SIGUE:

<u>TARIFA</u>	<u>REGION</u>	<u>CARGO POR kW DE</u> <u>DEMANDA FACTURA</u> <u>BLE.</u>	<u>DE PUNTA</u> <u>MINIMA</u>	<u>DE PUNTA</u> <u>EXCEDENTE</u>	<u>DE BASE</u>
H-SL	CENTRO	N\$ 24.320	N\$0.25649	N\$0.11702	N\$0.06889
H-SL	SUR	N\$ 23.612	N\$0.24901	N\$0.11362	N\$0.06689
H-TL	CENTRO	N\$ 22.496	N\$0.19090	N\$0.10785	N\$0.06697
H-TL	SUR	N\$ 21.842	N\$0.18533	N\$0.10471	N\$0.06502

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA Y DE BASE

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIA: ES EL 80 (OCHENTA) PORCIENTO DEL PRODUCTO DE LA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA POR EL NUMERO DE HORAS DEL PERIODO DE PUNTA.

ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA EXCEDENTE: ES EL RESULTADO DE RESTAR A LA ENERGIA CONSUMIDA DURANTE EL PERIODO DE PUNTA, LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIMA. EN AQUELLOS CASOS EN QUE LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIMA SEA SUPERIOR A LA ENERGIA CONSUMIDA DURANTE EL PERIODO DE PUNTA, LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA EXCEDENTE SERA IGUAL A CERO.

ENERGIA FACTURABLE DE BASE: ES EL RESULTADO DE RESTAR A LA ENERGIA TOTAL CONSUMIDA DURANTE EL MES LA SUMA DE LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA MINIMA Y LA ENERGIA FACTURABLE DE PUNTA EXCEDENTE.

SE AUTORIZA AL SUMINISTRADOR PARA QUE CELEBRE CONVENIOS CON LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S, H-T, H-SL Y H-TL QUE ASI LO SOLICITEN, PARA QUE SE LES COBRE EN BASE A DEMANDA CONTRATADA.

TARIFA 1-15.

SE CREA ESTA TARIFA APLICABLE A LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S, H-T, H-SL Y H-TL QUE SOLICITEN INSCRIBIRSE ADICIONALMENTE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA O BSE, MAYOR O IGUAL A 10,000 (DIEZ MIL) KILOWATTS DURANTE LOS TRES MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCRIPCION.

LA BONIFICACION MENSUAL POR CAD KW DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE PARA LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-T SERA DE N\$ 9.976 Y PARA LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS H-S Y H-SL SERA DE N\$ 10.474.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS
(SUMINISTROS Y UTILIZACION)

MODULO III INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA

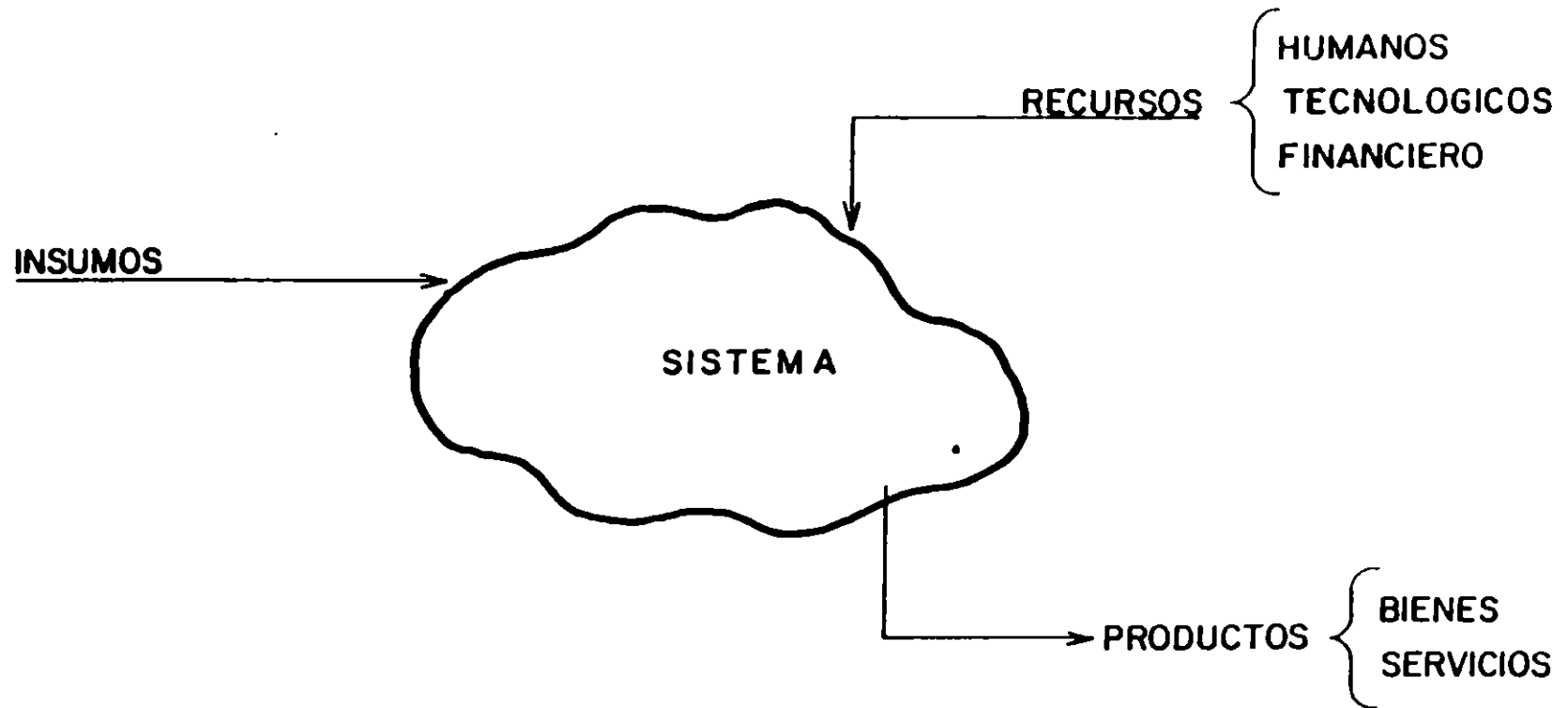
SELECCION Y MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO

ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ

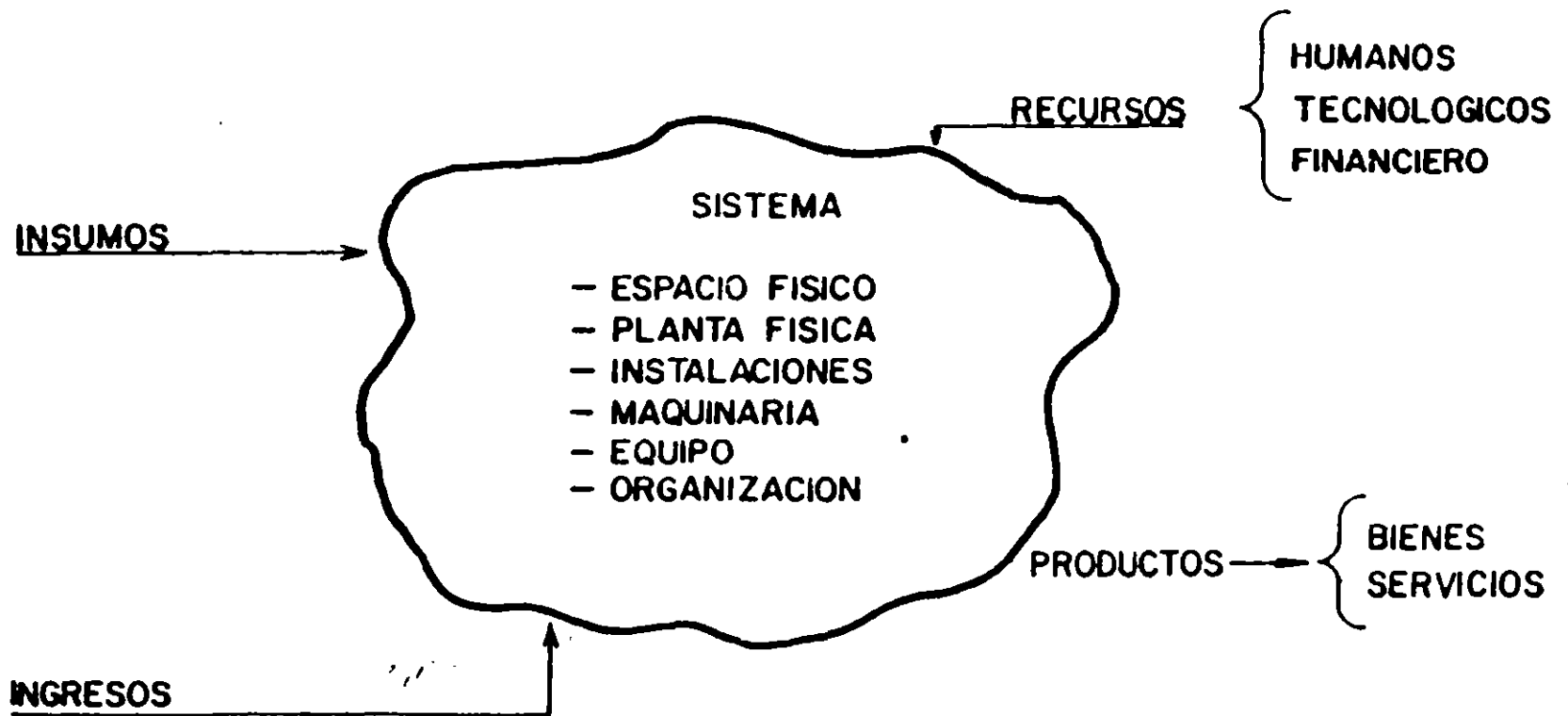
¿ COMO SE DIVIDEN LOS SISTEMAS ?



¿ QUE ES UN SISTEMA ?



¿COMO ES UN SISTEMA PRODUCTIVO?



PASOS A SEGUIR PARA CORREGIR LOS SISTEMAS

MODELO GENERAL DE PROCESO DE SOLUCION.

- 1.- ANALISIS**
- 2.- EVALUACION (EX-POST.)**
- 3.- DIAGNOSTICO**
- 4.- IDENTIFICACION DE OPCIONES**
- 5.- EVALUACION DE OPCIONES (EX-ANTE.)**
- 6.- SELECCION**
- 7.- IMPLANTACION**
- 8.- CONTROL**

1.- ANALISIS

a).- SE DEBE SEGREGAR CADA PARTE DEL SISTEMA

b).- SE DEBE DESCOMPONER A SU MINIMA EXPRESION CADA PARTE

2.- EVALUACION EX-POST.

a).- HACER LAS SIGUIENTES PREGUNTAS

a1).- ¿ EL SISTEMA SATISFACE LOS OBJETIVOS PARA LO QUE FUE CONCEBIDO ?

a2).- ¿ EL SISTEMA OPERA A SU MAXIMA PRODUCTIVIDAD ?

3.- DIAGNOSTICO

a).- HAY QUE HACERCE UNA PREGUNTA.

a1).- ¿ POR QUE ?

4.- IDENTIFICACION DE OPCIONES

a).- PARA ENCONTRAR LAS OPCIONES, HAY QUE HACER 2 COSAS QUE SON :

a1).- REMOVER EFECTOS

a2).- REMOVER CAUSAS

5.- EVALUACION DE OPCIONES (EX-ANTE.)

a).- EN ESTA SECCION ES DONDE SE DEBEN USAR TODAS LAS HERRAMIENTAS DE LA INVESTIGACION DE OPERACIONES.

6.- SELECCION

a).- SE DESIGNARA LA MEJOR OPCION DE ACUERDO A LAS POLITICAS DE LA EMPRESA QUE PUEDEN SER:

a1).- OPCION DE MAYOR RENDIMIENTO.

a2).- OPCION DE MENOR INVERSION.

a3).- OPCION DE MAXIMA PRODUCCION.

a4).- ETC.

1.- ANALISIS

a).- SE DEBE SEGREGAR CADA PARTE DEL SISTEMA

b).- SE DEBE DESCOMPONER A SU MINIMA EXPRESION CADA PARTE

2.- EVALUACION EX-POST.

a).- HACER LAS SIGUIENTES PREGUNTAS

a1).- ¿ EL SISTEMA SATISFACE LOS OBJETIVOS PARA LO QUE FUE CONCEBIDO ?

a2).- ¿ EL SISTEMA OPERA A SU MAXIMA PRODUCTIVIDAD ?

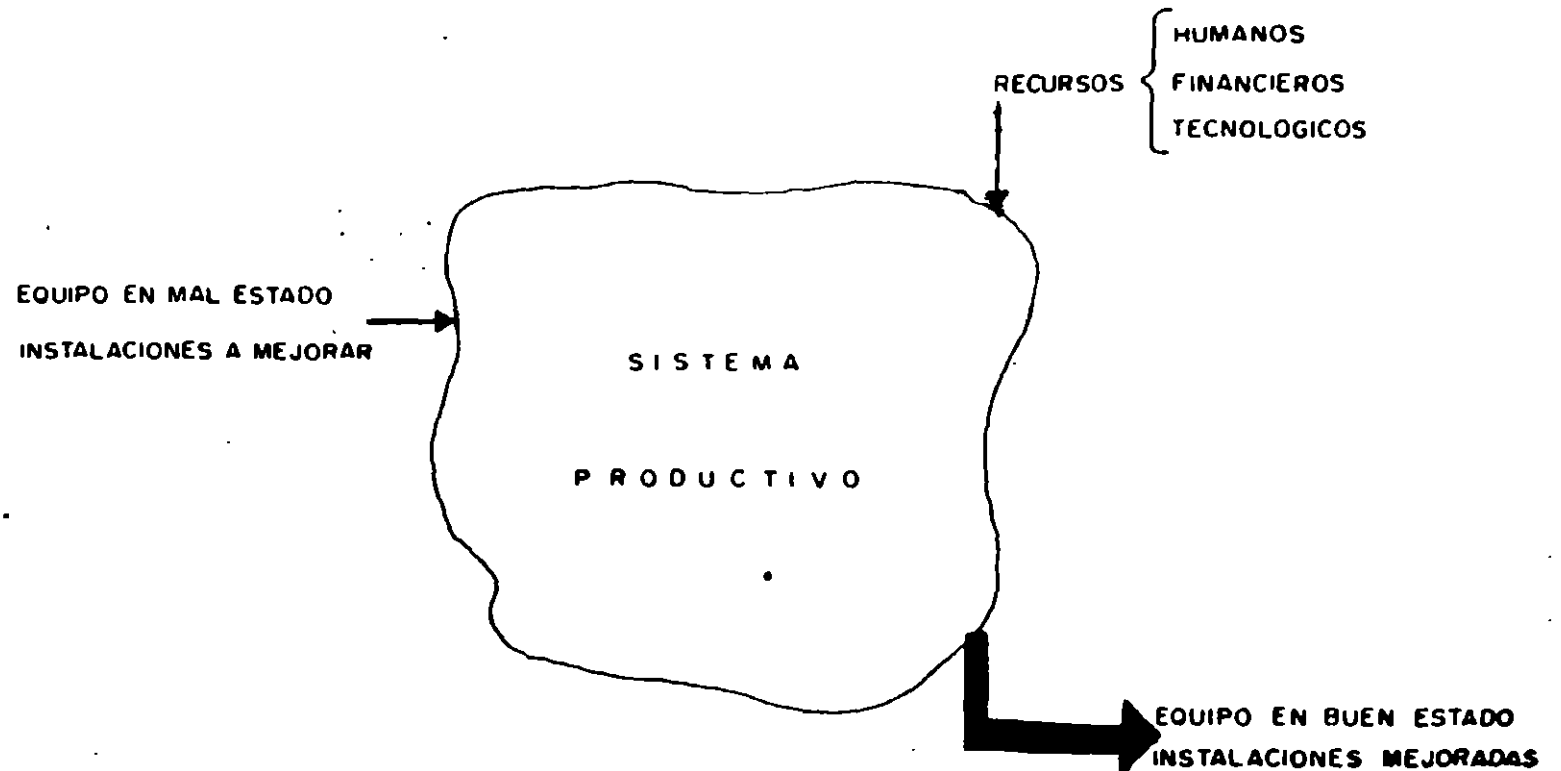
7.- IMPLANTACION

ES LA PUESTA EN FUNCIONES DE LA OPCION SELECCIONADA.

8.- CONTROL

- a).- SE CREAN LAS AYUDAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS.
- b).- SE VE QUE SE CUMPLAN CON EL TIEMPO
- c).- SE CHECA QUE LA INVERSION SEA LA PREVISTA.
- d).- SE ASEGURA QUE LAS METAS DESEADAS SEAN ALCANZADAS.

DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO Y TALLERES



Selección de equipo

I N D I C E

1. INTRODUCCION
2. TERRENOS Y MALLA DE TIERRA
3. DISEÑO SISTEMA ELECTRICO
4. INTERRUPTORES
5. TRANSFORMADORES
6. PARARRAYOS
7. PROTECCIONES Y CONTROL
8. SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMA C.C.
9. ALUMBRADO
10. AUTOMATISMO
11. BIBLIOGRAFIA

- TABLA 1 REVISION TRIENAL DE INT. Y SECC. EN HH
- TABLA 2 HORAS HOMBRE INVERTIDAS EN CONSERVACION DE INTERRUPTORES DURANTE 6 AÑOS.
- TABLA 3 CARACTERISTICAS DE LAMPARAS DE ALUMBRADO
- TABLA 4 ILUMINANCIAS
- FIGURA 1 DISPOSICIONES DE ESQUEMA ELECTRICO
- FIGURA 2 DIFERENTES REALIZACIONES DE ESTRUCTURA SOPORTE DEL SISTEMA ELECTRICO.
- FIGURA 3 ESQUEMA ELECTRICO PROTECCION SOBRECARGA INSTANTANEA TRANSFORMADOR.
- FIGURA 4 DIFERENTES TIPOS DE APARATOS DE ALUMBRADO CONVENCIONAL.
- FIGURA 5 DISTRIBUCION DE APARATOS CON DISPOSICION CONVENCIONAL Y HORIZONTAL CON PROYECTORES.
- FIGURA 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR
- FIGURA 7 FOTOGRAFIAS DE SISTEMAS DE ALUMBRADOS COMPARADOS

RENTABILIDAD DE LA ACTUALIZACION DE SUBESTACIONES

1. INTRODUCCION

Al comparar el diseño y tecnologías aplicadas en instalaciones de transformación realizados en los años 50 con las que se están construyendo en la actualidad, encontraremos diferencias muy notables.

Las realizaciones actuales además de instalar aparatos de mayor calidad, tiene en cuenta el futuro ahorro en la conservación de los equipos y es más exigente en cuanto a disponibilidad.

Es frecuente en instalaciones de antiguos diseños, no hacer mas modificaciones que las que vienen impuestas por la evolución de la demanda con aumento de transformación o, sustitución de interruptores por falta de potencia de cortocircuito.

Trataremos de plantear en estas notas el interés que tiene hacer modificaciones, en muchas ocasiones con una repercusión económica directa, en otras con mejora de la seguridad de las personas o de calidad de servicio, si es que no afectan a los tres factores enunciados.

2. TERRENOS Y MALIA DE TIERRA

En instalaciones situadas en la cornisa cantábrica era frecuente la disposición del parque de salida de líneas en hierba ya que, por la humedad de la zona, se mantenían con un bonito aspecto, sin importar los cortes periódicos, muchas veces sin coste por aprovecharse como alimento para el ganado.

Si al año se precisan unos cinco cortes de hierba, resulta un costo anual de unas 125 ptas/m².

La realización de un desmonte de unos 15 cm y su posterior relleno con grava, tiene un coste aproximado de 1.000/- ptas/m².

Como ventajas adicionales obtenemos reducir la tensión de paso y contacto es decir mejorar la seguridad de las personas. También evitaremos posibles incidentes del personal dedicado a la siega sistemática. La instalación queda más segura por no ser posible la propagación de probables incendios, al no tener hierba que en verano podría estar alta y seca.

Es aconsejable, antes de decidir la implantación de la capa de grava, estudiar la malla de puesta a tierra y hacer una medición de tensión de paso y contacto por si fue-

ra necesario algún refuerzo en el sistema de puesta a tierra, para quedar dentro de lo exigido por el Reglamento.

También debemos mencionar la malla metálica de limitación de la instalación. Si esta malla tiene su pintura en mal estado no se debe proceder a su repintado. El m² de pintura puede costar por encima de 1.000 ptas/m², por ambas caras. La malla metálica de Al o galvanizada plastificada, cuesta unas 900 ptas/m² por lo que es claro el interés de la sustitución de la malla, pintando solo los tubos soporte, aunque haya que agregar la mano de obra para la sustitución.

3. DISEÑO SISTEMA ELECTRICO

El diseño del esquema eléctrico ha variado radicalmente debido a dos factores principalmente: mayor fiabilidad de los interruptores y tener los sistemas mallados.

Anteriormente, primaba la colocación del by-pass con diseños con una o dos barras como pueden ser los A, B, C, D, de la fig. 1. Actualmente es muy raro instalar by-pass, yendo a esquemas como los M, N, P, Q.

Pudiera razonarse que, aunque si se hiciera nueva la instalación, no se configuraría con by-pass, deben utilizarse

en instalaciones que lo tienen, ya que el desembolso está hecho.

Si comparamos el esquema A con el M la diferencia es de 7 seccionadores a 4. Es decir la eliminación del hv-pass implica la de tres seccionadores.

En la tabla siguiente se indica las horas hombre (hh) utilizadas en una revisión trienal de interruptor y seccionador para diferentes tensiones.

	<u>220 kV</u>	<u>132 kV</u>	<u>46-30 kV</u>	<u>13 kV</u>
Seccionador	29	19	15	5
Interruptor	82	62	36	26
Posición con by-pass (7 sec)	285	195	141	61
Posición sin by-pass (4 sec)	198	138	96	46
DIFERENCIA	87	57	45	15

TABLA 1 REVISION TRIENAL INT. Y SECC. hh

De esta tabla se deducen dos consecuencias importantes:

1º No se mejora la disponibilidad, ya que la revisión de tres seccionadores más, es similar a la de un interruptor.

2º Un ahorro de hh entre un 42 y un 33%, según tensiones.

Excepcionalmente no se quitarán by-pass existentes en posiciones de líneas en antena o de bancos cuando es único.

En disposiciones de barra auxiliar como la C, se deberá considerar la posibilidad de modificarlo a doble barra como la M figura 1, con lo que se obtiene una mayor disponibilidad y flexibilidad. En dicha disposición si se impone la necesidad de by-pass, se puede estudiar la posibilidad de modificarlo con la fórmula D, para proteger las líneas por parejas, cortando la continuidad de la barra. Esta disposición tiene la ventaja que en caso de falta (en la línea sin interruptor), no haría disparar a todas las alimentaciones lo que produciría un 0 de tensión. En la situación planteada como alternativa, la falta de una línea solo afecta a la pareja.

Los by-pass suelen obligar a la disposición de otro plano de barras, al eliminarlos se quitan los aparatos situados a mayor nivel.

El nivel de riesgo personal no solo disminuye por quitar los elementos a mayor altura, o ser menos los elementos a revisar, sino por quitar puntos de tensión que pueden dar lugar a equívocos.

La realización de maniobras se simplifica.

Al estar menos elementos en tensión es menor la probabilidad de averías.

Es muy sencillo el diseño de bloqueos que eviten falsas maniobras.

Puede eliminarse parte de la estructura soporte con el consiguiente ahorro en pintura.

Se simplifica el control.

Si se desmontan seccionadores de buena calidad y estado, pueden utilizarse para sustituir otros que esten en mala situación.

Es muy sencillo, con aisladores procedentes de un by-pass, hacer un juego de puentes, que estaría previsto para puentear algún interruptor que sufriera una seria avería o fuera preciso sustituir.

En la figura 2 se ven tres disposiciones de estructura en celosía en sistema de 220 kV y una de sección variable en 132 kV. Son realizaciones del año 1958, 1974, 1989 y 1992 respectivamente.

Debe notarse, comparando la vista A con cualquiera de las otras, que la desaparición del by-pass, implica anular el llamado "seccionador de carro", seccionador situado en altura que aísla ambos lados del interruptor. Este seccionador siempre ha sido de conservación muy problemática por la transmisión con cadena para conseguir la traslación de ambas columnas de seccionadores. Anulado el by-pass es sencillo la ubicación de seccionador de línea como se ve en las secciones B, C o D de dicha figura y eliminar un pilar de la estructura.

4. INTERRUPTORES

Aunque los interruptores actuales existentes en el mercado tienen grandes ventajas respecto a fiabilidad y coste de conservación, respecto a los de hace 40 años, la amortización de la inversión no justificaría la sustitución de interruptores en buen estado y para los que se cuenta con repuestos.

Vamos no obstante a plantear la situación de instalaciones en las que estaban instalados interruptores de seccionamiento y ruptura por aire comprimido con el consiguiente equipo de aire centralizado.

Se reflejan horas hombre empleadas en el mantenimiento de interruptores durante un período de seis años, separando interruptores de aire comprimido con un sistema de producción y almacenamiento del aire centralizado, de interruptores de pequeño volumen de aceite (Tabla 2).

		<u>6 AÑOS</u>						
		<u>Nº</u>	<u>MANT.</u>	<u>AVER.</u>	<u>R.A.P.</u>	<u>TOTAL</u>	<u>MEDIA</u>	<u>MEDIA/2</u>
AIRE	Sist. Aire	21	19.086	1.451	3.881	24.418	1.162	581
	380 kV	11	3.901	134	12	4.047	368	184
	220 kV	73	18.882	1.384	341	21.607	296	148
	132 kV	51	5.659	436	280	6.375	125	62
	TOTAL	135	37.528	3.084	4.514	56.447	418	209
PEQ. VOL. ACEITE	380 kV	25	7.204	297		7.513	300	150
	220 kV	138	25.276	275		25.954	188	94
	132 kV	195	27.805	2.281		30.104	154	77
	TOTAL	358	60.285	3.153		63.571	177	88

MANT.: Revisión periódica

AVER.: Reparación averías

R.A.P.: Pruebas para cumplimentar el reglamento aparato a presión.

TABLA 2: HORAS HOMBRE INVERTIDAS EN CONSERVACION DE INTERRUPTORES DURANTE 6 AÑOS.

De su estudio podemos sacar varias consecuencias. Entre ellas señalaremos comparando los de aire con los de pequeño volumen:

Precisan de un 30 a un 60% más hh de revisión.

Necesitan el 50% más de mantenimiento correctivo.

Si hacemos recaer, proporcionalmente al número y tensión de interruptores el trabajo empleado en el sistema centralizado de aire y se agregan el tiempo empleado en R.A.P., las horas hombre necesarias por trienio serían:

- Int. 380 kV $184 + 159 = 343$ hh
- " 220 kV $148 + 106 = 254$ hh
- " 132 kV $125 + 53 = 178$ hh

El 240% superior a los interruptores de pequeño volumen.

En instalaciones donde se han ido sustituyendo interruptores de aire comprimido, quedando solo uno ó dos, debe considerarse su sustitución, para eliminar totalmente el aire, ya que las 581 hh trienales de conservación del sistema de aire recaerán sobre el único interruptor que esté instalado.

5. TRANSFORMADORES

Con la utilización de chapa magnética de grano orientado a partir de 1960 y un diseño más detallado, se han reducido notablemente las pérdidas de los transformadores, tanto en el hierro como en el cobre.

Se puede considerar un 50% en el hierro y un 30% en el cobre la reducción de pérdidas de un transformador de fabricación actual respecto a uno comprado hace cuarenta años.

Se han hecho estudios sobre un numeroso parque de máquinas de más de cuarenta años en servicio, no siendo rentable su sustitución (considerando 7 ptas. el coste del kWh), a pesar de considerar el precio como chatarra del transformador viejo, atendiendo solo a mejora de pérdidas. No obstante este término hace decidir, sin duda, la sustitución de transformadores muy antiguos, con una fiabilidad en descenso.

Se debe sin embargo atender a mejorar el equipo de control de refrigeración y regulación. La inversión para la sustitución de fusibles por interruptores magnetotérmicos, sustitución de contactores o termostatos en mal estado, es rentable en cuanto se considere pueda evitar la avería de un solo motor.

6. PARARRAYOS

Actualmente es admitido el Óxido de Cinz como el producto mejor para la limitación de tensión de autoválvulas.

El elemento que fundamentalmente debe protegerse de sobretensiones, en un parque, es el transformador de potencia.

Hoy día está totalmente admitido que una correcta protección de los transformadores se realiza instalando autoválvulas en todos los devanados de la máquina y situados inmediatos a ella (15-20 m. como máximo). Es muy importante que la unión a la malla de tierra de las autoválvulas, neutro y cuba del transformador, sea lo más directa posible.

En proyectos antiguos era habitual la disposición de las autoválvulas sobre barras generales. La modificación de situación o colocación de pararrayos individualizado para cada transformador es siempre una inversión rentable. Debe hacerse notar que el precio, tensión y potencia de un transformador es normal esten en la misma proporción. El precio de un pararrayos está muy condicionado por la tensión, por lo que aún en transformadores de poca potencia, es rentable una inversión que puede evitar una seria avería y el deterioro de la calidad de servicio.

7. PROTECCIONES Y CONTROL

Naturalmente que se ha alcanzado un avance en este tema considerable, consiguiendo con los relés electrónicos una sensibilidad y precisión muy superior a la conseguida con los electromecánicos.

No obstante no parece, hablando de sustituciones parciales, una inversión muy rentable la que se hiciera en este tema. No es recomendable la renovación generalizada de relés salvo que esté enfocada dentro de una total sustitución del control. Los relés electrónicos tienen unas exigencias para no ser influidos por radiaciones electromagnéticas que en relés electromagnéticos no tienen importancia.

Es sin embargo interesante y de poco coste la sustitución de fusibles de control por interruptores con protección magnetotérmica y contacto auxiliar.

En diseños antiguos era muy frecuente dotar las posiciones de elementos de medida con una gran profusión. La instalación de contadores, megavatímetro, amperímetros, etc., en cada posición, era frecuente.

Actualmente se montan los aparatos de medida indispensables. Un amperímetro con maxímetro es suficiente por lí-

nea. Contadores solo se instalarán en líneas de alta y en transformador donde también es interesante la medida de energía reactiva. Salvo que la línea sea para un cliente y se facture con su contador, no tiene porque ser necesaria la medida generalizada en líneas de salida.

Es interesante anular las conexiones de todos los elementos de medida, que no se utilicen, ya que con ello, además de lograr reducir los circuitos y por tanto la posibilidad de avería, se descarga los t.t., evitando las caídas de tensión, que puede afectar a los contadores realmente importantes, sobre todo si son de facturación. En los circuitos de intensidad también es interesante la eliminación de aparatos sin utilización para mejorar la clase del t.i al reducir la impedancia de salida.

Puede ser interesante mejorar la protección de transformadores como se indica:

Es casi habitual tener las protecciones de sobreintensidad instantánea de los transformadores anulada. Como es sabido es muy difícil conseguir la selectividad necesaria para que, en un cortocircuito cercano sobre una línea, disparen sus relés instantáneos sin que actúe el disparo instantáneo de trafo.

Bastantes cortocircuitos se producen por olvidos de puestas a tierra y, en todo caso, un disparo por falta en barras, si no hay líneas con retorno, se tendrá que ratificar volviendo a dar tensión con el banco. Con el planteamiento que vamos a describir, se llega a la conclusión de que puede compatibilizarse la intervención del elemento instantáneo sin actuaciones inoportunas por falta de selección. Para ello se agrega un relé temporizado que permite la actuación de los relés instantáneos de sobreintensidad del neutro, durante un breve tiempo después de la energización o reenganches. Transcurrido ese tiempo la protección instantánea se bloquea, como se ve en esquema de la fig. 3.

8. SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMA DE C.C.

El buen diseño de estos elementos, como de cualquier infraestructura, es fundamental para el funcionamiento fluido de los componentes principales.

Hace unos años era generalizada la protección de circuitos auxiliares tanto de corriente alterna como de continua a base de fusibles con los grandes inconvenientes que pueden presentar su fusión: para sustituir por el correcto, identificarlo o posible avería en motores.

El diseño de cuadro de servicios auxiliares y c.c. nuevo, en base de salidas protegidas por pequeños interruptores, con protección magnetotérmica, es una inversión que por su poco monto e importante repercusión en la buena actuación del conjunto da una gran rentabilidad y es básico en instalaciones desatendidas. La distribución de alimentaciones y alumbrado de edificios irán protegidos con pequeños cuadros comerciales con salidas protegidas con magnetotérmicos y diferenciales en los que lo precisen.

Se debe sustituir el cableado de distribución eléctrica, en edificios antiguos, cuando su aislamiento sea a base de componentes asfálticos que se degradan con el tiempo.

Sería inconcebible tener un incendio en una instalación eléctrica por un cortocircuito en los circuitos de alumbrado.

9. ALUMBRADO

Este tema podemos dividirlo en dos apartados con problemática totalmente diferenciada según sea intemperie o interior.

T I P O	€ RENDIMIENTO l m/W	VIDA MEDIA h.	TIEMPO REENCENDIDO	EQUIPO ARRANQUE	COLOR	PRECIO 250 W			RELACION precio/vida pta. 1000/h	RELACION precio/ vida €	POTENCIA INSTALADA 100 m2 100 lux W	COSTO ANUAL °0 h/día 100 m2 100 lux Pts
						LAMPARA		Equipo Pts				
						W	Pts					
FILAMENTO	8-30	1000	Instantáneo	Ninguno	Día	250	400	0	400	28,5	714	17.953
HALOGENA INCANDESCENTE	16-22	2000	Instantáneo	Ninguno	Día	250	1650	0	825	43,42	526	13.255
FLUORESCENTE	35-60	9000	Rápido	R.C.CE	Diversos	36	300	1.500	33	0,7	210,5	5.304
FLUORESCENTE EL.	47-55	5000	Rápido	Ninguno	Bianco	25	2500	0	500	9,8	196	4.399
LUZ MEZCLA	19-32,5	6000	3'	Ninguno	Algo azulado	250	2140	0	356	13,70	376	9.425
VAPOR MERCURIO A.P.	40-65	15000	5'	R.C.	Bianco Azulado	250	2500	6.000	166	3,19	190,5	4.801
HALOGENOS	67-80	6000	6'	R.C.CE	Día	250	9500	17.800	1.583	21,56	136	3.427
SODIO A.P.	90-120	12000	6'	R.C.CE	Amarillento	250	6500	10.000	541	5,15	92	2.318
SODIO S.P.	130-180	9000	7'	R.C.CE	Amarillo	250	13500	20.000	1.500	9,68	64,5	1.675

Potencia instalada= 10000/€medio

Precio kWh: 7 ¢

Costo Anual= W x 10 x 360 x 7/1000 = W.25,2

Tabla 3 CARACTERISTICAS LAMPARAS ALUMBRADO

El alumbrado con lámpara incandescente debe proscribirse por antieconómico respecto a consumo y reposición y poco confortable. El empleo de lámparas fluorescentes 36 W es claramente el que mejores condiciones reúne para interiores. Para exteriores observando la tabla 3 se advierte la clara ventaja del alumbrado con lámparas de sodio alta presión, su color amarillo es interesante para la penetración en situación de niebla.

El color amarillo haría a estas lámparas desechables para utilizar con idea decorativa, si hay elementos vegetales.

Los alumbrados que se proyectaban hasta hace no muchos años eran con muchos puntos de luz repartidos entre el aparellaje y situados entre 3 y 5 m. de altura, como se indica en fig. 4.

Las lámparas se fueron cambiando las primitivas incandescentes por luz mezcla, o, en todo caso, vapor de mercurio, pero sin modificar aparatos.

Para fijar ideas vamos a reflejar datos comparativos del alumbrado de una superficie de 9625 m² con dos disposiciones:

Convencional: 47 luminarias

3 farolas

Lámpara vapor de mercurio 250 W

Proyectores: 18 proyectores haz disperso

Lámpara bulbo sodio alta presión 250

La distribución de puntos de luz para ambas disposiciones se representa en fig. 5.

Comparemos bajo el punto de vista de la iluminación ambas disposiciones:

	CONVENCIONAL		PROYECTORES	
	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>
0,5 m horizontal	5,58	29,19	6,97	186,76
" vertical	6,33	17,94	17,86	252,54
3,5 m horizontal	6,13	352,83	11,73	344,02
" vertical	13,18	234,89	20,13	368,57
6,5 m. horizontal	6,93	79,05	12,24	56,59
" vertical	7,20	54,87	15,35	76,80

	CONVENCIONAL		PROYECTORES	
	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>
Media horizontal	6,21		10,31	
" vertical	8,90		17,78	
" conjunta	7,92		14,05	

Tabla 4 ILUMINANCIA (lux).

De la tabla, en la que se resumen los valores de Iluminancia en planos a diferentes alturas del suelo, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

Con los proyectores se alcanza casi el 180% de Iluminancia.

Sólo a 0,5 m. de altura hay valores máximos en alumbrado de proyectores que pudieran dar lugar a deslumbramiento.

Realicemos la comparación de ambos alumbrados respecto a costes de construcción.

El punto de luz por proyector, considerando conducción, fundación, soporte y proyector, tiene un coste de

89.400 ptas.

En alumbrado convencional con los mismos componentes dan un coste entre material y montaje para la luminaria de:

75.370 ptas.

y para la farola de:

84.750 ptas.

El coste total será:

Para 29 proyectores 2.592.600 ptas.

Para 47 luminarias y 3 farolas 3.796.640 "

Casi un 50% más de costo para el alumbrado convencional.

Consideremos los costos de funcionamiento exclusivamente en costo de energía, suponiendo 10 h. de funcionamiento diario y 7 ptas. el coste del kWh. El coste de la energía consumida anualmente por los reflectores será:

$29 \times 0,250 \times 10 \times 360 \times 7 = 182.700 \text{ ptas.}$

Siendo el gasto anual en energía del alumbrado convencional:

$$50 \times 0,250 \times 10 \times 360 \times 7 = 315.000 \text{ ptas.}$$

Lo que representa un ahorro anual de 132.300 ptas. en caso del alumbrado con reflectores.

Si se tiene en cuenta el ahorro en material y mano de obra de reposición, la adopción de célula fotoeléctrica para gobierno automático del alumbrado, la disposición de dos circuitos para habitualmente disponer del 50% del alumbrado, puede llegar a hacer rentable la inversión de sustitución del alumbrado.

Se han considerado diferentes tipos de proyecto con varias potencias y situados a alturas diferentes. Naturalmente puede realizarse un alumbrado más barato utilizando menos reflectores de más potencia, pero iría en detrimento de la calidad del alumbrado al aumentar el deslumbramiento.

Se ha seleccionado un proyector de haz muy disperso y con una potencia de 250 W en sodio alta presión que consideramos discreta. Este reflector está dotado de giro en plano vertical y en el horizontal hasta 360°, lo que nos da una gran versatilidad en el alumbrado al poder variar su dirección según la necesidad.

También la altura elegida con un soporte muy sencillo de 1,5 m. es fruto de varios tanteos. La altura de 1,7 a la que resulta situado el punto de luz es muy buena para la actuación sobre él en cuanto a conservación y movimiento cuando se precisa. Esta altura también es apropiada para lograr un bajo deslumbramiento.

En la fig. 6 se representa la curva fotométrica del reflector viéndose en las fotografías de fig. 7, el aspecto del conjunto de este alumbrado con reflectores y un caso de alumbrado convencional.

10. AUTOMATISMO

El ahorro que supone evitar el personal, a pié de instalación, para realizar la operación y resolver las incidencias que puedan producirse, es muy alto.

El gasto de personal continuado es muy caro y con la calidad y estabilidad actual de instalaciones y sistemas, sólo es justificable para el control de conjuntos de instalaciones.

La automatización de las instalaciones para poder dejarlas sin atención directa y continuada es barata y de una gran rentabilidad.

No vamos a profundizar en el diseño de una automatización, pero sí apuntaremos que debe ser muy sencilla para conseguir una gran seguridad.

En alimentaciones o líneas de alta además de contemplar el reenganche en caso de disparo se debe prever un cero de tensión debiendo disparar el automatismo todas las líneas, para poder seleccionar y aislar la línea que pudiera tener la falta que ocasione el 0 de tensión.

En media tensión somos partidarios en pro de la sencillez indicada, de disponer sólo reenganches en líneas y uno sólo en transformador.

Con estos automatismos y una transmisión de alarmas para poder acudir personal en caso de anomalías, es posible la eliminación de la atención continua. Naturalmente lo ideal es disponer de un telecontrol que pueda controlar la instalación desde un Centro de Control general.

Debe tenerse en cuenta que la renovación y puesta al día de los temas que se han examinado en este artículo son esenciales para poder abandonar con éxito las instalaciones.

11. BIBLIOGRAFIA

ESTUDIOS COSTE/BENEFICIO PLAN DE AREA DIGET DE IBERDROLA.

SISTEMA INTEGRADO DE MANTENIMIENTO.

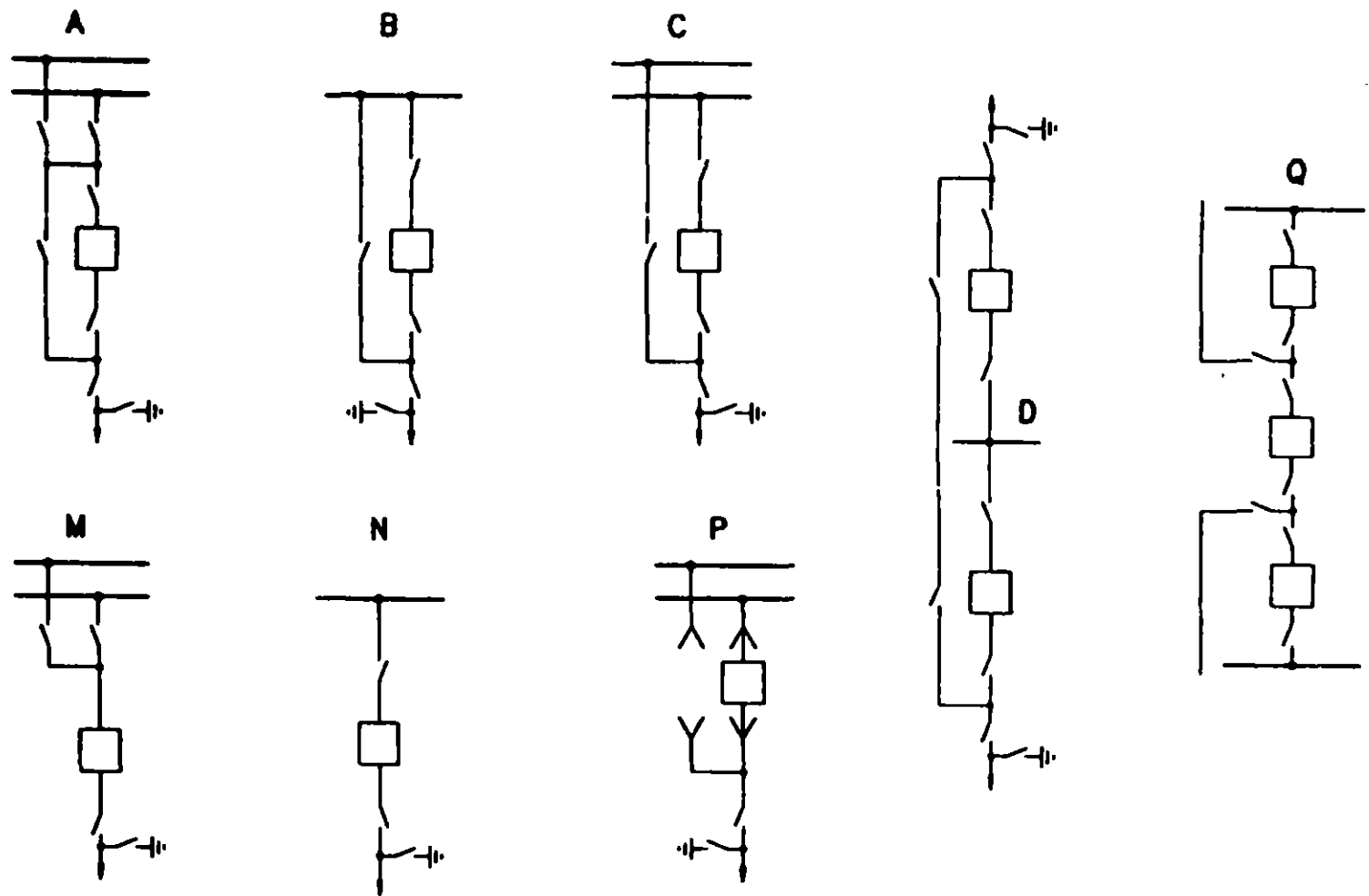


Fig. 1 DIFERENTES DISEÑOS DE SISTEMAS ELECTRICOS

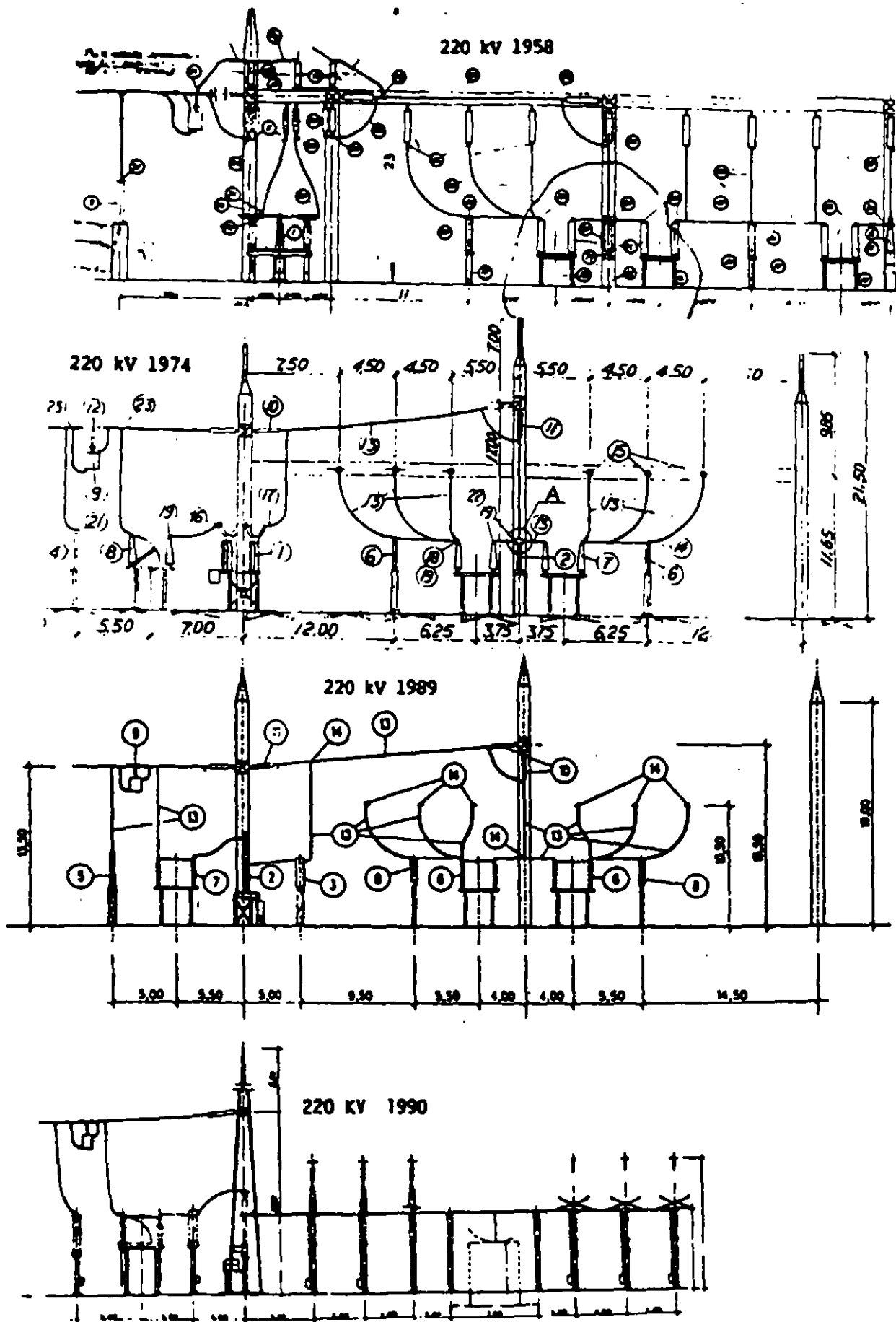


Fig. 2 DIFERENTES REALIZACIONES DE ESTRUCTURA SOPORTE DEL SISTEMA ELECTRICO

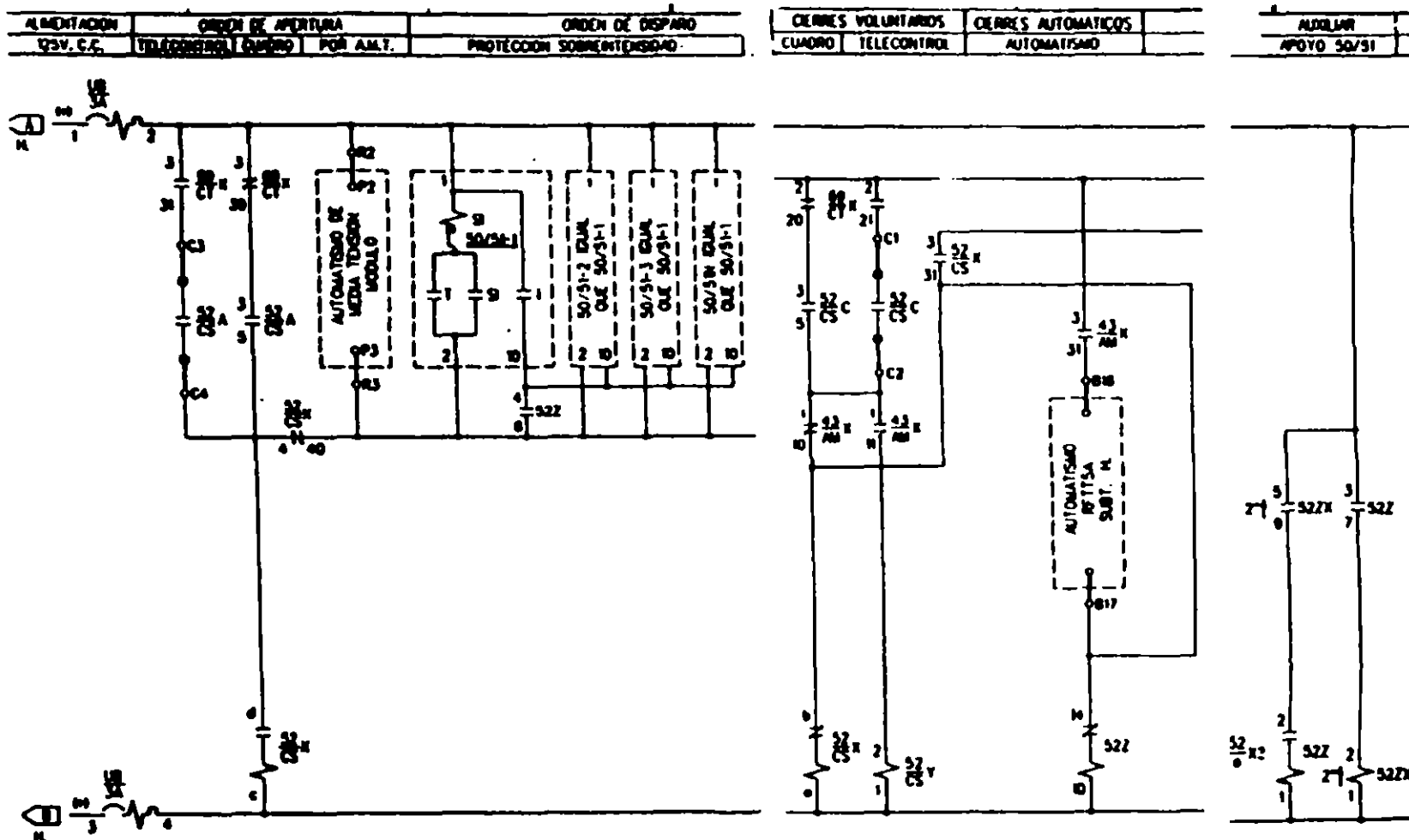


Fig. 3 ESQUEMA ELECTRICO PROTECCION SOBRECARGA INSTANTANEA TRANSFORMADOR

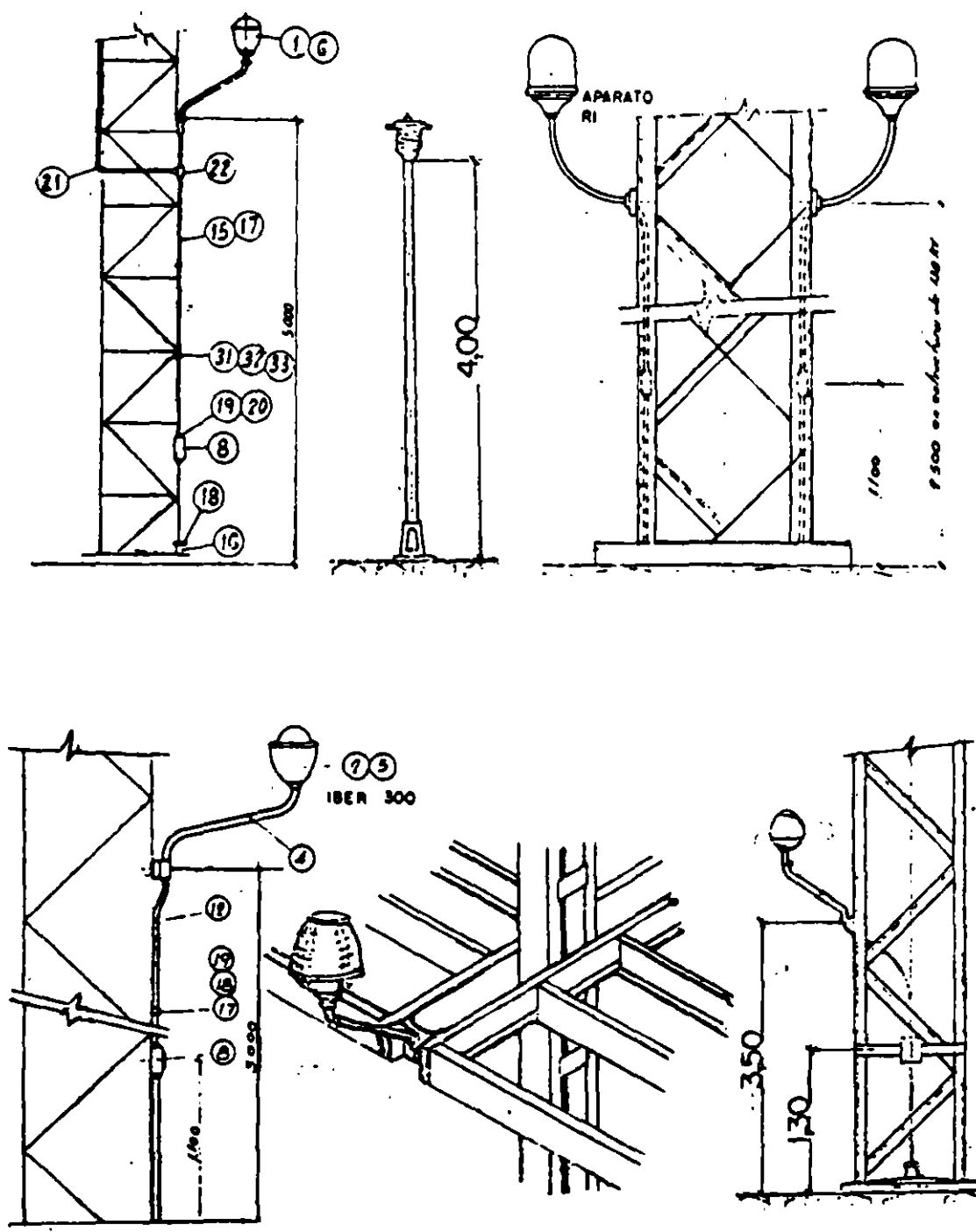


Fig. 4 DIFERENTES DISPOSICIONES DE APARATOS DE ALUMBRADO CONVENCIONAL

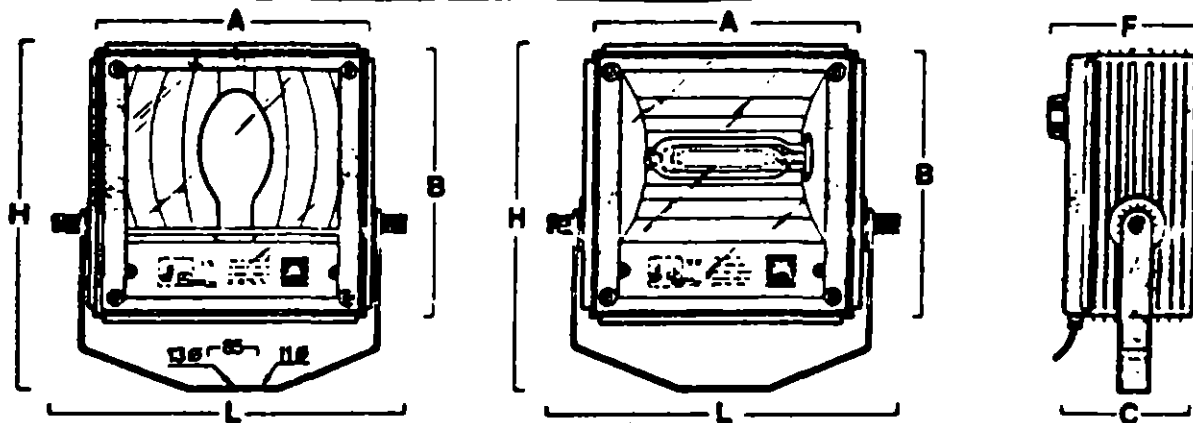
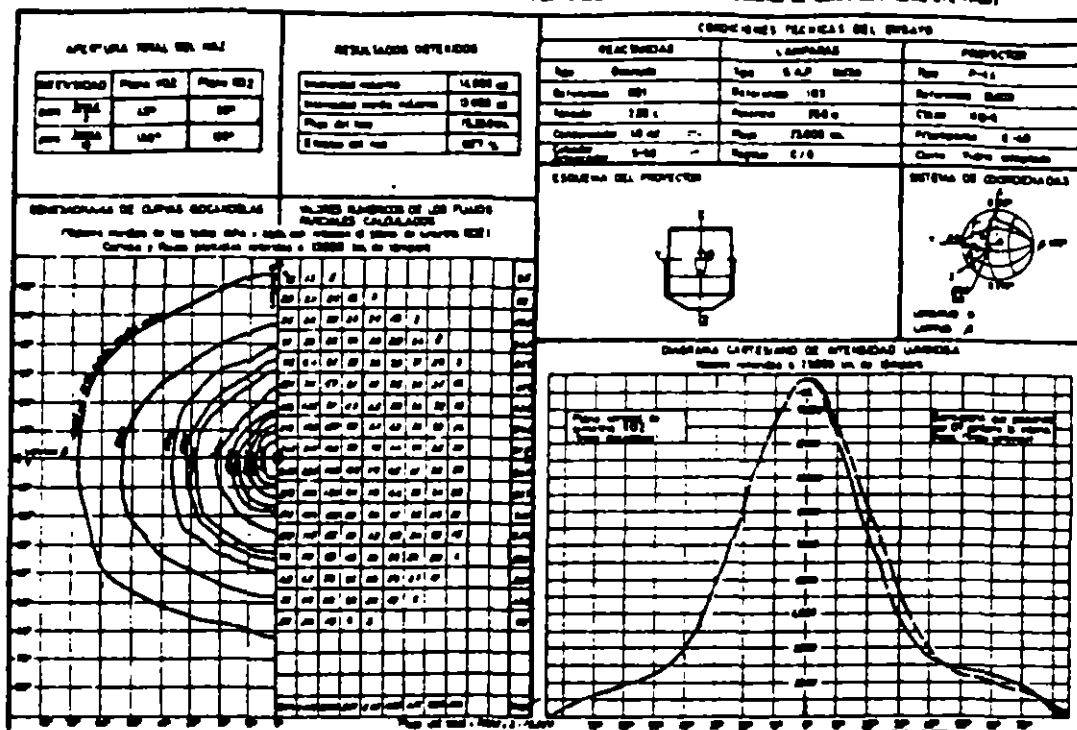
250 w.

DOCUMENTACIÓN FOTOMETRICA PARA PROYECTORES

FICHAS DE DATOS DE ACUERDO CON LOS REQUISITOS RECOMENDADOS PARA LA FOTOMETRIA DE LAMPARAS Y PROYECTORES DE ILUMINACION - Norma NTC-1400

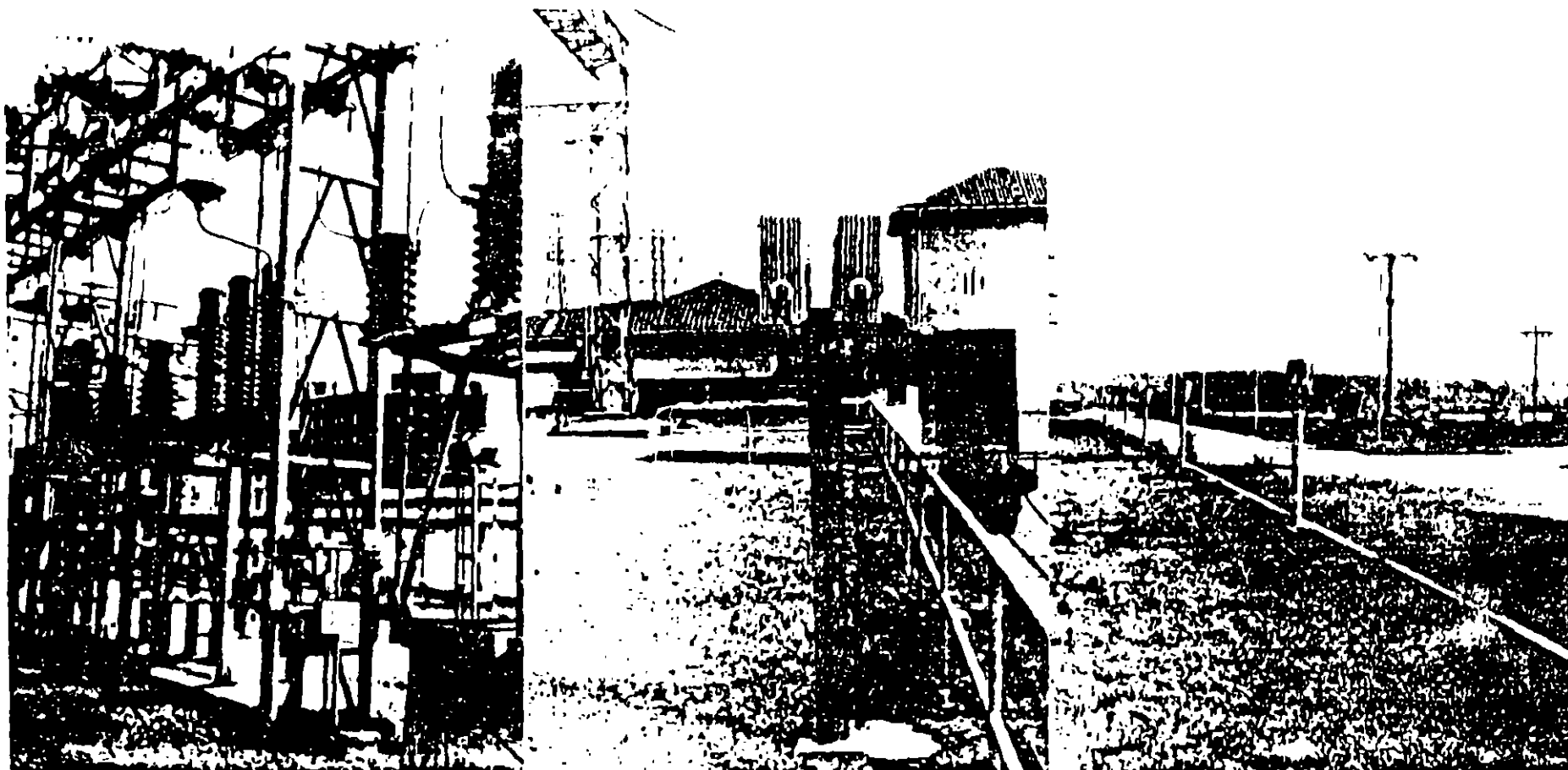
Pág. 1.7.75

de 10 pág. 7575



MODELO	Referencia	Lámpara	P/Lámparas	A	B	C	F	L	H	Peso Kg.	Observaciones
450-LRX	36800	250 w 400 w	E-40	450	450	210	250	580	600	12,500	Con alojamiento para los accesorios de encendido

Fig. 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR



Alumbrado convencional distribuido

Alumbrado horizontal con reflectores

Fig. 7 - FOTOGRAFIAS DE SISTEMA DE ALUMBRADO COMPARADOS

OBSTACULOS QUE PROVOCAN PERDIDAS DE RECURSOS Y
TIEMPO EN UNA OBRA

- 1.- No tener plan definido de trabajo
- 2.- No tener proyecto definido para la obra
- 3.- Que no se tengan especificaciones completas para los trabajos.
- 4.- Que falten planos y catálogos actualizados
- 5.- No tener la lista de materiales necesarios a tiempo
- 6.- No tener el material suficiente a tiempo en la obra.
- 7.- No tener medios para obtener el material a tiempo
- 8.- No hacer anticipadamente las requisiciones de materiales equipo, herramientas, etc., que se van necesitando.
- 9.- No especificar detalladamente en la requisición los mate
riales o equipos.
- 10.- No hacer a tiempo las Órdenes de compra para la adquisi-
ción de material
- 11.- Material mal surtido en cuanto a especificaciones
- 12.- Material con falta de calidad
- 13.- Material defectuoso que origine trabajos adicionales no_
recuperables o que causen vicios ocultos.
- 14.- Pedir más material del necesario
- 15.- Tener que comprar, localmente materiales, sin créditos y
en casas que no den los descuentos para contratistas.
- 16.- Compras de emergencia
- 17.- Compras de pánico
- 18.- Sustracciones, desperdicios y pérdidas en la obra.
- 19.- Escasez real o ficticia de material en el mercado
- 20.- No tener contratada la gente a tiempo.

- 21.- No tener bien programada la cantidad de personal de acuerdo con las áreas que se pueden atacar.
- 22.- No tener la gente debidamente contratada
- 23.- No tener el personal obrero adecuado
- 24.- No tener el supervisor idóneo para la obra
- 25.- Que el supervisor no este debidamente enterado de sus funciones, de lo que se pretende, de los trámites de costos, presupuestos, etc.
- 26.- No tener el supervisor personas que le ayuden a labores varias.
- 27.- Bajo rendimiento de personal
- 28.- Ausentismo en la obra (principalmente foránea), por días festivos, puentes, vacaciones, etc.
- 29.- Que no haya visitas periódicas de sobre supervisión
- 30.- Problemas con sindicatos
- 31.- No tener programa de obra para las instalaciones
- 32.- No tener un control adecuado para el embargo de los materiales.
- 33.- No tener un control adecuado para el recibo de los materiales
- 34.- No llevar un control adecuado para la entrega de materiales al personal
- 35.- No llevar control de avance de obra
- 36.- No tener sistemas y procedimientos adecuados
- 37.- No tener la papelería necesaria
- 38.- Que no haya coordinación con las otras secciones
- 39.- Que los receptores no tengan el personal necesario
- 40.- Que operación no tome decisiones oportunas
- 41.- Falta de bitacora en obra

- 42.- Fallas con la programación de áreas por atacar
- 43.- Falta de control adecuado de los trabajos extras, en bitácora de obra.
- 44.- No hacer las anotaciones procedentes y suficientes en bitácora
- 45.- No lograr la firma de las personas responsables, en bitácora
- 46.- No cumplir con las fechas estipuladas.
- 47.- No obtener constancia de trabajos terminados parcial y totalmente.
- 48.- Que no se cumplan las instrucciones dictadas
- 49.- Falta de balances periódicos de costos contra obra terminada
- 50.- Falta de programas para tomar decisiones
- 51.- Cambios de proyectos por fallas de diseño
- 52.- Desperfectos causados a las instalaciones por otras secciones.
- 53.- Falta de coordinación en los proyectos de las instalaciones principalmente, lo que origina interferencias
- 54.- Falta de bitácora en obra
- 55.- Que no se tengan buenas relaciones en obra
- 56.- Que no haya medidas disciplinarias con el personal
- 57.- Falta de intereses del personal
- 58.- No deslindar responsabilidades a tiempo
- 59.- No aceptar responsabilidades
- 60.- Falta de colaboración de la oficina central con los supervisores.
- 61.- No tener suministro de energía eléctrica, agua y otros elementos en el momento adecuado.
- 62.- Hacer trabajos que no correspondan a instalaciones (obra civil, taladros, resanes, etc.)

- 63.- Cambio del residente por parte del diseñador o de producción.
- 64.- Retraso en las obras imputables a las líneas de fletes y extravío o daño de los materiales y equipo.
- 65.- Falta de seguros de transporte, de maniobra de instalación, etc.
- 66.- No tener el precio unitario de los trabajos a ejecutar.
- 67.- No comprar a buen precio.
- 68.- Falta de equipo y herramienta adecuada.
- 69.- Que el presupuesto no considere el alza del precio en el material y obra de mano.
- 70.- No tener catálogo depurado de materiales y mano de obra para poder presupuestar a tiempo.
- 71.- No presupuestar los extras a tiempo.
- 72.- Gastos adicionales no previstos, como indirectos, otras áreas como auxilio, etc.
- 73.- Alto índice de imprevistos.
- 74.- Gastos fijos elevados.
- 75.- No considerar el valor real de financiamientos.
- 76.- Retraso de pagos a proveedores que reduce créditos.

M A N T E N I M I E N T O

1. PREDICTIVO
2. PREVENTIVO
3. CORRECTIVO

OBJETIVO INMEDIATO:

El objetivo inmediato del mantenimiento es conservar en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y confiable las propiedades de la Compañía para no demorar ni - interrumpir sus servicios.

OBJETIVOS BASICOS:

El objetivo básico del mantenimiento es contribuir con los medios disponibles a - sostener lo más bajo posible el costo de operación de las propiedades de la Compañía.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1. Los trabajos están señalados en la fecha debida
2. Da tiempo para programar y preparar refacciones
3. Da como resultado un funcionamiento eficiente
4. Aumenta la productividad
5. Uniformidad en la carga de trabajo
6. Disminución del tiempo muerto
7. Disminución de las existencias de almacén
8. Confiabilidad
9. Mayor vida útil
10. Costo de reparación global menor

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1. ¿ Que debe inspeccionarse ?
2. ¿ Con qué frecuencia ?
3. ¿ A qué debe dársele servicio ?
4. ¿ Con qué frecuencia ?
5. ¿ A qué componenets debe asignársele una vida útil ?
6. ¿ Cuanto debe ser la vida útil ?
7. Reparaciones
8. Cambio de unidades.

¿ Qué debe inspeccionarse ?:

Todo lo que sea susceptible de falla mecánica como:
(desgaste, corrosión, vibración).

Todo lo que está expuesto a falla por acumulación de materias extrañas como:
(Filtros separadores de agua, drenes de tanques y depósitos).

Todo lo que sea susceptible de fuga como:
(sistemas de combustibles),
(sistemas hidráulicos),
(sistemas neumáticos),
(tuberías).

S E R V I C I O :

Se define como servicio aquéllos trabajos de mantenimiento sin los -
cuales es imposible mantener la buena apariencia y el buen funcionamiento
de las prioridades físicas del equipo tales como:

Limpieza ,
pintura,
tratamiento anticorrosivo,
lubricación,
carga de flúidos,
etc.

R E P A R A C I O N :

Las reparaciones abarcan trabajos necesarios para corregir una anomalía ó falla sin recurrir al cambio de unidades.

CAMBIO DE UNIDADES:

Es necesario para establecer un plan de mantenimiento preventivo, para determinar las unidades o componentes de un equipo que deben cambiarse - - habiendo operado determinado tiempo.

Para determinar los puntos anteriores, se recurre a lo siguiente:

- Recomendaciones del fabricante.
- Recomendaciones de operadores o trabajadores por su experiencia.
- Análisis y estudio detallado del equipo, sus características de cons- - trucción y operación y las condiciones en que va a operar.

De lo cual se deduce los puntos que deben inspeccionarse

FACTORES DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El encargado de mantenimiento preventivo deberá procurar seguir los pasos - siguientes:

1. Conocer y analizar los objetivos básicos del lugar para poder definir el objetivo de mantenimiento.
2. Conocer a fondo el equipo que se maneja y también las necesidades, planes períodos y tipo de servicio.
3. Estudiar y tomar en cuenta la capacidad y la habilidad del personal.
4. Establecer programas de adiestramiento en caso que sea necesario.
5. Estudiar los diferentes planes de mantenimiento aplicables a cada equipo en particular.
6. Establecer los controles necesarios e indispensables para que el plan - prefijado se cumpla.
7. Estudiar cada 3, 6 ó 12 meses, los beneficios, dificultades y fracasos de períodos pasados.
8. Tomando en cuenta las conclusiones obtenidas en el punto anterior, iniciar una nueva acción, que afine, corrija o modifique el plan inicial.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Consiste en corregir fallas cuando se presentan, ya sea por síntomas - claros y avanzados o por paro del equipo.

Este sistema de mantenimiento, es el más generalizado por ser el que menos conocimiento y organización requiere.

El empleo único de mantenimiento correctivo origina cargas de trabajo - incontrolables, que causan actividad intensa y lapsos sin trabajo.

Cuando las necesidades son imperiosas, obligan al pago de horas extras, se interrumpe el servicio.

Hay que comprar todos los materiales en un momento dado, en resumen, son las consecuencias lógicas que se presentan cuando se sufre un accidente inesperado.

Esta forma de aplicar el mantenimiento impide al diagnóstico exacto de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento de manejo o por desgaste natural.

Son muchos los aspectos negativos que trae consigo este sistema y solo debe aplicarse como emergencia.

MOTOR Y GENERADOR CA

Utilice la Lista de Revisión siguiente, califique cada partida como sigue:

2= Aceptable

1= Manténgase bajo observación

0= Requiere atención inmediata

ARMADURA

a _____ Condición de aislamiento

b _____ Compactamiento del embobinado

c _____ Limpieza

d _____ Condición de la laminación

e _____ Condición de los contactos

f _____ Claro

g _____ Temperatura del embobinado

ROTOR

h _____ Condición de aislamiento
i _____ Compactamiento del embobinado
j _____ Limpieza
k _____ Láminas/polos
l _____ Contactos
m _____ Anillos colectores
n _____ Escobillas
o _____ Sistema Portaescobillas
p _____ Conmutador
q _____ Cojinetes
r _____ Acoplamiento flecha-diferencial
s _____ Vibración
t _____ Lubricación

Comentarios (Describa la condición de todas las partidas calificadas con cero): _____

Calificación = Suma de partidas

(40 máx.)

MOTOR JAULA DE ARDILLA-AC

Utilizando la lista siguiente de revisión, califique la partida como sigue:

2= Aceptable

1= Manténgase bajo observación

0= Requiere atención inmediata

Si no se aplica ninguna partida, califíquela con 2.

ARMADURA

- a. _____ Condición del aislamiento
- b. _____ Compactamiento del embobinado
- c. _____ Limpieza
- d. _____ Condición de las láminas
- e. _____ Condición de los contactos
- f. _____ Claro
- g. _____ Temperatura del embobinado

ROTOR

- h. _____ Compactamiento del embobinado
- i. _____ Limpieza
- j. _____ Láminas/polos
- k. _____ Cojinetes
- l. _____ Acoplamiento flecha-diferencial
- m. _____ Vibración
- n. _____ Lubricación

Comentarios (Describa la condición de todas las partidas calificadas con 0): _____

Calificación = Suma de partidas

(28 máx)

- DIFERENTES CONDICIONES DE TRABAJO DE LAS PIEZAS
- UTILIZACION DE DIFERENTES TIPO DE MATERIALES ENTRE LAS PIEZAS, A CAUSA DE LA NECESIDAD DE DISMINUIR LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR FRICCION.
- EXISTENCIA DE VARIACIONES EN LAS PROPIEDADES DE LOS MATERIALES, TOLERANCIA DE FABRICACION Y LAS CONDICIONES DE LINEALIDAD, PARALELISMO, PERPENDICULARIDAD.
- INFLUENCIAS DIVERSAS DE LAS CONDICIONES DE EXPLOTACION SOBRE LAS DISTINTAS PIEZAS
- RESPETAR LOS FACTORES DE SEGURIDAD DE LOS QUE EN EL DISEÑO JERARQUIZAN LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DEL EQUIPO.

10 DEBEMOS PREFIJAR LOS DIFERENTES PERIODOS DE TRABAJO DE LAS PIEZAS EN FORMA OPTIMA SIN PERMITIR A QUE LLEGUEN A SU PERIODO DE NO REUSO. (TODAS SIN EXCEPCION)

20 SE DEBE PREPARAR UN PROGRAMA DE SUBSTITUCION DE PIEZAS EL CUAL DEBE COINCIDIR FORZOSAMENTE EN LA OPTIMIZACION Y ECONOMIA DE LOS PAROS RUTINARIOS QUE SE TENGAN PREPARADOS PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PARA LO CUAL SE DEBE TENER LOS ELEMENTOS LISTOS PARA NO HACER MAYOR LA INTERRUPCION A LA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

COSTO DE FABRICACION DEL EQUIPO NUEVO

$$C = \frac{Q_1 + \sum q_1}{L_1} = \frac{Q + \sum q}{L}$$

DONDE:

$\sum q$ = GASTOS POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y REPARACIONES EVENTUALES

L = PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO NUEVO EN HORAS, DIAS O AÑOS DE TRABAJO

Q_1 = GASTOS PARA LA RECUPERACION DEL EQUIPO

$\sum q_1$ = GASTOS PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL EQUIPO DURANTE UN NUEVO PERIODO DE EXPLOTACION.

L_1 = PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO DESPUES DE LA RECUPERACION GENERAL PARA UNA NUEVA EXPLOTACION

EN LA PRACTICA PODEMOS EXPRESAR QUE CUANDO

$$Q_1 < Q, \sum q_1 > \sum q \quad \text{o} \quad L_1 < L$$

, LA PRIMERA IGUALDAD SERA POSITIVA Y CONSTANTE NO ASI CON LAS OTRAS DOS DESIGUALDADES.

PRIMER GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} < t$

DONDE:

t_{DESG} = PERIODO DE SERVICIO DE LAS PIEZAS POR DESGASTE

t_{SOL} = PERIODO DE SERVICIO DE LAS PIEZAS POR SOLIDEZ

t = REPARACION GENERAL

SEGUNDO GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} = t$

TERCER GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} > t$ EN ESTE CASO:

$$\frac{t_{\text{DESG}}}{t} = \frac{t_{\text{SOL}}}{t} > 1$$

CUARTO GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{SOL}} > t_{\text{DESG}} < t$ DE DONDE TENEMOS:

$$\frac{t_{\text{DESG}}}{t} = k_1 \quad \text{y} \quad \frac{t_{\text{SOL}}}{t} = k_2$$

DONDE: k_1 y k_2 SON NUMEROS MAYORES QUE 1

$$L_t = \frac{t}{t + t_r} \times 100$$

DONDE:

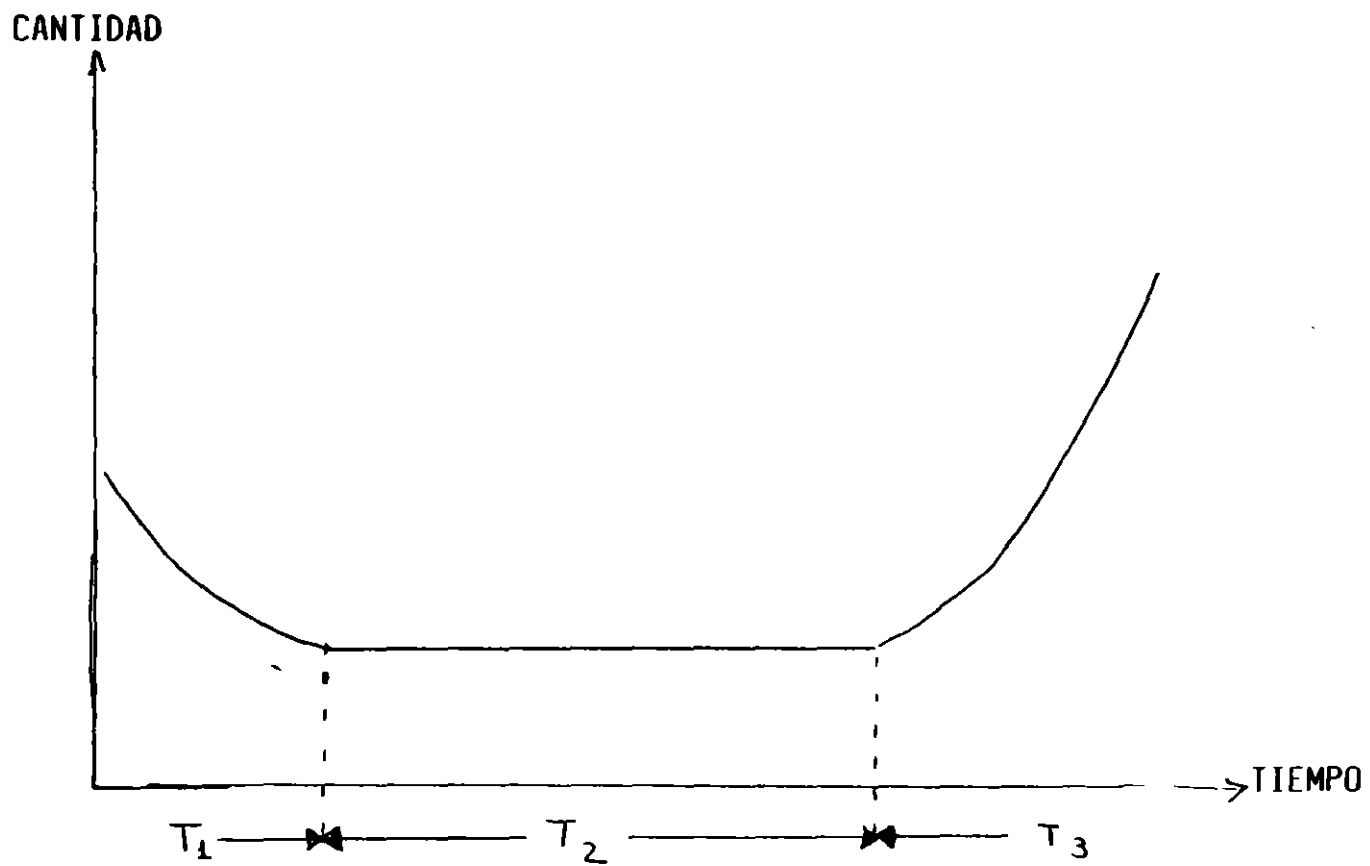
t = TIEMPO PROMEDIO DE TRABAJO SIN ROTURAS (EN HORAS, DIAS, AÑOS).

t_r = TIEMPO PROMEDIO DE LA REPARACION

DURANTE EL PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO, ESTE COEFICIENTE VA DISMINUYENDO Y ALCANZA SU MINIMO VALOR EN EL TERCER PERIODO SEGUN GRAFICA.

LAS PROPIEDADES DE LAS PIEZAS ESTAN RELACIONADAS ENTRE SI.

LA PIEZA PUEDE PERDER LA RESISTENCIA AL DESGASTE, PERO CONSERVAN LA SOLIDEZ; Y AL MISMO TIEMPO EN MUCHOS CASOS OCURRE TAMBIEN LA PERDIDA DE LA RIGIDEZ, ESTO NOS LLEVE A LA FORMACION DE CUATRO GRUPOS.



- h) El número de grupos de mantenimiento de algunas líneas aéreas, mantenimiento eléctrico o mecánico.

LA TEORIA DE LINEA DE ESPERA TIENE LOS SIGUIENTES OBJETIVOS:

- a) Caracterizar cuantitativa y cualitativamente a una cola
- b) Determinar los niveles adecuados de ciertos parámetros del sistema que balancean el costo social de la espera con el costo asociado al consumo de recursos.

La teoría de línea de espera es un intento matemático que tiene como objetivo contestar preguntas como las siguientes:

- a) El número de médicos que deben atender el servicio de emergencia de un hospital, variando ese número en el tiempo y en el espacio.
- b) El número de camas que debe tener el pabellón gineco-obstétrico de un hospital.
- c) El número de cajas que deben operar en un banco o en una tienda de auto servicio, en función de la hora y el día de la semana.
- d) El número de autotransportes que deben distribuir productos perecederos en una región.
- e) El número de operadores de tráfico aéreo, que varían en el tiempo y en el lugar.
- f) La secuenciación automática de encendido de semáforos a lo largo de una avenida.
- g) El número de operadores que atienden llamadas de larga distancia durante un turno.

TEORIA DE COLAS
(T. DE ESPERA)

EJEMPLOS DE TEORIA DE COLAS.

- a) Regreso a la ciudad de México un domingo en la tarde por la fabulosa autopista Cuernavaca-México (70 kms, en 2 hrs., si es semana santa, 4 horas).
- b) Trayecto de la casa al trabajo en la ciudad de México por el flamante periférico (entre las 7.30 a.m. y 9.00 a.m. 13 kms. en 1 1/2 hrs.)
- c) Solicitud de un teléfono por parte de un habitante de alguna colonia popular de la ciudad de México (1 a 2 años, si hay líneas).
- d) Asistencia al cine a ver King Kong, El Padrino o, a la India María - (3 ó 4 horas esperando en la cola de la taquilla de boletos, si no se agotaron las localidades).
- e) Recepción de una carta (15 a 30 días, si no se pierde).

ALGUNOS CASOS DE CARACTERIZACION DE LINEA DE ESPERA

CLIENTE	ESTABLECIMIENTO	SERVICIO	SERVIDOR
Paciente	Servicio de Emergencia	Tratamiento médico	Médicos y/o enfermera.
Ciudadano	Central Telefónica	Larga distancia	Operadora- Telefónica
Ciudadano	Banco	Bancario	Cajero
Ciudadano	Tienda de autoservicio	Pago de Mercancía	Cajera
Barco	Muelle	Carga/descarga	Grúas
Avión	Pista de aterrizaje	Permiso e instrucc- iones.	Operador de Tráfico aéreo.
Avión	Taller de Mantenimiento	Revisión y Manteni- miento.	Mecánicos expertos.
Parturienta	Sala de Labor y de partos.	Partos	Ginecólogo
Paciente	Quirófano	Cirugía	Cirujano.

ILUSTRACION DE VARIOS SISTEMAS:

1.- Una cola- un servidor.

La taquilla de un cine en donde se venden boletos de acuerdo a como llegan los espectadores.

2.- Una cola-servidores múltiples en paralelo.

Una peluquería con 5 sillones (5 peluqueros), que prestan sus servicios siguiendo una política de atender a los clientes en el orden con que llegan al establecimiento (no se aceptan reservaciones).

3.- Filas múltiples-servidores múltiples en paralelo, con cambio de colas.

Es el caso de un banco, donde existen 18 cajas y los clientes se forman en la cola que más les convenga, con la opción de cambiarse de una cola a otra.

4.- Filas múltiples-servidores múltiples en paralelo, sin cambio de colas.

Es el caso de cualquier trámite burocrático, por ejemplo, la oficina de préstamos a corto plazo del BUCUPEDE (Burócratas - Cumplidos Pensantes y Dedicados) donde existen 5 ventanillas - de recepción de documentos, de acuerdo a la [inicial del apellido paterno (A-E, F-J, K-O, P-T, U-Z)].

5) Una fila-servidores múltiples en serie.

En una embotelladora, las botellas usadas se esterilizan, después pasan al llenado del líquido, encorcholatado, etiquetado y empaquetado, Se cuenta con una sola esterilizadora, una sola máquina de llenado, una encorcholatadora, una etiquetadora y una empaquetadora.

6) Filas múltiples-servidores múltiples en sistema mixto.

El mismo ejemplo anterior, pero con más de una unidad de las diferentes máquinas que se mencionaron.

VER FIGURA 1.

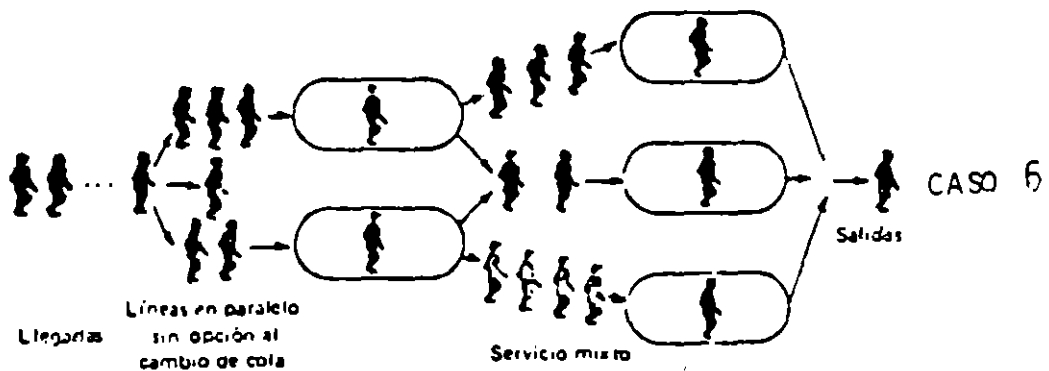
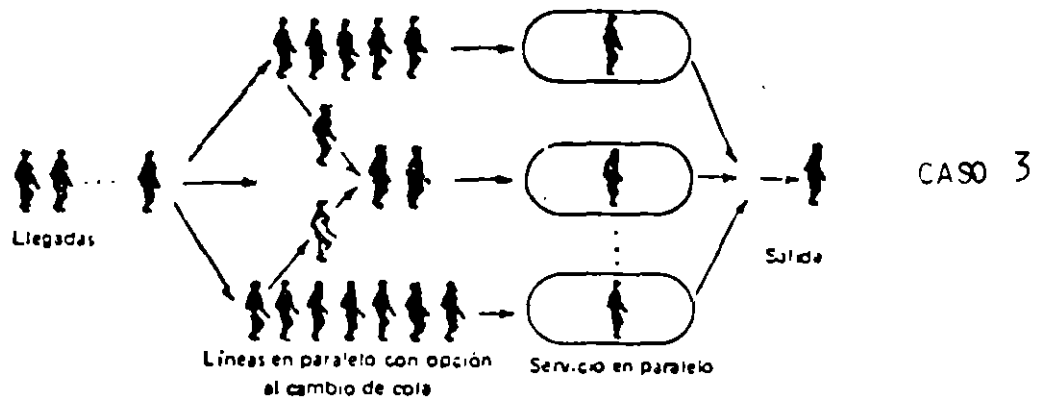
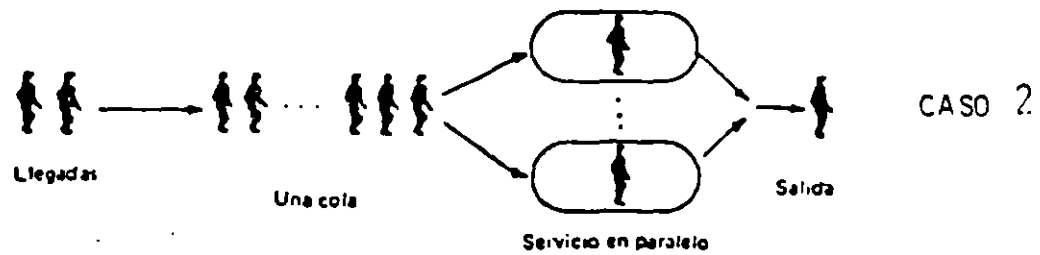
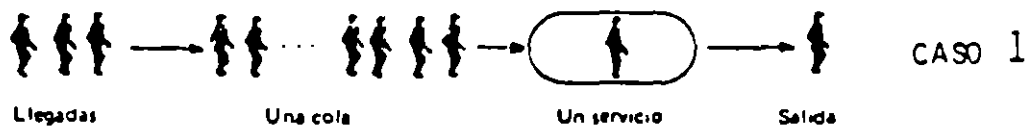


FIGURA 1

N O T A C I O N .

λ : Número promedio de llegadas al sistema por unidad de tiempo

μ : Número promedio de servicios por unidad de tiempo

$\rho = \lambda/\mu$: Factor de utilización del sistema con un servidor

S : Número de servidores en el sistema

$\rho = \lambda / (S\mu)$: Factor de utilización de un sistema con servidores múltiples

T_s : Esperanza⁵ del tiempo de espera para que se proporcione servicio a la última llegada de la cola

T_w : Esperanza del tiempo de espera para que la última llegada de la cola abandone el sistema una vez que se le haya proporcionado el servicio

$1/\lambda$: Tiempo promedio que transcurre entre dos llegadas consecutivas

$1/\mu$: Tiempo promedio de servicio de un cliente

λ_n : Número esperado de llegadas de nuevos clientes por unidad de tiempo, cuando ya existen n en el sistema

μ_n : Número esperado de servicios por unidad de tiempo, cuando existen n clientes en el sistema. Representa la tasa combinada de servicios a la cual trabajan todos los servidores ocupados.

L : Valor esperado del número de gentes formadas en la cola

W : Valor esperado del número de gentes en el sistema, es decir, esperando en la cola y recibiendo un servicio

$P_m(t)$: Probabilidad de que en el momento t de arribo a la cola se encuentren m personas en el sistema, S recibiendo servicio, en el caso de S ($S \geq 1$) servidores, y $m-S$ formados en la cola

$P_0(t)$: Probabilidad de que en el momento t de arribo a la cola, el sistema se encuentre vacío

C_s : Número esperado de clientes que no requieren de un servicio en el momento de arribar al sistema⁶

μ_s : Utilización promedio de cada uno de los S servidores ($S \geq 1$), dada en porcentaje de tiempo

UNA COLA-UN SERVIDOR POBLACION INFINITA

Suponga una línea de espera y un servidor. La disciplina de la cola es "primero que llega primero que se le proporciona servicio".

TEORIA DE LINEAS DE ESPERA

Se supone una población infinita y una sala de espera de capacidad limitada. El tiempo de llegada tiene una distribución de Poisson, con media $1/\lambda$. Esto quiere decir que si, por ejemplo, llegan 5 clientes en promedio cada minuto ($\lambda = 5$), la media de la distribución es 0.2 minutos ($1/\lambda$), es decir, 12 minutos. La media $1/\lambda$ representa el tiempo promedio que transcurre entre llegadas. El tiempo de servicio tiene una distribución exponencial negativa con tiempo medio de servicio $1/\mu$.

Matemáticamente, lo anterior quiere decir que si $A(t)$ es el número de llegadas en un intervalo de tiempo T , con una distribución de Poisson, entonces la probabilidad de que $A(t)$ sea igual a k llegadas está por:

$$P(A(t) = k) = e^{-\lambda t} (\lambda t)^k / k!$$

Por inducción matemática se puede llegar a que:

$$P_m(t) = \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^m P_0(t)$$

$$P_0(t) = \frac{\mu - \lambda}{\mu} = 1 - \frac{\lambda}{\mu}$$

$$P_m = \left(\frac{\lambda}{\mu}\right)^m \left(\frac{\mu - \lambda}{\mu}\right) = \rho^m (1 - \rho)$$

$$W = \frac{\lambda}{\mu - \lambda}$$

$$L = \frac{\lambda^2}{\mu(\mu - \lambda)}$$

$$B_s = \rho$$

$$T_s = \frac{\lambda}{\mu(\mu - \lambda)}$$

$$T_w = T_s + \frac{1}{\mu}$$

Ejemplo 3.1: Petróleos Mexicanos estudia la utilización de la gasolinera que se encuentra en el kilómetro 70 de la carretera estatal Toluca-Valle de Bravo, en el Estado de México. La gasolinera tiene 6 bombas, 4 para gasolina nova, 1 para gasolina extra y otra para diesel.

Las llegadas de autobuses que cargan diesel muestran una distribución que se aproxima a la de Poisson, mientras que el servicio muestra una distribución exponencial.

El promedio de llegadas a la bomba diesel es de 5 autobuses por hora, mientras que los servicios promedios en esa bomba son de 7 por hora.

Sólo se puede dar servicio en esa bomba a un autobús a la vez, y se sirve a los autobuses en el orden en que llegan a la bomba.

Encuentre todos los parámetros que describen cuantitativamente a esta bomba diesel, para que posteriormente se pueda tomar una decisión, acerca de la instalación de otras bombas diesel en ese lugar.

$$\lambda = 5$$

$$\mu = 7$$

$$\rho = \frac{5}{7} < 1 \quad \text{Se puede aplicar la teoría de espera.}$$

$$P_0(t) = 1 - \frac{5}{7} = 0.29$$

- a) Considerar 1 autobús cargando y otros 2 esperando

$$P_6(t) = \left(\frac{1}{4}\right)^3 P_0(t) = \left(\frac{5}{7}\right)^3 0.29 = 0.11$$

- b) Número esperado de autobuses en la cola:

$$L = \frac{1^2}{4(4-1)} = \frac{5^2}{7(7-5)} = \frac{25}{14} = 1.79 \text{ autobuses}$$

- c) Vehículos en la cola

$$W = \frac{1}{4-1} = \frac{5}{7-5} = 2.5 \text{ autobuses}$$

- d) Tiempo promedio en la cola

$$T_s = \frac{1}{4(4-1)} = \frac{5}{7(7-5)} = 0.36 \text{ de hora} \approx 22 \text{ minutos}$$

- e) Tiempo para cargar diesel y abandonar

$$T_w = T_s + \frac{1}{4} = 0.36 + \frac{1}{7} = 0.5 \text{ de hora} \approx 30 \text{ minutos}$$

- f) Probabilidad de encontrar 3 autobuses

$$P(T_s > 0.75) = \frac{5}{7} e^{-7(1-\frac{5}{7}) \times 0.75} = 0.16$$

- g) Probabilidad de esperar 1 hora o más en el sistema

$$P(T_w > 1) = e^{-7(1-\frac{5}{7})^1} = 0.14$$

Cada autobús de la línea "El Saltito de Mota, S.A." hace 6 recorridos diarios Valle de Bravo-Toluca-Valle de Bravo. El recorrido es tal que obliga a los autobuses a rellenar sus tanques de diesel cada tercer viaje redondo. El tiempo promedio de espera en el sistema para cargar diesel por autobús es de 30 minutos. El costo de operación mensual de un autobús (sueldos del operador, gasolina, aceite, mantenimiento, refacciones, seguros, depreciación, otros) es de 50 mil pesos y opera 22 - días por mes, 18 horas por día, por lo tanto, el costo diario (cada 24 horas), por esperar a cargar diesel por autobús es:

$$\frac{\text{cargas}}{\text{día}} \times \frac{1/2 \text{ hora de espera}}{\text{carra}} \times \frac{50 \text{ mil pesos}}{\text{mes}} \times \frac{1 \text{ mes}}{22 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{18 \text{ horas}} =$$

126.26 pesos/día (costo por esperar).

REEMPLAZO EN GRUPO

Este sistema se usa cuando el costo de reemplazo individual después de una falla es alto y la probabilidad de que ocurra dicha falla se incrementa con el tiempo.

G =Costo de reemplazo individual

I(t) =Recursos fallan

t =Período transcurrido desde el último reemplazo

DT =Período de reemplazo

C =Costo total por reemplazo

$$C = (G + I(t)) \frac{1}{T}$$

EJEMPLO:

Suponga que el tramo de salida de la carretera Toluca-Morelia tiene 150 lámparas de sodio, cada una con valor de \$100 y se les puede reemplazar durante la noche del domingo a un costo fijo de \$5,000 por lo tanto el costo de reemplazo de todo el -- grupo es:

$$100(150) + 5,000 = 20,000$$

Para reemplazar una unidad cuesta \$ 300

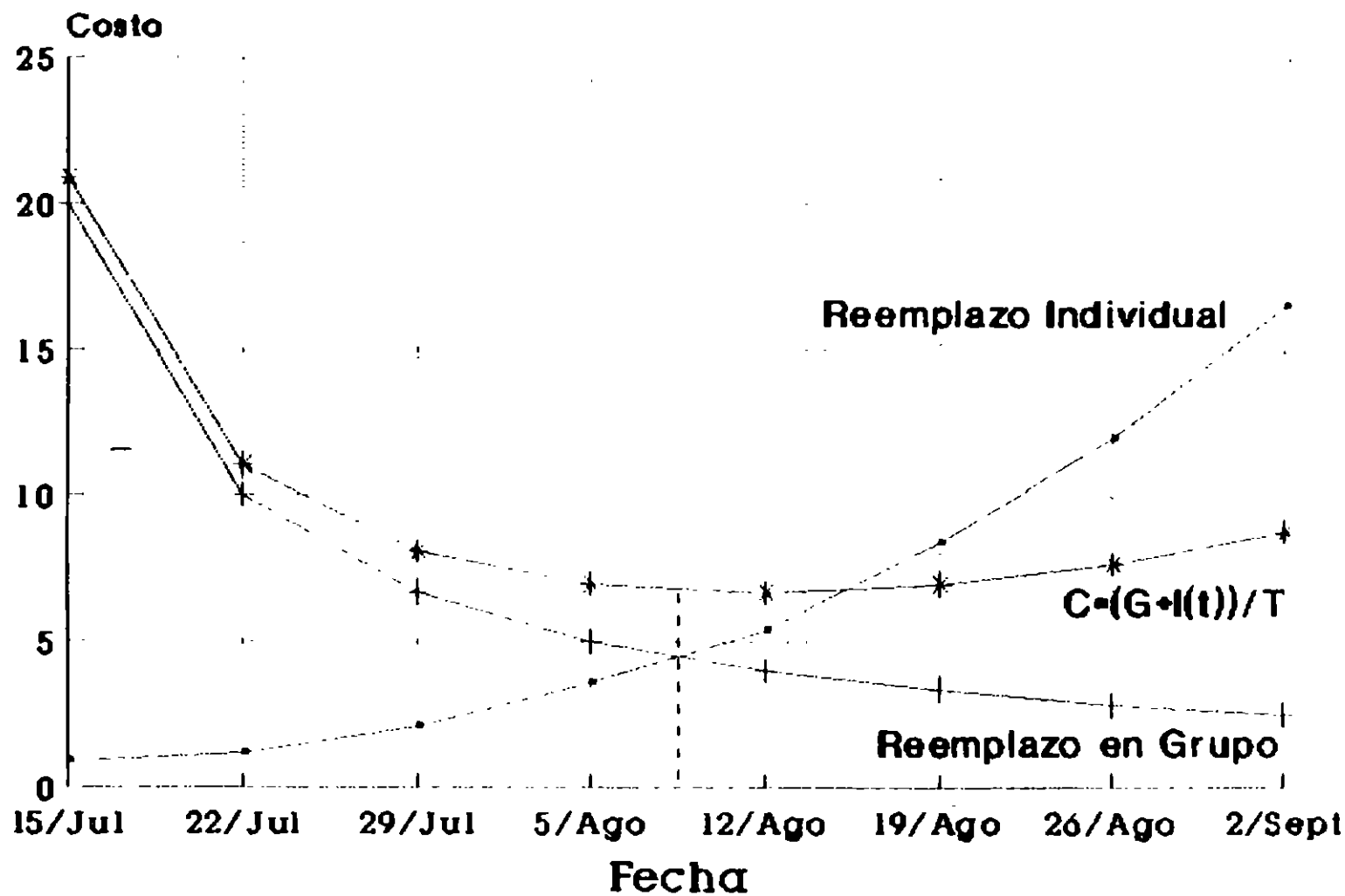
Se tiene un registro estadístico de las fallas ocurridas en las últimas 8 semanas, fecha en la que se instalaron por última vez los focos nuevos, como se aprecia en la Tabla.

SEMANA QUE FINALIZA	No. DE FOCOS REEMPLAZADOS	T
Jul. 15	3	1
22	4	2
29	7	3
Ago. 5	12	4
12	18	5
19	28	6
26	40	7
Sept. 2	55	8
9	43	9
16	40	10

SEMANA QUE FINALIZA	#DE FOCOS REEMPLAZADOS	T	COSTO PROMEDIO DE REEMPLAZO $G = \frac{20,000}{T}$	COSTO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL $300 \times \#$	COSTO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL ACUMULADO. I	$\frac{I}{T}$	$\frac{G + I}{T}$
Jul. 15	3	1	20,000	900	900	900	20,900
22	4	2	10,000	1,200	2,100	1,050	11,050
29	7	3	6,666	2,100	4,200	1,400	8,066
Ago. 5	12	4	5,000	3,600	7,800	1,950	6,950
12	18	5	4,000	5,400	13,200	2,640	6,640
19	28	6	3,333	8,400	21,600	3,600	6,933
26	40	7	2,857	12,000	33,600	4,800	7,657
Sept. 2	55	8	2,500	16,500	50,100	6,262	8,762
9	43	9					
16	40	10					

PUNTO OPTIMO EN LA SEMANA 6 CAMBIAR TODOS LAS LAMPARAS

Reemplazo en Grupo





**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS
(SUMINISTROS Y UTILIZACION)**

**MODULO III INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA**

SELECCION Y MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO

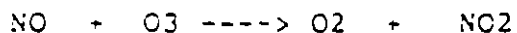
ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ

A la fecha, no hay evidencia de calentamiento o enfriamiento global; datos de temperatura han sido colectados por la serie TIROS-N de satélites de tiempo. La primera década de información (de 1979 a 1988) ha sido analizada y revela que no hay tendencias de temperatura a largo plazo. Las lecturas de satélites muestran mucha variabilidad de mes a mes y de año a año, refutando la percepción popular de que la atmósfera de la tierra se esta calentando gradualmente sobre bases anuales.

Observando los datos de temperatura terrestre a largo plazo, los científicos observaron una tendencia de incremento de temperatura antes de 1940, anterior al mayor aumento en la concentración del CO2 atmosférico; esto fue seguido por un decremento en la temperatura de 1940 a 1965. Se tiene claro que se requieren mas datos antes de que cualquier conclusion firme se tenga sobre las tendencias de temperatura a largo plazo.

Otro posible efecto global (no un efecto climatico verdadero) se relaciona con la capa de O3 ozono sobre la tierra; la presencia de la capa O3 es muy importante para la vida en nuestro planeta, porque ésta ayuda a protegernos de daños potenciales por radiaciones ultravioletas (UV). Estudios científicos recientes han mostrado un agujero en la capa de ozono sobre la antártida.

La depleción de la capa de O3 ha sido potencialmente asociada con un número de contaminantes, los óxidos de nitrógeno pueden reaccionar con el CO3:



Normalmente los óxidos de nitrógeno no alcanzan la estratósfera (en donde se encuentra el O3), porque reaccionan antes de difundirse a esa altura, de forma que esto no es un problema mayor; el NO2 tiene un tiempo de residencia típico de solo tres días, y el NO de cuatro días, sin embargo, los nuevos aviones de transporte supersónicos emiten óxidos de nitrógeno directamente a la estratósfera, justo a la capa de O3, de forma que es posible que los efectos podrían ser serios.

Los compuestos clorofluorocarbonados (CFC), que a veces se emplean como propulsores en botes de aerosoles y como líquido refrigerante, puede tener también efectos negativos sobre la capa de O3; su relativa no-reactividad, que lo hace buen propulsor, le permite emigrar a la estratósfera antes de reaccionar. Muchas Compañías de EUA han reemplazado voluntariamente los CFC's por otros químicos o por técnicos de bombeo mecánico; pero la ONU acordo no exigir la eliminación global de los CFC's hasta el año 2000, con un periodo adicional de 10 años de gracia para las naciones en desarrollo.

UNAM

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

PROTECCION
DE
SISTEMAS ELECTRICOS
INDUSTRIALES

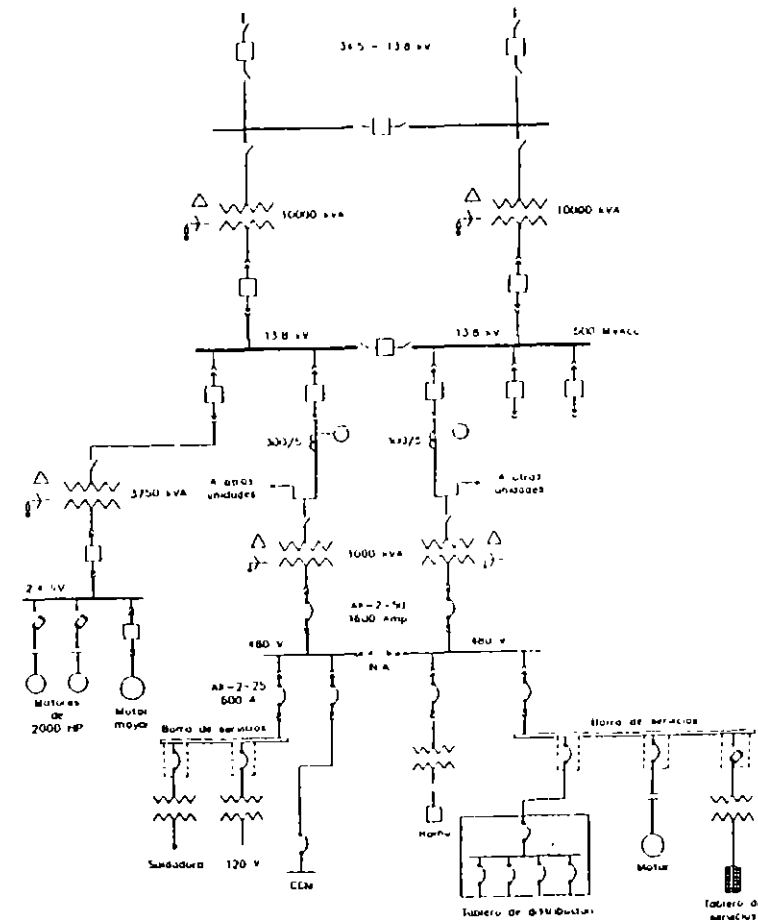


Fig. 1.1 Diagrama uniliter ilustrativo de un sistema de distribución de potencia industrial.

OBJETIVO:

**PROTECCION
DE
SISTEMAS ELECTRICOS
INDUSTRIALES**

**QUE LOS PARTICIPANTES
ACTUALIZEN SUS CONOCIMIENTOS
SOBRE LA
APLICACION DE PROTECCIONES
A LOS DIVERSOS
ELEMENTOS QUE CONFORMAN
UN
SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL**

CONTENIDO:

- 1.- INTRODUCCION**
- 2.- ELEMENTOS DE UN SEI**
- 3.- ELEMENTOS DE PROTECCION DE UN SEI**
- 4.- PROTECCION DE:**
 - 4.1.- MOTORES**
 - 4.2.- CABLES**
 - 4.3.- CENTROS DE CONTROL DE MOTORES**
 - 4.4.- TRANSFORMADORES**
 - 4.5.- GENERADORES**
 - 4.6.- BARRAS COLECTORAS**
- 5.- TOPICOS DE ACTUALIDAD**

1.- INTRODUCCION

SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL (SEI)

**ES EL CONJUNTO DE ELEMENTOS
UTILIZADOS**

PARA:

**PRODUCIR,
TRANSFORMAR,
TRANSMITIR,
DISTRIBUIR Y
UTILIZAR LA ENERGIA ELECTRICA,
DE TAL MANERA,**

**QUE TODO ESTO SE LOGRE
CON LA MAS ALTA CALIDAD
Y AL MENOR COSTO POSIBLE**

LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN

SEI SON:

MOTORES

CABLES Y LINEAS DE DISTRIBUCION

CENTROS DE CONTROL DE MOTORES

TRANSFORMADORES

GENERADORES (SI SE APLICA)

BARRAS COLECTORAS

REACTORES

CAPACITORES

ETC.

CUALQUIERA DE LOS ELEMENTOS DE UN SEI PUEDE FALLAR

PARA QUE UN ELEMENTO DE UN SEI TENGA UN COSTO DE FABRICACION ECONOMICO, SE DEJA LA POSIBILIDAD ESTADISTICA PARA QUE, EN DETERMINADAS CONDICIONES, EL ELEMENTO FALLE.

UN ELEMENTO PUEDE VERSE SOMETIDO A CONDICIONES DE OPERACION FUERA DE SU TOLERANCIA O PUEDE QUEDAR EXPUESTO A FENOMENOS TRANSITORIOS SEVEROS QUE, AUNQUE REMOTOS, SE PRESENTAN.

**CUANDO UN ELEMENTO DEL SISTEMA FALLA,
TODO EL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL
LO SIENTE**

**ANTE LA POSIBILIDAD DE QUE LA FALLA SE
PROPAGUE A OTROS ELEMENTOS DEL
SISTEMA, ES NECESARIO AISLAR EL
ELEMENTO PARA:**

**1) MANTENER LA INTEGRIDAD DEL
SEI**

**2) MINIMIZAR EL DAÑO EN EL
ELEMENTO FALLADO**

**PARA DETECTAR Y EVALUAR LAS
CONDICIONES EN LAS QUE OPERA UN
ELEMENTO DEL SEI SE USAN LOS
SENSORES, LOS TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTO Y LOS RELEVADORES.**

**PARA DESCONECTAR EL ELEMENTO FALLADO
DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL SE
UTILIZAN LOS FUSIBLES, LOS
INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS Y LOS
INTERRUPTORES DE POTENCIA**

LOS SENSORES, TC'S, TP'S, FUSIBLES,

RELEVADORES Y

LOS INTERRUPTORES FORMAN EL SISTEMA

DE PROTECCION DEL ELEMENTO.

FALLAS

FALLAS EN EL SEI

**A CUALQUIER CAMBIO EN LA RED QUE
NO HA SIDO PLANEADO SE LE LLAMA :**

DISTURBIO

SU CAUSA PUEDE SER:

- 1) FALLA DE UN ELEMENTO DEL SEI**
- 2) FALLA DE UN EQUIPO AUXILIAR**
- 3) FALLA EN LA RED**

CAUSAS DE UNA FALLA

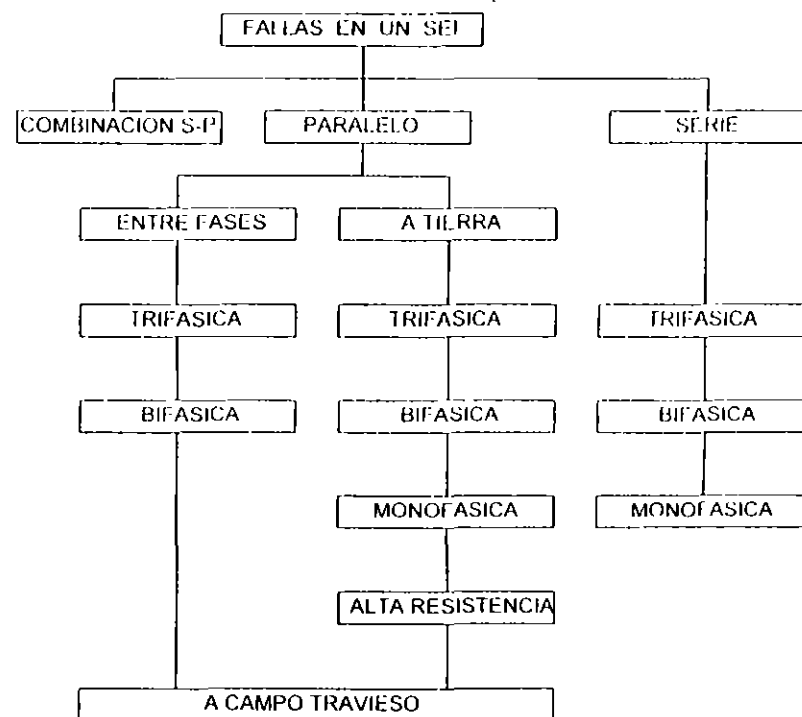
(EJEMPLO TIPICO)

CAUSA	% DEL TOTAL
DESCARGAS ATMOSFERICAS	30
CONTAMINACION	15
EQUIPO PRINCIPAL	20
EQUIPO DE CONTROL	18
PERSONAL TRABAJANDO	5
OTROS	12
TOTAL	100

"OTROS" PUEDE SER:

VANDALISMO, SABOTAJE, ETC.

TIPOS DE FALLAS



FILOSOFIA DE LA PROTECCION

- ❖ **ZONAS PRIMARIAS**
- ❖ **ZONAS DE RESPALDO**
- ❖ **ZONAS DE DETECCION
(POR FU's, TC's Y TP's)**
- ❖ **ZONAS DE LIBRAMIENTO
(POR FU's, INTERRUPTORES O
POR CESE DE EXCITACION)**
- ❖ **CARACTERISTICAS DE LOS
ESQUEMAS DE PROTECCIÓN**

HECHO:

**LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN NO SON
INFALIBLES**

CONSECUENCIA:

**TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SEI DEBEN
CONTAR CON UNA PROTECCION DE
RESPALDO, ADEMÁS DE LA PROTECCION
PRIMARIA.**

**LA FALLA DE CUALQUIER ESLABÓN EN LA
CADENA QUE CONSTITUYE EL ESQUEMA
DE PROTECCIÓN, IMPLICA LA FALLA DE LA
CADENA.**

**LAS CAUSAS QUE CONTRIBUYEN A LA
FALLA DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION
SON (EN ORDEN DE APARICION):**

- 1.- PERDIDA DE LAS CARACTERISTICAS
DE LOS FUSIBLES.**
- 2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y
SUS CIRCUITOS ASOCIADOS.**
- 3.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y
SUS CIRCUITOS ASOCIADOS.**

**4.- PÉRDIDA DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR
DE C.D. Y/O C.A. POR:**

A) CORTO CIRCUITO

B) CIRCUITO ABIERTO

C) FALLA DE SWITCHES AUXILIARES

5.- FALLA DE RELEVADORES

**LOS ESQUEMAS DE PROTECCION SE
ESLABONAN FINALMENTE A LOS
INTERRUPTORES PARA AISLAR LA
FALLA. ESTOS TAMBIEN FALLAN
OCASIONALMENTE. LAS CAUSAS DE SUS
FALLAS SON (EN ORDEN DE APARICION):**

- 1.- PÉRDIDA DE LA FUENTE AUX. DE CD**
 - 2.- BOBINA DE DISPARO ABIERTA**
 - 3.- BOBINA DE DISPARO EN CORTO CTO.**
 - 4.- FALLA DEL MECANISMO DE DISPARO**
 - 5.- INCAPACIDAD DE LOS CONTACTOS**
- PRINCIPALES PARA INTERRUMPIR LA
CORRIENTE.**

CARACTERISTICAS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION

- RAPIDEZ**
- SENSIBILIDAD**
- SELECTIVIDAD**
- CONFIABILIDAD**
- ECONOMIA**

- RAPIDEZ

- **MEJORA LA ESTABILIDAD**
- **MEJORA TIEMPOS DE PROTECCION DE RESPALDO**
- **DISMINUYE EL DAÑO AL EQUIPO Y POR LO**
TANTO, REDUCE LOS TIEMPOS DE REPARACION

SI BIEN ES DESEABLE QUE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES TOME UNA ACCION RÁPIDA PARA AISLAR O ELIMINAR UNA FALLA, TAMBIEN ES CIERTO, QUE EL ÚNICO METODO CONOCIDO PARA PODER OBTENER UN BALANCE ADECUADO ENTRE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD, CONSISTE EN PERMITIR QUE EL ESQUEMA ANALICE LAS

VARIABLES DURANTE UN LAPSO DE TIEMPO SUFICIENTE (POR CORTO QUE ESTE SEA).

EN PROTECCIÓN EL ADJETIVO "INSTANTÁNEO" SE USA PARA INDICAR QUE UN ELEMENTO, O UNA PARTE DE UN ESQUEMA ESTÁ LIBRE DE RETRASOS INTENCIONALES.

- SENSIBILIDAD

**ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES
O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA
DETECTAR TODAS LAS FALLAS QUE SE
PRESENTAN DENTRO DE LOS LIMITES DE
OPERACION DEL SISTEMA Y DE LAS
CONDICIONES DE FALLA ESPERADAS**

CONSIDERAR:

GENERACION MINIMA

GENERACION MAXIMA

FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA

- SELECTIVIDAD

**HABILIDAD DE LOS RELEVADORES Y DE LOS
SISTEMAS DE PROTECCION PARA
DISCRIMINAR ENTRE LAS FALLAS DENTRO DE
LA ZONA PROTEGIDA Y LAS FALLAS
EXTERNAS U OTRAS CONDICIONES DE
OPERACION DEL SISTEMA.**

**LA SELECTIVIDAD TRATA DE EVITAR EL
DISPARO INNECESARIO DE ALGUNOS
ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE REDUCIRIA
LA CONFIABILIDAD GENERAL.**

- CONFIABILIDAD

ES UNA MEDIDA DEL GRADO DE CERTEZA QUE EL RELEVADOR O EL SISTEMA DE PROTECCION SE COMPORTARA CORRECTAMENTE.

LO DESEABLE SERIA 100% DE CONFIABILIDAD 100% DEL TIEMPO.

NOS PODEMOS ACERCAR A ESTA META UTILIZANDO SISTEMAS DE PROTECCION ADECUADOS.

EN PROTECCION LA CONFIABILIDAD TIENE DOS ELEMENTOS:

DEPENDABILIDAD Y SEGURIDAD

LA DEPENDABILIDAD ES LA HABILIDAD DE UN RELEVADOR O SISTEMA DE PROTECCION PARA OPERAR CORRECTAMENTE CUANDO SE REQUIERE.

PUEDE CONDUCIR A LA DESTRUCCION COMPLETA DE UN ELEMENTO O A UN COLAPSO TOTAL DEL SEI.

**FACTORES QUE AFECTAN LA
DEPENDABILIDAD:**

- DISEÑO DEL RELE O DEL SISTEMA DE PROTECCION:
 - CARACTERISTICA,
 - SENSIBILIDAD,
 - INVULNERABILIDAD A CONDICIONES AMBIENTALES ADVERSAS
- DISPONIBILIDAD (MUCHO MANTENIMIENTO POCA DISPONIBILIDAD)
- CANTIDAD Y ARREGLO DEL EQUIPO

-SEGURIDAD

ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA NUNCA OPERAR INCORRECTAMENTE.

PUEDE SER ADVERSAMENTE AFECTADA POR:

- TRANSITORIOS EN TC's Y EN TP's
- TRANSITORIOS EN CAPACITORES SERIE
- SOBREVOLTAJES POR MANIOBRA EN ALTO VOLTAGE O EN VOLTAGE DE CONTROL (IEM)

**LA SEGURIDAD SE PUEDE INCREMENTAR
UTILIZANDO RELEVADORES O ESQUEMAS
DISEÑADOS PARA COMPORTARSE
CORRECTAMENTE EN LOS AMBIENTES
ELECTRICAMENTE HOSTILES DE LAS SE's**

FIN DEL CAPITULO 1

PROTECCION DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES

CONTENIDO

- 1.- GENERALIDADES.
- 2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION.
- 3.- OBJETIVO DE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
- 4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES.
- 5.- SISTEMAS DE PRESERVACION.
- 6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO.
- 7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
- 8.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELECTRICOS.
- 9.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE.
- 10.- CONCLUSIONES.
- 11.- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA.

1.- GENERALIDADES.

El uso cada vez mayor de la potencia eléctrica en plantas industriales ha estado requiriendo mas grandes y mas caros transformadores tanto primarios como secundarios. Estas necesidades han enfocado hacia la selección apropiada de las protecciones de este tipo de transformadores.

La capacidad de los transformadores primarios cae en el rango de los 1,000 a los 12,000 kVA con tensiones primarias entre los 2,400 y los 13,800 V. Los transformadores secundarios tienen en capacidades de 300 a 2,500 kVA con tensiones secundarias de 240, 240 o 480 V. Aunque las protecciones que aquí discutimos también pueden ser aplicadas a transformadores mas grandes.

2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION.

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, generalmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio. El rápido aislamiento de la falla generalmente previene un daño catastrófico. De aquí que sea importante proporcionarle una protección adecuada a los transformadores de cualquier tamaño, aun cuando ellos pueden ser los componentes mas sencillos y mas confiables del sistema eléctrico de la planta.

Un estudio previo (1) indica que los transformadores de mas de 500 kVA tiene una relación de fallas mas baja que la mayoría de los otros componentes del sistema eléctrico. En este estudio, los transformadores promediaron solamente 76 fallas por cada 10,000 años-transformador. Tal vez esto se pueda tomar incorrectamente e implicar que poca o ninguna protección se requiere para el transformador, sin embargo, si consideramos el promedio de horas fuera de servicio a causa de una falla interna en un transformador, la necesidad de la protección es ampliamente recomendable.

Las fallas en los transformadores pueden ser originadas por cualquiera de las condiciones internas o externas que hagan que el banco no pueda llevar a cabo su función en forma apropiada, ya sea por problemas eléctricos o mecánicos. Las fallas en los transformadores se pueden agrupar como sigue:

- A) Fallas en los devanados:
 - deterioro de los aislamientos
 - defectos de fabricación
 - sobrecalentamiento
 - esfuerzos mecánicos
 - vibración
 - sobretensiones

- B) Fallas en los conectores y en los cambiadores de derivaciones sin carga:
 - ensamble inapropiado
 - daños durante el transporte
 - vibración excesiva
 - diseño inadecuado
- C) Fallas en los bushings
 - vandalismo
 - contaminación
 - envejecimiento
 - fracturado, agrietamiento
 - animales
- D) Fallas en los cambiadores de derivaciones bajo carga.
 - mal funcionamiento del mecanismo
 - problemas de contacto
 - contaminación de líquido aislante
 - vibración
 - ensamble inapropiado
 - esfuerzos internos excesivos
- E) Fallas misceláneas
 - pérdida de aislamiento del núcleo
 - falla en los transformadores de corriente de bushing
 - fugas del líquido aislante por malas soldaduras o
 - daño en el tanque
 - daños durante el transporte y materiales extraños dentro del tanque.

Es conveniente observar que los cambiadores de derivaciones bajo carga son mas bien utilizados en los sistemas de alta tensión de las compañías suministradoras y poco en los sistemas eléctricos industriales.

Las fallas de otros equipos dentro de la zona de protección del transformador pueden ser la causa de la pérdida del transformador para el sistema. Entre estos equipos podrían estar cualquiera de los instalados entre el siguiente dispositivo de protección hacia la fuente y el siguiente dispositivo de protección hacia la carga. Pueden quedar incluidos componentes tales como cables, buses ductos, interruptores, cuchillas, transformadores de instrumento, apartarrayos y dispositivos para conectar el neutro a tierra.

3.- OBJETIVOS DE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

Una buena protección se logra con una combinación adecuada del diseño del sistema, de la disposición física y de los dispositivos de protección necesarios para satisfacer económicamente los requisitos de la aplicación y para:

- 1) Proteger al sistema eléctrico contra los efectos de una falla en el transformador.

- 2) Proteger al transformador contra disturbios que ocurran en el sistema eléctrico al cuál esta conectado.
- 3) Proteger al transformador tanto como sea posible contra algún mal funcionamiento interno del propio transformador.
- 4) Proteger al transformador contra las condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar el comportamiento confiable.

4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES.

En una clasificación muy burda de transformadores, podemos decir que hay dos tipos que se usan ampliamente en los sistemas eléctricos industriales y comerciales: tipo seco y tipo líquido. Este último esta construido para que los elementos esenciales, el núcleo y las bobinas, queden dentro de un contenedor lleno de líquido, en donde este líquido proporciona el medio aislante y el medio para la transferencia de calor necesarios para el funcionamiento del transformador. Los transformadores tipo seco se construyen para que su núcleo y sus bobinas queden rodeadas por una atmósfera, que puede ser el aire que los rodea, libre de circular desde el exterior al interior del lugar donde se encuentra. Los devanados del tipo seco pueden ser del tipo convencional con conductores aislados o del tipo encapsulado, donde las bobinas estan embebidas al vacío en resina epóxica.

Una alternativa para el transformador tipo seco con el aire circulando desde el exterior a través de él, es el tenerlo encerrado en una caja llena con gas o vapor. En cualquier caso, este medio circundante actúa tanto, como un medio aislante y como un medio para transferir el calor generado en las bobinas y en el núcleo, hacia el exterior. Es muy importante, que tanto en los transformadores tipo seco como en los tipo líquido, se monitoree la calidad y el funcionamiento del medio circundante para evitar daños al núcleo y a las estructuras de las bobinas. En los renglones siguientes veremos los sistemas para preservar o proteger el medio que rodea al núcleo y a las bobinas.

5.- SISTEMAS DE PRESERVACION.

5.1.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO.

Los sistemas para preservar el medio aislante se usan para asegurar el suministro adecuado de aire limpio para ventilación a una temperatura ambiente aceptable. Una contaminación de los ductos de aislamiento dentro del transformador puede conducir a una reducción de la capacidad disruptiva del medio aislante y tal vez a un severo sobrecalentamiento. El método de protección mas comúnmente empleado en aplicaciones comerciales, consiste de un dispositivo indicador de temperatura con sensores instalados en los ductos de los devanados del transformador, con contactos que darán la señal de alarma audible y visual, cuando la temperatura

alcance un valor peligrosamente alto.

Los tipos de sistemas de preservación para transformadores tipo seco mas utilizados son los siguientes:

- 1) Ventilación abierta.
- 2) Ventilación filtrada.
- 3) Totalmente encerrados, sin ventilación.
- 4) Sellado con aire o con gas

5.2.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO LIQUIDO.

Los sistemas para preservar el líquido se utilizan para preservar la cantidad de líquido y para prevenir su contaminación por la atmósfera circundante que puede introducir humedad y Oxígeno que conduciría a la reducción o pérdida de su capacidad de aislamiento y a la formación de lodos en los ductos de enfriamiento.

La importancia de mantener la pureza del aceite aislante se hace mas critica a tensiones mas altas debido al mayor esfuerzo eléctrico en el aceite aislante.

En aplicaciones industriales y comerciales la tendencia actual es a usar preferentemente el sistema con tanque sellado, aunque en el campo se encuentran también los siguientes tipos de sistemas:

- 1) Tanque sellado.
- 2) Gas inerte a presión positiva.
- 3) Sello de gas-aceite.
- 4) Tanque conservador

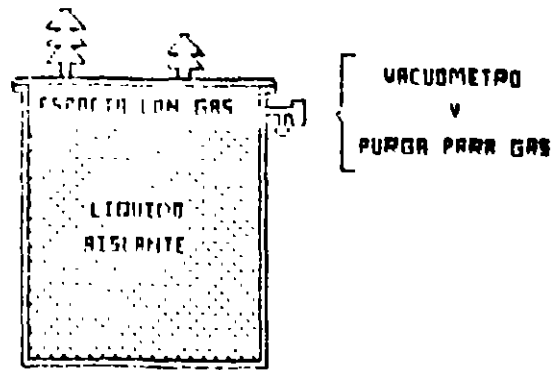
Los sistemas de preservación del tipo líquido han sido llamados históricamente sistemas de enfriamiento por aceite, aunque el medio fuese askarel o un sustituto para el askarel.

- 1) Tanque sellado.

El diseño con tanque sellado es el mas comúnmente utilizado y es estandar en casi todas las instalaciones de transformadores de subestación. Como su nombre lo indica, el tanque del transformador está sellado, aislándolo de la atmósfera exterior.

Se mantiene un espacio de gas igual a una décima parte del volumen del líquido para permitir las expansiones térmicas. Este espacio esta libre de aire y se llena de Nitrógeno.

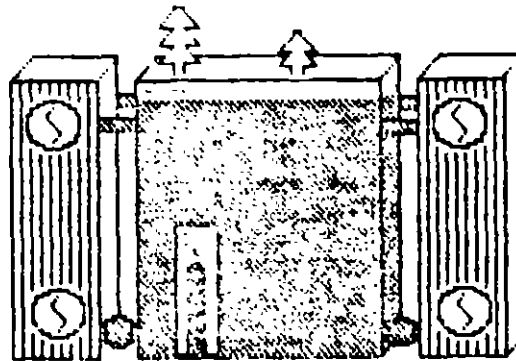
Se puede acoplar al tanque un dispositivo para respirar y medir la presión / vacío y que permita monitorear la presión interna o el vacío y liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente y que pueda llevar a dañar el tanque o provocar la operación de la válvula de liberación de presión. El sistema es el mas simple y el que menos mantenimiento requiere de todos los sistemas de preservación.



EL TANQUE SELLADO ES EL TIPO DE SISTEMA DE PRESERVACION DE ACEITE MAS COMUNMENTE USADO PARA TRANSFORMADORES EN SUBESTACIONES INDUSTRIALES

2) Gas inerte a presión positiva.

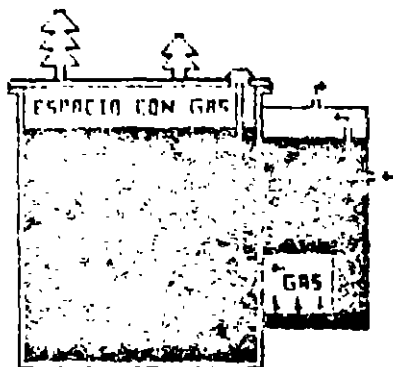
El diseño mostrado en la figura es similar al del tanque sellado con la adición de gas (usualmente Nitrógeno) presurizando el ensamble. Este ensamble proporciona una presión ligeramente positiva en la línea de suministro de gas para prevenir que entre el aire durante cambios de temperatura o diversos modos de operación. Este dispositivo se puede acondicionar a transformadores con devanados primarios de 69 kV o mas y de 7,500 kVA para arriba.



3) Sello de gas-aceite.

Este diseño incorpora un un espacio con gas cautivo que aísla un segundo tanque de aceite auxiliar del aceite principal del transformador como se observa en la figura de abajo. El tanque auxiliar esta abierto a la atmósfera y proporciona espacio para las expansiones térmicas del volumen del aceite del transformador principal.

El aceite del tanque principal se expande o se contrae debido a los cambios de temperatura, haciendo que el nivel del tanque auxiliar se eleve o se baje en razón a que el volumen de gas cautivo se vea forzado a salir o a reentrar en el tanque principal. La presión del aceite en el tanque auxiliar sobre el gas cautivo mantiene una presión positiva en el espacio del gas, previniendo la entrada de vapores atmosféricos al tanque principal.

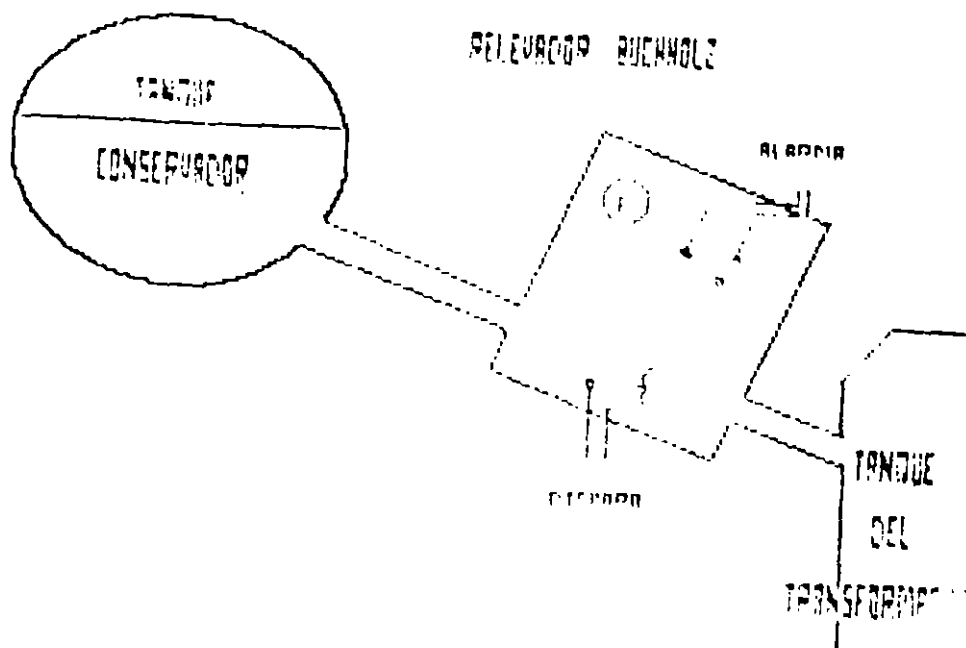


EL DISEÑO CON SELLO DE GAS-ACEITE AISLA EL ACEITE DEL TANQUE PRINCIPAL DE LA ATMÓSFERA. ESTE DISEÑO HA ENCONTRADO POCAS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA NACIONAL.

4) Tanque conservador.

El diseño del sistema con tanque conservador se observa en la figura de abajo, no tiene ningún espacio con gas arriba del aceite del tanque principal. Incluye un segundo tanque situado por encima de la cubierta del tanque principal, con un espacio con gas adecuado para absorber la expansión térmica del volumen del aceite del tanque principal. El segundo tanque se conecta al principal a través de una tubería llena de aceite.

En la cubierta del tanque principal se encuentra una tubería de diámetro grande conectada hacia arriba con un ángulo inclinado y terminada en una membrana que se romperá en caso de que se presente una formación muy rápida de grandes volúmenes de gases, liberando la presión interna que haría fallar al tanque.



6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO.

- 6.1.- Medidor de nivel del líquido.
- 6.2.- Medidor de presión / vacío.
- 6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.
- 6.4.- Dispositivo liberador de presión.
- 6.5.- Relevador de presión súbita.
- 6.6.- Relevador detector de gases.
- 6.7.- Relevador de gas combustible.

6.1.- Medidor de nivel del líquido.

El medidor de nivel mostrado en la figura anexa se usa para medir el nivel del líquido aislante dentro del tanque con respecto a un nivel predeterminado, generalmente indicado al nivel a 25 grados Centígrados. Un nivel excesivamente bajo podría indicar la pérdida del líquido aislante, situación que podría conducir a sobrecalentamientos y tal vez a arcos internos si no se corrige. Normalmente se realiza una observación periódica para verificar que el nivel del líquido aislante esté dentro de límites aceptables. Cuando así se especifica, el medidor de nivel puede tener contactos para alarma de bajo nivel del líquido. Se recomienda especificar los medidores de nivel con contactos de alarma principalmente en subestaciones no atendidas, para que, a través de un enlace de comunicaciones se pueda enviar una alarma a la subestación atendida para que se tomen las medidas necesarias y se evite así un problema por pérdida de aislamiento. Los contactos deben cerrar para un valor de nivel tal que represente un paso previo al que determina ya una condición de inseguridad.



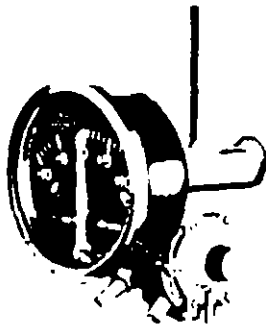
6.2.- Medidor de presión / vacío.

El medidor de presión / vacío indica la diferencia entre la presión del gas en el interior del transformador y la presión atmosférica. Se utiliza en transformadores con sistema de preservación del líquido aislante en tanque de aceite sellado. Tanto el medidor de presión / vacío como el sistema de preservación en tanque de aceite sellado son estándar en la mayoría de los transformadores de potencia pequeños y medianos.

La presión en el espacio con gas está normalmente relacionada con expansión térmica del líquido aislante y variará con los cambios de carga y de temperatura ambiente. Las presiones positivas grandes o negativas podrían indicar una condición anormal tal como una fuga de gas, particularmente si se había observado que el transformador había permanecido dentro de los límites de presión normal por algún tiempo, o si el medidor de presión / vacío ha permanecido en cero por un largo período de tiempo. El medidor se puede equipar con contactos que operen a ciertos valores límite que detectan un vacío excesivo o una presión positiva alta que pueda ser causa de una ruptura o deformación del tanque. La necesidad de alarmas es menos urgente si el transformador está equipado con un dispositivo liberador de presión.

6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.

Un transformador opera de diseño en un rango alrededor de los 100 grados centígrados, generalmente de -30°C a $+70^{\circ}\text{C}$. En caso de que la temperatura exceda estos límites la válvula de respiración presión/vacío ajusta en forma automática para prevenir cualquier operación con una presión en exceso de 5 psig. Esta válvula también previene la operación del dispositivo de presión en respuesta a incrementos lentos de presión originados por calentamientos debidos a severas sobrecargas o a temperaturas ambiente extremas. También, incorporada a la válvula respiradora de presión/vacío se tiene un tubo auxiliar y una válvula de operación manual para permitir purgar o verificar fugas uniendo al transformador a una fuente externa de gas a presión. La válvula de respiración presión/vacío se monta frecuentemente, con el medidor de presión/vacío tal y como se ve en la figura.



El medidor de presión de gas indica la presión relativa a la presión atmosférica ; el respiradero permite que se iguale la presión manualmente.

6.4.- Dispositivo liberador de presión.

El dispositivo liberador de presión es un dispositivo estandar en todos los transformadores de subestación aislados en líquido, excepto aquellas unidades secundarias, aisladas en aceite e instaladas en subestaciones que por su tamaño hagan esta condición opcional. Este dispositivo que diagramáticamente se observa en la figura anexa, puede liberar presiones internas pequeñas o ya serias. Cuando la presión interna sobrepasa la presión de disparo (10 psi, ± 1), el dispositivo abre, permitiendo liberar el exceso de gas o de fluido. Al operar se actúa un pin (estandar), un contacto de alarma (opcional), o un semáforo (opcional). Este dispositivo es normalmente de autoreposición y de autosellado y requiere nada o casi nada de mantenimiento o de ajustes.

Este dispositivo se monta en la cubierta del transformador y por lo general tiene un indicador tipo visual. El indicador debe

reponerse manualmente para indicar la siguiente operación. Cuando esta provisto de contactos de alarma junto con el relevador de autosellado, puede ser utilizado para enviar una alarma remota. Cualquier operación del dispositivo liberador de presión que no haya sido precedida por una sobrecarga con alta temperatura es indicativa de un problema potencial en los devanados.

- La función principal del dispositivo liberador de presión es prevenir la ruptura o el daño del transformador debido a una presión excesiva en el tanque. Las presiones excesivas se desarrollan debido a cargas muy altas, a cargas que tienen una duración muy larga o a fallas internas con producción de arcos.

6.5.- Relevador de presión súbita.

Este relevador sensible a la presión se usa normalmente para iniciar la desconexión del transformador del sistema eléctrico y para limitar el daño de la unidad cuando hay una elevación abrupta en la presión interna del transformador. La elevación abrupta de la presión se debe a la vaporización del líquido aislante debido a una falla interna, tal como un corto entre espiras, fallas a tierra, o fallas entre devanados. La burbuja de gas formada en el líquido aislante crea una onda de presión que activa rápidamente al relevador.

Como la operación de este dispositivo esta asociada muy de cerca con las fallas recientes en los devanados, es peligroso energizar un transformador que ha sido desconectado del sistema por el relevador de presión súbita. El transformador se debe sacar de servicio para inspección y diagnóstico visual para determinar el alcance del daño.

Un tipo de relevador usa el líquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. Dentro de los fuelles un aceite especial transmite la onda de presión a un pistón que actuará sobre un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador abajo del nivel de aceite.

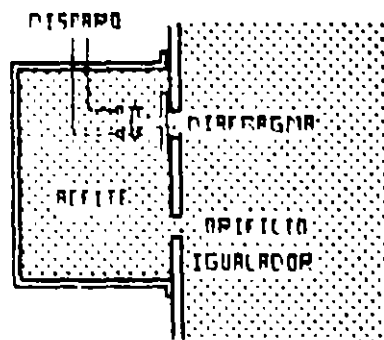
Otro tipo de relevador utiliza el gas inerte arriba del líquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. La expansión de los fuelles actúa un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador arriba del nivel de aceite.

Ambos tipos de relevador tienen una abertura igualadora de presiones para prevenir la operación del relevador durante elevaciones graduales de la presión interna debido a los cambios de carga o de condiciones ambientales.

Ambos tipos de relevadores de presión súbita son muy sensibles a la velocidad de variación de la presión interna. El tiempo de operación del relevador es del orden de 4 ciclos para tasas altas de elevación de presión [25 psi/s de variación de presión del aceite; 5 psi/s de elevación de presión del aire]. Estos relevadores se diseñan para ser insensibles a los impactos mecánicos y a la vibración, a fallas externas y a la corriente inrush de magnetización.

El uso de relevadores de presión súbita se incrementa con el tamaño y costo de los transformadores. La mayoría de los trans-

formadores desde 5000 kVA y mayores, vienen equipados con este tipo de dispositivo. Este relevador proporciona una valiosa protección a bajo costo.

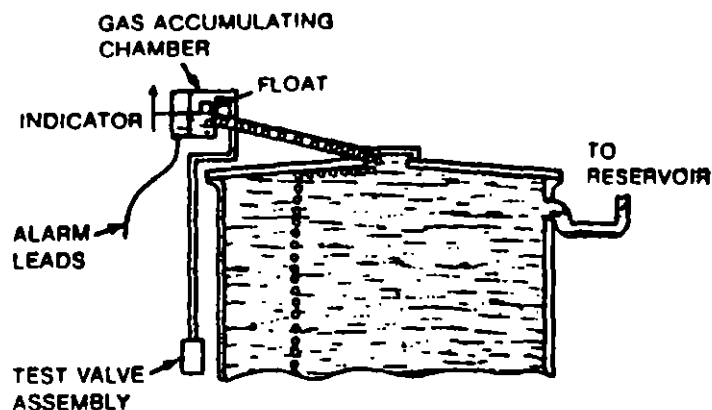


PRINCIPIO DE OPERACION DEL RELEVADOR DE PRESION SUBITA

6.6.- Relevador detector de gases.

El relevador detector de gases mostrado en la figura de abajo es un dispositivo usado para detectar e indicar la acumulación de gas de un transformador con tanque conservador. Las fallas incipientes en los devanados o los puntos calientes en el núcleo normalmente generan pequeñas cantidades de gas, que se canalizan a la parte superior de la cubierta especialmente diseñada. De aquí las burbujas entran a una cámara de acumulación del relevador a través de una tubería. La acumulación del gas se indica en un medidor en centímetros cúbicos. Una acumulación de gas de 100 a 200 cm³, bajará un flotador y operará un contacto de alarma, indicando la necesidad de una investigación. Este gas se puede sacar para su análisis y registro.

La tasa de acumulación de gas es una indicación de la magnitud de la falla. Si la cámara continúa llenándose rápidamente, con la consecuente operación del relevador, el peligro potencial puede justificar la desconexión del transformador para verificarlo.

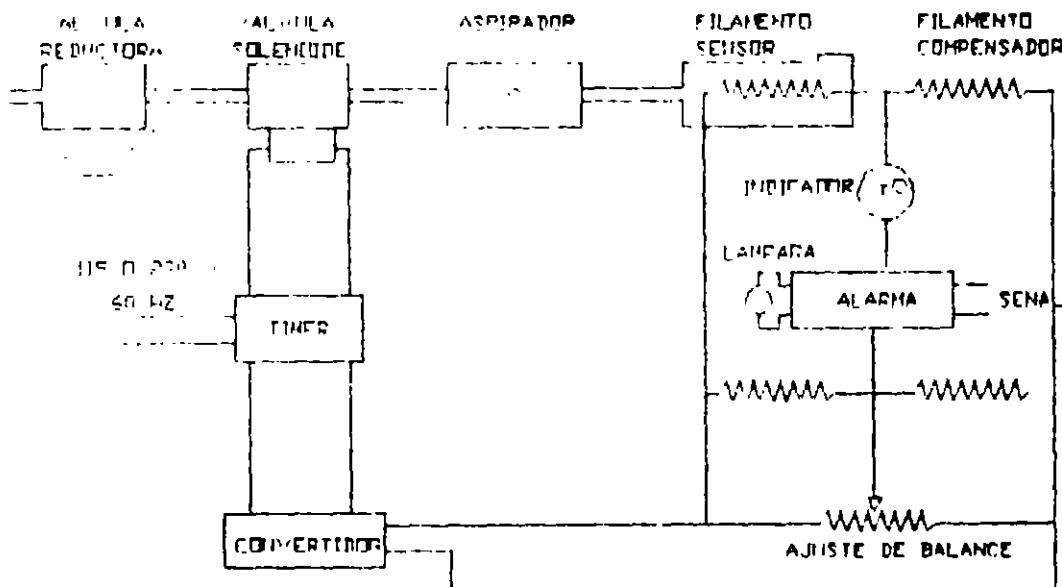


6.7.- Relevador de gas combustible.

El relevador de gas combustible mostrado en la figura de abajo es un dispositivo especial para detectar e indicar la presencia de gas combustible proveniente del transformador. El gas combustible se forma por la descomposición de los materiales aislantes dentro del transformador debido a una falla de bajo nivel o por descargas discontinuas (parciales o corona). Estas fallas normalmente no son detectadas hasta que se convierten en unas mas grandes y dañinas.

El relevador de gas combustible se puede usar en transformadores con sistemas de preservación de aceite con gas inerte a presión positiva. El relevador periódicamente toma muestras del gas en el transformador y las prueba con un sensor calentado. Si los gases combustibles se encuentran en la muestra, se encenderán, calentando aun más el sensor que a su vez cambia su resistencia. El cambio se detecta en un puente y activa un relé de alarma. El relevador de gas combustible es caro, y normalmente no se aplica en transformadores de subestación.

Para probar la composición de gases en los transformadores se puede utilizar equipo portátil de análisis de gas. Analizando el porcentaje de gases extraños o descompuestos en el transformador se puede determinar si el transformador tiene una falla de bajo nivel, y si así es, se puede saber que tipo de falla ha ocurrido. Este tipo de dispositivo se usa en sistemas de potencia que tienen un número grande de transformadores de gran capacidad.



7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR.

Una falla en el sistema eléctrico en el punto de conexión del transformador puede surgir de una falla interna del transformador o de una condición anormal en el circuito conectado al secundario del transformador tal como un corto circuito (falla externa). El medio predominante para aislar tales fallas es un dispositivo interruptor de corriente en el lado primario del transformador, tal como un fusible, un interruptor o un circuit switcher. Cualquiera que se escoja, el dispositivo de protección en el lado primario debe tener una capacidad interruptiva adecuada para la corriente de corto circuito máxima que pueda ocurrir en el lado primario del transformador o, alternativamente debe ser protegido con relevadores que sean sensibles para detectar y aislar fallas internas de baja corriente o fallas en el secundario. Los elementos instantáneos de los relevadores utilizados para proteger el lado de alta tensión: su alimentador principal y los devanados de alta tensión se ajustan por encima de la falla externa máxima en el secundario del transformador. La corriente de operación en el dispositivo de protección en el lado primario debe ser menor que la corriente de corto circuito del transformador limitada por la combinación de las impedancias del sistema y del transformador. Lo anterior es verdad para un fusible o un relevador de sobrecorriente de tiempo. El punto de operación no debe ser tan bajo sin embargo, ya que esto causaría la interrupción del circuito debido a la corriente inrush de excitación del transformador o a corrientes transitorias normales en los circuitos secundarios. Por supuesto cualquier dispositivo que opera para proteger al transformador desconectándolo del sistema, al detectar condiciones anormales dentro del transformador, también opera para proteger al sistema; pero éstos están subordinados a la protección en el lado primario como se discutió antes.

8.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELECTRICOS.

Las fallas en los transformadores originadas por abuso en las condiciones operativas son a causa de:

- 1) sobrecarga continua
- 2) corto circuito
- 3) fallas a tierra
- 4) sobretensiones transitorias

8.1.- Protección contra sobrecargas.

Una sobrecarga dará origen a una elevación de temperatura de las diversas partes del transformador. Si la temperatura final esta por arriba de la temperatura de diseño límite, ocurrirá un deterioro del aislamiento que provocará la reducción de la vida útil del transformador. El aislamiento se puede debilitar a tal grado que una moderada sobretensión lo puede conducir a una falla antes de que se termine el período de vida esperado. Los transformadores tienen una cierta capacidad de sobrecarga que varía con la temperatura ambiente, con la carga anterior y con la duración de la sobrecarga. Estas capacidades se definen en las normas

ANSI/IEEE C57.92-1981 y ANSI C57.96-1959. Se debe reconocer que siempre que la temperatura de un devanado se incrementa el aislamiento se deteriora mas rápidamente y la vida esperada del transformador se acorta.

La protección contra sobrecargas consiste en limitar la carga y en detectar la sobrecarga. La carga del transformador se puede limitar diseñando un sistema donde la capacidad del transformador sea mayor que la carga total conectada, suponiendo una diversidad en la utilización de la carga. Este es un método caro de proporcionar protección contra sobrecargas, ya que el crecimiento de la carga y los cambios en los procedimientos de operación podrían, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta protección. Es una buena práctica de ingeniería, dimensionar al transformador con un valor de 125% de la carga actual para permitir el crecimiento del sistema y los cambios en la diversidad de las cargas. La especificación de una menor elevación de temperatura ANSI también permitirá una determinada capacidad de sobrecarga.

La limitación de la carga desconectándole parte de la misma, se puede hacer en forma manual o automática. Sin embargo, los esquemas de corte de carga automáticos, debido a su costo, se restringen a las unidades más grandes. La operación manual se prefiere porque dá una mayor flexibilidad para seleccionar las cargas a desconectar.

En algunos casos, el crecimiento de la carga se puede acomodar especificando ventiladores para enfriamiento o haciendo los preparativos para instalarlos en un futuro.

El método mas adecuado para limitar la carga y que se le puede aplicar apropiadamente a un transformador, es aquel que opere en respuesta a la temperatura. Monitorando la temperatura del transformador se pueden detectar las condiciones de sobrecarga. Un cierto número de dispositivos de monitoreo para montarse en un transformador se tienen disponibles como accesorios estandar u opcionales.

Estos dispositivos se utilizan normalmente para alarma o para iniciar la operación de un dispositivo de protección secundario.

Entre ellos se incluyen:

8.1.1.- Indicador de temperatura del líquido.

El indicador de temperatura del líquido, mostrado en la figura siguiente, mide la temperatura del líquido en la parte superior del transformador. Como el líquido mas caliente es menos denso y se mueve a la parte de arriba del tanque, la temperatura del líquido de la parte superior refleja parcialmente la temperatura de los devanados del transformador que esta relacionado con la carga que lleva el transformador..

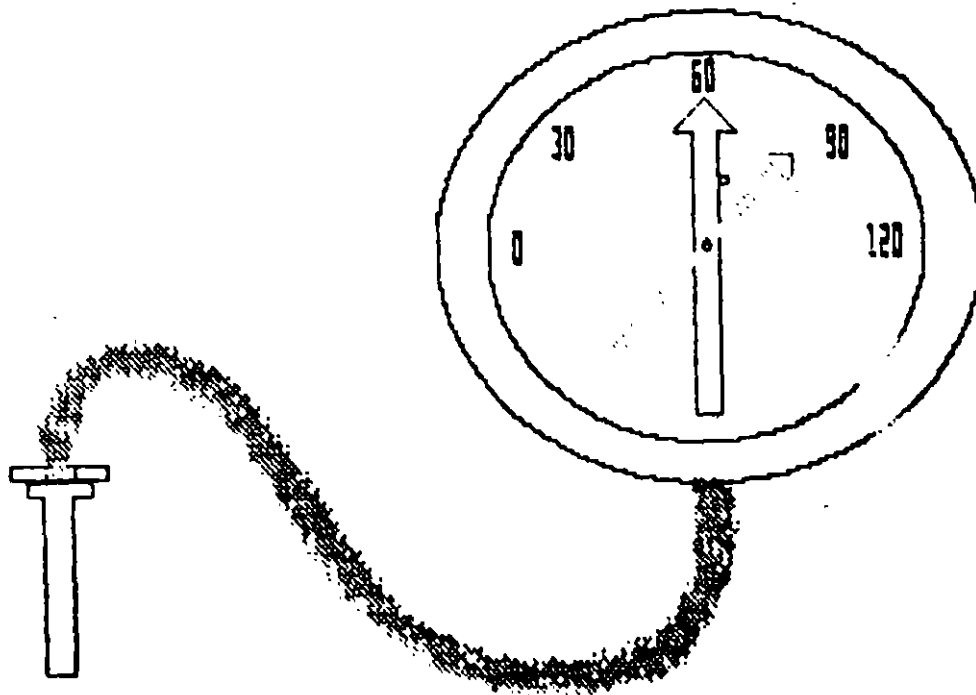
La lectura del termómetro esta en relación a la carga del transformador siempre y cuando la carga afecte la elevación de la temperatura del líquido por encima de la ambiente. El líquido del transformador tiene una constante de tiempo mucho mayor que la del propio devanado, y responde mas lentamente a los cambios de pérdidas por carga que afectan directamente la temperatura del

devanado. Así que la advertencia de la temperatura del termómetro variará entre muy conservativa o muy pesimista, dependiendo de la tasa y de la dirección del cambio de la carga. Una lectura alta podría indicar una condición de sobrecarga.

El indicador de temperatura del líquido normalmente se compra como un accesorio estandar en los transformadores de potencia. Esta equipado con una aguja indicadora de la temperatura y una lupa que muestra la mas alta temperatura alcanzada desde la última vez que se repuso.

Este dispositivo se puede equipar con uno, dos o tres contactos ajustables que operan a temperaturas predefinidas. Un contacto se podrá usar para alarma. Cuando se emplea enfriamiento por aire forzado, el primer contacto inicia la operación del primer juego de ventiladores. El segundo contacto inicia la operación del segundo juego de ventiladores, si se tiene, o una alarma. Las temperaturas ajustadas pueden variar para diferentes diseños de sistemas de aislamiento.

Dispositivos similares como se describen antes en este documento, estan disponibles para responder a temperaturas del aire o del gas en transformadores tipo seco. En subestaciones no atendidas, estos dispositivos se podrán conectar a alarmas centralizadas.



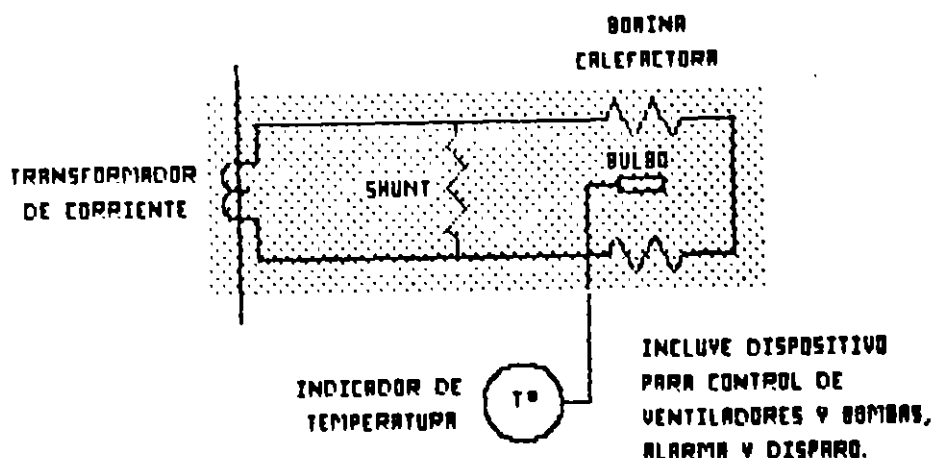
8.1.2.- Relevadores térmicos.

Los relevadores térmicos mostrados diagramáticamente en la siguiente figura se usan para dar una indicación mas directa de las temperaturas en los devanados de los transformadores tipo líquido o seco. Un transformador de corriente montado en las tres fases de los bushings del transformador, suministran corriente a la bobina calefactora del bulbo-termómetro que contribuye a calentar apropiadamente y simular muy de cerca la temperatura del punto caliente del transformador.

El monitoreo de más de una fase es deseable cuando existe una razón para esperar un desbalance entre las cargas por fase.

El indicador de temperatura es un instrumento conectado a través de un tubo capilar al bulbo del termómetro. El fluido en el bulbo se expande o contrae proporcionalmente a los cambios de temperatura y se transmite a través del tubo al instrumento. Acoplada a la flecha del instrumento indicador hay tres levas que operan contactos individuales a niveles preajustados de temperatura.

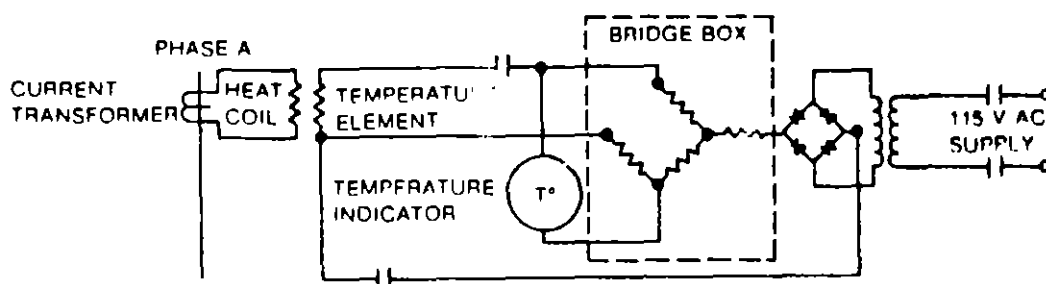
Los relevadores térmicos se usan mas frecuentemente en transformadores de 10 o mas MVA's que en transformadores pequeños. Se pueden usar en transformadores de subestación de cualquier tamaño.



EL RELEVADOR DE IMAGEN TERMICA (TEMPERATURA DE DEVANADO)
UTILIZA UN ELEMENTO CALEFACTOR PARA DUPLICAR EL EFECTO DE LA
CORRIENTE EN EL TRANSFORMADOR.

8.1.3.- Termómetros para medir puntos calientes.

El equipo para detectar la temperatura de puntos calientes mostrado en la figura que sigue, es similar al equipo del relevador térmico en un transformador ya que indica la temperatura del punto mas caliente del transformador. Mientras que el relevador térmico lo hace con la expansión de un fluido y un instrumento bourdon, el equipo de medición de la temperatura mas caliente lo hace usando el método del puente de Wheatstone midiendo la resistencia de un detector de temperatura tipo resistencia que responde a los cambios de temperatura del transformador, aumentando cuando la temperatura es mas alta. Como esto se puede usar con más de una bobina detectora se pueden verificar las temperaturas de varios puntos dentro del transformador.



El indicador de temperatura de puntos calientes utiliza el método del puente de Wheatstone para determinar la temperatura del transformador.

8.1.4.- Enfriamiento con aire forzado.

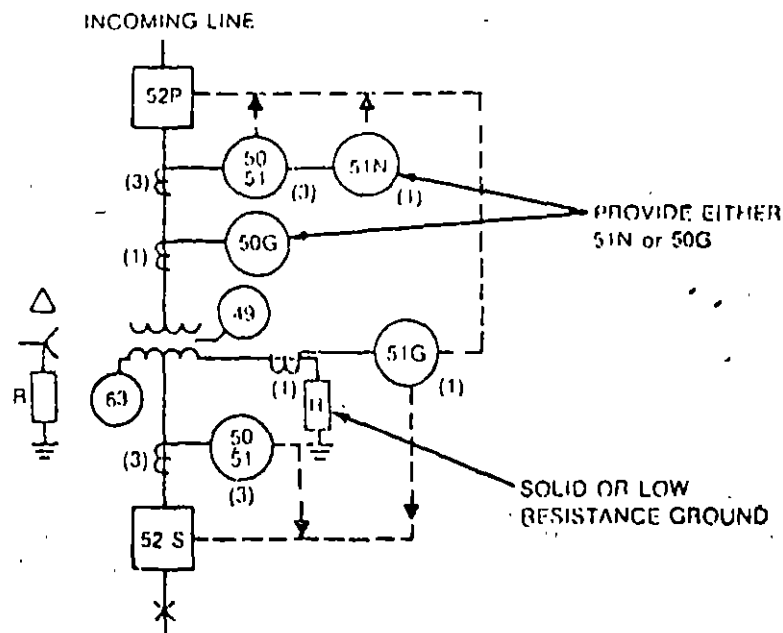
Otro medio de protegerse contra sobrecargas es incrementar la capacidad del transformador con enfriamiento auxiliar a base de ventiladores. La capacidad del transformador se puede incrementar entre un 15 y un 33% de la capacidad nominal, dependiendo del diseño y de la capacidad del transformador. Un enfriamiento dual con un segundo juego de ventiladores de aire forzado o un sistema de aceite forzado dara un segundo incremento en la capacidad y es aplicable a transformadores trifasicos con 12,000 kVA nominales o mas.

El enfriamiento con aire forzado se puede agregar en una fecha posterior para incrementar la capacidad del transformador para que pueda soportar el incremento en la carga, siempre y cuando, el transformador hubiese sido ordenado con las provisiones para llevar enfriamiento por ventiladores en el futuro.

El enfriamiento auxiliar del líquido aislante ayuda a mantener la temperatura de los devanados y otros componentes por abajo de los

8.1.5.- Relevadores de sobrecorriente.

Los relevadores de sobrecorriente se seleccionan para proporcionar un rango de ajuste de sobrecorriente por encima de las sobrecargas permitidas y ajustes instantáneos cuando sea posible dentro de la capacidad del transformador para soportar sobrecorrientes por fallas externas. Estas características deben seleccionarse para coordinar con los dispositivos colocados aguas arriba y aguas abajo del flujo eléctrico.



Las fallas a tierra que ocurren en el secundario del transformador de la subestación o entre el secundario del transformador y el dispositivo de protección principal en el secundario no pueden ser aislados por el dispositivo de protección principal en el secundario, que se localiza en el lado de la carga de la falla a tierra. Estas fallas a tierra, cuando están limitadas por un resistor entre neutro y tierra, pueden no ser vistas por los fusibles en el primario del transformador o por los relevadores diferenciales del transformador. Solamente pueden ser aislados por el interruptor en el primario o por otros dispositivos de protección disparados por un relé de tierra en el circuito del resistor del neutro o por un relevador diferencial de tierra. Un relevador diferencial de tierra puede consistir en un simple relevador de sobrecorriente conectado a un TC en la conexión del neutro a tierra y a un circuito residual de los TC's de línea acoplado a través de un TC auxiliar para compensar la relación de transformación, como este esquema está sujeto a errores durante fallas externas debido a la diferente saturación de los TC's, un relevador con bobinas de restricción se puede utilizar en lugar de un relevador de sobrecorriente sencillo.

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario de un transformador proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador, así como protección de respaldo contra fallas en el secundario del transformador. Cuando los relevadores de sobrecorriente se aplican también en el lado secundario del transformador, estos relevadores forman la protección principal contra fallas del lado secundario del transformador. Sin embargo, los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado secundario del transformador no proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador.

Los ajustes de los relevadores de sobrecorriente deben cumplir los requisitos de los estándares y códigos aplicables así como las necesidades del sistema de potencia. Los requisitos de ANSI/NFPA 70-1984 (NEC) representan los límites superiores que se deben cumplir al seleccionar dispositivos de sobrecorriente. Estos requisitos sin embargo, no son guías para el diseño de un sistema que proporcione la máxima protección de transformadores. Por ejemplo el ajuste de dispositivo de protección por sobrecorriente en el primario o en el secundario de un transformador a 2.5 veces la corriente nominal, permite que el transformador se dañe sin que el dispositivo de protección opere.

La mejor protección para los transformadores se dará con interruptores o fusibles en ambos lados del transformador ajustados o seleccionados para operar a valores mínimos. Una práctica común es que los fusibles o interruptores en el lado secundario operen con cargas de 125% de la capacidad máxima.

El utilizar un interruptor en el lado primario de cada transformador es caro, sin embargo, especialmente para transformadores de poca capacidad y de poco valor, se puede considerar un compromiso económico instalar un interruptor que alimente de 2 a 6 transformadores relativamente pequeños. Cada transformador tiene su propio interruptor en el lado secundario, y en la mayoría de los casos un desconectador en el primario. La protección por sobrecorriente debe satisfacer los requisitos del NEC.

La principal desventaja es que todos los transformadores serán

desenergizados al abrirse el interruptor en el lado de los primarios. Mas aún, la capacidad o ajuste de un interruptor en el circuito de los primarios seleccionado para acomodar los requisitos de la carga total de todos los transformadores podría ser tan grande que solamente se proporcionaría un margen pequeño de protección contra fallas en el lado secundario, y casi ninguna protección de respaldo para cada transformador individual. Si usamos cortacircuitos fusibles en el lado primario de cada transformador, se puede proporcionar protección contra cortos circuitos para cada transformador y se proporciona selectividad adicional para el sistema. Si se usan cortacircuitos fusibles y elementos fusibles duales con retraso de tiempo en el secundario de cada transformador permitirá dimensionarlos mas estrechamente (típicamente 125% de la corriente de plena carga) dando una excelente protección contra sobrecargas y corto circuito para aplicaciones en tensiones de 600 volts o menos.

8.2.- Protección contra sobretensiones.

La causa mas común de las fallas en los transformadores son las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra y otros disturbios del sistema. Ciertos tipos de carga y la línea de alimentación pueden generar disturbios con altas tensiones. Existe una idea erronea que los servicios subterranos estan libres de estos disturbios. La coordinación de aislamiento del sistema en el uso y localización de apartarrayos en el primario y en el secundario es muy importante. Normalmente los transformadores con líquido aislante tienen niveles básicos de aislamiento nominales mas altos que los transformadores tipo seco con ventilacion estandar y que los tipo seco sellados. Los transformadores con bobinas aisladas con dieléctricos sólidos tienen niveles básicos de impulso iguales a los transformadores aislados en aceite. Los transformadores tipo seco ventilados y los transformadores tipo seco sellados se pueden especificar para que tengan niveles de aislamiento básico al impulso igual al de los transformadores aislados en líquidos.

8.2.1.- Apartarrayos.

Por lo general, si el transformador aislado en líquido esta alimentado por conductores encerrados desde los secundarios de transformadores con una adecuada protección contra ondas en el primario, puede que no se requiera protección adicional, dependiendo del diseño del sistema. Sin embargo, si el primario del transformador o el secundario esta conectado a conductores que estan expuestos a descargas atmosféricas, es necesaria la instalación de apartarrayos. Para una mejor protección el apartarrayos debe montarse tan cerca como sea posible de las terminales del transformador, de preferencia, dentro de un metro y del lado de la carga del switch de llegada.

El grado obtenido de protección contra ondas esta determinado por la cantidad de exposición, al tamaño e importancia del transformador en el sistema, el tipo y el costo de los apartarrayos. En orden descendente en costo y grado de protección, los apartarrayos disponibles son tipo estación, tipo intermedio y tipo distri-

bucion. Los transformadores con menor nivel básico al impulso son menos costosos e igualmente confiables si se protegen con apartarrayos compatibles.

Los transformadores tipo seco ventilados y tipo seco sellados se usan normalmente en interiores y la protección contra ondas es necesaria. Como todos los sistemas tienen el potencial para transmitir ondas primarias y secundarias, causadas por descargas y disturbios en el sistema se han desarrollado apartarrayos tipo distribución de bajo flameo y apartarrayos de baja tensión para la protección de transformadores tipo seco y máquinas rotatorias. La selección de apartarrayos (la clase de aislamiento en kV) debe estar basado en la tensión del sistema y en las condiciones del sistema (conectado a tierra o aislado de tierra). La clase en kV del apartarrayos no esta determinada por la clase en kV del devanado primario del transformador.

8.2.2.- Capacitores contra ondas.

También puede ser apropiado para todos los tipos de transformadores proporcionarles protección adicional en forma de capacitores contra ondas localizados tan cerca como sea posible de las terminales del transformador. Los devanados del transformador pueden experimentar una distribución no muy uniforme de una onda de frente rápido. Los capacitores contra ondas tienen la doble función de disminuir la pendiente de los transitorios de frente rápido que puedan chocar contra el devanado del transformador, así como la de reducir la impedancia efectiva contra la onda presentada por el transformador a la onda que llega. Este tipo de protección adicional es apropiado contra tensiones transitorias generadas dentro del sistema debidas a condiciones del circuito tales como preencendidos y reencendidos (prestriking, restriking), interrupciones de corriente de alta frecuencia, reencendidos múltiples, escalada de tensiones, supresión o corte de corriente (chopping) resultado de conmutaciones, operaciones de fusibles limitadores de corriente, encendido de tiristores, o condiciones de ferresonancia.

8.2.3.- Ferresonancia.

La ferresonancia es un fenómeno que resulta en el desarrollo de una tensión por arriba de la nominal en los devanados de un transformador. Estas sobretensiones pueden originar la operación de apartarrayos, daño al transformador y riesgo de choque eléctrico. Las condiciones siguientes se combinan para producir ferresonancia:

- 1) Transformador en vacío.
- 2) Un circuito abierto en una de las terminales primarias del transformador y al mismo tiempo una terminal energizada: en el caso de transformadores trifásicos una o dos de las tres terminales primarias puede ser desconectada.
- 3) El punto de desconexión no esta cerca al transformador.
- 4) Existe una tensión potencial entre el conductor de la terminal desconectada y tierra.

El circuito resonante puede ser trazado desde la terminal energizada a través del primario del transformador a una de las terminales desconectadas, luego a través del aislamiento del conductor de la terminal aislada a tierra, y luego de regreso a través del sistema de alimentación a la terminal energizada. Ver la figura siguiente.

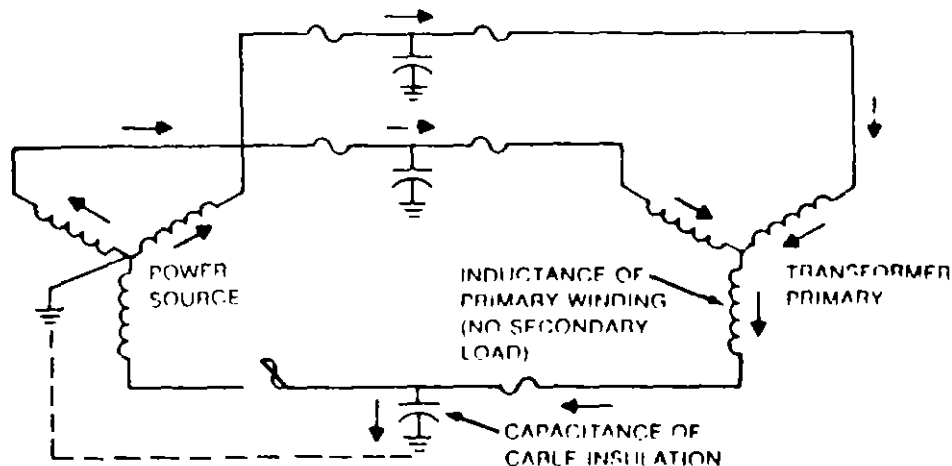


Diagrama unifilar mostrando el flujo de corrientes que puede conducir a Ferresonancia.

Aunque es mas común en sistemas de distribución subterráneos la ferresonancia puede ocurrir en líneas aéreas, cuando el punto con una fase abierta está suficientemente lejos del transformador. Los escenarios típicos para la resonancia involucran el switcheo remoto de transformadores en vacío, o la operación de fusibles remotos en una fase o la falla de los tres polos de un dispositivo tripolar para abrir apropiadamente acompañado de la desconexión de la carga secundaria.

La ferresonancia se puede minimizar o eliminar teniendo carga conectada al secundario cuando se switchea una fase en el primario usando switches operados en grupo, interruptores, o circuit switchers, o previendo que los dispositivos interruptores de corriente estén localizados muy cerca del o en el transformador. El tópico de la ferresonancia es muy complicado, y la literatura debe ser revisada por personas especializadas para evitar ferresonancia en la operación de los interruptores o en el diseño del sistema.

8.3.- Protección contra corrientes de cortos circuitos.

Ademas del daño térmico que producen las sobrecargas prolongadas, los transformadores se ven tambien afectados adversamente durante las condiciones de corto circuito externo o interno, que pueden conducir en fuerzas electromagnéticas internas, elevación de temperatura y arcos con liberación de energía.

Los cortos circuitos en el lado secundario pueden sujetar al transformador a magnitudes de corriente de corto circuito limitadas solamente por la suma de las impedancias de la fuente y del transformador. De aquí que los transformadores con impedancias desacostumbradamente bajas pueden experimentar corrientes de corto circuito extremadamente altas que originan daños mecánicos. El flujo prolongado de una corriente de corto circuito de menor magnitud también puede infringir un daño térmico.

La protección del transformador contra fallas internas y externas debe ser tan rápida como sea posible para reducir el daño a un mínimo. Esta protección sin embargo, puede ser reducida por limitaciones en el diseño de un sistema de coordinación selectiva y por procedimientos de operación.

Existen varios dispositivos sensores disponibles que proporcionan grados variables de protección contra corto circuito. Estos dispositivos sensan dos aspectos diferentes de un corto circuito. El primer grupo de dispositivos sensa la formación de gases consecuentes a una falla y se usan para detectar fallas internas. El segundo grupo sensa directamente la magnitud de la corriente de corto circuito.

Los dispositivos sensores de gas incluyen dispositivos liberadores de presión, relevadores de presión súbita, relevadores detectores de gas, y relevadores de gas combustible. Los dispositivos sensores de corriente incluyen fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales.

8.3.1.- Dispositivos sensores de gas.

Las fallas de poca magnitud en el transformador, producen gases formados por la descomposición del aislamiento expuesto a alta temperatura en la falla. La detección de la presencia de estos gases puede permitir sacar de servicio el transformador antes de que ocurra la propagación del daño. En algunos casos se puede detectar el gas mucho tiempo antes de que la unidad falle. Las corrientes de falla de gran magnitud generalmente serán sensadas por otros detectores, pero el dispositivo sensor de gas responderá con un modesto retraso de tiempo. Estos dispositivos fueron descritos antes en detalle en el inciso 6.

8.3.2.- Dispositivos sensores de corriente.

Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales se deben seleccionar para proporcionar el máximo grado de protección al transformador. Estos dispositivos de protección deben operar en respuesta a una falla antes que la magnitud y duración de la sobrecorriente exceda los límites de carga por corto tiempo recomendados por el fabricante del transformador. En ausencia de información específica aplicable a un transformador

en particular, los dispositivos de protección deben ser seleccionados de acuerdo con guías de aplicación para los límites máximos permisibles de carga por corto tiempo del transformador. Las curvas que ilustran estos límites, para transformadores sumergidos en líquido se discuten en la siguiente sección, además las capacidades o ajustes de los dispositivos de protección se deben seleccionar de acuerdo con el capítulo 4, artículo 450 del NEC. La siguiente discusión extraída del apéndice A del ANSI/IEEE C-37.91-1985 titulado aplicación de la Guía de la duración de corriente de falla externa de transformadores de potencia. Información y curvas de protección contra fallas externas similares se pueden obtener en ANSI/IEEE C57.109-1985. La siguiente discusión se basa en estas dos estándares. Curvas de protección contra fallas externas similares para transformadores tipo seco están en desarrollo actualmente.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente tales como fusibles y relevadores tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación. Es deseable que las curvas características de estos dispositivos se coordinen con curvas comparables, aplicables a transformadores, que reflejan su capacidad de aguante durante fallas externas. Tales curvas para transformadores sumergidos en líquidos Categoría I, II, III y IV (como se describe en ANSI/IEEE C57.12.00-1980), se presentan en estas notas como curvas de protección contra fallas externas.

Es muy conocido que el daño sufrido por los transformadores durante fallas externas se debe tanto a los efectos térmicos como a los efectos mecánicos. Estos últimos han ganado recientemente un reconocimiento cada vez mayor, como la causa principal de las fallas en los transformadores. Aunque la elevación de la temperatura asociada con corrientes de falla externa de gran magnitud, es típicamente bastante aceptable, los efectos mecánicos son intolerables si se permite que tales fallas ocurran con regularidad. Este resultado se debe a la naturaleza acumulativa de algunos de los efectos mecánicos, particularmente la compresión del aislamiento, desgaste del aislamiento y fricción inducida por desplazamiento. El daño que ocurre como resultado de estos efectos acumulados es, por lo tanto una función no solo de la magnitud y duración de las fallas externas, sino también del número total de tales fallas.

Las curvas de protección contra fallas externas aquí presentadas, toman en consideración el hecho de que el daño al transformador, tal como se discutió antes, es acumulativo y el hecho de que el número de fallas externas a las que el transformador puede ser expuesto, es inherentemente diferente para diferentes aplicaciones del transformador. Por ejemplo, los transformadores que tienen los conductores secundarios encerrados en conduits o aislados en alguna otra forma, tal como aquellos típicamente encontrados en los sistemas de potencia industriales, comerciales e institucionales, experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. En contraste los transformadores con líneas aéreas en el lado secundario, tales como los que se tienen en las subestaciones de distribución de las compañías suministradoras, tienen una incidencia de fallas externas relativamente alta, y el uso de restauradores o de interruptores con recierre

automático pueden sujetar al transformador a repetidas ondas de corrientes cada vez que ocurre una falla. Entonces, para un transformador dado en estas dos diferentes aplicaciones, se deberá aplicar una curva de protección contra fallas externas diferente. Para aquellas aplicaciones en las que las fallas ocurren con poca frecuencia, la curva de protección contra fallas externas debe reflejar primeramente las consideraciones por daños térmicos, ya que los efectos acumulativos originados por las fallas externas, que producen daños mecánicos no serán un problema. Para aquellas aplicaciones en las cuales las fallas ocurren frecuentemente, la curva de protección debe reflejar el hecho que el transformador se verá sujeto tanto a los efectos térmicos y a los efectos de daños mecánicos acumulados producidos por fallas externas.

Al usar las curvas de protección contra fallas externas para seleccionar la característica corriente-tiempo de los dispositivos de protección, el ingeniero de protecciones deberá tomar en cuenta, no solamente el inherente nivel de incidencia de fallas externas, como se describe anteriormente sino también la localización de cada dispositivo de protección y su papel en darle protección al transformador. Como se observó, los transformadores de subestación con líneas aéreas en el lado secundario tienen una incidencia de fallas relativamente alta. El equipo de protección del alimentador en el lado secundario es la primera línea de defensa contra fallas externas y su característica corriente-tiempo debe, por lo tanto, seleccionarse con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Más específicamente, las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección del alimentador deben quedar abajo y a la izquierda de la apropiada curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Los dispositivos de protección primaria en el lado secundario (si se aplican) y los dispositivos de protección en el lado primario operan típicamente para proteger contra fallas externas en el raro caso de una falla entre el transformador y los dispositivos de protección de los alimentadores, o en el igualmente raro caso que un dispositivo de protección en los alimentadores no opere o lo haga muy lentamente debido a una capacidad incorrecta (más alta) o a un ajuste equivocado. Las características corriente-tiempo de estos dispositivos, por lo tanto, se deben seleccionar, con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden con poca frecuencia. Además, estas características corriente-tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los diversos dispositivos de protección.

En contraste, los transformadores con conductores secundarios protegidos (por ejemplo, cable, bus ducto o tablero) experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. Por lo tanto los dispositivos de protección del alimentador se debe seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencia poco frecuente. El dispositivo de protección principal en el lado secundario (si es aplicable) y el dispositivo de protección en el lado primario se deben seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencias poco frecuente. Otra vez, estas características corriente-tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los

diversos dispositivos de protección.

Para los transformadores de la Categoría I (monofásicos de 5-500 kVA, trifásicos de 15-500 kVA), se aplica una curva de protección contra fallas externas sencilla. Ver Fig 191. Esta curva se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección para todas las aplicaciones independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

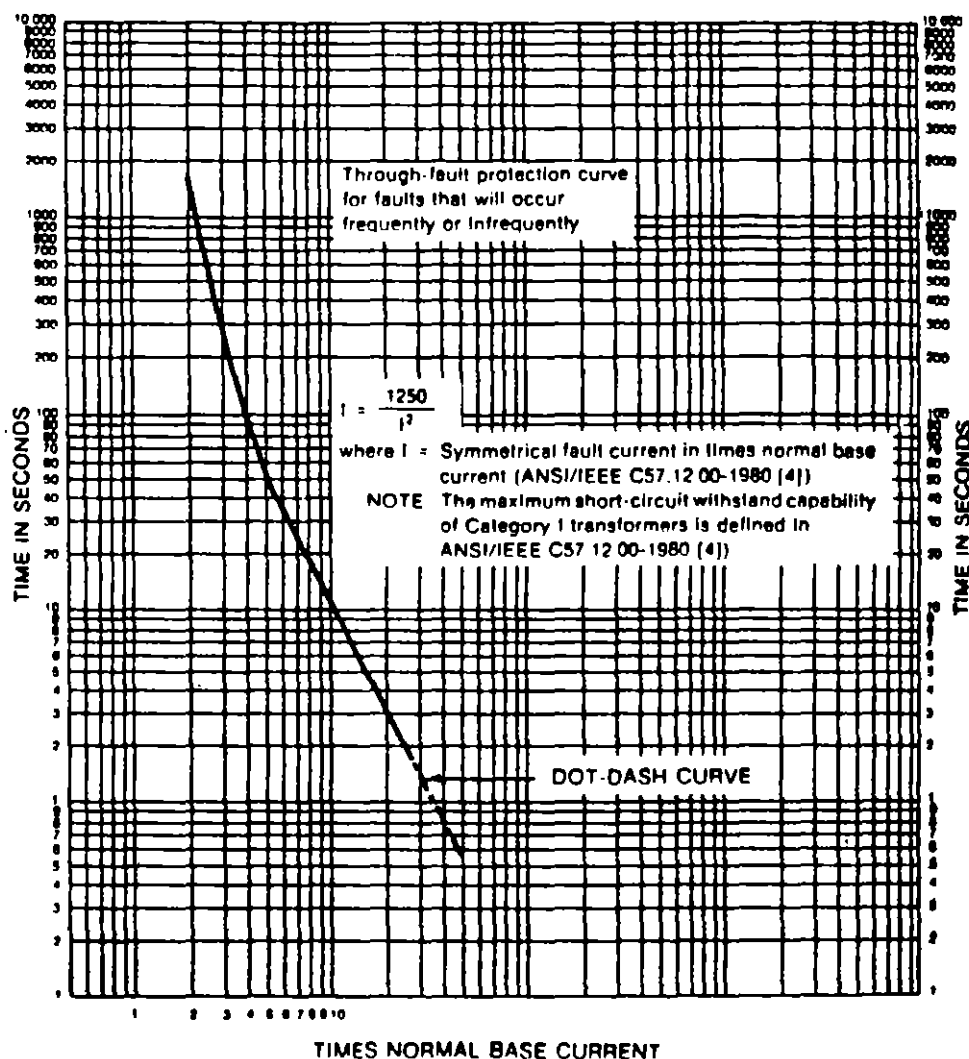


Fig 191
Curva de protección contra fallas externas para Transformadores Categoría I. (Monofásicos 5 - 500 kVA, Trifásicos 15 - 500 kVA)

Para los transformadores de la Categoría II (monofásicos de 501-1667 kVA, trifásicos de 501-5000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Vea Fig 192. La curva de la izquierda en la Fig 192 refleja tanto las consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente.

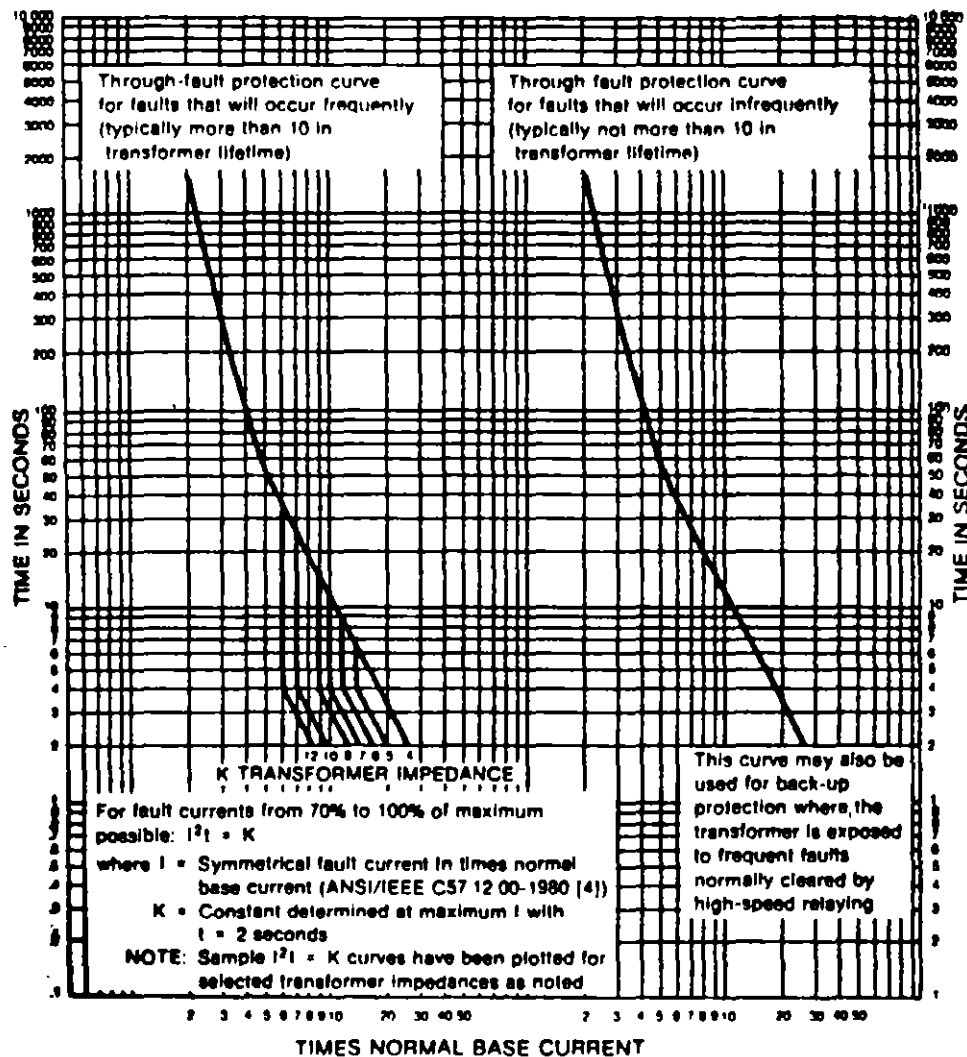


Fig 192
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores Categoría II (Monofásicos 501-1667 kVA, Trifásicos 501-5000 kVA)

La curva de la derecha en la Fig 192 refleja primeramente las consideraciones por daño térmico y se puede usar para seleccionar características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones contra falla de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede usar para seleccionar el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y las características corriente-tiempo del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. Para los transformadores de la Categoría III (monofásicos de 1668-10000 kVA, trifásicos de 500-30000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Ver Fig 193.

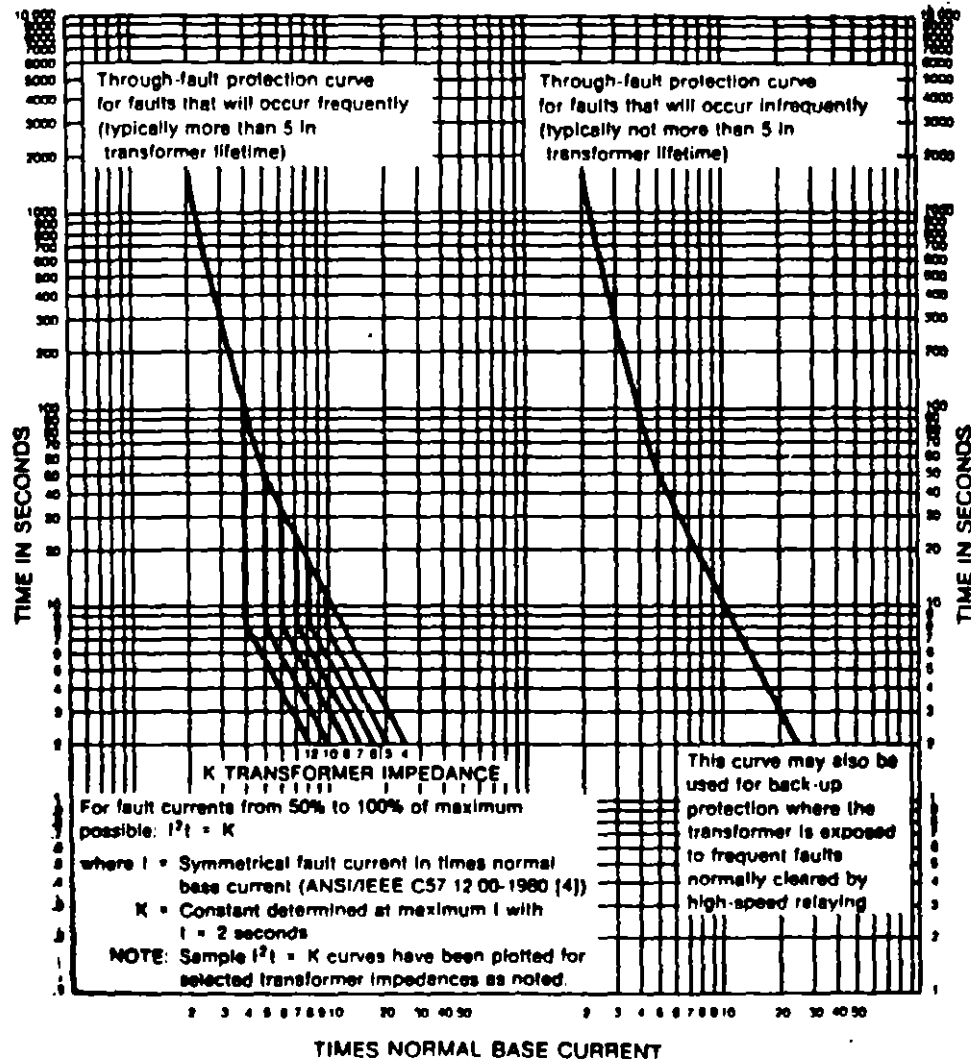


Fig 193
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores Categoría III (Monofásicos 1.668-10 MVA, Trifásicos 5.001-30 MVA)

La curva de la izquierda de la Fig 193 refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente. La curva de la derecha de la Fig 193 refleja primeramente las consideraciones por daños térmicos y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones con fallas de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede utilizar para seleccionar las características corriente-tiempo el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

Para transformadores de la Categoría IV (monofásicos arriba de 10000 kVA, trifásicos arriba de 30000 kVA), se aplica una sola curva de protección contra fallas externas. Ver Fig 194. Esta curva refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y se puede utilizar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. La descripción anteriormente mencionada de la aplicación de transformadores de las Categorías II y III para fallas de incidencia frecuente contra incidencia poco frecuente, se puede relacionar con la zona o la localización de la falla. Ver Fig. 195.

La curva característica del dispositivo de protección en el lado primario puede cruzar la curva de protección contra fallas externas a niveles de corriente mas pequeños, ya que la protección contra sobrecargas de bajas corrientes, es una función del dispositivo o dispositivos de protección en el lado secundario. Sin embargo, se deben hacer esfuerzos para que la curva del dispositivo de protección del lado primario intersepte la curva de protección contra fallas externas en una corriente tan baja como sea posible, para maximizar el grado de protección de respaldo para los dispositivos en el lado secundario.

Los valores en la curva de protección contra fallas externas se basan en las relaciones devanado-corriente para una falla trifásica en el secundario, y se puede usar para transformadores conectados delta-delta y estrella-estrella. Para transformadores conectados en delta-estrella, los valores de la curva de protección para fallas externas se deben reducir al 58% de los valores mostrados, para dar una protección apropiada durante fallas de una fase al neutro en el lado secundario.

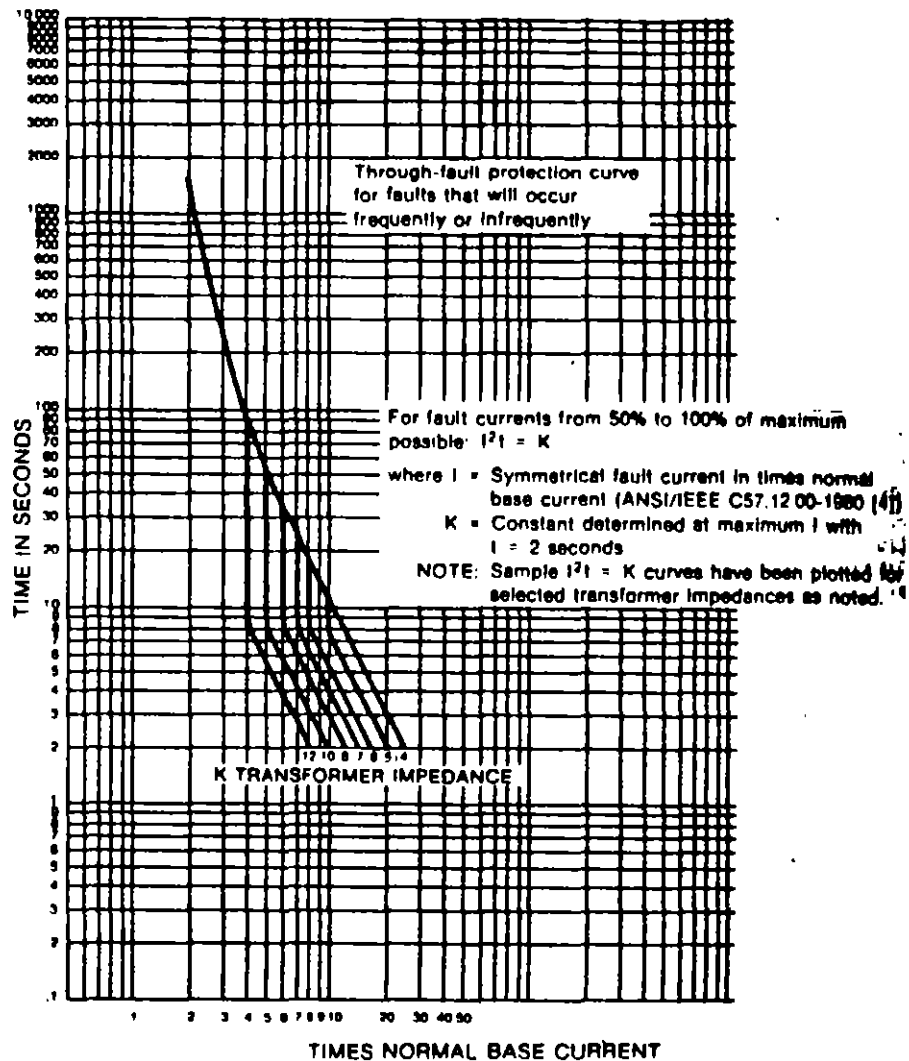
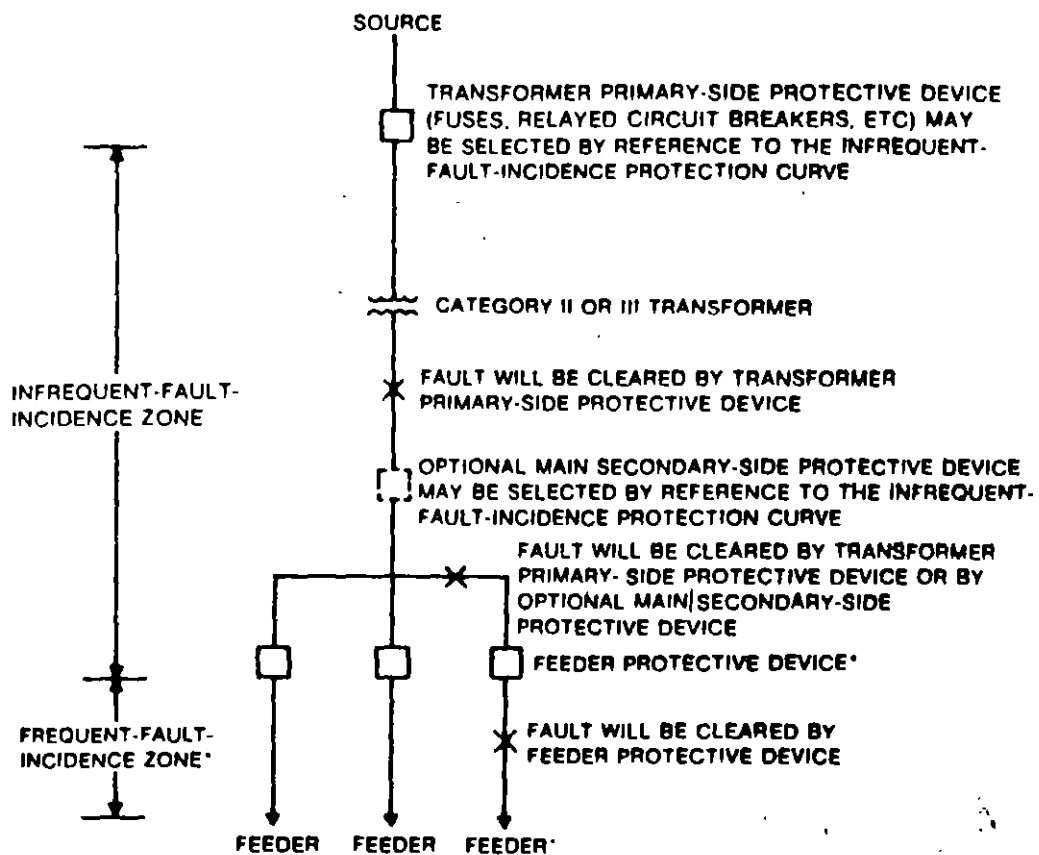


Fig 194
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores
Categoría IV (Monofásicos >10 MVA, Trifásicos >30 MVA)



*Should be selected by reference to the frequent-fault-incidence protection curve. For transformers serving systems with secondary-side conductors enclosed in conduit, bus duct, etc, the feeder protective device may be selected by reference to the infrequent-fault-incidence protection curve.

Fig 195
Zonas de Falla de Incidencia Frecuente y Poco Frecuente de Transformadores Categoría II y III

8.3.3.- Fusibles.

Los fusibles utilizados en el primario del transformador son dispositivos de una sola operación, relativamente sencillos y económicos que proporcionan protección al transformador contra cortos circuitos. Los fusibles se aplican en combinación con cortacircuitos fusibles capaces de interrumpir la corriente de plena carga. Utilizando donde sea posible, cortacircuitos fusibles en el lado primario, se le puede dar al transformador protección contra corto circuito, así como un alto grado de selectividad al sistema.

Las consideraciones para la selección del fusible incluyen el que tengan una capacidad interruptiva igual o mayor que la capacidad de falla del sistema en el punto de aplicación, que tengan una capacidad de corriente continua por encima de la corriente continua máxima bajo los diversos modos de operación, y que tengan una característica corriente-tiempo que deje pasar las corrientes de inrush de magnetización y de carga que ocurren simultáneamente después que ocurre una interrupción momentánea sin la operación del fusible y que interrumpa antes que se alcance el punto de aguante del transformador. Los fusibles así seleccionados pueden proporcionar protección contra fallas secundarias entre el transformador y el dispositivo de protección contra sobrecorrientes en el lado secundario, así como protección de respaldo de este último.

La magnitud y duración de las corrientes de inrush de magnetización varían según los diferentes diseños de los transformadores. Corrientes de inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal de plena carga durante 0.1 segundo se usan comúnmente para coordinación.

Cuando se usan fusibles, se puede dar la protección contra sobrecargas usando un contacto del indicador de temperatura del transformador para cortar carga no esencial o bien, disparando el dispositivo de protección por sobrecorriente en el lado secundario del transformador.

Cuando existe la posibilidad de una alimentación por el lado de baja tensión, se recomienda que el cortacircuito, la puerta de acceso al fusible, y el dispositivo de protección por sobrecorriente en el secundario del transformador, tengan un interlock para asegurar que el fusible este desenergizado antes de darle servicio.

Los sistemas de protección por relevadores pueden ofrecer protección por sobrecorriente de bajo nivel. Los sistemas de protección por relevadores así como los cortacircuitos fusibles, pueden dar protección contra operación monofásica, cuando se usa un apropiado detector de fase abierta que inicie la apertura del interruptor o del switch interruptor si ocurre una condición de fase abierta.

8.3.4.- Relevadores instantáneos.

Los relevadores de sobrecorriente de fase con elementos instantáneos proporcionan, a los transformadores, protección contra cortacircuitos además de protección contra sobrecargas. Cuando se usan en el lado primario, generalmente coordinan con los disposi-

tivos de protección del lado secundario. El ajuste de los relevadores instantáneos se selecciona en su aplicación con respecto a los dispositivos de protección en el secundario y al arreglo de los circuitos.

8.3.5.- Relevadores diferenciales de fase y de tierra.

La protección diferencial compara la suma de las corrientes entrando a la zona de protección con la suma de las corrientes saliendo de la zona de protección; las sumas deben ser iguales. Si la suma de las corrientes entrando difieren en mas de una cierta cantidad o porciento de la suma de las corrientes saliendo de la zona protegida, es indicativo de la existencia de una falla y el relevador opera para aislar la zona fallada.

Los relevadores diferenciales del transformador operan con un porcentaje entre la corriente diferencial y la corriente de restricción ; este porcentaje se llama pendiente del relevador. Un relevador con 25% de pendiente operará si la diferencia entre las corrientes entrando y saliendo es mayor del 25% de la suma de las corrientes que entran y salen, siempre y cuando la magnitud sea mayor del valor de pickup mínimo del relevador.

La sensibilidad para la detección de fallas de los relevadores diferenciales queda determinado por la combinación del ajuste del relevador y los parámetros del circuito. Para la mayoría de los relevadores diferenciales de transformadores de alta velocidad, el pickup del relevador es de alrededor de 30% del ajuste del tap. Dependiendo del ajuste, la sensibilidad será de entre 25 y 50% de la corriente de plena carga. Para transformadores conectados en delta-estrella con capacidades alrededor de 10000 kVA y que alimentan sistemas de suministro conectados a tierra a través de una resistencia, se recomienda agregar a los relevadores diferenciales de fase, relevadores diferenciales de tierra en el secundario (87TG), como el mostrado en la Fig 196, para proporcionar sensibilidad adicional contra fallas a tierra en el secundario.

Es necesario hacer varias consideraciones cuando se aplican los relevadores diferenciales:

- 1) El sistema debe estar diseñado de tal forma, que los relevadores puedan operar un interruptor en el lado primario del transformador. Si se va a operar un interruptor remoto, se debe utilizar un sistema de disparo remoto, utilizando ya sea un hilo piloto o una cuchilla de tierra de alta velocidad. Con frecuencia las compañías que suministran la energía eléctrica controlan el interruptor remoto y puede que no permitan su disparo. La operación de un interruptor primario local propiedad del usuario, no presenta ningún problema.

- 2) Los transformadores de corriente asociados con cada devanado tienen diferentes relaciones de transformación y diferentes características cuando se sujetan a cargas muy grandes y a cortos circuitos. Se pueden seleccionar transformadores de corriente de relaciones múltiples y taps en los relevadores para compensar las diferencias de relación. Un método aceptable, pero menos preferible consiste en usar transformadores auxiliares.

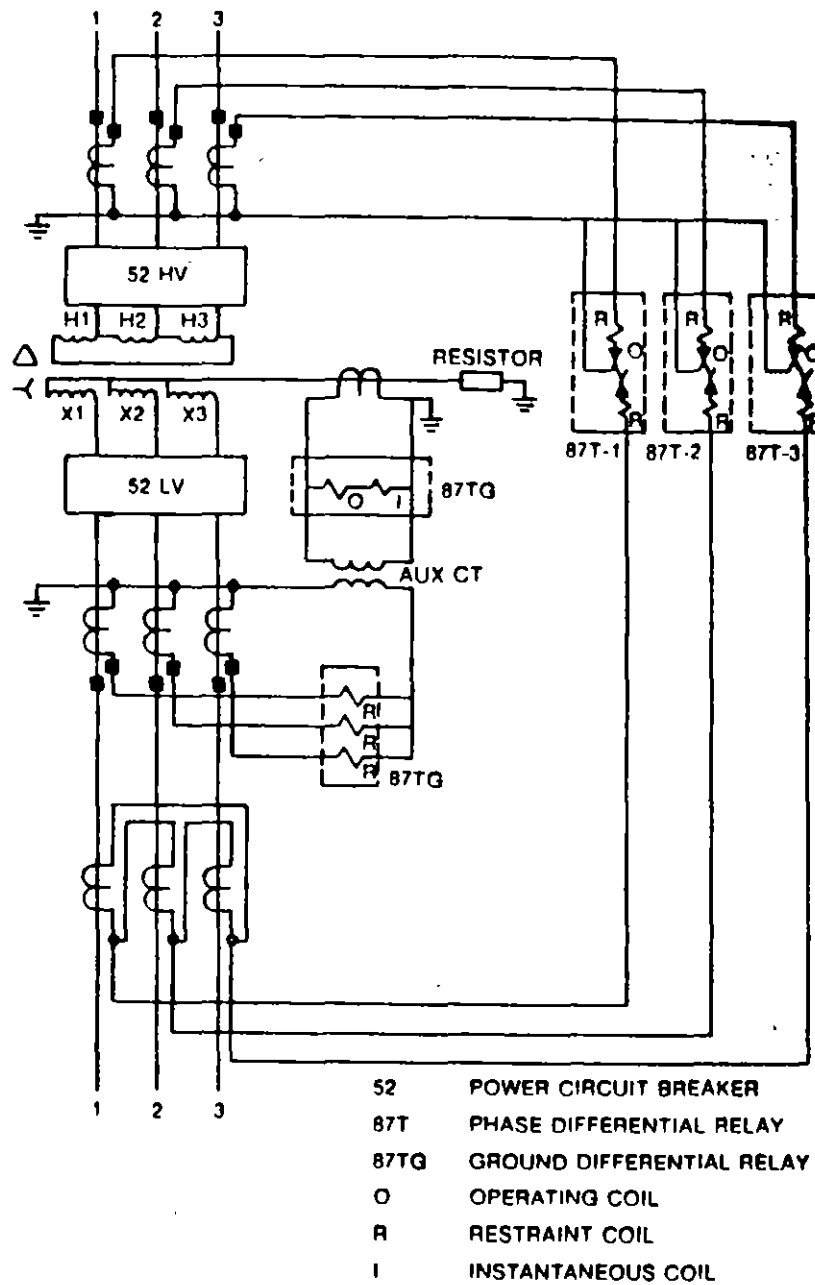


Fig 196
 Relevador diferencial de fase y tierra del transformador con
 las conexiones de los TC's y de las bobinas de corriente

- 3) Los taps en el transformador se pueden operar cambiando la relación efectiva de vueltas. Si se elige la relación y los taps para el rango medio el desbalance máximo será equivalente a la mitad del rango de los taps del transformador.
- 4) Se recomienda que los transformadores de corriente usados en los diferentes devanados sean del mismo tipo y del mismo fabricante para minimizar la corriente de error debida a las diferentes características de los TC's.
- 5) La corriente inrush de magnetización se vé como una falla por los relevadores diferenciales. Los relevadores deben ser desensibilizados a la corriente de inrush, pero deben ser sensibles a los cortos circuitos dentro de la zona durante el mismo período, ésto se puede lograr utilizando relevadores con restricción de armónicas. La corriente inrush de magnetización tiene una componente armónica muy grande, que no está presente en las corrientes de corto circuito. Esto permite que los relevadores con restricción de armónicas distingan entre fallas e inrush.
- 6) Las conexiones del transformador introducen con frecuencia, un desplazamiento de fase entre las corrientes de alta y baja tensión. Esto se compensa con la conexión apropiada de los transformadores de corriente. Para un transformador con el primario en delta y con el secundario en estrella, los transformadores de corriente normalmente se conectan en estrella en el primario y en delta en el secundario.
- 7) Las corrientes altas para fallas externas a la zona de protección pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente. Los relevadores diferenciales de porcentaje, Fig 197,

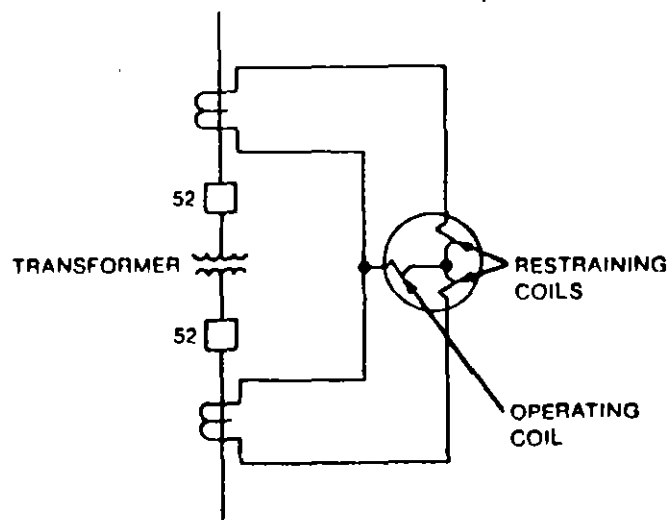


Fig 197

Los relevadores diferenciales de porcentaje proporcionan gran sensibilidad, a la vez que minimizan las operaciones erróneas que se producen por desacoples de los TC's durante fallas externas severas.

que operan cuando la diferencia es mayor que un porcentaje definido de la corriente de fase, se diseñan para resolver este problema. Los relevadores diferenciales de porcentaje también ayudan para resolver el problema de cambio de taps y el problema de balance de la relación de transformación de corriente de los TC's. Las pendientes disponibles son de 15% para los transformadores estandar, 25% para transformadores con cambiadores de taps bajo carga y 40% para aplicaciones especiales. Los relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas se recomiendan para transformadores de 5000 kVA para arriba.

A diferencia de los relevadores diferenciales que se aplican para barras de alta tensión o motores, la aplicación de los relevadores diferenciales de transformadores tienen que considerar armónicas y desplazamientos de fase. Aunque todos los relevadores diferenciales de transformador no incluyen filtros de armónicas, la experiencia con los filtros de armónicas ha sido benéfica y de acción rápida, y permite pickups más sensibles.

8) Un transformador delta-estrella, o estrella-delta con el neutro a tierra es una fuente (generador) de corriente de falla de secuencia cero (de tierra). Una falla a tierra en el lado estrella de un transformador, externa a la zona de protección diferencial, hará que las corrientes de secuencia cero circulen en los transformadores de corriente en lado estrella del transformador sin el correspondiente flujo de corrientes en los TC's de línea en el lado delta del transformador. Si a estas corrientes de secuencia cero se les permite circular a través de los relevadores diferenciales, causarán un disparo indeseable e inmediato. Para prevenir tal disparo indeseable, las conexiones del transformador de corriente deben ser tales, que hagan circular las corrientes de secuencias cero en una trayectoria de baja impedancia en delta cerrada de los secundarios de los TC's, en lugar de circular por la bobina de operación del relevador diferencial. Esto es fácilmente realizado conectando en delta, los secundarios de los TC's del lado estrella del transformador.

La protección para un transformador monofásico se muestra en la Fig 197 aunque la mayoría de las aplicaciones de la protección diferencial del transformador se hacen a bancos de 5 MVA y mayores.

En la Fig 197 se muestran dos bobinas de restricción y una de operación. Las RTC's se seleccionan de tal forma que produzcan corrientes secundarias esencialmente iguales, tales que bajo condiciones sin falla la corriente secundaria del TC entrando a una bobina de restricción continuará a través de la otra bobina de restricción sin que pase corriente diferencial por la bobina de operación. Debido a los desacoples en la relación de los TC's y los ajustes en los taps de los relevadores, puede ser que siempre exista alguna corriente en el circuito de la bobina de operación aún en condiciones sin falla.

Cuando la falla es interna en la zona de protección diferencial, cantidades definidas de corriente circularán por el circuito de la bobina de operación. Entonces el relevador responderá a esta corriente diferencial y determina la relación de las corrientes de operación a las corrientes por las bobinas de restricción. El relevador operará y disparará cuando esta relación excede el

ajuste de la pendiente (generalmente se dispone de ajustes de pendiente de 15, 25, 30 y 40%) y está por arriba de la sensibilidad mínima del relevador. La conexión mostrada en la Fig 198 ilustra una aplicación típica para proteger un transformador trifásico. Generalmente el transformador está conectado en estrella-delta, seleccionado así para proporcionar una conexión secundaria aislada de tierra mientras que permite que el neutro de la estrella en el primario sea conectado sólidamente a tierra. Otras configuraciones podrían estar invertidas, y la estrella a tierra podría ser la conexión en el secundario. La conexión básica delta-estrella o estrella-delta produce un desplazamiento de fase entre la corriente entrando por el primario y la corriente saliendo por el secundario. Por esta razón los transformadores de corriente en lado de la estrella tienen sus secundarios conectados en delta, y los transformadores de corriente en el lado de la delta tienen sus secundarios conectados en estrella. Además del desplazamiento de fase que es fácilmente corregible, las magnitudes de las corrientes secundarias raramente son iguales entre sí debido al empleo de relaciones de transformación estandar en los TC's. Para compensar esto, casi todos los relevadores diferenciales de porcentaje tienen autotransformadores con taps seleccionables (en un rango de 3:1) a la entrada de cada bobina de restricción. Siguiendo las instrucciones del relevador se puede hacer el mejor acoplamiento de tal forma que se minimice la corriente sin falla a través de la bobina de operación. En algunos casos donde están involucradas subestaciones de alta tensión, los ajustes disponibles en el relevador son inadecuados y se hacen necesaria la aplicación de transformadores o de autotransformadores de corriente auxiliares. Esto se debe intentar solamente después de un profundo exámen de los efectos que las corrientes de falla externa y de los burdens secundarios, producen en los transformadores de corriente primarios.

Suponiendo que los problemas de las RTC's y del desplazamiento de fase se pueden resolver, debe observarse que con frecuencia el secundario de un transformador se puede conectar a más de un bus. En ese caso se requiere una bobina de restricción para cada bus. El conectar en paralelo varios secundarios de TC's en lugar de utilizar varias bobinas de restricción puede conducir a operaciones equivocadas durante fallas externas si los buses secundarios son fuentes fuertes de corrientes de falla. Si solo son fuentes débiles, se acepta la conexión en paralelo de varios secundarios de TC's.

Durante la energización de transformadores, períodos de sobretensiones y fallas externas, se pueden desarrollar armónicas en el circuito primario, en otras palabras cuando ocurre una falla fuera de la zona de protección del relevador diferencial. Las armónicas pueden conducir a una operación errónea del relevador diferencial sino son reconocidas. Para la mayor parte las armónicas de secuencias cero (3^a , 9^a , etc) quedan excluidas del relevador por la conexión de los secundarios de los TC's.

Excepto por el filtraje de la segunda armónica para propósitos de restricción, los expertos no se ponen de acuerdo en los méritos de filtrar otras armónicas (5, 7, 11, 13, etc) para restricción. La práctica presente ha sido filtrar la segunda armónica y aplicarla a la bobina de restricción cuando la magnitud de la segunda

— (R) — RESTRAINT COIL — (O) — OPERATING COIL

La protección de transformadores con relevadores diferenciales de pendiente mejora la efectividad total para detectar fallas internas de fase a fase. Sin embargo, las fallas a tierra en un devanado en estrella no pueden ser indistintamente detectadas si el transformador esta conectado a tierra a través de una resistencia y la corriente de falla a tierra esta limitada a un valor por abajo del nivel de pickup del relevador diferencial. Tales fallas a tierra pueden conducir a una destructiva falla entre fases. Cuando el transformador esta conectado sólidamente a tierra, el relevador diferencial operará para fallas a tierra dentro de la zona de protección diferencial.

39

secundaria circulará durante esta falla externa sin pasar por el relevador, pero será aditiva para una falla interna y hará que el dispositivo 51G opere.

El circuito de la Fig 199 es susceptible para fallas externas que puedan saturar los TC's de fase y hagan operar el 51G. Por esta razón se hace mas apremiante la selección de los TC's y los ajustes del 51G son menos sensibles de los que originalmente se pudiera creer.

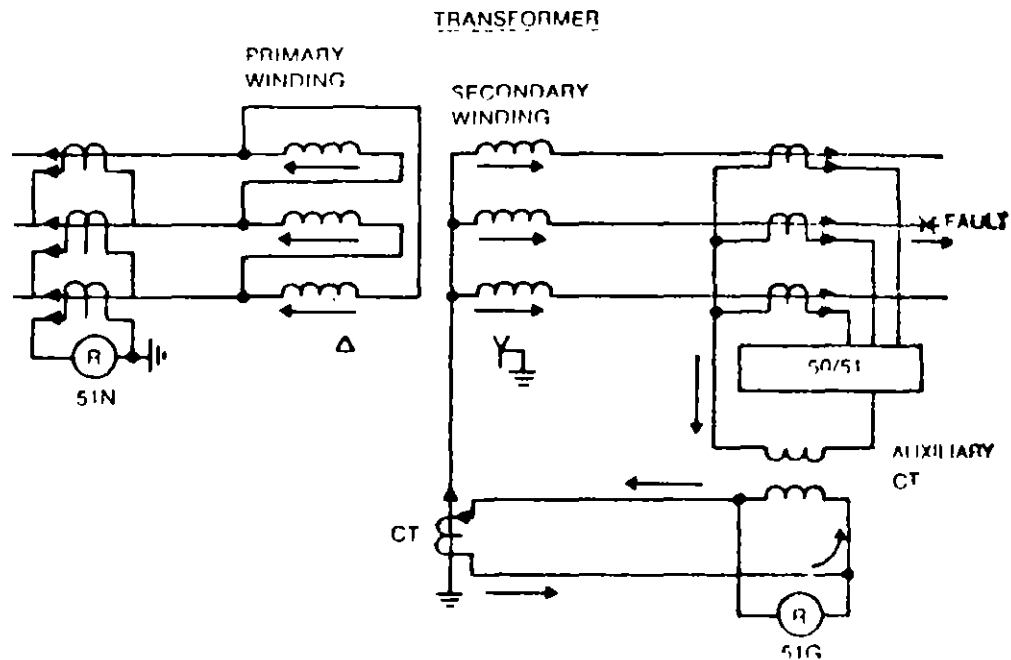


Fig 199

Protección completa contra fallas a tierra para un banco delta-estrella, utilizando un relevador de sobrecorriente residual y un relevador de tierra diferencialmente conectado; las flechas de las corrientes de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

Una forma de resolver los problemas presentados por las fallas externas y por los TC's, se logra con el relevador direccional mostrado en la Fig 200. Las corrientes mostradas son para una falla externa y las corrientes secundarias circularán como se muestra. Sin embargo, en caso de una falla interna, las corrientes secundarias se suman en la bobina de operación como se muestra en la Fig 201. Este relevador direccional tiene el elemento adicional que previene la operación equivocada, y de hecho permite que un relevador con operación mas rápida, un relevador tipo producto que opera en menos de un ciclo. Comparando este tiempo de operación con los segundos que tarda un 51G se facilita la selección del relé.

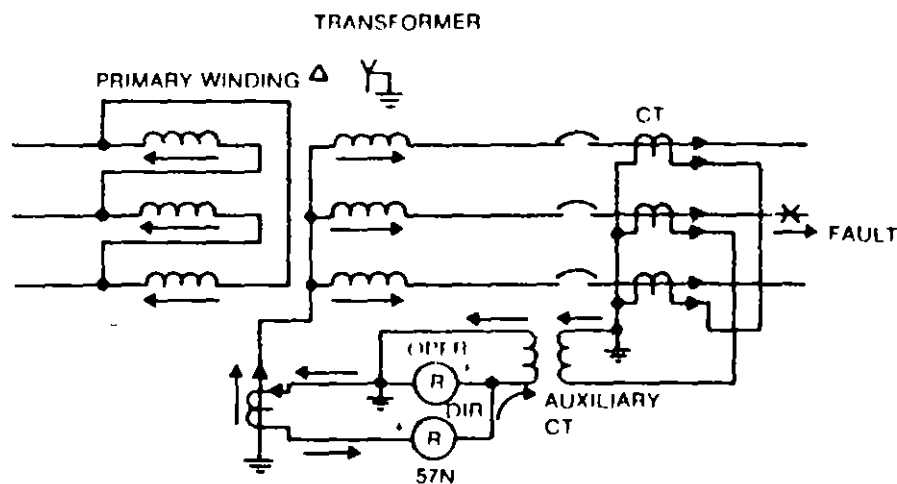


Fig 200

Relevador direccional para la detección de fallas a tierra en transformadores con la estrella conectada a tierra; las flechas de las corrientes de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

En ambas aplicaciones de relevadores diferenciales de falla a tierra, la selección de las RTC's es muy importante. Puede que la RTC del TC del neutro sea mas pequeña que la del TC de fase (generalmente el caso), el TC auxiliar en el secundario residual puede corregir este desacople. Algunos usuarios eligen la relación del TC auxiliar de tal forma que circule una corriente de restricción ligeramente mayor durante una falla externa, como se muestra en la Fig 202. En efecto esta corriente secundaria en exceso circulará en la dirección opuesta en la bobina de operación impidiendo una operación en falso.

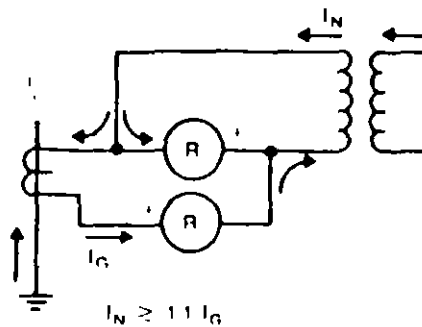


Fig 202
Relay Current During External Fault
When Auxiliary CT Ratio is Selected to Restrain

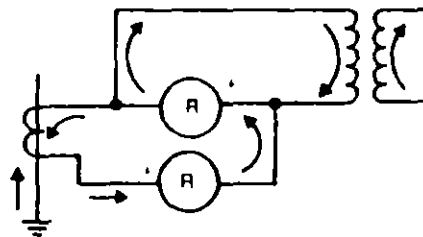


Fig 201
Corrientes en el relevador durante fallas internas en el
transformador.

9.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE.

Además de la protección eléctrica es necesario proteger al transformador contra las condiciones ambientales que puedan afectar el comportamiento confiable. Aunque la mayoría de estas son obvias, son suficientemente importantes para que sean listadas. Las condiciones indeseables son:

- 1) Temperaturas ambientes promedio arriba de 30°C cuando el transformador lleva sus kVA nominales o más.
- 2) Agentes corrosivos, materiales abrasivos, y contaminantes de la superficie derivados de la atmosfera circundante.
- 3) Condiciones que puedan conducir a la penetración de humedad o a la condensación en devanados y otros componentes electricos internos.
- 4) Sumergir en agua o lodo.
- 5) Obstrucción de la apropiada ventilación en los radiadores en los transformadores con aceite aislante o, en el caso de transformadores tipo seco, fugas en el circuito de ventilación.
- 6) Acceso de vehiculos que puedan producir daños por colisión.
- 7) Vibración excesiva.
- 8) Acceso a vandalismo.

10.- CONCLUSIONES.

La protección de los actuales transformadores, mas caros y mas grandes, con una selección y aplicación apropiada de los diversos dispositivos de protección. Son pocas en número las guías de aplicación publicadas que cubran a los transformadores; por ejemplo la ANSI/IEEE C37.91-1985. El ingeniero de diseño de sistemas debe apoyarse fuertemente en su sano juicio de ingeniería para lograr un sistema de protección adecuado.

11.-Referencias y Bibliografía.

a) Referencias:

1) Dickinson, W. H. Report on reliability of Electric Equipment in Industrial Plants. AIEE Transactions, pt II, Vol. 81, Jul 1962, pp 132-151.

b) Bibliografía:

- 1) Applied Protective Relaying. Newark, N. J. : Westinghouse Electric Co.
- 2) The Art of Protective Relaying. Philadelphia, P.A.: G.E.C. bulletin 1768
- 3) Industrial Power Systems Handbook. Beeman, D.L., New York: Mc. Graw Hill 1955

COORDINACION DE PROTECCIONES

OBJETIVO

LIMITES DE PROTECCION

- Transformadores
- Motores
- Tableros de distribución
- Cables

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

- Fusibles
- Interruptores de baja tensión
- Relevadores

MARGENES DE COORDINACION

OBJETIVO

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección. En caso de falla, la operación de los mismos deberá ser confiable, rápida y selectiva, para aislar únicamente la parte fallada del sistema.

LIMITES DE PROTECCION

En cualquier estudio de coordinación de protecciones se deberá considerar la protección de transformadores, motores, tableros de distribución y cables.

Cada uno de estos elementos tiene límites de protección que determinan condiciones normales de operación o daño del equipo, estos límites son utilizados para determinar las zonas de operación de los dispositivos de protección. A continuación se describen los límites de protección de cada elemento.

TRANSFORMADORES

a) Curva ANSI

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un corto circuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla 1. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI (Fig. 1) y los puntos se deberán calcular como se indica en la Tabla 2.

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la tabla 3, además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la Tabla 4.

b) Límites NEC

El National Electric Code (NEC) proporciona los límites máximos requeridos para protección contra sobrecorriente de transformadores, en la Tabla 5 se resumen estos límites en porcentaje, tomando como base la corriente nominal del transformador.

c) Capacidad de sobrecarga

La capacidad de sobrecarga se refiere a los Amperes de plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura. La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño. Los factores de enfriamiento y temperatura se indican en la Tabla 6.

d) Punto de magnetización

Es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización del transformador. La corriente de magnetización de un transformador se considera como un múltiplo de su corriente nominal, que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la Tabla 7. El tiempo de duración de la corriente de magnetización es, invariablemente, de 0.10 segundos

MOTORES

Las curvas características T-I tiempo-corriente de los motores están constituidas por las siguientes partes:

- a) Corriente a plena carga
- b) Corriente de magnetización
- c) Tiempo de aceleración
- d) Corriente a rotor bloqueado
- e) Tiempo de atascamiento máximo permitido.

a) Corriente a plena carga

Es el valor de la corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, potencia, y frecuencia nominales. Normalmente este dato aparece indicado en la placa del motor. En caso de que no se conozca, se pueden utilizar datos típicos proporcionados por tablas de fabricantes.

b) Corriente de magnetización

Es el valor de la corriente que circula a través de los devanados del motor cuando este es energizado inicialmente. En forma aproximada su valor alcanza 1.76 veces el de la IRB para motores de medio y alto voltaje y 1.5 veces para los de bajo voltaje con una duración de 0.1 segundos.

c) Tiempo de aceleración

Es el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor. Depende de la capacidad nominal (HP), del par de arranque y de la inercia de la carga.

d) Corriente a rotor bloqueado

Es la corriente del motor a velocidad cero (rotor bloqueado). Si no se conoce su valor, se puede utilizar la Letra Código (NEMA) para determinarlo.

e) Tiempo de atascamiento máximo permitido

El tiempo de atascamiento del rotor, representa en un motor, un punto en la curva límite de calentamiento definido por I^2t a corriente de rotor bloqueado. Generalmente este valor lo proporciona el fabricante del motor. La protección contra sobrecorriente deberá tener un ajuste de tiempo suficiente que permita que circule la corriente de arranque del motor, pero que le permita operar en caso de que se alcance el tiempo de atascamiento máximo permitido al rotor.

Los ajustes máximos permitidos a los dispositivos de protección de sobrecorriente para la protección contra sobrecargas son los indicados en la Tabla 8 donde se indica el porcentaje de ajuste en función de la corriente a plena carga del motor.

TABLEROS DE DISTRIBUCION

Si un grupo de motores en un tablero de distribución esta protegido por un interruptor se requiere graficar la curva de operación del bus que considere el arranque del motor de mas capacidad. mas la corriente nominal del resto de la carga.

El dispositivo de protección debe ajustarse para que opere arriba de esta curva y que no dispare cuando los motores del bus estén contribuyendo con corrientes de corto circuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.

CABLES

Para la protección de cables se debe asegurar que su curva de daño quede sobre la correspondiente del dispositivo que la protege En el caso de interruptores se deben ajustar a valores de corriente no mayores de 600% a la ampacidad del conductor.

Para el cálculo de la curva de daño del cable se utiliza la ecuación proporcionada por el fabricante o en su defecto, las siguientes ecuaciones:

Para cobre:

$$(I/CM)^2 (t) Fac = 0.0297 \text{ Log}10 \{ (tf+234.5)/(to+234.5) \}$$

Para el aluminio:

$$(I/CM)^2 (t) Fac = 0.0125 \text{ Log}10 \{ (tf+228.1)/(to+228.1) \}$$

Donde .

I	Corriente que fluye por el cable (Amperes)
CM	Calibre del conductor (Circular Mills)
t	Tiempo que fluye la corriente (segundos)
to	Temperatura inicial antes de un cambio de corriente (°C)
tf	Temperatura final después de un cambio de corriente (°C)
Fac	Relación del efecto piel o relación de CA/CD

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

En un estudio de coordinación de protecciones, las características de operación de los dispositivos de protección están representadas por curvas tiempo-corriente en hojas log-log. El tiempo cero representa el momento en que ocurre la falla, y todos los demás son posteriores. En un sistema radial todos los dispositivos que se encuentre entre el punto de falla y la fuente detectan corrientes anormales hasta que uno de ellos interrumpe el circuito. En la Fig. 2 se representa una curva de coordinación de un dispositivo de protección donde la región inferior representa el área de No operación y la superior la de operación. Estas curvas son una familia de pares de coordenadas (tiempo-corriente) que indican el tiempo de operación del dispositivo a un valor de corriente determinado.

Insertar Fig. 2

FUSIBLES

Generalmente se utilizan para protección de transformadores y motores en medio voltaje.

Protección de transformadores

En este caso se deberá cumplir con: permitir la energización y circulación de la corriente de sobrecarga operando antes de alcanzar los valores de la curva ANSI.

Protección de motores

Al utilizarse como protección de motores normalmente se usan en conjunto con dispositivos de protección contra sobrecarga para proporcionar protección contra corto circuito y para interrumpir niveles de corriente mayores a las nominales del interruptor o contactor asociado. Es necesario que la curva de operación del fusible permita el arranque del motor.

INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE

Se utilizan para protección de motores o tableros de distribución.

Protección de motores

- Debe permitir su arranque
- Debe proteger contra sobrecarga
- Debe evitar alcanzar el tiempo máximo de atascamiento

Protección de tableros de distribución

Debe permitir sin operar:

- La máxima sobrecarga del bus
- El arranque del motor mas grande cuando opera a la carga nominal
- La contribución de corriente de corto circuito cuando ocurra una falla en el bus adyacente.

RELEVADORES

Se emplean para proteger principalmente transformadores, motores, y tableros de distribución.

Protección de transformadores

No deberá operar durante:

- La corriente de magnetización
- La máxima sobrecarga permitida
- Después de la curva ANSI

Protección de motores

- Deberá permitir el arranque del motor
- Debe operar antes de alcanzar el tiempo máximo de atascamiento del rotor

Protección de tableros de distribución

Debe permitir sin operar :

- La máxima sobrecarga del bus
- El arranque del motor de mayor capacidad
- La contribución de corrientes de cortocircuito cuando ocurra una falla en el bus adyacente

Las curvas de los relevadores de protección se representan por una sola línea y las de interruptores y algunos fusibles por medio de una banda que indica los límites donde se espera que opere el dispositivo.

A continuación se describen los criterios de aplicación de los principales dispositivos de protección contra sobrecorriente en un sistema eléctrico.

MARGENES DE COORDINACION

Durante la coordinación se deben considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de los dispositivos de protección, para asegurar la correcta operación secuencial. Estos márgenes se requieren debido a que los relevadores tienen un tiempo de sobreviaje, los fusibles características de operación bien definidas y los interruptores ciertos tiempos de operación.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, el margen es normalmente de 0.3 a 0.4 seg. distribuidos en la forma siguiente :

- a) tiempo de apertura de los contactos del interruptor principal : 0.08 seg. (52's de 5 ciclos)
- b) sobreviaje del relevador : 0.1 seg.
- c) factor de seguridad (margen): 0.12 a 0.22 seg.

En los relevadores de estado sólido se elimina el tiempo de sobreviaje

El margen permitido entre un relevador y el dispositivo de protección aguas abajo, como en el caso de un fusible o de un interruptor de bajo voltaje con disparo de acción directa, solo requiere del sobreviaje del relevador y del margen de seguridad considerado, debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva graficada.

Conviene recordar que cuando se coordinan dispositivos de acción directa es necesario verificar que su operación sea en forma secuencial.

EJEMPLO

La figura 3 representa un diagrama unifilar de una sección de los servicios auxiliares de una central de generación.

En la figura 4 se muestran las gráficas de los dispositivos de protección y en la tabla 9 los ajustes correspondientes.

A continuación se presentan en detalle los cálculos realizados para los ajustes de los dispositivos de protección:

MOTOR 1

50 HP

480 V

$I_{nom} = 60 \text{ A}$

$I_{rb} = 6.5 \text{ pu}$

Tiempo máximo de aceleración = 5 seg.

Tiempo máximo permitido de atascamiento = 20 seg.

Factor de Servicio = 1.5

Temperatura = 40 grados centígrados.

Curva de arranque del motor:

$$I_{nom} = 60 \text{ A} \times 1.15$$

$$= 69 \text{ A}$$

$$I_{rb} = 6.5 \text{ pu} \times I_{nom}$$

$$= 6.5 \text{ pu} \times 69 \text{ A}$$

$$= 448.5 \text{ A a 5 seg.}$$

$$I_{mag} = 1.5 \times I_{rb}$$

$$= 1.5 \times 448.5 \text{ A}$$

$$= 672.75 \text{ A a 0.10 seg.}$$

Protección Térmica contra Sobrecarga (1):

GOULD
NEMA 4
G30T57
 $I_{min} = 71.3 \text{ A}$

$$\text{Ajuste}_{min} = \frac{\overset{\text{Sobrecarga}}{1.15 \times I_{nom}}}{\underset{\text{Para 100 \%}}{1.25 \times I_{min}}}$$

$$\text{Ajuste}_{min} = \frac{1.15 \times 69.0 \text{ A}}{1.25 \times 71.3 \text{ A}} = 0.89 \text{ (seleccionado)}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste}_{max} &= \frac{\overset{\text{Sobrecarga máx.}}{1.40 \times I_{nom}}}{1.25 \times I_{min}} \\ &= \frac{1.40 \times 69.0 \text{ A}}{1.25 \times 71.3 \text{ A}} = 1.08 \end{aligned}$$

Interruptor Magnético (2):

GOULD
NEMA 4
A80N10
100 A

$$\begin{aligned} \text{Ajuste}_{min} &> I_{mag} \\ &> 672.75 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste}_{max} &\leq I_{rb} \times 2.2 && \text{Recomendación: el ajuste} < 2.2 I_{rb} \\ &\leq 448.5 \text{ A} \times 2.2 \\ &\leq 986.7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Ajuste}_{seleccionado} = 750 \text{ A}$$

Cable I

Cobre
105.5 MCM
165 A
 $t_o = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$
 $t_f = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$
 $I = \text{cond/fase}$
 $Fac = 1.02$

Si

$$t = 10 \text{ seg}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{t \times Fac} \log_{10} \frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5}} \quad \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{10 \text{ seg} \times 1.02} \log_{10} \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5}} \quad 105,500 \text{ CM}$$
$$= 2,420.79 \text{ A}$$

Si

$$t = 0.10 \text{ seg.}$$

$$I = 24,207.91 \text{ A}$$

Bus 1

MCC-1, 480 V
300 KVA
42 KA (corriente de falla 3a. red)

$$I_{\text{ombus}} = \frac{300 \text{ KVA}}{3 \times 0.480 \text{ KV}} = \underline{360.84 \text{ A}}$$

$$I_{\text{rbus}} = 360.84 \text{ A} - 9 \text{ A} + 448.5 \text{ A} = \underline{740.34 \text{ A}}$$

$$I_{\text{magbus}} = 360.84 \text{ A} - 69 \text{ A} + 672.75 \text{ A} = \underline{964.59 \text{ A}}$$

Interrupor Electromagnético (3):

GOULD
SS-4
LT-ST
600 A

Ajuste de Múltiplo Largo (ML):

$$ML \geq 1.15 \quad \frac{In_{\text{ombus}}}{In_{\text{omint}}}$$

$$ML \geq 1.15 \quad \frac{360.84 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML \geq 0.69$$

$$ML \leq 1.3 \quad \frac{In_{\text{ombus}}}{In_{\text{omint}}}$$

$$ML \leq 1.3 \quad \frac{360.84 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML \leq 0.78 \quad 0.69 \leq ML \leq 0.78 \text{ rango disponible}$$

seleccionar $ML = 0.70$

Ajuste de Tiempo Largo (TL):

TL = mínimo (3 seg. banda máxima a 6 veces)

Ajuste de Múltiplo Corto (MC):

$$MC \geq 1.15 \left[\frac{Inombus}{Inomint} \right]$$

$$MC \geq 1.15 * \frac{964.59 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$MC \geq 1.85$$

$$MC \geq 1.15 * \left[\frac{\text{Ajuste magnético max bus}}{Inomint} \right]$$

$$MC \geq 1.15 * \frac{750 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$MC > 1.44$$

$$MC > \frac{\text{Falla Estable Bus}}{Inomint}$$

$$MC > \frac{42,000 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$MC > 70$$

Seleccionar MC = 2

Ajuste de Tiempo Corto (TC):

TC = mínimo (0.17 seg. banda máxima)

Cable 2

**Cobre
500 MCM
415 A
to = 85 °C
tf = 250 °C
1 cond/fase
Fac = 1.13**

Si t = 10 seg.

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{t \times Fac} \log 10 \frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5}} \quad \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{10 \text{ seg} \times 1.13} \log 10 \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5}} \quad 500,000 \text{ CM}$$

$$= 10,900.23 \text{ A}$$

Si t = 0.10 seg

$$I = 109,002.32 \text{ A}$$

Transformador TI

2,500 KVA

4.16 - 0.48 KV

Z = 5.7%

OA

Delta - Estrella conectada sólidamente a tierra

65 °C

Curva ANSI (Categoría II)

Punto 1

$$I_1 = \frac{I_{pc}}{Z_t} 0.58$$

$$I_1 = \frac{2,500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ kV} \times 0.057 \text{ pu}} 0.58$$

$$I_1 = 30,597.88 \text{ A a } 2 \text{ seg.}$$

Punto 2

$$I_2 = 0.7 \frac{I_{pc}}{Z_t} 0.58$$

$$I_2 = 0.7 \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV} \times 0.057 \text{ pu}} 0.58$$

$$I_2 = 21,418.51 \text{ A a } 4.08 \text{ seg.}$$

Punto 3

$$I_3 = I_2$$

$$= 21,418.51 \text{ A}$$

$$t_3 = 2,551 (0.057)^2$$

$$= 8.29 \text{ seg}$$

Punto 4

$$I_4 = 5 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV}} * 0.58$$
$$= 8,720.39 \text{ A a } 50 \text{ seg}$$

Límite NEC

$$\text{NEC primario} = 3 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}}$$
$$= 1,040.90 \text{ A}$$

Capacidad de Sobrecarga

$$I \text{ sobrecarga} = I \text{ plena carga} \times F_e \times F_t$$

donde:

F_e = Factor de enfriamiento

F_t = Factor de temperatura

$$I \text{ sobrecarga} = \frac{2,500 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}} \times 1 \times 1$$
$$= 346.97 \text{ A}$$

Corriente de Magnetización:

$$I \text{ magnetización} = 10 \times I \text{ plena carga}$$
$$= 10 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}}$$
$$= 3,469.70 \text{ A}$$

Relevador de Sobrecorriente 50/51 (4):

**Westinghouse
CO-11
TAPS 1-12 A
INST 6-144 A
RTC 600/5**

**Taps disponibles: 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0,
5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0 y 12.0 A**

$$\text{TAP} \geq \frac{I_{\text{sobrecarga}}}{\text{RTC}}$$

$$\text{TAP} \geq \frac{346.97 \text{ A}}{600/5}$$

$$\text{TAP} \geq 2.89 \text{ A}$$

$$\text{TAP} \leq \frac{\text{NEC}_{\text{primario}}}{\text{RTC}}$$

$$\text{TAP} \leq \frac{1,040.90 \text{ A}}{600/5 \text{ A}}$$

$$\text{TAP} \leq 8.67 \text{ A}$$

Seleccionar TAP de 3 A

Inicio de operación del relevador = 3 A x 120 = 360 A

En este caso para seleccionar el DIAL, se requiere que la curva del relevador pase sobre la del interruptor electromagnético anterior, a un valor de 0.39 seg (0.17 seg + 0.22 seg) al valor de falla estable del bus 1 (42 KA).

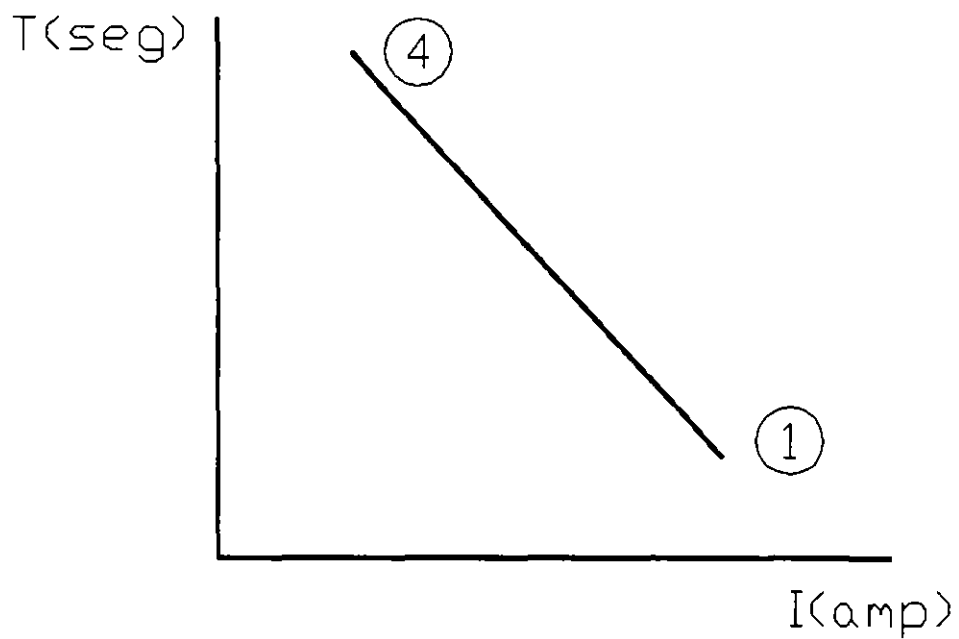
$$\text{Múltiplo} = \frac{42,000 \text{ A}}{360 \text{ A}} * \frac{0.48 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}} = 13.46$$

Con este Múltiplo (13.46) y el tiempo de 0.39 seg, en la curva del fabricante del dispositivo CO-11 se encuentra el valor de la palanca 6.5.

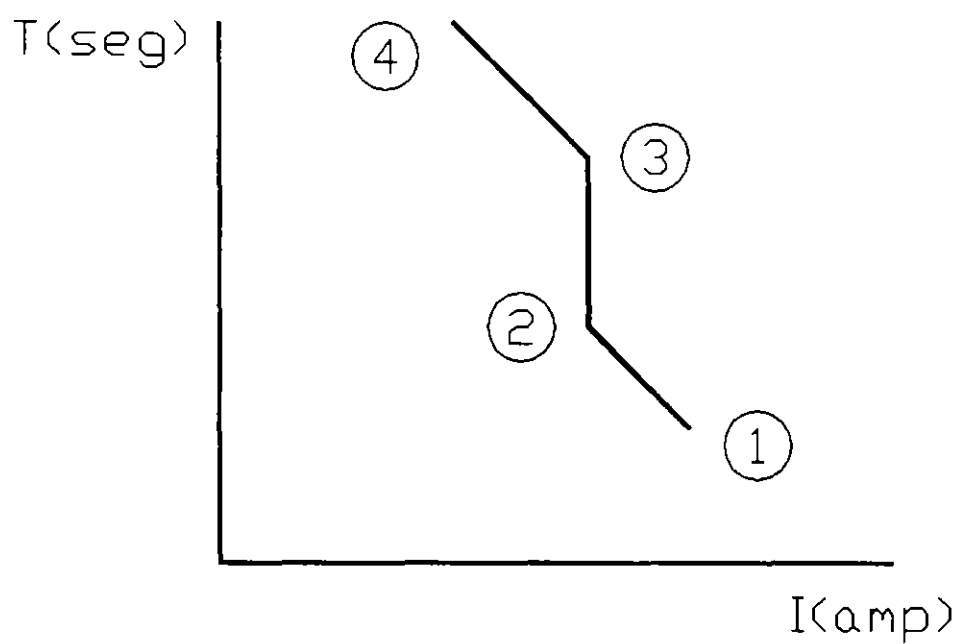
Para calcular el Instantáneo, es necesario conocer la corriente momentánea que pasará por el relevador, cuando ocurra la falla en el bus 2 (64 KA en 480 V).

$$\begin{aligned}
 \text{INST} &> \frac{I_{\text{mom 3-4}}}{\text{RTC}} \\
 \text{INST} &> \frac{64,000 \text{ A}}{600/5} \quad \frac{0.48 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}} \\
 &> 61.54 \text{ A}
 \end{aligned}$$

Seleccionar INST = 62 A

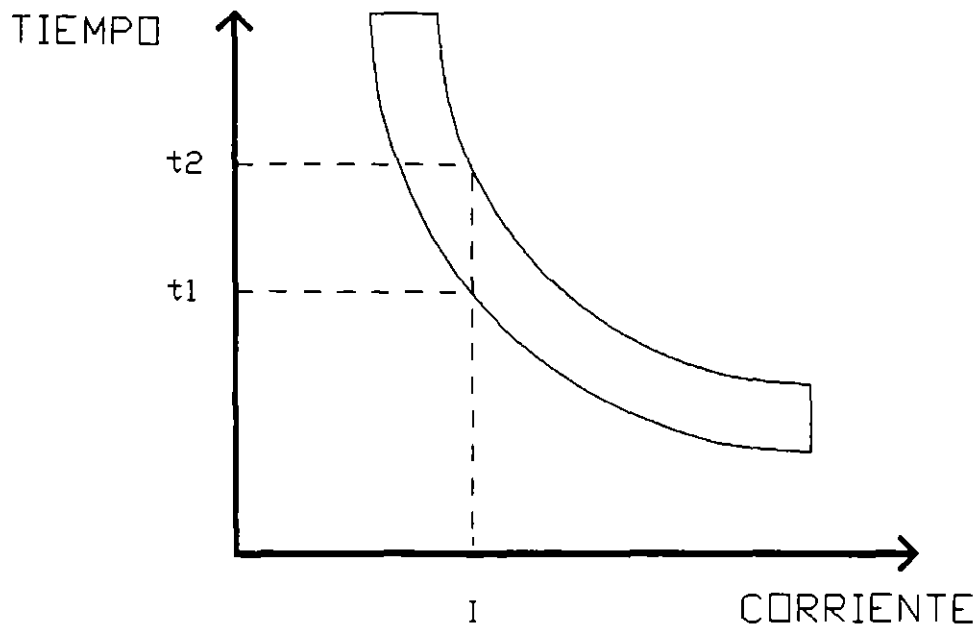


Categoria I



Categorías II, III y IV

FIGURA 1 CURVAS ANSI
PARA TRANSFORMADORES



t_2 ES EL TIEMPO MAXIMO DESDE QUE SE INICIA EL FLUJO DE LA CORRIENTE I , EN EL QUE SE ASEGURA LA OPERACION DEL DISPOSITIVO Y DEL INTERRUPTOR.

t_1 ES EL TIEMPO DESDE QUE SE INICIA EL FLUJO DE CORRIENTE I , EN EL QUE LA CORRIENTE DEBE NORMALIZARSE PARA EVITAR QUE EL DISPOSITIVO BAJO CONSIDERACION OPERE.

FIGURA 2

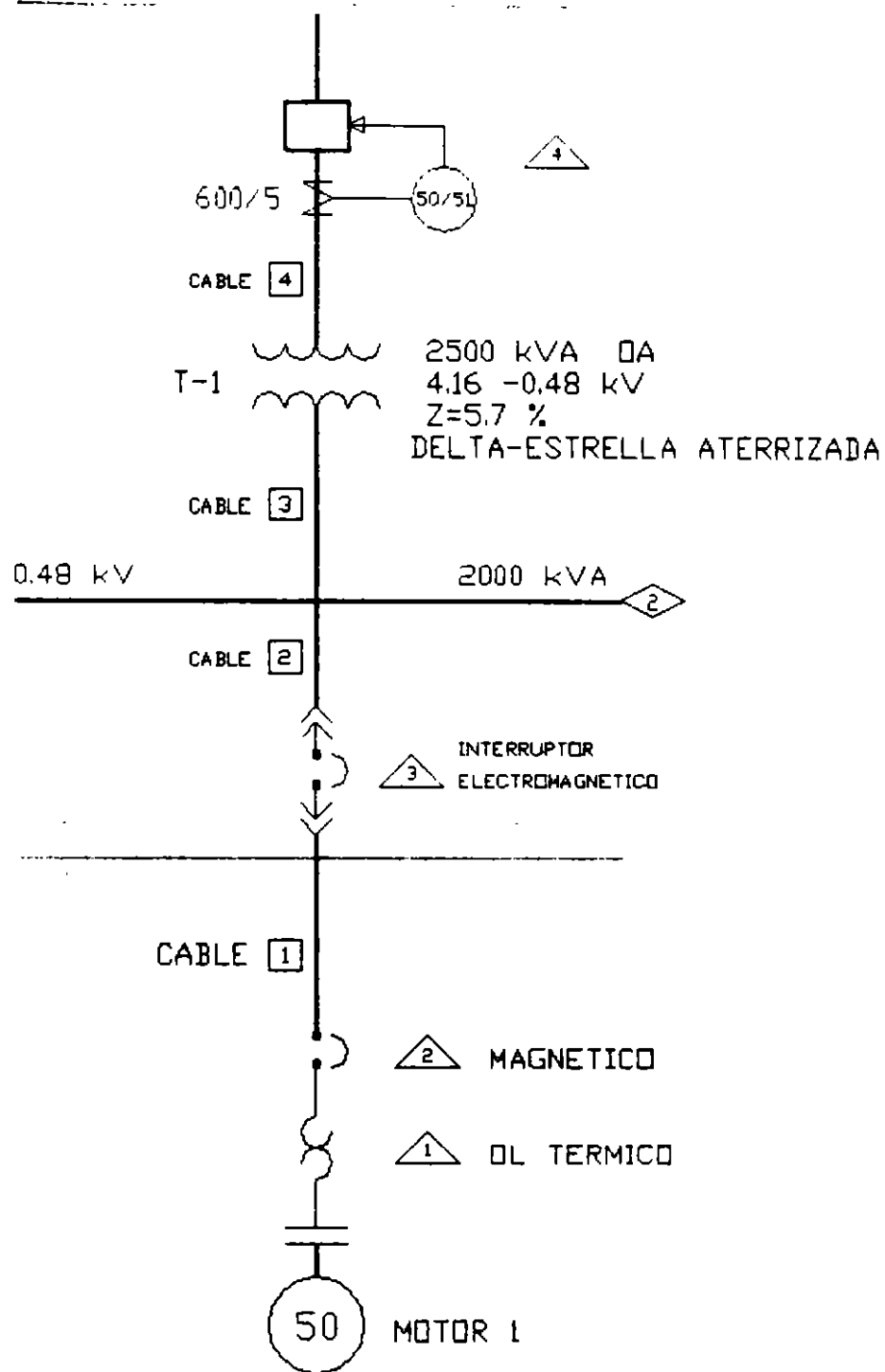


FIGURA 3
DIAGRAMA UNIFILAR

Tabla 1

CATEGORIAS DE TRANSFORMADORES

KVA Nominales de placa

(devanado principal)

CATEGORIA	MONOFASICOS	TRIFASICOS
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1,668-10,000	5,001-30,000
IV	arriba de 10,000	arriba de 30,000

Tabla 2
PUNTOS DE CURVA ANSI

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (Amperes)
1	I	$1,250 (Z_t)^2$	I_{pc}/Z_t
	II	2	I_{pc}/Z_t
	III,IV	2	$I_{pc}/Z_t + Z_s$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III,IV	8.0	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
3	II	$2,551 (Z_t)^2$	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III,IV	$5,000 (Z_t + Z_s)^2$	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
4	I,II,III,IV	50	5 I_{pc}

Donde:

Z_t Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.

Z_s Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del transformador con enfriamiento OA.

I_{pc} Corriente en Amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

Tabla 3

IMPEDANCIAS MINIMAS

MONOFASICO	TRIFASICO	IMPEDANCIA MINIMA Z t
		EN POR UNIDAD
		EN BASE A LOS
		KVA DEL TRANSFORMADOR
KVA	KVA	
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5 - 300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla 4

FACTOR ANSI

CONEXION DEL TRANSFORMADOR	FACTOR ANSI
DELTA - DELTA	0.87
DELTA - ESTRELLA	0.58
DELTA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA- ESTRELLA ATERRIZADA	1.00
ESTRELLA - ESTRELLA ATERRIZADA (TIPO NUCLEO)	0.67
ESTRELLA - ESTRELLA (TIPO ACORAZADO)	1.00
ESTRELLA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA - DELTA	1.00
ESTRELLA - DELTA	1.00

LIMITES NEC

* PROTECCION TERMICA DE SOBRECARGA COORDINADA

Tabla 7

MULTIPLICOS PARA CORRIENTES DE MAGNETIZACION

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	
KVA	MULTIPLO
$KVA \leq 1,500$	8
$1,500 < KVA < 3,750$	10
$3,750 KVA \leq KVA$	12

Tabla 8

SOBRECARGA EN MOTORES

CONSIDERACIONES	MAXIMO AJUSTE (%)
Si $F_s \geq 1.15$ ó $T \leq 40^{\circ}\text{C}$	140
Todos los demás	130

Donde:

F_s = Factor de servicio

T = Elevación de temperatura en $^{\circ}\text{C}$

Tabla 22

TAMAÑO NEMA 4

PARA TODOS LOS GABINETES STANDARD:

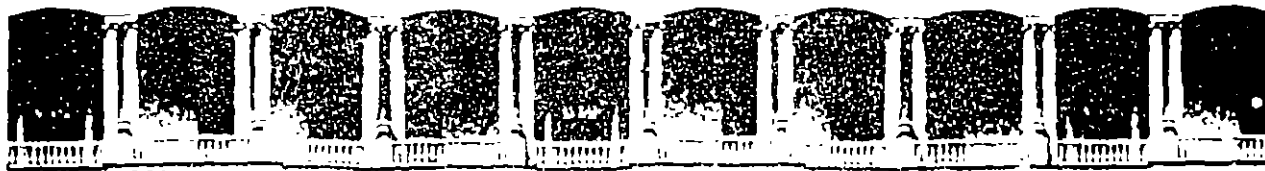
TRES RELEVADORES DE SOBRECARGA POR ARRANCADOR

NUMERO DEL CATALOGO DEL TERMICO	CORRIENTE DEL MOTOR	
	MIN.	MAX.
G30T50A	40.0	42.9
G30T51A	43.0	46.5
G30T53A	46.6	53.5
G30T54	53.6	60.4
G30T55	60.5	71.2
G30T57	71.3	79.4
G30T58	79.5	86.1
G30T59	86.2	94.9
G30T60	95.0	105.0
G30T61	106.0	117.0
G30T62	118.0	132.0
G30T63	133.0	146.0
G30T64	147.0	150.0

TABLA PARA SELECCIONAR TERMICOS MARCA GOULD

**SELECCION Y APLICACION DE LA BOBINA DE DISPARO DEL INTERRUPTOR
PARA RAMAS DE CIRCUITOS USADOS CON INTERRUPTOR MAGNETICO
TRIFASICOS, DE CORRIENTE ALTERNA A PLENO VOLTAJE
COMBINANDO LOS ARRANCADORES PARA MOTOR**

HP DEL MOTOR A VOLTAJE DE:	MOTOR		MAXIMA CORRIENTE		POSICION DEL AJUSTE DE	
	ARRANCADOR		CONTINUA		DISPARO	
	NEMA	#	EN	AJUSTABLE	A VOLTAJE DE	
	TAMAÑO	CATALOGO	AMPERES	AMPERES	DE LINEA DE:	
115 200 230 380 460 575				LO 1 2 3 4 5	HI 115 200 230 380 460 575	
- - - - - 60	4	A80M10	75	460 540 620 660 710 770 800	- - - - -	4
- 30 - 60 60 75	4	A80N10	100	640 750 860 920 975 1050 1100	- HI - 5 3 3	
- 40 40 75 75 100	4	A80P10	150	1000 1180 1380 1480 1575 1720 1800	- 3 1 1 1 1	
- - 50 - 100 -	4	A80P10	150	1000 1180 1380 1480 1575 1720 1800	- - 4 - 3 -	



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS.

MOD. III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA
INDUSTRIA.

TEMA: PROTECTION OF OVERHEAD LINES
AGAINST OVERVOLTAGES.

COORDINADOR:

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

4. PROTECTION OF OVERHEAD LINES AGAINST OVERVOLTAGES

4.1. LIGHTNING STROKES

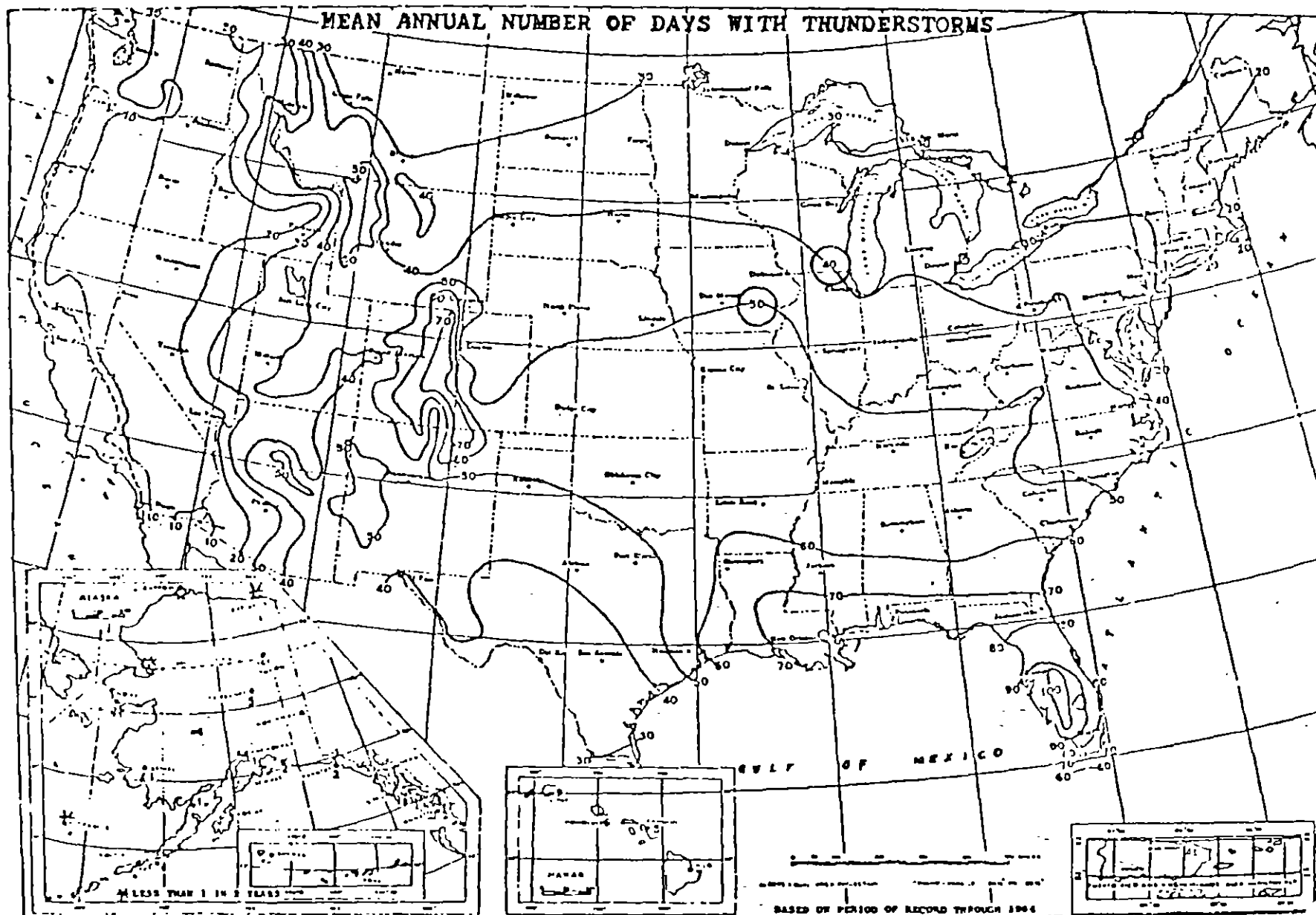
INITIAL DISCHARGE, FROM 10kV/cm
STEPPED LEADER TOWARDS EARTH
RETURN STREAMER FROM EARTH

CURRENTS ARE UP TO 200kA OR MORE
VOLTAGES
WAVESHAPE, STANDARD WAVESHAPE
POLARITY OF 90% OF STROKES IS NEGATIVE
CHARGE 2-200 COULOMB

FREQUENCY
ISOKERAUNIC MAP - NEXT PAGE
(ANNUAL NUMBER OF DAYS WITH
THUNDERSTORMS)

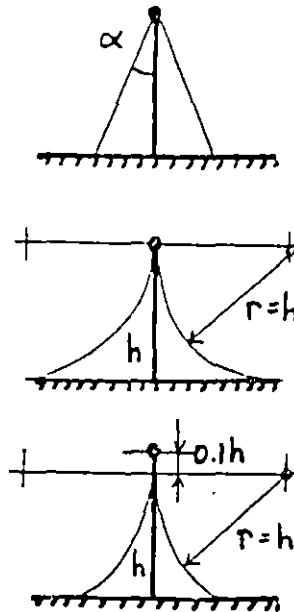
ISOKERAUNIC LEVEL, MEAN IKL = 30,
IKL = 30 CORRESPONDS TO ABOUT
13-14 STROKES / SQ. MILE / YEAR,
OR 1 STROKE / 100 TR. LINE MILES / YEAR

DIRECT STROKES
INDUCED STROKES

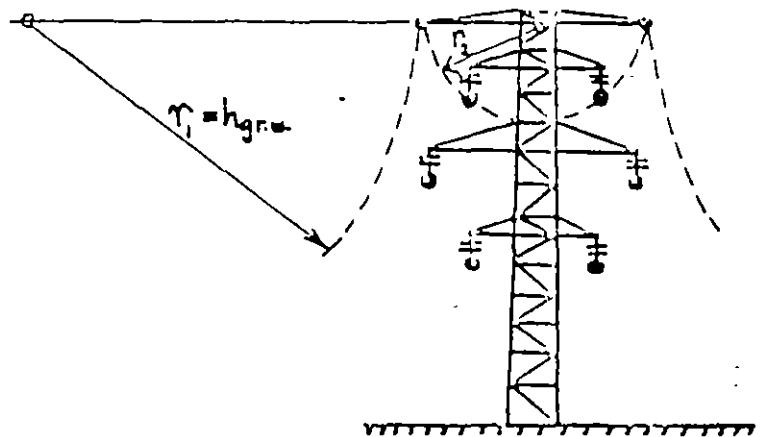


Thunderstorm days as reported by U. S. Weather Bureau.

4.2. GROUND WIRES



PROTECTIVE ZONE
OF A GROUND WIRE



PROTECTIVE ZONE
OF TWO GROUND WIRES

INTERCEPTION OF STROKES

STROKES TO TOWER OR AT MIDSPAN

SHIELDING

TOWER GROUNDING

END EFFECTS

OTHER FEATURES:

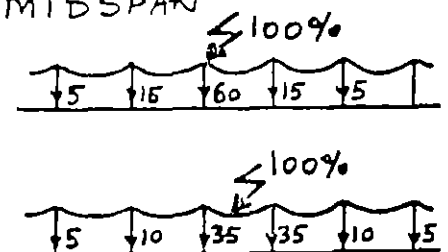
GROUND WIRE LOSSES

INFLUENCE ON FAULT CURRENTS, RELAYING

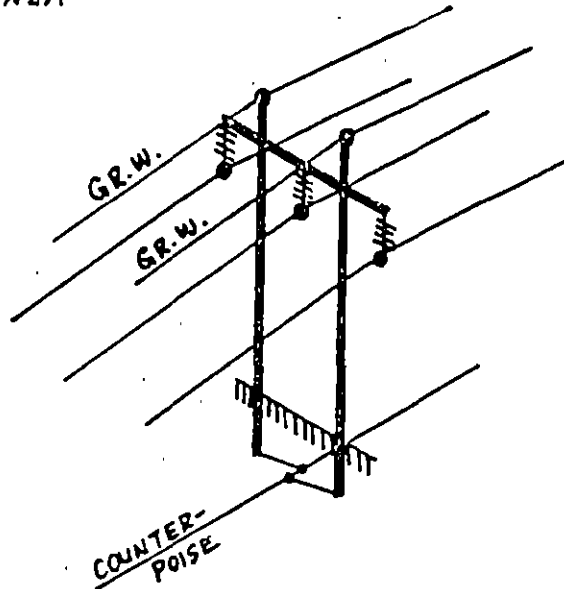
ISOLATED GROUND WIRES

CAPACITIVE COUPLING $\rightarrow$ INDUCED VOLTAGES

INTERFERENCE



4.3. COUNTERPOISE, ES UN CONDUCTOR ENTERRADO A LO LARGO DE LA LINEA



USED IN CASE OF HIGH SOIL RESISTIVITY AND
TOWER GROUNDING RESISTANCES (20-500 Ω)

LEAKAGE RESISTANCE VALUES

LADDER NETWORK

TYPICAL WIRE: 1/4-IN DIAMETER, 2-FT DEPTH

The complete analytical model consists of this geometry, together with an associated set of basic assumptions and mathematical relations. The basic assumptions are listed below.

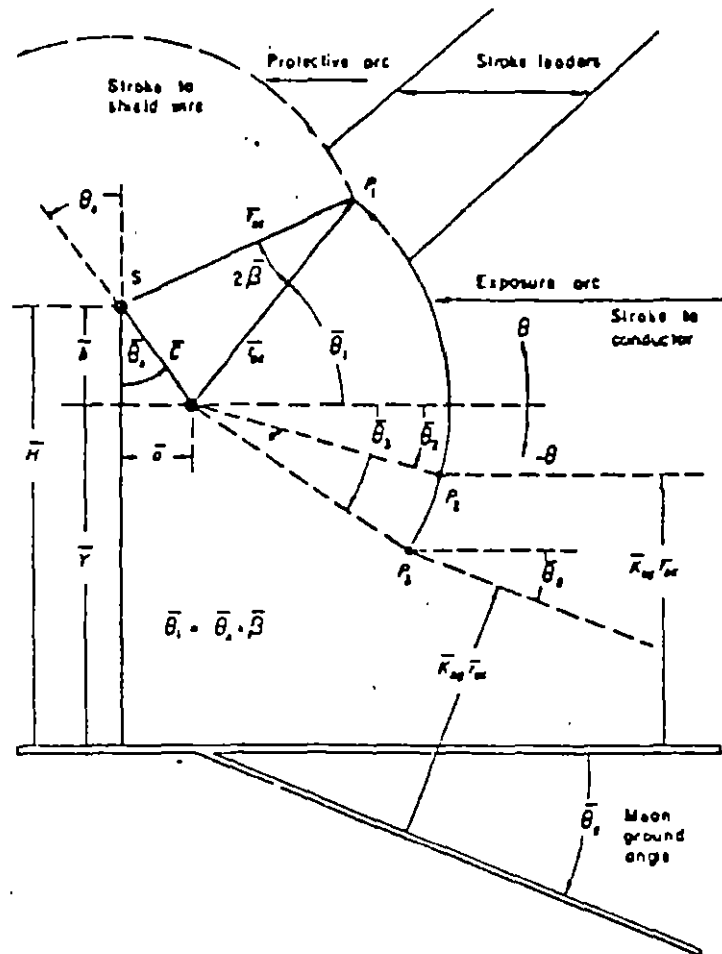
- (a) The mean conductor height $\bar{Y}$ can be computed from profile drawings or, alternatively, estimated for preliminary purposes from the following broad relations:

flat profile

$$\bar{Y}_f = Y_t - (2/3)(S_s) \quad (1)$$

Y_t = height of conductor at the tower,

S_s = sag of the conductor;



Geometry of the reference model for shielding failure.

rolling profile

$$\bar{Y}_r = Y_t; \quad (2)$$

mountainous profile

$$\bar{Y}_m = 2Y_t; \quad (3)$$

for all cases

$$R = \bar{Y} + b, \quad (4)$$

$$b = b_t + (2/3)(S_s - S_d), \quad (5)$$

$$b_t = H_t - Y_t, \quad (6)$$

H_t = height of the shield wire at the tower,

S_s = sag of the shield wire.

- (b) The mean spacing between the phase conductor and the shield wire can be estimated from a preliminary configuration. If none are yet available an estimate of

$$C = U(50\%) / 145 \text{ m} \quad (7)$$

may be used for initial studies.

- (c) The striking distance to be used is the value corresponding to a prospective current to earth of

$$I_{sc} = 2.2 U(50\%) / Z_s \text{ kA}, \quad (8)$$

$U(50\%)$ = critical impulse flashover voltage of the insulation (kV),

Z_s = surge impedance of the conductor in the presence of the shield wires (Ω).

- (d) The most recent estimated striking distances are given as a function of the prospective current to earth

- (e) Analysis of Fig. 2 shows that the mean exposure arc can be reduced to zero for the assigned striking distance by reducing the shielding angle to its mean critical value $\bar{\theta}_m$. The analytical relation existing for this critical condition is:

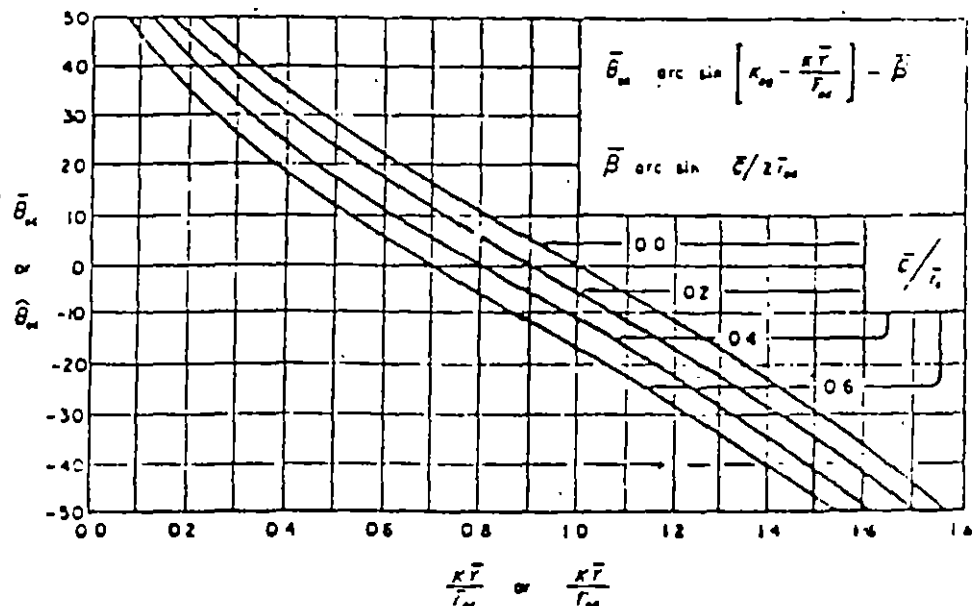
$$\bar{\theta}_m = \bar{\theta}_s + \arcsin(K_m - K\bar{r}/r_m) - \arcsin C/2r_m \quad (9)$$

The sign convention for angles measured from a reference axis through the phase conductor is that anticlockwise angles are positive. Thus a ground plane sloping downward away from the line is assigned a negative ground angle, making the value of $\bar{\theta}_m$ smaller. Figure 3 shows curves computed from Equation (9) for K_m taken as unity and $\bar{r}_m$ taken as zero.

In the design of shielding systems for new lines it is useful to recognize a number of practical deviations from the reference model which can readily be taken into account.

- (f) The first deviation of importance concerns the striking distance. In estimates of shielding failure outage rates, the use of the mean striking distance is logical. For an assumed mean value there will, of course, be some smaller distances and some larger distances. The former could result in outages while the latter should not. It has been thought prudent to assume a 10% standard deviation below the mean value to define an "effective" value. Comparison of estimated and actual line performance (Whitehead, 1974), suggests the utility of this assumption. Thus, for design purposes an effective striking distance is defined as:

$$r_{sc} = 0.9 r_m \quad (10)$$



Curves for critical shielding angle

	Minimum*	Representative	Maximum*
<i>Stepped leader (guia escalonada)</i>			
Length of step, m	3	50	200
Time interval between steps, μsec	30	50	125
Average velocity of propagation of stepped leader, m/sec†	1.0×10^6	1.5×10^6	2.6×10^6
Charge deposited on stepped-leader channel, coul	3	5	20
<i>Dart leader (guia Flecha)</i>			
Velocity of propagation, m/sec†	1.0×10^6	2.0×10^6	2.1×10^7
Charge deposited on dart-leader channel, coul	0.2	1	6
<i>Return stroke† rayo de retorno</i>			
Velocity of propagation, m/sec†	2.0×10^7	8.0×10^7	1.6×10^8
Current rate of increase, ka/ μsec §	<1	10	>80
Time to peak current, μsec §	<1	2	30
Peak current, ka§		10-20	110
Time to half of peak current, μsec	10	40	250
Charge transferred excluding continuing current, coul	0.2	2.5	20
Channel length, km	2	5	14
<i>Lightning flash (descarga atmosférica)</i>			
Number of strokes per flash	1	3-4	26
Time interval between strokes in absence of continuing current, msec	3	40	100
Time duration of flash, sec	10^{-2}	0.2	2¶
Charge transferred including continuing current, coul	3	25	90

* The words maximum and minimum are used in the sense that most measured values fall between these limits.

† Velocities of propagation are generally determined from photographic data and thus represent "two-dimensional" velocities. Since many lightning flashes are not vertical, values stated are probably slight underestimates of actual values. See also comments in Sec. 2.3.1.

‡ First return strokes have slower average velocities of propagation, slower current rates of increase, longer times to current peak, and generally larger charge transfer than subsequent return strokes in a flash.

§ Current measurements are made at the ground.

¶ A lightning flash lasting 15 to 20 sec has been reported by Godlonton (1896).

Modelo de una Descarga Directa a una Estructura.

Dellera, Carbagnati
CESI, Milán 81-84

- Modelo para analizar blindaje de estructuras
- Similitud entre descargas largas en laboratorios y descargas atmosféricas
- Cálculos de campos EM basados en el método de simulación de cargas de Steinberger

I. Eventos Básicos

1. Descarga ascendente
2. Descarga descendente a tierra
3. Descarga descendente a la estructura

II. Simulación de la descarga descendente (guía)

1. Carga : descargas positivas = $+ 50 \mu\text{C/m}$
descargas negativas = $- 100 \mu\text{C/m}$

2. El efecto de Ramificaciones se incluye en la expresión para la parte superior del canal

$$q = 33 \tilde{I}^{0.68} (\mu\text{C/m}; \text{kA})$$

Los valores obtenidos son consistentes con los correspondientes a descargas atmosféricas de baja corriente.

e.g. (a) $\hat{I} = 5 \text{ kA}$ $\nu = 15\% \text{ a } 20\%$ $c = f(\hat{I})$
 $(> 98\%)$ $c = 3 \times 10^8 \text{ m/s}$

$$q = \frac{\hat{I}}{\nu} = \boxed{100 \mu\text{C/m}} \quad \text{para } \nu = 0.17 c$$

si la carga de impulso: $Q_i = 0.3 \text{ C}$

$\Rightarrow$ la longitud del canal es: $\boxed{L = 3 \text{ km}}$

(b) $\hat{I} = 100 \text{ kA}$ $\nu = 0.4 c$
 $(> 5\%)$

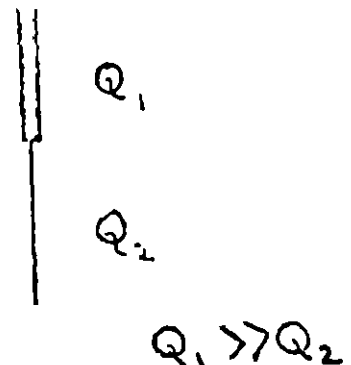
$$q = \frac{\hat{I}}{\nu} = 800 \mu\text{C/m}$$

$$Q_i = 13 \text{ C}$$

$$L = 10 \text{ km}$$

$$Q_1 = q_1 L \quad Q_i = Q_1 + Q_2$$

$$q_1 = 38 \hat{I}^{0.68}$$



Q_1
 Q_2
 $Q_1 \gg Q_2$

3. Velocidad de la Descarga (guía)

descargas negativas: 50-100 mm/ μ s

descargas positivas: 15 mm/μs

4. Longitud de la descarga en progreso

depende de un campo crítico: $200-400 \text{ kV/m}$

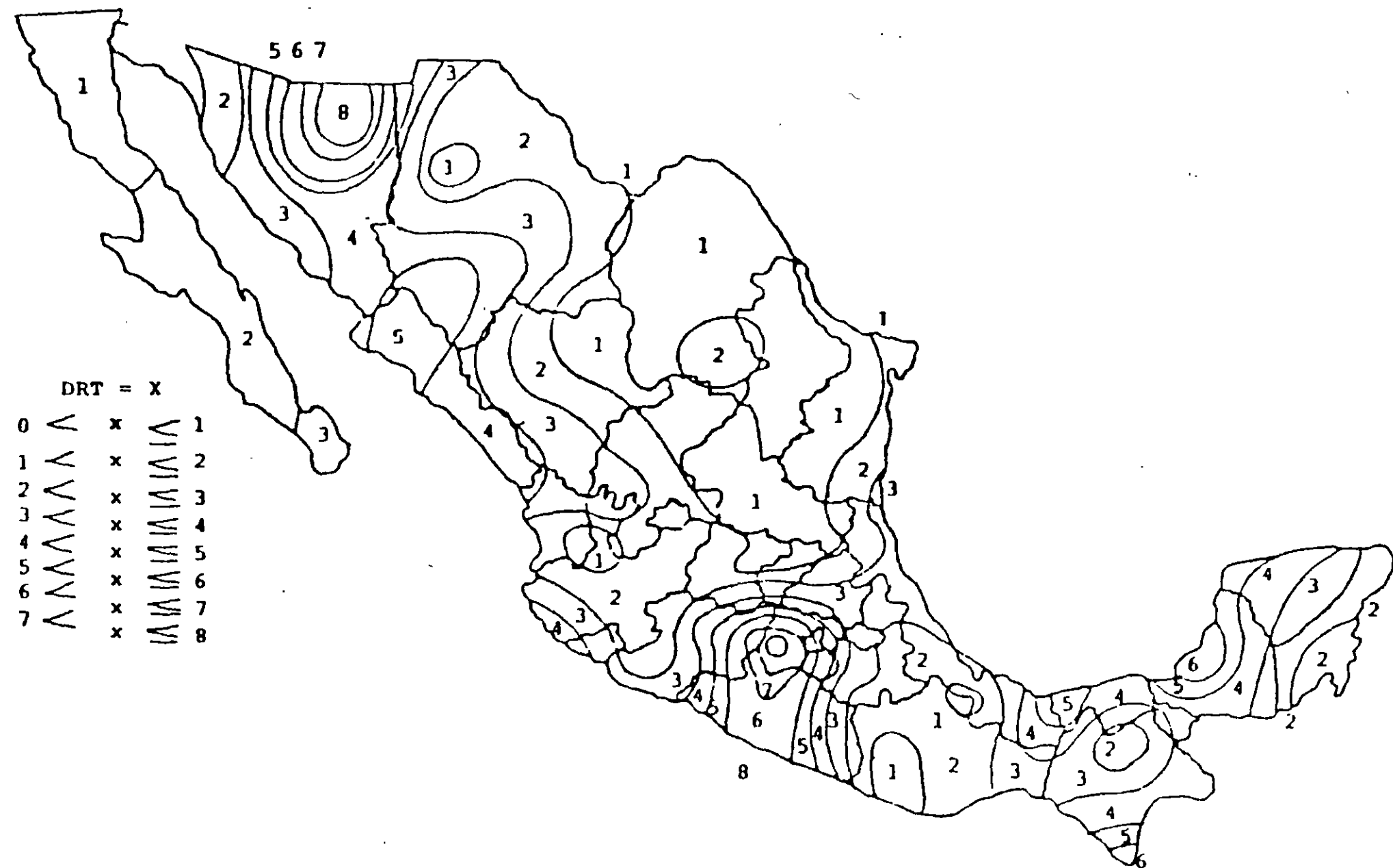
5. Propagación de la descarga en el sentido y dirección del máximo gradiente.

III. Simulación de la descarga ascendente (guía)

1. Punto de iniciación de la descarga depende de un "Radio Crítico del Electrodo", según mediciones de laboratorio de Camaral & Thione

descargas positivas { barras = 350 mm
alambres = 100 mm
(conductores)

descargas negativas { barras = 700 mm
alambreres = 200 mm
conductores



Mapa de isodensidad de rayos a tierra (DRT) promedio (1983-1989)

LIGHTNING PERFORMANCE OF TRANSMISSION LINES

by J. G. Anderson

12.1 INTRODUCTION

The initiation of an insulator flashover by a lightning stroke is a very complex electromagnetic event. It involves poorly defined gas discharge physics, rapidly changing electromagnetic fields in which retardation plays a major role, nonlinear effects due to corona development on the conductors and on the tower itself, and frequency- and current-dependent impedances of the earth. To evaluate the problem, it must be simplified and linearized somehow. The degree of simplification depends on the availability of computational power and on the skills of the user in understanding what is really being done with the computational power available. A realistic simplification of the problem is also affected by the limited precision of the information about the problem excitation function, i.e., the lightning stroke itself. There is little point in computing the lightning response of a transmission tower with great accuracy if one knows only in a vague way what the lightning stroke is. Since the first edition of this book, substantial progress has been made by Uman *et al.* (1), Anderson (2) in South Africa, and others (3-6) in resolving the physical characteristics of the lightning flash and refining the statistics of its current waveshapes and magnitudes. Lightning statistics are notoriously non-Gaussian and imperfect, and much scientific intuition resides in the curves presently used by the industry. The complexity and multitudinous nature of these statistics spurred the successful development of computer Monte Carlo techniques to predict transmission-line lightning flashover probabilities (7). However, the techniques require the utilization of digital computers with substantial number-crunching capabilities and high speeds.

In this edition, the author has endeavored to supply the user with a step-by-step, linearized numerical solution that can be realized with nothing more powerful than a hand calculator. However, the repetitious nature of these calculations, which require that voltage be examined phase by phase and waveshape by waveshape, makes it almost mandatory that a programmable hand calculator be utilized to avoid setting up each equation over and over. The foundations of each step in the method are reviewed, with the more complicated mathematics relegated to appendixes, and a step-by-step numerical example for a double-circuit tower is provided to guide the user. The procedure is fairly long, but not overly complicated, and utilizes all the rigor that appears feasible for a hand calculator.

12.2 PROBLEMS OF ACCURACY

There are few absolutes in the computation of lightning flashovers of transmission lines. For the most part the engineer is dealing in statistics. A line with a computed average flashover rate of 1.0 per 100 miles per year may easily exhibit 2.0 per 100 miles for the first year, none for the second year, and 3.0 for the third year, and still have a long term average of 2.0. In terms of protective relaying and reliability planning, it is important to know the probability of the actual flashover rate exceeding some specified value in any given year. To determine these probabilities, one must turn to binomial statistics.

When a lightning flash makes contact with a line, there are only two possible outcomes: success (no flashover) or failure (flashover). A basic theorem of binomial statistics states that if the probability of success (no flashover) for a single flash is p , then for n flashes to the line, the probability that there will be exactly k successes and $n - k$ failures is given by

$$P_k = \frac{n!}{k!(n-k)!} p^k q^{n-k} \quad (12.2.1)$$

where p is the probability of a success and q equals $1 - p$, which is the probability of a flashover.

Equation 12.2.1 provides the key to evaluating the theoretical flashover probabilities for any given year. Under service conditions, one can determine an actual flashover rate only by keeping outage records from year to year and gradually gaining an impression of the effectiveness of the design. However, until one accumulates enough data, these impressions may be misleading, sometimes resulting in initiation of corrective actions to a line that was actually of good design but was subject to unfortunate circumstances after it was first energized. As a practical case, assume that a new line with a length of 100 miles is built, that the line is designed to have a flashover rate of 1.0 per 100 miles per year, and that the line is located in an area with a keraunic level such that 100 flashes contact the line in an average year. Then, the probability, q , of a flash causing flashover is $1/100 = 0.01$.

For the total sample size, n , of 100 flashes, Eq. 12.2.1 yields the following probabilities

Flashover Rate ($n-k$) Per 100 Miles Per Year	Probability (P_k) That This Rate Will Be Observed
0	0.366
1	0.369
2	0.185
3	0.061
4	0.015

Thus, the probability of observing a flashover rate of zero is about the same as of observing the true flashover rate of 1.0 per 100 miles per year. If one sums the probabilities, then about 27% of the time there would be a flashover rate of at least double the true rate. This, of course, is for a constant sample size of 100 flashes to the line each year. But ground-flash density varies from year to year over a range of 2.0 to 1.0 or even more, thus further expanding the observed flashover rates. Curve A of Figure 12.2.1 shows the lightning flash incidence to a 110-kV line observed by Popolansky (6) over a period of 10 years. The average incidence was 46.8 flashes per 100 kilometers per year, varying between a minimum of 20 and a maximum of 92. If the line had been designed to have a true flashover probability of $P = 0.01$ per flash, then the most probable flashover rate over the 10-year period would have been 0.468 per 100 kilometers per year. However, whenever the lightning flash incidence to the line dips below 50 in a given year, the probability of even one lightning flashover occurring in that year drops below 0.5. Consequently, the observer may record none at all. At most, one could expect only about one flashover a year in those years of higher lightning incidence. If the assumption is made that one flashover occurs in each year designated as a higher-lightning-incidence year, there would be four flashovers in the 10 years, resulting in a flashover rate of 0.4 per year, which is not far from the most probable or ideal rate of 0.468. However, if one kept a running tally of the observed flashover rate, it would appear as curve B of Figure 12.2.1. The observed flashover rate begins to converge on its true value in about 10 years. It should be noted that for the first 2 years the line had no flashovers at all.

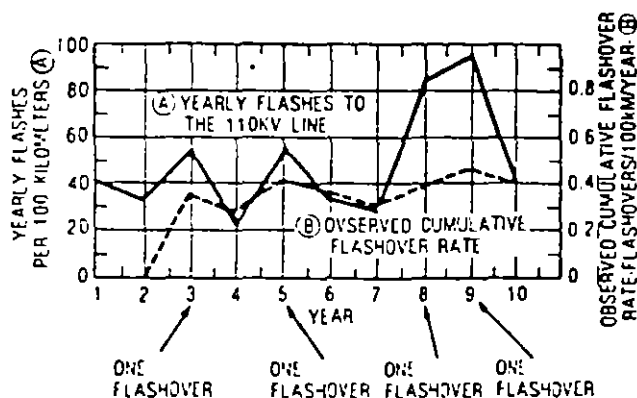


Figure 12.2.1 Observations of lightning performance of a 110-kV line by Popolansky (6)

From the application viewpoint, the conclusion is that good accuracy at low flashover rates is not possible, either from digital models (statistically) or from observation in the field. Precision in statistics requires a large data base, but for lightning flashover calculations this large data base is simply not available. Despite this, observable or computable trends may still serve to guide the user in choosing among the alternatives to achieve the lowest possible outage rate consistent with economic reality. There are trade-offs in cost (as well as in flashover rates) between adding insulation and reducing footing resistance that may be considered so as to gain the greatest improvement for the least money. Flashover calculations may also guide other choices, such as choice of tower height, of additional ground wires, and of tower construction.

12.3 TERMINOLOGY

Over the last century, a plethora of terms has evolved to describe the physics of lightning and lightning effects. The same words have been defined differently, and different words have been applied to the same referents. Especially in the United States, the engineering terminology has been neither specific nor concise. In this chapter, European usage is followed whenever feasible, and, in particular, one should note the following terms:

- Flash—a term encompassing the entire electrical discharge from cloud to stricken object.
- Flashover—an electrical discharge completed from an energized conductor to a grounded support. It may clear itself and not trip a circuit breaker.
- Stroke—the high-current components in a flash. A single flash may contain several strokes.
- Trippout—a flashover of a line that does not clear itself. It must be cleared by operation of a circuit breaker.

12.4 LIGHTNING FLASH PARAMETERS

The basic concepts that appear in any computation of lightning flashovers of transmission lines divide broadly into the concepts of incidence (the appearance of lightning on the line) and the concepts of response (the voltages created on the line by the flash when it occurs). Knowledge of the latter concepts is more complete because they are more easily studied in the laboratory, whereas knowledge of the former relies primarily on incidental observations and inferences both from records and from field measurements.

KERAUNIC LEVELS AND ISOKERAUNIC MAPS

Any locality through which transmission lines must pass may be said to have a certain keraunic level, or isokeraunic level, as it is usually called. The level represents the average number of thunder-days per year at that locality, i.e., the average number of days per year on which thunder will be heard during a 24-hour period. The keraunic level may be determined by referring to the isokeraunic maps prepared by the U.S. Weather Bureau (Figure 12.4.1) in which lines of constant keraunic level are plotted in a manner similar to the altitude contour lines on a topographic map. These lines of constant keraunic level are known as isoke-

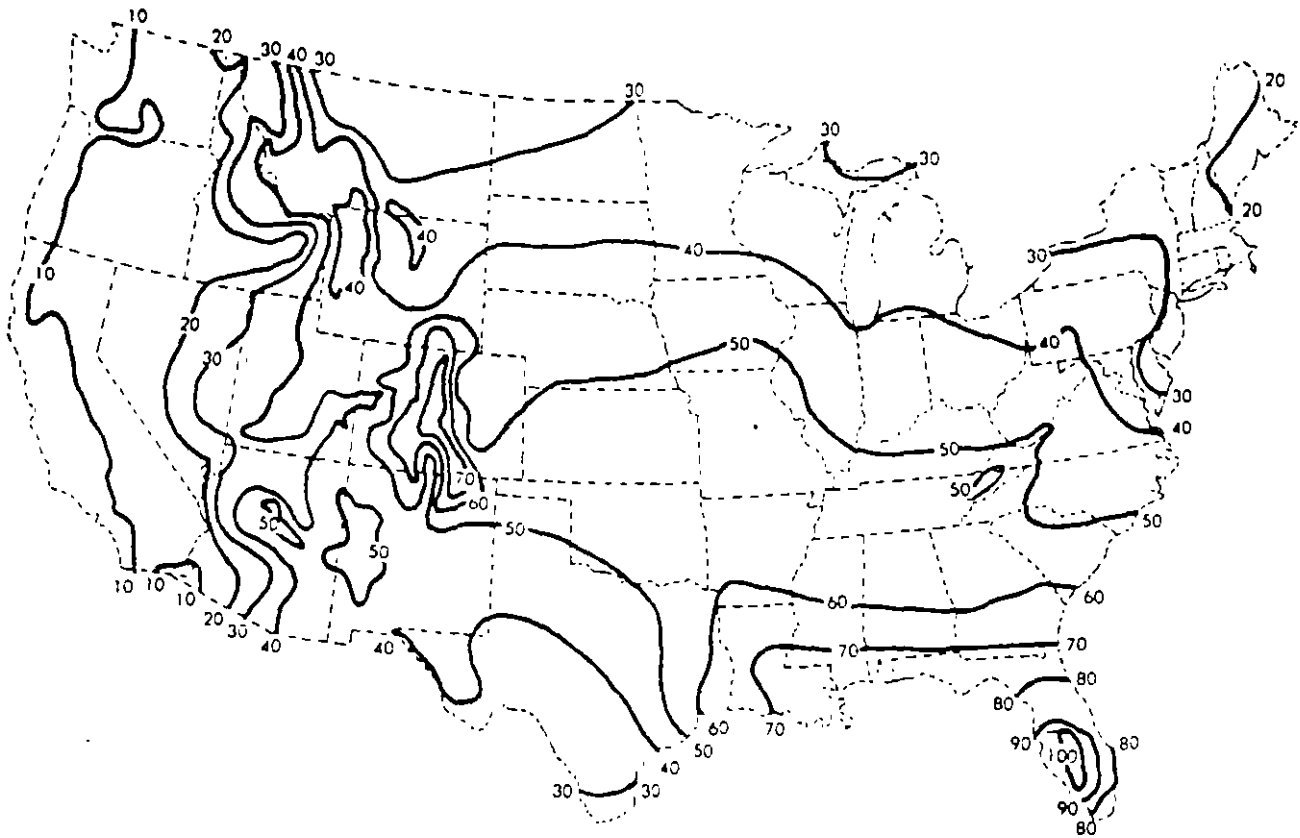


Figure 12.4.1 Isokeraunic map showing mean annual days of thunderstorm activity within the continental United States

raunic lines, and the keraunic level in any region may be approximated by interpolating between the isokeraunic lines on these maps.

The keraunic level is a statistic that obviously depends on the hearing ability of the weather observers, on ambient noise backgrounds and local geography, and on a conscientious completion of weather records. If two thunderstorms occur in any day, the day is still classified as one thunder-day, and the deviation of the number of thunder-days about the mean and their duration—statistics important in establishing confidence limits for a design—are not usually reported.

The U.S. Weather Bureau now keeps hourly weather records at all first-order weather stations, and these records are available on magnetic tapes or punched cards. Such observations permit the construction of isokeraunic maps based on thunder-hours rather than days and, when such maps are ultimately developed, the finer resolution should sharpen the lightning computation processes. The finest resolution will occur when research is completed on counting the actual number of cloud-to-ground strokes in thunderstorms.

The keraunic level is the basic statistic that must be known for a given geographical region before the lightning incidence to earth or to any transmission line in that region can be computed. As a first approximation, the error in determining this important parameter will make a proportionate error in calculation of lightning performance.

NUMBER OF FLASHES TO EARTH

For simplicity, it has usually been assumed that the number of flashes to earth or to a transmission line in a specified locality

is roughly proportional to the keraunic level (annual thunder-days) in that locality. Prentice (9) has presented a comprehensive summation of the research on relationships between flash counts to earth and the keraunic level. Table 12.4.1, taken from Prentice, shows that most researchers have arrived at a proportional relationship ranging from 0.17 to 0.197 ground flashes per square kilometer per year where T is the keraunic level in annual thunder-days. The average ground-flash density in Table 12.4.1 is 0.147 for those observations with no exponent for T . The first edition of this book used a value of 0.17, which made an allowance for reduced numbers of flashes to lines due to shielding by trees and undulating terrain (10). In open country, the 0.147 relationship would hold. As a compromise, it is suggested that

$$N = 0.12T \quad (12.4.1)$$

where N is the number of flashes to earth per square kilometer per year and T is the keraunic level in thunder-days per year in the area or,

$$N_m = 0.317 \quad (12.4.2)$$

where N_m is the number of flashes to earth per square mile per year. For all lightning calculations in this chapter (and in most published methods), the number of lightning flashes to earth or to a transmission line will be proportional to the keraunic level.

INTERCEPTION OF FLASHES BY THE LINE

A transmission line passing above the earth may be said to throw an electrical shadow on the land beneath. Lightning

Table 12.4.1
EMPIRICAL RELATIONSHIPS BETWEEN LIGHTNING GROUND-FLASH DENSITY AND ANNUAL THUNDER-DAYS (T)

Location	Ground-Flash Density ($\text{km}^{-2}\text{yr}^{-1}$)	Reference
India	0.17	Aiya (1968)
Rhodesia	0.147	Anderson and Jenner (1954)
South Africa	$0.0237T^{1.3}$	Anderson/Eriksson (1981)
Sweden	$0.0047T^2$ (approx)	Müller-Hillebrand (1964)
U.K.	$0.07T$	Stringfellow (1974)
U.S.A. (North)	0.117	[$a = 2.6 \pm 0.2 \times 10^{-3}$, $b = 1.9 \pm 0.1$]
U.S.A. (South)	0.177	Horn and Ramsey (1951)
U.S.A.	0.17	Horn and Ramsey (1951)
U.S.A.	0.157	Anderson and others (1968)
U.S.S.R.	$0.0367T^{1.3}$	Brown and Whitehead (1969)
World (temperate climate)	0.197	Kolokolov and Pavlov (1972)
World (temperate climate)	0.157	Brooks (1950)
World (tropical climate)	0.137	Golde (1966)
		Brooks (1950)

flashes that would generally terminate on the land inside the shadow will strike the line instead, whereas flashes outside this shadow will miss the line entirely. Figure 12.4.2 shows a simple approximation for the width, W , of this shadow for a line with two shield wires. For a line with only one shield wire, b becomes zero. The height, h , in Figure 12.4.2 is the mean shield wire height of the line, not the towers, and is given by

$$h = h_f - 2/3 (h_f - h_{fs}) \quad (12.4.3)$$

where h_f is the height of shield wires at the tower and h_{fs} is the shield wire midspan clearance to ground. After h has been determined, then the shadow width is given by

$$W = h + 4h \quad (12.4.4)$$

The preceding is a simplistic representation of the shadow width justified only by the meager, available knowledge of the true mechanism involved. Whitehead (11) has reviewed other more complicated approximations for this shadow width and has suggested a modification of Eq. 12.4.4 that yields a better correlation with meteorologic link data. This revised relation is

$$W = b + 4h^{1.09} \text{ m} \quad (12.4.5)$$

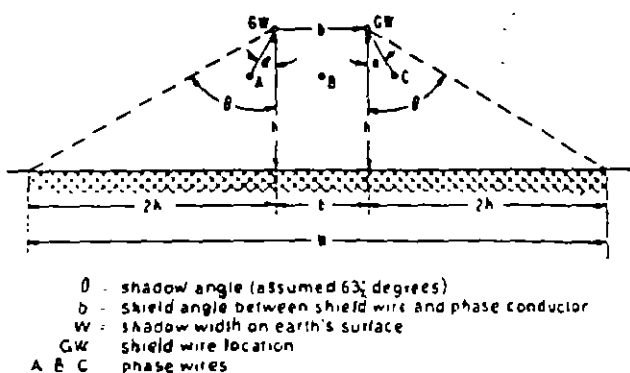


Figure 12.4.2. Width of right-of-way, shielded from lightning strokes (horizontal single circuit line with two shield wires)

Equation 12.4.5 is used for subsequent calculations, and combining it with Eq. 12.4.1, the relationship for the number of flashes to the line becomes

$$N_L = 0.012T(b + 4h^{1.09}) \quad (12.4.6)$$

where N_L is the number of flashes to the line per 100 kilometers per year and T is the keraunic level in thunder-days per year.

LIGHTNING FLASHES TO SHIELD WIRES AND TOWERS

All the equations in this chapter and in most of the chapter appendices are based on the assumption that the lightning flash contacts the tower top. In fact, the equations for flash frequency to the line, e.g., Eq. 12.4.6, are derived on the basis of equal probabilities of flashes appearing anywhere along the line, including midspan. However, the towers tend to attract a somewhat greater proportion of strokes because they are higher, and the midspan area attracts less because it is closer to the earth. The towers are also more massive, tending to increase their proportionate share. The further the flash terminates away from the tower (on the shield wire), the less is the stroke current eventually entering the tower top, and, in midspan, the current splits and only half of it arrives at the towers at the ends of the stricken span. At first glance, it appears that a stroke to a shield wire at midspan would very likely create a midspan flashover to the nearest phase conductor. However, Wagner and Hileman (12.13) examined this process in 1964 and found that the very heavy predischARGE currents that develop must inhibit midspan flashover long enough for current reflections to arrive from the adjacent towers, thus reducing the midspan voltage below the flashover level. This process has since been confirmed for larger conductor-to-conductor gaps (14), and it is fairly certain that midspan lightning flashovers are quite uncommon.

For lack of a better procedure, the author has adopted guidelines assuming that 60% of the flashes contacting a line are near enough to a tower to be considered a tower flash and that the remaining 40% are far enough out on the span to cause no damage. The actual flash frequency to towers is then

$$N_T = 0.6(N_L - N_S) \quad (12.4.6A)$$

where N_L is the total number of flashes to the line per 100 kilometers per year and N_S is the total number of flashes causing shielding failure per 100 kilometers per year. For wood pole lines, the 60% tower flashes must be reduced because of the lessened attractive effects of the wood structures. A value of 40% is suggested.

FLASHES TO TALL STRUCTURES

Relationships such as that expressed by Eq. 12.4.5 are substantially lower for very tall objects. For example, New York City has a keraunic level of about 27, and, in 1947, the Empire State Building was about 396m high to the top of its mast. Using the same concepts presented in Figure 12.4.2, the number of flashes to the building per year would be 1.35. However, the author has observed as many as 12 flashes to the building in a single storm, and the yearly average is almost an order of magnitude higher than 1.35. The discrepancy is partially due to the changing of the flash mechanism for very high objects: above 60m flashes can trigger from the stricken object itself instead of from the cloud overhead. Consequently, flash frequency increases sharply. However, Eq. 12.4.6 should be adequate for all except the tallest transmission towers, such as those at river crossings.

PROBABILITY DISTRIBUTION OF STROKE AMPLITUDES

The stroke-current amplitudes within a lightning flash are described in terms of probabilities. These probabilities become more sharply resolved each year as the increasing volume of data on stroke-current amplitudes from various research projects enter the main stream of evaluation work. Particular attention should be called to the work of Berger and others in Switzerland (3), Anderson and his associates in South Africa (5), Uman and his associates (1), Cianos and Pierce (4), Popolansky (8), and Szpor and his associates (15).

The following material is based largely on a summation of the present knowledge of stroke-current amplitudes and waveshapes prepared by Anderson and Eriksson (5) in 1979 for presentation to CIGRE Study Committee 33 on overvoltages and insulation coordination.

- **Multiple Stroke Flashes:** About 55% of flashes have more than one stroke, and about 90% of the flashes will not exceed eight strokes. The mean number of strokes per flash may be assumed to be three.
- **Flash Peak Current Amplitudes:** In 1972, Popolansky (16) published a cumulative probability curve of 624 peak current measurements of lightning flashes from investigations in Europe, Australia, and the United States. A log normal approximation of this curve is shown in Figure 12.4.3, in which the approximate median current, $\bar{I}$, is 26 kA and $\sigma_{\log I}$ is 0.39. This evaluation was used in the first edition of this book for shielding failure strike distance determinations. However, over 50% of these measurements were on chimneys of unspecified height and also included positive peak currents from Mount San Salvatore, which were not really downward flashes of the type expected to transmission lines in open country. Therefore, Anderson and Eriksson (5) recently developed a modified curve containing only downward flashes to structures less than 60 m in height, for which 338 records were available. The resulting curve is also shown in Figure 12.4.3. This log nor-

mal approximation has a median current, $\bar{I}$, of 31 kA and a $\sigma_{\log I}$ of 0.30.

For lightning flashover computations using a small calculator, the statistical log normal curve is much too complex, but these log normal curves may be approximated with due reasonable accuracy between 5 kA and 200 kA with two simple equations. For the Popolansky curve,

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{25}\right)^2} \quad (12.4.7)$$

and for the Anderson-Eriksson curve,

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^{2.6}} \quad (12.4.8)$$

where P_I is the probability that the peak current in any flash will exceed I in kiloamperes. Equation 12.4.8 is used as the basis for all stroke-current magnitude calculations in this chapter, for both back-flashover and shielding failure. Positive flashes are comparatively rare and are not included in the analysis.

STROKE WAVESHAPE PARAMETERS INFLUENCING FLASHOVER

The waveshapes of the stroke currents within lightning flashes to power lines play an important role in the development of voltages across the line insulators, particularly for taller structures, for which the surge impedance has a magnifying effect.

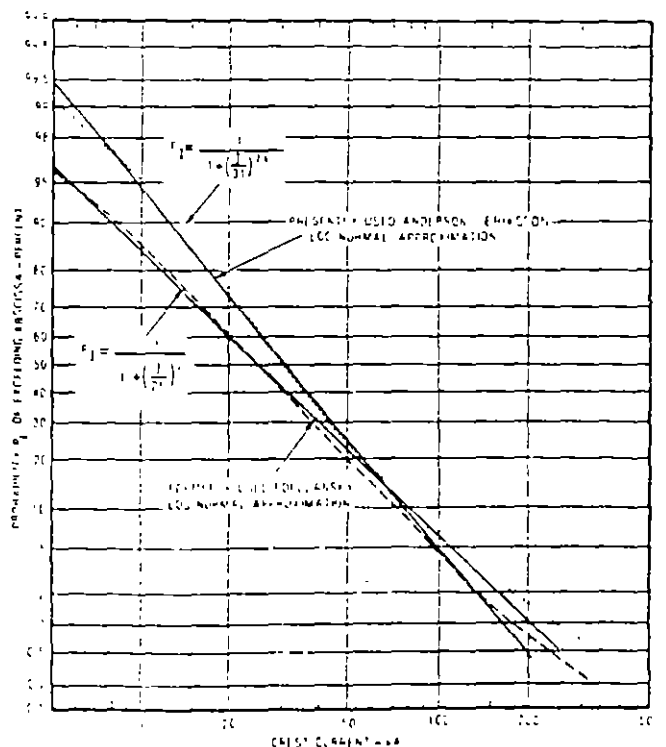


Figure 12.4.3 Cumulative frequency distribution of peak current amplitudes in downward negative flashes

The most comprehensive waveshape data for these high current peaks have come from the work of Berger and associates (3) at San Salvatore. These data have been augmented by records from many other localities (2). The following material is primarily derived from Berger's negative-flash-to-earth data because negative flashes are the principal troublemakers for transmission lines.

COMPOSITE WAVESHAPES

The first stroke-current waveshape in a flash tends to rise more gradually to crest than the waveshapes in subsequent strokes. Figure 12.4.4 shows composite waveshapes of the first and subsequent strokes developed by Anderson and Eriksson from a computer blending of many Mount San Salvatore strokes and other records. Clearly, the subsequent stroke wavefront has the capability to create higher voltage on a transmission tower during its rise to crest than the first stroke, provided it has sufficient amplitude. However, it also has a tail that tends to fall off rapidly, helping to relieve any voltage that is developed. Week and Hileman (17) have shown that the amplitudes of the first and subsequent strokes were statistically independent in 29 records examined. The amplitudes of subsequent strokes are much lower, having a median value of approximately 12 kA.

In the general case, there may be times when the first stroke dominates the flashover phenomenon, as well as times when the subsequent stroke is dominant, usually for tall towers. The inclusion of both in an algorithm for flashover computations is quite practical, but only if one has, in advance, some estimate of the likelihood that a subsequent stroke will occur at all. The re-

ported incidence of single-stroke flashes varies from 76% in Switzerland (3) to about 25% in South Africa (5), and an average, weighted single-stroke incidence of 45% is suggested (5). Consequently, a subsequent stroke would appear 55% of the time. However, it certainly will not be dominant every time it appears. The author has concluded by numerical experimentation that, for typical transmission lines, the subsequent stroke is not likely to be dominant more than 20% of the time primarily because its overvoltage-generating effects are of fractional microsecond duration at a time when the volt-time strength of an insulator string is extremely high.

Figure 12.4.5 shows one example of numerical experimentation for voltages across an insulator string on a transmission tower when strokes with various front times, but equal crest amplitudes, contact the tower. A standard volt-time curve is adjusted so that it just touches curve C, crossing in 1.8 μ s (18, 19). The voltage waves for the shorter stroke front times, then, do not reach the volt-time curve at which flashover could occur. In addition, volt-time curves are usually obtained with a constant 1.2 X 50- μ s waveshape. The author's experience suggests that, if the volt-time curve had been obtained by changing the applied waveshape according to waves A, B and C, then the volt-time curve at A would have been even higher. Hence, for all practical calculations, this chapter ignores the contribution of second strokes to transmission-line lightning performance. However, the computational routine has been made sufficiently general so that effects of second strokes may be included whenever desired, particularly for river crossings.

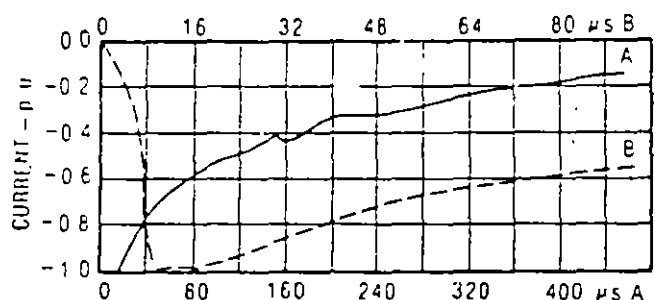
If a computer is to resolve the voltage effects of the current waveshapes of Figure 12.4.4, there is great merit in representing the waveshapes by expressions that are as simple as possible, yet consistent with reality. This is particularly true for a hand calculator. For the practical case, the meanderings of the currents down near the beginning of the stroke-current waveshape have little effect on the flashover of the line insulators; it is the crest current and the rapidly rising frontal currents near crest that play the key role. Hence, a realistic, but very simple, approximation to the composite current waveshape is possible by using the ramp current wave shown in Figure 12.4.6. The ramp should be selected so that its slope is approximately equal to the maximum, or near maximum, observed di/dt on the front of the actual wave. The front time, t_f , is then fixed.

However, the probabilities for the maximum di/dt of the stroke front are reasonably well defined (see Figure 12.4.7). Again, a relatively simple equation provides a reasonable approximation:

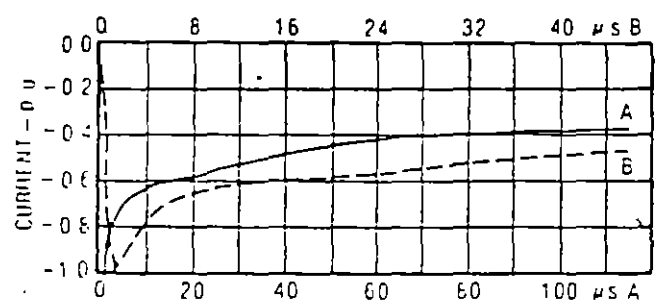
$$P_{di} = \frac{1}{1 + \left(\frac{di/dt}{24} \right)^4} \quad (12.4.9)$$

where P_{di} is the probability that a specified value of di/dt will be exceeded and di/dt is the specified maximum rise time in kilounperes per microsecond.

In lightning voltage analysis of transmission lines, a front time, t_f , must be selected in advance. Voltages will then be directly proportional to stroke-current amplitude. However, if t_f is fixed and a ramp-function, idealized stroke current is used, then selecting a stroke-current amplitude in accordance with the probability relationship of Figure 12.4.3 also fixes the frontal di/dt , but this must then meet the probability relationship in Figure 12.4.7. Hence, to meet both probability relationships,



WAVESHAPES FOR FIRST STROKES IN A FLASH
A - LOWER TIME SCALE B - UPPER TIME SCALE



WAVESHAPES FOR SUBSEQUENT STROKES IN A FLASH
A - LOWER TIME SCALE B - UPPER TIME SCALE

Figure 12.4.4 Mean current waveshapes from lightning to Mount San Salvatore, Switzerland

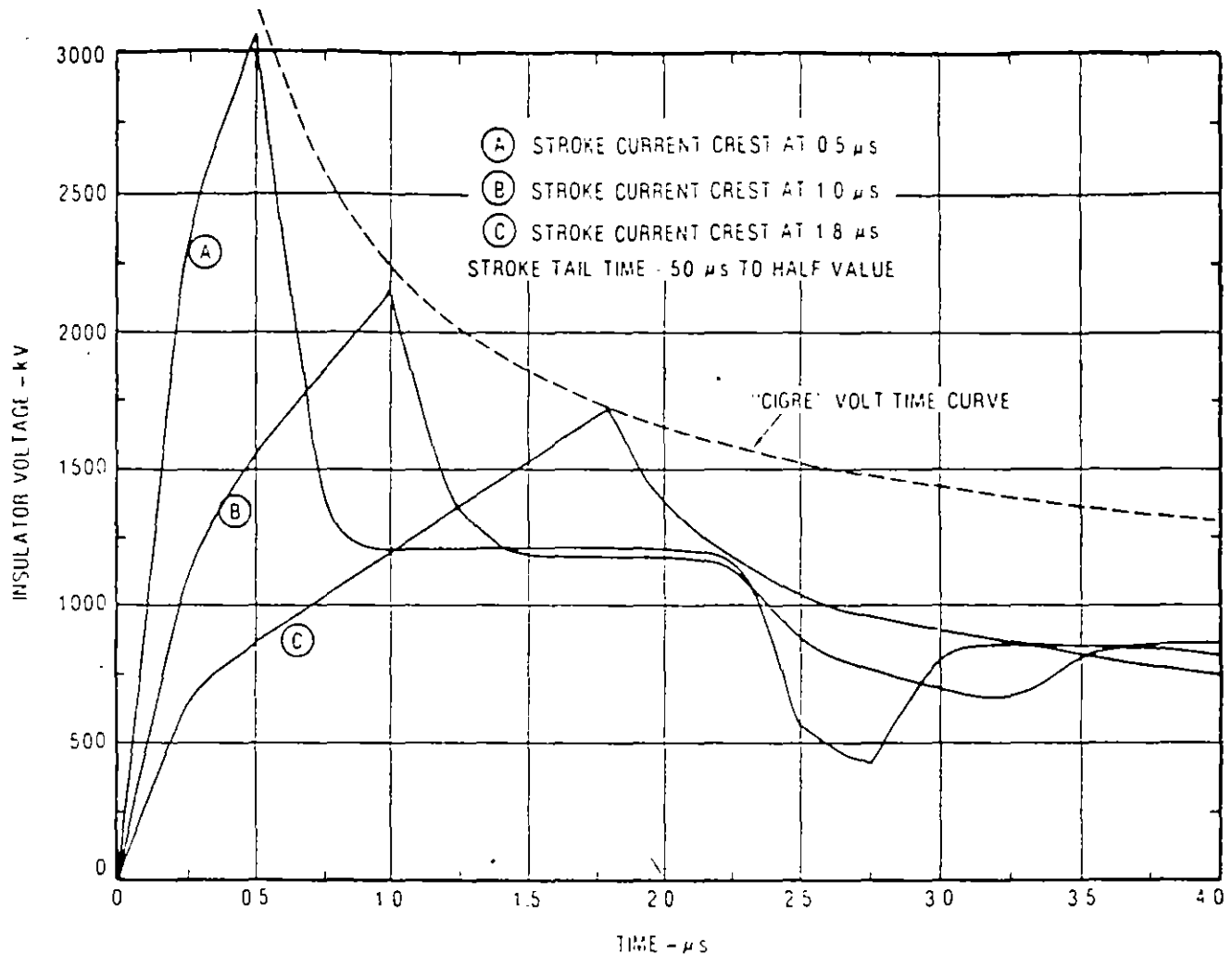


Figure 12.4.5 Effect on insulator voltages of stroke currents with various front times but equal amplitudes

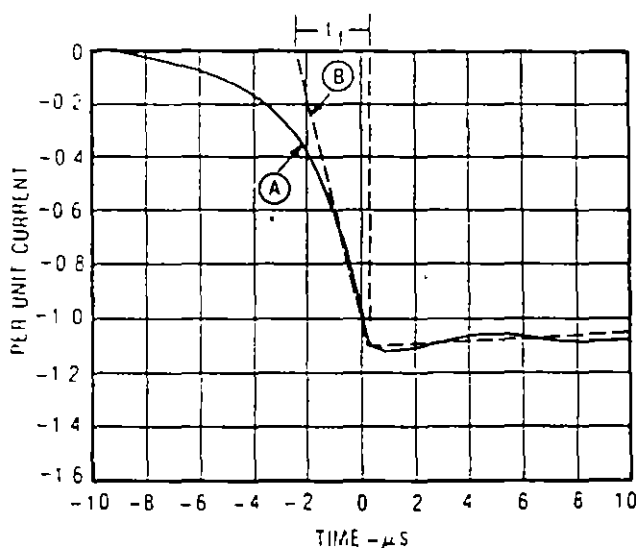


Figure 12.4.6 Anderson-Eriksson computer synthesis of a median current wavefront for negative first strokes, A, and a ramp current approximation to it, B

t_f may have certain unique values only. Figure 12.4.8 shows the relationship that must exist. For example, assume that a ramp-function wave with a front time of 1.5 μ s to crest is selected, that stroke-crest amplitudes are then varied according to the probability curve of Figure 12.4.3, and that one observes the resulting probabilities of occurrence of the front dl/dt . Then, only at a stroke current of 47.5 kA will the rate of rise probability required by Figure 12.4.7 be met, and this rate of rise will be about 32 kA/ μ s. Fortunately, for analysis with a hand calculator, the currents causing flashover of a transmission tower usually range from about 50 kA to 200 kA (beyond 200 kA no adequate data exist). Figure 12.4.8 shows that these currents require a front time somewhere between 1.5 and 2.5 μ s for the calculations. Flashover effects do not exhibit great front-time sensitivity within this range.

FRONT AND TAIL CONSTANTS

Regardless of the choice of front time, the stroke-current waveshape, when reflection from the adjacent towers are not present, may be expressed for mathematical convenience as the sum of two simple ramp functions having slopes A_1 and A_2 (see

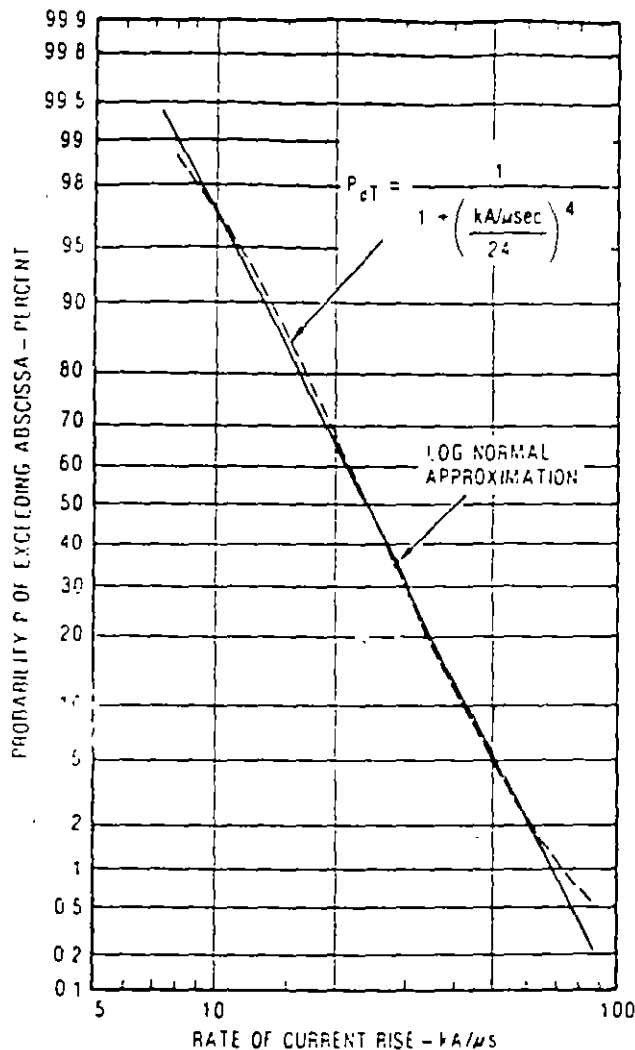


Figure 12.4.7 Log normal approximation from data (75 observations) on maximum rate of rise of negative first strokes (Anderson-Eriksson) and a simple approximation of it

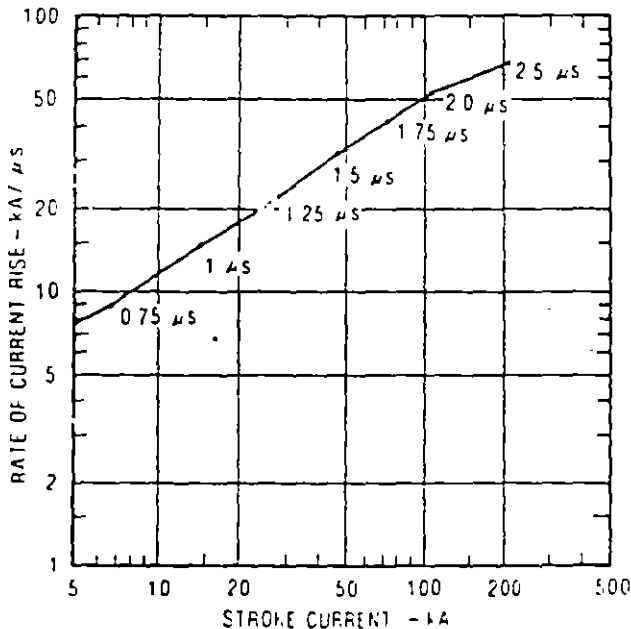


Figure 12.4.8 Required relationships between crest current, frontal rate-of-rise and time-to-crest of a ramp-function stroke-current wave to meet probability requirements. Curve computed from the approximation equations of Figures 12.4.3 and 12.4.7

Figure 12.4.9) where A_1 is the slope, or rate of rise, of the front and A_1 plus A_2 is the slope of the tail. Table 12.4.2 shows values of A_1 and A_2 for a per unit current wave having a crest of 1 kA and various front times, t_f . The time-to-half value of the tail, t_s , is assumed to be 50 μ s.

For an infinite tail A_2 equals $-A_1$. For any combination of A_1 , front time, t_f and time-to-half value, t_s

$$A_2 = \frac{0.5 - A_1 t_f}{t_s - t_f} \quad (12.4.10)$$

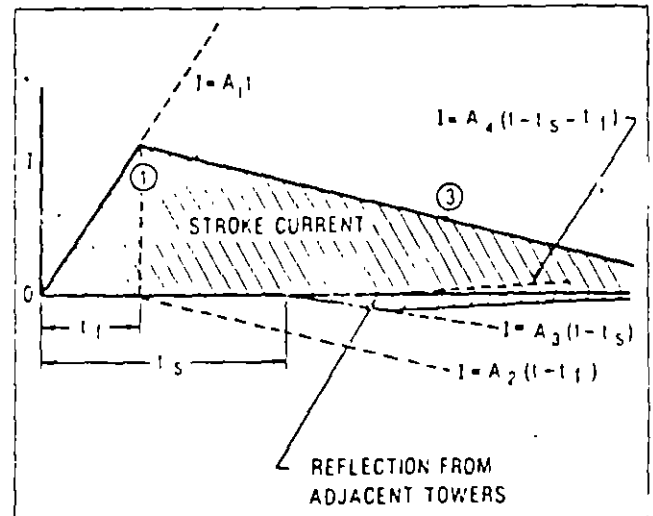


Figure 12.4.9 The total stroke current can be reduced to the sum of four ramp functions. t_f = time-to-crest, t_s = round-trip travel time (at the velocity of light) between the stricken tower and an adjacent tower

Table 12.4.2
CHOICE OF WAVES OF A_1 AND A_2

Front Time, t_f (μ s)	A_1 (kA/ μ s)	A_2 (kA/ μ s)
0.75	1.33	-1.34
1.0	1.00	-1.01
1.25	0.80	-0.81
1.50	0.67	-0.68
1.75	0.57	-0.58
2.00	0.50	-0.51
3.00	0.33	-0.34

12.5 CIRCUIT ELEMENTS INVOLVED IN COMPUTATION OF FLASHOVER PERFORMANCE

After the stroke probabilities and waveshape requirements have been established, the circuit components that affect the lightning response can be quantified. Figure 12.5.1 shows the basic elements involved in establishing the voltages across the insulator strings. Some of these elements are influential in establishing the back-flashover rate (due to a stroke to the tower or shield wires), and others influence the shielding failure performance (when a stroke misses the shield wires and strikes a phase conductor instead). The step-by-step procedure presented next is

$$R_{eq} = \sqrt[2N]{r_{11}r_{12}r_{13} \cdots r_{1n}} \quad (12.5.1)$$

where R_{eq} is the radius of the equivalent single conductor, r_{11} is the radius of subconductor 1, r_{1n} is the distance from conductor 1 to conductor n , and N is the number of subconductors

FINDING EFFECTIVE RADII OF SHIELD WIRES AND PHASE CONDUCTORS WITH CORONA PRESENT

After each bundle conductor is reduced to an equivalent single conductor, a further adjustment should be made to account for the effects of the corona envelope that forms when high voltage appears. In the case of the shield wires, the corona envelope may be over a meter in diameter, and its effect on the voltages induced on the phase conductors may be very significant. Similarly, for a phase conductor, the corona envelope that forms when a flash contacts the phase conductor directly may be sufficiently large to help limit the over-voltage and improve the shielding failure performance. The electrical coupling effects of conductors with corona envelopes vary more or less as the logarithm of the radius, so even a rough approximation will usually be adequate. Appendix 12.2 provides a simplistic derivation of the single conductor radius of this envelope from Gauss's law. The resulting equation is

$$R \ln \frac{2h}{R} = \frac{V}{E_0} \quad (12.5.2)$$

where R is the radius of the corona envelope (m), h is the height of the conductor above ground (m), V is the voltage applied to the conductor (kV), and E_0 is the limiting corona gradient below which the envelope can no longer grow (kV/m). A plot of corona sheath diameters as a function of V/E_0 and h is shown in Figure 12.5.3.

The envelope radius, R , is strongly influenced by the value of E_0 that is selected. Brown (20) recently analyzed test data of

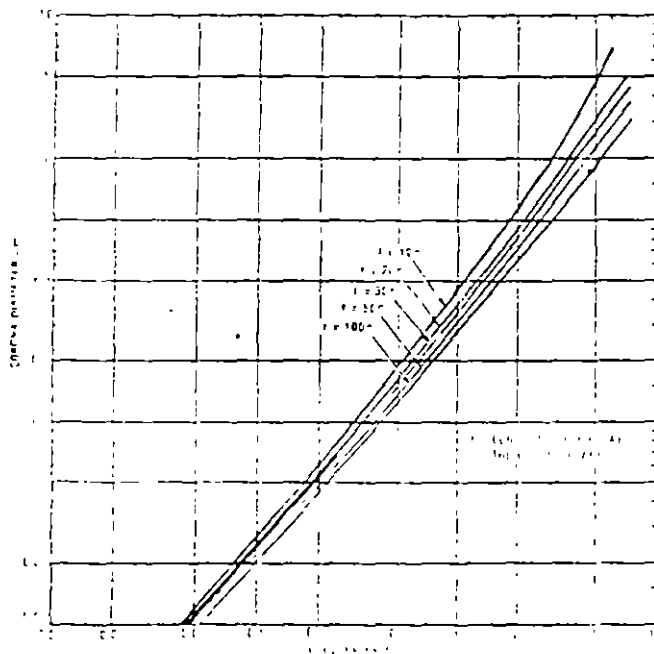


Figure 12.5.3 Approximate diameter of the corona sheath around a conductor at high voltage

McCann (22) and has suggested a value of 1500 kV/m (15 kV/cm). The author concluded that the critical gradient for the shield wires should be about 20 kV/cm because of the shielding effects of the tower and 12 kV/cm for the phase conductors because of the attractive effects of the tower. However, 15 kV/cm is a reasonable average value, and it is utilized in all subsequent calculations.

The corona envelope modifies only the capacitance of the conductor. It has little effect on the inductance. As pointed out in Appendix 12.2, the effective radius of a single conductor should be taken as the geometric mean of its effects with and without the corona envelope. Therefore, the self-surge impedance of a single conductor in heavy corona is given by

$$Z_{sr} = 60 \sqrt{\ln \frac{2h}{r} \cdot \ln \frac{2h}{R}} \quad (12.5.3)$$

where Z_{sr} is the self-surge impedance of conductor n (Ω), h is the height of conductor above ground (m), r is the radius of the metallic conductor (m), and R is the radius of the corona sheath around the conductor (m). (See Figure 12.5.3.)

For a bundle conductor, the presence of multiple subconductors causes major reductions in the effective corona diameter of each subconductor (23). However, as a rough rule of thumb, the equivalent single conductor radius of the bundle may be determined without corona from Figure 12.5.2 or from Eq. 12.5.1. The effective corona radius for each subconductor is determined from Figure 12.5.3, and the two radii are then summed to establish a working value of corona radius for the bundle. Equation 12.5.3 then yields the bundle surge impedance. From Eq. 12.5.3, the effective diameter, D_L , (including corona effects) is

$$\ln D_L = \ln 4h - \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \ln \frac{4h}{D_c}} \quad (12.5.4)$$

For the case of the shield wire corona, the voltage to be used in Eq. 12.5.2 must be the tower top voltage. This voltage will be greater than the critical flashover voltage of the insulators because the latter are reduced by the coefficient of coupling (the voltage coupled electromagnetically onto the phase conductors). Conversely, for a direct stroke to a phase conductor, no coefficient of coupling is considered. This leads to the following rough guide. To solve for the self-surge impedance of a shield wire with corona effects included, use a voltage equal to approximately 1.6 times the flashover voltage of the tower insulator at about 2 μ s. For a direct stroke to a phase conductor (a shielding failure), use the flashover voltage of the insulator at about 6 μ s. For the limiting corona gradient, E_0 , use 1500 kV/m.

REDUCTION OF SHIELD WIRE SURGE IMPEDANCES TO EQUIVALENT SINGLE-WIRE SURGE IMPEDANCES

It is obvious from Figure 12.5.4 that when a stroke, I , contacts a tower, part of the current is diverted from the tower and passes out the shield wires. The amount of this diverted current is controlled by the shield wire and tower surge impedances. The self-surge impedance of a single conductor is the ratio of the voltage to the current in the conductor as a wave travels along it. The standard formula for this surge impedance for a conductor, n , parallel to the earth is

$$Z_{sr} = 60 \ln \left(\frac{2h_r}{D_r} \right) \quad (12.5.5)$$

where D is the effective conductor diameter. The mutual impedance between the two shield wires, Z_{ms} , is

$$Z_{mn} = 60 \ln \left(\frac{a_{mn}}{b_{mn}} \right) \quad (12.5.5A)$$

where a_{nn} is the distance from conductor n to the image of n in the earth and b_{mn} is the direct distance between conductor m and n (See Appendix 12.3)

Equations 12.5.5 and 12.5.6A were derived from the condition of a transverse electromagnetic mode of wave propagation along the line. The effects of electric- and magnetic-field travel times between the conductor and the earth beneath it are assumed to be negligible. However, practically all workers computing line lightning performance concur that the travel times of waves traveling down the tower are not negligible, and yet these travel times are nearly the same as from the shield wires to ground out on the span. This inconsistency is firmly ingrained in the many analytical approaches to the problem. In actual fact, the electric fields that are involved in the evaluation of surge impedance (or tower voltage) are propagating and are not conservative. The voltage one observes depends greatly on the path selected to measure it, and consequently the surge impedance is a variable, not a constant.

In reality, the shield wire acts as a linear radiator carrying a progressive wave, and it exhibits radiation resistance, particularly during the rapidly changing front (24). It also develops a charge into the corona sheath around it. Equation 12.5.5 only relates to the principal mode of propagation.

One of the driving forces in the first development of nanosecond geometrical models was to avoid making such simplistic assumptions and to measure effects as they really were, not as idealized (25). Fortunately, in 1960 Wagner and Hileman (26) published a fundamental paper showing that classical values of conductor surge impedances were an acceptable approximation, provided a particular value of tower surge impedance was also selected. They derived this tower surge impedance for a right cylinder. Therefore, in this chapter the conventional concept of

surge impedances is adopted, as is generally done by the industry. Appendix 12.3 then shows that the equivalent surge impedance of two shield wires (connected to the same level on the tower) is

$$Z_s = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \quad (12.56)$$

where Z_{11} is the self-surge impedance of one of the shield wires and Z_{12} is the mutual surge impedance between conductor 1 and conductor 2 (see Appendix 12.3). For one shield wire, Eq. 12.5.5 is used.

COMPUTATION OF TOWER SURGE IMPEDANCES

The tower surge impedance is not so much a surge impedance as it is a transfer function. It is essentially the voltage developed across an insulator string at the tower top (in the absence of shield wires) per unit of lightning current entering the tower. This insulator voltage is created by the changing electromagnetic fields around the tower, and studies of this electromagnetic induction have been conducted by many engineers over the past 20 years (27). If the problem is to be reduced to manageable size, the equivalent, tower surge impedance, which represents this electromagnetic induction, must be utilized because a solution using Maxwell's field equations is formidable indeed. The tower then becomes a simple, short transmission line with a constant surge impedance, grounded through its footing resistance at the base. The travel time, τ_T , of a wave down the tower is then the tower height divided by the velocity of light (300 m/ μ s). In 1960, Wagner and Hileman (26) published their fundamental paper deriving a theoretical value of tower surge impedance and found typical values ranging from 200 to 280 Ω for right cylinders.

In 1963, Kawai (28) made full-scale measurements of the surge response of transmission towers varying in height from 26 to 214 m. A fast current surge was inserted between the tower top and either a vertical wire suspended from a balloon or a horizontal shield wire disconnected from the tower. The surge impedance was observed to be a variable with a final value of approximately 100 Ω , somewhat lower than anticipated. However, the measured velocity of propagation of the surge was about 0.7 to 0.9 of the velocity of light (also lower), and it is the combination of these two variables that creates the insulator stresses.

In 1968, Sargent and Darveniza (29) published an important paper in which they computed equivalent tower surge impedances for a variety of shapes and compared them with actual measurements on nanosecond geometrical models. Key results that are relevant to this analysis are shown in Figure 12.5.5. The value $2r$ in the Class 2 profile is the diameter of the down lead for the case of a wood pole or the diameter of the metal pole if it is a metal structure. The surge impedance for the Class 3 profile is an approximation from the surge impedance of a right cylinder. Surge impedances of other classes of structures may be determined either by estimates from Classes 1, 2, or 3, or by measurements on geometrical models. Values will usually range from 100 to 300 Ω .

Sonic engineers have preferred to use tower inductance rather than surge impedance because it greatly simplifies the calculations. There is a direct relationship between surge impedance and tower inductance. This relationship is examined in Section 12.9 and in Appendix 12.7, and if it is used, the results will be as accurate as for surge impedances in most practical cases.

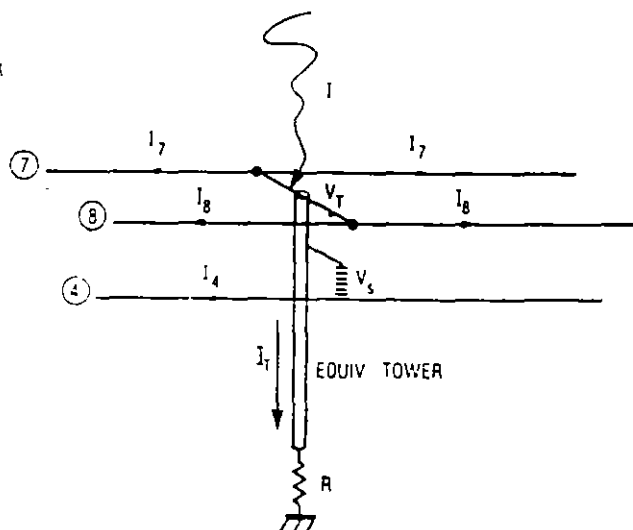
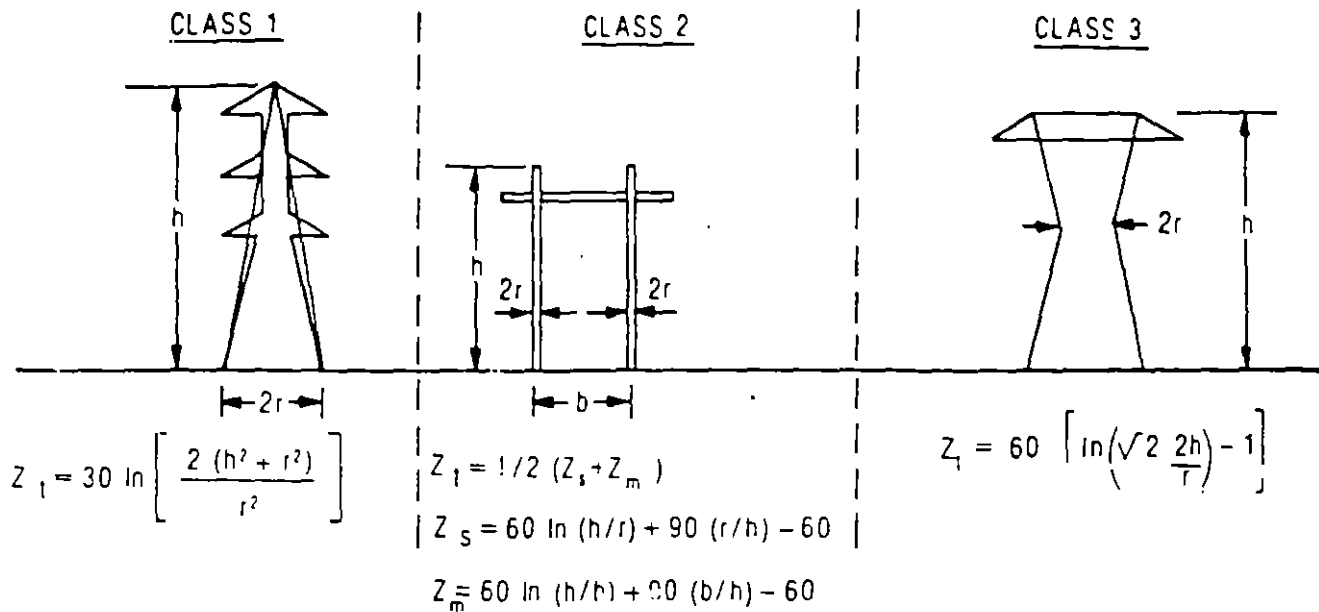


Figure 12.5.4 Stroke current at a lower splits between shield wires and ground



FOR EACH CASE, THE TRAVEL TIME τ FROM TOWER TOP TO GROUND IS: $\tau = h/300 \mu s$

Figure 12.5.5 Approximations for tower surge impedance

DETERMINATION OF COUPLING FACTORS FOR PHASE CONDUCTORS

That portion of the stroke current flowing outward over the shield wires induces a voltage called the coupled voltage in each phase conductor, and the ratio of the total induced voltage on phase conductor n to the tower top voltage is known as the coefficient of coupling, K_n . It is derived from the classical conductor equations in Appendix 12.3 and is expressed for the case of two shield wires at equal height above ground as

$$K_n = \frac{Z_{n1} + Z_{n2}}{Z_{11} + Z_{12}} \quad (12.5.7)$$

where Z_{nm} is the mutual impedance between conductor m and conductor n and Z_{11} is equal to Z_{22} which equals Z_{mm} , the self-surge impedance of each shield wire (1 and 2 are the shield wires, and n is the phase conductor). If only a single shield wire exists, then

$$K_n = \frac{Z_{1r}}{Z_{11}} \quad (12.5.7A)$$

If propagation effects are to be assumed up and down the tower, then consistency requires that propagation effects also be assumed to occur for the coupling effects. This ensures that one is not using one time scale for one effect and a different time scale for the other. A simple approximation is to use as the shield wire voltage, not the tower top voltage, V_p , at a time, t , but the voltage $V_p(t - \tau_{pr})$ that existed at a previous time, $t - \tau_{pr}$, where τ_{pr} is the propagation time down the tower from the tower top to the insulator crossarm n . This same travel time, τ_{pr} , is also used to derive the cross-arm potentials which may differ significantly from the tower top potentials for tall towers or fast stroke currents.

SELECTION OF FOOTING RESISTANCE

The tower footing resistance is an extremely important parameter in the determination of lightning flashover rates. Unfortunately, it is a fluctuating statistical variable the magnitude of which is governed not only by geography but also by nonlinear conduction physics in the earth. It may swing over a two to one range or more owing to changes in stroke current, and even with constant current it will change with time. An advantage of the Monte Carlo method of analysis (7) is that these widely fluctuating values may easily be accounted for, but in the analytical approach necessary for a hand calculator, an equivalent fixed value of footing resistance must be selected. Prior to making this selection, some of the fundamentals are reviewed. The following is a condensation of material in the first edition of this book—material organized primarily by F. A. Fisher (10).

The simplest electrode configuration to analyze is a spherical electrode that either is buried completely in the ground or has only the lower hemisphere buried (30). In the latter case, assuming uniform soil resistivity, a current, I , flowing from the hemisphere into the ground produces a current density in the surrounding soil of

$$i = \frac{I}{2\pi\lambda^2} \quad (12.5.8)$$

where i is the current density, I is the total current, and λ is the distance from the center line of the electrode. According to Ohm's law, such a current produces in the soil an electric field strength of

$$E = \rho i = \frac{\rho I}{2\pi\lambda^2} \quad (12.5.9)$$

and if $\sqrt{\frac{r}{R}}$ is large, then

$$R_0 = \sqrt{rR} \quad (12.5.17)$$

where r is the resistance of wire (Ω m), R is the ground resistivity (Ω m), and l is the length (m). As a practical matter, a ground wire long enough for the wire resistance to cause serious error in Eq. 12.5.15 would be so long that its transient response would have little to do with the computed resistance.

If a lightning current surge is applied to a counterpoise, or buried wire, the effective resistance is initially quite high, on the order of 150Ω . This value is the surge impedance of the wire. As the surge propagates along the wire, the resistance decreases as the current spans more and more of the wire, thus making more effective contact with the ground. The surge propagates in the ground at roughly one-third the speed of light. Hence, current does not span a 300-m wire for approximately 3μ s. For a given length of buried wire, the transient resistance will reduce to the steady-state resistance faster if the wire is arranged as several, shorter, radial wires than if it is laid as one long wire. Bewley (35) has shown how the transient response of buried wires varies for several configurations of counterpoise. In the case of driven ground rods, the final resistance would be attained quite quickly because the rods would be fairly short. Widely spaced ground rods would not attain their final resistance until a surge current reached the most distant rod. As a practical matter for the grounding of lightning currents, the first 250 ft of buried conductor is the most effective.

Ground resistance decreases with increasing current, at least until the current dries out the soil. The proportional reduction is less for grounds of low resistance than it is for grounds of high resistance. Figure 12.5.10, from Bellaschi *et al.* (36), shows typical measured values of ground resistance as a function of impulse current. In 1974, Liew and Darveniza (37) developed a new dynamic resistance model based on surge-current measurements in a variety of earth conditions. They found that the reduction of crest voltage across the earth resistor due to stroke current was larger than previously assumed. Figure 12.5.11 is reproduced

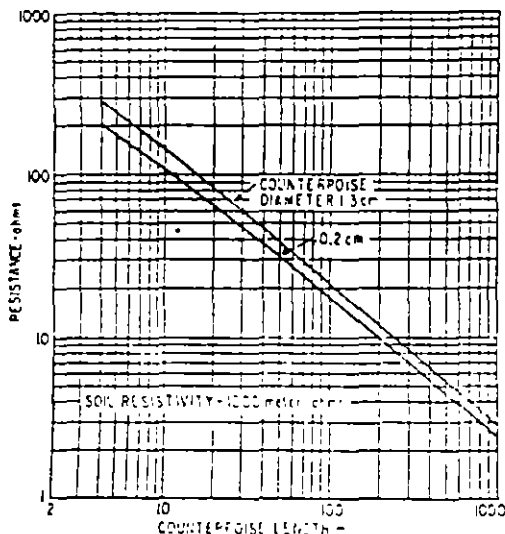


Figure 12.5.9 Resistance of counterpoise as a function of length.

from their paper. In 1978, Darveniza and others (38) published a correction curve that the author has since adopted as the best compromise for performance calculations. Figure 12.5.12 displays this curve. Whitehead (39) also developed a dynamic model that has good representation of the tests made by Darveniza.

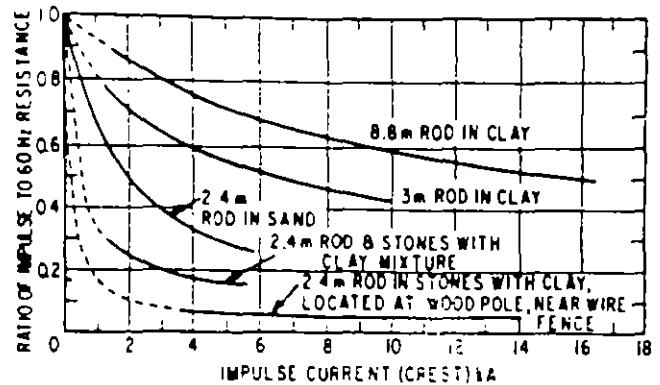


Figure 12.5.10 Impulse current resistance of various ground rods

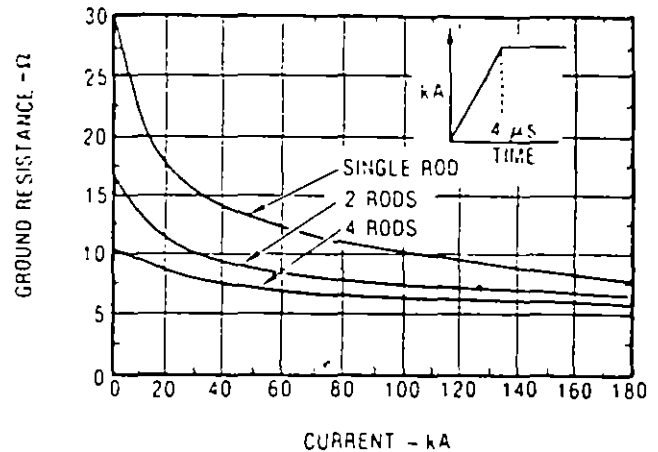


Figure 12.5.11 Ground resistance reductions found by Liew and Darveniza (Depth of rods = 3.3 m, $\rho = 100 \Omega$ -m, separation of rods = 3.3 m)

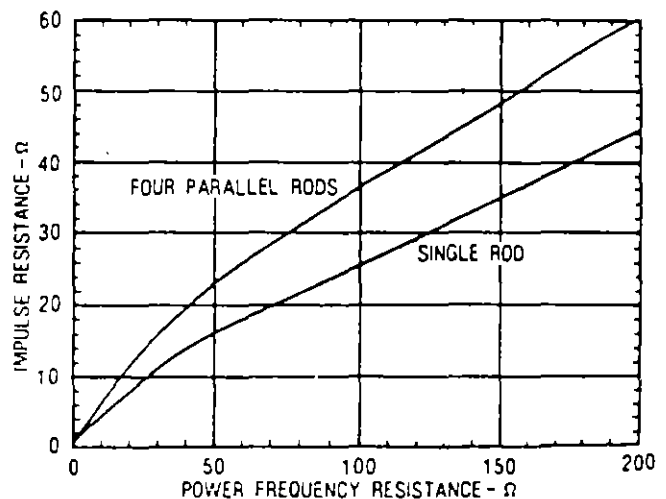


Figure 12.5.12 Suggested reduction of impulse resistance to use for lightning calculations from Darveniza and others (38)

The fundamental method of measuring ground resistance is shown in Figure 12.5.13. Current is circulated between the ground under test and an auxiliary ground. Preferably, the auxiliary ground should be located at a distance that is great compared with the dimensions of the ground under test because it is not desirable to have interaction of the ground current distributions at the two electrodes. A voltage is then measured between the ground under test and a reference ground located between the two current-carrying electrodes. The reference ground should also be located so that it is not in the electric field of either of the current-carrying electrodes. Assuming that the current density is negligible at the reference electrode, the resistance of the ground under test is

$$R = \frac{V}{I} \quad (12.5.18)$$

The measurement may be made using a voltmeter and ammeter with the current supplied by a transformer energized from the power lines. Alternatively, a bridge may be used for the measurement. Most often, however, ground resistance is measured with self-contained instruments such as a ground megger.

The resistivity of earth may vary over extremely wide limits, depending on the composition of the soil and its moisture content. Representative values are shown in Table 12.5.2.

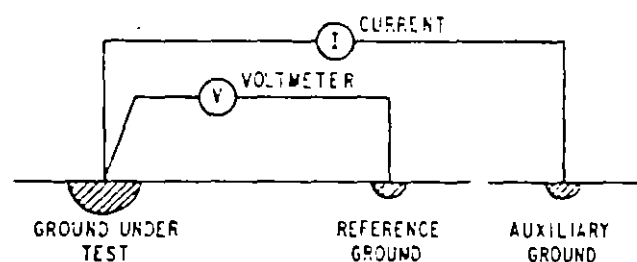


Figure 12.5.13 Fundamental method of ground-resistance measurement

Table 12.5.2
EARTH RESISTIVITY

Material	$\Omega\text{-m}$
General average	100
Sea water	0.01-1.0
Swampy ground	10-100
Dry earth	1000
Pure slate	10^7
Sandstone	10^8

EFFECTS OF A STATISTICAL DISTRIBUTION OF FOOTING RESISTANCE VALUES

In practice, a transmission line does not have a constant value of footing resistance but has, instead, a range of values, depending on tower location. Usually, towers in swampland or on moisture-bearing soil have low footing resistances, whereas towers on rocky soil have high resistances. Most design procedures, including those in this book, compute tripout rates for a constant value of footing resistance, and it is of some importance to examine the

best procedure for using the results calculated with this simplified assumption. In practice, the disparity is easily overcome by using the following rules:

- If the expected variation of footing resistance about a mean value is not extreme (i.e., if the coefficient of variation, σ , for the distribution is less than half the average value), then use the average value of footing resistance for a computation that will be usually of acceptable error (less than 20%). A. R. Hilleman has suggested that the average, plus one or two σ , be used, thereby yielding a somewhat more conservative value.
- If the footing resistances fall into two or more widely different classes, each one a significant part of the total, then split the computation into sections of high and low resistance, and, for the length of line in each section, compute the outage rate using the average resistance for the section. Then sum to find the total by the relation

$$T = \frac{T_1 L_1 + T_2 L_2 + \dots + T_N L_N}{L} \quad (12.5.19)$$

where T is the total line tripout per 100 miles per year, T_N is the tripout rate per 100 miles per year of section N with a length, L_N , and with a tripout rate determined from the curves by using the average footing resistance for the section, and L is the length, in miles, of the entire line.

12.6 RESPONSE OF A TRANSMISSION TOWER TO A LIGHTNING FLASH

Referring to Figure 12.5.1 and Figure A12.4.1 in Appendix 12.4 will show that the insulator voltage for any phase is the difference between the crossarm voltage, V_{CA} , and the voltage induced on the phase conductor, V_{PC} . In addition, the tower top voltage, V_T , must be computed for the most severe stroke in a flash so that V_{PC} may be determined by using the appropriate coefficient of coupling. There are also current waves that reflect off the adjacent towers on each side of the stricken tower, and these waves eventually arrive to reduce the stricken tower insulator voltages. All these components may be determined by classical traveling wave theory, provided the proper value of tower surge impedance is chosen (26). After each insulator surge voltage is computed, the additional contribution of 60-Hz voltages on the insulators must be included. The stress so produced is then compared with the insulator volt-time curves to find the stroke amplitudes required for flashover. Without the aid of a minicomputer, the computation is tedious, but straightforward.

COMPUTATION OF TOWER TOP VOLTAGE

The author's arrangement of the traveling wave solution for tower top voltage, V_T , is derived in Appendix 12.4 as follows:

$$V_T(t) = Z_T I(t) - Z_T \sum_{n=1}^N [I(t - 2n\tau_T) \psi^{n-1}] \quad (12.6.1)$$

where

$V_T(t)$ = tower top voltage in kilovolts at any selected time, t , in microseconds;

- $I(t)$ = stroke current into the equivalent circuit in kiloamperes at the same time, t , in microseconds;
 Z_I = the intrinsic circuit impedance in ohms encountered by the stroke current at the instant it enters the equivalent circuit (see Figure 12.5.1)

$$Z_I = \frac{Z_0 Z_T}{Z_0 + 2Z_T} \quad (12.6.1A)$$

- Z_0 = a constant wave impedance on which all traveling wave current components operate to provide components of tower top voltage.

$$Z_{II} = \left[\frac{2Z_0^2 Z_T}{(Z_0 + 2Z_T)^2} \right] \left[\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right] \quad (12.6.1B)$$

- T_T = travel time in microseconds from tower top to base; the height of the tower in meters divided by 300

- $I(t - 2nT_T)$ = the stroke current that entered the equivalent circuit at a previous time, $t - 2nT_T$, where n is a whole number, called the wave number, that defines the component

- ψ = a damping constant that successively reduces the contribution of reflections

$$\psi = \left(\frac{2Z_T - Z_0}{2Z_T + Z_0} \right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad (12.6.1C)$$

- N = the largest value that the wave number, n , can reach; the largest whole number $\leq t/2T_T$

To use Eq. 12.6.1, one first selects a time at which the tower top voltage is to be computed and then computes each current component inside the summation sign until n reaches its largest permitted value, N . Except for educational purposes, it is not necessary to compute the entire voltage waveshape because most of it contributes little to the insulator flashover process. Tower top voltages should always be computed in the vicinity of the stroke current crest because that is where tower voltage can have the highest magnitude. In addition, when high values of footing resistance are involved, voltages out at 3 to 6 μ s are usually of interest because the volt-time strength of the insulator will be weaker in that region. Figure 12.6.1 includes a tower top waveshape computed with Eq. 12.6.1 for a representative set of circuit impedances and a ramp-function, stroke-current waveshape having a time-to-crest of 1.8 μ s, a tail time-to-half value of 50 μ s, and a unit crest amplitude. (See Figure 12.4.9.)

If the stroke-current waveshape is of the ramp-function form $I = At$, then Appendix 12.4 shows that the tower top voltage on the front or at the crest of the wave, $V_T(t)$, takes the form

$$V_T(t) = At \left[Z_I - Z_0 \left(\frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \right) \right] + 2AT_T Z_0 \left[\frac{1 - \psi^N}{(1 - \psi)^2} - \frac{N\psi^N}{1 - \psi} \right] \quad (12.6.2)$$

When the stroke-current wave is assumed to be composed of a sum of several ramp functions, as shown in Figure 12.4.8, one simply uses Eq. 12.6.2 for each ramp function with the proper value of A inserted. Then, the tower top voltage, $V_T(t)$, will be the sum of the voltages obtained. Brown (21) provides a somewhat different version of the tower top voltage equation, which could be used

COMPUTATION OF CROSSARM VOLTAGES

When insulator voltages must be determined, it will usually be necessary to compute all the crossarm voltages. Hence, a numerical routine requiring the least computation is highly desirable. Because the tower top voltage, $V_T(t)$, must be computed to find the coupled voltages on the phase conductors, the simplest crossarm voltage procedure is to compute the voltage at the base of the tower (across the footing resistance) and then to interpolate between these two end voltages for each crossarm, assuming the voltage changes linearly along the tower from top to bottom. (A linear interpolation is not strictly rigorous, but it gives acceptable accuracy after about the first 0.3 μ s for a typical tower.) Appendix 12.5 shows that the voltage at the tower base is

$$V_R(t + T_T) = \bar{a}_R Z_I \sum_{n=0}^N I(t - 2nT_T) \psi^n \quad (12.6.3)$$

where $V_R(t + T_T)$ is the voltage across footing resistance, R , at a time $t + T_T$, and

$$\bar{a}_R = \frac{2R}{Z_T + R} \quad (12.6.4)$$

The footing resistance voltage to be used is the voltage created at a time, $t + T_T$, where t is the time at which the voltage is computed at the tower top. As explained in Appendix 12.5, the tower base voltage is computed at a later time than the tower top voltage to allow for the fact that the tower base voltage lags the tower top voltage by one tower travel time, T_T . (It also simplifies the equations.) Once again, if the incoming stroke-current wave is a ramp function, $I(t) = At$, Eq. 12.6.3 may be expanded in the same manner as Eq. 12.6.1, the tower top voltage equation. Appendix 12.5 shows that the tower base voltage on the front or at the crest of the stroke-current wave is

$$V_R(t + T_T) = \bar{a}_R Z_I A \left[\left(\frac{1 - \psi^{N+1}}{1 - \psi} \right) t - 2\psi \left(\frac{1 - \psi^N}{(1 - \psi)^2} - \frac{N\psi^N}{1 - \psi} \right) T_T \right] \quad (12.6.5)$$

After the base voltage is determined, the interpolated voltage for any crossarm, n , is

$$V_{P_n}(t + T_{P_n}) = V_R(t + T_T) + \frac{h - Y_n}{h} [V_T(t) - V_R(t + T_T)] \quad (12.6.6)$$

where h is the tower height (m) and Y_n is the distance from the tower top down to the crossarm (m). Figure 12.6.1 includes an example of computed crossarm voltages for the 345-kV, vertical double-circuit tower in Section 12.10

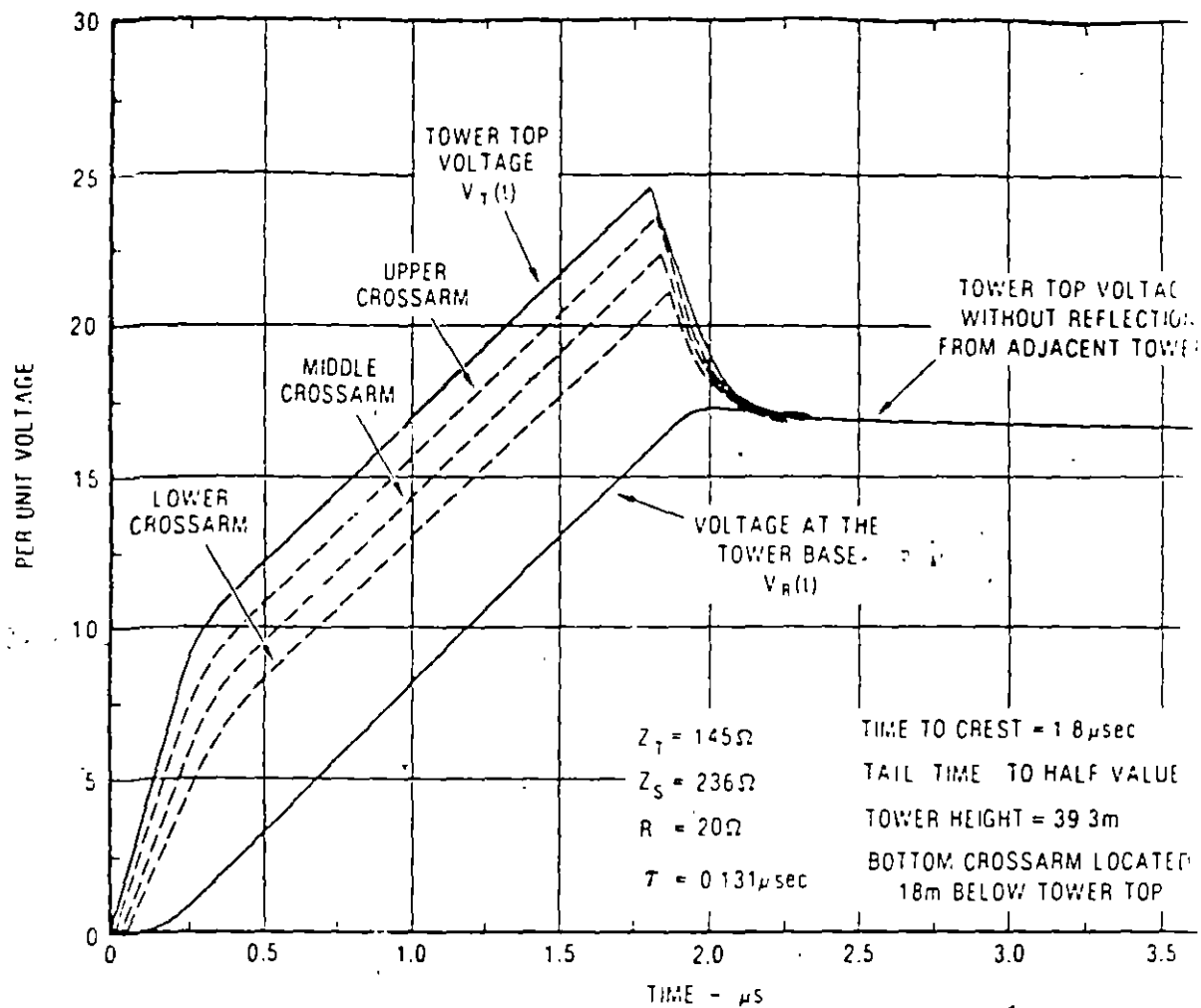


Figure 12.6.1 Per unit voltage (p.u.) per unit crest stroke current (kA) for tower top and crossarms of a tower similar to that on Section 12.10. R is the linearized surge resistance

COMPUTATION OF INSULATOR SURGE VOLTAGES

As mentioned previously, if the stroke current entering the tower top changes its magnitude at some time, t , the finite velocity of light creates a condition (Figure 12.6.1) in which the crossarm voltage cannot be affected by this change until a time T_{pn} later, and the footing resistance voltage drop will not be affected until a time τ_T later. This finite velocity of light makes three nonsimultaneous voltages work together, the tower top voltage at a time t , the crossarm voltage at a time $(t + T_{pn})$, and the footing resistance, or tower base voltage, at a time $(t + \tau_T)$. Keeping this in mind, one will note from Figure 12.6.1 that, if propagation at the velocity of light across the insulator string itself is ignored, the insulator string surge voltage is the difference between the crossarm voltage, V_{pn} , and the voltage coupled to the phase conductor from the tower top

$$V_{in}(t + T_{pn}) = V_{pn}(t + T_{pn}) - K_n V_T(t + \tau_T) \quad (12.6.7)$$

where K_n is the coupling factor and τ_T is the time from tower top to crossarm. Combining the equations yields

$$V_{in}(t + T_{pn}) = V_R(t + \tau_T) + \frac{T_T - T_{pn}}{T_T} V_T(t + \tau_T)$$

$$V_R(t + \tau_T) = K_n V_T(t)$$

Equation 12.6.8 will be utilized in solutions for values of insulator voltages. One may make this with good accuracy once a few tower reflections have clearly cannot apply during the first travel time. An accurate for all times is derived in Appendix 12.5

Figure 12.6.2 presents one set of insulator voltages for a vertical circuit tower shown in Section 12.10. The fact that the bottom phase insulators have greater voltages than the top phase insulators because the coupling is less for the bottom insulators. It is quite common for the lower phases on vertical circuit towers to have higher flashover rates than the upper phases, and this coupling are invariably responsible. For tall structures, one shield wire and low footing resistances, the lower phases may sometimes experience the greatest stress and tripout rate

I_{cn} is the most likely to flash over first. It may be called the dominant phase. When it flashes, it suddenly is connected to the tower, becoming the equivalent of another shield wire. This inhibits (but not entirely prevents) flashovers on the other phases. The percentage of time that each phase is dominant (most likely to flash over first) is determined in Figure 12.6.7 by simply measuring the proportion of 360° for which each of the crosshatched phases is dominant.

One must know not only the percentage of time that each phase, n , is dominant, but also the average I_{cn} for that phase during that time because this is used to compute the ultimate tripout rate. If wave n dominates between instantaneous phase angle θ_2 and θ_1 , where θ_2 is the greater, then the average value of I_n for phase n during the dominant interval is symbolized by $\bar{I}_{cn}$ and may be computed from

$$\bar{I}_{cn} = I_{cn} \left\{ 1 + \frac{I_{cn}}{I_{cn}} \left[\frac{\cos(\theta_2 - \alpha_n) - \cos(\theta_1 - \alpha_n)}{\theta_2 - \theta_1} \right] \right\} \quad (12.6.15)$$

where $(\theta_2 - \theta_1)$ must be in radians. As an example for phase C, $\theta_1 = 190^\circ$, $\theta_2 = 250^\circ$, $\alpha = 120^\circ$

$$\begin{aligned} \bar{I}_{cc} &= 68 \left\{ 1 + \frac{290}{1500} \left[\frac{\cos(250^\circ - 120^\circ) - \cos(190^\circ - 120^\circ)}{1.047} \right] \right\} \\ &= 55.7 \text{ kA} \end{aligned}$$

Once the average critical currents and the percentage have been established for the time each phase dominates, the next step is to construct a back-flash table.

Table 12.6.1 displays a simplified example of a back-flash table. This table provides the back-flash rate of each phase of a transmission line. Table 12.6.1 is an example for three phases (often six may be involved). Even though phase A requires the lowest critical stroke current, I_{cA} , to cause flashover, the power-frequency voltages distribute the flashovers within all three phases, as shown in item 7 of the table. Detailed procedures are presented in the complete numerical example in Section 12.10.

12.7 SHIELDING FAILURES OF TRANSMISSION LINES

Previous sections of this chapter have dealt primarily with flashover of insulators when lightning contacts the tower top or the shield wires close to the tower. Shielding failures are another flashover mechanism that must be considered. These failures occur when a flash misses the shield wires or tower and terminates directly on the phase conductor. Extremely high voltages will quickly develop at the contact point, and they will travel in both directions along the phase conductor, eventually reaching one or more insulators and causing a flashover. The probabilities of occurrence of shielding failures must be computed for each design because such failures represent a significant proportion of the total tripout rate of some lines, particularly lines with only one shield wire.

THE ELECTROGEOMETRIC THEORY

To analyze the frequency of shielding failures on lines, various electrogeometric theories are often used by the industry. In 1963, Young, Clayton, and Hileman (42) authored a basic paper (somewhat difficult to obtain, because it was published as an IEEE supplement) that laid the foundation for much of what is now the electrogeometric theory. Whitehead and his colleagues (43,44) have made significant recent contributions to this approach, both in fieldwork and in analytical evaluations.

Table 12.6.1
EXAMPLE OF BACK-FLASH TABLE

Item	Value	C A	C B	C C
1 Total strokes to line per 100 km/year (shielding failure strokes not included)	85	—	—	—
2 Strokes to tower (item 1 times 0.60)	51	—	—	—
3 Percentage of dominance for each phase	—	49.1	34.2	16.7
4 Strokes to tower per year (item 3 times item 2 divided by 100) while each phase is dominant	—	25.0	21.3	8.5
5 I_c required to cause flashover (Eq. 12.6.15)	—	47.4	51.0	55.7
6 Probability that I_c will be exceeded (from Figure 12.4.3)	—	0.26	0.24	0.20
7 Number of strokes per year exceeding flashover level (item 6 times item 4) equals flashover rate per phase	—	6.5	5.1	1.7
8 Total back-flashover rate per 100 km per year (sum of columns in item 7)	13.3	—	—	—

Figure 12.7.1 shows a simplified model of the postulated shielding failure mechanism for one shield wire and one phase conductor above a horizontal earth. In Figure 12.7.1A, three flashes of equal current magnitude are shown nearing the line. As a flash approaches within a certain distance, s , of the earth and the line, it is influenced by what is below it and jumps the distance, s , to make contact. This distance, s , is called the strike distance, and it is a key concept in the electrogeometric theory. The strike distance is a function of the charge (and consequently the current) in the channel of the approaching flash. Use of the equation developed by Love (45) to find this distance is recommended:

$$S = 10 I^{0.65} \quad (12.7.1)$$

or

$$I = 0.029 S^{1.54} \quad (12.7.1A)$$

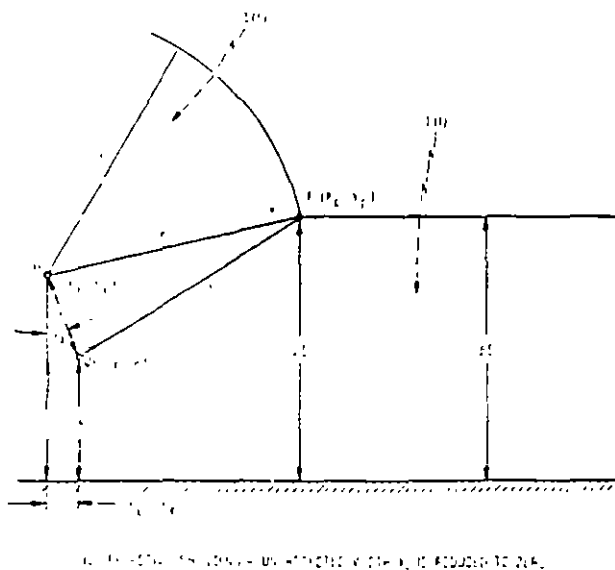
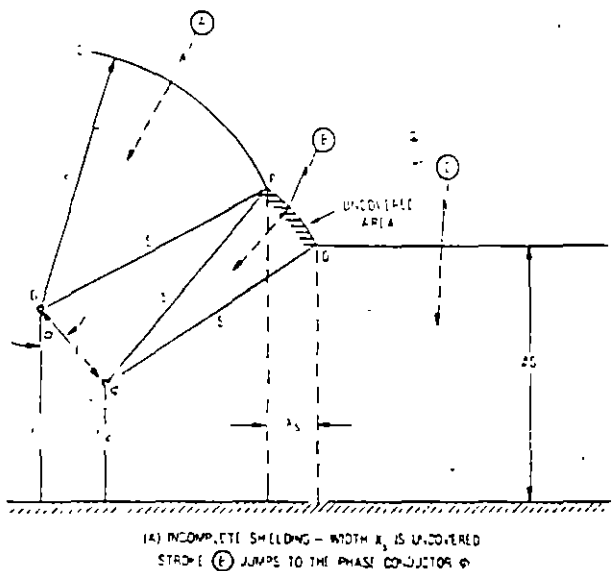


Figure 12.7.1 An electrogeometric model for shielding failures

where S is the strike distance (m), and where I is the stroke current (kA)

In Figure 12.7.1A, flash A may make its final jump only to the shield wire because anywhere on the arc OP the distance to the phase conductor, e , exceeds s . Flash C may jump only the distance, βs , to the earth because anywhere on line QR the distance to the phase conductor is too great. The coefficient β allows for the strong likelihood that the final strike distance to the horizontal ground plane, with its widespread attractive effects, will be significantly different from the strike distance to a wire suspended above the plane. The value of β used by the author is 0.8 for EHV lines and 0.67 for UHV lines. Note that flash B , as soon as it reaches the arc PQ , may jump only to the phase conductor, e , because distances to the shield wire and earth will exceed the strike distance. For vertical flashes, the width X_u then establishes the uncovered area of the earth in which flashes that generally would reach the earth contact the phase conductor instead. Whitehead and Brown (44) expanded the electrogeometric analysis to include the effects of flashes coming in from other than a vertical direction and showed that, depending on the flash angular distribution probabilities one assumes, the width X_u will change. This width should also be adjusted for undulating terrain, nearby trees, and locations along the span (because of sag). In view of these uncertainties, the author will utilize the simplistic assumption of only vertical flashes until the industry arrives at a consensus for the corrections. In all shielding failure calculations, use average conductor heights, i.e., height at the tower minus two-thirds of the sag. If the shield wire is moved more nearly over the phase conductor (Figure 12.7.1B), a condition will be reached in which the uncovered arc PQ disappears and any incoming stroke cannot reach the phase conductor. This results in an effective shielding angle, α_e . If S is known, and if $\beta S > Y_c$, a trigonometric solution for the uncovered width X_u is

$$X_u = S[\cos \theta - \sin(\alpha_e - \omega)] \quad (12.7.2)$$

where

$$\theta = \arcsin \frac{\beta S - Y_c}{S}$$

$$\omega = \arccos \frac{F}{2S}$$

$$\alpha_e = \arctan \left(\frac{X_c - X_G}{-Y_G - Y_c} \right)$$

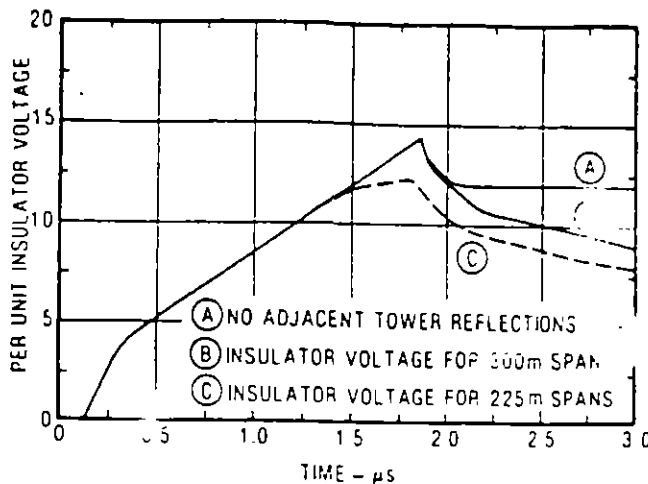
If $\beta S < Y_c$, $\cos \theta$ is set equal to unity and,

$$X_u = S[1 + \sin(\alpha_e - \omega)] \quad (12.7.3)$$

ATTAINMENT OF EFFECTIVE SHIELDING

To attain an effective shielding condition (Figure 12.7.1B), the designer would usually hold the phase conductor fixed and move the shield wire horizontally until the unprotected width, X_u , is reduced to zero. For good shielding, if the X coordinate of the phase conductor is taken as zero, the X_c coordinate of the shield wire, X_G , with respect to it, is then

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_c)^2} = \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_c)^2} \quad (12.7.4)$$



12.6.6 Reflections from adjacent towers reduce the crest insulator voltage

length, these reflections may arrive before or after the crest voltage that would otherwise occur at the stricken tower. The magnitude of the reflections is not easily determined by simple analytical means because the reflected waves are badly distorted by corona and resistance losses, which are functions of voltage, rise time, and distance. Many multiple reflections and refractions may be involved. However, consideration of these reflections is required because they can reduce the tripout rate if they arrive soon enough.

An approximation strategy used by the author with some success in earlier work replaces each adjacent tower surge impedance and its footing resistance with an equivalent impedance that is a function of the stroke waveshape. If the tower top voltage, $V_T(t_o)$, is computed without reflections from adjacent towers at a time, t_o (the time-to-crest of the stroke-current wave), then the ratio of $V(t_o)/I(t_o)$ is, at that moment in time, the total impedance, $Z(t_o)$, encountered by the stroke current. This impedance, $Z(t_o)$, is the parallel combination of $Z_s/2$ and a varying tower impedance, $Z'_T(t)$, where

$$Z'_T(t) = \frac{Z_s Z(t_o)}{Z_s - 2Z(t_o)} \quad (12.6.9)$$

An assumption is then made that the tower surge impedance and footing resistance on each side of the stricken tower may also be replaced with this same equivalent tower impedance, $Z'_T(t_o)$, except, of course, delayed in time. With this assumption, which is not strictly true but is a fair approximation, an application of the classical traveling wave equations will show that the sum of the reflecting voltage components arriving at the stricken tower from both sides is

$$V''_T(t) = \bar{B}_s V_T(t - 2\tau_s) \quad (12.6.10)$$

where

- $V''_T(t)$ = voltage from adjacent towers appearing across the stricken tower at time, t ,
 $V_T(t - 2\tau_s)$ = tower top voltage that existed at the stricken tower at a time, $(t - 2\tau_s)$

$\bar{B}_s$ = span voltage reflection factor:

$$\bar{B}_s = \frac{-4Z(t_o)\{Z_s - 2Z(t_o)\}K_s}{Z_s^2}$$

Z_s = shield wire surge impedance (Ω)

$Z(t_o)$ = $V_T(t_o)/I(t_o)$.

$V_T(t_o)$ = tower top voltage at current crest time, t_o .

$I(t_o)$ = stroke current at crest time, t_o (usually 1.0 p.u.).

K_s = an attenuation factor (assume 0.85 unless better information is available)

(12.6.11)

But on a per unit basis $I(t_o) = 1.0$ and $Z(t_o)$ will have the same numeric value as $V_T(t_o)$. Therefore, the reflected voltage arriving at the tower top at crest time, t_o , is approximately equal in magnitude (but not dimensionally) to

$$V''_T(t_o) = \frac{-4K_s\{V_T(t_o)\}^2}{Z_s} \left[1 - \frac{2V_T(t_o)}{Z_s} \right] \left[\frac{t_o - 2\tau_s}{t_o} \right] \quad (12.6.12)$$

where

$V_T(t_o)$ = sum of the reflected voltage waves from adjacent towers appearing at the tower top at crest time, t_o .

$V_T(t_o)$ = crest tower top voltage at time, t_o , without reflections from adjacent towers.

$2\tau_s$ = travel time for a wave to travel to the adjacent tower and return (μs).

= (twice the span distance in meters)/(300 $\times$ 0.9).

Z_s = shield wire surge impedance, (Ω).

if

$$t_o < 2\tau_s, V''_T(t_o) = 0$$

Equation 12.6.11 is constructed on the premise that corona distortion reduces the reflected voltage wave to something approaching a ramp function. The attenuation constant, K_s , may be assumed to be about 0.85 if no specific data are available. The total tower top voltage at stroke crest time, t_o , is then

$$V_T(t_o) = V_T(t_o) - V''_T(t_o) \quad (12.6.13)$$

Because the insulator voltages have a similar shape to the tower top voltage, Eq. 12.6.11 may also be used for them with $V_T(t_o)$ replacing $V_T(t_o)$ wherever it occurs.

After crest time, t_o , when the stroke current has flattened out and the towers have rung down, the effect of voltage reflections from the two adjacent towers may be treated as in Eq. 12.6.12, except that the computed tower top voltage at $6 \mu s$ is used instead of $V_T(t_o)$, and the ratio $(t_o - 2\tau_s)/t_o$ is set equal to 2.0. For that case, K_s is approximately 1.0. Just as the voltages reflected from adjacent towers reduce the tower top voltage at the stricken tower, so do they also reduce the voltage across the stricken tower footing resistance, and by nearly the same ratio.

EFFECTS OF POWER-FREQUENCY VOLTAGE

The previous analysis arrived at a critical value of stroke current, I_{cn} for each phase, n , that must be exceeded if a flashover is to occur on that phase. However, this analysis did not account for any power-frequency voltage. The power-frequency voltage across each insulator continuously adds to or subtracts from the stresses created across the insulator by the lightning stroke, thus continuously changing the amplitude of the stroke current required to cause flashover. This power-frequency voltage may make a significant change in the lightning tripout rate, and it is a major reason why observed tripouts are not all on the phase having the lowest critical current, I_{cn} . In the old AIEE method, the effect of power-frequency voltage was ignored, possibly because it greatly increased the complexity of the graphical method and was different for different tower geometries. In the Monte Carlo method, the inclusion of phase voltage effects is automatic. However, in analytical methods it is a fairly complicated problem, different for each tower configuration and for each phasing arrangement.

As the power-frequency voltage on phase n varies with the instantaneous voltage angle θ_n , it adds to or subtracts from the

flashover voltage, V_{fn} for that insulator string. At any instant, the critical stroke current, I_{cn} , required to create a flashover on phase n with power-frequency voltage superimposed is

$$I_{cn} = \left[\frac{V_{fn} - V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{fn}} \right] I_{cn} \quad (12.6.14)$$

where V_{on} is the crest phase-to-ground voltage for phase n , θ_n is the instantaneous voltage angle for phase n (the reference phase), α_n is the phase angle of phase n (either 0° , -120° , or $+120^\circ$), I_{cn} is the critical stroke current without power-frequency voltage, and V_{fn} is the insulator flashover voltage at the time of I_{cn} from Figure 12.6.3

In Eq. 12.6.14, I_{cn} is no longer a constant because power-frequency voltage is present. Instead, I_{cn} is sinusoidal. The numerical example in Figure 12.6.7 is for a three-phase case that might be representative of a 345-kV, vertical single circuit in a region of high footing resistance. Phase C is closest to the shield wire, and consequently, it has the greatest coupling factor. The surge voltage across it is the lowest for a given stroke, thus requiring the highest critical stroke current, I_{cn} (69 kA), if no power-frequency voltage is present. The phase having the lowest

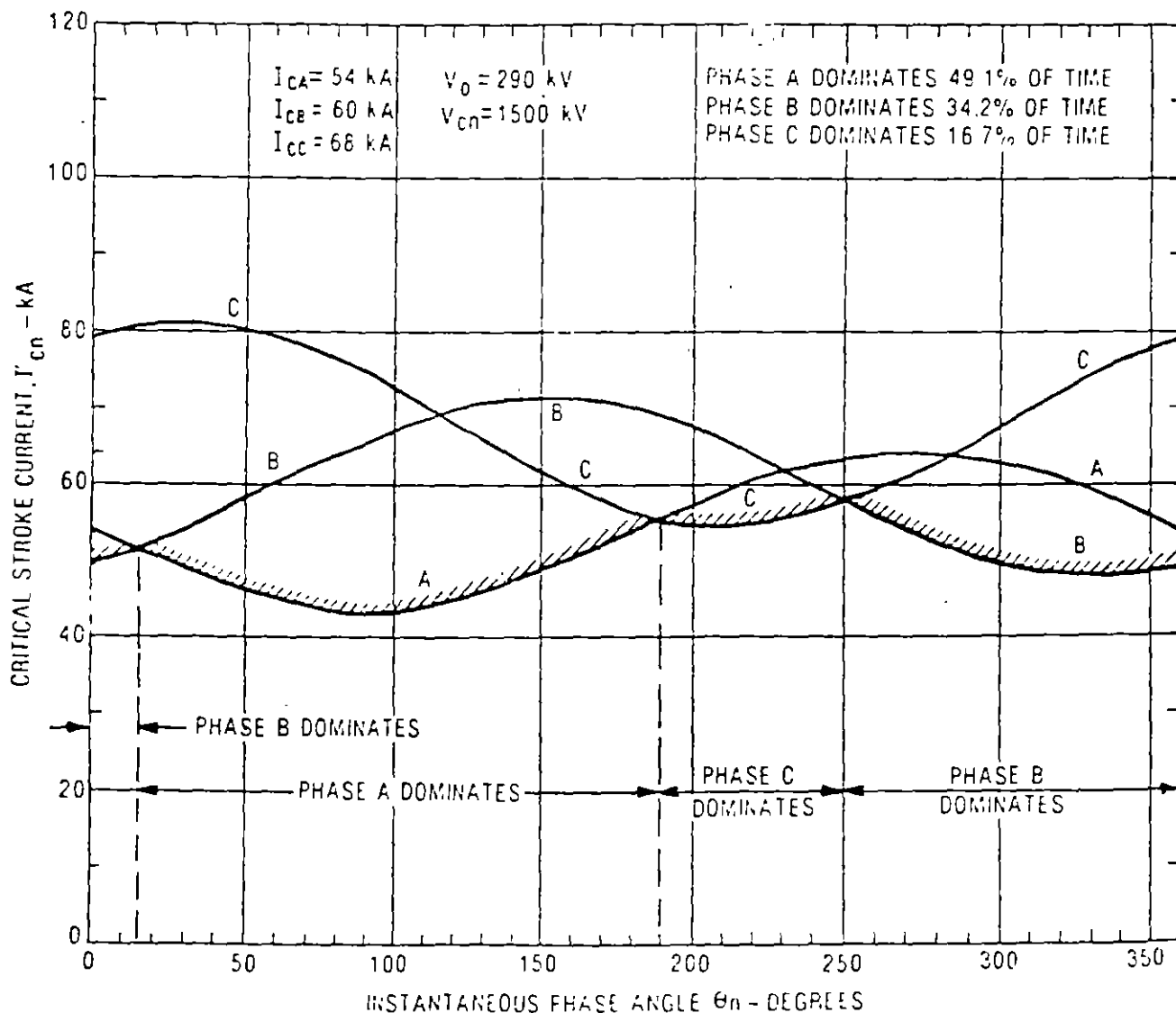


Figure 12.6.7 Fluctuation of the critical stroke current, I_{cn} , required to cause flashover of phase n .

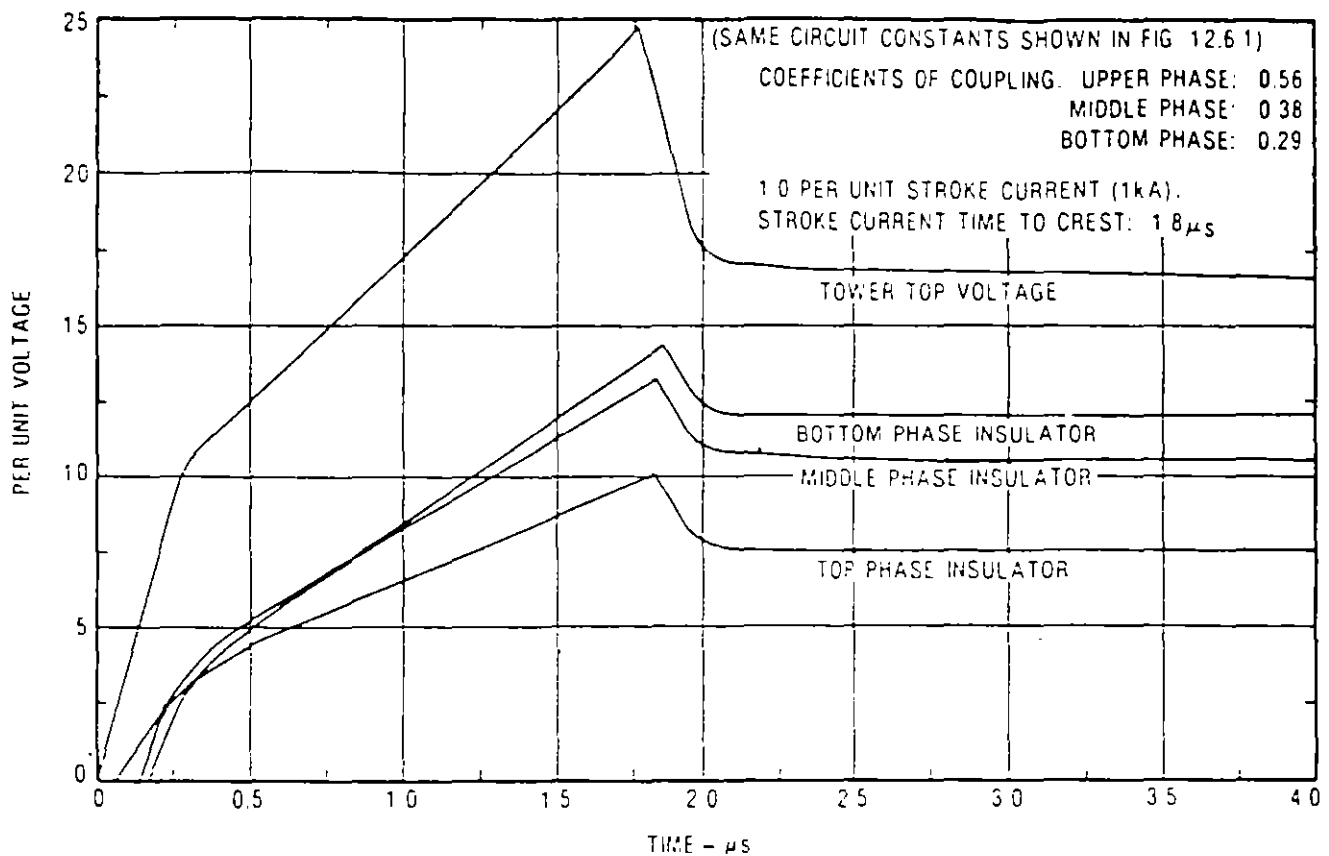


Figure 12.6.2 Examples of insulation voltages in per-unit of crest-stroke current for a flash to the double-circuit tower. (See work sheet 1-A, Section 12.10.)

PENETRATION OF INSULATOR VOLTAGE INTO THE VOLT-TIME CURVE

To this point, all lightning voltage calculations have been per unit (i.e., kV of voltage per 1 kA crest stroke current entering the tower). The insulator voltages presented have all been derived for the ramp function of stroke current (Section 12.4). To fit probability requirements it has been shown that this ramp function should crest somewhere between about $1.25 \mu\text{s}$ and $2.5 \mu\text{s}$ (Figure 12.4.8). Next, the stroke current required to cause flashover must be determined from the per unit voltages and from the insulator volt-time curves or the air-gap, volt-time curve if the air gap is weaker than the insulator.

The surge-voltage level at which an insulator or air gap will flash over is not a constant; it is a function of time. The shorter the time at which failure occurs, the greater this voltage must be. Figure 12.6.3 presents a mathematically convenient set of insulator volt-time curves published by Darveniza and others (19). The upper left portion, for long insulator strings and short times, is primarily an extrapolation because very few data are available. As a first approximation, use the air-gap length if the air gap is less than the length of the insulator.

As previously stated, the voltage waves shown in Figure 12.6.2 are per unit, as are all calculations thus far. If the stroke has a crest current of 1 kA at $1.8 \mu\text{s}$, then the bottom insulator develops a crest voltage of 14 kV at $1.8 \mu\text{s}$. However, an 18-unit insulator for 345 kV is about 2.63 m long, and Figure 12.6.3 re-

quires that the voltage for flashover at $1.8 \mu\text{s}$ be 2250 kV. Therefore, for a flashover to develop, the stroke current, I_{cr} , must be increased by $2250/14$ (161 times) or 161 kA. This current, I_{cr} , the critical current to cause the phase n insulator to flash over, may have a different value for each phase. Consequently, all phases should be computed. This translation to a stroke current necessary for flashover is diagrammed in Figure 12.6.4 for the bottom phase insulator waveshape of Figure 12.6.2. As shown in Figure 12.6.5, the two curves just touch at $1.8 \mu\text{s}$, but the insulator voltage curve cuts through the volt-time curve beyond $2.7 \mu\text{s}$, at which point one would infer that flashover is more likely to occur.

However, the insulator voltages in Figure 12.6.2 were computed for the case of no reflections arriving from adjacent towers. Adjacent towers will usually be about 300 m or less from the stricken tower, and current reflections will arrive from these towers on both sides of the stricken tower in about $2 \mu\text{s}$ or less (the velocity of light is $300 \text{ m}/\mu\text{s}$) after the stroke makes contact. These reflections are in the direction to drive down the voltages at the stricken tower, as shown by the dotted lines in Figures 12.6.4 and 12.6.5 (discussed subsequently).

In general, the location of the juncture of the insulator voltage curve with the insulator volt-time curve will be at the same time as the crest time of the stroke current if footing resistances are moderate or low. However, if footing resistances are high or the towers are short, the juncture may occur beyond the crest time. Therefore, it is advisable to compute the juncture both at

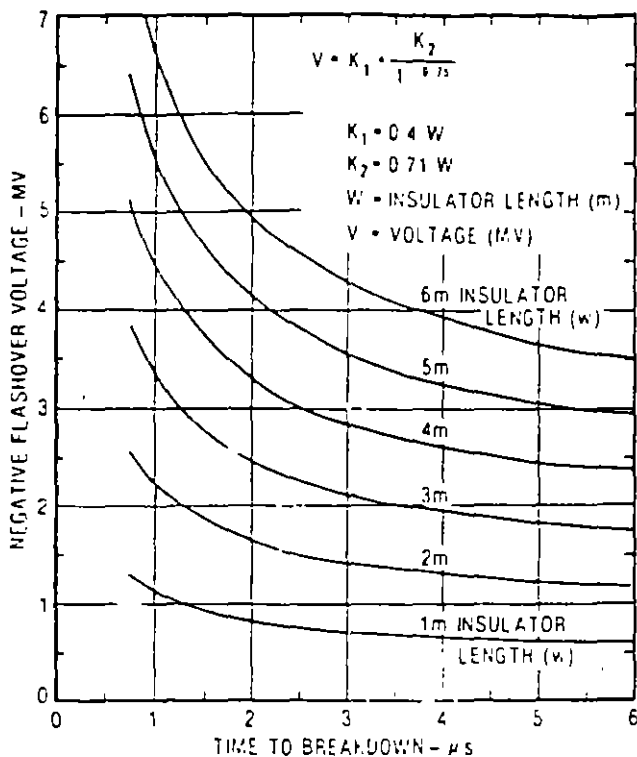


Figure 12.6.3 CIGRE volt-time curve for flashover of line insulators from Darveniza, Popolansky, and Whitehead

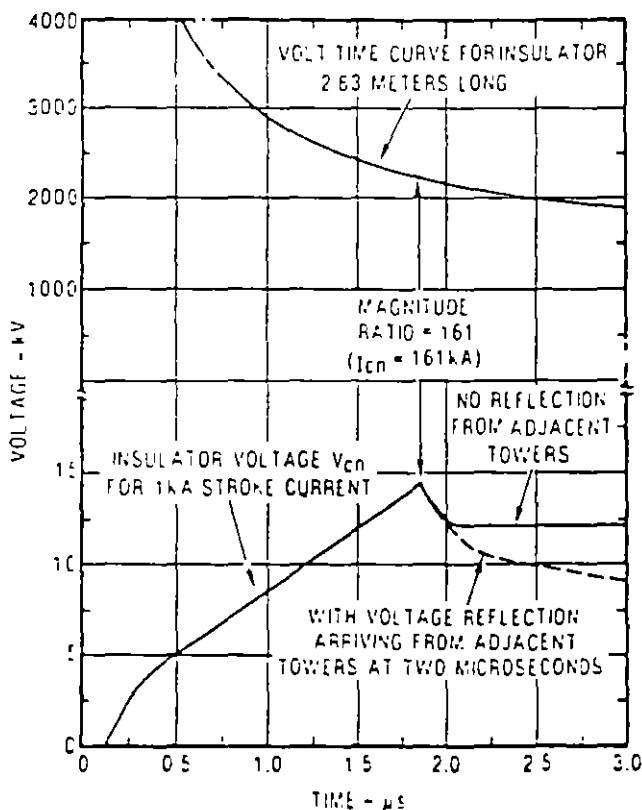


Figure 12.6.4 Per unit insulator voltage under the volt-time curve

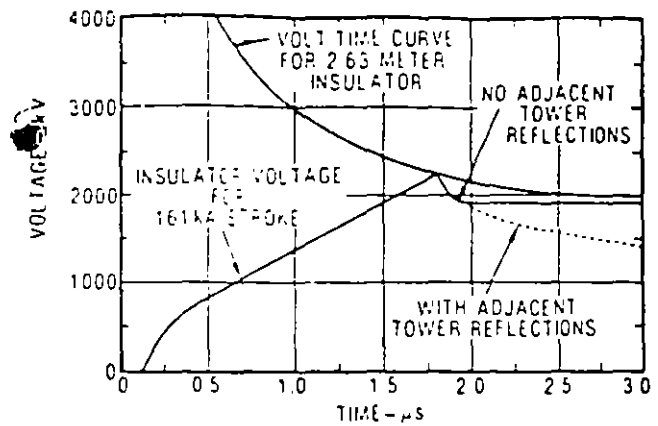


Figure 12.6.5 Increasing stroke current to 161 kA increases insulator voltage until it reaches the flashover volt-time curve

the stroke crest time and at about 6 μs, and then to work with the lowest of the two critical stroke currents thus obtained.

Caldwell and Darveniza (40) and others have pointed out that it is inaccurate to assume that flashover will occur when a voltage wave just touches the volt-time curve. However, when using only a hand calculator, the additional complexity in computing severity factors is generally not worth the effort if some corrective multiplier can be found instead. There are several influences that argue for a penetration above the volt-time curve. These include the following:

- In reality, the maximum stroke current, di/dt , does not exist at the crest of the current wave but shortly before it. This reduces the insulator voltage and requires more stroke current.
- The tower goes into heavy corona during part of the breakdown process. This reduces its surge impedance and the insulator voltage, again requiring more stroke current.
- Some flashes terminate on the shield wires, a short or moderate distance away from the tower top. This reduces the current entering the tower top and requires more stroke current to create flashover.

There is one influence that pushes in the opposite direction: the additional voltage on each phase conductor due to the release of bound charge as the lightning flash return stroke occurs. This additional voltage has been ignored thus far in the analysis. The author adopts the compromise of allowing the two curves to just touch. However, the stroke current so derived may, if preferred by other investigators, be multiplied by whatever penetration factor one prefers.

The stroke current required for the insulator voltage in any phase, n , to reach the insulator volt-time curve is defined as the critical stroke current, I_{cn} , for that phase. In this chapter it is computed at the crest time of the stroke current and at 6 μs. The lowest of the two critical currents is used to compute the tripout rate for that phase.

REFLECTIONS FROM ADJACENT TOWERS

Reflections from adjacent towers can drive down the insulator voltages at the stricken tower by reflected current waves, as shown in Figures 12.4.9 and 12.6.6. Depending on the span

where ρ is the soil resistivity. The voltage, as the line integral of the field strength from the surface of the conducting sphere to any distance, λ , is

$$V = \int_0^\lambda E d\lambda = \frac{\rho I}{2\pi} \int_0^\lambda \frac{d\lambda}{\lambda^2} = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{\lambda} \right) \quad (12.5.10)$$

where a is the radius of the hemisphere. The total voltage between the hemisphere and a far distant point with $\lambda \rightarrow \infty$ is then

$$V = \frac{\rho I}{2\pi a} \quad (12.5.11)$$

The total resistance experienced by the flux lines diverging from the hemisphere becomes

$$R = \frac{V}{I} = \frac{\rho}{2\pi a} \quad (12.5.12)$$

As an example, a hemisphere of radius $a = 1$ m embedded in soil of resistivity $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$ will have a ground resistance of

$$R = \frac{100 \Omega \cdot \text{m}}{2\pi \cdot 1 \text{ m}} = 16 \Omega$$

This is the resistance experienced by current flowing through the entire surrounding space. Most of this resistance is encountered in the region immediately around the electrode. From Eq. 12.5.8, 50% of the total resistance is contained in the first meter beyond the electrode ($\lambda = 2a$) and 90% is contained in the first nine meters beyond the electrode ($\lambda = 10a$).

Figure 12.5.6 from Rudenberg (30) shows the resistance of several simple electrodes that are buried at an extreme depth in the earth. If these electrodes are buried with only half their vertical dimension in the earth, the resistance will be twice that given in Figure 12.5.6. The resistance will be only somewhat less than twice that given in Figure 12.5.6 if the electrodes are buried at a depth that is shallow compared to their length. Tabulations of ground resistance of other electrodes as a function of burial depth are given by Dwight (31), Fink and Beatty (32), and Sunde (33).

The most useful form of ground electrode is the driven ground rod. Ground rods are usually supplied in 8- to 12-ft lengths, and they may be joined by couplings for longer depths. Rod diameters are generally less than 3 cm. Sunde has derived the resistance of a driven ground rod as

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 \right] \text{ when } l \gg a \quad (12.5.13)$$

where R is the resistance (Ω), ρ is the ground resistivity ($\Omega \cdot \text{m}$), l is the length of rod (m), and a is the rod radius.

The diameter of the rod is of some significance because it affects the logarithmic term $4l/a$, but the length is more important. However, the resistance does not decrease directly with length, and a condition may arise in which a further increase in length is accompanied by only a minor reduction in footing resistance.

A careful examination of both Eq. 12.5.13 from Sunde and the equation for the resistance of a deeply buried rod from

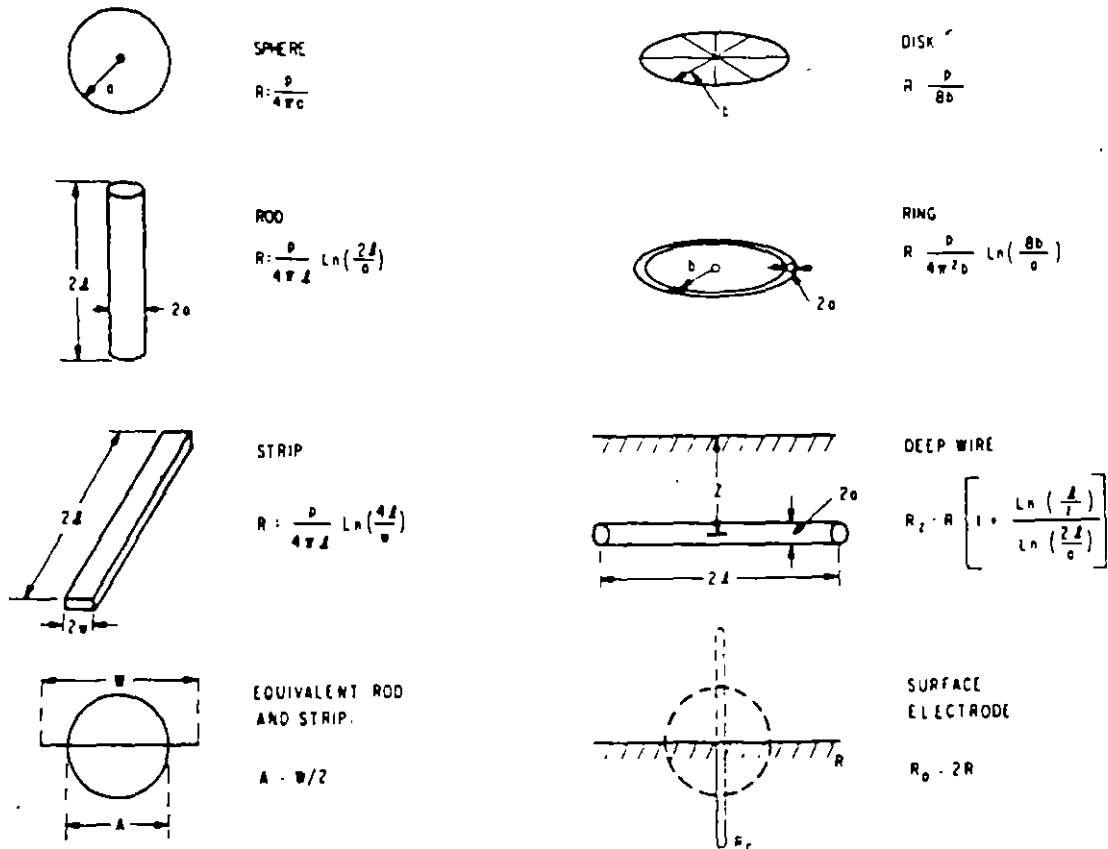


Figure 12.5.6 Ground resistance of elementary electrodes

Rudenberg in Figure 12.5.6 reveals a moderate discrepancy. For a driven ground rod, the theoretical expression by Rudenberg in Figure 12.5.6 would have to be doubled because half the resistive material would not exist. Making this correction and allowing l to now equal the length of rod driven into the ground, Rudenberg's expression becomes

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \left(\frac{2l}{a} \right) \quad (12.5.13A)$$

Part of the discrepancy between Eq. 12.5.13 and Eq. 12.5.13A is due to the different approaches to the approximations. Generally, Eq. 12.5.13 is used, and it is the same as that given by Dwight (31) when Dwight's equation is modified so that l represents the length of the rod driven into the ground. There is also some difference in the derivations of the resistance of a buried strip. Rudenberg and Sund agree fairly well, though not exactly, and both differ from Dwight. Figure 12.5.7 shows the variation of resistance with rod length for various diameters. The curves are drawn for a ground resistivity of 100 $\Omega \cdot \text{m}$.

Ground resistance may also be lowered by connecting driven ground rods in parallel. If the spacing between rods is great compared with the length of the individual rods, the resistance will be reduced in proportion to the number of rods. If the rods are close together, each rod will be in the intense electrical field of its neighbor. If the rods are very close together, then the overall resistance becomes

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \left(\frac{2l}{a} \right) \quad (12.5.14)$$

where a represents the radius of an equivalent rod

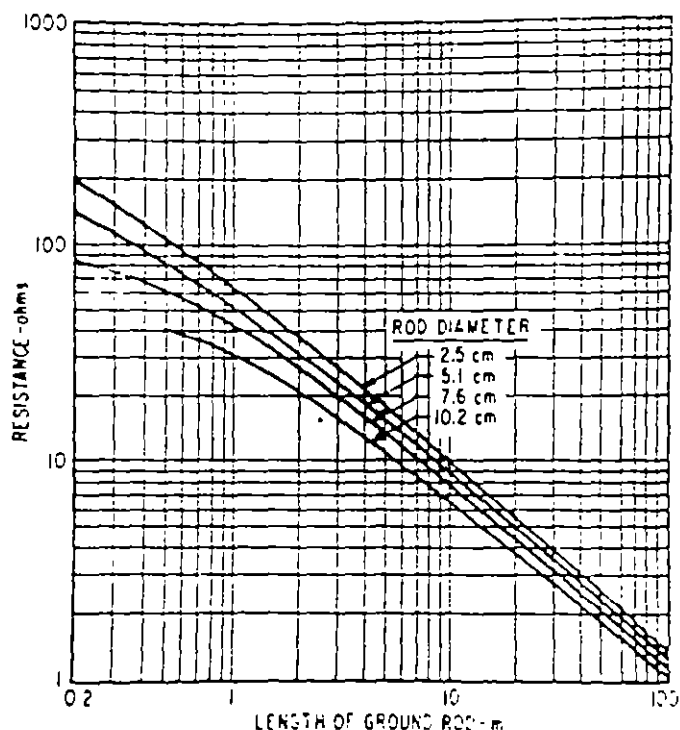


Figure 12.5.7 Resistance of vertical ground rods as a function of length and diameter. Soil resistivity = 100 $\Omega \cdot \text{m}$

Figure 12.5.8 shows how the equivalent radius depends on rod geometry. If the rods are moderately close to each other, the overall resistance will be more than if the same number of rods were spaced far apart. The increase in resistance depends on the number of rods involved. Two rods, with 1.9-cm diameter and 3-m length, in parallel and spaced 3 m apart will have a resistance 1.14 times greater than they would if they were an infinite distance apart. Four rods in a square would have to be 9.15 m apart to have the same resistance ratio. Lewis (34) gives additional information on ground rods in parallel as a function of spacing.

Table 12.5.1 shows an example of the ground resistance that could be obtained on an area of 20,000 ft (100 ft $\times$ 200 ft).

The resistance of a single buried horizontal wire is, from Sundel,

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \left(\ln \frac{2l}{\sqrt{4ad}} - 1 \right) \text{ when } d \ll l \quad (12.5.15)$$

where l is the length of wire (m), a is the wire radius (m), and d is the burial depth (m). Figure 12.5.9 shows how this resistance varies with the length and diameter of the buried wire.

Equation 12.5.15 assumes that the potential is uniform over the entire length of the wire, which could be true only if the wire had perfect conductivity. If the wire is very long, it will not be at the same potential all along its length, and Eq. 12.5.15 will be in error. If allowance is made for wire resistance, the overall ground resistance becomes

$$R_o = \sqrt{rR} \coth l \sqrt{\frac{r}{R}} \quad (12.5.16)$$

Table 12.5.1
GROUND RESISTANCE OF RODS IN PARALLEL

Number of Rods 1.9 cm Diam $\times$ 3.05 m Long	Relative Ground Resistance
1	1.000
5	0.200
10	0.110
20	0.070
50	0.042

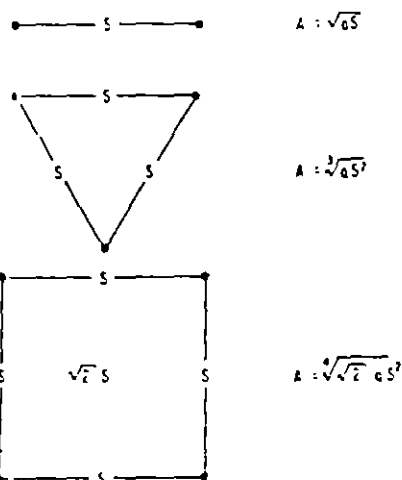


Figure 12.5.8 Equivalent radius a of group of ground rods of radius a

In this case the effective shield angle, α_L , becomes

$$\alpha_L = \arctan \left(\frac{X_G}{Y_G - Y'_G} \right) \quad (12.7.5)$$

Note that for positive shield angles, X_G will be negative because the shield wire will be to the left of the phase conductor in Figure 12.7.1

SHIELDING FAILURE RATE COMPUTATION

If the line is not effectively shielded, shielding failures will occur, and Eq. 12.7.2 or Eq. 12.7.3 applies. To solve for the shielding failure rate, first compute the magnitude of stroke current, I_{min} , to phase c (the most exposed phase) just sufficient to flash over its insulator

$$I_{min} = \frac{2V_c}{Z_c} \quad (12.7.6)$$

where I_{min} is the minimum shielding failure stroke current (kA), V_c is the insulator critical flashover voltage (kV) (see Figure 12.6.3), and Z_c is the surge impedance of the phase conductor, including corona effects (see Appendixes 12.2 and 12.3). Next, insert I_{min} into Eq. 12.7.1 and solve for the minimum strike distance, S_{min} , to that phase. With S_{min} determined, compute the unshielded width, X_u , from Eq. 12.7.2 or Eq. 12.7.3

Although not apparent at first, as the distance S in Figure 12.7.1A is increased, the arc PQ decreases. If S is sufficiently large, arc PQ becomes zero, and it becomes equivalent to Figure 12.7.1B. This distance, designated S_{max} , is the strike distance corresponding to the maximum value of stroke current, I_{max} , that can cause a shielding failure. Only flashes having stroke currents between I_{min} and I_{max} can cause a shielding failure according to the electrogeometric theory, and these currents must terminate within the unprotected area. The solution for S_{max} is equivalent to solving Eq. 12.7.4 for S .

However, in Figure 12.7.2, the length of line OP approaches S_{max} for most practical cases (27). If it is assumed that line OP is approximately the same as S_{max} (an assumption at least as valid as most of the other assumptions on which the electrogeometric theory is based), then the quadratic solution for S_{max} is much simplified, and it is easy to show that

$$S_{max} = Y_0 \left(\frac{-B_1 + \sqrt{B_1^2 + A_1 C_1}}{A_1} \right) = Y_0 \bar{S} \quad (12.7.7)$$

where

$$Y_0 = \frac{V_c Y_c}{2}$$

$$A_1 = m^2 - m^2 \beta - \beta^2$$

$$B_1 = \beta(m^2 + 1)$$

$$C_1 = (m + 1)$$

m = slope of line OP in Figure 12.7.2.

$$\bar{S} = \frac{X_c - X_u}{Y_0 - Y_c}$$

Figure 12.7.2 provides the value $\bar{S}$ by which Y_0 must be multiplied to obtain the approximate value of S_{max} . It is a function only of m and the coefficient β . For EHV lines, the author uses $\beta = 0.8$ and for UHV lines 0.67. However, these values are by no means firmly established by the industry.

At this point, the minimum and maximum stroke currents that can cause a shielding failure flashover have been determined as has the unshielded width, X_u , associated with the minimum current. For the maximum current, I_{max} , X_u shrinks to zero. The average unshielded width is $X_u/2$, and this width, X_u , is used for the shielding failure computation. The number of flashes causing shielding failure is then determined by computing the most probable number of flashes per 100 per year falling within X_u (by Eq. 12.4.1) and multiplying this number by the difference of the probabilities of the I_{min} and the I_{max} flashes occurring, or

$$N_{sf} = 0.012 T \frac{X_u}{2} (P_{min} - P_{max}) \quad (12.7.8)$$

where N_{sf} is the number of shielding failures per 100 km per year, T is the keraunic level (thunder-days), X_u is the unprotected width (m), P_{min} is the probability that a stroke will exceed I_{min} , and P_{max} is the probability that a stroke will exceed I_{max} .

Note that Eq. 12.7.8 is for one shield wire and one phase conductor. There may be other phase conductors that are also exposed, or there may be one phase conductor that is exposed on

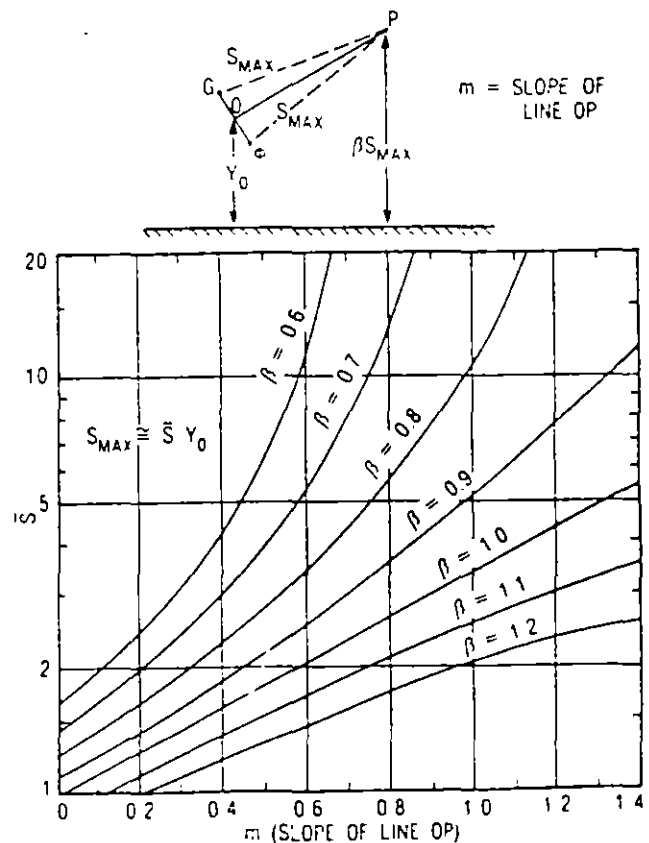


Figure 12.7.2 The value of $\bar{S}$ by which Y_0 must be multiplied to find S_{max} , the maximum possible striking distance

both sides. In these cases, each shielding failure rate is added separately to find the total shielding failure rate. After the shielding failure rate is computed, this rate is subtracted from the total number of strokes, N_s , to the line (Eq. 12.4.6) to determine the total number of strokes available to be used in back-flashover calculations.

12.8 LIGHTNING PERFORMANCE OF UHV LINES

The lightning performance of UHV lines has been estimated by Anderson (10) and by Darveniza and others (19). In summary, because of the large air gaps and insulator lengths, lines above 800 kV should be practically lightning-proof, provided that attention is paid to proper shield angles and that the footing resistances are maintained below 50 Ω . There are substantial uncertainties regarding the value of β to use for adequate shield angles, and consequently the author has used $\beta = 0.64$ to be conservative. Also, the volt-time flashover for these large gaps is ill defined, and no field experience is available. However, proper design should provide extremely good lightning performance. The preceding references provide more details.

12.9 EQUIVALENT R-L CIRCUITS OF TRANSMISSION TOWERS

Representation of the lightning response of transmission towers by lumped resistance-inductance circuits has distinct advantages in that the traveling wave equations are eliminated and voltage solutions may be determined by conventional circuit analysis. Such representations are particularly appropriate when the greater precision of the traveling wave solution is not justified because of meager or ill-defined problem parameters, as is usually the case. The key problem that arises is the choice of proper values of tower inductance and footing resistance for best accuracy.

Figure 12.9.1 presents the conventional equivalent circuit using a tower surge impedance representation on the left and an R-L representation on the right. Appendix 12.7 shows that, if both circuits are to have the same initial and final voltage responses, Z' and R' must be selected so that

$$Z' = \frac{2Z_t Z_T}{Z_t + 2Z_T} \quad (12.9.1)$$

and

$$R' = \frac{RZ_T}{Z_t - R} \quad (12.9.2)$$

A unique value of L must also be chosen. The author uses a value such that the area under the R-L volt-time response curve for a step function of stroke current is equal to the area under the tower volt-time response of the conventional traveling wave circuit. Appendix 12.7 provides a derivation for this equivalent inductance

$$L = \left(\frac{Z' + 2R'}{Z'} \right)^2 \frac{2Z_t \tau_T}{(1 - \psi)^2} \quad (12.9.3)$$

where L is the total tower inductance (μH), τ_T is the tower travel time (μs), Z_t is the tower wave impedance (not the tower surge

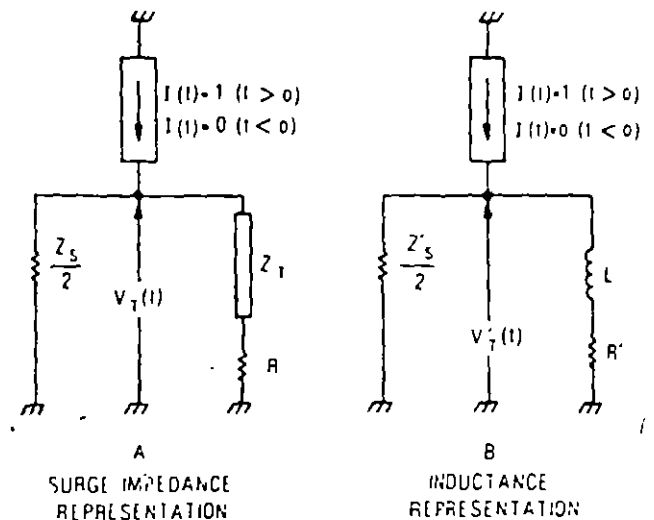


Figure 12.9.1 Two equivalent circuits of a transmission tower and shield wire subjected to a step-function lightning stroke

impedance), and ψ is the damping factor (see Eq. 12.6.1C). Only when the footing resistance is zero ($R = R' = 0$), does Eq. 12.9.3 reduce to

$$L = Z_T \tau_T \quad (12.9.4)$$

which is the classical formula for tower inductance. The travel time, τ_T , establishes the height of the tower, and the total inductance is directly proportional to the height. Figure 12.9.2 presents an example of how the tower equivalent inductance is related to the tower surge impedance for nonzero values of footing resistance. To the left of line OY , the inductance values turn toward infinity and become infinite when the footing resistance is equal to the tower surge impedance. To the right of line OY , the values tend to vary linearly, but are always above the classical value for $R > 0$. The classical value of tower inductance, which is independent of the terminations, is the best equivalent value only when the footing resistance is zero.

Figure A12.7.2 of Appendix 12.7 shows the response of equivalent R-L circuits as well as traveling wave (tower surge impedance) circuits when a step-function stroke current is applied. The ringing of the latter is not duplicated by the R-L circuit. However, the settling time is roughly simulated and is only a few tower round-trip travel times—for conventional towers, a few tenths of a microsecond. It is therefore of interest to see how well an R-L circuit using this value of inductance duplicates the response of a tower to a ramp-function stroke current. An example is shown in Figure 12.9.3 for a standard, stroke-current ramp function. The agreement is extremely good in all regions of significance.

It can be shown by numerical experiment that the value of L given by Eq. 12.9.3 is the only value that permits the inductive solution to be asymptotic to the traveling wave solution before and at the crest of the wave.

The R-L equivalent circuit has another advantage in that a good approximation for any crossarm voltage is easily obtained. First, the assumption is made that the tower inductance per unit length does not change with tower height. The crossarm may be considered to be connected partway down on the tower inductance, as shown in Figure 12.9.4. Then, the differential equation of Figure 12.9.4 reveals that

$$V_L(t) = \left(\frac{2R' + Z_i'}{Z_i'} \right) V_T(t) - R' I(t) \quad (12.9.5)$$

where $V_L(t)$ is the voltage at any time, t , across L and $V_T(t)$ is the tower top voltage at time t . Also,

$$V_R(t) = V_T(t) - V_L(t) \quad (12.9.6)$$

where $V_R(t)$ is the voltage at time t across the equivalent footing resistance R' . Then,

$$V_{pn}(t) = \left[1 - \frac{Y_n}{h} \left(\frac{2R' + Z_i'}{Z_i'} \right) \right] V_T(t) + \frac{Y_n}{h} R' I(t) \quad (12.9.7)$$

where $V_{pn}(t)$ is the voltage at crossarm n at time t , Y_n is the distance from the tower top down to the crossarm n in meters, and h is the tower height in meters. R' and Z_i' are given by Eqs. 12.9.1 and 12.9.2. L is given by Eq. 12.9.3. The term within brackets is fixed and is computed once. The insulator voltage, $V_n(t)$, for insulator n is

$$V_n(t) = V_{pn}(t) - K_n V_T(t) \quad (12.9.8)$$

where K_n is the coefficient of coupling from tower top to phase n . If Eqs. 12.9.7 and 12.9.8 are combined, then

$$V_n(t) = \left[1 - K_n - \frac{Y_n}{h} \left(\frac{2R' + Z_i'}{Z_i'} \right) \right] V_T(t) + \frac{Y_n}{h} R' I(t) \quad (12.9.9)$$

Eq. 12.9.9 is the basic equation for insulator voltage using the R-L equivalent circuit. To utilize it, the tower top voltage, $V_T(t)$, must be determined first. If the differential equation of Figure 12.9.4 is solved for $V_T(t)$ when $I(t) = At$ (a ramp function), then

$$V_T(t) = \frac{AL'(Z_i')^2}{(2R' + Z_i')^2} (1 - e^{-at}) + \frac{Z_i' R' At}{(2R' + Z_i')} \quad (12.9.10)$$

where

$$a = \frac{2R' + Z_i'}{2L}$$

Both Eqs. 12.9.9 and 12.9.10 may be set up on a programmable hand calculator. Eq. 12.9.9 cannot exactly duplicate the computed response with a traveling wave solution because it assumes instantaneous communication between both ends of the tower

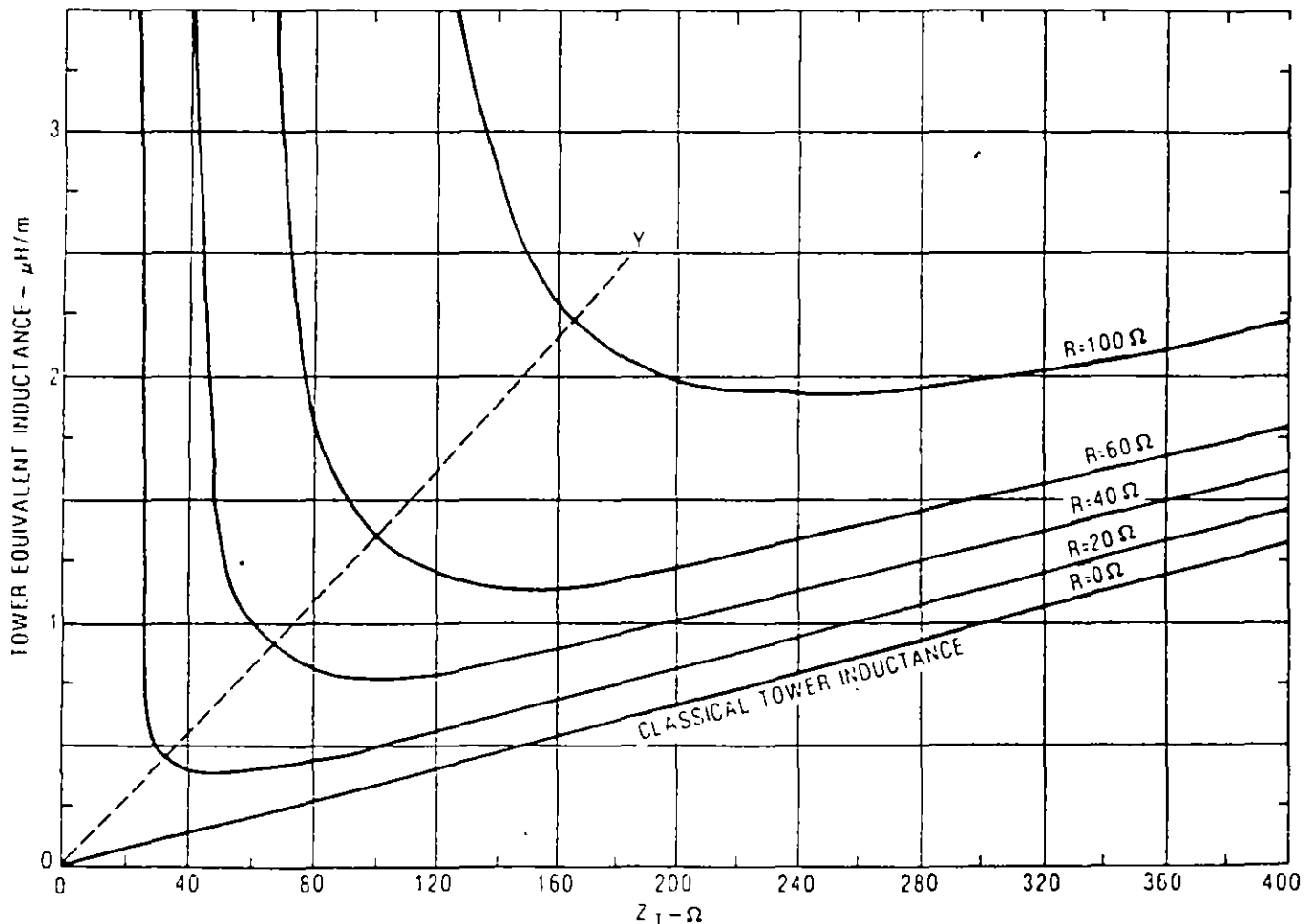


Figure 12.9.2 Effective tower inductance per meter of length as a function of tower surge impedance and tower footing resistance ($Z_S = 400 \Omega$).

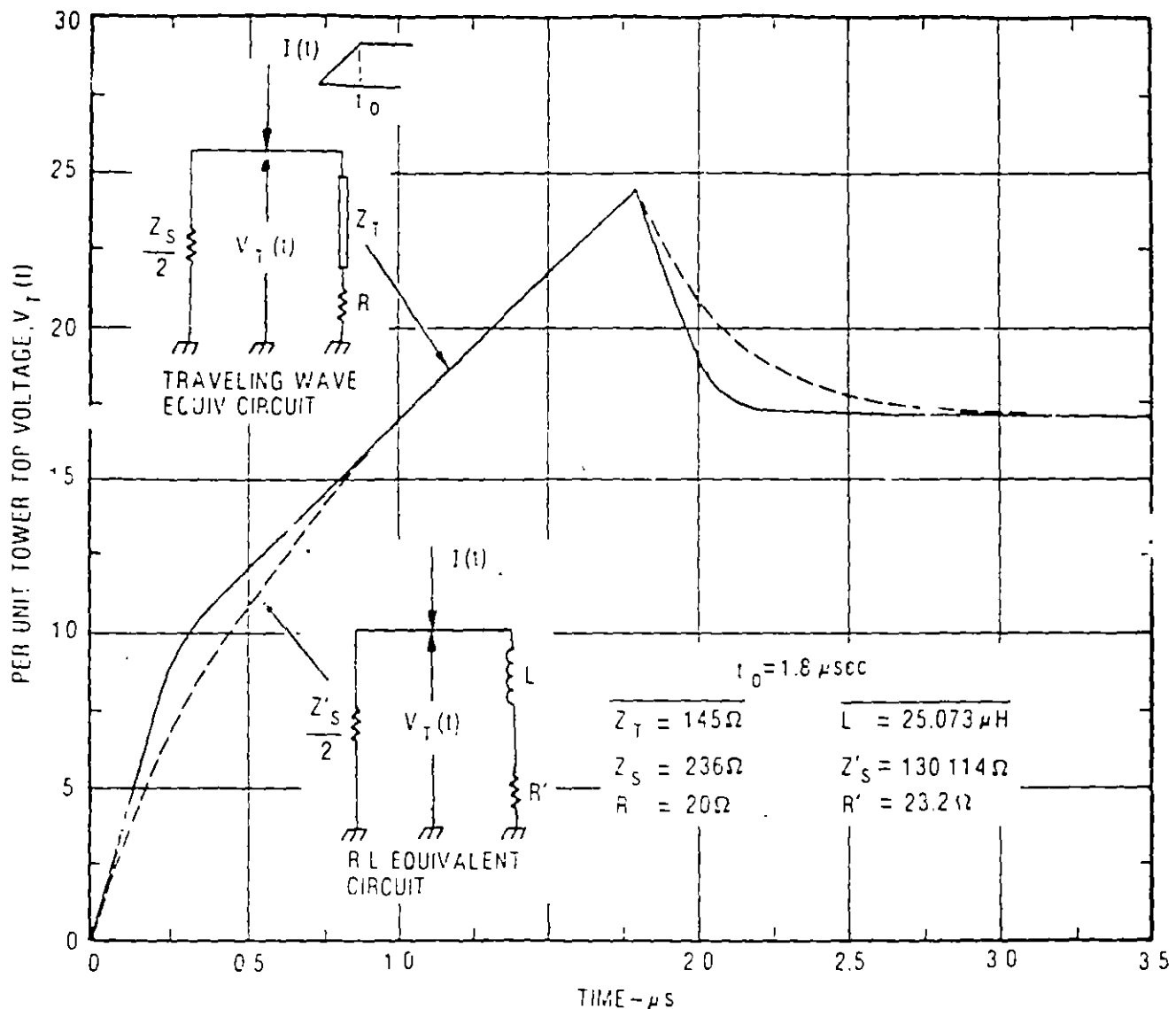


Figure 12.9.3 Computed tower top voltages for two different equivalent circuits

and the crossarm. However, it is close enough for practical purposes if fast second strokes are not being applied. It should be clear from Figure 12.9.3 that unless footing resistance is very high, the voltages need to be computed only at or near the crest time of the applied current wave. For this case, e^{-at} is usually so small that the equation for tower top voltage becomes

$$V_T(t) \approx \frac{4Z'_S}{2R' + Z'_S} \left(\frac{1Z'_S}{2R' + Z'_S} - R' \right) \quad (12.9.11)$$

or all practical purposes, an R-L equivalent circuit may be used to represent the lightning response of a tower provided the values of R' , Z'_S , and L are chosen according to Eqs. 12.9.1 through 12.9.3.

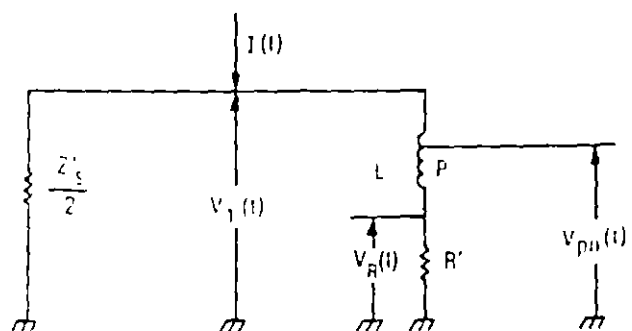


Figure 12.9.4 Crossarm connects partway down the tower inductance

12.10 A SIMPLIFIED TWO-POINT METHOD FOR COMPUTING LIGHTNING PERFORMANCE OF TRANSMISSION LINES

The previous sections provided the foundations for computing lightning tripouts with about all the rigor that is justified considering the sparsity of data and the uncertainties of the statistics of lightning, climate, and geology. The preceding is clearly too complex for convenient solution with a hand calculator, and simplifications are required. In this section, a step-by-step hand calculation method is developed, and a numerical example for a double-circuit tower is presented. Step-by-step schedules are provided to help the user keep track of computations and to store intermediate values that will be used later.

BASIS OF THE METHOD

The method is based on the following concepts:

1. Only one waveshape is utilized. Section 12.4 showed that, although stroke-crest currents and rise times have different probability distributions, they are not independent once one selects the time-to-crest of a ramp function used to simulate the stroke waveshape. Figure 12.4.8 shows the relationship that must then exist to meet probability requirements. Most lightning tripouts from back-flashovers are caused by strokes with magnitudes of 80 kA or higher (frequently much higher), and Figure 12.4.8 indicates that a stroke waveshape time-to-crest in the 1.5- to 2.0- μ s range or more would simulate field observations reasonably well. However, Figure 12.4.5 demonstrates that, even if one errs by selecting a somewhat faster rise time than observed in field measurements, the effect of the error is minimized because of the increase in dielectric strength of the insulator volt-time curve. Therefore, for this simplified method, the standard wave will be a ramp function cresting at 2 μ s, with a flat top.
2. Reflections from adjacent towers are included. Reflections from adjacent towers can reduce tower top potentials and significantly reduce the line flashover rate. As reviewed in Section 12.6, these reflections are distorted by corona currents, and their velocity of propagation is slowed appreciably by resistance and corona effects. (The author has often used a velocity of $0.9C$ for waves from adjacent towers, where C is 300 m/ μ s, the velocity of light, although in reality different parts of these reflected waves travel with different velocities.) Thus if an adjacent tower is 300 m (984 ft) away, these slowed reflections would start arriving at the stricken tower at about 2.2 μ s. Even for a 200-m (656-ft) span, about 1.5 μ s will elapse before refractions start reducing the voltages at the stricken tower. Because most EHV transmission spans average 200 m or more in length, one may simply select a stroke front time of 2 μ s as a standard waveshape from Figure 12.4.8 and then correct for reflections from the nearest towers according to Eq. 12.6.11 and Eq. 12.6.12 in Section 12.6.
3. Penetrations into the volt-time curve are computed at only two points. Figure 12.10.1 shows the per unit

stroke-current wave adopted as the standard and the two points, A and B, at which the critical stroke current required to make the insulator voltage penetrate into the volt-time curve is computed. The lower of the two stroke currents is then used as the true critical stroke current for flashover calculations. No penetration factor (see Section 12.6) is used. Flashovers beyond 6 μ s are assumed to be infrequent because of the flattening of the volt-time curve. The two voltages, A and B, are computed for each insulator on the tower unless it is determined by inspection that the insulators have identical stresses.

4. Subsequent strokes are ignored. The analysis suggests that as far as the severity of voltage across the insulators is concerned, subsequent strokes in the same flash are no worse than the first stroke. Subsequent strokes create more insulator voltage but at shorter times where the insulator strength is higher.
5. By selecting the two penetration points at times of 2 and 6 μ s, all the voltage equations are greatly simplified. With t_0 equal to 2 μ s (A in Figure 12.10.1) and no reflections from adjacent towers, Eq. 12.6.2 reduces to the following good approximation:

$$(V/I)_2 = \left[Z_1 - \frac{Z_2}{1 - \rho} \left(1 - \frac{\tau_1}{1 - \rho} \right) \right] I \quad (12.10.1)$$

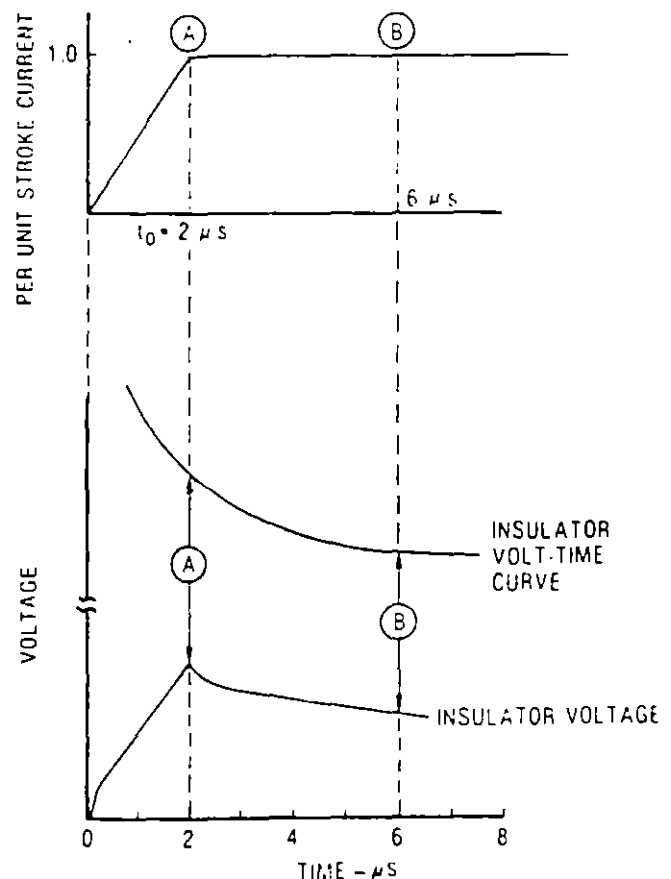


Figure 12.10.1 A simple ramp-function stroke current is used, and insulator voltages computed at only two points in time.

where $(V_T)_2$ is the magnitude of tower top voltage at 2 μ s for a one-per-unit stroke current cresting at 2 μ s. Z_L , τ_T , and ψ are defined in Equation 12.6.1. (The damping constant ψ usually will not exceed about 0.2 and Λ in Eq. 12.6.2 will usually be about 4 or 5. Consequently, ψ^Λ and $\Lambda\psi^\Lambda$ are very small.) The magnitude of the footing resistance voltage, $V_R/(1 + \tau_T)$, is closely approximated from Eq. 12.6.5

$$(V_R)_2 = \left[\frac{\bar{\alpha}_R Z_L}{1 - \psi} \left(1 - \frac{\psi \tau_T}{1 - \psi} \right) \right] I \quad (12.10.2)$$

where $(V_R)_2$ is the magnitude of voltage across the footing resistance at $(2 + \tau_T)$ μ s for a one-per-unit stroke current cresting at 2 μ s. From Eq. 12.6.12, the voltage reflection from adjacent towers, which appears across the stricken tower at 2 μ s (provided $2\tau_T < 2$), is

$$(V''_T)_2 = \frac{-4K_S (V_T)_2^2}{Z_S} \left[\frac{1 - 2(V_T)_2}{Z_S} \right] (1 - \tau_S) \quad (12.10.3)$$

where K_S is the span attenuation factor (defined under Eq. 12.6.11). If $\tau_T > 1.0$ μ s, there is no voltage reflection at 2 μ s. The total tower top voltage magnitude is

$$(\bar{V}_T)_2 = (V_T)_2 + (V''_T)_2 \quad (12.10.4)$$

The voltage, $(V_{pn})_2$ at crossarm n at 2 μ s is still determined by interpolation, as in Eq. 12.6.8:

$$(V_{pn})_2 = (V_R)_2 + \frac{\tau_T - \tau_{pn}}{\tau_T} \quad (12.10.5)$$

$$\left[(V_T)_2 - (V_R)_2 \right]$$

The insulator surge voltage for phase n at 2 μ s is the difference between the crossarm surge voltage and the phase conductor surge voltage:

$$(V_{sn})_2 = (V_{pn})_2 - K_n (\bar{V}_T)_2 \quad (12.10.6)$$

After the current wave has crested and the towers have rung down and after the effect of tower surge impedance disappears, the equations of Section 12.6 yield the following for the voltages developed at 6 μ s:

$$(V_T)_6 = (V_R)_6 = (V_{pn})_6 = \left[\frac{Z_L R}{Z_L + 2R} \right] I \quad (12.10.7)$$

The reflections from the adjacent towers have not rung down completely. For simplification, only the first set of reflections is used. Then Eq. 12.6.11 applies and becomes

$$(V''_T)_6 = -4K_S Z_L \left(\frac{R}{Z_L + 2R} \right)^2 \left[1 - \frac{2R}{Z_L + 2R} \right] I \quad (12.10.8)$$

The total per unit insulator voltage at 6 μ s is

$$(V_{sn})_6 = [(V_T)_6 + (V''_T)_6] (1 - K_n) \quad (12.10.9)$$

From Figure 12.6.3 the dielectric strengths of an insulator string at 2 and 6 μ s are

$$(V_f)_2 = 820 W' \quad (12.10.10)$$

and

$$(V_f)_6 = 585 W' \quad (12.10.11)$$

where $(V_f)_2$ is the insulator flashover strength at 2 μ s (kV), $(V_f)_6$ is the insulator flashover strength at 6 μ s (kV), and W' is the insulator length (m). The critical stroke currents required to flash over insulator n at 2 and 6 μ s respectively (in the absence of power-frequency voltage) are

$$(I_{cn})_2 = \frac{820 W'}{(V_{sn})_2} = \frac{(V_f)_2}{(V_{sn})_2} \quad (12.10.12)$$

and

$$(I_{cn})_6 = \frac{585 W'}{(V_{sn})_6} = \frac{(V_f)_6}{(V_{sn})_6} \quad (12.10.13)$$

6. A general analysis of power-frequency effects is included to obtain a good simulation of the way power-frequency voltages influence the sharing among the various phases of the tripouts that occur and because the presence of power-frequency voltages can make a noticeable increase in total tripouts observed. The approach is that presented in Section 12.6 (Eq. 12.6.11). Combining Eq. 12.6.14 with Eq. 12.10.2 and Eq. 12.6.12 yields

$$(I'_{cn})_2 = \left[\frac{820 W' - V_{pn} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{(V_{sn})_2} \right] (I_{cn})_2 \quad (12.10.14)$$

and

$$(I'_{cn})_6 = \left[\frac{585 W' - V_{pn} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{(V_{sn})_6} \right] (I_{cn})_6 \quad (12.10.15)$$

where $(I_{cn})_m$ is the critical stroke current required to cause flashover of insulator n at m μ s with power-frequency voltage present, V_{pn} is the crest phase-to-ground voltage for phase n , θ_n is the instantaneous voltage angle, α_n is the phase angle of phase n (either 0° , -120° , or $+120^\circ$), and W' is the length of the insulator string (m). [820 W' is $(V_f)_2$, flashover strength of the insulator string at 2 μ s (kV) and 585 W' is $(V_f)_6$, the flashover strength of the insulator string at 6 μ s (kV).]

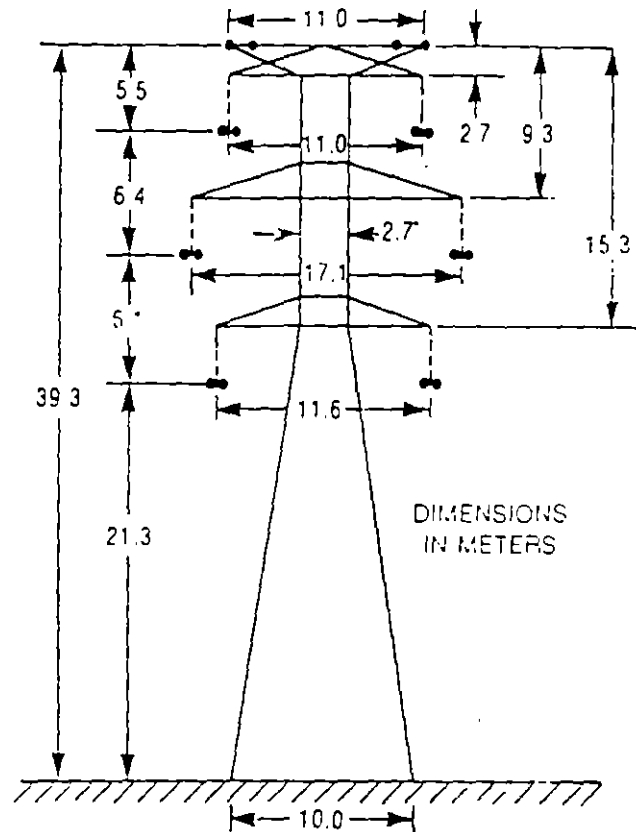
7. Probabilities of flashover are determined directly from the stroke probability curves. After the critical stroke currents (with power-frequency effects included) are determined, the probability of a stroke equaling or exceeding this value is found directly from the stroke probability distribution curve of Figure 12.4.3. The Anderson-Eriksson curve is used. Knowing this prob-

ability and the number of strokes to the line (with shielding failure strokes deleted), the expected number of flashovers per 100 miles per year immediately follows

8. Shielding failures are included. The equations of Section 12.7 are applied to establish the shielding failure rate for the phase conductors on each side of the center line. The shielding failure rates are then summed to find the total shielding failure rate.
9. Schedules are provided to facilitate a step-by-step solution for the lightning performance of practically any transmission line. Schedules 1 and 2 provide a step-by-step guide for using the concepts and equations in this chapter to find the lightning outage rate of a transmis-

sion line. One begins by drawing the supporting towers to scale, defining all the dimensions, and computing lightning incidence and concludes with the expected lightning flashover rate for each phase and for the entire line. The schedules shown are filled in with a specific example of a double-circuit, 345-kV tower in a region with a keraunic level of 30. To use these schedules for any other case, reproduce them with a copier and mask out the handwritten entries with typist's white correction fluid. Then copy them once again. From the length of the schedules, it would appear that the solution is the result of a long and laborious process. However, once all the input is available (as it must be for any method), the solution will emerge reasonably well. Worksheets begin on the following page

WORK SHEET 1-A. 345 kV, VERTICAL DOUBLE-CIRCUIT, TWO GROUND WIRES



Tower Sketch

Conductor No.	Function	Phase Coordinates		Conductor Radius (cm)	Bundle Spacing (cm)	Operating Phase-Phase (kV)	α Phase Angle (degrees)
		X (m)	Y (m)				
1	Shield	-5.5	39.3	0.45	—	0	—
2	Shield	5.5	39.3	0.45	—	0	—
3	A	-5.5	33.8	1.48	45.7	345	0
4	B	-8.6	27.4	1.48	45.7	345	-120
5	C	-5.8	21.3	1.48	45.7	345	120
6	C'	5.5	33.8	1.48	45.7	345	120
7	B	8.6	27.4	1.48	45.7	345	-120
8	A	5.8	21.3	1.48	45.7	345	0

W = Insulator length (m) 2.63

H = Tower height (m) 39.3

S = Spacing between shield wires (m) 11

S = span distance (m) 335

Shield height at midspan (m)

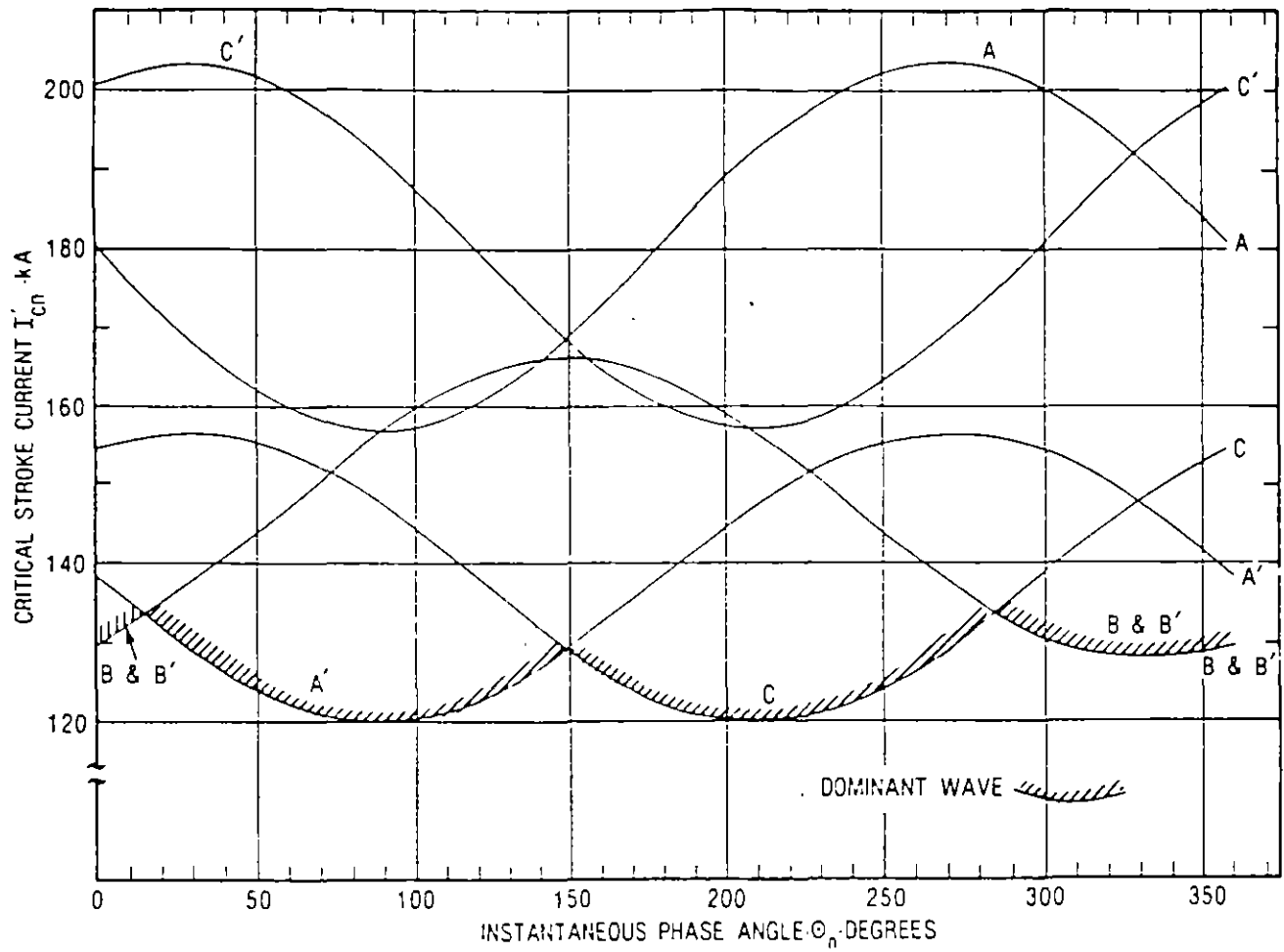
Conductor sag (m) 7.0

Tower width at base (m)

Distance from tower top to phase conductor (m)—

Upper 5.5, Middle 11.9, Lower 18.0.

WORK SHEET 2-A. PLOTTING I_{cn} IN STEP 31 FOR EXAMPLE CASE



Appendix 12.1 REDUCTION OF BUNDLES TO EQUIVALENT SINGLE CONDUCTORS

In Figure A12.1.1 assume that $h \gg D$ and that all conductors carry the same voltage. Then, applying the Maxwell potential coefficients for horizontal conductors above the earth,

$$\begin{aligned} P_{11}Q_1 + P_{12}Q_2 + P_{13}Q_3 + \dots + P_{1N}Q_N &= V_1 \\ P_{21}Q_1 + P_{22}Q_2 + P_{23}Q_3 + \dots + P_{2N}Q_N &= V_2 \\ &\vdots \\ P_{N1}Q_1 + P_{N2}Q_2 + P_{N3}Q_3 + \dots + P_{NN}Q_N &= V_N \end{aligned} \quad (\text{A12.1.1})$$

$$P_{N1}Q_1 + P_{N2}Q_2 + P_{N3}Q_3 + \dots + P_{NN}Q_N = V_N$$

However, if the conductors are high above the ground, they all carry nearly the same charge, Q/N , where Q is the total charge on the bundle and N is the number of subconductors. They also all carry the same voltage, V . Making these simplifications in Eq. A12.1.1 yields

$$[P_{11} + P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1N}] \frac{Q}{N} = V \quad (\text{A12.1.2})$$

but

$$P_{11} = K \ln \frac{2h}{r_{11}} \quad (\text{A12.1.3})$$

and

$$P_{1n} = K \ln \frac{a_{1n}}{b_{1n}} \quad (\text{A12.1.4})$$

where K is a constant that will later cancel out, r_{11} is the radius of conductor 1, a_{1n} is the distance from conductor 1 to the image of conductor n in the earth, and b_{1n} is the distance from conductor 1 to conductor n . Solving Eq. A12.1.2 for the total bundle charge yields

$$Q = \frac{NV}{[P_{11} + P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1n}]} \quad (\text{A12.1.5})$$

The total charge on an equivalent single conductor must also be Q where

$$Q = \frac{V}{P_{eq}}$$

where

$$P_{eq} = K \ln \left(\frac{2h}{R_{eq}} \right) \quad (\text{A12.1.6})$$

and R_{eq} is the radius of the equivalent conductor. Equating Eqs. A12.1.5 and A12.1.6 yields

$$\begin{aligned} \ln \left(\frac{2h}{R_{eq}} \right) &= \frac{1}{N} \left[\ln \left(\frac{2h}{r_{11}} \right) + \ln \left(\frac{a_{12}}{r_{12}} \right) \right. \\ &\quad \left. + \ln \left(\frac{a_{13}}{r_{13}} \right) + \dots + \ln \left(\frac{a_{1n}}{r_{1n}} \right) \right] \end{aligned} \quad (\text{A12.1.7})$$

However, a_{1n} is very closely equal to $2h$ if $h \gg D$. Hence, the only

unknown in Eq. A12.1.7 is the equivalent radius, and, if one eliminates h and a_{1n} from both sides of the equation, then

$$R_{eq} = \sqrt[2]{r_{11} r_{12} r_{13} \dots r_{1n}} \quad (\text{A12.1.8})$$

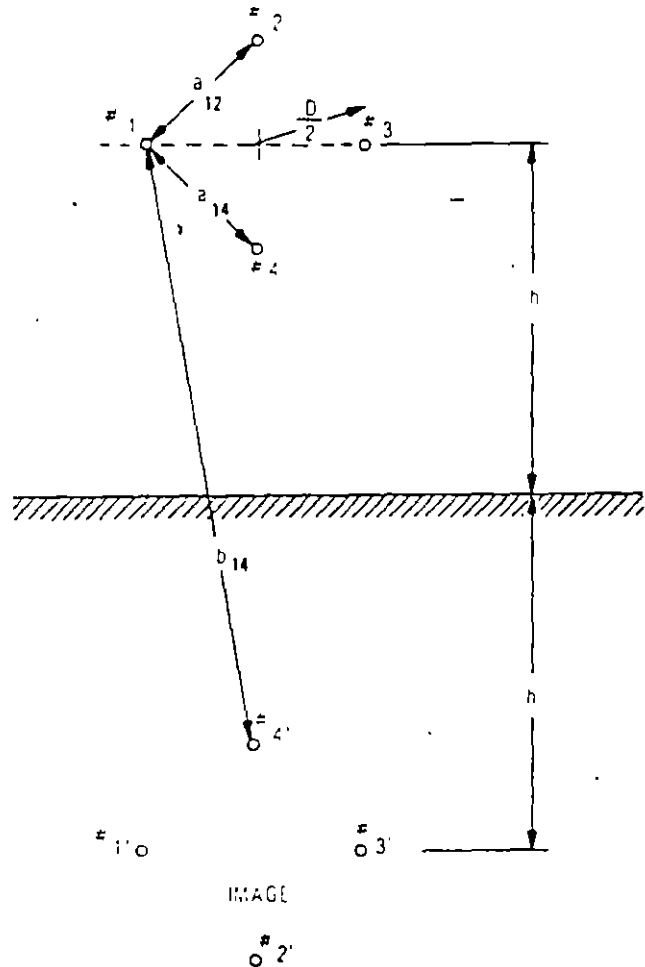


Figure A12.1.1 A symmetric bundle and its image

Appendix 12.2 COMPUTATION OF THE EFFECTIVE DIAMETER OF A CONDUCTOR AT HIGH VOLTAGE

The corona envelope is assumed to be cylindrical and symmetrical and to progress outward until the gradient, E_m , at its surface falls to some value insufficient to sustain further propagation. From a study of the experimental work of McCann (22), Brown (26) has concluded that a critical gradient, E_m , of 15.4 kV/cm is justified.

The corona envelope in Figure A12.2.1 contains a charge, Q , due to the voltage, V , applied. By Gauss's law

$$Q = 2\pi r E_r \quad (\text{A12.2.1})$$

where Q is the charge in coulomb per meter and r is the distance from the conductor to the point in space where the field, E_r , is to be computed. In Figure A12.2.1 the total field at point P is the sum of the contribution of the conductor and its image. Thus,

$$E_r = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2h-r} \right) \quad (\text{A12.2.2})$$

Integrating Eq. A12.2.2 from $r = h$ to $r = R$ to find the voltage, V , for the case where $h \gg R$,

$$V = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \ln \frac{2h}{R} \quad (\text{A12.2.3})$$

but, again, by Gauss's law,

$$Q = 2\pi R\epsilon E_c \quad (\text{A12.2.4})$$

Substituting Eq. A12.2.4 in Eq. A12.2.3 and solving for V yields

$$R \ln \frac{2h}{R} = \frac{V}{E_c} \quad (\text{A12.2.5})$$

where R is the radius of the corona envelope in meters, V is the applied voltage in volts, E_c is the limiting corona gradient in volts per meter, and h is the conductor height in meters. The solution of Eq. A12.2.5 for R may be determined very quickly by an iterative Newton-Raphson approach with a programmable hand calculator.

One should note, however, that the corona diameter is not the effective diameter of a conductor as far as coupling factor or surge impedance are concerned. The corona envelope creates a greater capacitive radius of the conductor, but currents traveling

axially along the conductor are confined to the metallic center because there is no axial gradient in the corona envelope sufficient to form a current path. For calculations of coefficients of coupling (as a result of the work of McCann), the AIEE adopted in 1950 the concept that the effective coefficient of coupling of a single conductor is equal to the geometric mean of its coupling effects with and without the corona envelope (41). Hence, one may show from capacitance relations that

$$\ln \frac{4h}{D} = \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \cdot \ln \frac{4h}{d_c}} \quad (\text{A12.2.6})$$

where D is the effective conductor diameter to be used for all coupling calculations ($D = \sqrt{d d_c}$), d is the conductor diameter without corona, d_c is the conductor diameter with corona, and h is the conductor height above ground.

The effective diameter for surge impedance is not a simple matter either. Below the corona-start level, the diameter is equal to the diameter of the metallic conductor. Above the corona-start level, the corona envelope retards the propagation of the wave and increases its capacitance to earth. The author and many other workers in the field use Eq. A12.2.6 to provide an estimated self-surge impedance of

$$Z_{sr} = 60 \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \cdot \ln \frac{4h}{d_c}} \quad (\text{A12.2.7})$$

instead of the familiar noncorona relation

$$Z_{sr} = 60 \ln \frac{4h}{d} \quad (\text{A12.2.8})$$

Appendix 12.3 SURGE IMPEDANCES OF SHIELD WIRES AND VOLTAGES COUPLED TO THE PHASE CONDUCTORS

For any array of horizontal conductors (some of which are connected at the tower top as shown in Figure A12.3.1), the currents and voltages are related by the classical equations

$$\begin{aligned} Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + \dots + Z_{1n}I_n &= V_1 \\ Z_{21}I_1 + Z_{22}I_2 + \dots + Z_{2n}I_n &= V_2 \end{aligned}$$

$$Z_{n1}I_1 + Z_{n2}I_2 + \dots + Z_{nn}I_n = V_n \quad (\text{A12.3.1})$$

where

$$Z_{nm} = 60 \ln \frac{4h_{nm}}{d_{nm}} \quad (\text{A12.3.2})$$

$$Z_{nn} = 60 \ln \frac{a_{nn}}{b_{nn}} \quad (\text{A12.3.3})$$

and h_{nm} is the height of conductor m , d_{nm} is the diameter of conductor m , and b_{nn} and a_{nn} are defined in Figure A12.3.2.

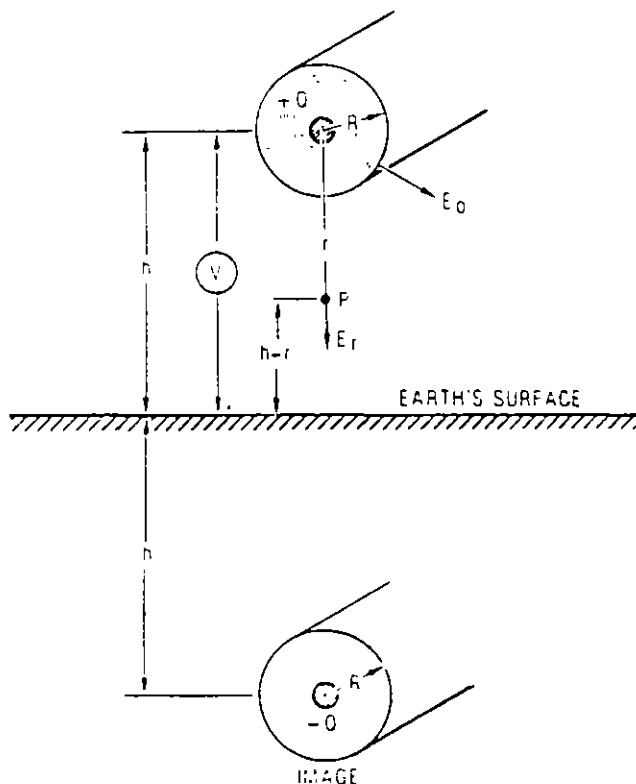


Figure A12.2.1 A conductor and its image under heavy corona

To compute the combined surge impedance of all the shield wires, the phase conductor n may be ignored and, in matrix notation, Eq. A12.3.1 may be written for the n shield wires as

$$[Z]_m [I]_m = [V]_m \quad (\text{A12.3.4})$$

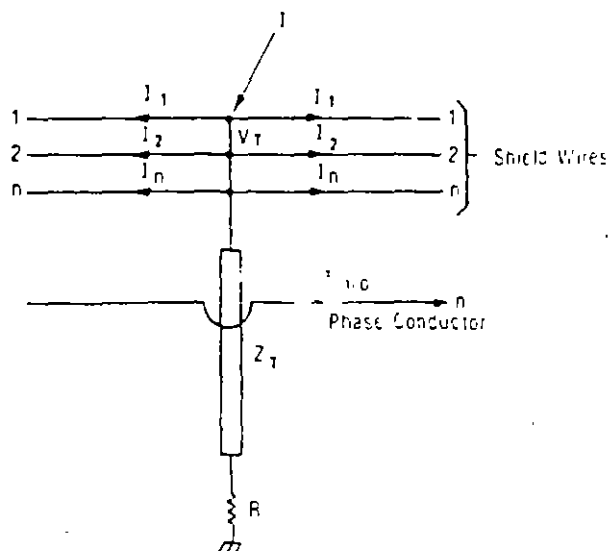


Figure A12.3.1 Shield wires connected at the tower top

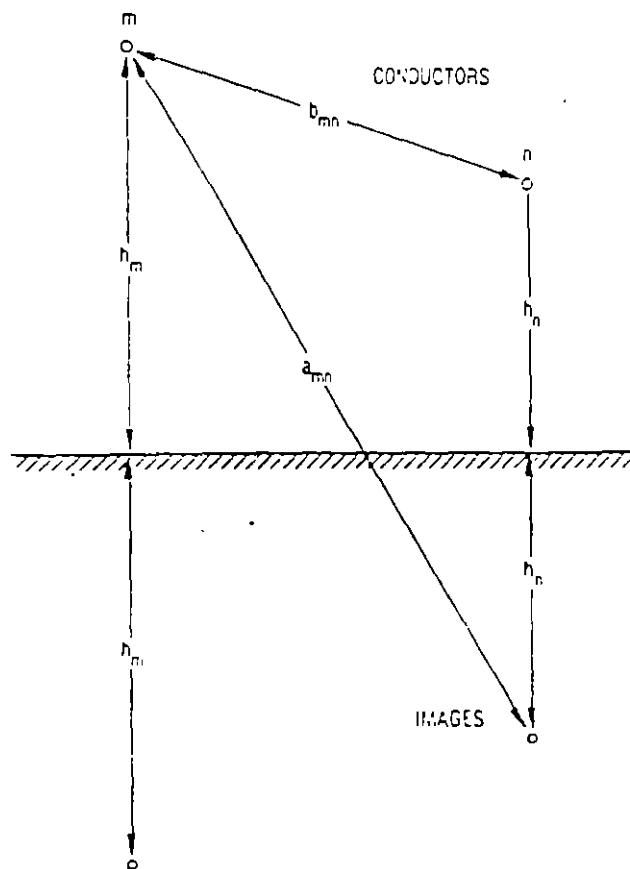


Figure A12.3.2 Distances evolved in computing mutual impedances between two conductors

where

$$[Z]_m = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1m} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{m1} & Z_{m2} & \dots & Z_{mm} \end{bmatrix}, [I]_m = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_m \end{bmatrix}$$

and

$$[V]_m = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_m \end{bmatrix}$$

Then

$$[I]_m = [Z]^{-1} [V]_m \quad (\text{A12.3.5})$$

where

$$[Z]^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1m} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{m1} & Z_{m2} & \dots & Z_{mm} \end{bmatrix}^{-1} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1m} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y_{mm} \end{bmatrix}$$

For the total impedance of the set of shield wires, only the ratio of voltage to current is of interest. Assume $I_2 = 1$. Then,

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1m} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{m1} & Y_{m2} & \dots & Y_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_m \end{bmatrix}$$

by inspection,

$$\begin{aligned} I_1 &= (Y_{11} + Y_{12} + \dots + Y_{1m}) \\ I_2 &= (Y_{21} + Y_{22} + \dots + Y_{2m}) \end{aligned}$$

$$I_m = (Y_{m1} + Y_{m2} + \dots + Y_{mm})$$

and the total current, I_T , summed up in all m conductors is simply the sum of all the elements of $[I]$. Thus, the total surge impedance, Z_s , of all the shield wires in parallel is

$$Z_s = \frac{I_T}{I_s} = \frac{1}{\sum (\text{all elements of } [Y]_m)} \quad (\text{A12.3.6})$$

Equation A12.3.6 is the general equation for m shield wires, provided they are all at the same potential. Usually, there are only one or two shield wires attached to the tower top. If there are two shield wires at the same height, Eq. A12.3.6 reduces to

$$Z_s = \frac{Z_{11} + Z_{22}}{2} \quad (\text{A12.3.7})$$

and, if only one shield wire, to

$$Z_s = Z_{11} \quad (\text{A12.3.8})$$

The voltage induced on the phase conductor, V_n , is always a fixed proportion of the shield wire voltage, V_T . The voltage ratio is called the coefficient of coupling, K_n , where

$$K_n = \frac{V_n}{V_T} \quad (\text{A12.3.9})$$

The general solution for K_n may be determined by first rewriting Eq. A12.3.1 with an extra row and column for conductor n ,

$$\begin{aligned} Z_{11} I_1 + Z_{12} I_2 + \dots + Z_{1m} I_m + Z_{1n} I_n &= V_T \\ Z_{21} I_1 + Z_{22} I_2 + \dots + Z_{2m} I_m + Z_{2n} I_n &= V_T \\ &\vdots \\ Z_{m1} I_1 + Z_{m2} I_2 + \dots + Z_{mm} I_m + Z_{mn} I_n &= V_T \\ Z_{n1} I_1 + Z_{n2} I_2 + \dots + Z_{nn} I_n + Z_{nr} I_r &= V_n \end{aligned}$$

which in matrix notation is again,

$$[Z]_n^{-1} [I]_n = [Y]_n [I]_n = [I]_n \quad (\text{A12.3.10})$$

If V_T is again selected to be 1.0 per unit, then

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (\text{A12.3.11})$$

However, $I_r = 0$ for the phase conductor because there is no charge injected into it at the tower. Then, multiplying the bottom line of $[Y]_n$ by the vector $[I]$ yields

$$Y_{n1} I_1 + Y_{n2} I_2 + \dots + Y_{nn} I_n + Y_{nr} V_n = 0$$

from which

$$K_n = - \left[\frac{Y_{n1} + Y_{n2} + \dots + Y_{nm}}{Y_{nr}} \right] \quad (\text{A12.3.12})$$

Equation A12.3.12 is the general equation for the coefficient of coupling, K_n , to n shield wires at the same potential. If only two shield wires exist and they are at the same height, then

$$K_n = \frac{Z_{n1} + Z_{n2}}{Z_{11} + Z_{22}} \quad (\text{A12.3.13})$$

and if only one shield wire exists, then

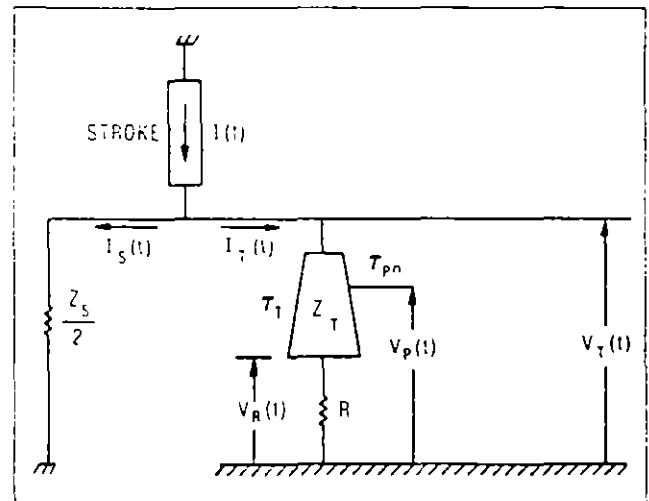
$$K_n = \frac{Z_{n1}}{Z_{11}} \quad (\text{A12.3.14})$$

Appendix 12.4 DERIVATION OF THE FUNDAMENTAL TRAVELING WAVE EQUATION FOR TOWER TOP VOLTAGE

The equivalent circuit in the development of tower top voltage due to a flash to the tower is shown in Figure A12.4.1. Before deriving the traveling wave equation for $V_T(t)$, the classical current reflection and refraction coefficients off the tower top and the tower base must be defined. Following Bewley (3.5), tower current reflection and refraction coefficients are

$$\beta_R = \frac{Z_T - R}{Z_T + R} \quad (\text{A12.4.1})$$

$$\beta_S = \frac{2Z_T - Z_s}{2Z_T + Z_s} \quad (\text{A12.4.2})$$



- $Z_s/2$ = combined shield wire surge impedances
- Z_T = tower surge impedance (assumed constant)
- R = tower footing resistance
- $I(t)$ = stroke-current source (infinite impedance)
- $V_T(t)$ = tower top voltage-to-earth at a selected time, t
- τ_T = travel time for a current wave to travel from the tower top to its base
- $V_R(t)$ = footing resistance voltage
- τ_{pn} = travel time from the tower top to a tower crossarm, n
- $V_p(t)$ = crossarm voltage-to-ground

Figure A12.4.1 Equivalent circuit for tower top voltage

and

$$\alpha_T = \frac{4Z_T}{Z_S + 2Z_T} \quad (\text{A12.4.3})$$

where β_K is the portion of a current wave traveling down the tower that is reflected toward the tower top, β_S is the portion of an upward traveling current wave in the tower that is reflected toward the tower base from the top, and α_T is the portion of an upward traveling current wave in the tower that is refracted into the combined shield wire surge impedance, $Z_S/2$.

An intrinsic impedance Z_I , which is the impedance any element of stroke current encounters the instant it reaches the tower top, also needs to be defined. This impedance is the parallel combination of the tower impedance, Z_T , and the net shield wire surge impedance, $Z_S/2$, or

$$Z_I = \frac{Z_T Z_S}{Z_T + 2Z_S} \quad (\text{A12.4.4})$$

Finally, a stroke-current refraction coefficient needs to be defined. It is

$$\delta_T = \frac{Z_I}{Z_I + 2Z_T} \quad (\text{A12.4.5})$$

where δ_T is the portion of the total stroke current, $I(t)$, that enters the tower top and starts its trip toward the base (the remainder travels out the shield wires). At any selected time, t , the stroke current, $I(t)$, entering the intrinsic impedance, Z_I , creates a component, $V_T(t)$, of voltage at the tower top such that

$$V_T(t) = Z_I I(t) \quad (\text{A12.4.6})$$

At the same instant that $V_T(t)$ is being created, another component, $V_1(t)$, is also being created at the tower top. This component is due to the current that entered the tower at a previous time, $t - 2\tau_T$. This current traveled down to the base, reflected off R , and arrived back at the tower top at time t , where a portion of it enters $Z_I/2$, creating the voltage component $V_1(t)$ from tower top to ground. The magnitude of this component of current entering $Z_I/2$ is

$$I(t - 2\tau_T) \delta_T \beta_K \alpha_T$$

Therefore,

$$V_1(t) = -I(t - 2\tau_T) Z_I \delta_T \beta_K \alpha_T / 2 \quad (\text{A12.4.7})$$

The negative sign is necessary because if the current entering the tower indicated positive on an ammeter, then the current arriving back at the tower top enters the opposite end of the ammeter and drives it in the opposite direction.

Depending on time, another component $V_2(t)$ will appear owing to the current that entered the tower top at a previous time, $t - 4\tau_T$. This component made two round trips down and up the tower, finally refracting into $Z_I/2$ exactly at time t . This component may be written as

$$V_2(t) = -I(t - 4\tau_T) Z_I \delta_T \beta_K^2 \alpha_T / 2 \quad (\text{A12.4.8})$$

If stroke current existed at a previous time, $t - 6\tau_T$, then a three-round-trip component of voltage may exist, and it is

$$V_3(t) = -I(t - 6\tau_T) Z_I \delta_T \beta_K^3 \alpha_T / 2 \quad (\text{A12.4.9})$$

The simultaneous arrival of these components can perhaps be best visualized by tracing all their flight paths directly on a ramp-function, stroke-current wave feeding into the top of the equivalent circuit, as shown in Figure A12.4.2. Only seven components may exist in this example for this time, t . The history of the current component that entered the equivalent circuit at a time, $t - 6\tau_T$, is traced in Figure A12.4.3.

One may continue writing the tower top voltage components in the manner shown in Eq. A12.4.6 through A12.4.9 until one reaches the origin of the current wave. At that point, the summation must end. These components may then be written as a summation equation

$$V_T(t) = V_0(t) + V_1(t) + V_2(t) + \dots + V_n(t)$$

or

$$V_T(t) = Z_I I(t) \quad (\text{A12.4.10})$$

$$= \frac{Z_I}{2} \delta_T \beta_K \alpha_T \sum_{n=0}^N I(t - 2n\tau_T) (\beta_K \beta_S)^{n-1}$$

However, $\frac{Z_S}{2} \delta_T \beta_K \alpha_T$ has the dimension of impedance, and it

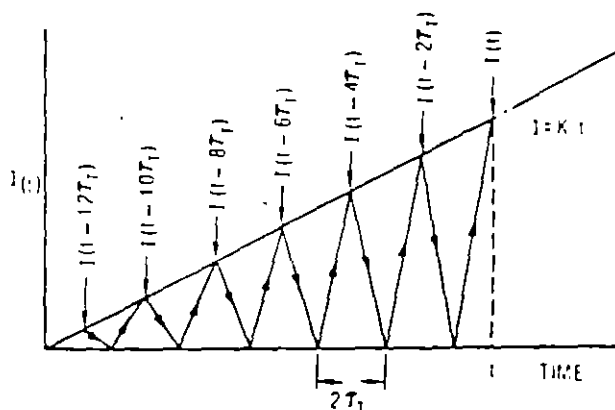


Figure A12.4.2 All possible current components that create a tower top voltage at time t

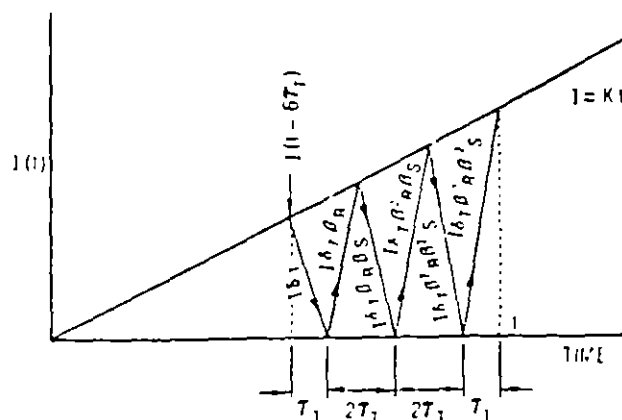


Figure A12.4.3 Current component entering equivalent circuit at $t-6\tau_T$ arrives at the tower top at time t after three round trips

may be reduced to an equivalent impedance, Z_w , where

$$Z_w = \left[\frac{2Z_i^2 Z_T}{(Z_i + 2Z_T)^2} \right] \left[\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right] \quad (\text{A12.4.11})$$

The author designates Z_w as the *wave impedance* for the tower because each wave of current, $I(t - 2\tau_T)$, $I(t - 4\tau_T)$, and so forth, operates on this impedance to create the tower top voltage. Similarly, a term ψ may be defined as the damping factor for the waves, and it may be equated to $\beta_R \beta_L$. Thus,

$$\psi = \beta_R \beta_L$$

or

$$\psi = \left(\frac{2Z_T - Z_i}{2Z_T + Z_i} \right) \cdot \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad (\text{A12.4.12})$$

The fundamental equation for tower top voltage is then

$$V_T(t) = Z_i I(t) - Z_w \sum_{n=1}^N |I(t - 2n\tau_T) \psi^{n-1}| \quad (\text{A12.4.13})$$

where N is the largest whole number $\leq t/2\tau_T$.

With each round trip, the damping factor exponent increases by 1, making ψ^{n-1} successively smaller and driving down the contribution that the corresponding component makes to the tower top voltage. The damping factor, ψ , may be positive, negative, or zero according to values of Z_i , Z_T , and R . If it is negative, the system is underdamped, and it tends to ring when struck. If ψ equals zero, the system is critically damped and does not ring. If ψ is positive, the system will decay slowly from its initial to its final tower top voltage in the manner of an R-L circuit. The system is then overdamped.

Equation A12.4.13 is well ordered for an iterative summation routine with a programmable hand calculator, provided separate routines are programmed for ψ positive, ψ equal to zero, and ψ negative. Z_i , Z_w , ψ , and N have to be computed only once. The number of terms in the summation increases as the chosen value of time increases or as the height of the tower (and consequently the travel time) decreases, but the contribution of each term will usually shrink rapidly.

The maximum number of terms in the summation portion of Eq. 12.4.13 is N . However, for some values of ψ , the summation will converge after only a few terms. Consequently, it is of interest to establish the error that is incurred in the summation if one stops after the M th term instead of computing for all N terms. The error when $I(t)$ is a unit function (a front time of zero and an infinite tail) is relatively easy to demonstrate. In this case, $I(t - 2n\tau_T)$ will always equal I_0 (the crest value) and may be taken outside the summation sign. Then, Eq. A12.4.13 becomes

$$V_T(t) = Z_i I_0 - Z_w I_0 \sum_{n=1}^N \psi^{n-1} \quad (\text{A12.4.14})$$

but in this case, the summation term is simply a power series

$$\sum_{n=1}^N \psi^{n-1} = 1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^{N-1} = \frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \quad (\text{A12.4.15})$$

If, instead of summing all N terms in Eq. A12.4.15, one stops after the M th term, then

$$\sum_{n=1}^M \psi^{n-1} = 1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^{M-1} = \frac{1 - \psi^M}{1 - \psi} \quad (\text{A12.4.16})$$

The error, ξ , is then the ratio of the sum of the neglected terms divided by the exact summation to N or

$$\xi = \frac{\sum_{n=M}^N \psi^{n-1}}{\sum_{n=1}^N \psi^{n-1}} = \frac{\sum_{n=M}^N \psi^{n-1}}{\frac{1 - \psi^N}{1 - \psi}} \quad (\text{A12.4.17})$$

Utilizing Eqs. A12.4.15 and A12.4.16 in Eq. A12.4.17 yields

$$\xi = \left| \frac{\psi^M - \psi^N}{1 - \psi^N} \right| \quad (\text{A12.4.18})$$

The quantities ψ and N are known, and ξ is simply an acceptable error (for example, a 5% error, $\xi = 0.05$). Consequently, as a calculator computes each term of the summation in Eq. A12.4.13, it can check ξ by using Eq. A12.4.18 and stop when ξ falls below the acceptable value. If ψ is positive, then the value of M can be computed directly by converting Eq. A12.4.18 to

$$M \geq \frac{\ln[\xi(1 - \psi^N) + \psi^N]}{\ln \psi} \quad (\text{A12.4.19})$$

As a practical example, if ψ equals 0.5, N equals 10, and ξ equals 0.05, then M must be equal to 5, and only 5 terms are necessary in the summation rather than 10. If ψ is negative, Eq. A12.4.19 cannot be used.

Appendix 12.5 TRAVELING WAVE EQUATIONS FOR THE VOLTAGE AT THE CROSSARM OR AT ANY POINT ON THE TOWER

In Appendix 12.4, the traveling wave equation for the voltage, $V_T(t)$, at the tower top was derived. This equation is eventually used to compute the voltages induced on the phase conductors by currents in the shield wires (via the coefficient of coupling) and to solve for reflections from the adjacent towers on either side of the stricken tower. However, before the insulator voltages can be computed, the voltage at the crossarm end of each insulator must be determined, i.e., the potential of the crossarm must be found.

One of the least complex methods of calculating this crossarm voltage is to compute the voltage at the base of the tower. Because the voltage at the top of the tower has already been computed, the voltage at any point between may be determined by straightforward interpolation. Logically, however, one should recognize that there is a time delay involved; the voltages at the base of the tower cannot be influenced by the current at the tower top until a time delay of τ_T later, when the current arrives after

traveling down the tower with the velocity of light. Hence, when the tower top voltage is computed at any time, t , the tower base voltage should be computed for a time, $(t + \tau_T)$, for interpolation purposes. The crossarm voltages are subject to proportionally intermediate delays less than τ_T .

Referring to Figure A12.4.1 in Appendix 12.4, the conventional assumption is made that the surge impedance per unit length is constant at any point on the tower. Appendix 12.4 made use of current components, but in this derivation, voltage components are used for simplicity because the signs of the components will be less confusing. Again following Bewley (35), the tower voltage reflection coefficients are defined as

$$\bar{B}_R = \frac{R - Z_T}{Z_T + R} \quad (\text{A12.5.1})$$

and

$$\bar{B}_S = \frac{Z_S - 2Z_T}{2Z_T + Z_S} \quad (\text{A12.5.2})$$

A voltage refraction coefficient, $\bar{a}_R$, must also be defined. It represents the proportion of a downward traveling voltage wave that appears across the footing resistance, R .

$$\bar{a}_R = \frac{2R}{Z_T + R} \quad (\text{A12.5.3})$$

If one draws the lattice diagram and goes through the procedure of tabulating voltage components appearing across R , in a manner similar to that done in Appendix 12.4, the voltage, $V_R(t + \tau_T)$ across the footing resistance becomes

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_T I(t) + \bar{a}_R Z_T I(t - 2\tau_T) \psi + \bar{a}_R Z_T I(t - 2N\tau_T) \psi^N$$

and using the summation sign

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_T \sum_{n=0}^N I(t - 2n\tau_T) \psi^n \quad (\text{A12.5.4})$$

where

$$Z_T = \frac{Z_0 Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$\psi = \bar{B}_R \bar{B}_S$$

and

$$N = \text{the largest whole number} \leq \frac{t}{2\tau_T}$$

For the ramp function, $I(t) = At$ is used where A is the rate of rise of the stroke-current wave. Using this ramp function, Eq. A12.5.4 becomes

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_T A [t + (t - 2\tau_T)\psi + (t - 4\tau_T)\psi^2 + (t - 6\tau_T)\psi^3 + \dots]$$

or

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_T A t (1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^N) \\ = 2\bar{a}_R Z_T A \tau_T \psi \\ (1 + 2\psi + 3\psi^2 + \dots + n\psi^{n-1})$$

If the summation of the two ψ series is utilized (as used in Appendix 12.4), then

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_T A \left[\left(\frac{1 - \psi^{N+1}}{1 - \psi} \right) t \right. \\ \left. - 2\tau_T \left(\frac{1 - \psi^{N+1}}{(1 - \psi)^2} - \frac{N\psi^N}{1 - \psi} \right) \right] \quad (\text{A12.5.5})$$

This footing resistance voltage equation is very similar to Eq. 12.6.2 in the main text for tower top voltage, and many of the same terms may be used.

The voltage, $V_{pr}(t)$, for any crossarm n may now be determined by interpolation as

$$V_{pr}(t + \tau_{pr}) = V_R(t + \tau_T) + \frac{\tau_T - \tau_{pr}}{\tau_T} [V_T(t) - V_R(t + \tau_T)] \quad (\text{A12.5.6})$$

where τ_{pr} is the propagation time from the tower top to crossarm n and is equal to $h_n/300$ where h_n is the distance from tower top to crossarm (τ).

A more exact, though not as convenient, alternative to Eq. A12.5.6 can be derived by summing up all the traveling wave components at crossarm n that pass it in both directions. The result is

$$V_{pr}(t) = Z_1 \sum_{n=0}^N [I(t - 2n\tau_T - \tau_{pr}) \psi^n] \\ - \frac{Z_1}{\beta_0} \sum_{n=N+1}^M [I(t - 2n\tau_T + \tau_{pr}) \psi^n] \quad (\text{A12.5.7})$$

where N is the largest whole number equal to or less than

$$\frac{t - \tau_{pr}}{2\tau_T}$$

and M is the largest whole number equal to or less than

$$\frac{t + \tau_{pr}}{2\tau_T}$$

Appendix 12.6 POWER-FREQUENCY VOLTAGE EFFECTS

A stroke current, $I(t)$, entering a tower top has some critical value, I_{cr} , that is just sufficient to flash over the insulator on crossarm n in the absence of power-frequency voltage on the line end of the string. The critical flashover voltage for the string is V_{cr} , and it is determined from the insulator volt-time curve. The power-frequency voltage applied to insulator n is given by

$$V_{pn} \sin(\theta_p - \alpha_n)$$

where θ_p is the instantaneous phase angle, α_n is the phase angle with relation to the other phase (0° , -120° or 120°), and V_{pn} is the peak instantaneous power-frequency voltage to ground. The critical flashover voltage, V_{cr} , remains constant as the power-frequency voltage swings through its cycle, and the surge voltage

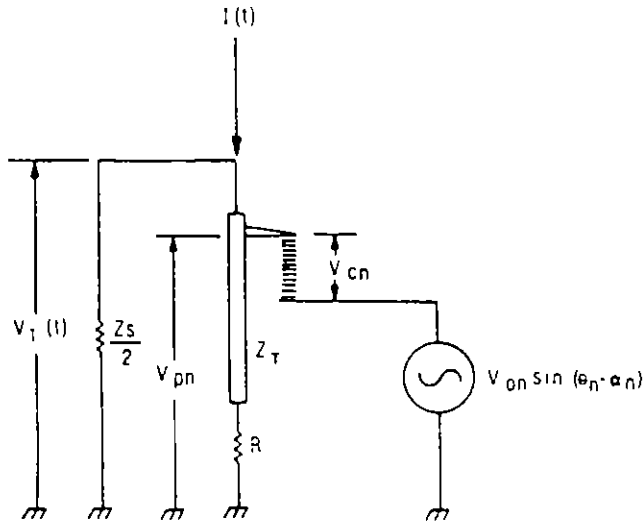


Figure A12.6.1 Circuit for power-frequency effects

developed across the insulator will always be directly proportional to the stroke current, which is assumed to be negative. If the symbol Z_r is designated as the insulator impulse impedance of the system to the lightning stroke, i.e., $Z_r = V_{cn}/I_{cr}$, then, to maintain a constant critical flashover voltage, V_{cn} across the string,

$$V_{cn} = I_{cr} Z_r + V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)$$

where I_{cr} is the adjusted value of stroke current for flashover with power-frequency voltage present

In this case,

$$I_{cr} = \frac{V_{cn}}{Z_r} = \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{Z_r} \quad (\text{A12.6.1})$$

but

$$\frac{V_{cn}}{Z_r} = I_{cr} \quad (\text{A12.6.2})$$

and

$$\begin{aligned} \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{Z_r} &= \frac{V_{cn}}{Z_r} = \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \\ &= I_{cr} \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \end{aligned} \quad (\text{A12.6.3})$$

Combining Eqs. A12.6.1, A12.6.2, and A12.6.3 yields

$$I_{cr} = \left[\frac{V_{cn} - V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \right] I_{cr} \quad (\text{A12.6.4})$$

Equation A12.6.4 is the fundamental equation for the critical stroke current required for flashover with power-frequency voltage present. When θ_n reaches any multiple of 360° , it repeats

Appendix 12.7 TOWER DAMPING AND THE EQUIVALENT R-L CIRCUIT

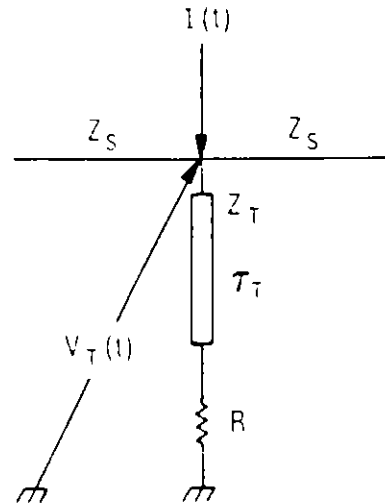


Figure A12.7.1 Tower equivalent circuit

In Appendix 12.4, the tower top voltage, $V_T(t)$, for any $t \geq 2\tau_T$ has been shown to be

$$V_T(t) = Z_T I(t) - Z_r \sum_{n=1}^{\infty} [I(t - 2n\tau_T) \psi^{n-1}] \quad (\text{A12.7.1})$$

For any $t < 2\tau_T$

$$V_T(t) = Z_T I(t) \quad (\text{A12.7.2})$$

For a step function of current [$I(t) = I_0$ for any $t > 0$] applied to the tower top, there are three possible tower top voltage responses depending on whether ψ is negative, positive, or zero

$\psi = 0$ (critically damped case)

The damping constant was shown to be

$$\psi = \frac{2Z_1 - Z_r}{Z_r + 2Z_T} \frac{Z_T - R}{Z_T + R} \quad (\text{A12.7.3})$$

This damping constant, ψ , may go to zero in either of two ways.

$$Z_T = R \quad (\text{A12.7.4})$$

or

$$Z_T = Z_r/2 \quad (\text{A12.7.5})$$

If $Z_T = R$, the base of the tower is terminated in its surge impedance, and no reflection reaches the top. Therefore, the equivalent circuit will always be a constant impedance equal to Z_T . Hence,

$$V_T(t) = Z_T I(t) \quad (\text{A12.7.6})$$

where

$$Z_T = \frac{Z_1 Z_r}{Z_r + 2Z_T}$$

If $Z_T = Z_L/2$ and $Z_T \neq R$,

$$Z_s = \left(\frac{Z_L}{4}\right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R}\right) \quad (\text{A12.7.7})$$

In Eq. A12.7.1, for any value ψ^{n-1} where $n \neq 1$ and $\psi = 0$, then $\psi^{n-1} = 0$. When $n = 1$, $\psi^0 = (0)^0$ and is indeterminate. However, if one draws the lattice diagram of this condition it is easy to see that

$$V_T(t) = Z_L I_0 - \left(\frac{Z_L}{4}\right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R}\right) I \quad (\text{A12.7.8})$$

The second term is simply the component of voltage reflected upward from the base and refracted onto $Z_L/2$. This corresponds to

$$\psi^{n-1} = 1 \quad (\text{A12.7.9})$$

when $\psi = 0$ and $n = 1$

$\psi < 0$ (underdamped case)

When a step function of current is applied and $\psi < 0$, Eq. A12.7.1 reduces to

$$V_T(t) = Z_T I_0 - Z_s I_0 \sum_{n=1}^N \psi^{n-1} \quad (\text{A12.7.10})$$

but

$$\begin{aligned} \sum_{n=1}^N \psi^{n-1} &= 1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^{N-1} \\ &= \frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \end{aligned} \quad (\text{A12.7.11})$$

Combining Eq. A12.7.10 and Eq. A12.7.11 yields

$$V_T(t) = I_0 \left[Z_T - Z_s \left(\frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \right) \right] \quad (\text{A12.7.12})$$

Because N is the largest possible whole number equal to or less than $t/2\tau_T$ (where t is the time for which the voltage is to be computed), N will increase in integer values every multiple of $2\tau_T$. Figures A12.7.2A and B show responses of the tower surge-impedance circuit for the condition $\psi < 0$ and a step function of current applied. The tower tends to ring, and the closer ψ approaches zero, the less this ringing becomes. When $\psi = 0$, critical damping occurs (Figure A12.7.2C), and the circuit transfers from its initial state to its final state in the minimum possible time, $2\tau_T$.

$\psi > 0$ (overdamped case)

As ψ goes positive (Figures A12.7.2D and E), the transition from initial to final state more nearly approximates an exponential decay similar to that from an inductive circuit.

THE EQUIVALENT R-L CIRCUIT

The dashed curves in Figure A12.7.2 are exponentials that sweep out the same volt-time area in the transition from initial to final state as occurs with the traveling wave solution. This exponential decay is provided by the equivalent R-L circuit of Figure A12.7.3. If the initial voltage, $V_T(t)$, for a step function of current $I(t)$ is to be the same as that created by Figure A12.7.1,

then by inspection

$$Z'_s = 2Z_L = \frac{2Z_s Z_T}{Z_s + 2Z_T} \quad (\text{A12.7.13})$$

For the final voltage, $V_T(t)$, to be the same as in Figure A12.7.1, it is necessary that

$$R' = \frac{R Z_T}{Z_T - R} \quad (\text{A12.7.14})$$

Thus, if the tower surge impedance, Z_T , is replaced by an inductance, both Z_s and R should be modified to Z'_s and R' in order to meet the initial and final boundary conditions.

If a step function of current, $I(t) = I_0$, is applied to the circuit of Figure A12.7.3, the voltage $V_T(t)$ decays exponentially, and if the first order differential equation is solved, then

$$V_T(t) = \frac{Z'_s I_0}{2(Z'_s + 2R')} \quad (\text{A12.7.15})$$

$$\left[2R' + Z'_s \exp - \left(\frac{2R' + Z'_s}{2L} \right) t \right]$$

Integrating (from $t = 0$ to infinity) the difference between Eq. A12.7.15 and the final state voltage, $I_0 Z'_s R' / (Z'_s + 2R')$ to find the total area, A_L , under the exponential volt-time decay curve, the result is

$$A_L = \frac{(Z'_s)^2 L}{(Z'_s + 2R')^2} \quad (\text{A12.7.16})$$

Next, the corresponding area under the volt-time curves for the step-function traveling wave solution (e.g., any of the Figure A12.7.2 solutions) must be found for the general case. From Eq. A12.7.1, the final state is

$$\begin{aligned} V_T(\infty) &= Z_L I_0 - Z_s I_0 \sum_{n=1}^{\infty} (1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^n) \\ &= Z_L I_0 - Z_s I_0 \left(\frac{1 - \psi^{\infty}}{1 - \psi} \right) \end{aligned}$$

However, because $\psi < 1$, $\psi^{\infty} = 0$, and the final state is

$$V_T(\infty) = I_0 \left(Z_L - \frac{Z_s}{1 - \psi} \right) \quad (\text{A12.7.17})$$

Again, using Eq. A12.7.1, the area enclosed above the final state voltage by the first bar must be

$$\begin{aligned} A_1 &= I_0 [Z_L - V_T(\infty)] 2\tau_T \\ &= I_0 \left(Z_L - Z_L + \frac{Z_s}{1 - \psi} \right) 2\tau_T \\ &= I_0 \left(\frac{Z_s}{1 - \psi} \right) 2\tau_T \end{aligned}$$

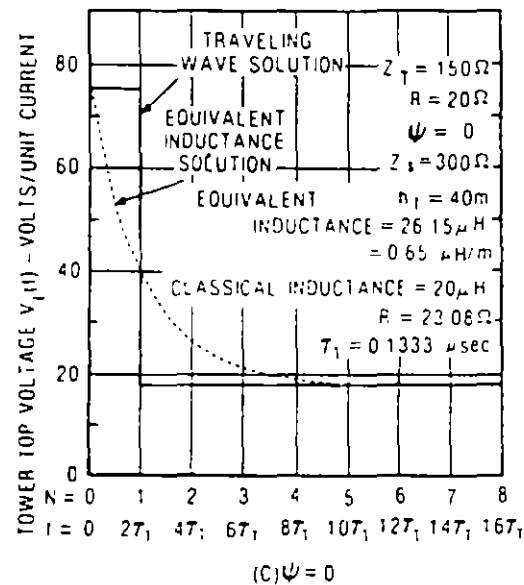
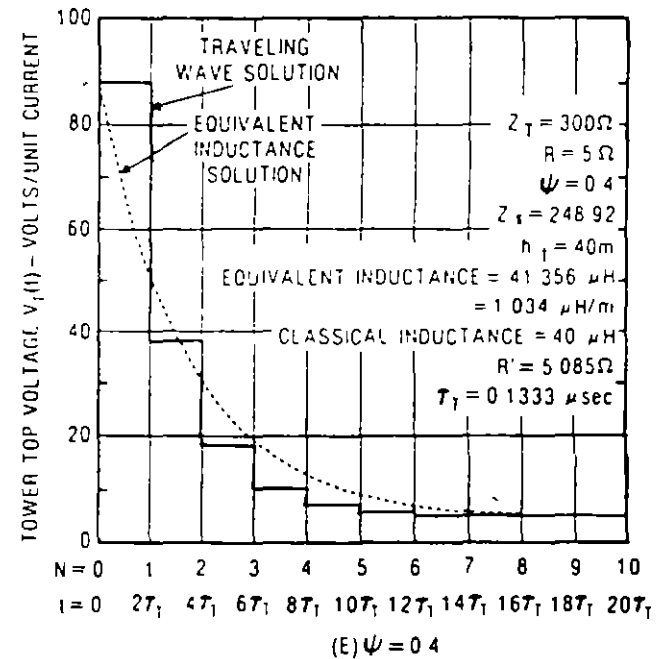
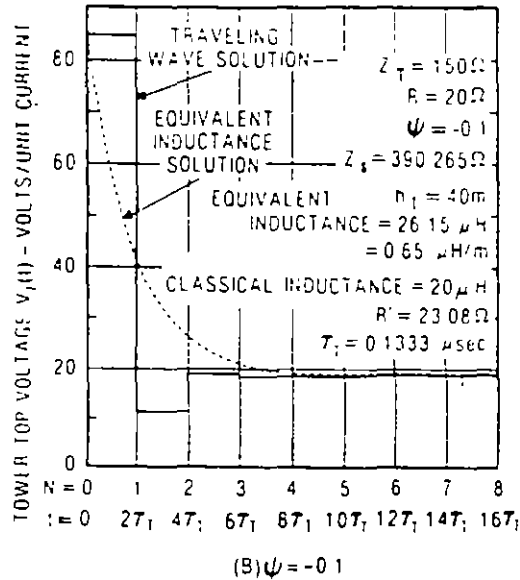
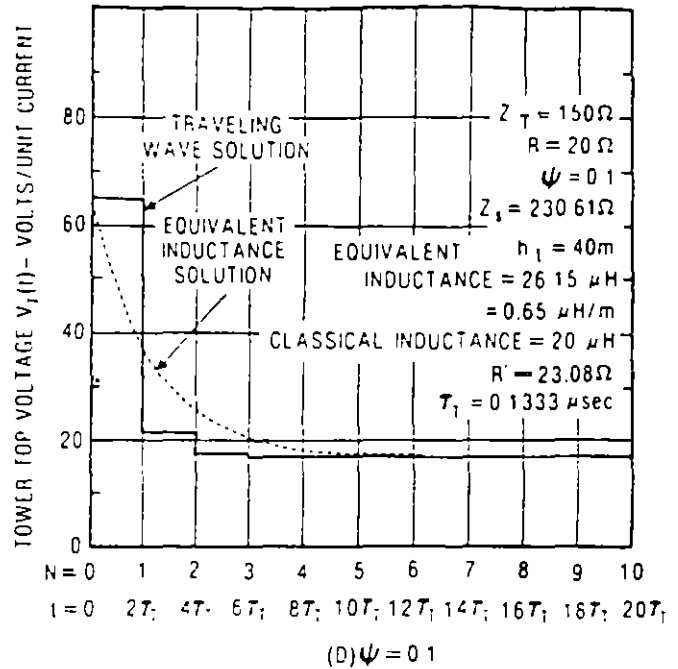
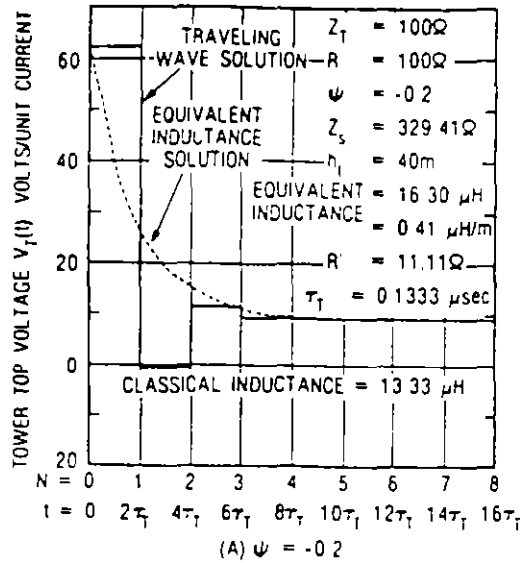


Figure A12.7.2 Response of the equivalent circuits using tower surge impedance and equivalent inductance concepts

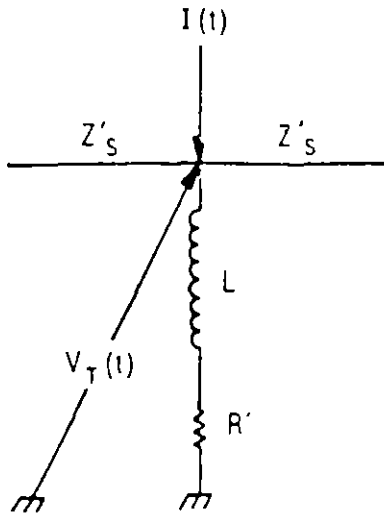


Figure A12.7.3 Equivalent R-L circuit

Similarly, for the second bar,

$$A_2 = I_0 \left(Z_T - Z_0 - Z_T + \frac{Z_0}{1-\psi} \right) 2\tau_T$$

$$= \left(\frac{Z_0}{1-\psi} - Z_0 \right) 2\tau_T$$

For the third bar,

$$A_3 = I_0 \left[Z_T - Z_0(1+\psi) - Z_T + \frac{Z_0}{1-\psi} \right] 2\tau_T$$

$$= \left[\frac{Z_0}{1-\psi} - Z_0(1+\psi) \right] 2\tau_T$$

For the n th bar,

$$A_n = \left[\frac{Z_0}{1-\psi} - Z_0(1+\psi + \psi^2 + \dots + \psi^{n-2}) \right] 2\tau_T$$

Summing up all the areas for N bars,

$$\sum_{n=1}^N A_n = \left[\frac{NZ_0}{1-\psi} - Z_0 \right. \\ \left. (N-1 + N\psi + 2\psi^2 + N\psi^2 - 3\psi^2 + \dots \right. \\ \left. + N\psi^{N-1} - N\psi^{N-1}) \right] 2\tau_T$$

which as N approaches infinity reduces to

$$\sum_{n=1}^{\infty} A_n = \left[\frac{Z_0}{(1-\psi)^2} \right] 2\tau_T \quad (\text{A12.7.18})$$

If the R-L circuit of Figure A12.7.3 is to sweep out the same volt-time area as the Figure A12.7.1 traveling wave circuit, the two areas described by Eq. A12.7.16 and Eq. A12.7.18 must be

equated. If this is done, an algebraic manipulation will show that the equivalent inductance, L , must satisfy the relationship

$$L = \left(\frac{Z'_0 + 2R'}{Z'_0} \right)^2 \frac{2Z_0 \tau_T}{(1-\psi)^2} \quad (\text{A12.7.19})$$

In Eq. A12.7.19, L is the total tower inductance, which is why the tower travel time, τ_T , is involved; it defines the length of the tower. If $R' = R = 0$, Eq. A12.7.19 reduces to

$$L = Z_T \tau_T \quad (\text{A12.7.20})$$

which is the classical value of tower inductance

References

- 12.1 M. A. Uman, et al. "Currents in Florida Lightning Return Strokes," *J. Geophys. Res.* Vol. 78, 1973, pp. 3530-3537.
- 12.2 R. B. Anderson, "A Comparison Between Some Lightning Parameters Measured in Switzerland With Those in South Africa," Pretoria, South Africa: CSIR, 1971, Report ELE 170.
- 12.3 K. Berger, R. B. Anderson, H. Kroninger, "Parameters of Lightning Flashes," *Electra*, No. 41, July 1975, pp. 23-37.
- 12.4 N. Cienko, E. T. Pierce, "A Ground Lightning Environment For Engineering Usage," Menlo Park, Calif., Stanford Research Institute, Aug. 1972, SRI Project 1634, Technical Report No. 1.
- 12.5 R. B. Anderson, A. J. Eriksson, "Lightning Parameters for Engineering Applications," Pretoria, South Africa: CSIR, June, 1979, Report ELEK 170.
- 12.6 R. H. Golde, ed. "Lightning," Vols. 1 and 2, New York: Academic Press, 1977.
- 12.7 J. C. Anderson, "Monte Carlo Computer Calculation of Transmission Line Lightning Performance," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-80, pp. 414-419, 1961.
- 12.8 F. Populansky, "Measurement of Lightning Currents in Czechoslovakia and the Application of Obtained Parameters in the Prediction of Lightning Outages of EHV Transmission Lines," Paris, France: CIGRE, 1970, Report 33-03, Vol. 2.
- 12.9 S. A. Prentice, "Frequency of Lightning Discharges," *Lightning*, Vol. 1, Edited by R. H. Golde, New York: Academic Press, 1977, pp. 465-496.
- 12.10 Anderson, J. G. et al. "Transmission Line Reference Book--345 kV and Above," Palo Alto, Calif., Electric Power Research Institute, 1975.
- 12.11 E. R. Whitehead, "Protection of Transmission Lines," *Lightning*, Vol. 2, Edited by R. H. Golde, New York: Academic Press, 1977, pp. 697-745.
- 12.12 C. F. Wagner, "Application of Predischage Currents of Parallel Electrode Gaps," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-83, pp. 931-944, 1964.
- 12.13 C. F. Wagner, A. R. Hileman, "Predischage Current Characteristics of Parallel Electrodes," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, pp. 1236-1242, 1964.
- 12.14 L. J. Les, "Transmission Line Lightning Design With Surge Suppressors at Towers," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 2, 1980, pp. 720-726.
- 12.15 S. Szepiet, et al. "Lightning Current Records on Industrial Chimneys in Poland," Paris, France: CIGRE, 1974, Paper 33-10.
- 12.16 F. Populansky, "Frequency Distribution of Amplitudes of Lightning Currents," *Electra*, No. 22, 1972, pp. 139-147.
- 12.17 K. H. Weick, A. R. Hileman, "Application of Lightning Parameters--Lightning Current Shape and Amplitudes of Multiple Strokes," CIGRE WG 33-01, 1978, Document 33-76.

- 12.18 L. Paris, R. Cortina "Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, pp 947-957, 1968
- 12.19 M. Darveniza, F. Popolansky, E.R. Whitehead "Lightning Protection of UHV Transmission Lines." *Electra*, No. 41, July 1975, pp. 39-69
- 12.20 G.W. Brown "Lightning Performance I—Shielding Failures Simplified." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, pp. 33-38, 1978.
- 12.21 G.W. Brown "Lightning Performance II—Updating Backflash Calculations." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, pp. 39-52, 1978
- 12.22 G.D. McCann "The Effect of Corona on Coupling Factors Between Ground Wires and Phase Conductors." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 62, pp. 818-826, 1943
- 12.23 A. Inoue "High Voltage Traveling Waves With Corona Discharge on Bundled Conductors." *IEEE Paper A78-170-3*, 1978
- 12.24 F.M. Colebrook "The Electric and Magnetic Fields of a Linear Radiator Carrying a Progressive Wave." *Journal IEE*, 1940, pp. 169-178
- 12.25 F.A. Fisher, J.G. Anderson, J.H. Hagenguth "Determination of Transmission Line Lightning Performance by Means of Geometrical Models." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-78, pp. 1725-1736, 1960
- 12.26 C.F. Wagner, A.R. Hileman "A New Approach to the Calculation of the Lightning Performance of Transmission Lines. III—A Simplified Method, Stroke to Tower." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-Vol. 79, Pt. III, pp. 559-603, Oct. 1960
- 12.27 R. Lundholm, R.B. Finn, W.S. Price "Calculation of Transmission Line Lightning Voltages by Field Concepts." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 76, Pt. III, pp. 1271-1283, 1957.
- 12.28 M. Kawai "Studies of the Surge Response on a Transmission Line Tower." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-83, Pt. III, pp. 30-34, Jan. 1964.
- 12.29 M.A. Sargent, M. Darveniza "Tower Surge Impedance." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, pp. 680-687, May 1969
- 12.30 R. Rudenberg "Grounding Principles and Practice. I—Fundamental Considerations on Ground Currents." *Electrical Engineering*, Vol. 64, Jan. 1945, pp. 1-13.
- 12.31 H.B. Dwight "Calculation of Resistances to Ground." *Electrical Engineering*, Vol. 55, 1936, pp. 1319-1328
- 12.32 D.B. Fink, H.W. Beatty *Standard Handbook for Electrical Engineers*, 11th ed., New York: McGraw-Hill, 1978
- 12.33 E.O. Sunde *Earth Conductor Effects in Transmission Systems* New York: Van Nostrand, 1949.
- 12.34 W.W. Lewis, *Protection of Transmission Systems Against Lightning*, New York: John Wiley & Sons, 1959.
- 12.35 L.V. Bewley, *Traveling Waves on Transmission Systems*, 2nd ed., New York: Dover Publications, 1963.
- 12.36 P.L. Bellaschi, R.E. Armington, A.E. Snowden "Impulses and Sixty-Cycle Characteristics of Driven Grounds—II." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 61, pp. 349-363, 1942
- 12.37 A. Liew, M. Darveniza "Dynamic Model of Impulse Characteristics of Concentrated Earths." *Proceedings IEE*, Vol. 121, No. 2, February 1974, pp. 123-135
- 12.38 M. Darveniza, et al "Modelling For Lightning Performance Calculations." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, pp. 1900-1908, 1979.
- 12.39 E.R. Whitehead "Protection of Transmission Lines." *Lightning*, Vol. 2, Edited by R.H. Golde, New York: Academic Press, 1977, pp. 697-745
- 12.40 R.O. Caldwell, M. Darveniza "Experimental and Analytical Studies of the Effect of Non-Standard Waveshapes on the Impulse Strength of External Insulation." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, pp. 1420-1426, 1973
- 12.41 AIEE Committee Report "A Method of Estimating Lightning Performance of Transmission Lines." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 69, Pt. III, pp. 1187-1196, 1950
- 12.42 F.S. Young, J.M. Clayton, A.R. Hileman "Shielding of Transmission Lines." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Special Supplement, Paper No. 63-640, pp. 132-154, 1963
- 12.43 H.R. Armstrong, E.R. Whitehead "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, pp. 270-281, 1968
- 12.44 G.W. Brown, E.R. Whitehead *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, pp. 617-626, 1969.
- 12.45 R.R. Lowe "Improvements on Lightning Stroke Modelling And Applications to the Design of EHV and UHV Transmission Lines." M.Sc. Thesis, University of Colorado, 1973

VERY FAST TRANSIENT PHENOMENA ASSOCIATED WITH GAS INSULATED SUBSTATIONS

Paper presented at the request of Study Committees 33 and 13

by

Working Group 33/13-09 *

Summary

Gas Insulated Substation (GIS) insulation is subjected to Very Fast Transient Overvoltage (VFTO). This paper presents firstly the origins of VFTO : disconnector switching and fault to ground. Then the characteristics of VFTO inside and outside the equipment are presented.

As far as possible the effects of VFTO on equipment are discussed : the effects on transformers, disconnectors and circuit-breaker, insulation, enclosure, cables, arrestors, bushings and secondary equipments.

Different test procedures for disconnectors are presented and on site testing of the GIS discussed.

Finally modelling and measuring techniques are presented in appendices.

Key words

Overvoltage, GIS, disconnector, ~~transformer~~, EMC, testing, measurement.

1 - INTRODUCTION

In the past twenty years, Gas Insulated Substation (GIS) have been more and more generally installed in power networks. The development of this technology began with the 123 kV voltage level and now GIS up to 765 kV voltage level are in service, having reliabilities at least as good if not better than that of open air substations.

So long as the voltage level remained lower than 300 kV, no one had to pay very much attention to the Very Fast Transients Overvoltages (VFTO) generated during switching operations performed within GIS (disconnectors, circuit-breakers or load switches).

This lack of interest for these VFTO was supported by the fact that for voltages lower than 300 kV no problem correlated with operating switches has occurred.

Despite the excellent service record of this equipment, at 420 kV and above some problems including a few failures and sparking between earthed parts have been encountered simultaneously with disconnector or circuit-breaker switchings within GIS. These problems arose at various locations : disconnector itself, in the gas, along spacer, in bushing and transformer. These are attributed to the VFT voltages generated during the switchings.

To clarify as far as possible these problems, it is necessary to characterize more precisely on one hand the VFTO and on the other hand the behavior of the different types of insulation with respect to these VFTO.

In the first part of the paper, the origin of the VFT phenomena and the build up mechanism leading to the VFTO are described. Then the range of the main characteristics of the VFTO are given related when possible to their frequency of appearance. These characteristics are given for both the internal and external VFTO.

In the second part of the paper, the behavior of the different types of insulation and equipment with respect to the VFTO is discussed. Consequently for equipments which can be affected by the VFTO, tests are proposed to assure the high reliability of these equipments in service.

*Members:

ALVINSON (SE), ARDITO (IT), BOECK (DE), FESER (DE), FUJIMOTO (CA), GRANDL (CH), KOENIG (DE), LIGHTLE (GB), LUONI (IT), LUXA (DE), MULLER (DE), ROWE (FR), SABOT* (FR, convener).

2 - ORIGINS OF THE VFTO

2.1 - Voltage collapse time during SF₆ breakdown

In case of a line to earth fault the voltage collapse at the fault location occurs in a similar way as in the disconnector gap during striking. The voltage just preceding the collapse is defined as Δu . By this event step shaped travelling surges are injected to all GIS lines directly connected to the collapse location. For such a surge source inside a GIS bus duct, two surges travelling in opposite directions are generated but there will be only one surge if the collapse occurs at the open end of a GIS bus duct. Even more than two surges are created in case of a surge source in a multiple bus junction.

For all cases considered the risetime t_r of these surges can be obtained by

$$t_r = 13.3 \frac{k_T}{\Delta u/s}$$

With the Toepler spark constant $k_T = 50 \text{ kV ns/cm}$ and the spark length s [1,2] therefore, short risetimes are obtained for high medium breakdown fields $\Delta u/s$ in the case of almost homogeneous field distributions of a faultless GIS insulation system. By the approximation:

$$\Delta u/s = (E/p)_0 \cdot p \cdot \eta$$

With $(E/p)_0 = 660 \text{ kV/cm MPa}$, the gas pressure p and the field utilization factor $E_{\text{mean}}/E_{\text{max}} = \eta = 0.5 \dots 0.8$ of a normal GIS design the lower limit $t_{r \text{ min}}$ of the expected risetimes can be gained by:

$$t_{r \text{ min}} = (1 \dots 1.5) \frac{1}{p} \text{ [ns, MPa]}$$

Protrusions, excessive roughness and particles lead to longer risetimes. Extraordinarily long risetimes up to 200 ns are obtained for extremely inhomogeneous fields, caused for instance by long needle shaped protrusions in case of a VFI-breakdown where the medium breakdown field strengths $\Delta u/s$ is considerably reduced (fig. 12 C).

2.2 - Disconnector and circuit-breaker or load break switch operations

The transient overvoltages generated during GIS Disconnector (DS) operation are a consequence of the propagation of voltage steps created by the voltage collapse across the inter-contact gap at striking. However the specific overvoltage shape is formed by the multiple reflections and refractions of these steps at all points where they encounter impedance changes inside the GIS. As might be expected both the rise time and amplitude of the initial steps are instrumental in giving the transient its particular form and peak value, as is the configuration of the GIS in question. In practice however the highest frequency component which can exist and the peak transient voltage will be limited by the finite voltage collapse time which depends on gas pressure and can be estimated to be 15 ns for 0.1 MPa but only 3 ns for 0.5 MPa [3].

Furthermore the step heights will be fixed by the actual conditions prevailing on each side of the DS at the instant of striking. This in turn will determine the overall crest value of the transient overvoltage. Although very steep fronted steps may be generated, transmission line effects will rapidly change the waveshape, such that the very high frequency content is notably reduced a short distance from the disconnector.

In order to understand the general switching behaviour of a DS consider one closing on a pure, uncharged capacitive load (fig. 1a). R_g is added as a fictional lumped element to help the comprehension of the phenomenon

As the contacts approach the electric field between them will rise until sparking occurs. This first strike will almost inevitably occur at the crest of the power frequency voltage, due to the slow operating speed: the voltage across the DS contacts, just preceding striking is defined as Δu . Thereafter current will flow through the spark and charge the capacitive load to the source voltage. As it does so, the potential difference across the contacts falls and the spark will eventually extinguish (fig. 1b).

This having occurred the source side of the DS will continue to follow the power frequency, falling from the peak value, leaving the load charged. The potential difference across the DS will therefore rise again, but now with the opposite polarity, and a second strike will occur when the source voltage is near zero.

The intercontact breakdown voltage of a DS is always higher in one polarity than in the other, due to the asymmetrical contact design, and the first strike will often take place when the moving contact has a negative polarity. Consequently, the second strike will mostly take place for a greater potential difference than the first and will occur when the source voltage has crossed zero.

The gradual approach of the contacts engenders a steady reduction of intercontact breakdown voltage difference which in turn causes a corresponding increase of the number of restrikes per cycle and the amplitude of individual voltage steps becomes smaller and smaller. The severity of the overvoltages generated hence falls rapidly as closing proceeds.

The behavior on opening is very nearly a complete reversal of the above description except that the non polarity-asymmetrical breakdown characteristics causes the last few strikes to occur in such a manner as to leave a trapped charge on the busbar, following the last restrike (fig. 1c). The level of this trapped charge is statistical and depends on the asymmetry of the contacts and the speed of operation.

In practice each intercontact restrike arc burns for times far in excess of those predicted by the charging of the load through the surge impedance of a GIS Bus (R_g) (see fig. 1a). This is because the step induced transients are accompanied by high frequency arc cur-

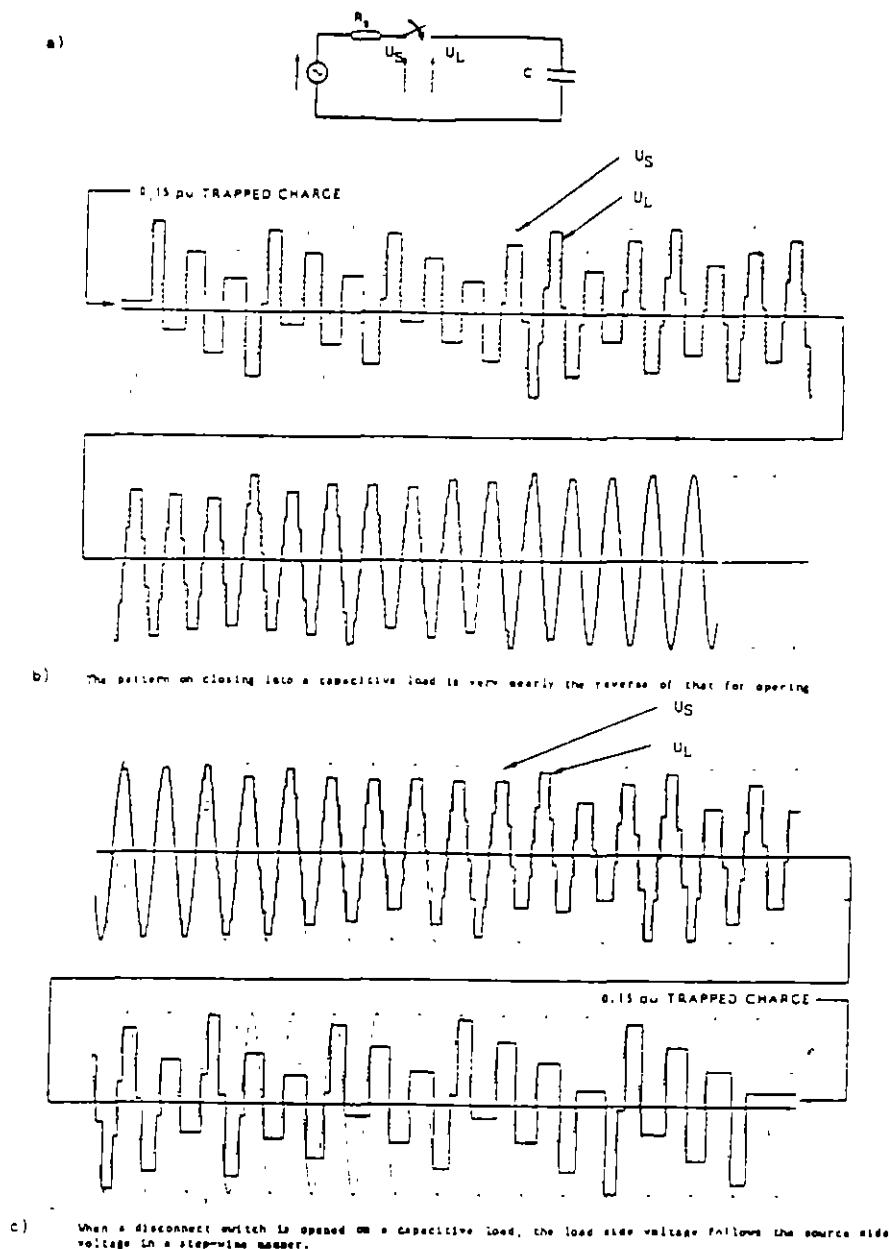


Fig. 1 - Variation of load and source side voltages during D.S. switching [3].

rents which keep the latter burning until they are damped out : this can take several tens of micro-seconds.

The precise number and amplitude distribution of steps during a typical switching will depend firstly on the specific DS design and operating speed, secondly on the behaviour of the GIS after each restrike spark extinction and thirdly on specific GIS functional procedures. The third case is only important in rare cases where a specific operational mode, involving the opening of a circuit-breaker, can leave a floating busbar charged to a level near maximum (1 p.u.). Generally one talks of trapped charge but, of course, the important parameter is the remaining voltage ($U = Q/C$). This can create particularly severe conditions because the first strike will occur on the peak of the power frequency source voltage giving a Δu of

2 p.u. On striking the voltages on each side of the DS will collapse initially to zero hence creating two 1 p.u. voltage steps of opposite polarities which will begin propagating outwards. This assumes the common situation where the surge impedance is equal on both sides of the DS.

Fortunately, however, for low speed DS of conventional design, the trapped charge left when opening a pure capacitive load (busbar) gives remaining voltages ranging from 0.1 to 0.5 p.u. peaked around 0.3 p.u. This produces values of Δu at first strike of 1.1 to 1.5 p.u. once again peaked around 1.3 p.u. Fast operating DS on the other hand can leave trapped charge levels corresponding to 1.0 p.u. in a non-negligible number of cases, giving rise to Δu values up to 2 p.u. however, no matter what the actual design, on extinction of an intercontact arc, the circuit on each side

of the DS can oscillate at the corresponding natural frequencies.

These frequencies will be in the range of a few tens to several thousands hertz and, if time is sufficient between strikes, they can be clearly seen. This has the inconvenience of creating conditions under which the phase differences between the two sides of the opening DS can trigger the final restrikes at $\Delta t = 2 \text{ p.u.}$

A practical example of this would be the opening of a GIS bus containing a saturable magnetic voltage transformer [4]. Circuit-breakers and load-break switches may also generate transients in GIS but due to their very rapid operation only a few strikes occur.

A larger number of strikes may occur for the special case of switching small inductive currents, eg. shunt reactor switching.

The case of single enclosure three phase GIS is considerably complicated with respect to single phase ones. This is because voltage steps are not only generated between the striking phase and enclosure but also between the phases. The steps will have largely differing amplitudes and will propagate such as to build up phase-enclosure and phase-phase voltages. The form of which will depend on GIS structure, coupling between phases and on the presence or absence of a burning spark between the contacts of the other two DS.

Furthermore overvoltages generated by one phase and coupled to the others may promote or retard sparking of the latter hence totally modifying the restriking behaviour of all phases.

This subject has received little or no published attention to the knowledge of the WG due to the complexity of the calculations and experimental set ups required.

2.3 - Propagation and mechanism of VFT

As described in the previous sections, breakdown phenomena in the compressed gas insulation of GIS, whether across the contacts of a DS during operation or a line-to-earth fault, generate nanosecond-risetime travelling wave voltages which propagate in either direction from the disturbance source. As coaxial GIS forms an excellent low-loss high frequency distribution network, the travelling waves propagate throughout the GIS and to other connected equipment.

2.3.1 - Transients internal to the GIS

For VFT phenomena internal to the GIS, the formation of overvoltage waveshapes can be analyzed conveniently by treating each section of GIS (bus and other components) as a transmission line characterized by a surge impedance and electrical length (transit time). As the initial travelling waves encounter transmission line discontinuities, such as formed by open disconnectors, "T" junctions, and other connections, the travelling waves are reflected and refracted (transmitted) with magnitudes according to basic transmission line

theory. The superposition of all the various component travelling waves generated in the GIS network results in the waveshape of the VFT. Because of this travelling wave nature and the short risetime, the VFT wave shape can be significantly different at points within the GIS separated by only a few meters [5]. Another consequence of the travelling wave nature is that the oscillation frequencies of the VFT are determined by electrical lengths of GIS bus. Generally, the primary oscillation frequency tends to be in the 5-10 MHz range, although in view of the short initial risetime, higher frequency components exist in the range of 100 MHz. In some cases, the ~100 MHz high frequency oscillations have been observed to be more prominent or perhaps to dominate the VFT waveform in the vicinity of the DS [6].

The concept that GIS is a network of interconnected transmission lines can be demonstrated with simulations using simple travelling wave computer programs or the well-known EMTP. Figure 2 demonstrates the accuracy of such techniques by comparing a computer simulation with a direct measurement of a transient waveform in an actual GIS [7]. Computer calculation and measurement techniques are described in the appendix.

The simulation of figure 2 neglects the presence of propagation losses (skin effect, etc.) which results in less damping of the high frequency detail of the waveform. In addition, the effect of spacers, flanges, elbows, corona shields, and other connection hardware, were included by adjusting the propagation velocity to 0.95 times the velocity of light. With these assumptions, the fine detail of the waveform is not precisely reproduced but the overall agreement between simulation and measurement can be quite good. With more precise attention to detail, such as modelling each individual spacer as a capacitance, many of the fine details in the waveform can be explained [8]. However a poor modelling of the operated disconnector and its vicinity may lead to extreme deviations [6,39].

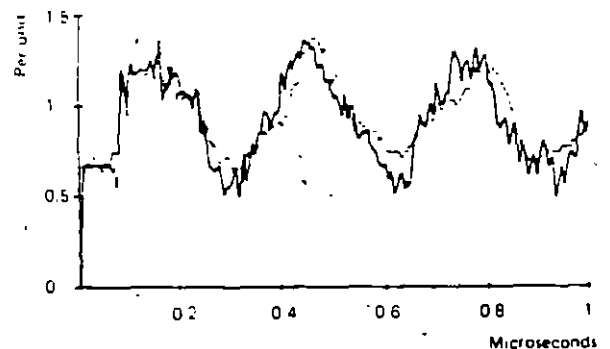


Fig 2 - A comparison of a computer simulation and an actual measurement of a DS induced transient overvoltage waveform in a 138 kV GIS. The details of the configuration and computer model are given in [7]. The measured data are plotted with the dotted line and the computed data are plotted with a solid line.

2.3.2 - Transients enclosures voltage

Transient enclosure voltage (TEV - also known as transient groundrise) is a special case of VFI which merits special attention and has been thoroughly studied and surveyed [9,10]. The phenomena refers to short risetime, short duration high voltage transients which appear on the external of the "earthed" enclosure of the GIS through the coupling of internal transients to the enclosure at enclosure discontinuities. TEV occurs because the normal earthing connections, which were designed on the basis of power frequency considerations, are too long (i.e. too inductive) to provide effective grounding for the short risetime VFI.

As high frequency currents are restricted to the surface of conductors by the skin effect, VFI currents in GIS are restricted to the internal surface of the GIS until a discontinuity in the enclosure is encountered. Thus TEV does not emerge onto the external enclosure surface at the point of the initial disturbance (DS operation or breakdown to the enclosure). Transients couple onto the exterior surface of the enclosure at physical discontinuities, such as at air terminations. Although visual inspection ports and other openings are also apertures through which transients could emerge, the SF₆-air bushing is normally the most significant source of TEV. Insulated flanges at GIS/cable interfaces and at some current transformers can also allow the emergence of TEV.

The mechanism of TEV generation at the air termination can be analyzed by considering the GIS-air interface to be a connection of three transmission lines, viz., (1) the coaxial GIS transmission line, (2) the transmission line formed by the bushing conductor and overhead line, and (3) the GIS enclosure-to-ground transmission line. These three transmission lines, with surge impedances Z_1 , Z_2 and Z_3 respectively, and the manner of their connection are shown in figure 3. When an internal travelling wave propagates to the gas-to-air bushing, a portion of the transient is coupled onto the overhead line-to-ground transmission line (2) and a portion is coupled onto the GIS enclosure-to-ground transmission line (3). The latter constitutes TEV.

The TEV wave which couples onto the enclosure encounters earthing connections which form transmission line discontinuities and attenuate TEV. Earthing leads can also be analyzed with transmission line approximations. For instance, the point of connection of the earthing lead to the GIS enclosure is an impedance discontinuity. A fraction of the TEV is transmitted through, some is reflected, and some is transmitted down along the earthing lead. When the portion which was coupled onto the earthing lead encounters the groundplane, a negative reflection occurs which propagates up the earthing lead and tends to cancel the original TEV (fig. 4). This analysis indicates that earthing leads are effective in reducing TEV if their surge impedance is low and their electrical length, which determines the time required for the negative reflection from the earthing lead to return to the enclosure, is short compared to the typical VFI risetime.

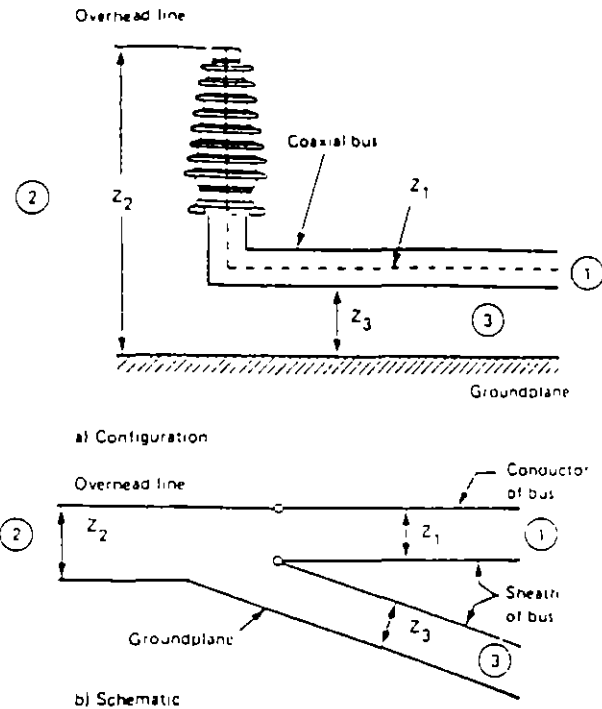


Fig. 3 - The GIS air termination modelled as a connection of three transmission lines. The portion which couples from the internal GIS (1) to the transmission line formed by the GIS enclosure and the groundplane (3) is the primary mechanism for TEV at the air termination.

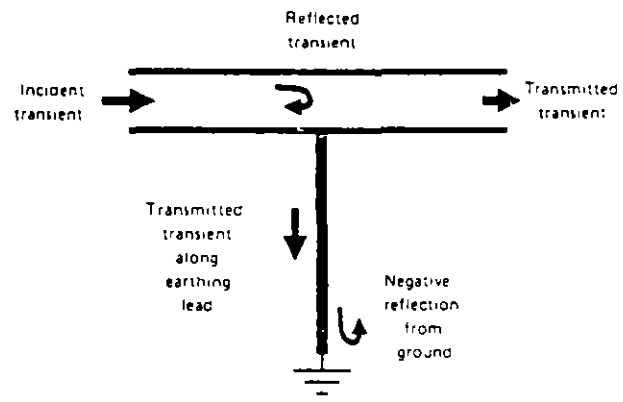


Fig. 4 - The influence of earthing leads based on transmission line analysis. The negative reflection which propagates back from the groundplane along the earthing lead tends to negate the original waveform. By reducing the electrical length, earthing connections become more effective by reducing the time required for the negative reflection to have an effect [9].

By assuming transmission line equivalents of the various earthing connections, proper treatment of the transmission line model of the air termination, and with knowledge of internal VFI characteristics, TEV magnitudes can be estimated [11].

In general, TEV waveforms have at least two components. The first component has a short initial risetime and is followed by high frequency oscillations determined by the lengths of various sections (bus duct and earthing connections) of the GIS. The precise

frequency components depend on the details of the GIS, but the bulk of the transient energy is concentrated in the 5-10 MHz range for typical arrangements. The second component is of lower frequency (hundreds of kHz) and is often associated with the discharge of large capacitive devices (e.g. capacitive voltage dividers) with the earthing system. Both waveform components are damped quickly as a result of the lossy nature of the enclosure-to-groundplane transmission mode; TEV voltages generally persist for only a few microseconds.

2.3.3 - Transients on overhead connections

As discussed above, a portion of a VFT travelling wave incident at an air termination is coupled onto the overhead connections and propagates to other power system components. As a general rule, propagation of VFT on air-insulated lines and bus is lossy and results in some increase of the waveform risetime. However, measurements indicate that if the air connections are relatively short, VFT with risetimes in the range of 10-20 ns can propagate from GIS over short air connections to connected components, such as power transformers [12]. In general, external VFT waveforms have two distinct characteristics. The overall wave-shape is dictated by lumped circuit parameters, such as the capacitance of voltage transformers, line and earthing inductance, etc. As a result, the overall risetime is in the range of a few hundred nanoseconds. However, waveforms also include a fast front portion which is dictated by transmission line effects. This portion has a risetime in the range of 20 ns and, because of numerous discontinuities in the transmission path, is usually reduced in magnitude (to about 20-40% of the incident magnitude). The fast risetime of the initial portion is possible as capacitive components, such as bushings, are physically long and distributed (with respect to the VFT risetime) and cannot be treated as lumped elements. Lumped parameter approximations inevitably lead to erroneous risetime information, although the overall waveshape may be similar.

3 - CHARACTERISTICS OF THE VFTO AND TEV

3.1 - Internal VFTO

3.1.1 - VFTO due to disconnector operation

The circuits involved including the GIS and connected apparatus like transformers can be considered as linear for the phenomena under consideration with oscillation frequencies of more than 20 kHz. Therefore, the superposition principle can be applied for the two main phenomena involved.

a) Travelling wave phenomena

Caused by the two injected step shaped surge voltages travelling in opposite direction from the disconnector into the GIS VFT overvoltages are generated. These surges will be superimposed at the beginning to the actual supply or load voltage respectively at the considered location. But the final stationary value

will be 1 p.u. for the most unfavourable case which has to be taken into account. The maximum values of the local VFT overvoltage is dependent on the voltage drop Δu at the disconnector just before striking, the location considered and the remaining voltage. Theoretical considerations, computer simulations of a broad variety of GIS layouts and measurements in laboratories and in actual GIS led to the following results [13-23].

$\Delta u = 2$ p.u. should be taken into account as the most unfavourable case corresponding to a remaining voltage of -1 p.u. due to trapped charges on the load side in case of high speed disconnectors or phase opposition conditions. For this case the maximum VFTO peak has a typical value between 1.5 and 2.0 p.u. for most configurations. However, values up to 2.5 p.u. had been found for very specific cases. But for normal switching conditions of most disconnector designs a voltage collapse of $\Delta u = 1.5$ p.u. is not exceeded resulting in lower peak values of the VFT overvoltage (up to 1.7 p.u. for most configurations and 2 p.u. for very specific cases).

Some important points of interest with regard to shape and frequency of VFTO are the following.

- 1) Sometimes close to the disconnector superimposed additional VFTs with oscillation frequencies up to 100 MHz are observed created by reflections at adjacent internal GIS components in short distance or within the disconnector itself [19,22].
- 2) The main frequency of the dominating VFTO component is given by the total length of the GIS bus switched by the disconnector. By refraction and damping effects the superimposed VFTs of high frequency are decaying leading to mainly monofrequent oscillations in the range of 1 ... 40 MHz after some microseconds normally. An example for a typical travelling wave pattern measured in an actual GIS is shown in fig. 5 A and B [16].
- 3) The maximum value is usually reached at the second or even a later peak [22].

b) Overall transients

In case of power transformers feeding the GIS overall transients with frequencies in the range of 20 ... 100 kHz were observed caused by oscillations of the whole system consisting of the GIS and the transformer. The amplitude of these oscillations however is smaller than that of the VFT oscillation. An example for such an overall transient measured in an actual GIS fed by a power transformer is given in fig. 5 C and D [16].

3.1.2 - Line to enclosure fault

According to para 2.2 step shaped surges with magnitudes equal to the instantaneous value of the applied voltage at the moment of breakdown are generated in the GIS by a line to enclosure fault at the fault location. Calculations have shown that VFT overvoltages up to twice this magnitude may be caused in

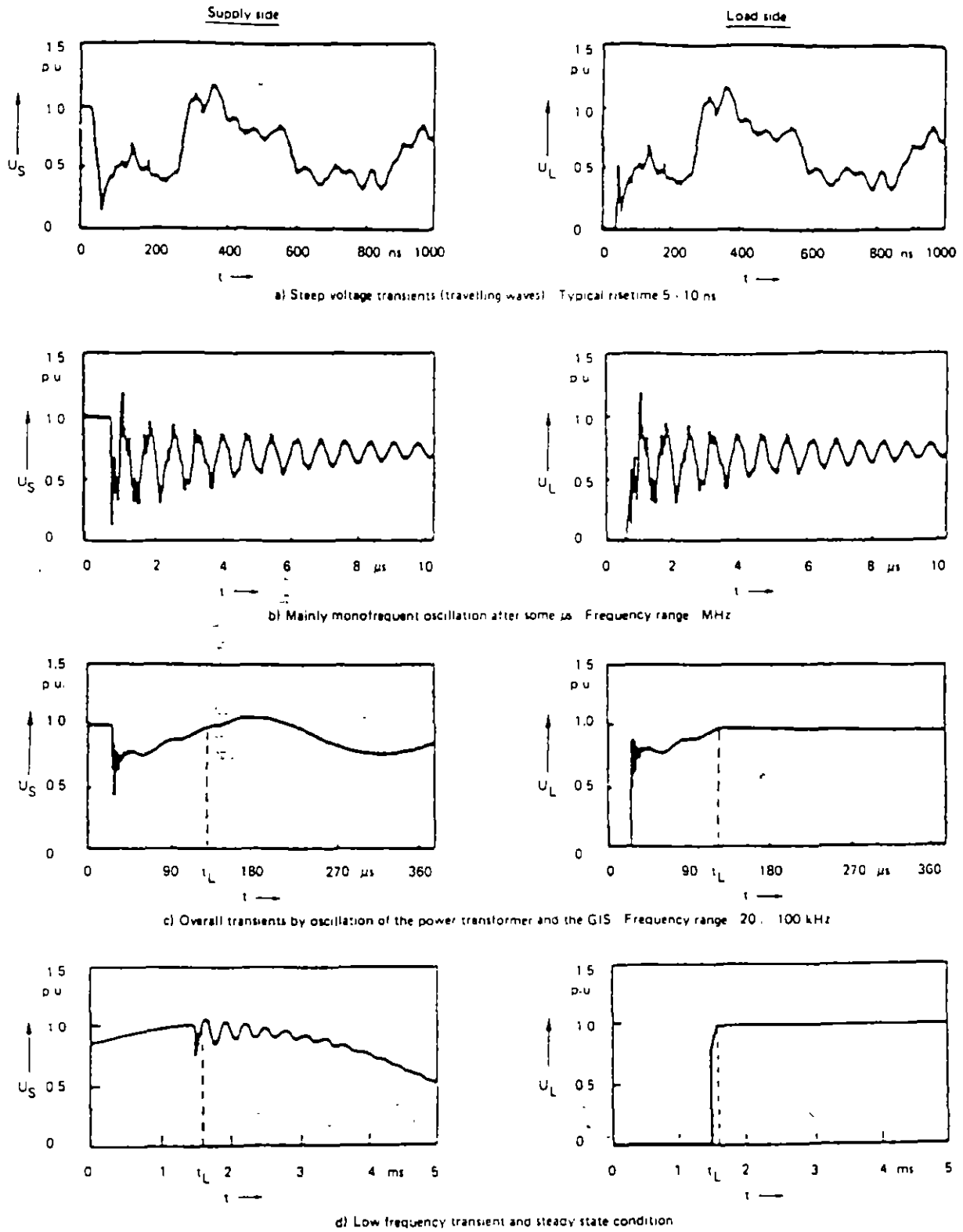


Fig. 5 - Transients on the supply and load side of a GIS due to disconnector switching at different time resolutions (measurements in an actual GIS) t_L arc extinguish.

special locations. This is of special concern during tests on site [23].

3.2 - External VFT voltages

As previously mentioned in paragraph 2.3.2 at the air SF_6 termination, there is a change of impedance where the internal VFTO are partly reflected inside GIS and partly transmitted between the overhead line and earth and between the GIS enclosure and earth.

This shunting is performed according to the surge impedances of the three part transmission line system.

3.2.1 - Transient on overhead connections

Although the magnitude of the fast risetime portion of external transients is generally less than that of internal VFT, the voltage rate-of-rise can be in the range of 10-30 kV/ μ s [12], which is a stress similar to that of a chopped waveform. However, as VFT occur during normal conditions in GIS and each OS operation may generate tens to hundreds of individual transients, the possible ageing effect on the insulation of external components needs to be considered.

3.2.2 - Transient Enclosure Voltage

TEV although not unique to GIS probably manifests itself more visibly in this type of substation than in the conventional air insulated type by the appearance of sparks between metallic components of the enclosures and between enclosures and other earthed components or structures. The magnitude of the transient can vary according to the location of the measurement point on the enclosure. On simple arrangements it can vary between 0.1-0.25 p.u. [24] for the GIS generally but can reach an order of magnitude higher near the SF_6 to air terminations [9,10].

TEV has caused a concern for personnel safety but is in itself a low energy phenomenon [10] and there is no recorded evidence available to suggest that it is directly dangerous to the health of personnel performing normal duties within the substation. The element of surprise which may be occasioned at the appearance of sparking, however, is of greater concern for the safety of personnel and in some cases has brought about the introduction of appropriate operating procedures (e.g. warning signals, limited access, etc.) [10].

TEV can also cause interference with or even damage to the substation control, protection and other secondary equipment [10].

In 1983 an international enquiry instituted by WG3 of Study Committee 23 attempted by means of a questionnaire to assemble manufacturers and users experience of the TEV phenomenon in GIS and thereby set out to examine and classify measures taken to ameliorate the effects on equipment.

More than half the respondents, in themselves responsible for over 50% of the Gas Insulated Substations in

service reported having had problems with sparking between earthed enclosures, components and structures and interference with secondary equipment.

It became apparent when analysing the responses to the survey that the various methods employed for earthing the substation equipment, although adequate for the safe discharge of power frequency current in the enclosure, were not all effective in handling the very fast transient currents resulting from disconnector switching and similar breakdown phenomena.

The report of the Working Group [10] therefore recommended further study of earthing systems in GIS. In 1986 the Chairman of SC23 set up a team from Working Groups 3 and 4 under the leadership of the Convenor of WG4 and charged it with formulating recommendations for the earthing of Gas Insulated and conventional substations which would minimise the effects of Transient Ground Potential Rise.

The study is complete and the results will be published in time for discussion at the 1988 CIGRE Conference [25].

3.2.3 - Radiations

Electromagnetic fields associated with the external VFTO are radiated from the enclosure and the overhead line. Any electronic cubicle even at some distance from the enclosure will therefore be subjected to a transient electromagnetic field which may induce voltages or currents within an electronic circuit. The amplitude of the electric field is typically some 10 kV/m near the enclosure. The frequency of the electromagnetic field depends on the arrangement of the GIS, but is typically in the range of 10 to 20 MHz. Figure 6 shows the measured electric field in a 420 kV-GIS, at different distances from the enclosure during the operation of a disconnector [24]. Near the enclosure, the electric field decreases with the distance (fig. 6). There are multiple reflections in the earthing system, resulting in higher frequencies in the electric field near the earth side. The electric fields were measured with a spherical electric field sensor (see Appendix). The magnetic field can be estimated to be in the range of some 10 A/m having the same frequencies as the electric field.

4 - EFFECTS OF VFTO ON EQUIPMENT

4.1 - Effects on transformers

Transformers are either directly connected through SF_6 -bushings or indirectly by SF_6 -air-bushings, overhead lines and air-oil-bushings.

Two different effects have been observed on the windings of direct connected transformers:

- Steep fronted wave impulses create an extremely non linear voltage distribution along the high voltage winding connected to the oil- SF_6 -bushing. If the winding is composed of interleaved coils, at least in the entrance region, for steep-fronted impulses each interleaved coil can for example be represented

by surge impedance and earth capacity as shown in Fig. 7a-d with the theoretical impulse form 7e compared to measured ones 7f [26].

For directly connected transformers the loop formed by two bushings and an overhead line smooths the steep front to values comparable to chopped waves, which are well established and covered by impulse testing. For directly connected transformers experience with hundreds of transformers installed worldwide shows that transformers withstand the stresses built up by steep fronts.

- Transient oscillations within the GIS can develop extremely high part winding-resonance voltages in the transformer windings.

For directly connected transformers frequencies up to several MHz can be transmitted through the SF₆-oil-bushing. For indirectly connected transformers the highest frequency transmitted through two bushings and an overhead line is about 1 MHz. In both cases part winding resonances also preferably could occur near the connection points e.g. the entrance coils and the selected tap of a step winding connected to a neutral point on load tap changer.

Fig. 6 shows the voltage ratio between one step of the tapped winding and the high-voltage side of a 420 kV transformer directly connected to a GIS as a function of frequency. Extremely high values develop in the Megahertz range. The q-factors (defined as peak transient voltage divided by peak power frequency voltage at the point of interest) can amount up to 200 due to transient potential rise of the neutral point.

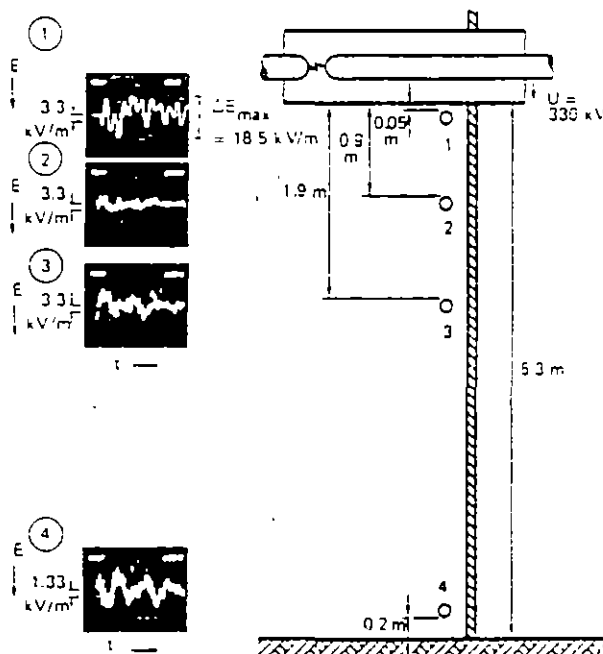


Fig. 6 — Radiated electric field from the enclosure in a 420 kV-GIS during a disconnector operation in the GIS [24]. (1 : 50 ns/div ; 2, 3, 4 : 100 ns/div).

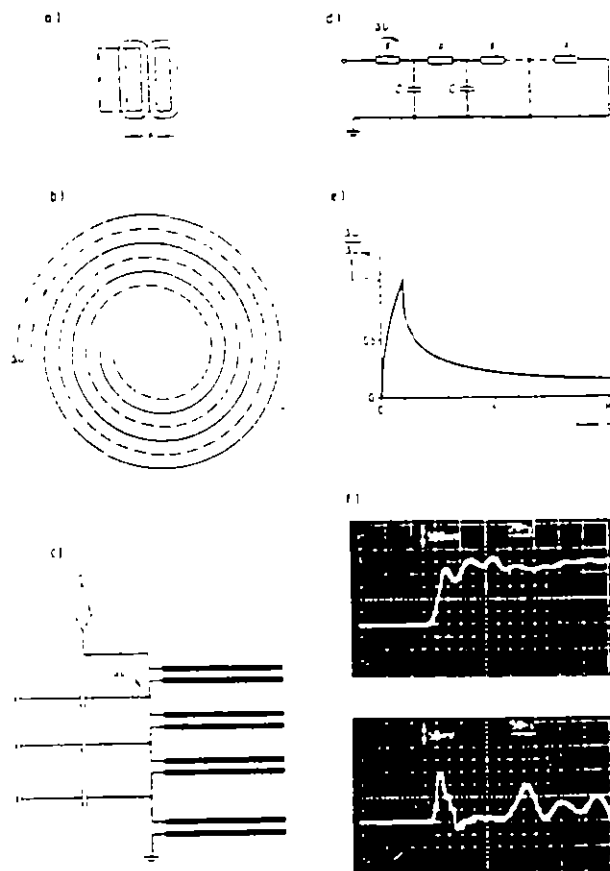


Fig. 7 — Voltage Distribution of Steep-Fronted Input Waves

- Geometrical dimensions of flat conductors for determining the surge impedance.
- Top view of a two-strand spiral
- Coil connections.
- RC equivalent circuit.
- Voltage or current wave set up at the first coil by a ramp-shaped impulse voltage.
- Measured input voltage and partial voltage applied to the first coil.

Relevant measurements and investigations showed, that the damping decrement of the transient oscillations within the GIS determines as well the amplitudes developed by part resonance as the oil insulation strength under high frequency voltage stress [27].

The smaller the quotient of two subsequent amplitudes of same polarity, the smaller are the developed resonance amplitudes and the higher the insulation strength.

In critical cases it may be necessary to take measures as e.g. to protect the tap changer with varistors connected between the selected and preselected tap.

4.2 — Effect on disconnectors and breakers

According to the relevant IEC-standards dielectric tests of switching equipment have to be done with

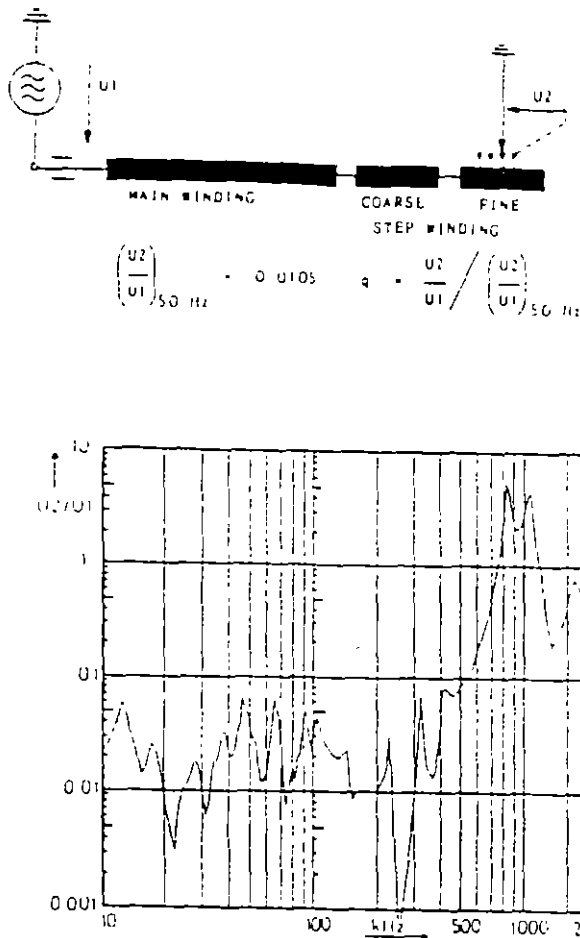


Fig. 8 - Voltage ratio between one step of tapped winding and HV-side versus frequency.

specified impulse or ac withstand-voltages in the closed and open position of the contact system, while intermediate positions have not to be taken into account. However, striking takes place in the intermediate position of the contact system. Depending on the dielectric stress, which is determined by the design parameters of the switching equipment such as service voltage, gap distance, electrode geometry, gas pressure, a discharge to the earthed enclosure leading to an internal arc may develop.

Due to the specific design parameters of circuit-breakers and loadbreak switches no earth faults during operation induced by self generated VFT overvoltages have been observed either in the breakers and switches themselves or in adjacent GIS-components. Since the contact system of this type of equipment is generally working in a gaseous atmosphere with a comparatively high overpressure, the striking distances between the contacts are very small compared to the distance between the contacts and the enclosure, thus resulting in a dielectric stress, which is too small for a discharge propagation in the direction of the enclosure. Furthermore, as shown by experience the insulation system of circuit-breakers and loadbreak switches seems not to be essentially endangered by VFT overvoltages, which are generated in adjacent GIS-components.

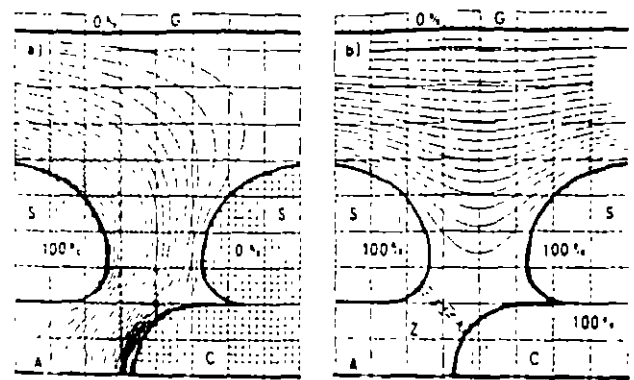


Fig. 9 - Electric field distribution of a disconnector

a) Before striking b) During striking

S Shielding electrode
C Moving contact
G Grounded enclosure
A Axis of disconnector
Z Striking zone

VFT overvoltage induced earth faults, however, have been observed in case of disconnector switching operations. Depending on the relevant disconnector design the change of the electrical field gradient from a longitudinal to a radial direction as a consequence of a restrike or prestrike may be essential. The change of the field gradient for a well designed disconnector, before (a) and during (b) striking is illustrated by fig. 9 [14].

In case of service voltages ≥ 300 kV the design parameters of disconnectors are in general such that a leader - type discharge, which tends to branching, becomes probable (fig 10). After the bridging of the contact gap the propagation of residual leader branches directed to the enclosure may be supported as well by the change of the main electrical field direction towards a strong radial gradient and by simultaneously generated travelling wave patterns (VFT overvoltages) due to reflections inside the GIS.

Under this point of view the earth fault of a disconnector immediately after striking is basically a problem of activating residual leader branches by means of an enhanced field gradient to earth and by feeding them with VFT overvoltages generated in the attached GIS-configuration [21,28,29,14,16]. Though various questions on details of the described breakdown mechanism are still open and research activities in this field are going on, necessary design measures for GIS- disconnectors have already identified to prevent failures during switching operations. Appropriate designed GIS- disconnectors have proved to be reliable.

It is meanwhile generally agreed that switching tests on GIS-disconnectors have to be established with the purpose to check their switching capability and to verify their behaviour [29] (see chapter 5.1).

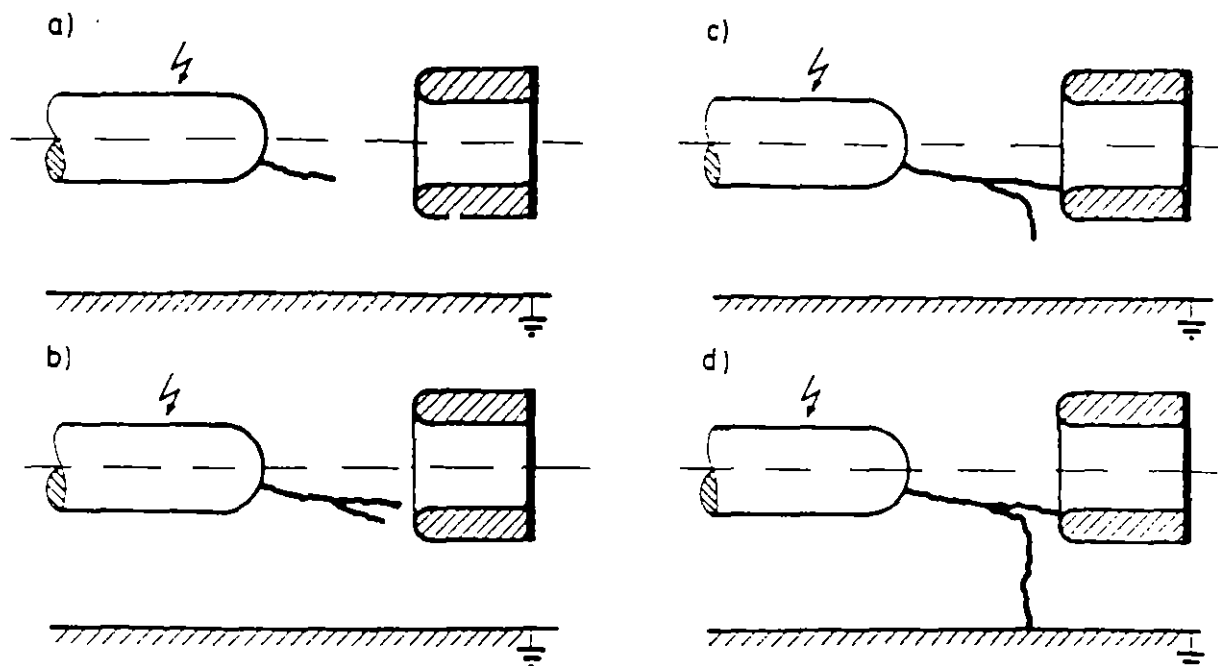


Fig. 10 — Development of an earth fault by branching of the leader-discharge during disconnector operation (principle)

Remark . Although branching commonly occurs, the development of a single branch to an earth fault can be avoided by a proper disconnector design.

4.3 - Effect on SF₆ insulation: gas and spacer

In correct GIS insulation system, the pure gas breakdown and spacer flashover behaviour is principally similar due to the insignificant field enhancement of modern spacer designs and the low influence of surface effects on the discharge development [30,31,32,33]. In accordance with the upturning trend of the Lightning impulse (LI) voltage-time curves B in fig. 11 for increasing front steepnesses mainly caused by the formative time lag for the break-down channel all VFTO breakdown or VFTO flashover values are above the Lightning Impulse withstand Level (LIWL) within the area A in fig. 11. Due to the longer formation time lag the negative polarity VFTO breakdowns (fig. 12 B) occur delayed for some hundred nanoseconds in the oscillating tail and at slightly higher values in comparison with positive breakdowns in the initial front or close to the primary peak (fig. 12 A). A big scatter range is typical for both polarities. Nevertheless all VFTO breakdown values for both polarities with and without spacer are comparatively close together within the frame A in fig. 11. Therefore, a VFTO breakdown is improbable in a correct GIS insulation system during normal operation.

Regarding extremely inhomogeneous fields caused by irregularities of the insulation system like needle shaped protrusions the VFTO breakdown values within the area C in fig. 11 are considerably reduced in accordance with the downturning trend of the corresponding LI voltage-time curve D in fig. 11 for increasing front steepness [31,32]. Both effects are mainly caused by the decreasing corona stabilization and changing leader inception conditions. The breakdowns

occur late on the oscillation tail (fig. 12 C) with a big scatter. The positive breakdown values are somewhat lower than those for negative polarity as in a correct GIS insulating system. Due to the big scatter the breakdown probability is very low for low VFTO amplitudes and increases with the oscillation frequency and the degree of the field inhomogeneity. For 40 MHz and a needle length of 15 mm a breakdown probability of 1% had been found during disconnector switching operation at rated service voltage in a 420 kV GIS which was successfully tested beforehand on site with Oscillating Switching Impulse (OSI) of 100% Switching Impulse Withstand Level (SIWL). Such VFTO breakdowns had been observed very rarely and only in the neighbourhood of disconnectors, where the breakdown level is extremely reduced by high VFTO oscillation frequencies. A similar but much less pronounced decrease of the breakdown voltage has to be expected for more conceivable irregularities like particles, edges and fissures with lower field distortion effects [33]. The behaviour of the insulation stressed by VFTO can be covered by standard lightning impulse stress [31]. Recent research results are compiled in a CIGRE paper [40]

4.4 - Effects on enclosure

With insulating flanges the build up of transient enclosure voltage causes sparking across flanges which established high frequency continuity in the enclosure and limits the magnitude of the IEV coupled onto the enclosure to about 10 kV [9] whereas IEV near SF₆ to air connections can be within the range of several tens of kV to 100 kV in magnitude [9-10].

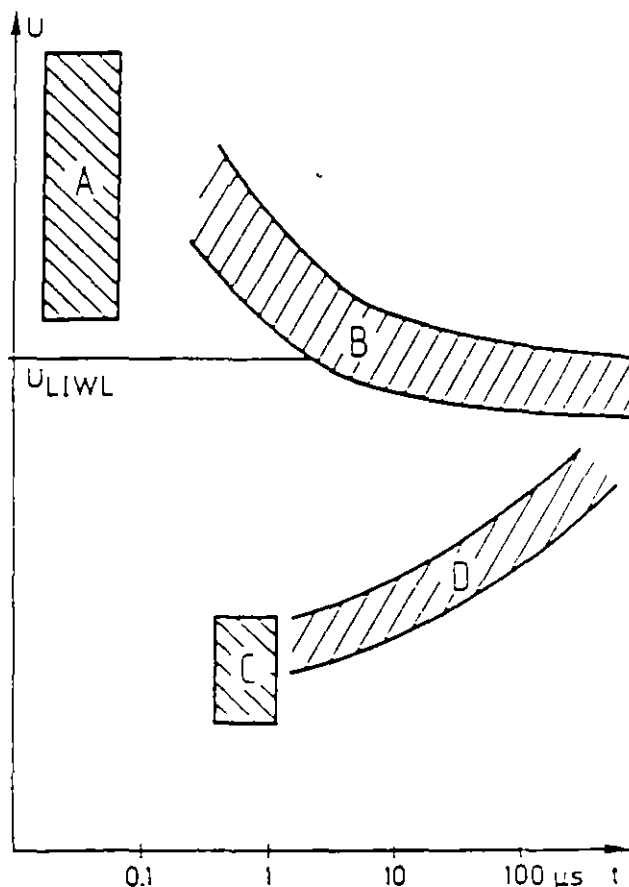


Fig. 11 - Principal voltage-time characteristic

A VFT voltage	{ Insulation system in correct condition
B Impulse voltage	
C VFT voltage	{ Insulation system with a long needle shaped protrusion.
D Impulse voltage	

The sparks may also cause damage to insulating material in the vicinity and impair its service life. Damage to insulating bushes in the housings of externally mounted current transformer may give rise to the development of short-circuited turns around the current transformers and hence interference with the correct operation of these devices. Equally, puncture of insulation intended to limit the spread of circulating currents within the enclosure, due to the passage of normal load current in the main conductor, may have harmful effects particularly under short-circuit conditions.

Probably of most consequences however are the cases where TEV interferes with the operation of control, protection and metering equipment.

Transient Enclosure Voltage effects in Gas Insulated Substations can be mitigated by the following means:

- 1) The design and arrangement of the substation earthing mat to provide effective attachment of the various earthing connections.
- 2) To minimise the surge impedance and the electrical length of the earthing straps. By keeping these

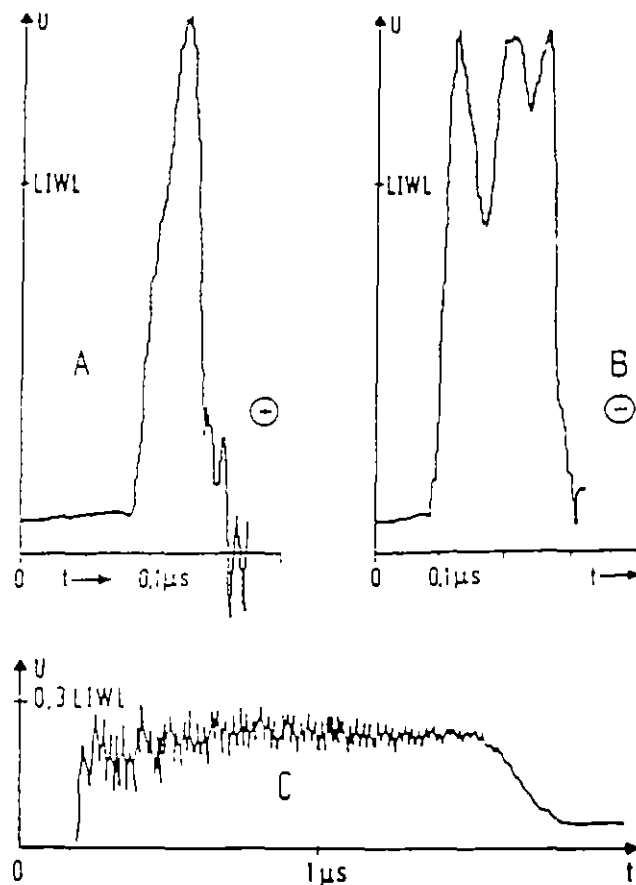


Fig. 12 - VFT breakdown development.

A positive polarity	{ Insulation system in correct condition
B negative polarity	
C positive polarity	{ Insulation system with a long needle shaped protrusion.

leads as straight and as short as possible these objectives are achieved and thus low profile switchgear constructions are advantageous. Increasing the number of connections is also beneficial. Relatively massive earthed support structures will also reduce TEV.

3) To introduce shielding to prevent the Very Fast Transients generated internally from reaching the outside of the enclosure.

4) Where insulated spacers must be employed, to introduce voltage limiting varistors, of suitable rating.

4.5 - Effect on secondary equipment

TEV may interfere with secondary equipment by raising the housing potential of such equipment in case it is connected directly or via cable shields to the GIS enclosure, and by emitting free radiation which induce voltages or currents in adjacent equipment. Though intermittent and of short duration, these effects may interfere with the normal functioning of electronic equipment or even damage sensitive circuits.

To minimize interference, correct cable connection procedures should be followed [25]. The coupling of radiated energy may be reduced by mounting control cables closely along enclosures, supports and other grounded structures, and by grounding cable shields at both ends by leads as short as possible or alternatively by the application of optical coupling devices. In the secondary equipment, voltage limiting devices may have to be added.

To ensure the integrity of electronic equipment, interference tests on such equipment are necessary. Suitable tests are:

- fast transient test (5 ns, 2 kV) on processing cables acc. to IEC 801-4,
- electrostatic discharge (ESD, 1 ns, 8 kV) test on housings acc. to IEC 801-2.

A radio test with continuous-wave radiation (10-30 V/m, 25-1000 MHz) acc. to IEC 801-3 or IEC 255 is less relevant due to the intermittent character of the radiation caused by GIS VFT.

4.6 - Effects on cables

Reported effects of VFTO on cable lines appear all to be located in earthed circuits and to be originated by Transient Enclosure Voltages so that reference can be made to section 4.4. In fact the earthing connections had to be modified in order to eliminate the troubles.

No problems have been experienced on the main insulation; as can be expected since characteristic impedance of cables is lower or at most equal to that of GIS.

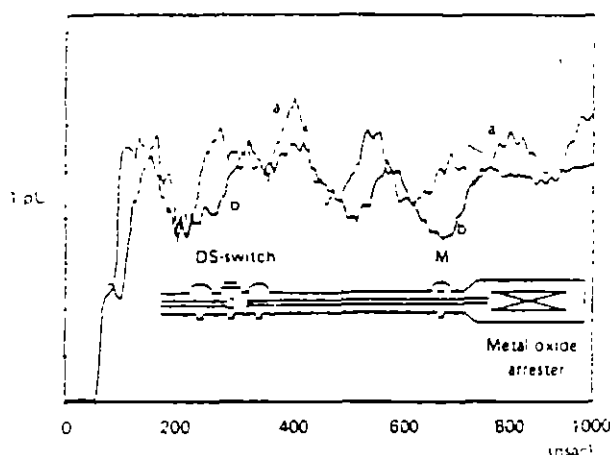


Fig. 13 - Capacitive behaviour of a metal oxide arrester. Influence on the shape of VFT voltages.

- (a) Measured VFT in a test configuration without arrester
- (b) Measured VFT in the same test configuration with arrester.

4.7 - Influence of a metal oxide arrester on VFTO

VFTO can appear at an arrester theoretically under two conditions, the conducting and non-conducting state.

The amplitudes of VFT events, according to measurements in gas insulated substations, are below the protection level of installed metal oxide arresters. So, under usual conditions VFT will appear at the arrester in the non-conducting state.

To investigate the behavior for that case, tests were performed in a high voltage laboratory. An enclosed metal oxide arrester for a 550 kV system was connected to a section of SF₆-insulated busbar, where high-voltage-VFTO were produced by a disconnector gap. The transient voltage was measured close to the arrester. Measurements for comparison were made for the same configuration but without the arrester.

The results are shown in fig. 13. The two curves represent the voltages in the busbar measured with and without the arrester connected. The arrester in the non-conducting state acts as a capacitance. Steep voltage fronts are sloped as shown in fig. 13.

4.8 - Effects on bushings

Bushings are needed at the interfaces between SF₆ insulated apparatus of GIS and air insulated equipment like overhead lines or links to transformers etc."

These SF₆/air bushings can have different design principles. SF₆ insulated or capacitively graded by multiple conductive layers.

The transformer bushings generally are capacitively graded, for air/oil application or for SF₆/oil in case of direct connections to GIS.

Bushings with mainly SF₆ insulation can be treated similar to the other GIS components. Therefore, interest is focussed on the influence of VFT on capacitively graded bushings with their main insulation formed by oil or epoxy impregnated foils.

Service experience for all designs and applications of bushings for voltages up to 800 kV has shown very few problems.

In one incident with an air/SF₆ bushing (525 kV system) the failure might have been accelerated by VFT effects. The main reason, however, was a bad contact design for a grading electrode.

Attention has to be paid also to avoid a too high inductance in the connections of the last grading layer to the enclosure.

5 - TESTING PROCEDURE OF EQUIPMENT

5.1 - Disconnectors

Up to now no disconnector switching tests have been standardised by IEC.

Such tests have been studied by [CIGRE SC1] WG04 and their recommendations have been published [29]. The tests described are adequate to cover the general switching duties of disconnectors but it is recognised that they do not cover some special switching conditions under which disconnectors intended for application at voltages above 300 kV can operate.

For example the conditions which apply when a disconnector closes onto an off-load busbar on which a 1 p.u. remaining voltage has been left by the previous opening of a circuit-breaker are not covered nor are those in which the interruption of circuits which contain inductive voltage transformers takes place.

It should also be noted that recent investigations have shown that the presence in the network of different types of voltage source such as high voltage test transformers or power transformers can influence the behaviour of the arc in the disconnector switching gap.

To prove the satisfactory operation of disconnectors under these special conditions a number of test procedures have been proposed. Those that have been published are mentioned below.

A "one minute arcing test" intended to test the integrity of the phase to enclosure insulation under repeated striking at the disconnector gap has been proposed [4]. However this test is no longer considered an adequate one.

A procedure using a synthetic test circuit has also been described [36]. This circuit is intended to correctly reproduce the transient peak overvoltage, which have been predicted, in the presence of the normal power frequency voltage.

The results of measurements of actual overvoltages occurring during disconnector switching in 110 kV networks have been reported and from these circuits designed to reproduce these overvoltages during laboratory tests have been described [35].

Finally a group of french manufacturers and users have described an analysis of the stresses occurring in disconnectors during switching under conditions of full phase opposition and have derived from this a test circuit and conditions to ensure impeccable [21] operation even in the most severe service conditions.

From the above it would seem that a further review of disconnector test methods would be appropriate when any other methods hitherto unpublished could be taken into consideration.

5.2 - On site testing

As described in section 4.3, the dielectric integrity of GIS stressed by VFTO can be adversely affected by the presence of defects such as particles and sharp protrusions, which may result during the shipping and assembly process. As a result, some form of additional testing might be necessary, especially for higher voltage classes which have smaller safety margins

in the dielectric design. The purpose of testing is to prove the absence of defects which might cause problems in the presence of VFI overvoltages. Although there is a general consensus that power frequency tests are best for dealing with particles, the testing approach for other defects is, however, subject of much discussion.

The use of short risetime impulses (such as the lightning impulse) is often suggested as a test waveform, as shorter risetimes are generally more sensitive to the presence of fixed defects [38], for which impulse testing, in general, is considered to be a good approach. The selection of waveform parameters requires standardization. Although short risetimes are best for detection, too short a risetime can lead to testing problems associated with travelling wave effects within the GIS. Some have suggested that a longer risetime waveform (such as a switching impulse) might be more practical, despite the reduction in sensitivity to certain types of defects. In some cases, both lightning and switching impulse voltages have been performed for the same GIS.

Despite the benefits of impulse testing, alternate test philosophies have been developed. For instance, under power frequency excitation supplied during the usual conditioning and AC test procedure, harmful defects as for instance free particles could result in detectable partial discharge or acoustic emissions. As a result, sensitive partial discharge measurements, based on electrical and acoustic techniques, have been suggested [39]. Such testing can be performed in lieu of impulse testing, although on occasion, both have been specified for the same GIS.

A third approach, supported by some manufacturers, involves no specialized testing on site. Instead, a greater emphasis is placed on quality control during manufacture and assembly, reducing the need for elaborate site tests. In this case, simple power frequency tests at 1.2 p.u. are thought adequate to detect assembly errors.

6 - CONCLUSION

In Gas Insulated Substation (GIS), disconnectors (DS) operations and line to enclosure faults generate short rise time travelling step voltages. The initial amplitude of these steps depends on the voltage Δu across the DS at the instant of restrike or on the line to ground voltage before the fault. Reflections and transmissions of these initial travelling waves superimpose to build up the so called Very Fast Transient Overvoltages (VFTO). Their peak values are proportional to the amplitudes of the initial steps and depend on the GIS layout (bus bar lengths, location of the changes of impedance). The time-to-peak of the VFT voltages are lower than the conventional 1.2 μs and their rates of rise are greater than those of lightning impulse. The faster rise times of the initial steps have been estimated to be in the region of 5 and so due to the build up mechanism the VFTO have the same shape and the same amplitude all throughout the GIS.

The VFI voltage appear within the GIS but also outside: between overhead lines and earth but also between the enclosure of the GIS and earth. So both inside and outside the GIS components are subjected to such stresses for which they have to be designed.

For the VFIO due to line to enclosure fault their amplitude can be dangerous for insulation only during on site testing and can reach twice the applied voltage at the instant of the failure.

For disconnector switchings when Δu at restrike is 2 p.u. the peak value of the VFI voltages can reach 2,5 p.u. for very severe case of GIS lay out but generally the peak value remains in the range of 1.5 to 2 p.u. For most cases the value of Δu is lower, the peak value of VFIO are below 1.5 p.u.

From an insulation point of view the main following conclusion can be drawn:

- 1) for disconnector switching the peak amplitude of the VFIO remains even in the worst case much lower than the lightning impulse withstand level of the equipment for all rated voltage level.
- 2) Nevertheless for GIS insulation, it has been shown that defects of the HV bars can greatly decrease the insulation level and in this case the VFIO produced at the strikes of the disconnector can cause failure especially for upper voltage level for which the LIWL is reduced compare to the rated voltage. So additional on site testing is required to detect defects which are sensitive to VFIO. Appropriate test procedures are currently under discussion.
- 3) For disconnector, a type test is necessary to ensure that there will not be any flashover between the arc between contacts and the enclosure during switching.
- 4) Regarding the GIS insulation the VFIO amplitude in normal configurations is lower than the protective level of arresters and therefore it cannot be significantly influenced by them.
- 5) A chopped lightning impulse test may be useful in assessing the reliability of transformers and bushing subjected to VFIO.
- 6) For equipment (transformers, bushings...) care must be taken in designing the links which must insure the limitation of the voltage between screens and earth. Such links must not have a too high inductance because for VFIO these links due to the voltage rise cannot ensure their task. Sparks between different "earthed" parts of the system can then occur.
- 7) For reducing the external VFIO between enclosures and earth, GIS designers must take care at each interruption of the enclosure. At the bushing the grounding leads can be coaxially mounted and the surge impedance of these leads should be as low as possible (low earth impedance). At the junction

between enclosures or at the junction of the enclosure and the screen of a cable the straps or any non linear resistors can be also coaxially installed.

Some failures have been attributed to the VFI voltages sometimes wrongly sometimes truly. The levels of the VFIO are much lower than the LIWL and the dielectric strength of most of the equipment for VFIO exceeds the dielectric strength for lightning impulse (LI) voltages.

REFERENCES

- [1] PFEIFFER W.: *Impulstechnik*, Carl Hansa Verlag Munchen Wien, (1976), p. 44.
- [2] PFEIFFER W.: *GesetzmaBigkeit beim Durchschlag von Funkenstrecken in komprimiertem Schwefelhexafluorid*, ETZ-A Vol. 95 (1974), p. 405.
- [3] BOGGS S.A., CHU F.Y., FUJIMOTO N.: "Disconnect switch induced transients and trapped charge in GIS", I.E.E.E. Trans. Vol. PAS-101, N° 10, October 1982.
- [4] LALOT J., SABOT A., KIEFFER J., ROWE S.W.: Preventing earth faulting during switching of disconnectors in GIS including voltage transformer, IEEE Trans. Vol. PWRD-1, 1986, P. 203.
- [5] BOGGS S.A., FUJIMOTO N., COLLOD M. and THURIES E.: "The modeling of statistical operating parameters and the computation of operation-induced surge waveforms for GIS disconnectors" 1984 CIGRE, paper 13-15
- [6] BOECK W. and WITZMANN R.: "Main Influences on the Fast Transient Development in Gas-Insulated Substations (GIS)", 5th ISH, Braunschweig, FRG, 1987 Paper 12-01.
- [7] FUJIMOTO N., STUCKLESS H.A. and BOGGS S.A.: "Calculation of disconnector induced overvoltages in gas-insulated substations", in L.G. Christopoulos and M.D. Pace (Eds.) *Gaseous Dielectrics IV*, Pergamon Press, New York, 1984.
- [8] WITZMANN R.: "Fast Transients in Gas Insulated Substations (GIS). Modeling of Different GIS Components", 5th ISH, Braunschweig, FRG, 1987. Paper 12-06.
- [9] FUJIMOTO N., DICK C.P., BOGGS S.A. and FORD G.L.: "Transient ground potential rise in gas-insulated substations - Experimental studies", IEEE Trans. on PAS, PAS-101, N° 10, October 1982.
- [10] BOERSMA R.: "Transient Ground Potential Rises in Gas-Insulated Substations with respect to earthing systems", *Electra* N° 110, January 1987, p. 47.

- [11] DICK E.P., FUJIMOTO N., FORD G.L. and HARVEY S.: "Transient ground potential rise in gas-insulated substations - Problem Identification and Mitigation". IEEE Trans. on PAS, PAS-101, N° 10, October 1982.
- [12] FUJIMOTO N. and BOGGS S.A.: "Characteristics of GIS disconnector-induced short risetime transients incident on externally connected power system components". IEEE PES Winter Meeting, New Orleans, 1987. Paper 87WM185-2.
- [13] LUHRMANN H.: "Ausgleichsvorgänge beim Schalten von Trennschaltern in SF₆-isolierten Schaltanlagen, ETZ-Archiv, Vol. 3 (1981), p. 209.
- [14] BOSOTTI O., MOSCA W., RIZZI G., HASOFF L., KYNAST E., LUHRMANN H.: "Phenomena associated with switching capacitive currents by disconnectors in metal enclosed SF₆-insulated switchgear. CIGRE 13-06, 1982
- [15] BOGGS S.A., CHU F.Y., FUJIMOTO N.: "Disconnect switch induced transients and trapped charge in gas-insulated substations. IEEE Trans. Vol. PAS-101, (1982), p. 3593.
- [16] KYNAST E., GOROBLENKOW J., LUXA G., PATRUNKY H., MORITZ G., HENNINGSEN C.: "Investigation concerning the switching of disconnectors in an SF₆-insulated 380 kV substation, CIGRE 33-02, 1984.
- [17] KONIG D., IMGRUND G., NEUMANN C., MAATZ K., SCHWIECK L.: "Vorgänge beim Schalten kleiner kapazitiver Ströme mit SF₆-isolierten metallgekapelten Trennschaltern im 110-kV-Netz und ihre Simulation im Hochspannungslaboratorium. Elektrizitätswirtschaft, Vol. 85 (1986), p. 131.
- [18] OGAWA S., HAGINOMORO E., NISHIWAKI S., YOSHIDA T., TERESAKA K.: "Estimation of restriking transient overvoltage on disconnecting switch for GIS. IEEE Trans. Vol. PWRD-1, (1986), p. 95.
- [19] FUJIMOTO S.A., BOGGS S.A., STONE G.C.: "Mechanism and Analysis of short risetime GIS transients, CIGRE SC 15 Symp. Vienna 1987.
- [20] FREISINGER F., MUHR M., DIESSNER A., SCHENNER H.: "Field measurement of fast transient voltages in the 420 kV Wien Sued. CIGRE SC 15 Symp. Vienna, 1987.
- [21] LALOT J., SABOT A., KIEFFER J.: "Dielectric behaviour of GIS switching disconnectors comparison of possible phase opposition tests. IEEE SUMMER MEETING 1986 PAPER 86 SM 387-5
- [22] BOECK W., WITZMANN R.: "Main influences on the fast transient development in gas-insulated substations (GIS), Int. Symp. on High Voltage Engineering (ISH), Braunschweig, 1987, paper 12-01.
- [23] FESER K., KULIK P., MENTEN L.: "Dielectric field testing of GIS". CIGRE-Report 33-09, 1986.
- [24] Meppelink et al: "Very Fast Transients in GIS". IEEE winter meeting 1988 PAPER 88 WM 114.1
- [25] Aanestad et al: Substation Earthing with special regard to Transient Ground Potential Rise - Design Aims to Reduce Associated Effects - CIGRE 1988 paper 23.06.
- [26] MULLER W., STEIN W.: "Behaviour of High-Voltage Transformer windings on Steep-fronted input waves of Nanosecond Duration". Siemens Power Engineering V, N° 5, pp. 259-262 (1983).
- [27] BREITFELDER D., BUCKOW E., KNORR W., PESCHKE W.: "Dielectric Strength of Transformer Oil Under Impuls and High Frequency Stress". 5. ISH, Braunschweig, 1987.
- [28] EDLINGER A., MAUTHE G., PINNEKAMP F., SCHLICHT D., SCHMIDT W.: "Disconnector switching of charging currents in metal-enclosed SF₆-gas insulated switchgear at EHV. CIGRE-Report 13-14, Paris, 1984.
- [29] CIGRE WG 13-04: "Requirements for switching tests of metal-enclosed switchgear. Electra, N° 110 (1987), First part pp. 7-23
Second part pp. 26-46.
- [30] TASCHNER W.: "Voltage-time curves of SF₆ insulation for steep fronted impulse voltages below 1 μs 8th Intern. Conf. on Gas-discharges and their Application. Oxford, 1985. p. 259.
- [31] BOECK W., TASCHNER W., GORABLENKOW J., LUXA G.F., MENTEN L.: "Insulating behaviour of SF₆ with and without solid insulation in case of Fast Transients. CIGRE-Report 15-07, (1986).
- [32] LUXA G., KYNAST E., BOECK W., HIESINGER W., PIGNI A., BARGIGIA A., SCHLICHT D., WIGART H., ULLRICH L.: "Recent research activity on the dielectric performance of SF₆ with special reference to very fast transients". CIGRE-Report 15-..., (1988).
- [33] REYNOLDERS J.P., MODRY R., MEPELINK J.: "Volt-time curves of disconnector generated fast transients in GIS". 5th Inter. Symp. on Gaseous Dielectrics, Knoxville, (1987).
- [34] CIGRE WG 13-04: "Requirements for switching tests of metal enclosed switchgear". Electra, N° 110, First part pp. 7-23
Second part pp. 26-46.
- [35] KONIG D., IMGRUND G., NEUMANN C., MAATZ K., SCHWIECK L.: "Phenomena occurring during switching small capacitive currents with SF₆-insulate metalenclosed disconnectors in 110 kV-networks and their simulation in a high voltage laboratory (in German)". Elektrizitätswirtschaft Vol. 85 (1986), pp. 131-138.

- [36] NISHIMAKI S., KANNO Y., SATO S., MAGINOMORI E., YAMASHITA S., YANABU S.: "Ground fault by restriking surge of SF₆ gas-insulated disconnecting switch and its synthetic tests". IEEE/PES-Conference paper 82 WM 187-3, Winter Meeting, New York, January/February 1982.
- [37] DIESSNER A., LUXA G.F., MOSCA M., PAGINI A.: "High voltage Testing of SF₆-insulated Substations on Site". CIGRE, 1986 Session, Paper 33-06
- [38] CALOT D.: "On-Site Acoustic Detection of Abnormalities in Metal-Clad Substations". In BOGDOS S.A., CHU F.Y. and FUDIMOTO N. (Eds.): *Gas-Insulated Substations - Technology & Practice* Pergamon Press, 1986, pp 322.
- [39] OZAWA T., YAMAGUCHI Y., MOTOYAMA M., TAKEUCHI S., KODAMA - "Suppression of Fast Transient Over-voltages During Gas Disconnect Switching in GIS" IEEE Trans vol. PWRD-3, No 4, 1986, p. 174
- [40] LUXA, KYNAST, BOECK, HIESINGER, FIGINI, BARGICIA, SCHLICHT, WIEGART, ULLRICH: "RECENT research activity on the dielectric performance of SF₆, with special reference to very fast transients" CIGRE 1988 paper 15-06

APPENDIX 1 - GIS COMPONENT MODELLING

The most adopted modelling of GIS components, to simulate very fast transients by digital programs, makes use of electrical equivalent circuits composed by lumped elements (capacitances, inductances and resistances) and distributed parameter lines, defined by their own surge impedance and travel time. The disconnecter spark itself has to be taken into account by a transient spark resistance according to the Toepler (see 2.1) and the subsequent arc resistance of a few ohms.

Component	Equivalent circuit	Notes
Bus duct		Loss-free distributed parameter transmission lines
Spacer		($C \approx 20 - 30 \text{ pF}$)
Elbow		
Spherical shield		($C \approx 1000 \text{ pF}$)
Surge arrester		
Closed switch		
Open switch		n = number of breaking chambers
Closed disconnector		
Open disconnector		
Disconnector during sparking		$r = r(t)$ $R = \text{a few } \Omega$ $C = \text{a few tens pF}$
Bushing (capacitive type)		n = number of equivalent shields (3 - 8) simulated
Bushing (gas filled)		$C = \text{a few tens pF}$ $Z_0 \approx 250 \Omega$
Power transformer (termination)		parameters evaluated from the frequency response of the transformer
Current transformer		sometime negligible
Capacitive voltage transformer		
Earth connection		
Aerial line or long cable (termination)		r = surge impedance

Series resistances or shunt conductances have to be included if Joule losses in the conductor or, respectively, dielectric losses cannot be neglected. Because of the high frequencies involved during VFT, in some GIS components only the dielectric losses need be taken into account (in the coaxial bushings, for instance).

The calculation of the parameters of the equivalent circuit is carried out from the electromagnetic field relevant to the particular components to be modelled. This approach is easy when the plane of the electric and magnetic field vectors is normal to the surge direction of propagation. On the contrary, when strong field distortions appear, such as in spherical arrangements or elbows (normally existing in GIS configurations), the evaluation of the parameters of the equivalent circuit is questionable. However, when studying phenomena with frequencies below 50 MHz, practical modelling experience teaches that a satisfactory agreement with the real behaviour of the GIS is reached even if such distortions are neglected, slight empiric corrections to the parameter calculation should be necessary at the most.

The next table shows the electrical equivalent circuits commonly adopted to represent the main components of a typical GIS; other solutions are sometimes adopted particularly for elbows and spherical shields - see the difficulties just mentioned - and for bushings, dependent on the accuracy to be reached and the frequencies of interest.

It is important to note that, in the table, all the distributed parameter lines take into account the internal mode (conductor-enclosure) only, supposing the external enclosure perfectly earthed. If transient enclosure voltage has to be considered, it is necessary to add one more mode (enclosure-ground) since at high frequencies the earth connections assume significant impedance values.

REFERENCE

- [1] "Guide for representation of network elements when calculating transients" in preparation by CIGRE WG 33.02.
- [2] ARDITO A., SANTAGOSTINO G.: "A review of digital and analog methods of calculation of overvoltages in electric systems". CIGRE SC 33 Colloquium 1985 Budapest.
- [3] FUJIMOTO N., BOGGS S.A.: "Characteristics of GIS disconnector induced short risetime transients incident on externally connected power system components". IEEE 87 WM 185-2.
- [4] WITZMANN R.: "Fast transients in gas insulated substation (GIS) - Modelling of different gis components". Fifth international symposium on high voltage engineering - Braunschweig, August 87.

APPENDIX 2 - MEASUREMENT

The measurement of the different VFTO's is performed with electric field sensors [1],[4]. Generally an electric field sensor consists of a measuring electrode connected via a measuring impedance to a reference area often at earth potential. The principle of all capacitive field sensors can be deduced from the first Maxwell equation [9]:

$$\oint_{\vec{H}} \vec{H} d\vec{l} = \int_{\vec{A}} \vec{q} d\vec{A} + \epsilon \int_{\vec{A}} \frac{d\vec{E}}{dt} d\vec{A}$$

In an equivalent circuit the $\oint_{\vec{H}} \vec{H} d\vec{l}$ can be replaced by a current source $i_0(t)$. The conduction current $\int_{\vec{A}} \vec{q} d\vec{A}$ is normally negligible in this application. With these assumptions the equivalent simplified circuit is given in Fig. 1. The equation for this circuit is then:

$$\epsilon \int_{\vec{A}} \frac{d\vec{E}}{dt} d\vec{A} = i_0(t) = C_2 \frac{dU}{dt} + \frac{U}{R} = i_C + i_R$$

Two possibilities exist to measure a voltage with an electric field sensor in a given electric field:

- 1) The sensor is terminated with the characteristic impedance of a measuring cable (e.g. $R = R_0 = 50 \Omega$). In this case the capacitive current i_C is much lower than the ohmic current i_R and therefore

$$U_M = R \cdot \epsilon \cdot A_{eff} \cdot \frac{dE}{dt}$$

Thus the measuring voltage is proportional to the derivative of the electric field. To get the electric field (or the voltage) the signal has to be integrated. The upper frequency limit of such a sensor is proportional to $f_0 \sim 1/R \cdot C_2$. To get a high upper bandwidth the capacitance C_2 has to be small (< 20 pF). This leads to a poor sensitivity at lower frequencies e.g. by a sensitivity of 10 V at 100 MHz, the sensitivity at 100 Hz is 120 dB lower and therefore the signal to noise ratio will be critical.

- 2) The sensor is terminated with a high impedance ($R > 1 \text{ M}\Omega$). This leads to ($i_C \gg i_R$).

$$U_M = \frac{A_{eff}}{C_2} \cdot \epsilon \cdot E$$

The measured voltage is proportional to the electric field. If a TEM-mode can be assumed the electric field at the earth sides is proportional to the voltage at the inner bus. The capacitance C_2 includes any additional measuring capacitance C_M . Thus the voltage ratio U_1/U_2 can be adjusted. The lower cut-off frequency is proportional to $1/R \cdot C_2$. The higher the capacitance C_2 the lower the lower cut-off frequency. In

addition the voltage ratio is increased by C_2 . The limitations of this sensor principle are the signal to noise ratio (gets smaller with increasing C_2), the cable length (as short as possible, depending on C_2) and the oscillations introduced by the inductance of any measuring circuit with concentrated C_2 . This gives the upper frequency limitation.

Both principles are used in practical applications. In most cases the high ohmic termination is used with an enlarged sensor area [5] or with additional capacitances C_2 [3] or terminating networks [5], [6], [7], to get an adequate voltage ratio or with an impedance converter to increase R and to allow the connection of a long measuring cable [7].

Instead of considering the device as an electric field sensor, the general theory, the measuring device can also be treated as a capacitive voltage divider [4], [5]. In that case the current source i_0 in the equivalent circuit (Fig. 1) is replaced by the high voltage capacitance C_1 . Applying a voltage to C_1 results in a current i_0 to the low voltage part.

The construction of the sensor area is adapted to the measuring problem (Fig. 2). In case of the measurement of VFI's inside the SF₆-enclosure the sensor area is mounted in a hole in the enclosure (Fig. 2a) or as a cylinder near the enclosure (Fig. 2b). Care has to be taken that the dielectric of the low voltage capacitances has the same behaviour as the high voltage gas capacitance in respect to temperature and frequency.

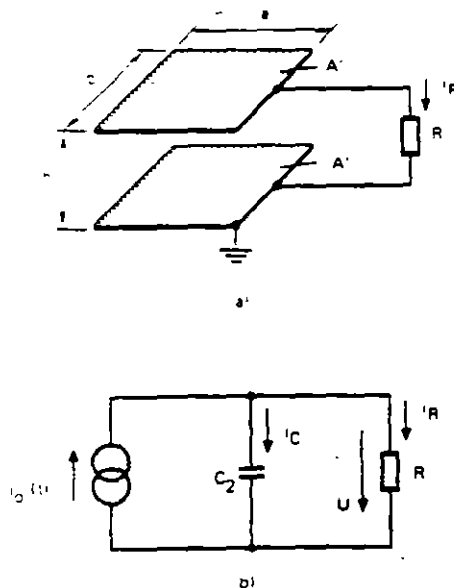


Fig. A1 - Principal diagram of electric field sensor

- a) Arrangement
- b) Equivalent simplified circuit
(C_2 = capacitance between plates A).

To measure external transient voltages, e.g. at the enclosure, the spherical electric field sensor [8], [10] was developed. The sensor has also the high ohmic termination, but the transmission of the signal from the sensor to the instrument is done by an optical link (Fig. 2c).

One of the main principles of all these sensors is their calibration. This calibration has to be performed in the final field arrangement [10], e.g. for the flat sensor in the coaxial arrangement. The dimension of the sensor gives the sensitivity, but on the other hand the dimension should be small against the travel times of the transient field across the sensor compared to the rise time of the transient.

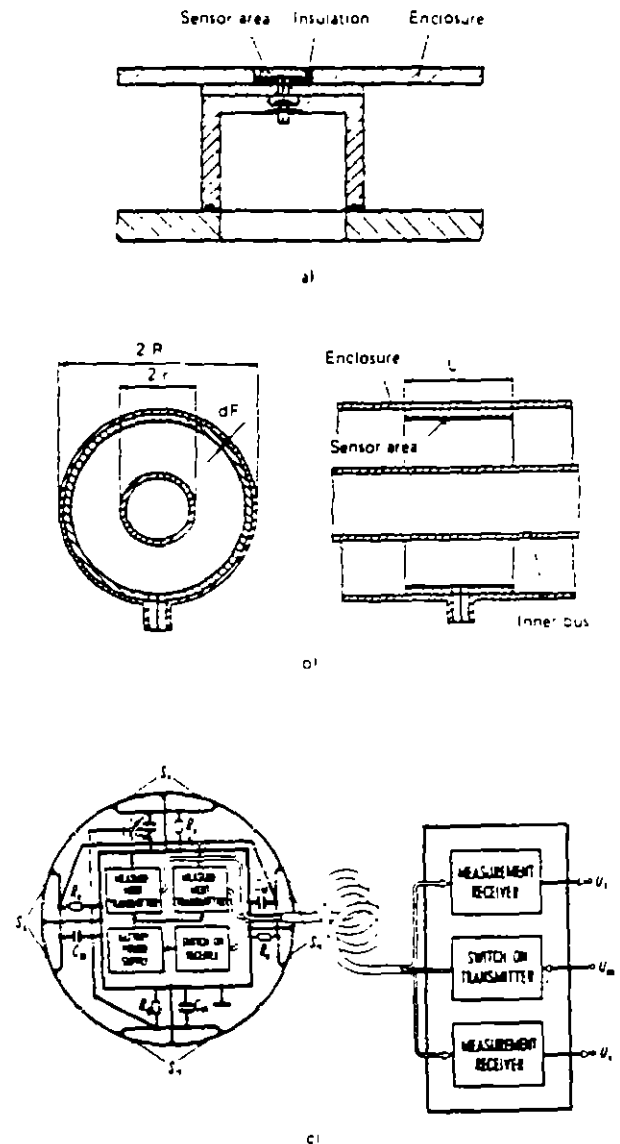


Fig. A2 - Examples of electric field sensors

- a) Sensor with circular area in the encapsulation /7/
- b) Sensor with enlarged cylindric area /5/
- c) Spherical electric field sensor /8/ (complete system).

All the built sensors have an upper bandwidth of at least 100 MHz ([1]...[8]), limited by resonances in the input circuits. The sensors differ in the lower cut-off frequency, depending on the input resistance R and the used capacitance C_2 . Typical values are some Hz ($C_2 > 20$ nF, $R > 1$ M Ω [8],[5]) to some kHz [7]. With a cut-off frequency below 50 Hz the sensor can be calibrated with 50 Hz.

REFERENCE

- [1] BOGGS S.A., FUJIMOTO N.: "Technique and Instrumentation for Measurement of Transients in Gas-Insulated Substations". IEEE Trans. on El. Insulation Vol. EI-19, No 2, 1984, pp. 87-92.
- [2] BOLOGNESI F., ELLI E., RIZZI G., THIONE L.: "A capacitive Probe Device for Fast Transient Measurements in SF₆-insulated Installations". 4 Int. Symp. on High Volt. Engineering, Athens, 1983.
- [3] FREISINGER F., MUHP M., DIESSNER A., SCHENNER H.: "Field Measurements of Fast Transient Voltages in the 420 kV-GIS Wien Sued". CIGRE Symp. Vienna (1987).
- [4] PFEIFFER W.: "Fast Measurement Technique for Research in Dielectrics". IEEE Trans. on El. Insulation Vol. EI-21 No 5, 1986, pp. 763-780.
- [5] KONIG D., IMGRUND G.: "Transiente Ausgleichsvorgänge beim Schalten von Trennschaltern in SF₆-isolierten Anlagen". PIB-Bericht-E-28 Dez. 1981 S. 65-71.
- [6] LALOT J.: "Generation and Measurement of Fast Transient Over-voltages with Special Reference to Disconnecter Operations in GIS" CIGRE 33-86 (WG 03) 35 [WD]
- [7] WITZMANN R.: "Ein Meßsystem zur Erfassung von schnellen transienten Vorgängen in metallgekapselten SF₆-isolierten Schaltanlagen" to be published in etzArchiv (1987)
- [8] FESER K., PFAFF W.: "A potential Free Spherical Sensor for the Measurement of Transient Electric Fields". IEEE Trans. on PAS vol. 103, No 10, 1984, pp. 2904-2911.
- [9] FESER K.: "Fast High Voltage Measuring Systems" Colloquium of IEEE, London, April 1986.
- [10] FESER K., PFAFF W., WEYRETER G., GOCKENBACH E.: "Distortion-Free Measurement of High Impulse Voltages". IEEE on PAS 87 WM 177-9, 1987 New Orleans.

ELECTROMAGNETIC INTERFERENCE IN SF6 GAS INSULATED SUBSTATIONS DUE TO SWITCHING OPERATIONS: SOURCES, COUPLING MECHANISM AND EMC PRINCIPLES

Victor F. Hermosillo
Comision Federal de Electricidad
Mexico

ABSTRACT

Switching operations in SF6 Gas Insulated Substations (GIS) are a source of electromagnetic interference and transient voltages that may hinder the performance or harm secondary control equipment. Operation of disconnecting switches and circuit breakers results in the generation of Very Fast Transient Overvoltages (VFTO) which propagate in the substation. The fronts of these VFTO are in the range of nanoseconds, causing radiation in frequencies up to several tens of MHz. The creation of fast transients is related to the breakdown characteristics of the SF6 gas. External overvoltages result, as the surges reaching the GIS bushing refract into the overhead line and the transmission line formed by the enclosure and ground. Generalities of grounding, bonding, shielding and cable arrangements to reduce EMI coupling are discussed.

Keywords: Switching Overvoltage, SF6, GIS, Electromagnetic Interference

INTRODUCTION

In the last two decades, the installation of GIS has become common in environmentally or space restricted locations, in populated urban areas. In the Mexico City Metropolitan area, Monterrey, Guadalajara, Cancun and other cities in Mexico, several of these substations are in operation at 115, 230 kV and 400 kV levels.

With the increase in the rated voltages of this equipment, the switching transients generated during closing and opening of disconnecting switches and circuit breakers within the GIS have attained relevance as a source of internal and external transient overvoltages as well as radiated EMI.

The latest version of the International Electrotechnical Committee Standard IEC-71 on Insulation Coordination has added a third type of transient voltage stress associated to this phenomena named Very Fast Front Transient with a shape as depicted in Figure 1. This waveshape has front times in the range of 3 to 300 ns followed by first oscillations of 0.3 to 100 MHz and subsequent oscillations of 30 to 300 kHz. The standard voltage shape is under consideration and the suggested standard withstand test for equipment subjected to this stress is the chopped impulse [1].

The front time of these overvoltages is short enough to treat them as travelling waves for the typical lengths of GIS. The rapid variation of these surges produces potential differences within the grounding system, causing arcing between grounded points. Transformers and other saturable magnetic equipment behave capacitively at high frequencies and experience non-uniform voltage distributions on their windings, which may develop resonance conditions. Sections of the enclosure radiate electromagnetic energy that couples to the wiring of secondary circuits.

GENERATION OF VERY FAST TRANSIENTS IN SF6 INSULATED SUBSTATIONS

The physical mechanism responsible for the very fast transition between the open contacts surrounded by insulating gas in a closing switchgear and a highly conductive arc ignited as the contacts approach each other is related to the characteristics of pressurized SF6

Such voltage collapse in the gap generates a step travelling surge that propagates on the GIS.

The time-dependent resistance of the gap during striking can be calculated from the well-known spark law associated with Toepler [2], which relates it to integral of the current flowing in the gap $i(t)$, the gap distance d , and Toepler's spark constant, k_t . The values of k_t are related to the gas involved and the field strength within the gap before breakdown

This relationship may be applied to a discharge circuit consisting on a discharge capacitor in series with an resistance to calculate the current and the voltage drop across the gap [3]. Defining the time to breakdown t_{rise} as the time from the 90 to the 10% instant values of the decreasing voltage, the risetime of the surge can be obtained from the following expression,

$$t_{rise} = 13.3 k_t / \Delta V/d \quad (1)$$

where $k_t = 50 \text{ kV ns/cm}$, and ΔV is the voltage between the contacts and d the distance between them preceding the collapse

Short risetimes occur for high mean breakdown fields $\Delta V/d$ in the case of nearly homogeneous field distributions. Such field values can be achieved by pressurizing the gap, as the breakdown strength will increase about proportionally with gas pressure beyond $E_{min}(pd)$ according to Paschen's Law, Figure 2.

The mean breakdown field can be approximated by

$$\Delta V/d = (E/p)_0 p n \quad (2)$$

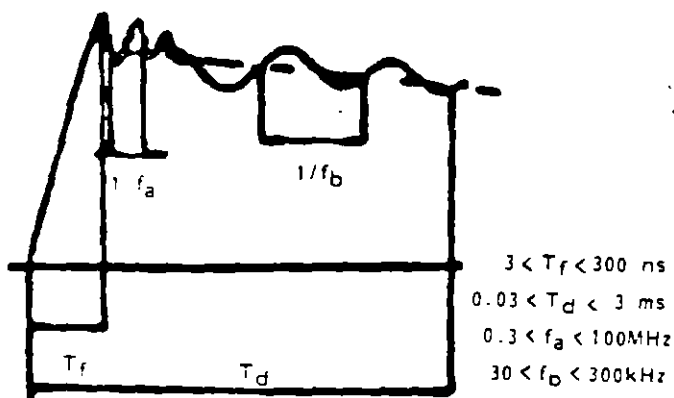


Figure 1. Shape of a Very Fast Transient Overvoltage according to IEC 71-2 [1].

with $(E/p)_0 = 860 \text{ kV/cm MPa}$; p is the gas pressure and n is the field utilization factor $n = E_{mean}/E_{max}$, which takes values between 0.5 and 0.8 for typical electrode configurations in a GIS. The lower limit of the front time is given by $(1 \dots 1.5) / p$. Risetimes increase due to surface roughness, particles and protrusions on the electrodes.

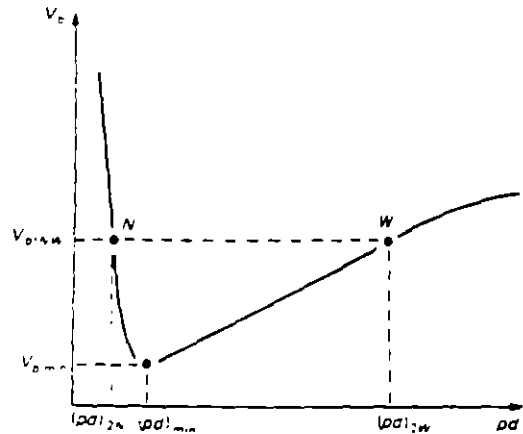


Figure 2. General shape of Paschen's curve for the relationship between the sparking voltage, V_b , and the product of pressure and gap distance ($p d$) [3].

GENERATION OF INTERNAL AND EXTERNAL TRANSIENT VOLTAGES

The number and amplitude of the steps during a switching operation depend on the switch design and operating speed, the amount of trapped charge in the unenergized section and the nature of the load at the far end. A low speed disconnecting switch opening a purely capacitive load, such as a floating bus, leads to remaining voltages of 0.1 to 0.5 p.u. Faster devices may leave 1.0 p.u. Circuit breakers and load-break switches allow only for a few strikes to occur. A large number of strikes may occur when switching small inductive currents [4].

The recovery voltage across the contacts of the switch depends on the natural frequency of oscillation of the circuit on each side. This frequency is in the range of a few tens of hertz to several kHz, that could cause final restrikes at 2.0 p.u. depending on the phase differences.

In single enclosure three phase GIS the voltage steps present different amplitudes, there will be coupling between phases and striking occurs at different times in each of the poles of the switch. Overvoltages on one phase and coupled to the others modify the striking behavior of all phases.

Each bus and component inside the metallic enclosure of the substation acts as a transmission line for these surges, as they are affected by spacers, flanges, elbows, corona shields and other connection hardware. Multiple reflections and refractions result from transitions in junctions and terminations causing different surge shapes along the GIS.

The high frequency transient currents are restricted to the internal surface of the GIS by the skin effect until a discontinuity in the enclosure is encountered. The bushing and air termination, insulated flanges, cable interfaces and current transformers cause the emergence of transient voltages in the external surface of the enclosure.

A step travelling on the coaxial transmission line formed by the bus and the cylindrical enclosure towards the air termination of a GIS reaches a transition at the end of the bushing. At this point it branches into two transmission lines, the first one is the overhead transmission line leading to the last tower before the substation and the second one is formed by the ground plane and the enclosure. This situation is depicted in Figure 3. Depending on the characteristic impedance of each of these transmission lines, part of the transient will be reflected back into the GIS and part will be refracted to each of the branches.

The transient enclosure voltage [5, 6] will propagate until reaching the first earthing connection, where it will be partially reflected back. Most of the transient refracts into the earthing lead to be finally reflected from the ground plane. The negative reflection at ground reduces the potential at the enclosure to lead connection, see Figure 4.

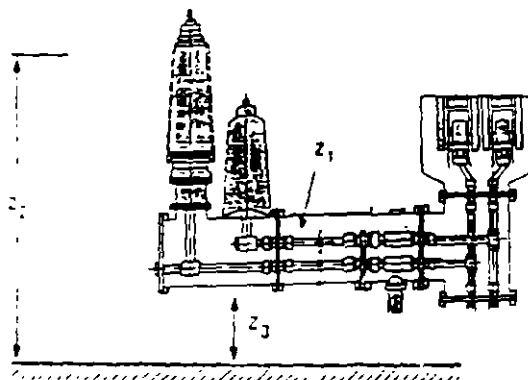


Figure 3. The SF6 bushing-air termination as a junction between three transmission lines: the coaxial line formed by the bus and enclosure, the overhead line to ground and the enclosure to ground [4].

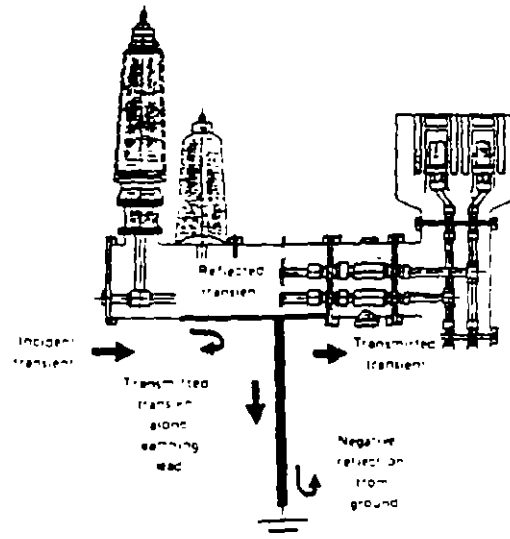


Figure 4. Series of reflections and refractions occurring at the grounding leads connected between the enclosure and the grounding system [4].

EFFECT OF VERY FAST TRANSIENTS ON SECONDARY EQUIPMENT

The presence of enclosure transients and EMI, combined with the short distances and compact grounding systems in GIS substations increase the severity of disturbances coupled into electronic devices and wiring of control systems through radiation and conduction [7]. Compared with conventional substations, higher overvoltage levels and frequencies are present.

Interference in secondary circuits are caused by radiation in lobes caused by discontinuities and by potential differences in the grounding conductors. The tightest coupling with grounding conductors occurs at conductors which are parallel to high voltage buses and connections with the enclosure close to discontinuities.

The basic principles to reduce coupling can be summarized as follows

- Improve the propagation conditions at discontinuities of the enclosure.
- Reduce the impedance of grounding conductors.
- Route the cables to avoid radiation lobes.
- Screen low current circuits.
- Use of digital techniques, fiber-optic transmission and immune auxiliary supplies.

1. Improving propagation conditions at discontinuities

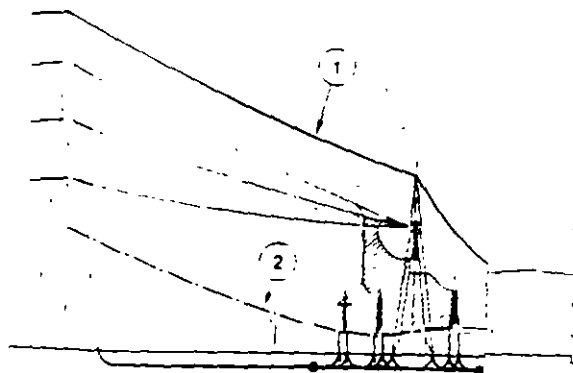
The characteristic impedance suddenly increases from around 60 to 300 ohms in the bushing-air termination. If this impedance is reduced, the surge reflected into the enclosure-ground transmission line decreases, refer to Figure 5.

The impedance formed by the aerial conductor and the grounding system outside the substation can be reduced by the following measures:

a) Increase the capacitance by using bundles of conductors (reducing also the corona noise on the substation), including a ground conductor above the ground plane, parallel to the line conductors; and extending the shield wire from the last tower to the top of the substation.

b) Reduce the inductance by decreasing the loop area formed by the overhead conductor, the bushing and the ground. The various components should be installed as close as possible to each other as allowed by operating safety conditions in the substation.

The impedance of the insulation between the high voltage conductor and the enclosure can be reduced by installing capacitors of a few microfarads in the SF6 air bushings. This enables the conductor and the enclosure to be connected by shunts of a few ohms. This scheme has the additional advantage of reducing the transient recovery voltage between the terminals of a circuit-breaker while interrupting line faults.



(1) Shielding wire
(2) Ground conductor

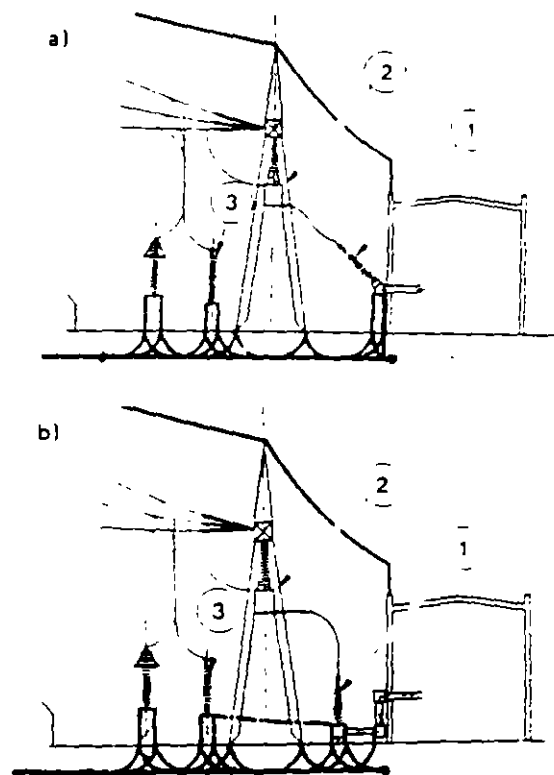
Figure 5. Arrangement for reducing the characteristic impedance at the bushing-air termination [7].

2. Impedance reduction at grounding connections

Potential differences of up to several tens of kV may appear within the grounding system during transient switching regimes. These potentials are applied between connections to an enclosure and circuit ends at remote low voltage installations. Coupling can be reduced by designing a proper geometry of the grounding system components, distributing the potential differences along compensation circuits (cable screens and grounding system) and arranging the loops of circuits in the same cables.

The reduction of the impedance of the grounding connections at the enclosure end can be reduced by the practices described next:

a) Install the bushings as close as possible to the ground electrode on low supports or a flat metallic structure connected to the ground electrode (such as on the metal wall of the substation building), Figure 6.



(1) SF6 to air bushing
(2) Line trap
(3) Potential transformer

Figure 6. Installation practices for the SF6 to air bushing: a) on the metallic wall of the substation building, b) close to the ground in an enclosure [7].

b) Connect the bushing to the ground electrode through several parallel leads

c) Use conductors with large perimeter, such as rectangular strips, to reduce their high frequency impedance

For reasons related to the operation of protection systems the grounding leads of current transformers, SF6 transformer and cable bushings are grounded through an additional lead different from the grounding lead of the enclosure. Local overvoltages between these and the enclosure or cable sheaths may cause flashover on the insulation layers. The lead inductance and flange capacitance create resonant circuits inside the ground system. Problems are avoided by shunting them with groups of non-linear resistors distributed regularly over the periphery of the enclosure and connected through short leads. Figure 7.

3. Cable routes

VFTO cause radiation in frequencies from 0.1 to several tens of MHz which is coupled to cables carrying control and measuring signals, see Figure 8. Electromagnetic radiation lobes appear at transitions from the enclosure to current transformers, SF6-air and cable bushings. Cableways, ducts and trays containing low voltage cables should be placed away from discontinuities in the meta enclosure

4. Screening of low current circuits

Screening represents an effective way of protecting secondary equipment against radiation and common-mode voltages. Both ends of the screens should be tied to the grounding system through low impedance connectors. Continuous individual or collective screens are necessary due to the frequency range of disturbances (up to 100 MHz), refer to Figure 9.

CONCLUSIONS

Common mode and radiated disturbances produced during switching operations in SF6 gas insulated substations, combined with the introduction of electronic control equipment require careful consideration of electromagnetic compatibility principles. Low impedance bonding and grounding systems, suitable shielding of low voltage circuits as well as the use of non-linear resistors at discontinuities and electronic equipment, represent

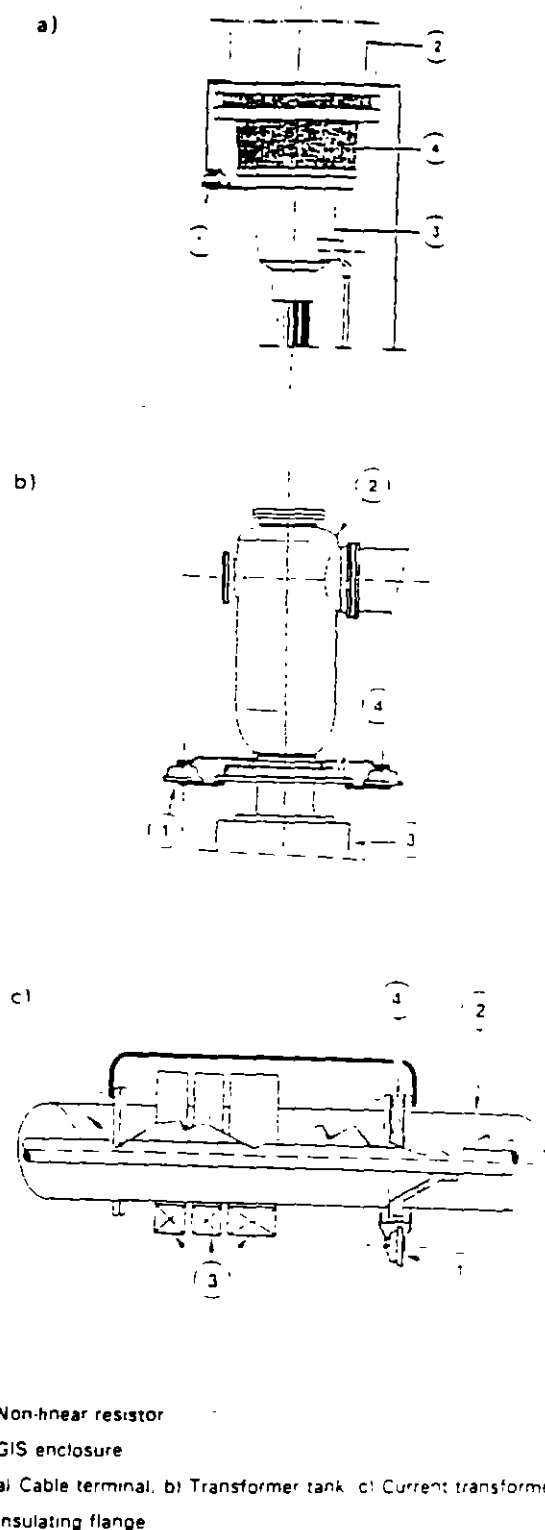
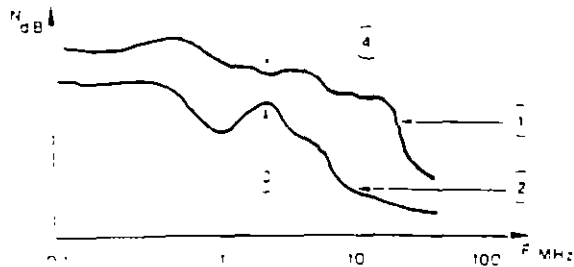


Figure 7. Shunting practices for avoiding flashovers and the creation of resonant circuits inside the grounding system by using non-linear resistors and low impedance leads between the GIS enclosure and: a) cable screen grounding, b) transformer tank, and c) current transformer [7].

simple not excessively costly solutions at the design stage of the substation. Adaptations, once the equipment is in operation, may prove expensive and of uncertain effectiveness. The implementation of digital techniques, immune auxiliary supplies and fiber-optic transmission will ensure reliable operation of SF6 GIS.



- (1) Susceptibility zone
- (2) Disturbance zone
- (3) Margin
- (4) Area where immunity is not ensured

Figure 8 Disturbance and susceptibility levels as a function of frequency [7].

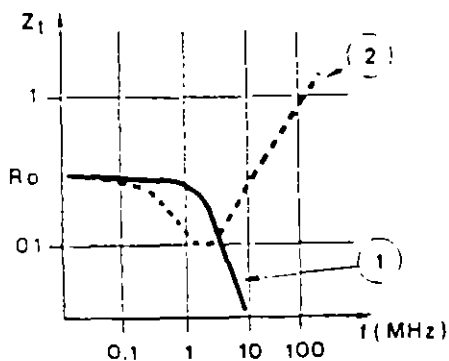


Figure 9. Transfer impedance of (1) continuous (tube) and (2) discontinuous (braid) cable screens with respect to frequency [7].

ACKNOWLEDGEMENTS

The author is thankful for all support provided by Comision Federal de Electricidad.

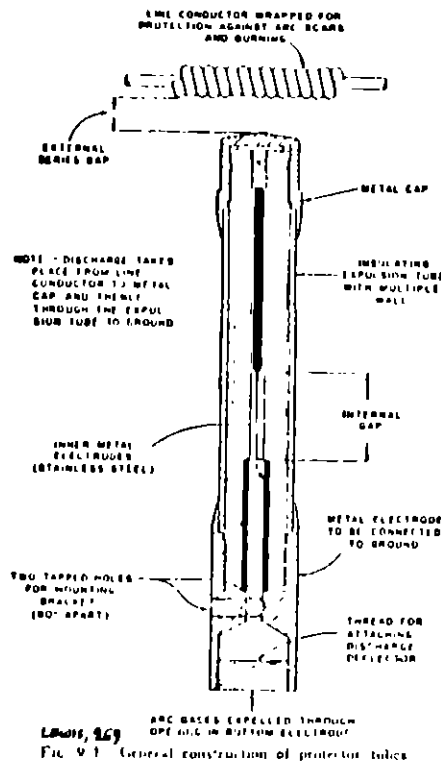
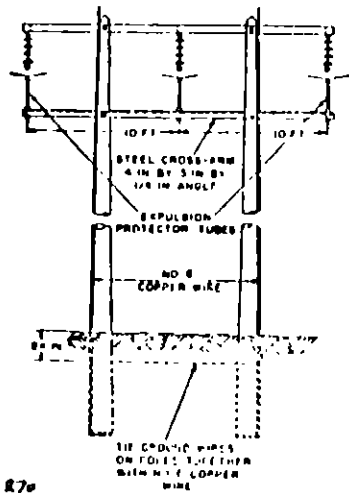
References

- [1] International Electrotechnical Commission, "Insulation coordination Part II: applications guide", *Publication IEC 71-2*, Geneva, Switzerland, 1990.
- [2] Pfeiffer, W., *Impulstechnik*, Carl Hansa Verlag, Munchen-Wien, 1976, p.44.
- [3] Kuffel, E. and Zaengl, W.S., *High Voltage Engineering Fundamentals*, Pergamon Press, 1984, pp. 354-361.
- [4] CIGRE Working Group 33/13-09, "Very fast transient phenomena associated with gas insulated substations", *CIGRE 1988 Session*, 28th August-3rd September, pp. 1-20.
- [5] Fujimoto, N., Dick, E.P., Boggs, S.A. and Ford, G.L., "Transient ground potential rise in gas-insulated substations-Experimental studies", *IEEE Transactions on PAS*, Vol. PAS-101, No.10, October 1982.
- [6] Boersma, R., "Transient ground potential rises in gas-insulated substations with respect to earthing systems", *Electra* No. 110, January 1987, p. 47.
- [7] Clarenne, P., Ebersohl, G., Vigreux, J. and Voisin, G., "The effect of high frequency transient regimes on secondary equipment in gas-insulated substations", *Electra* No. 126, pp. 94-115.

Victor F. Hermosillo- Born in Mexico City on January 15th, 1962. Received his BSEE in 1984 from the Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. In 1987 he received a MSEE from the Ohio State University and in 1990, he was granted the degree of Teck. Lic. in Electricity from Uppsala University. Since 1990 he works for Comision Federal de Electricidad and lectures at the Graduate School of the Electrical Engineering Department, Universidad Nacional Autonoma de Mexico.

4.74. PROTECTOR TUBES (EXPULSION TYPE)

FIBER TUBE
TWO ELECTRODES
EXTERNAL AND INTERNAL GAPS
GAS DEIONIZES ARC
INSULATION STRENGTH MUST
RECOVER FASTER THAN
SYSTEM VOLTAGE AFTER $I=0$



4.8. SURGE ARRESTERS (VALVE TYPE)

4.81. FEATURES

CALIBRATED GAPS (NON LINEAR)
NON LINEAR RESISTORS
VALVE BLOCKS, GRADING
SEALED HOUSING
GROUNDING

4.82. TYPES

STATION	2.6-765 kV	100 kA
INTERMEDIATE	2.6-150 kV	65 kA
DISTRIBUTION	2.6-37 kV	65 kA
SECONDARY	170-650 V	20 kA

4.83. CHARACTERISTICS

IDEAL $e_{ARR}(i) = \text{CONST.}$

THYRISTE $e_{ARR}(i) = C i^{1-a}$

THYRISTE (SI-C) $a \approx 0.75$ $(1/(1-a)) = 4$ $\therefore i = C e^4$

THYRISTE (SI-C) $a \approx 0.96$ $(1/(1-a)) = 25$ $\therefore i = C e^{25}$

OR $R = \frac{e_{ARR}}{i} = C i^{-a}$

OR $i = C e^{\frac{1}{1-a}}$

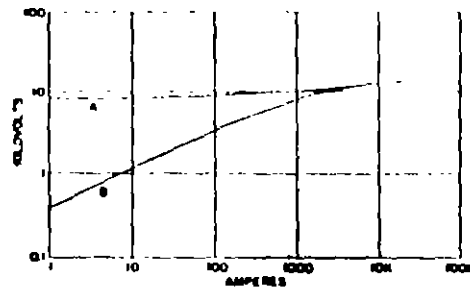
$C = \text{MATERIAL CONST}$
 $a = 0.7 \dots 0.9$

A FACTOR OF 100,000 IN i RESULTS
IN A CHANGE OF 56% IN e

$$\log e_{ARR} = \log C + (1-a) \log i$$

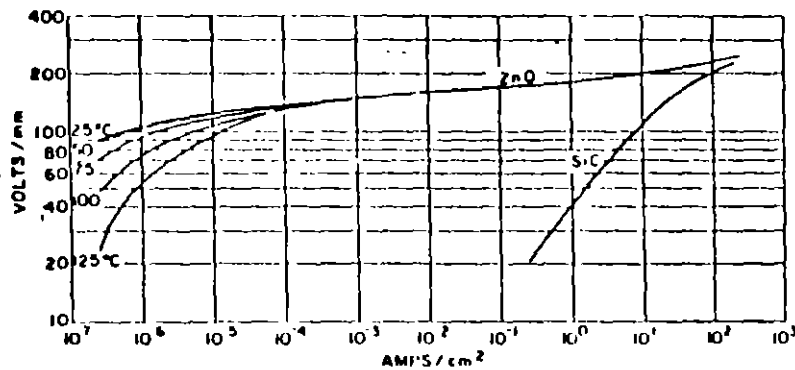
$$\log R = \log C - a \log i$$

48



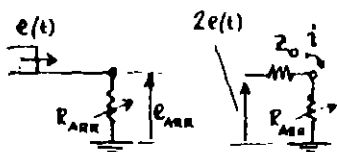
Voh ampere characteristics of 6 kV valve elements. A - silic
B - silico carbide

SANSHAUG-KRESCOP-NISSE
MRS. T. L. PAS -
BUREAU OF APPL. 1977,
pp 647-656



Normalized voh ampere characteristics of zinc oxide and silicon carbide valve elements

4.84. GRAPHICAL SOLUTION (OSCILLOGRAMS: NEXT P.)



$$e_{ARR} = 2e \frac{R_{ARR}}{Z_0 + R_{ARR}}$$

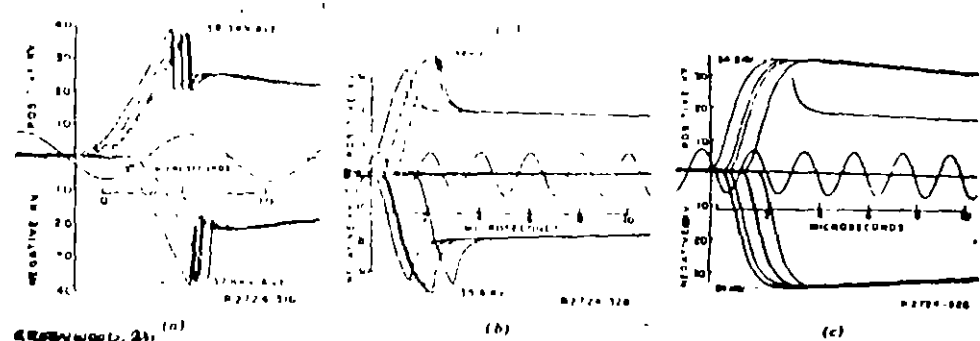
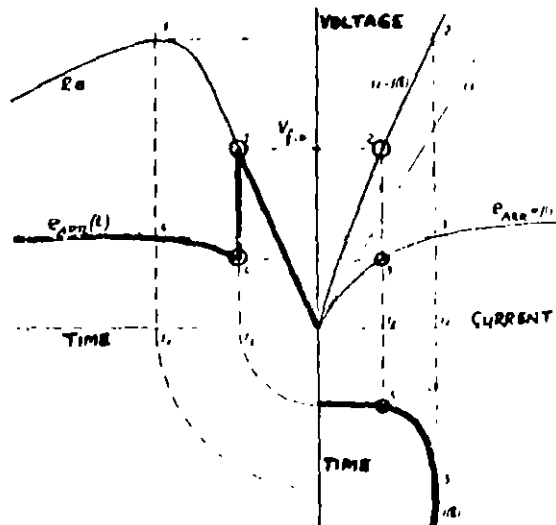


Fig. 12.7 Cathode ray oscilloscope (CRO) traces of repeated volt-time impulse sparkovers of 12 kV intermediate class arrester. (a) Average time to sparkover: 0.4 usec. (b) Average time to sparkover: 1.8 usec. (c) Repeated application of predominantly 14 x 40 usec impulses (Courtesy of the General Electric Co.)

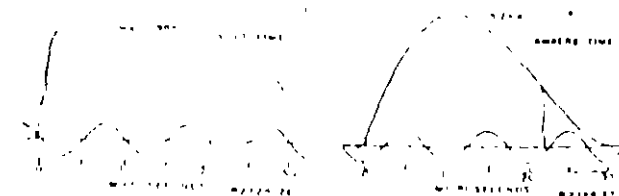


Fig. 12.8 Top voltage and current for 16 kV intermediate class arrester, current 500 A, R_A, R_B, R_C, etc. (Courtesy of the General Electric Co.)

4.85. SURGE ARRESTER STANDARDS

ANSI C 62.1-IEEE STD. 28-1974

ANSI C 37.90a-IEEE STD. 472-1974 (TESTS)

A. DUTY ON ARRESTERS FOR AC SYSTEMS

FREQUENCY OF DISCHARGES
 CREST MAGNITUDES
 RATE OF RISE OF CURRENT
 LENGTH OF CURRENT WAVE

B. DESIGN TESTS

1. VOLTAGE WITHSTAND TESTS OF ARRESTER INSULATION, DRY AND WET TESTS

INTERNAL PARTS ARE REMOVED OR
 INOPERATIVE

2. POWER-FREQUENCY SPARKOVER AND WITHSTAND TESTS OF COMPLETE ARRESTERS

3. IMPULSE SPARKOVER VOLTAGE-TIME CHARACTERISTICS

FRONT-OF-WAVE SPARKOVER
 STEEP-FRONT SPARKOVER: 1.2x50
 SLOW-FRONT (SW. SURGE) SPARKOVER

A. DISCHARGE VOLTAGE CHARACTERISTICS

5-10-20 KA CREST, 8x20 μ S

6. HIGH DISCHARGE CURRENT WITHSTAND TESTS

2 DISCHARGES
 10 OR 15 OR 20 KA CREST (DIFFERENT APR TYPES)
 (4x10x10) WAVE SHAPE, SHORT DURATION

6. LOW DISCHARGE CURRENT WITHSTAND TESTS

TRAINING LINE DISCHARGE SIMULATION OR
 RECTANGULAR WAVE TEST
 20 OPERATIONS

7. DUTY-CYCLE TESTS

60 HZ INTERRUPTION
 24 OPERATIONS WITH 5 OR 10 KA CREST
 (DIFFERENT APR TYPES) INITIATION, 8x20
 MAX TIME INTERVAL IS 1 MINUTE

8. IONIZATION AND RIV TESTS

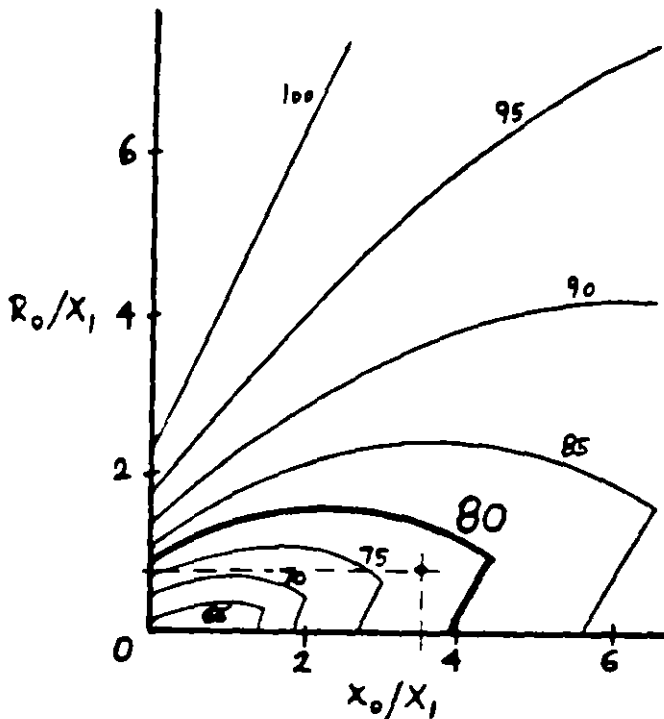
9. PRESSURE-RELIEF TESTS

C. CONFORMANCE TESTS

SEE ITEMS 2, 3 (FRONT-OF-WAVE ONLY), 4
 OF 4.85, B.

system $\left\{ \begin{array}{l} \text{grounded} \left\{ \begin{array}{l} \text{high } I \\ \text{low } V \end{array} \right. \\ \text{ungrounded} \left\{ \begin{array}{l} \text{high } V \\ \text{low } I \end{array} \right. \end{array} \right.$

COEFFICIENT OF GROUNDING



VOLTAGE CONDITIONS FOR $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0.1$

(SIMILAR CHARTS ARE AVAILABLE FOR $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ AND 0.2)

$\left. \begin{array}{l} R_0 \\ X_0 \end{array} \right\}$ ZERO SEQ. RESISTANCE
AND IND. REACTANCE

$\left. \begin{array}{l} R_1 \\ X_1 \end{array} \right\}$ POSITIVE SEQ. RESISTANCE
AND IND. REACTANCE

$\left. \begin{array}{l} R_2 \\ X_2 \end{array} \right\}$ NEGATIVE SEQ. RESISTANCE
AND IND. REACTANCE

$$X_1 = X_2$$

FAULT RESISTANCE, WHICH GIVES THE MAX. VOLTAGE TO GROUND, WAS TAKEN INTO ACCOUNT. THE DISCONTINUITY OF CURVES IS CAUSED BY THE EFFECT OF FAULT RESISTANCE.

COEFFICIENT OF GROUNDING:

$\frac{\text{MAX. LINE-TO-GR. FAULT VOLTAGE OF ANY PHASE FOR ANY FAULT}}{\text{UNFAULTED LINE-TO-LINE VOLTAGE}} \times 100$

COEFF. IS INDICATED FOR AREA BOUNDED BY CURVE AND AXES OF THE CURVES

EFFECTIVELY GROUNDED SYSTEM: COEFF. ≤ 80 (solidly grounded)

EXAMPLE SHOWN: FOR GIVEN POWER SYSTEM:

$$\frac{R_1}{X_1} = 0.1, \quad E_1 = E_2, \quad \frac{R_0}{X_1} = 0.8, \quad \frac{X_0}{X_1} = 35$$

∴ COEFF. IS < 80 ✓

52A

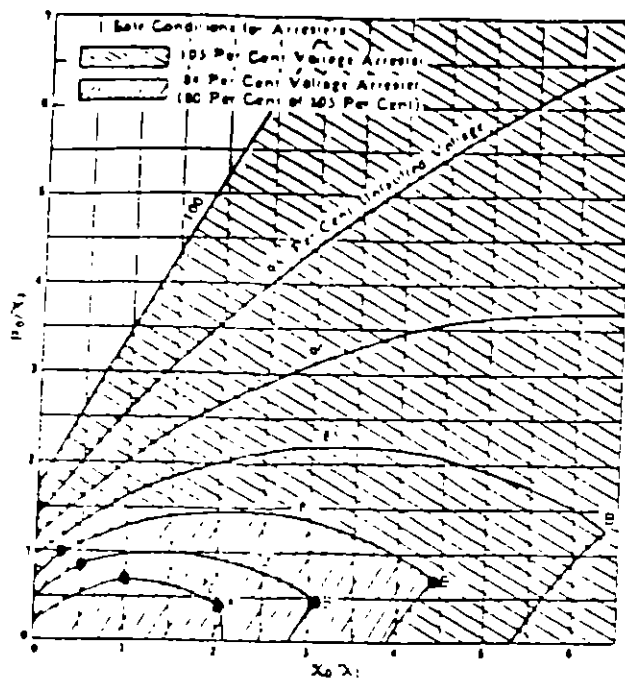


Fig. 1—Line-to-ground voltage chart for grounded systems. To determine the safe arrester rating, the per cent voltage obtained from the curves above must be used with the unfaulted line-to-line voltage under emergency (or 5 per cent overvoltage) conditions.

THE line-to-ground voltage for a particular system for specified conditions can be calculated from equations 1, 2, and 3 given below and from the various impedance constants. However, a large number of conditions must be investigated before the maximum line-to-ground voltage can be obtained by this means. To avoid this labor, the curves of Fig. 1 for impedance grounded systems and Fig. 2 for isolated neutral systems have been prepared. To use these curves it is merely necessary to determine the zero sequence impedance constants R_0 and X_0 and the positive-sequence subtransient reactance X_1 .

The curves of Fig. 1 cover the practical range of constants for impedance grounded systems and assume $X_1 = X_0$ and $R_1 = R_0$. They show the maximum zero sequence impedance ratios R_0/X_0 and X_0/X_1 for which a definite percentage of the unfaulted line-to-line voltage will not be exceeded between any phase to ground. These curves hold for any type of fault and for any amount of fault resistance.

The curves of Fig. 1 are irregular because they are composed of curves representing limiting voltages on different phases or for different types of faults. Thus, the principal parts of the curves are also curves corresponding to the voltage on phase c for a single line-to-ground fault with zero fault resistance. For parts of the 70, 75, and 80 per cent curves near the R_0/X_0 axis, the effect of introducing fault resistance is to increase the voltage on phase c. For the 75, 80, and 85 per cent curves the portions between the points E and X_0/X_1 axis are determined by the voltage on phase b for a single line-to-ground fault with the fault resistance such as to give maximum voltage. Part of the 70 per cent voltage curve between the point A and the X_0/X_1 axis is determined by the voltage on phase c for a double line-to-ground fault on phases b and c.

The curves of Fig. 2 for isolated neutral systems show the range of maximum line-to-ground voltages encountered for a single line-to-ground fault. The line-to-ground voltages in an isolated-neutral system are greatly affected by line resistance; curves are therefore shown for the ratios $R_1/X_1 = R_0/X_0$ of 0 and 1. These two curves show the probable maximum range of line-to-ground voltages that may be expected for the entire range of positive- and negative-sequence line resistances and for the fault resistance that gives the maximum voltage on a sound phase during fault conditions. In systems represented by the plotted range on Fig. 2, the maximum line-to-ground voltage caused by a single line-to-ground fault will be

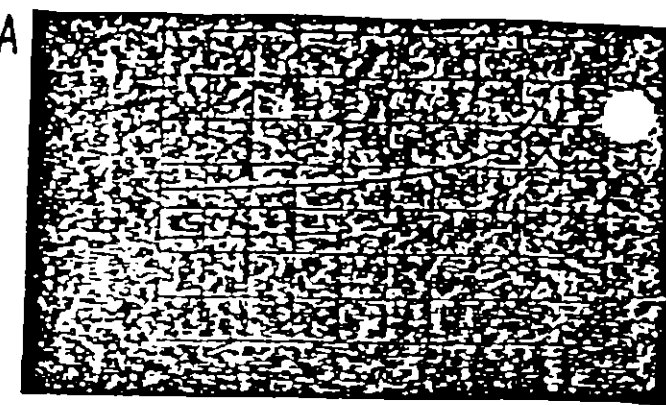


Fig. 2—Line-to-ground voltage chart for isolated neutral systems. The maximum line-to-ground voltages for single line-to-ground faults are expressed in terms of the unfaulted line-to-line voltage. Selection of lightning-arrester ratings must be based on the maximum voltage possible under emergency operating conditions.

higher than for a double line-to-ground fault. However, in the rare systems having X_0/X_1 between -2 and 0, the maximum line-to-ground voltage may be greater for a double line-to-ground fault than for a single line-to-ground fault. The curves assume that $X_2 = X_1$ and $R_2 = R_1$.

Equations Used in Calculations

For a fault to ground on phase a of the system, shown schematically in Fig. 3(a), the line-to-ground voltages on phases b and c at the fault location are given ^{1, 2} by:

$$E_b = E_{LL} \left[\frac{-\sqrt{3}(Z_1 + R_f) - j(Z_2 + 2Z_1 + 3R_f)}{2(Z_1 + Z_2 + Z_1 + 3R_f)} \right] \dots \dots \dots (1)$$

$$E_c = E_{LL} \left[\frac{-\sqrt{3}(Z_1 + R_f) + j(Z_2 + 2Z_1 + 3R_f)}{2(Z_1 + Z_2 + Z_1 + 3R_f)} \right] \dots \dots \dots (2)$$

Where E_{LL} = normal or unfaulted rms line-to-line voltage

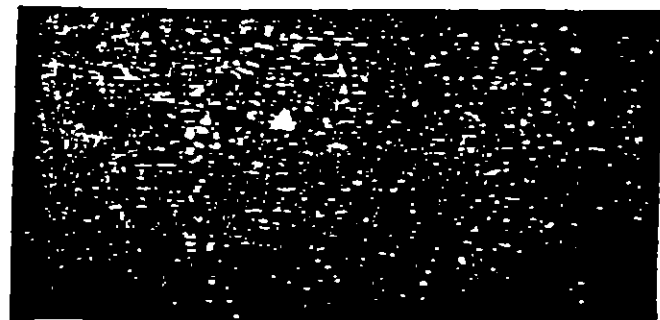
R_f = fault resistance

$Z_0 = R_0 + jX_0$ = system zero-sequence impedance

$Z_1 = R_1 + jX_1$ = system positive-sequence impedance

$Z_2 = R_2 + jX_2$ = system negative-sequence impedance

(All sequence impedances viewed from fault)



For a double line-to-ground fault on phases b and c of the system, shown schematically in Fig. 3(b), the line-to-ground voltage on phase a at the fault location is given ^{1, 2} by:

$$E_a = \frac{\sqrt{3}E_{LL}(Z_1 + R_L)(Z_2 + R_L + 2R_f)}{(Z_1 + R_L)(Z_1 + R_L) + (Z_1 + Z_2 + 2R_L)(Z_2 + R_L + 3R_f)} \dots \dots (3)$$

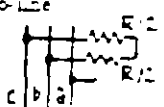
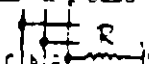
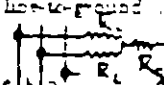
Where R_L and R_f are the fault resistances shown in Fig. 3(b).

A neutral impedance must be multiplied by 3 in order to obtain the equivalent zero-sequence impedance per phase. When this is done, all impedances are readily expressed in terms of the zero-sequence impedances per phase. This multiplying factor of 3 is sometimes overlooked in the calculations.

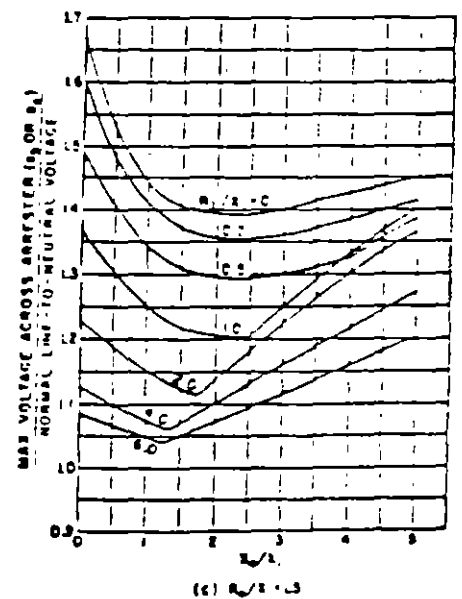
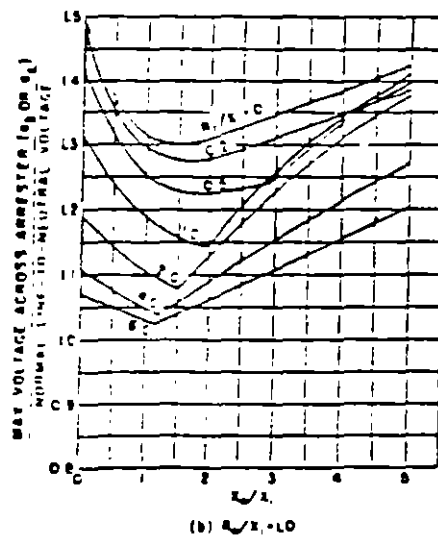
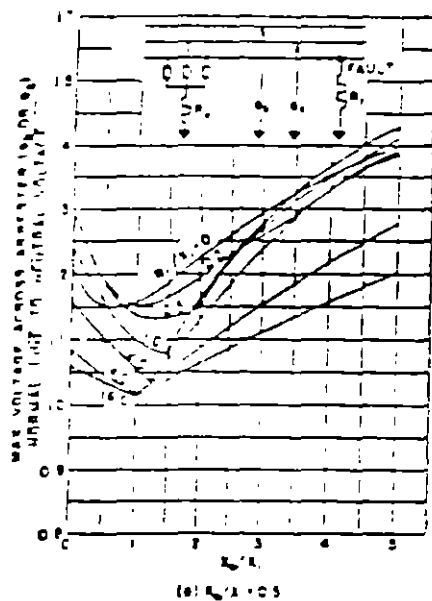
RECEIVED BY THE ENGINEERING DEPARTMENT
 JUN 10 1942
 MR. J. H. HILL, JR.
 415 - 420

From: Westinghouse T & D Reference Book, Chapter 14, pp.496-501.

FAULT VOLTAGES

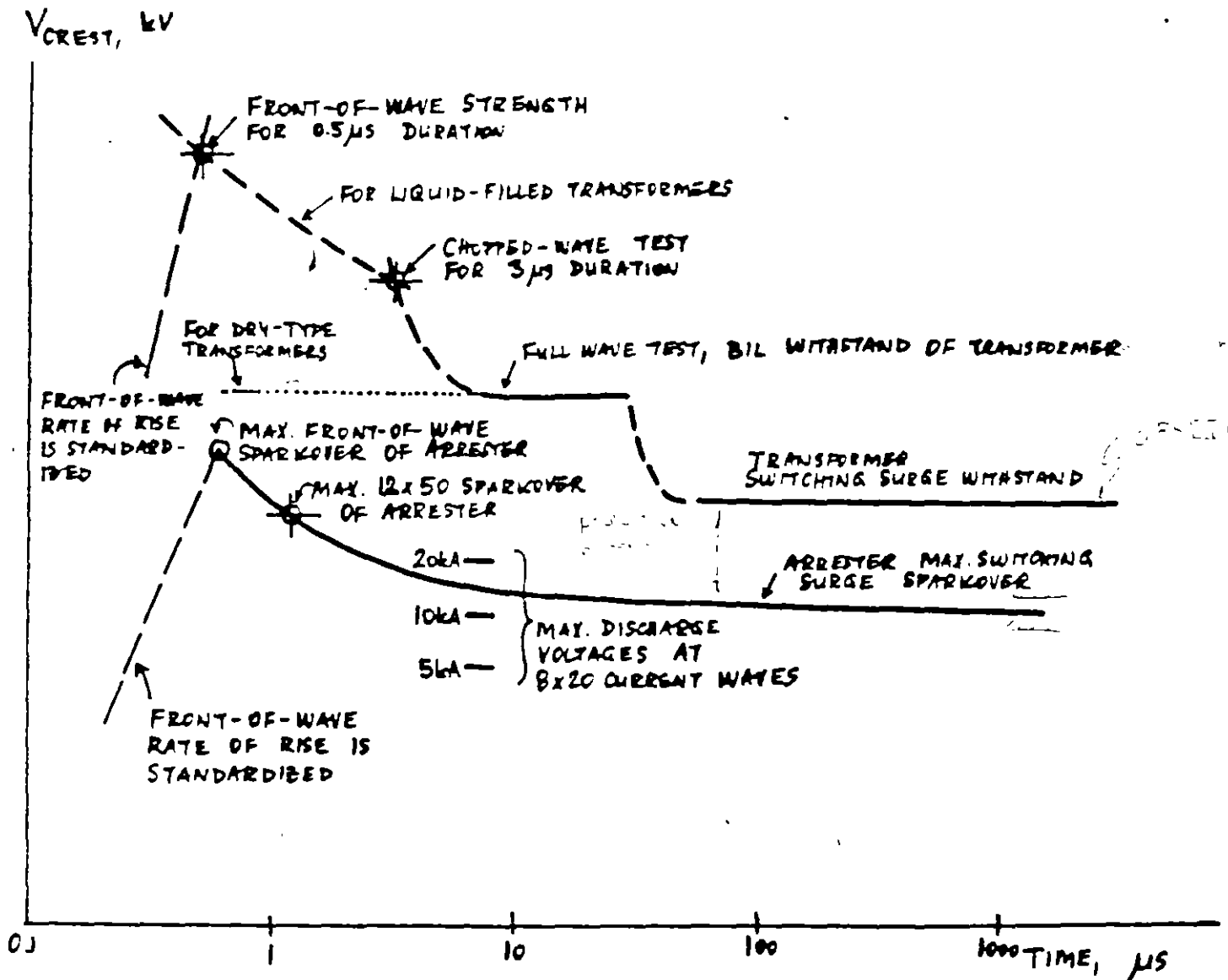
Type of Fault	Vector Expression, Effect of <u>Fault Resistance</u> Included	Magnitude of Voltages When $R_0 = R_1 = R_2 = 0$
Three-phase	$E_1 = E_2 \frac{R}{Z_1 + R}$	$E_1 = 0$
Line-to-line 	$E_1 = E_2 \frac{2Z_1 + R}{Z_1 + Z_2 + R}$ $E_2 = -E_1 \frac{R + j\sqrt{3}Z_1}{Z_1 + Z_2 + R}$ $E_3 = -E_1 \frac{R + j\sqrt{3}Z_1}{Z_1 + Z_2 + R}$	$E_1 = E_2 \frac{2X_1}{X_1 + X_2}$ $E_3 = E_1 = E_2 \frac{X_1}{X_1 + X_2}$ $E_{01} = E_{02} = E_3 \frac{3X_1}{X_1 + X_2}$
Single line-to-ground 	$E_1 = E_2 \frac{3Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$ $E_2 = \frac{-\sqrt{3}E_1}{2} \left[\frac{\sqrt{3}Z_1 + R + j(Z_0 + 2Z_1 + 3R)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R} \right]$ $E_3 = \frac{-\sqrt{3}E_1}{2} \left[\frac{\sqrt{3}Z_1 + R - j(Z_0 + 2Z_1 + 3R)}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R} \right]$	$E_1 = 0$ $E_2 = E_3 = \sqrt{3}E_1 \frac{\sqrt{X_1^2 - X_0X_1} - X_1}{X_1 - X_1 + X_2}$ $E_{01} = -\sqrt{3}E_1 \frac{X_1 + 2X_2}{X_1 - X_1 - X_2}$
Double line-to-ground 	$E_1 = \frac{3E_2}{\Delta_1} (Z_1 + R_1)(Z_2 + R_2 + 2R_3)$ $E_2 = \frac{-\sqrt{3}E_1}{2\Delta_1} \left[\sqrt{3}(Z_1 + R_1)(R_2 + 2R_3) + jR_1(2Z_2 + Z_1 + 3R_2 + 6R_3) \right]$ $E_3 = \frac{-\sqrt{3}E_1}{2\Delta_1} \left[\sqrt{3}(Z_1 + R_1)(R_2 + 2R_3) - jR_1(2Z_2 + Z_1 + 3R_2 + 6R_3) \right]$ $\Delta_1 = (Z_1 + R_1)(Z_2 + R_2) + (Z_1 + Z_2 + 2R_1)(Z_1 + R_2 + 3R_3)$	$E_1 = \frac{3E_2}{\Delta_1} X_1 X_2$ $E_2 = E_3 = 0$ $E_{01} = E_{02} = E_3$ $\Delta_0 = -X_1 X_1 + X_2(X_1 + X_2)$

Z_1 = pos. sequence impedance to the point of fault
 Z_2 = neg. sequence impedance to the point of fault
 Z_0 = zero-sequence impedance to the point of fault and does not include any fault resistance
 See Fig. 1 for definitions of R_1, R_2 , and R_3 .



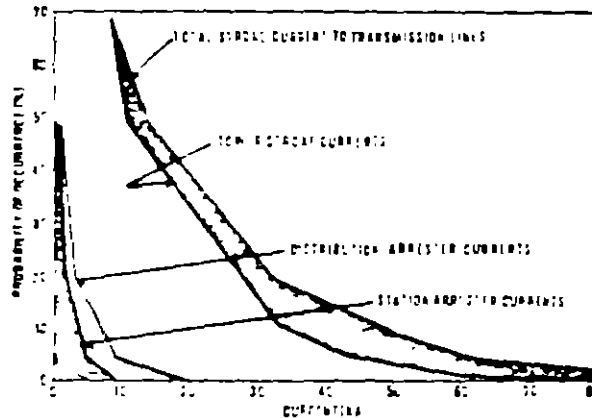
Curves of line-to-ground voltages vs. system impedances for a single-line-to-ground fault through a fault resistance R_1 is the zero-sequence resistance to the point of fault and does not include R_0 or R_2 . X_1/X_2 is assumed equal to 1.0.

4.87. COORDINATION OF VOLTAGE-TIME CURVES



4.68. Lightning strokes as an arrester sees them:

Thunderstorm activity varies greatly for different sections of the continental United States, and the Average frequency in any specific area can be obtained from isoduronic maps issued by the National Weather Service. Protective engineers also find the need to review available lightning surge statistics in order to evaluate performance of surge arrester applications.



Records indicate that arrester discharge currents are approximately one tenth as great as stroke currents.

Stroke Currents to Transmission Lines

1% over 100,000 amp	20% over 33,000 amp
5% over 60,000 amp	50% over 14,000 amp
10% over 50,000 amp	70% over 9,000 amp
*Maximum recorded: 219,000 amp	

Tower Currents (50 to 1000 ft spans)

1% over 60,000 amp	20% over 27,000 amp
5% over 40,000 amp	50% over 10,000 amp
10% over 30,000 amp	70% over 8,000 amp
*Maximum recorded: 133,000 amp	

Distribution Type Arrester Currents

1% over 3,000 amp	20% over 3,000 amp
5% over 1,500 amp	50% over 1,000 amp

Station Type Arrester Currents

1% over 5,000 amp	20% over 1,600 amp
5% over 4,000 amp	50% over 800 amp

Duration of Individual Stroke Components

Duration of Current Exceeding 50 amp	Direct Strokes %	Distribution Arresters %	Station Arresters %
Over 50 microseconds	100	98	78
Over 100 microseconds	78	73	18
Over 1000 microseconds	23	20	3
Over 10,000 microseconds	10*	3	2

*Longest recorded stroke components extend 0.3 sec

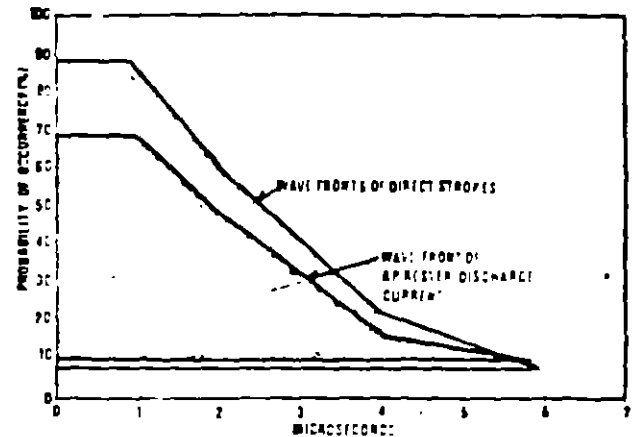
Number of Components per Stroke

Direct Strokes	Arrester Discharges
55% at least 2 comp	34% at least 2 comp
17% at least 6 comp	8% at least 6 comp
Average: 2.7 comp	Average: 1.5 comp
Most recorded: 40 comp	

C-B H-T-TRAN, OCT. 1971

Reference

"Transmission Line Design and Performance Based on Direct Lightning Strokes," by E. V. Harder and J. M. Clayton, AIEE Transactions, Vol. 65, Part II, 1956, p. 439-45



Times to crest of the currents through arresters is about the same as that of the total lightning stroke

Wave Fronts of Direct Strokes

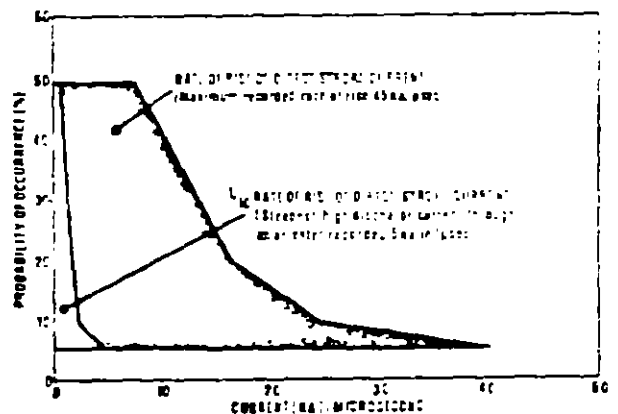
8% exceed 6 microsec	62% exceed 2 microsec
23% exceed 4 microsec	90% exceed 1 microsec
Recorded range from less than 0.5 to over 10 microsec	
50% of strokes over 30,000 amp exceed 4 microsec	

Wave Fronts of Arrester Discharge Currents

10% exceed 6 microsec	50% exceed 2 microsec
17% exceed 4 microsec	70% exceed 1 microsec
Steepest high discharge current recorded: 5,000 amp in 1 microsec	

Time to Half Value of High Current Components

	Direct Strokes %	Distribution Arresters %	Station Arresters %
Over 20 microseconds	96	84	65
Over 40 microseconds	57	57	20
Over 60 microseconds	14	33	7
Over 80 microseconds	5	17	4
Avg time in microsec	42	40	27



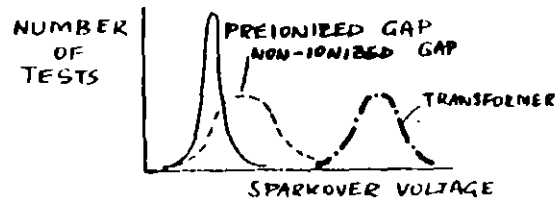
The rate of rise of arrester discharge current is approximately one tenth the rate of rise of the direct stroke current

Rate of Rise of Direct Stroke Currents

5% over 40,000 amp/microsec	20% over 17,000 amp/microsec
10% over 20,000 amp/microsec	50% over 8,000 amp/microsec
*Maximum recorded rate of rise: 45,000 amp/microsec	

4.9. PROPERTIES OF ARRESTERS

SILICON CARBIDE (S.C.) {
 TO WITHSTAND STROKES
 TO WITHSTAND SWITCHING SURGES
 PRESSURE SENSITIVE RELIEF SYSTEM
 PRE-IONIZED GAPS

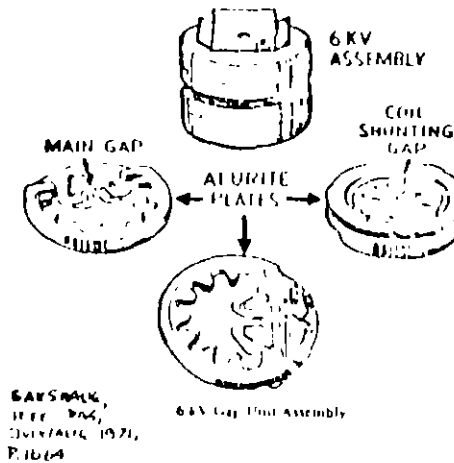


GRADING
 CURRENT LIMITING ARRESTERS
 SPARKOVER RESPONSE
 DISCHARGE VOLTAGES

FEATURES OF ZINC-OXIDE ARRESTERS

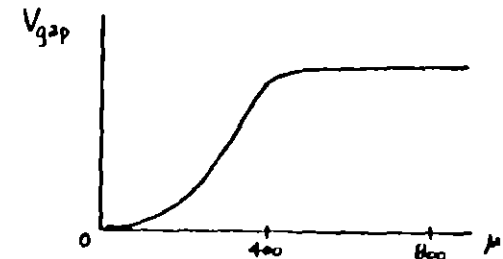
NO SERIES GAPS
 RAPID INITIATION OF OPERATION
 NEGLIGIBLE FOLLOW CURRENT AT NORMAL VOLT.
 MINIMUM ENERGY DISSIPATION
 EXCEPTIONAL NON-LINEARITY
 POWER LOSSES AT RATED VOLTAGE (345 kV L-TO-L):
 CONVENTIONAL: ABOUT 65 W
 ZINC-OXIDE: ABOUT 50 W

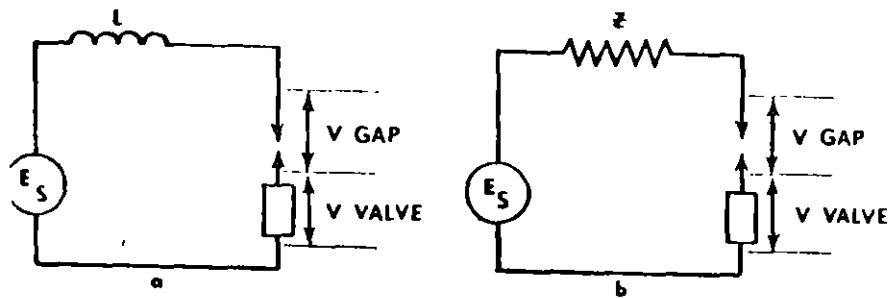
4.9.1. CURRENT LIMITING GAPS



ARC IS ELONGATED IN ARRESTER
 ARC MOVEMENT IS CAUSED BY
 COIL FLUX AND
 HORN GAP ACTION

VOLTAGE ACROSS GAP DEPENDS ON
 LENGTH OF ARC
 CURRENT MAGNITUDE
 COOLING
 TIME TO STRETCH ARC





Circuit Diagrams Relative to Arrestor Operation in
a 60 Hz Power Test With Source Impedance Consisting of Inductance L
b Transmission Line Test With Source Impedance Consisting of a Single Impedance Z

SAKSHAUG
P. 1565

$$E_{\text{SOURCE}} = V_{\text{ARR}} + L \frac{di}{dt}$$

$$E_{\text{SOURCE}} = V_{\text{ARR}} + ZI$$

$$E_{\text{SOURCE}} = V_{\text{GAP}} + V_{\text{VALVE}} + L \frac{di}{dt}$$

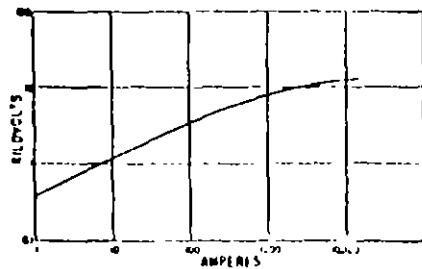
$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} (E_{\text{SOURCE}} - V_{\text{GAP}} - V_{\text{VALVE}})$$

28

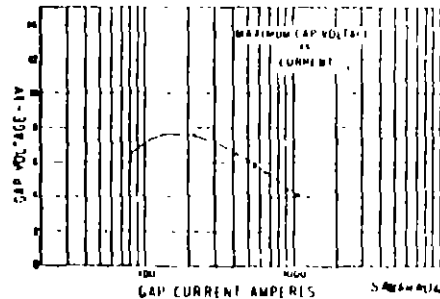
$$(V_{\text{GAP}} + V_{\text{VALVE}}) < E_{\text{SOURCE}} : \frac{di}{dt} > 0, \text{ CURRENT INCREASES}$$

$$(V_{\text{GAP}} + V_{\text{VALVE}}) = E_{\text{SOURCE}} : \frac{di}{dt} = 0, \text{ CURRENT CONSTANT}$$

$$(V_{\text{GAP}} + V_{\text{VALVE}}) > E_{\text{SOURCE}} : \frac{di}{dt} < 0, \text{ CURRENT REDUCTION}$$



SAKSHAUG, P. 1563 6 kV Valve Inductance Characteristic

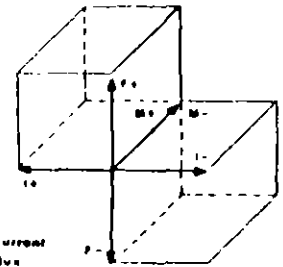


Maximum Gap Voltage vs. Current Curve for a Typical Current Limiting Gap

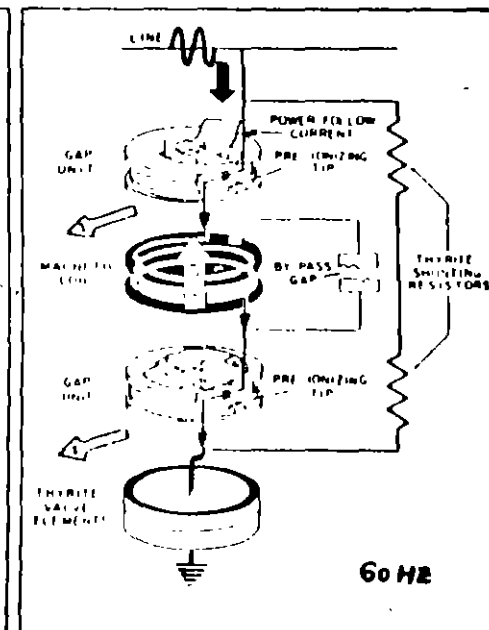
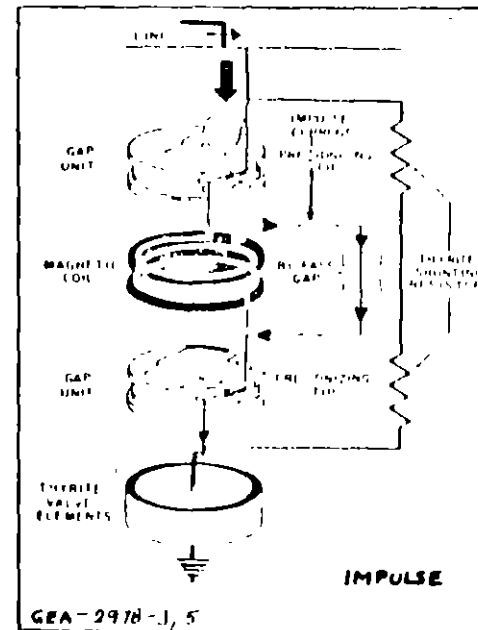
4.92. GE THYRISTE MAGNET - VALVE



(Illustration of basic law governing motion of fol
low current arc in one direction regardless of polarity of current flow



$$\vec{M} \text{ (OR FORCE)} = \vec{I} \times \vec{B}$$



Schematic diagram of 6 kV section of Thyriste Magnet Valve intermediate arrester showing path of lightning current in red. Each coil has a pre-ionized shunt gap that by-passes lightning current to the discharge path shown.

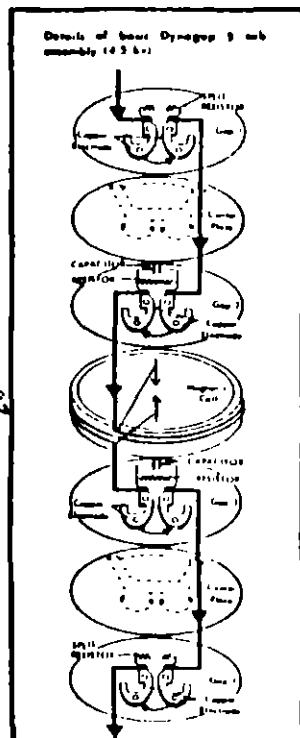
Path of follow current. After lightning overvoltage, the 60 cycle power follow current flows through the coils creating magnetic flux. Arrows indicate the direction of magnetic flux and motion of arc.

4.93. O-B DYNAGAP 5

4 STAGES: #1 #2 #3 #4

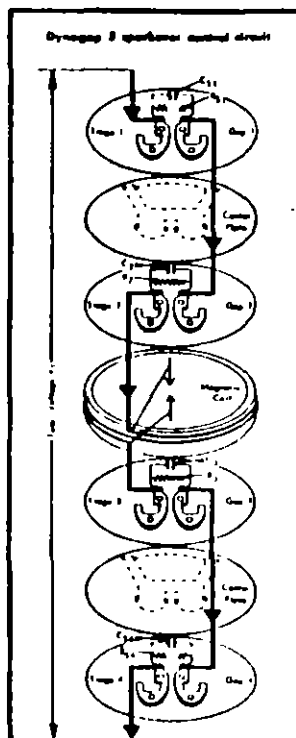
1 AND 4: RESISTORS ARE CUTAWAY IN CENTER
THERE ARE INHERENT CAPACITANCES
(C_{S1} , C_{S4})

2 AND 3: PARALLEL R AND C ELEMENTS

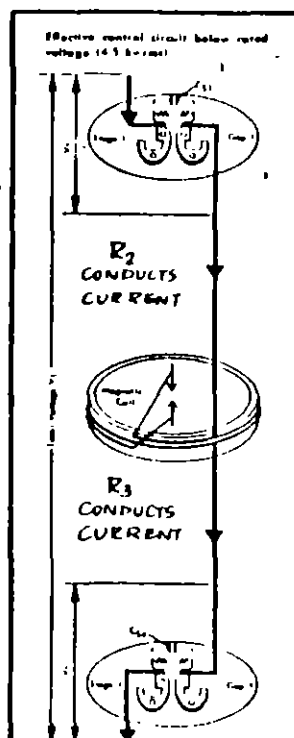


O-B R136-H, 4

PHYSICAL ELEMENTS



CIRCUIT ELEMENTS



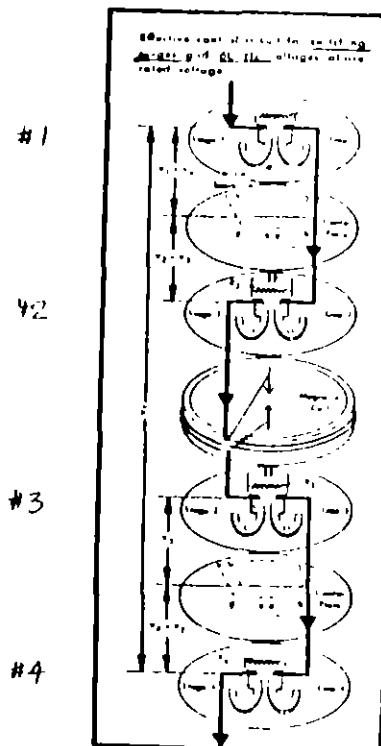
C_{S1} AND C_{S4}
GRADING INFLUENCE
TOTAL VOLTAGE IS
SHARED BY
#1 AND #4

SPEED RESPONSE ARE
SPARKOVER VOLTAGE
THEY CONTROL
VOLTAGES

$$10 = \infty$$

$$X_C \neq 0$$

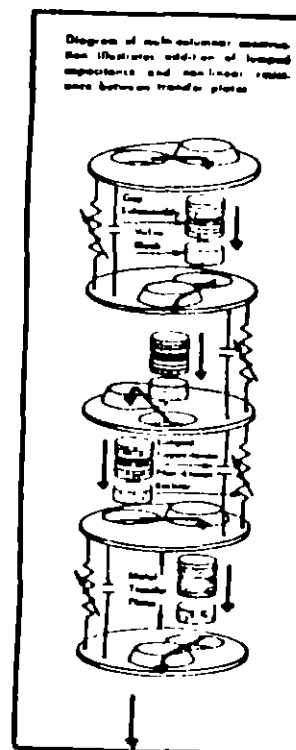
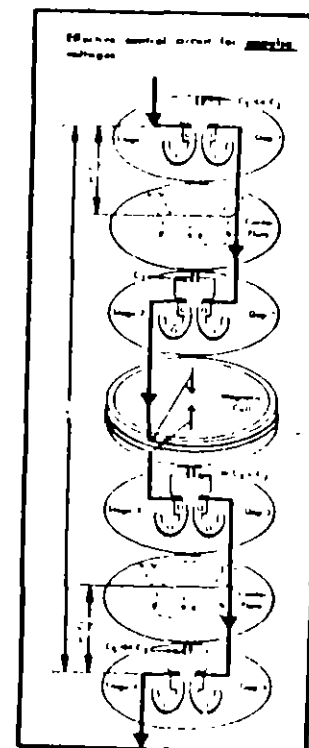
CAPACITANCES
CONTROL
VOLTAGES



O-B 2136-H, 5

VOLTAGE DISTRIBUTION
IS NOT UNIFORM

SPARKOVER SEQUENCE
IS 1-4-2-3 IN BOTH CASES



MULTIPLE COLUMN
STACKING ARRANGEMENT

4.94. BBC HM, HML

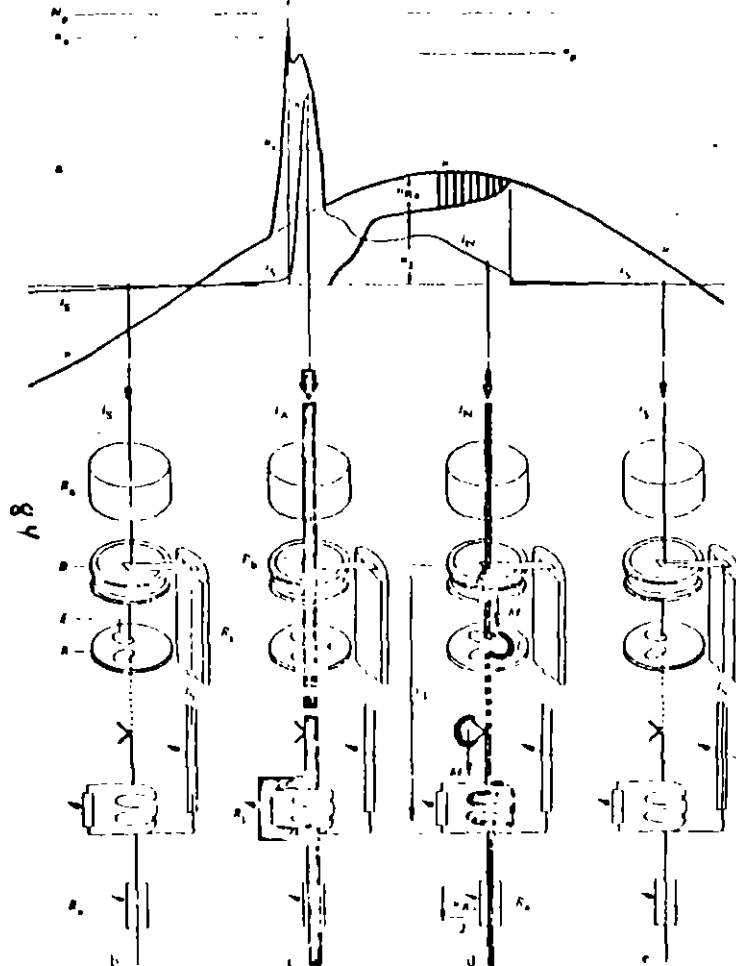


Fig. 1. Operation of an arrester assembly with magnetically blown spark gaps.

- a. Curves of electrical quantities during sparkover and quenching.
- b. Arrester assembly in normal operating condition.
- c. Arrester assembly during passage of surge current.
- d. Arrester assembly during passage of follow current.
- e. Arrester assembly in normal operating condition.

- A = Sparkover point with arc created by surge current
- B = Hot spot end
- C = Spark gap electrode
- I_A = Surge current
- I_B = Follow current
- I_C = Control current
- I_D = Quenching current
- E = Quenching chamber wall
- F = Arc during quenching
- G = Line's magnetic flux
- H = Line's magnetic flux
- I = Line's magnetic flux
- J = Line's magnetic flux
- K = Line's magnetic flux
- L = Line's magnetic flux
- M = Line's magnetic flux
- N = Line's magnetic flux
- O = Line's magnetic flux
- P = Line's magnetic flux
- Q = Line's magnetic flux
- R = Line's magnetic flux
- S = Line's magnetic flux
- T = Line's magnetic flux
- U = Line's magnetic flux
- V = Line's magnetic flux
- W = Line's magnetic flux
- X = Line's magnetic flux
- Y = Line's magnetic flux
- Z = Line's magnetic flux
- aa = Sparkover voltage
- ab = Arc voltage during quenching
- ac = Peak voltage during de-energization
- ad = Voltage drop across resistor during quenching
- ae = Surge voltage

BRUNNEN GEBRÜDER,
BRUNNEN, APR 1973, 154

4.95. ARRESTER GRADING

GAP DESIGNS

VOLTAGE DISTRIBUTION

STRAY CAPACITANCES

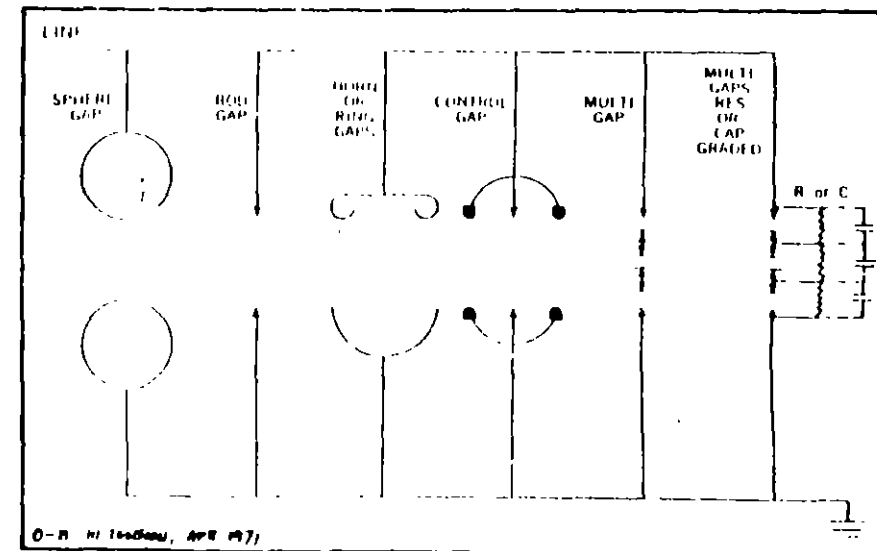
ADDED NONLINEAR RESISTIVE GRADING

ADDED CAPACITANCES

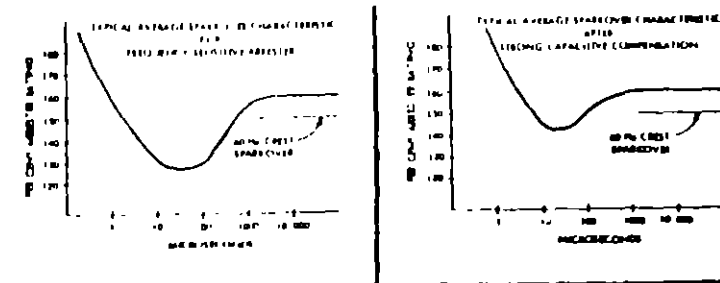
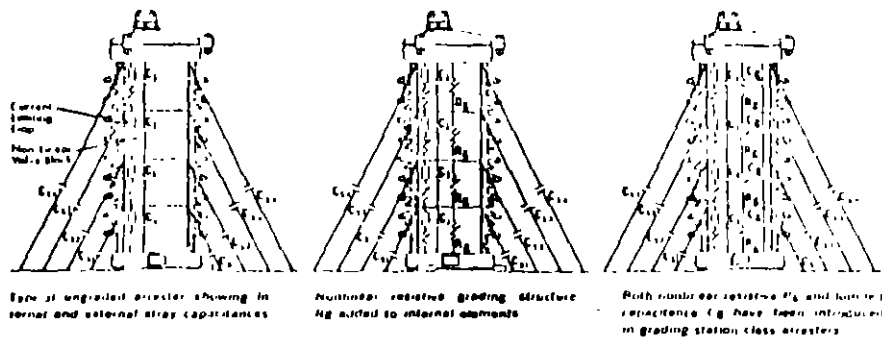
GRADING RINGS

EFFECT OF GRADING

FLAT SPARKOVER SPECTRUM



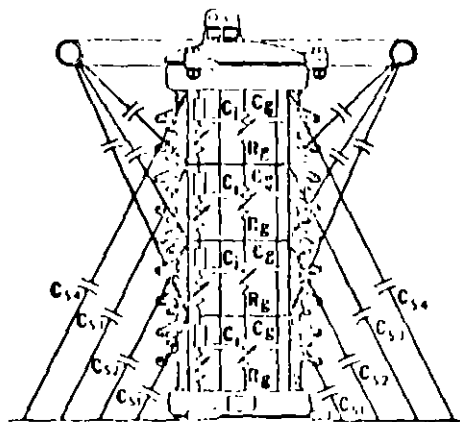
O-R in 1973, Apr 1973



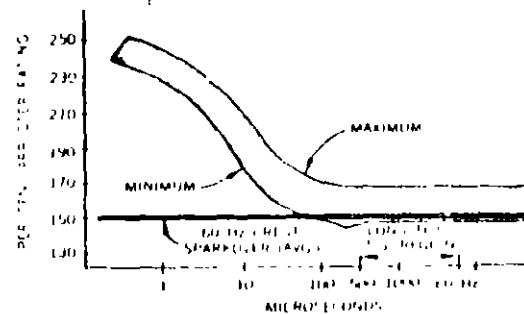
Profound dip for impulse surges can be partially compensated by capacitive grading

O-B 2136-N, 3

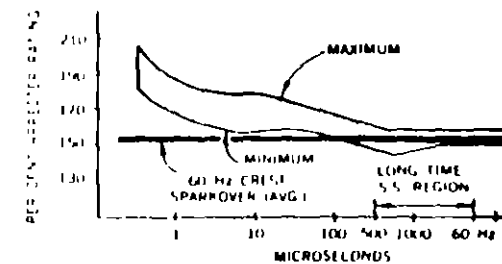
O-B IN-TENSION, SEPT 1972



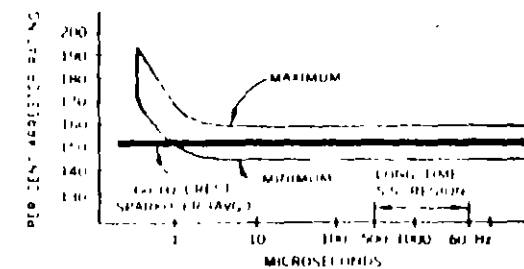
External grading ring on higher voltage arresters combines with internal grading structure to develop uniform voltage distribution



Sparkover spectrum for previous design arrester subassembly



Sparkover spectrum for Dynagap 5 arrester subassembly

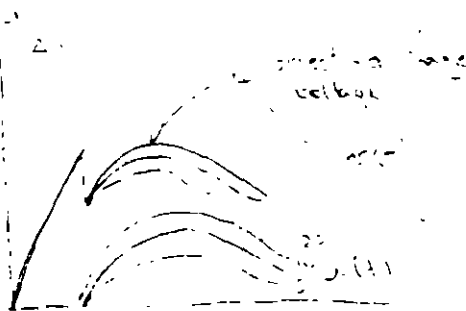
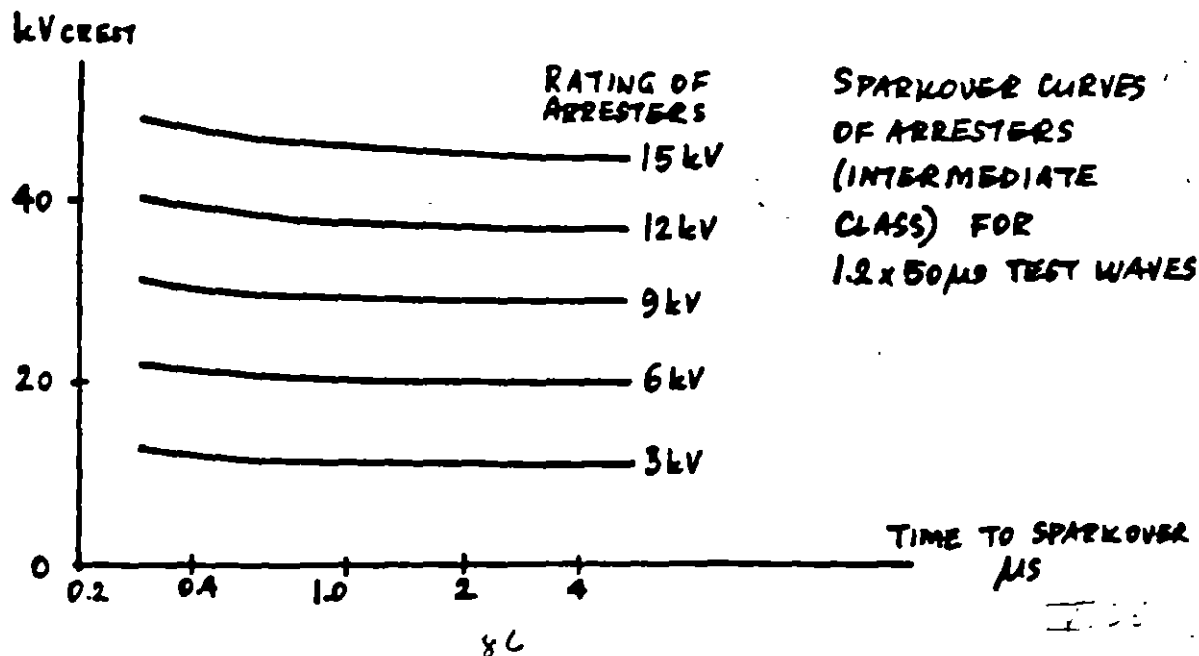


Dynagap 5 subassemblies are combined with external grading circuits to produce a complete arrester having a sparkover spectrum of this order

O-B 2136-N, 6

4.96. ARRESTER CHARACTERISTICS

CATHODE RAY OSCILLOGRAMS

VOLT - TIME CHARACTERISTICS
(SPARKOVER CURVES)PROTECTIVE CHARACTERISTICS
(TABULATED VALUES)IMPULSE WAVE SPARKOVER
SWITCHING SURGE SPARKOVER
60-HZ SPARKOVER
DISCHARGE VOLTAGESNATIONAL AND INTERNATIONAL
STANDARDSARRESTERS OF DIFFERENT
CLASSES AND FUNCTIONS

Protective Characteristics of Surge Arresters

In lieu of specific data on protective characteristics of available ~~surge~~ arresters, the following data, compiled from domestic manufacturers' catalog information, can be used as a guide in general insulation coordination studies. It should be recognized that these data are the maximum of the maximums listed in manufacturers' catalog information for each type of arrester, resulting in certain apparent inconsistencies in the tables. Therefore, the specific manufacturer's information on the arrester being applied should be used for more accurate insulation coordination.

NOTE It is intended to add switching surge sparkover voltage values to these tables when they become available.

Protective Characteristics of Station Valve Arresters (*heavy duty*)

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front of Wave Impulse Sparkover Voltage		Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave		
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/ μ s)	kV Crest (Max)	kV Crest for 5000 A (Max)	kV Crest for 10 000 A (Max)	kV Crest for 20 000 A (Max)
3	25	12	8.5	9	10
6	50	24	17	19	20
9	75	35	24	26	28
12	100	45	32	35	36
15	125	55	40	44	47
21	175	72	55	60	65
24	200	90	65	71	76
30	250	105	80	87	94
36	300	125	96	105	113
39	325	130	104	114	123
45	400	155	130	142	153
60	500	190	160	174	189
72	600	230	195	212	230
90	750	290	240	262	283
95	800	304	258	280	304
105	900	340	282	316	333
120	1000	370	320	350	376
144	1200	440	375	405	440
160	1200	510	450	490	530
180	1200	545	470	510	550
190	1100	575	500	545	585
240	1200	655	640	695	755
260	1200	730	622	684	660
270	1200	770	658	624	714
294	1200	800	594	665	756

Protective Characteristics of Intermediate Valve Arresters

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front of Wave Impulse Sparkover Voltage		Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave		
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/ μ s)	kV Crest (Max)	kV Crest for 5000 A (Max)	kV Crest for 10 000 A (Max)	kV Crest for 20 000 A (Max)
3	25	12	10	10.8	12.5
6	50	24	19.6	21.6	24.5
9	75	35	29	32	36
12	100	45	36.5	40.5	48
15	125	55	46	51	60
21	175	72	63	70	83
24	200	90	76	84	95
30	250	105	90	100	118
36	300	125	116	129	145
39	325	130	125	139	164
45	400	155	152	169	188
60	500	190	180	200	233
72	600	230	230	255	282
90	750	283	274	302	349
96	800	300	296	328	372
108	900	335	338	375	417
120	1000	370	375	415	463

Protective Characteristics of Distribution Valve Arresters

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front-of-Wave Impulse Sparkover Voltage			Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave (kV)		
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/ μ s)	Without External Gap	With External Gap	kV Crest for 5000 A (Max)	kV Crest for 10 000 A (Max)	kV Crest for 20 000 A (Max)
		kV Crest (Max)	kV Crest (Max)			
3	25	25	32	12.4	13.8	15.6
6	50	35	51	23	26	30
9	75	50	65	36.5	41	46
10	83.3	50	67	38	45	53
12	100	61	79	46	52	60
15	125	76	94	55	64	74.5
18	150	91	120	66	76.5	90
21	175	106	150	77.5	87	104
27	225	105	—	99	114	134
30	250	112	—	110	126	147

Protective Characteristics of Secondary Valve Arresters

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front-of-Wave Impulse Sparkover Voltage		Discharge Voltage For 8 X 20 Discharge Current Wave	
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/ μ s)	kV Crest (Max)	kV Crest for 1500 A (Max)	kV Crest for 5000 A (Max)
0.175	10	3.75	2.3	2.8
0.650	10	5.8	3.8	4.8

Protective Characteristics of Station Arresters for Protection of Rotating Machines and Dry-Type Transformers

Voltage Rating of Arrester (kV rms)*	Impulse Sparkover (kV)		Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave				
	10 μ s to Sparkover (Max)	100 kV/ μ s per 12 kV of Rating (Max)	1.5 kA (Max)	3 kA (Max)	5 kA (Max)	10 kA (Max)	20 kA (Max)
3	12	12	8	8.8	9.5	10.4	11.2
4.5	16	17	12	13	14	15	17
6	20	21	16	17.5	19	21	22.5
7.5	25	27	20	22	23	25.5	28
9	30	32	24	26	28	31	33.5
12	39	42	32	35	37	41.5	45
15	48	52	40	44	47	52	56
16.5	52	58	44	48	51	57	61.5
18	57	62	48	53	56	62.5	67
19.5	62	69	52	57.5	61	67.5	72.5
21	66	72	56	61.5	65	73	78.5
22.5	71	73	60	66	70	77.5	84
24	76	86	64	70.4	76	83	89.5
25.5	81	82	67	73	78	85	95
27	86	86	72	78	84	93	100.5

*Voltage ratings of arresters for protection of rotating machines and dry-type transformers have not yet been standardized

Metal oxide surge arresters in AC systems

Working Group 06 of Study Committee 33

FOREWORD

During the past years the performance of metal oxide surge arresters in three-phase AC systems has been the major topic of discussion within Working Group 33.06 "Insulation co-ordination in AC systems" of Study Committee 33 "Overvoltages and insulation Co-ordination" of CIGRE. The report published in the following parts represents the state of the art within the Working Group.

- Part 1: General properties of the metal oxide surge arrester
- Part 2: Performance of metal oxide surge arresters under operating voltage
- Part 3: Temporary overvoltages and their stresses on metal oxide surge arresters
- Part 4: Stresses in metal oxide surge arresters due to temporary harmonic overvoltages

Part 5: Protection performance of metal oxide surge arresters

Part 6: Selection of metal oxide surge arrester characteristics from the standards

The parts 1, 2 and 3 are presented in the following. The parts 4, 5 and 6 will be sent for publication in Electra end of 1989. Furthermore, report 33-13 "Stresses on metal oxide surge arresters in HVAC and HVDC systems by temporary and transient overvoltages and related tests" of the CIGRE Session 1986 is referred to concerning transient overvoltage stresses.

The documents have been reviewed by the Working Group and represent the unanimous view of its members.

The members of the Working Group are:

K.H. Weck, Convener (DE)
A. Schei, Secretary (NO)
B. Bachmann (CH)
J. Belanger (CA)

J. Elovaara (FI)
P.C. Esmeraldo (BR)
K.F. Foreman (GB)
A.R. Hileman (US)
J. Kucera (CS)
L. Lagostena (IT)
A.K. Lokhanin (SU)
D. McGillis (CA)
Y. Ozaki (JP)
J. Roguin (M. Rioual) (FR)
L.A. Snider (CA)
L. Stenstrom (SE)
O. Voelcker (DE)

The main aim of the reports is to describe the severity with which system parameters affect arrester performance, and how system performance is affected by the arrester. The material presented forms the basis of an application guide. During the preparation of the reports there has been on going co-operation with IEC Technical Committee 37 "Surge Arresters" and many of the results have been incorporated in the draft standard for metal oxide surge arresters.

Part 1: General properties of the metal oxide surge arrester

A. SCHEI and K.H. WECK

1 GENERAL CHARACTERISTIC

1.1 Microstructure

The metal oxide material is a ceramic made by mixing ZnO with small amounts of additive materials, such as Bi_2O_3 , CoO , Cr_2O_3 , MnO , and Sb_2O_3 , granulating the mixture, then drying it, pressing it into discs, and finally sintering it [1, 2]. Figure 1 shows the structure as observed by a scanning electron microscope.

The ZnO grains (about 10 μm diameter) have a low resistivity and are surrounded by a granular layer, which is a high resistive oxide (about 0.1 μm

thick). The two are strongly bonded to each other. The disc can be represented by the equivalent circuit shown in Figure 2. R_1 in this figure represents the non-linear resistance of the granular layers, where the resistivity ρ changes from $10^8 \Omega\text{m}$ for low electric field stress to just below $0.01 \Omega\text{m}$ for high stress. The granular layer has a relative dielectric constant between 500 and 1200 depending on the manufacturing process. R_2 is the resistance of the ZnO grains with a resistivity of about $0.01 \Omega\text{m}$. L represents the inductance of the metal oxide disc and is determined by the geometry of the current flow path.

1.2 Voltage-current characteristic

The voltage-current characteristics for the resistive component I_r and the capacitive component (I_c) of the current through the metal oxide disc are shown in Figure 3. Based on the conduction mechanism of the microstructure shown in Figure 1, the characteristics of the resistive component are divided into 3 regions:

a) Low electric field region (region 1)

The conduction mechanism in this region is explained by means of energy barriers in the granular layer. The barriers prevent electrons from moving from one grain to another.

An applied electric field has the effect of lowering these barriers and electrons pass over them thermally. This is called Schottky emission (as in semiconductor diodes, transistors, etc.) and gives rise to a small current through the material. The current density is given approximately by equation 1 [2, 3]

$$J = J_0 \exp \left[\frac{\sqrt{E} e^2}{4\pi} - \Phi_B \right] \quad (1)$$

where J_0 is a constant depending on the material and the geometry of the granular layer, Φ_B the potential barrier, E the electric field stress, e the electron charge, ϵ the dielectric constant, k the Boltzmann's constant and T the absolute temperature.

Higher temperatures increase the energy of the electrons and they can pass over the barriers, more easily.

b) Medium electric field region (region 2)

When the electric field in the granular layer reaches about 100 kV/mm, electrons move through the barriers by the tunnel effect, represented by equation 2.

$$J = J_1 \exp \left[- (A \Phi_B^{3/2} / E) \right] \quad (2)$$

where J_1 and A are constants for a specific material.

c) High electric field region (region 3)

In this region, the voltage drop at the barrier due to the tunnel effect is small and the voltage drop across the resistance R_z of the ZnO grains dominates. The current then gradually approaches the linear relation with the voltage described by equation 3.

$$J = E \rho \quad (3)$$

Historically, the U - I characteristics of SiC-resistors have been described by a formula

$$I = K U^\alpha$$

where k and α are constants for a specific material. If such a formula is used for the resistive component of the cur-

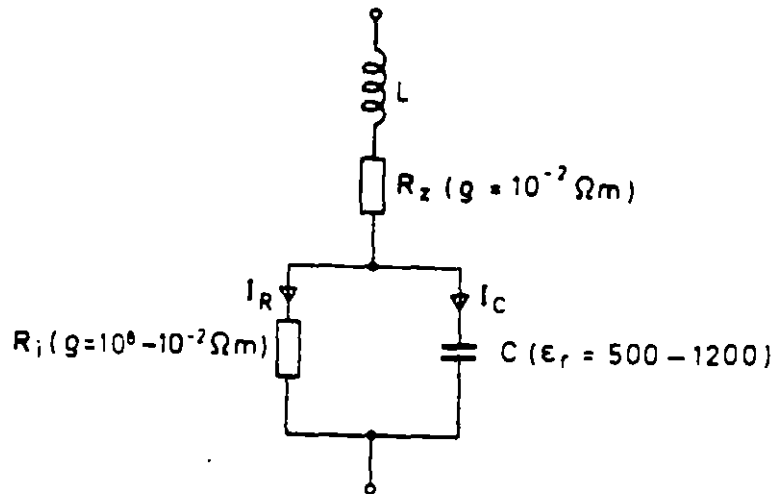


Figure 2. Circuit équivalent d'un disque à oxyde métallique.

Figure 2. Equivalent circuit of a metal oxide disc.

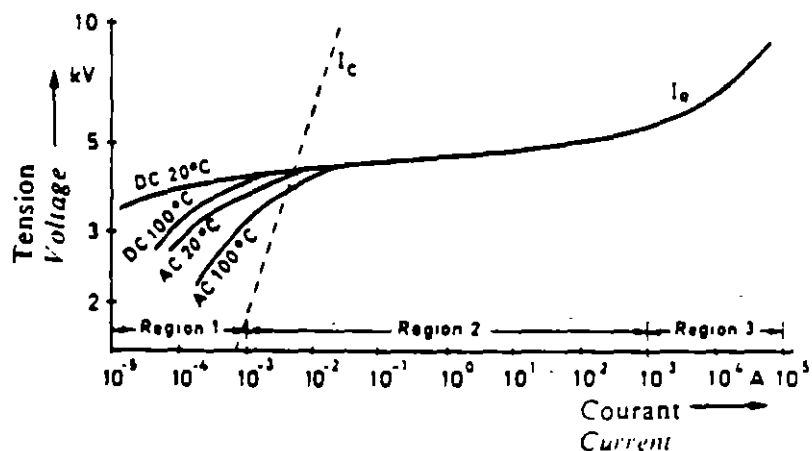


Figure 3. Caractéristiques tension-courant typiques d'un disque à oxyde métallique spécifique (80 mm de diamètre, 20 mm de hauteur).

Figure 3. Typical voltage current characteristics of one specific metal oxide disc (80 mm diameter, 20 mm height).

— I_R : Composante résistive (voir Fig. 2) - ohmic component (see Fig. 2).
 --- I_C : composante capacitive (voir Fig. 2) - capacitive component (see Fig. 2)
 (la tension et le courant sont donnés en valeurs crêtes) - (voltage and current are given as peak values)

rent through metal oxide discs, it must be emphasized that a single exponent cannot describe the complete characteristic. The applicable exponents α depend on the conduction region and can vary between 3 and 50. Even in a specific region generalized numbers are not applicable and the actual arrester characteristic must be for the determination of the constants.

From the tests specified in the forthcoming IEC standard the voltage-current characteristic can be derived from the reference voltage at reference current and the residual voltages at switching and lightning impulse currents.

In principle, the capacitance of the disc is voltage and temperature dependent. In some cases, this dependency may be ignored, e.g. for the calculation of the voltage distribution along the complete arrester at operating voltage.

1.3 Implications

In regions 1 and 2 the voltage applied to the arrester drops across the granular layer. Consequently, suitable measures have to be applied along the outer surface of the discs, in order to prevent external discharges across the outer wedges between the ZnO grains.

In order to keep the power dissipation in a metal oxide arrester due to the system operating voltage small, the continuous operating voltage of the arrester has to be chosen in region 1. In this region the peak value of the resistive current component is usually well below 1 mA and the capacitive current component is predominant. This fact means that the voltage distribution at operating voltage is capacitive and thus influenced by stray and grading capacitances (see Part 2).

The resistive component of the current through the metal oxide varistor in region 1 depends on the granular layer and is thus influenced by the manufacturers selection of materials and production. Hence, considerable variation of the resistive current characteristic for different production lots and, in particular, for different manufacturers should be expected.

Both facts, the capacitive influences and the dispersion of the current characteristics mean, that an arrester supervision by means of a current measurement is only possible, when this current is measured in service installation at the same, new arrester. Even then the temperature influence according to formula 1 and/or Figure 3 has to be observed. Taking into account that the resistive current component changes by several % per °C (typically 3), the thermal equilibrium of the arrester has to be waited for in this initial measurement and the comparison measurement has to be carried out at approximately the same ambient temperature.

The protection characteristics of the arrester are determined by the voltage-current characteristic in region 2 and region 3. In these regions the influences of temperature and capacitances have disappeared and the deviation from the linear voltage distribution along the arrester is only determined by the dispersion of the resistive voltage-current characteristic. It can be assumed that this dispersion is small and the voltage distribution is linear.

2. DEGRADATION OF THE METAL OXIDE ARRESTER CHARACTERISTICS

The characteristics of the granular layer of metal oxide varistor can be degraded by the following effects:

— *Chemical reactions with the surrounding material.*

When the surrounding material contains unsuitable gas molecules; e.g. such as chemical radicals, the oxides in the granular layer will chemically react with these gases. Such gases may be formed in service, e.g. by partial discharges inside the housing, but chemical reactions have to be prevented by a suitable design, e.g. by a tight coating of the varistor surface (see Part 2a).

— *Voltage stresses by the operating voltage at ambient temperature.*

This type of degradation is the slow change of the granular material itself. It is generally referred to as material ageing. The degree of this ageing depends on the nature and the quality of the granular layer and can be reduced to a negligibly small scale.

— *High current stresses*

High currents through the varistor can lead to excessive local current densities through the granular layer, thus partially destroying it. However, materials are available today, in which this degradation is negligibly small.

The material ageing is assessed in the forthcoming IEC Standard by the so-called ageing procedure. The material degradation by chemical reactions is tentatively included by the requirement that decomposition products, if any, should be present in the surrounding gas. The questions still open in this respect are addressed in Part 2.

The possible degradation due to current surges is assessed by a test in the standards prior to the relevant operating duty test.

3. THERMAL STABILITY

As shown in Figure 3 and formula 1 the resistive current component and thus also the power dissipation in the arrester at the operating voltage increases with the temperature with an exponent greater than 1. The dissipated power has to be transferred from the arrester blocks via the arrester housing and via the connections to the surrounding air. To achieve thermal stability, the power transfer to the environment for a given temperature must exceed the sum of the input power formed by the power dissipation and possible radiations.

The temperature, at which thermal instability begins depends on the arrester construction, i.e. the heat

transfer conditions, the material characteristics and the applied operating voltage. The energy necessary to reach this temperature depends on the initial temperature of the resistor blocks, which may be not equal over the complete arrester and on the time, in which the energy is put into the arrester. Not equal initial temperatures may originate from a non-linear voltage distribution along the arrester, which is, in particular, possible, when conductive surfaces e.g. by pollution influence this distribution. The time, in which a high energy is to be consumed inside an arrester, can vary between some 10 μ s at lightning currents to several seconds at temporary overvoltages. As a tendency it can be assumed that the shorter times create the more severe conditions, owing to possible unequal temperatures within the blocks (hot filaments) and missing power transfer.

4. CONCLUSIONS

The voltage-current characteristic of the metal oxide material offers the degree of non-linearity necessary to fulfil the mutually contradicting requirements of a low protection level at high current values and a low current, i.e. a low power dissipation, at the system operating voltage. Surge arresters using this material, therefore, can be connected to the system without series spark-gaps disconnecting the varistors from the operating voltage.

Structure of and current conduction mechanism through the material make evident that a metal oxide arrester without series gaps can represent a reliable equipment in the system, if its voltage-current characteristics remain stable with time and if they are selected adequately with respect to the voltage stresses in service. These stresses and the adequate selection of the arrester characteristics are dealt with in the following parts.

REFERENCES

- [1] M. Matsuoka "Non-ohmic properties of zinc oxide ceramics" J. of Appl. Phys. Vol. 10, No 6 p 736 (June 1971)
- [2] K. Eda "Conduction mechanism of non-ohmic zinc oxide ceramics" J. of Appl. Phys. Vol. 49 No 5 p 2964 (1978)
- [3] L.M. Levinson, H.R. Philipp "The physics of metal oxide arrester" J. of Appl. Phys. Vol. 46 p 1332 (1975)

Part 2 : Performance of metal oxide surge arresters under operating voltage

B. BACHMANN and A. SCHEI

1. INTRODUCTION

As the surge arrester has to be designed to be thermally stable, the current through the arrester at the system operating voltage has to stay well within region 1 of the voltage-current characteristic. As already shown in Part 1, Figure 3, the current through the metal oxide varistor block is mainly capacitive in this region even at elevated temperatures of the blocks. Consequently, the voltage across the varistor elements is determined by their capacitance and thus influenced by stray capacitances.

For outdoor arresters the metal oxide discs are usually built into a porcelain housing, which hermetically seals the active part from the atmosphere. As these discs behave electrically as several capacitors connected in series, the stray capacitances to earth cause a deviation from the linear axial voltage distribution with higher voltage stress of the upper elements in the arresters. This deviation from the linear distribution, is influenced by different parameters, such as arrester height, number and length of arrester units and grading rings.

In polluted conditions, capacitively coupled currents between the porcelain surface and metal oxide column and additional ohmic coupling between flanges and active parts, in case of multiple unit arresters, result in a further distortion of the voltage distribution.

In both cases the non-linear voltage distribution has the effect that a number of the metal oxide varistors are subjected to increased continuous operating voltage and consequently to increased thermal stresses.

2. VOLTAGE DISTRIBUTION IN DRY AND CLEAN CONDITIONS

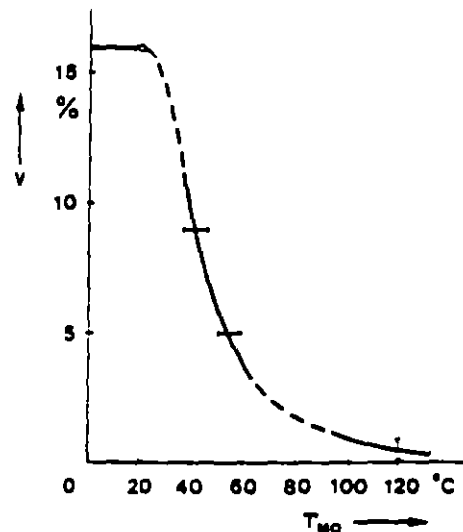
2.1 Voltage distribution

To optimize the voltage distribution along the axis of the arresters the influences of different parameters have to be investigated, from which the most important are:

- Arrester temperature
- Installation site and
- Grading measures

To present the phenomena a basic example consisting of a 3-unit arrester with a rated voltage of 360 kV mounted on an earth plane has been investigated. Details of the calculation results are reported in reference [1]. Figure 1 recalls the calculated maximum deviations from the linear voltage distributions for 3 selected ambient temperatures. At the continuous operating voltage of the arrester of 292 kV the maximum deviation from the linear

voltage distribution occurs within the upper unit and decreases from 16 % at 20 °C to 9 % at 35 °C and to 5 % at 45 °C ambient temperature respectively. A further calculation with a temperature of 120 °C in all three units has been added, to cover also the temperature range of interest for thermal instability. Comparative tests were made using two relatively simple indirect methods, where integral quantities like flange potential and varistor current in the columns were determined and compared with the respective calculations [1]. Both measurements showed a satisfactory agreement with the calculations.



	20 °C ambiante ambient	35 °C ambiante ambient	45 °C ambiante ambient
unité du parafoudre arrester unit	t °OH/°C-Temp.	t °OH/°C-Temp.	t °OH/°C-Temp.
supérieure upper	20 °C	45 °C	60 °C
médiane middle	20 °C	41 °C	55 °C
inférieure lower	20 °C	36 °C	48 °C
	v = 16%	v = 9%	v = 5%

Figure 1. Variation maximale calculée de la distribution de tension linéaire (%) du parafoudre monté au sol à la tension de service permanente de 292 kV en fonction de la température du parafoudre.

Figure 1. Calculated maximum deviation from the linear voltage distribution (%) of the arrester mounted at earth plane at the continuous operating voltage of 292 kV dependent on the arrester temperature.

The results demonstrate that with increasing varistor temperature the ohmic current component of the varistor contributes to a more linear voltage distribution in the arrester. The temperature range, in which the voltage distribution changes from non-linear capacitive to linear resistive, strongly depends on the amplitude of the resistive current component at continuous operating voltage, i.e. on the power loss at this voltage. The result shown in Figure 1, therefore, cannot be considered as generally valid for all arresters. As a tendency it can be assumed that the transition temperature range is shifted to higher temperatures for modern varistors, for which the power losses are smaller than in the example arrester considered here. It is, therefore, necessary to apply the voltage-current characteristics of the varistor elements actually used in the arrester, when the linearizing effect of the ohmic current component shall be included in the calculation.

It has to be mentioned that the different temperatures for the three units used in the calculations are established by tests on the actual arrester. The prediction of these temperatures by calculation requires the stimulation of many other influences, especially heat transfer characteristics, and seems to be untrustable at present.

2.2 Influence of Installation

The type of installation of the arrester has a remarkable influence on the deviation of the voltage distribution from linear. For example, for the 3-unit arrester situated on the ground plane a maximum deviation from the linear voltage distribution of 16 % has been obtained. When the same arrester is mounted on a 2.5 m high metal support, the maximum deviation from linear decreases to 12 % [1].

Besides the arrester installation itself also surrounding objects, earthed or energized, have an effect on the voltage distribution. From various calculations these effects can be quantified.

- Earthed objects such as walls in a reasonable distance from the arrester, i.e. insulation co-ordination clearance according to IEC Publ. 71-2, increase the maximum deviation from the linear voltage distribution by 3-5 %. With increasing distance this influence rapidly falls below 1 %.

- Objects energized with the voltage of the two other phases also increase the non-linearity of the voltage distribution. The effect is most pronounced for the center phase arrester. For the phase-to-phase clearances usually applied in systems with highest voltages for equipment up to 525 kV the deviation from the linear voltage distribution varies typically between 3 % and 9 %.

- Energized objects of the same phase such as conductors ameliorate the voltage distribution. For the same distances as mentioned above a linearization by 2-4 % can be expected. The position of the conductors with respect to the arrester, i.e. horizontal or vertical, has a minor influence, provided the conductor is above the arrester top.

2.3 Influence of grading measures

Various measures are possible to influence the axial voltage distribution. The most effective possibilities are:

- Suitable installation of grading rings.
- Suitable selection of the varistor blocks.
- Suitable arrangement of the varistor blocks in the varistor column.

All these measures are so called "passive" and should be applied simultaneously to achieve an optimization of the grading.

To demonstrate the influence of grading rings the basic example shall be taken once more. Figure 1 reports a maximum deviation from linear of about 16 % at 25 °C ambient temperature. If the same example is calculated without grading rings the voltage distribution will deteriorate to such an extent that the current through the upper elements enters region 2 of the voltage-current characteristics. This is valid even if the varistors are still selected and arranged in an optimized procedure. Should one neglect even this measure, the deterioration would increase still more.

In conclusion, it can be stated, that the insertion of grading rings as a passive measure to improve the voltage distribution is the most effective. The correct selection of the varistors as well as the correct arrangement also have a significant influence, but less than grading rings.

2.4 Consequences

The consequences to be drawn from the presented results are different for the two important aspects in the operating voltage stress on the arrester, aging and thermal stability.

Ageing :

The long term chemical ageing of a clean and dry arrester occurs at temperatures at 40 °C and below. At such temperatures the voltage distribution along the arrester can be essentially non-linear. Higher voltages than those corresponding to their linear fraction by 10 % or even more can exist at some units and the ageing of these blocks may be accelerated by this increase.

The test presently foreseen in the IEC, draft standard [2] assumes a non-linearity of 3 % per meter arrester length for the determination of the voltage to be applied during the ageing test. Calculations and measurements reported above show that such a linearity can only be achieved by a correct capacitive grading of the arrester. The ageing of the varistors in metal oxide arresters with insufficient grading measures or in unfavourable mounting conditions is not safely covered. Even an increased permissible non-linearity, e.g. to 5 % per meter arrester length, requires a control of the voltage distribution by grading measures.

It is evident that metal-enclosed arresters, e.g. in GIS or other metal-enclosed switchgear, need special capacitive grading owing to the increased stray capacitances to earth and the achieved linearity should be established by calculation or measurement.

The calculation results prove that the calculation of the voltage distribution using the pure capacitive equivalent circuit results into the highest non-linearity. The use of such a circuit to prove a claimed linearity, therefore, is adequate.

Thermal stability :

A metal oxide arrester can be thermally instable only at high temperatures. Generally, varistor temperatures far above 100 °C are necessary. At such temperatures the voltage distribution is linear, even if the temperature is not absolutely the same in all resistors. The thermal stability, therefore, is not affected by the surge arrester grading and can be tested at continuous operating voltage.

3. PERFORMANCE IN WET AND POLLUTED CONDITIONS

3.1 General

During conditions with external pollution on the arrester housing caused by for instance salt from the sea or dust from the industry a leakage current will flow in the pollution layer, if the layer is wetted by fog, rain or wet snow. This leakage current will be unevenly distributed along the circumference of the insulator. As the housing diameter is varying in addition, the leakage current density and consequently the power dissipation and drying of the pollution layer will be varying along the arrester. Dry bands are established with the consequence that the external voltage distribution will differ from the voltage distribution along the stack of the varistors inside the arrester. Radial voltage differences are established along the arrester resulting in a transfer of current from the pollution layer outside to the varistors inside via the capacitive coupling. This means that the varistors are shunting the dry bands and may be stressed by a considerably higher current than what is normal for dry and clean housings. In addition, a part of the external leakage current on one unit may flow through the varistors in another unit via the metal flanges that represent a galvanic connection between the external pollution layer and the varistors.

Depending on the arrester design the consequence of this behaviour may be that the increased varistor temperature may cause thermal instability, if combined with overvoltages and faults in the network. This will require that the varistor temperature caused by pollution has to be one important parameter in the MOA operating duty test of a metal-oxide arrester.

The difference between the voltage distributions along the varistors and along the outside housing surface of the arrester causes a radial voltage stress, which may initiate internal partial discharges changing the composition of the gas within the arrester. If the varistors are not effectively sealed by a tight cover on their surface, this may lead to a deterioration of them. In addition possible deposits on the varistor surfaces may cause increased surface conductivity on the varistors due to partial discharges, in case the interior

of the arrester is not kept sufficiently dry.

In principle both effects are separate and the surface conditions giving rise to one of the two effects can be different.

3.2 Information obtained from field tests

From natural pollution tests on metal oxide arresters without gaps it is observed that the heating of the varistors may be non-linearly distributed along the arrester. What part of the arrester (top-middle-bottom) reaches the highest temperature varies from one exposure to another. It seems to be statistically varying. Furthermore, the temperature may stay uniform within the arrester for a long time and may then become non-uniform or it may run non-uniform already after a much shorter time of exposure. At what time the maximum temperature occurs seems also to be random. There are indications from field tests that high temperatures are most probably generated during a relatively small number of incidents of external pollution explaining these inconsistent observations.

Tests performed on 4 different sites with expected severe pollution conditions have in 3 cases revealed moderate or low pollution severity regarding stresses on MOA. However, evidently, there exists places where MOA can be stressed beyond thermal run-away. This indicates that it would be unrealistic to put the same pollution requirement to all arresters independent of their location. Consequently, a relevant procedure for classification of pollution severity (pollution zones) with respect to MOA-stresses has to be established.

It may also happen that more energy is accumulated by the arrester due to the many small leakage current pulses than due to the few with high amplitude. However, the distribution of these current pulses in time is very important with respect to the possible cooling of the MOA. Consequently, the current pulse amplitude, the current pulse duration as well as the duration of pollution activity have all to be considered when determining the arrester stress.

This leads to the need of a new classification of pollution severity with regards to stresses on MO-arrester. The equivalent Salt Deposit Density

(ESDD) is not relevant if not the intensity and duration of expected pollution activity is defined. Very high expected external currents but appearing during short periods of time will for instance not be decisive for MOA.

3.3 Laboratory test methods

A high varistor temperature may be obtained by several of the artificial pollution test methods used at present by different laboratories. Independent from what test methods is chosen, however, the arrester stress in the laboratory has to be correlated to the arrester stresses in normal service.

Even tests with light pollution with respect to the risk of external flash-over, but non-linearly distributed along the arrester housing, may when run during several hours in some cases depending on the arrester design cause a varistor temperature above the 60 °C as specified in the IEC operating duty test. Consequently, it may be difficult to give a general information about arrester behaviour even in light pollution.

Many uncertainties exist to-day regarding the artificial pollution test on metal-oxide arresters. It will therefore take some years until a CIGRE procedure is worked out. These uncertainties have resulted in rather rough tests like the ANSI and the Japanese standard tests. Arresters tested according to these standards seem, however, to have behaved well in service.

3.4 Varistor temperature increase caused by pollution

The investigation of the temperature increase of the varistor elements is one of the topics of CIGRE Task Force 33.04.06: Pollution test for AC and DC metal oxide surge arresters. A report dealing with the parameters influencing this temperature increase and suitable test procedures relevant for the actual service conditions is under preparation within this group. The degree of stress depends on parameters such as:

— Number of arrester units

For a given arrester design the single-unit arrester is the one least sensitive to pollution. In case of multi-unit arresters a part of the external surface current is diverted to the internal varistor stack via the flanges, thus stressing some of the units more than

others. In laboratory tests the highest temperature has been found to occur in the upper unit of the arrester in most but not all cases. Field tests up to now show the highest temperature some times in the top and some times in the bottom unit. It should be recognized however, that a too long single unit arrester may result in radial punctures of the arrester porcelain during pollution as known from long, capacitively graded bushings, and certainly also to a higher risk of internal discharges during these conditions.

— Voltage-current characteristic

When the voltage-current characteristic of the arresters is selected such that the operating voltage is far below the reference voltage, the arrester will withstand a considerable amount of non-linearity in the voltage distribution. However, the consequent increase of the reference voltage with respect to the operation voltage may lead to unnecessary high protection levels (factors as high as 1.6 are reported in [3]).

— Pollution severity

As the metal-oxide arresters have a high thermal time constant (above 1 hour), the duration of the surface discharge activity is important in addition to the pollution severity [5, 6]. Little information on the severity and duration of such stresses on the arrester in service is available. In particular, this lack of knowledge has prevented an agreement on a suitable laboratory test for metal oxide arresters. At present, the view-points are contradictory between the experts claiming the validity of one of the existing tests with long duration of discharge activities (e.g. salt-fog tests) and those considering such test as too severe for general

application and requiring that a new test based on new service measurements is developed.

— Creepage distance

The thermal stress on the varistors is a function of the leakage current which may flow on the porcelain and thus also of the creepage distance of the arrester housing.

— Varistor size (volume)

For a given arrester design, protective level and reference voltage a bigger varistor volume means decreased varistor temperatures due to pollution.

3.5 Internal partial discharges

Changes in the gas surrounding the varistors have been recognized during the investigation of arresters failed in service, as well as during laboratory pollution tests on arresters. It is today agreed that these changes in the gas composition, that may effect the varistor characteristics, originate from internal corona which arises due to the distorted voltage distribution. Depending on the arrester construction such a corona can be initiated already under rain or slight pollution conditions.

It is evident that such effects have to be avoided. Two alternative measures are considered at present, that are either avoiding such discharges or making the materials covering the varistors gas-tight. The first alternative certainly would be the best solution. However, some experts consider such a solution as not possible or at least not economically feasible. Furthermore, it may be difficult to develop a suitable test procedure, to prove the effectiveness of an adopted design.

The second solution which is to cover the varistors with a gas-tight

material, which prevents even gas diffusion, is technically easier. Most varistors manufactured today have a cover of this type. No or negligible changes in the characteristics of this type of varistors have been reported from laboratory tests, run to simulate long term conditions with partial discharges. Experience so far seems to confirm this [4].

For the time being a combination of both measures seems to be a solution, i.e. reducing the risk of partial discharges as much as possible and equip the varistors with a tight cover.

REFERENCES

- [1] E.G. Maier, R.M. Rudolph, W. Schmidt, F. Hunziker - Voltage distribution and pollution performance of metal oxide arresters CIGRE 1986 Session, Report 33-12
- [2] IEC (Secretariat) 68, January 1987 Draft - surge arresters Part 1. Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.
- [3] M.P. Verma, W. Petrusch, H. Niklasch - Temperature rise of metal oxide blocks in surge arresters under pollution. CIGRE Colloquium 1987, report 33.87 (Coll.) 9.1 IWD.
- [4] A. Bargigia, G. Mazza, G. Le Roy, A. Rousseau, L. Sparrow - Behaviour of metal oxide surge arrester under different environmental conditions. CIGRE 1988, report 33-14.
- [5] A. Schel - Current pulse integral recording from metal-oxide surge arresters tested at Lstla 300 kV natural pollution test station. Results from the first year of operation CIGRE Colloquium 1987, report (Coll) 09.10.
- [6] A. Schel - Current pulse integral recordings from artificial pollution tests on 300 kV metal-oxide surge arresters CIGRE Colloquium 1987, report (Coll) 09.11 and (Coll) 09.13

Part 3 : Temporary overvoltages and their stresses on metal oxide surge arresters

J. ELOVAARA, K. FOREMAN, A. SCHEL, and O. VÖLCKER

1. INTRODUCTION

Stresses from temporary overvoltages on metal oxide surge arresters without gaps differ from the stresses on conventional arresters with gaps. In most cases temporary overvoltages do not cause conventional arresters to spark-over (only the grading circuits are stressed), whereas they may result in metal oxide surge arresters conducting sufficient current to cause considerable heating of the ZnO resistor blocks. For this reason it is also important to note that all metal oxide surge arresters connected to the relevant part of the network will be stressed simultaneously by temporary overvoltages.

In addition to the factors determining the maximum continuous operating voltage, the amplitude and duration of temporary overvoltages which may be confined to only part of, or in some cases may be impressed on the entire system, are the critical factors in determining the selection of the rated voltage of metal oxide surge arresters at the various arrester locations in a system. This report presents an overview of the causes, and the ranges of amplitude and duration of these temporary overvoltages. It, furthermore, indicates the order of magnitude of the source impedance influencing the current through the arrester to check the possibility of an arrester protection against these overvoltages.

2. ORIGINS OF TEMPORARY OVERVOLTAGES

Temporary overvoltages mainly are caused by :

- Load rejections
- Energization of unloaded lines
- Earth faults
- Resonance effects

Each of these system conditions separately causes temporary overvoltages, but they may also coincide resulting in higher overvoltage values. The amplitude of temporary overvolt-

ages in each case depends on system parameters.

3. CHARACTERISTIC DATA OF TEMPORARY OVERVOLTAGES

Since detailed studies taking into account all relevant parameters are not justified in every case, the following generalized and simplified formulae and diagrams are presented to evaluate the relevant approximate overvoltage factors as well as rough figures of amplitude and duration to be expected under typical system conditions. All overvoltage factors are referred to the actual power frequency phase-to-earth voltage prior to the event.

3.1 Load rejections

Load rejections may occur on a system and on lines connecting a generator-transformer unit with a substation.

3.1.1 Load rejection in a system

Figure 1 shows the basic configuration for the most severe case of a full

load rejection. The overvoltage factor K_1 can be calculated by the formula

$$K_1 = \sqrt{\left(1 + \frac{Q_L}{S_{SC}}\right)^2 + \left(\frac{P_L}{S_{SC}}\right)^2} \quad (1)$$

where S_{SC} is the short circuit power of the system and P_L and Q_L are the resistive and reactive load.

Note : In systems with high capacitive loading and/or high contributions by shunt reactors the effective short circuit power $S_{SC} = U^2/Z_{Th}$ corresponding to the Thevenin equivalent impedance Z_{Th} of the feeding systems has to be inserted for S_{SC} in the formula (U = system voltage).

Figure 2 shows the values of K_1 versus the ratio Q_L/S_{SC} for the parameter P_L/S_{SC} . High values of the overvoltage factor K_1 result from high ratios Q_L/S_{SC} , or, in particular, if large shunt capacitors or filter circuits are connected to the feeding system. Taking into account, however, that in substations with high short circuit power, the disconnection of one line does not represent a full load rejection, the overvolt-

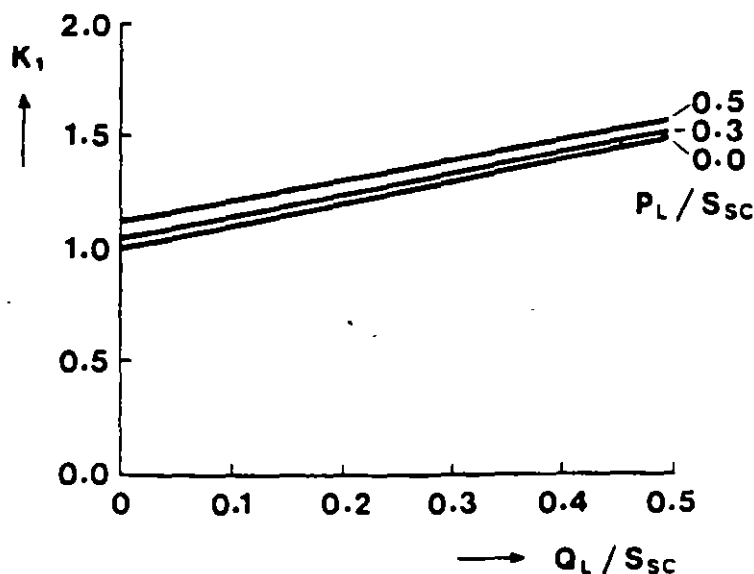


Figure 2. Facteur de surtension K_1 pour une réjection complète de charge dans un réseau. Paramètres relatifs à la Figure 1.

Figure 2. Overvoltage factor K_1 for full load rejection in a system. Parameters according to Figure 1.

age factor is usually less than $K_1 = 1.05$ [1].

In systems with low short circuit power and high inductive loads, e.g. large arc furnace transformers connected to a system in the first stage of erection overvoltage factors up to $K_1 = 1.15$ may be expected.

As these temporary overvoltages are relatively low, normally saturation effects which would require more detailed calculations can be disregarded.

The temporary overvoltage is obtained by multiplying the actual operating voltage prior to the load rejection with these factors. If this operating voltage is assumed to be equal to the highest system voltage, it has to be checked whether the transformers connected to the system permit such an assumption. This, in particular, applied when a disconnection of a full loaded transformer after a busbar fault is considered as sufficiently probable.

The duration of these temporary overvoltages will last in the order of 10 s or longer, because the voltage has to be reduced by transformer tap changers.

All three phases will be stressed by the same overvoltages.

The source impedance for these overvoltages is small and the current through the metal oxide arrester is determined only by its voltage-current characteristic. As the duration is long this current has to be small.

3.1.2 Load rejection on generator-transformer units

Figure 3 shows the basic configuration. Exact values of K_1 can only be calculated by digital computer programs or on TNA's taking into account the transformer and generator characteristics including saturation, excitation and mechanical torque.

Alternatively, the overvoltage factor K_1 can be estimated as follows. K_1 is mainly influenced by the subtransient voltage increase in the generator-transformer unit. A further voltage increase of approximately 5 % caused by the transition of the generator from subtransient to transient conditions, has to be taken into account until the voltage is reduced by the action of the generator control equipment. This additional increase of approximately 5 % has been found in numerous relevant studies of generator load rejection

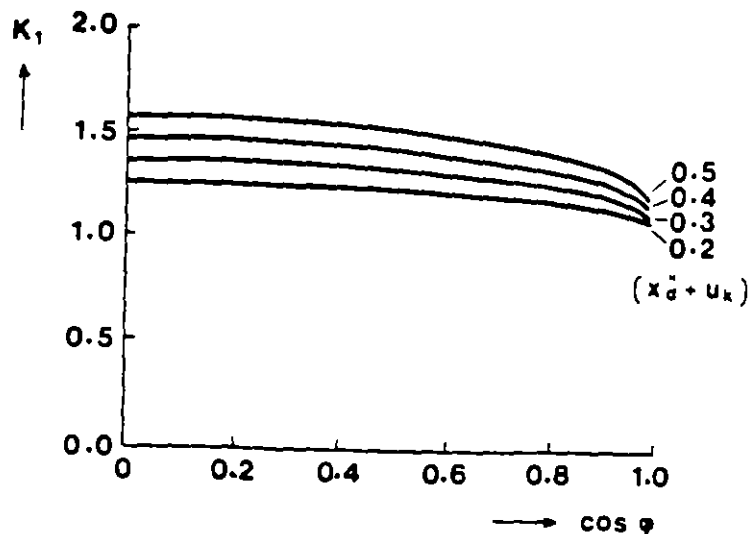


Figure 4. Facteur de surtension K_1 pour une réjection de charge sur des unités générateurs - transformateurs.

Figure 4. Overvoltage factor K_1 for load rejection on generator - transformer units

where saturation phenomena have been taken in account. Assuming, furthermore, equal rated power S_n for the generator and the transformer the overvoltage factor at full load rejection will then be

$$K_1 = 1.05 \times \quad (2)$$

$$\sqrt{[1 + (x_d'' + u_k) \sin \phi]^2 + [(x_d'' + u_k) \cos \phi]^2}$$

$$K_1 = 1.05 [1 + (x_d'' + u_k \sin \phi)] \quad (3)$$

with the parameters given in Figure 3.

Typical values of the overvoltage factor are:

— Turbo-generators ($\cos \phi = 0.8$):

$$K_1 = 1.1 \text{ to } 1.4$$

— Hydro-generators ($\cos \phi = 0.0$ to 1.0): $K_1 = 1.15$ to 1.5

Because of possible generator overspeed (i.e. higher frequency), particularly in the case of hydro-generators, saturation effects may not reduce these temporary overvoltages to the

same extent as power frequency overvoltages. However, if values higher than about $K_1 = 1.3$ are found from the above formula, more detailed studies including representation of the saturation phenomena may be recommended.

The duration of these temporary overvoltages will be in the region of 1 s, since the voltage regulator of a generator-transformer unit responds rapidly.

Also here, the source impedance is small and the metal oxide arrester cannot protect.

3.2 Charging capacitances of unloaded lines

Charging capacitances of long lines may create temporary overvoltages after line energization or after load rejections. Figure 5 shows the basic configuration.

If losses are neglected overvoltage factors K_{2RE} at the receiving end and K_{2SE} at the sending end of the line can be calculated as follows:

(4)

$$K_{2RE} = \left(\frac{Q_{SE} + Q_{RE}}{Q_{OL}} \cdot \frac{U_{OL}}{S_{SC}} + 1 \right) \cos \frac{\omega t}{v} - \frac{U_{OL}}{S_{SC}} \cdot \frac{1}{\omega t} \left[1 - \left(\frac{S_{SC} + Q_{SE}}{Q_{OL}} \right) \cdot \frac{Q_{RE}}{Q_{OL}} \cdot \left(\frac{\omega t}{v} \right)^2 \right] \sin \frac{\omega t}{v}$$

(5)

$$K_{2SE} = \left(\frac{Q_{SE} + Q_{RE}}{Q_{OL}} \cdot \frac{Q_{OL}}{S_{SC}} + 1 \right) \cos \frac{\omega t}{v} - \frac{Q_{OL}}{S_{SC}} \cdot \frac{v}{\omega t} \left[1 - \left(\frac{S_{SC} + Q_{SE}}{Q_{OL}} \right) \cdot \frac{Q_{RE}}{Q_{OL}} \cdot \left(\frac{\omega t}{v} \right)^2 \right] \sin \frac{\omega t}{v}$$

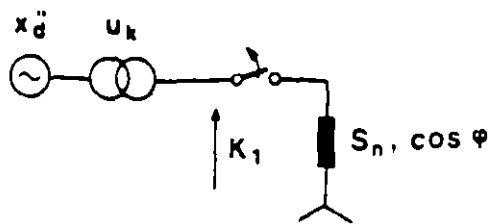


Figure 3 Configuration de base d'une réjection de charge sur une unité générateur - transformateur.

Figure 3. Basic configuration of load rejection on a generator transformer unit.

- K_1 = facteur de surtension de réjection de charge - load rejection overvoltage factor
 x_d'' = réactance subtransitoire du générateur en p.u. - generator subtransient reactance in pu
 u_k = impédance de court-circuit du transformateur en p.u. - transformer short circuit impedance in pu
 S_n = puissance assignée de l'unité générateur - transformateur - rated power of generator-transformer unit
 $\cos \phi$ = facteur de puissance du générateur - power factor of the generator

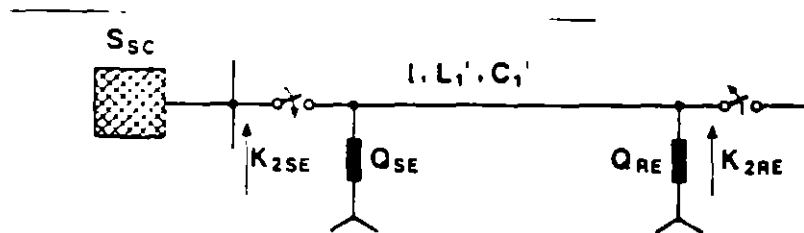


Figure 5 Configuration de base de la surtension temporaire provoquée par les capacités du charge des lignes aériennes à vide.

Figure 5 Basic configuration of the temporary overvoltage caused by charging capacitances of unloaded overhead lines.

- K_{2RE} = facteur d'augmentation de tension capacitive à l'extrémité réceptrice - factor of capacitive voltage increase at receiving end
 K_{2SE} = facteur d'augmentation de tension capacitive à l'extrémité émettrice - factor of capacitive voltage increase at sending end
 l = longueur de la ligne en km - length of line in km
 L, C = inductance et capacités directes par km de ligne en H/km et F/km respectivement - positive sequence system inductance resp. capacitance per km line in H/km resp F/km
 S_{sc} = puissance de court-circuit du réseau - short circuit power of the system
 Q_{RE} = puissance de compensation à l'extrémité réceptrice - compensation power at receiving end
 Q_{SE} = puissance de compensation à l'extrémité émettrice - compensation power at sending end

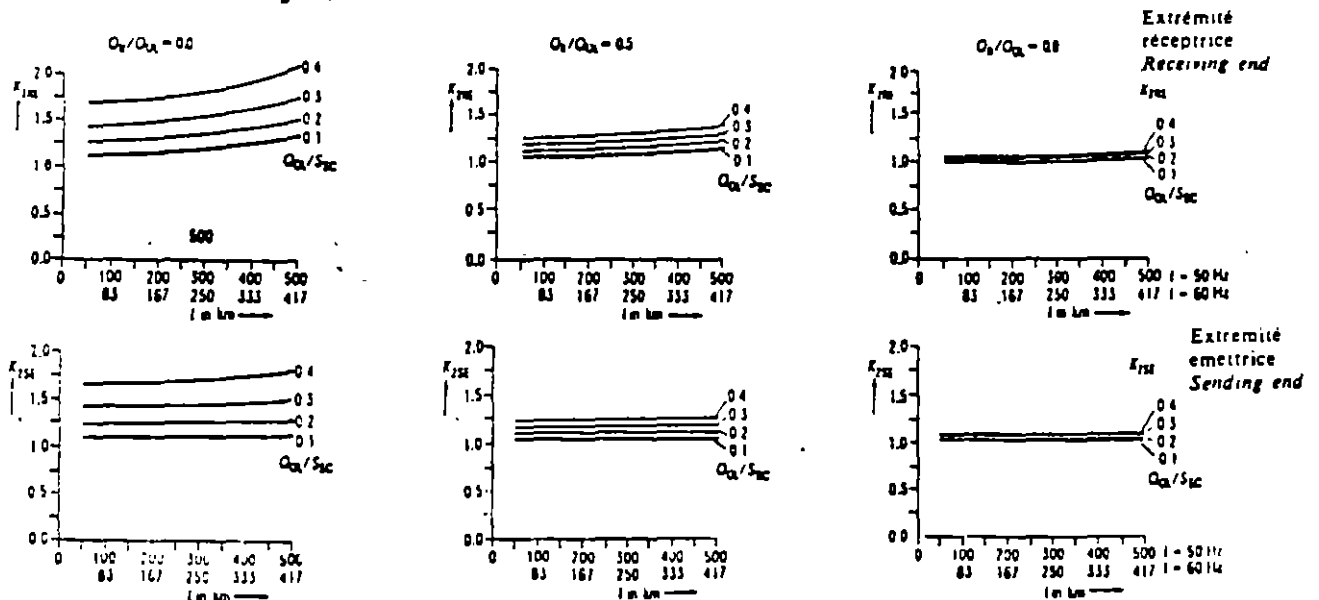


Figure 6. Facteurs de surtension K_{2RE} pour l'extrémité réceptrice et K_{2SE} pour l'extrémité émettrice provoqués par des lignes aériennes à vide.

Figure 6. Overvoltage factors K_{2RE} for the receiving end and K_{2SE} for the sending end caused by unloaded overhead lines.

with

$v = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$ = propagation velocity in positive sequence system at power frequency

$\omega Q_L = \omega C_1 U_2$ = capacitive charging power of the line (positive sequence system)

$\omega = 2\pi f$ = angular frequency (f = power frequency)

and the parameters given in Figure 5.

With the assumption $Q_{R2} = Q_{SE} = Q_{RE}$ Figure 6 shows the values of K_{2RE} and K_{2SE} versus line length l for different degrees of compensation $Q_{\alpha} Q_{OL}$ with the ratio Q_{OL}/S_{SC} as parameter.

For uncompensated lines of less than 200 km length these formulae can be simplified to

$$K_2 = K_{2RE} = K_{2SE} = \frac{1}{1 - \frac{Q_{\alpha}}{S_{SC}}} \quad (6)$$

According to reference [1] typical values in practical systems are :

— Systems with high short-circuit power : $K_2 = 1.0$ to 1.1

Systems with low short-circuit power : $K_2 = 1.0$ to 1.2

For long lines with low compensation even higher values of K_2 are possible, particularly at the receiving end. If voltages are less than $K_2 = 1.2$ saturation effects normally do not have to be considered. All three phases have the same overvoltage.

The above formulae also can be used for cables. The applicable capacitance C_1 will be about 30 times and the inductance L_1 about 0.3 times the values of overhead lines.

The duration of these overvoltages will be in the order of at least 10 s, because they have to be reduced by transformer tap changers, or even longer, if there is no automatic voltage control.

Usually the source impedance determining the current through the arrester is small and the arrester cannot influence these overvoltages. Only when they originate at short line length and low short circuit power, a protection could be successful, if the overvoltage duration is short. However, such a protection should be tried only after careful investigation of the power dissipation in the arrester.

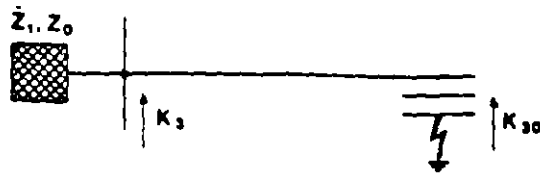


Figure 7. Configuration de base des défauts à la terre non utilisable pour des applications pratiques.

Figure 7. Basic configuration of earth faults.

K_3 = facteur de défaut à la terre (généralement) - earth fault factor (generally)

K_{30} = facteur de défaut à la terre (à l'endroit du défaut) - earth fault factor at fault location

Z_1 = impédance du réseau direct - impedance of positive sequence system

Z_0 = impédance du réseau homopolaire - impedance of zero sequence system

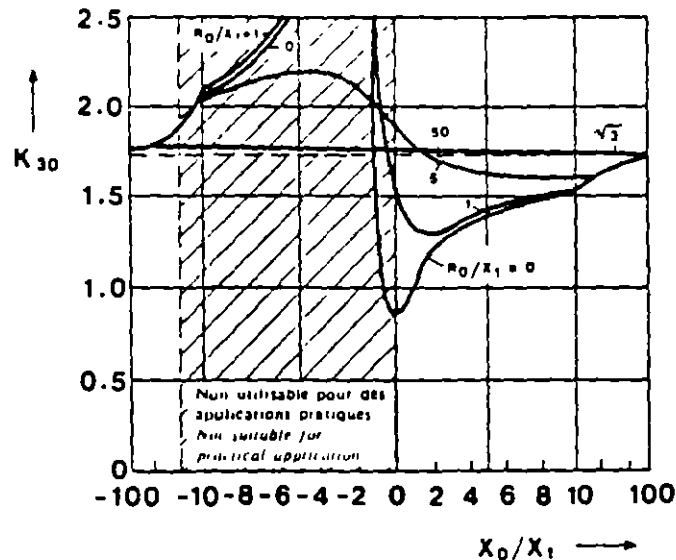


Figure 8. Facteur de surtension K_{30} à l'endroit du défaut $R_1/X_1 = 0$.

Figure 8. Overvoltage factor K_{30} at earth fault location $R_1/X_1 = 0$.

3.3 Earth faults

Single phase earth faults and two-phase faults to earth may create temporary overvoltage phase-to-earth in the healthy phases. Figure 7 shows the basic configuration.

If fault resistance is neglected, the temporary overvoltage in the healthy phases at the fault location can be calculated by :

Single phase earth faults :

$$K_{30} = \frac{1}{2} \left(\frac{3 \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1}{2 + \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1} \pm j\sqrt{3} \right) \quad (7)$$

Two phase faults to earth :

$$K_{30} = \frac{3 \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1}{1 + 2 \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1} \quad (8)$$

with $Z_1 = R_1 + j X_1$ = resistance and reactance of positive sequence systems

$Z_0 = R_0 + j X_0$ = resistance and reactance of zero sequence system

With the assumption of $R_0 = R_1 = 0$, which is valid for most of the systems with nominal system voltages of 110 kV and above, these formulae simplify to :

Single phase earth faults :

$$K_{30} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{1 + X_0/X_1 + (X_0/X_1)^2}}{2 + X_0/X_1} \quad (9)$$

Two phase faults to earth :

$$K_{30} = \frac{3 X_0/X_1}{1 + 2 X_0/X_1} \quad (10)$$

For these assumptions Figure 8 shows the values of K_3 versus the ratio X_0/X_1 with the parameters R_0/X_1 .

For the stress on the arrester the actual earth-fault factor K_3 at the arrester location instead of K_3 at the fault location is of interest. In directly earthed neutral systems it can be assumed that these two factors are equal. However, in systems with isolated or resonant earthed neutrals, particularly in long radial systems or only partly meshed systems, the earth-fault K_3 is highly dependent on the location of the earth-fault. At the far end of long radial lines values of K_3 higher than K_3 occur, especially for single phase earth-faults in the centre of the system [7, 8].

Typical values of K_3 and the duration of the overvoltages are :

Earthed systems [1] :

Meshed systems with high short-circuit power $K_3 = 1.0$ to 1.4

Long radial systems with low short-circuit power $K_3 = 1.0$ to 1.5

Partially or low impedance earthed neutral systems $K_3 = 1.4$ to 1.7

The duration of the overvoltages is usually less than 1 s.

Resonant earthed neutral systems :

Meshed systems $K_3 = 1.73$

Systems with long radial lines :
at fault location $K_3 = 1.73$ to 1.8
at locations distant from fault $K_3 = 1.73$ to 2.0

The duration of the overvoltages may be up to 8 hours, in extreme cases 1 to 2 days.

Isolated neutral systems :

Distribution systems with overhead lines and industrial systems with cables $K_3 = 1.73$ to 1.8

The duration of overvoltages is :

System with earth-fault clearing
Overhead line faults : about 1 to 2 s
Busbar faults : about 4 s

Systems without earth-fault clearing [4] : maximum 8 h

It has to be mentioned that even in earthed systems parts of the network where all neutral connections are isolated, may be separated from the remainder of the system for short periods, e.g. when switching-off a transformer with unearthed neutral on the high voltage side while the transformer remains energized from the low volt-

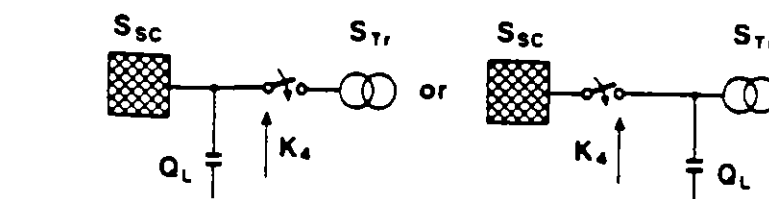


Figure 9. Configuration de base du phénomène de saturation durant la mise sous tension de gros transformateurs.

Figure 9. Basic configuration for saturation phenomena during energization of large transformers.

K_4 = facteur de surtension provoqué par un phénomène de saturation - overvoltage factor caused by saturation phenomena

S_{sc} = puissance de court-circuit du réseau - short circuit power of system

Q_L = charge capacitive - capacitive load

S_{Tr} = puissance assignée du transformateur - rated power of transformer

age side. Simultaneous earth faults in this "sub"-system then create temporary overvoltages of $K_3 = 1.73$. Therefore, automatic transformer neutral earthing or switching-off at the low voltage side should be provided for such transformers.

It has been adopted as usually correct to neglect the fault resistance. Taking into account the most unfavourable value of the fault resistance, the practical relevance of which has been doubted, earth-fault factors about 6% higher than those obtained with its neglect will be obtained in some cases for directly earthed neutral systems. In most cases, however, the most unfavourable fault resistance is close to zero and the earth-fault factors calculated with both assumptions are the same.

The source impedance of the overvoltage is small and the current through the arrester is only determined by itself.

3.4 Resonance effects

Resonance in systems may be caused by saturation phenomena or by coupled circuits with similar resonant frequencies.

3.4.1 Saturation phenomena

In systems with low resonant frequencies, i.e. systems with low short-circuit power S_{sc} and high capacitive loads Q_L such as cables or shunt capacitors, temporary overvoltages on all phases due to resonance effects may occur during energization of large transformers. The basic configurations are shown in Figure 9.

For the origin of such temporary overvoltages the ratio Q_L/S_{sc} must meet the following condition [3] :

$$\frac{Q_L}{S_{sc}} = \left(\frac{S_{Tr}}{S_{sc}} \cdot \frac{L_{Tr}}{L_s} \cdot u_k + 1 \right) \cdot \left(\frac{f_g}{f_r} \right)^2 \quad (11)$$

where

S_{Tr} = rated power of transformer

u_k = short circuit impedance of transformer in pu

L_g/L_{Tr} = ratio of inductance when fully saturated to short circuit impedance of the transformer

f_o = power frequency

f_r = frequency of higher harmonics created by transformer saturation

In principle resonance overvoltages with

$$K_4 = 2 \text{ to } 3$$

may be caused by transformer saturation up to harmonic frequencies of f/f_o about 7 . It is not always possible to limit these temporary overvoltages with metal oxide surge arresters as the effective source impedance can be comparatively low and the energy to be absorbed may exceed the arrester dissipation capability. More detailed studies as those presented in [3], however, meanwhile have shown that considerable stresses on surge arresters by such effects may only occur if the ratio

$$\frac{S_{Tr}}{S_{sc}} \cdot \frac{L_{Tr}}{L_s} \cdot u_k$$

is larger than 0.7 and if the harmonic frequency is not higher than about f/f_o

= 4 in cases of normal transformer saturation at voltages above about 1.2 pu and about $I/I_0 = 6$ in cases where transformer saturation is reached at very low voltages of about 1.05 pu as shown in [3].

This means that specific investigations on metal oxide surge arrester stresses by possible resonance conditions have to be carried out only if system data meet the following conditions :

- a) Ratio of transformer rated power S_{Tr} to short circuit power S_{SC} of the system

$$\frac{S_{Tr}}{S_{SC}} \geq 0.7 \frac{L_S}{L_{Tr}} u_k$$

with values of about

$$\frac{S_{Tr}}{S_{SC}} \geq 0.2 \quad \text{for step-down transformers } (L_S/L_{Tr} = 2.0 \text{ to } 2.5; u_k = 0.15)$$

$$\frac{S_{Tr}}{S_{SC}} \geq 0.1 \quad \text{for step-up transformers } (L_S/L_{Tr} = 1.0 \text{ to } 1.3; u_k = 0.15)$$

and

- b) Ratio of capacitive load Q_L to short circuit power S_{SC} of the system

$$\frac{Q_L}{S_{SC}} \geq 1.7 \left(\frac{I_0}{I_r} \right)^2$$

with about

$$\frac{Q_L}{S_{SC}} \geq 0.1 \quad \text{for full transformer saturation at about 1.2 pu voltage (normal case)}$$

$$\frac{Q_L}{S_{SC}} \geq 0.05 \quad \text{for full transformer saturation at very low voltage about 1.05 pu (transformers with large tap-changer ranges)}$$

The duration of stresses by such saturation phenomena is less than 0.5 s in most cases, but in extreme cases (if steady state conditions are reached) also some 10 s may be reached.

Similar saturation phenomena may also occur at fault clearing by reenergization of transformers. If more than one transformer will be reenergized, their rated powers have to be added and the sum to be used in formula 11.

A report dealing with detailed studies of transformer saturation phenomena, the temporary overvoltages involved and their effects on the arres-

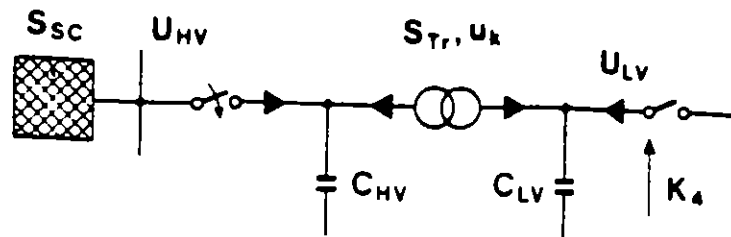


Figure 10. Configuration de base pour la résonance de circuits couplés.

Figure 10 Basic configuration for resonance of coupled circuits.

K_A = facteur de surtension côté BT - overvoltage factor of LV-side
 U_{HV}, U_{LV} = tension de service côtés HT et BT respectivement - operating voltage of HV-resp LV-side
 C_{HV}, C_{LV} = capacités des câbles côtés HT et BT respectivement - cable capacitances at HV-resp LV-side
 S_{SC} = puissance de court-circuit côté HT - short circuit power of HV-side
 S_{Tr} = puissance assignée du transformateur - rated power transformer
 u_k = impédance de court-circuit du transformateur en p.u. - short circuit impedance of transformer in pu

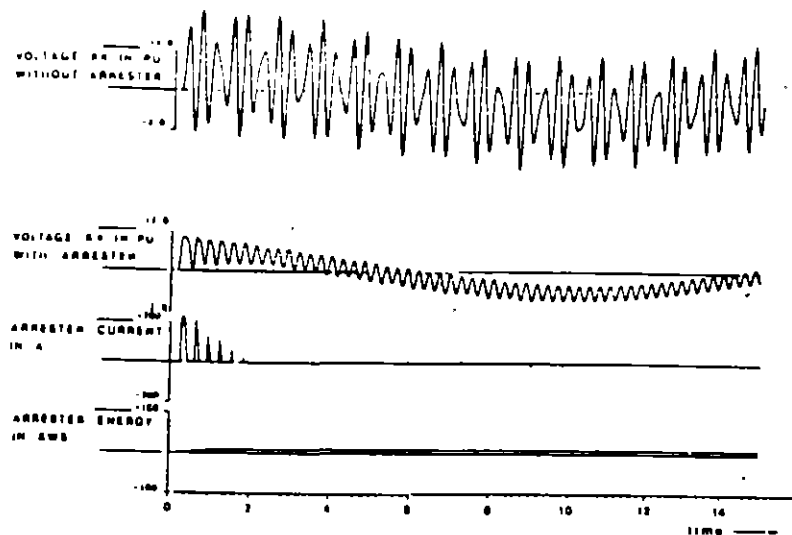


Figure 11. Exemple de surtension temporaire de résonance du côté BT après mise sous tension d'un transformateur (sans (a) et avec parafoudre (b)) dans le circuit représenté en Figure 10.

c : courant du parafoudre
d : absorption énergétique du parafoudre

Figure 11. Example of resonance temporary overvoltage on the LV side after energization of a transformer (without (a) and with surge arrester (b)) in the circuit shown in Figure 10

c : arrester current
d : arrester energy absorption

$U_{HV} = 230 \text{ kV}$ $C_{HV} = 0.2 \mu\text{F}$ $S_{SC} = 13 \text{ GVA}$ $u_k = 0.15 \text{ pu}$
 $U_{LV} = 115 \text{ kV}$ $C_{LV} = 0.08 \mu\text{F}$ $S_{Tr} = 200 \text{ MVA}$

ter energy is foreseen as part 4 of the sequence of reports (see Foreword).

3.4.2 Coupled circuits

Resonance effects are reported in reference [6] where the line oscillation resulting from energizing the overhead line on the high-voltage (HV) side of a transformer feeder circuit, is increased by near resonance with the transfor-

mer leakage inductance and capacitance on the low-voltage (LV) side. The resonant frequency of the latter combination is near to that of the overhead line.

Similar resonance conditions may occur if unloaded transformed are switched-on with cables connected to the high-voltage (HV) as well as on the low voltage side (LV). Under such

conditions, resonance effects may arise on the LV side. These resonances are caused by the coupling of two oscillating circuits with approximately the same resonant frequency. The principle is shown in Figure. 10.

Resonance can occur if the resonance frequency of the primary LC-circuit consisting of the capacitance C_{HV} of the cable at the HV-side and the short circuit inductance of the feeding network (given by S_{SC}) corresponds to the resonance frequency of the secondary LC-circuit consisting of the capacitance C_{LV} of the cable at the LV-side and the leakage inductance of the transformer (given by S_T and u_k).

Figure 11 shows an example of such resonance phenomena of coupled circuits. The upper trace shows the overvoltage on the LV-side without surge arrester. The second trace shows that a metal oxide surge arrester on the LV-side damps such overvoltages strongly. The lower traces show the relevant arrester current and the energy absorbed.

Although without arresters the overvoltage factors at the LV-side in case of coupled circuits without load may reach values of 3 to 5, metal oxide surge arresters reduce them to harmless values. The arresters would be stressed considerably by such events, only if the total capacitance at the unloaded LV-side would be at least some μF for 123-kV- and 145-kV-systems or some tens of μF for medium voltage systems. As such values are not usual for practical system configurations, the arrester stresses caused by such resonance phenomena of cou-

pled circuits can be disregarded and the arrester can be applied for their limitation.

4. SIMULTANEOUS EVENTS FOR TEMPORARY OVERVOLTAGES

If several reasons for temporary overvoltages coincide at the same time the total overvoltage factor will be equal to the product of the relevant single ones. *i.e.* if an earth-fault occurs immediately after a load rejection the total overvoltage factor referred to the actual power frequency phase-to-earth voltage just before these events will be equal to the product of K_1 for the load rejection factor and the earth-fault factor K_3 , which however, must be that one, applicable to the part of the system subjected to the load rejection overvoltage.

Also an earth-fault after energization of unloaded lines results into phase-earth overvoltages equal to the product of the two factors for the two events. The two factors must apply to the same location.

The consideration of an event consisting of three single events, such as an earth-fault after load rejection at the end of a long line would even result in a product of three single factors. However, besides the low probability of such events, the actual overvoltage factors will not be as high as the maximum values obtained for the single events.

The duration of temporary overvoltages caused by the combination of several reasons is composed of the duration of the relevant single compo-

nents. This may lead to a temporary overvoltage profile consisting of a high overvoltage factor during a short time and a lower one during a longer period of time.

5. REFERENCES

- [1] R. Eriksson : Temporary overvoltages in EHV systems. Aspects on system conditions and probability CIGRE report 33-13, 1986, Chapter 1.1
- [2] IEC TC 37 (Germany) 40 July 1981 : Proposal of the German National Committee in connection with Document 37 (Central Office) 30 : revision of Publication 99-1A
- [3] O. Völcker : Arrester stressing by temporary overvoltages with oscillation frequencies other than power frequency CIGRE report 33-13, 1986, Chapter 1.2
- [4] K.-H. Weck : Duration of temporary overvoltages in resonant earthed and isolated neutral systems. Document 33-85 (WG 06) 8 IWD
- [5] D. Povh, W. Schultz : Analysis of overvoltages caused by transformer magnetizing inrush currents. IEEE Trans. PAS 100 (1981), pp. 1355-1365
- [6] D. Boyle, K.F. Foreman : Summary of computer studies of switching overvoltages and surge arrester duty when energizing a 275 kV/132 kV transformer feeder circuit. Document 33-85 (WG 06) 9 IWD
- [7] A. Schei : Overvoltages during single line-to-earth faults in arc-suppression coil earthed system. Principle considerations. Document CIGRE SC 33-84 (WG 06) 2 IWD
- [8] A. Schei : Calculated overvoltages and surge arrester stresses during single line-to-earth faults in a 132 kV arc-suppression coil earthed network. Document CIGRE SC 33-84 (WG 06) 3 IWD

Metal oxide surge arresters in AC systems

Part VI : Selection of metal oxide surge arrester characteristics from the standards

L. STENSTROM

Working Group 06 of Study Committee 33

1. INTRODUCTION

Selecting a surge arrester for a specific application is a compromise between its protective levels, temporary overvoltage (TOV) capability and energy capability. Increasing the TOV capability, i.e. selecting a higher rated voltage increases the possibility of the arrester to survive system voltage stresses, but reduces the margin of protection provided by the arrester for a given insulation level. An arrester with a higher energy capability reduces the risk of failure but usually means increased costs.

The possibility to obtain an optimum combination depends on how well actual arrester stresses are known or can be estimated. The preceding chapters have dealt in detail with these stresses due to lightning, switching, temporary overvoltages and the actual continuous operating voltage. In this chapter, the stresses are thus assumed to be known.

An optimum selection also requires a detailed knowledge of arrester capabilities regarding TOV and energy as well as how the standards and manufacturer's data shall be interpreted and correlated to service stresses.

Necessarily therefore, a complete selection procedure will look rather complicated as illustrated in Figure 14.

Due to lack of accurate information on service conditions and/or use of high relative insulation levels and/or limited and acceptable consequences of an arrester failure it may not be useful or justified to adapt the full selection procedure. Figure 15 shows a simplified selection scheme which can be used under such circumstances and also points out when use of a more complex method is necessary.

In order to compare arresters of different types and makes based on energy and overvoltage capability, a classification system must also be available. Reference is made, therefore,

re, to the work carried out by IEC TC 37 from which a proposal for a new standard for metal oxide surge arresters will be distributed during 1990 as per the 6-month rule.

This part of the report will follow step by step the simplified selection procedure outlined in Figure 15 with emphasis laid on the selection of the continuous operating voltage, U_c , the rated voltage, U_r , and the energy capability. For each step also the more complete method according to Figure 14 will be commented on.

To make it easier to follow the discussion numbers are given in the Figures 14 and 15 referring to corresponding clauses in the text.

2. SELECTION OF THE CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE, COV OR U_c

U_c is by definition "The designated permissible r.m.s. value of power frequency voltage that may be applied continuously between the arrester terminals".

U_c for a metal oxide, MO, arrester is given by the manufacturer who has to consider ageing phenomena, possible non-uniform voltage distribution and energy stresses caused by lightning and switching surges as well as thermal stability.

The complete arrester with housing, internal components and possible grading ring must also be designed for the given U_c .

That a given U_c is relevant is proven in type tests, according to the standards, on prorated sections as well as on the complete arrester.

To make a distinction between actual applied crest voltage divided by $\sqrt{2}$ across the arrester terminals and U_c , the former will be designated U_{ca} .

U_c shall always be selected as higher than or equal to U_{ca} . To include the effect of harmonics when not

exactly known U_{ca} should be taken as the system voltage crest divided by $\sqrt{6}$ for normal phase-ground arresters. If the system voltage crest is not known, the highest voltage for equipment, U_m , should be used instead.

Normally U_m corresponds to the nominal system voltage plus 5-10%.

Normal service conditions are listed in the standard. Important conditions are the temperature range -40°C to $+40^{\circ}\text{C}$, frequency of the a.c. voltage 48 Hz-62 Hz and the presence or absence of heat sources near the arrester. If actual conditions are outside these limits, the manufacturer has to be consulted.

3. SELECTION OF RATED VOLTAGE, U_r , i.e. THE TOV CAPABILITY

When the required U_c for the MO arrester is determined the TOV combined with the energy from possible preceding transients will determine the rated voltage of the arrester.

By definition in the standard IEC 71-1 a temporary overvoltage is:

"An oscillatory phase-to-ground or phase-to-phase overvoltage at a given location of relatively long duration and which is undamped or only weakly damped. Temporary overvoltages usually originate from switching operations or faults (e.g. load rejection, single-phase faults) and/or from non-linearities (ferro-resonance effects, harmonics). They may be characterized by their amplitude, their oscillation frequencies, their total duration or their decrement".

According to this definition for the MO surge arrester all voltages higher than U_r are defined as TOV. The duration of TOV can be from a few cycles to several hours. In isolated or resonance earthed neutral systems a TOV can be maintained for as much as 24 hours or even longer.

For a detailed discussion on the origin of TOV and its typical amplitudes and durations, reference is made to Part 3 "Temporary overvoltages and their stresses on metal oxide surge arresters" of the report.

Rated voltage of a MO arrester specifies the overvoltage capability established in the operating duty tests. (The new IEC standard exists as a secretary paper as per the 6 month rule. "Rated voltage" is used here as it is defined in this coming standard.) Different arresters may have the same U_r but different rated voltages i.e. they are designed for the same system voltage but could meet different overvoltage requirements.

An arrester just fulfilling the (coming) IEC standard will have a TOV capability for 10 seconds equal to or greater than the rated voltage after being preheated to 60°C and dissipating a specified energy. The energy is defined by two subsequent line discharges of the relevant line discharge class: for 10 kA surge arresters of discharge classes 2 and 3 and for 20 kA arresters of discharge classes 4 and 5. For 5 kA arresters as well as for 10 kA arresters of discharge class 1 the energy is taken by one high current impulse. For 20 kA High Lightning Arresters the energy is taken by three high current impulses.

The energy absorbed by the arrester in these tests prior to the application of rated voltage should be stated by the manufacturer. A guide to find approximately the energy generated in the MO arrester depending on line discharge class and switching impulse residual voltage is given in Figure 6 taken from Ref [1].

3.1 Simplified procedure

Main reference is made to Part 3 to obtain overvoltage factors for different occurrences of TOV and type of systems. To cover most common system situations, however, the following selection of U_r is suggested:

Amplitude and duration of TOV known

For duration ≤ 10 s select $U_r \geq \text{TOV}$

For duration ≤ 100 s select $U_r \geq 1.05 \times \text{TOV}$

For duration < 2 h consult manufacturer's TOV curves

For duration > 2 h consider the TOV as continuous and select U_r equal to TOV

TOV not known

For directly earthed neutral systems:

Assume $\text{TOV} = 1.5 \text{ p.u.}$ ($1 \text{ p.u.} = U_m \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$) with a duration of 10 s and

select $U_r \geq \text{TOV}$. This will cover most cases including some combine effects of earth faults and load rejections due to the following reasons:

- The duration of earth faults is usually less than 1 s
- U_m is usually 5-10% higher than the normal operating voltage
- U_r is defined for 10 s and thus the 1 s TOV capability will be approximately 5% higher

For resonant earthed and isolated neutral systems:

Assume $\text{TOV} = 1.73 \text{ p.u.}$ ($1 \text{ p.u.} = U_m \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$)

For fault clearing time ≤ 10 s, select $U_r \geq \text{TOV}$

For fault clearing time ≤ 100 s, select $U_r \geq 1.05 \times \text{TOV}$

For fault clearing time < 2 h, consult manufacturer's TOV curves

For fault clearing times ≥ 2 h, consider the TOV as continuous and select U_r equal to the normal system operating voltage

For other systems consult Part 3. For resonant earthed systems with long radial lines special consideration must be taken. A computer study is recommended if arrester rated voltages $\geq 1.2 \times U_m$ is not acceptable from insulation co-ordination (protection level) point of view.

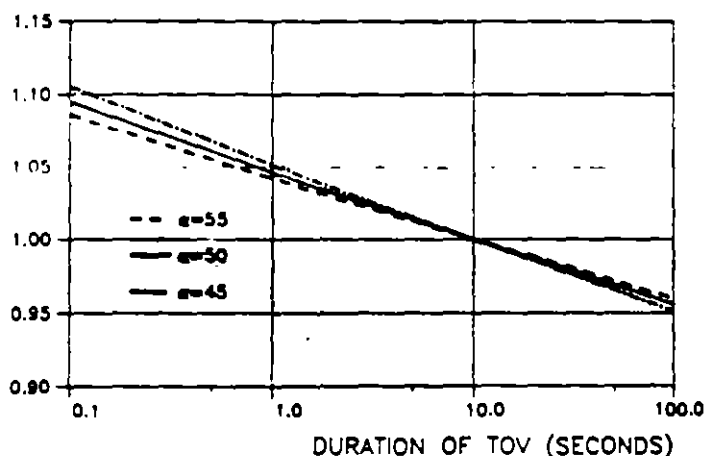
3.2 Complete procedure

To apply this method a detailed knowledge of magnitudes and durations of TOV is preferable. Furthermore, since the basic frequency of the TOV may differ considerably from the power frequency, two cases are considered — one with a TOV with a frequency of oscillation equal to or close to the power frequency and one with frequencies different from the power frequency.

3.2.1 Selection considering TOV with a frequency of oscillation equal to or close to the power frequency

By applying the 10-second overvoltage definition for rated voltage, it is possible to directly compare one point on a known TOV distribution curve with the arrester capability. As a first step in the selection procedure the rated voltage should be selected equal to or higher than the 10 second overvoltage, TOV_{10} . If TOV_{10} is not known but some other TOV with durations in the

PERMISSIBLE TOV IN p.u. OF THE 10 seconds (TOV_{10})
OVERVOLTAGE CAPABILITY



Permissible TOV in p.u. of the 10 seconds (TOV_{10})
overvoltage capability: TOV admissible en p.u.
du type surtensions de 10 secondes (TOV_{10})

Figure 1 Courbe des TOV possibles pour un parafoudre dépassant à peine les critères de la CIG

Figure 1 TOV capability curve for an arrester just passing the IEC criteria.

range 0.1-100 seconds is known Figure 1 can be used to approximately recalculate the known TOV to TOV_{10} .

Figure 1 is drawn based on the assumption of an arrester just fulfilling the IEC requirements of rated voltage.

Energy dissipated in the arrester during a sinusoidal TOV.

$$W = T \times K_1 \times u \times i$$

where

T = duration of TOV

K_1 = constant

u = voltage crest

i = current crest

Furthermore $i = K_2 \times u^\alpha$

With α equal to 50 which is quite reasonable for an arrester just passing the IEC test and for the current range of interest, the 10-second energy during TOV_{10} can be recalculated to any time and amplitude of TOV in the range 0.1-100 seconds by using the equation

$$TOV_T = TOV_{10} \times \left(\frac{10}{T} \right)^{\frac{1}{\alpha}}$$

Where

TOV_T = TOV with a duration of T seconds

T = duration in seconds

For longer times cooling, which depends on arrester design must be considered. The user must then consult manufacturers' catalogues.

Manufacturers' data may differ from this curve due to a different coefficient of nonlinearity (in Figure 1 curves for $\alpha = 45$ and $\alpha = 55$ are also shown), margin in rated voltage according to the IEC test etc. The final check must thus be done comparing known TOV with the manufacturer's curves which must have been established according to the same principles as used to verify the rated voltage according to the IEC test with the prior energy stated.

By using Figure 1, other known TOV can be checked and if necessary the selection of rated voltage reconsidered. In addition TOV of different amplitudes occurring at the same instant of fault can be recalculated and added to give an equivalent TOV of only one amplitude and one duration.

As an example consider Figure 2.

Firstly : Recalculate to one amplitude (in this case select e.g. 1.5 p.u.)

1.3 p.u. during 9 s corresponds to 1.5 p.u. in $(1.3/1.5)^{51} \times 9 = 0.006$ s

1.4 p.u. during 0.9 s corresponds to 1.5 p.u. in $(1.4/1.5)^{51} \times 0.9 = 0.03$ s

An equivalent TOV with amplitude 1.5 p.u. will thus have an approximate duration of $0.1 + 0.03 + 0.006 = 0.14$ s

Secondly : Recalculate to an equivalent 10 seconds overvoltage TOV_{10}

$$TOV_{10} = 1.5 \times \left(\frac{0.14}{10} \right)^{\frac{1}{51}} = 1.38 \text{ p.u.} = 335 \text{ kV eff}$$

Thirdly : Select a standard arrester rated voltage next higher to 335 kV rms or an arrester with 10-second TOV capability greater than or equal to 335 kV rms.

After the preliminary selection of rated voltage possible energy dissipation prior to TOV must be considered. To estimate the energy a preliminary selection of the protective level must also be done since energy dissipation due to switching and lightning overvoltages is a function of the protective level of the arrester as shown by Figures 6 to 9. By knowing the minimum rated voltage (TOV_{10}) and the energy requirement manufacturers' catalogues can be consulted for the final selection of arrester rated voltage and also for checking of the specific TOV capability.

3.2.1.1 Effect of short-circuit impedance

Before the final choice is made it may be worthwhile to consider the short-circuit impedance seen from the MO arrester during a TOV. Figure 1 is established by assuming an infinite short-circuit power of the voltage supply. For very high TOV compared with the rated voltage of the MO arrester and for a limited short-circuit power the arrester may limit the open-circuit overvoltage, i.e. the prospective TOV,

considerably and much less energy than expected will be dissipated in the arrester. The curve according to Figure 1 will thus be very conservative.

By using the simplified circuit of Figure 3 the actual energy dissipated during TOV can be estimated.

In Figure 4 the result from a calculation using the circuit in Figure 3 and with an assumed MO characteristics according to Table 1 is given. The short-circuit impedance is assumed to be pure inductive.

As seen from Figure 4 a MO arrester can withstand approximately a 10-times longer TOV at 1.3 p.u. if the prospective short-circuit current is reduced from 40 to 0.5 kA rms. On the other hand the arrester current is too low at 1.1 p.u. to affect the prospective overvoltage even at only 0.5 kA rms in short-circuit current.

3.2.2 Selection considering TOV with a frequency different from power frequency

Generally the origins of TOV with frequencies different from power frequency, i.e. harmonics, are resonant conditions which shall be avoided in the design of the system. Usually such TOV occur only in special cases and therefore should not be considered when selecting the rated voltage of an arrester. In Part 4 "Stresses in metal oxide surge arresters due to temporary harmonic overvoltages" the problem has been dealt with in detail. Here therefore, only a short principal discussion will be presented and the arresters are not assumed to be installed to limit harmonic overvoltages.

Below the "knee-point" of the voltage-current characteristics of a MO arrester the power losses depend on temperature as well as on the frequency of the voltage applied.

However, an arrester designed to pass the IEC tests just fulfilling the requirement of rated voltage applied

TABLEAU I / TABLE I

Tension en p.u. de la tension nominale Voltage in p.u. of rated voltage	Crête de courant A Current A peak	Coefficient de non-linéarité α dans l'équation $i = k \times u^\alpha$ Coefficient of non-linearity α in the equation $i = k \times u^\alpha$
1.0	8.5×10^{-3}	50
1.1	1.	50
1.2	77.5	50 30
1.3	855.	30

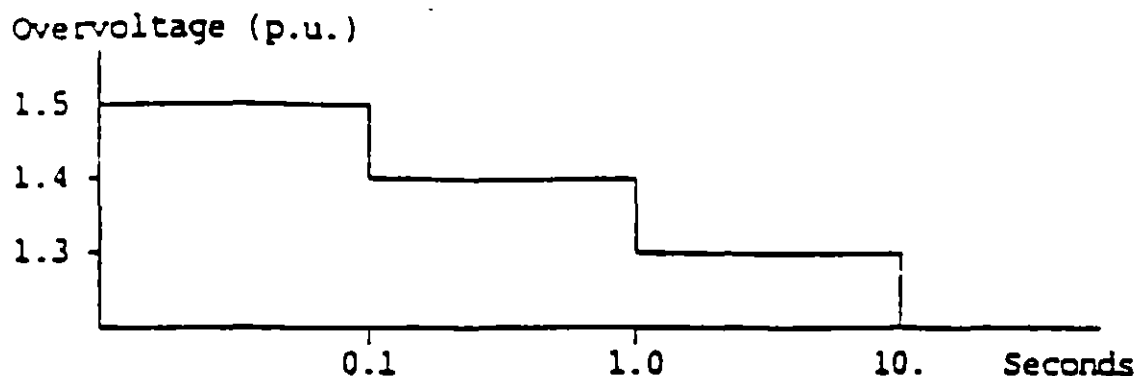


Figure 2. Exemple de profil de surtension pour un réseau de 420 kV ($1 \text{ p.u.} = 420 \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$).

Figure 2. Example of overvoltage profile for a 420 kV system ($1 \text{ p.u.} = 420 \sqrt{2}/\sqrt{3}$).

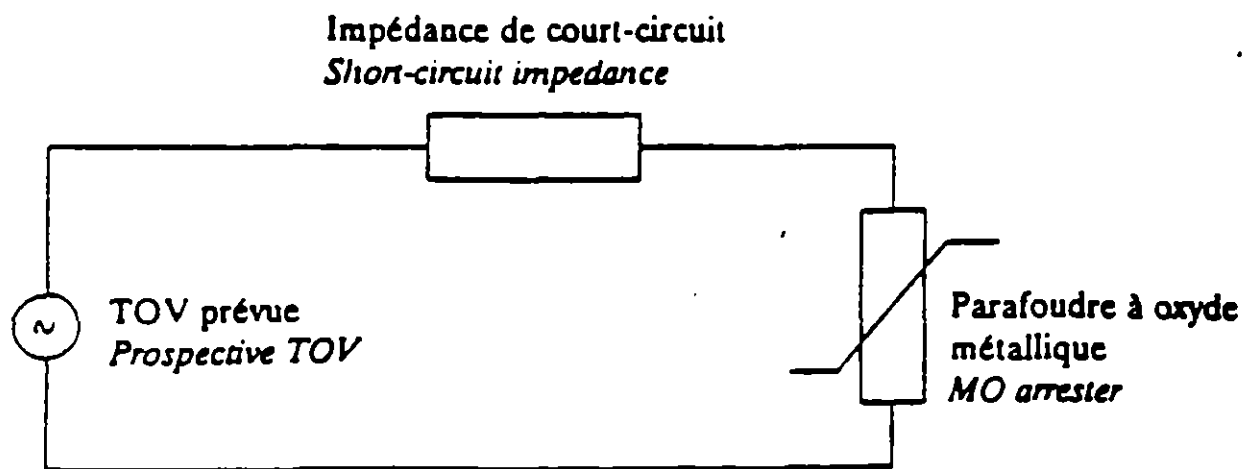


Figure 3. Circuit permettant d'estimer l'énergie du parafoudre à oxyde métallique pendant la TOV.

Figure 3. Circuit to estimate MO arrester energy during TOV.

during 10 seconds will most probably have the rated voltage defined above the "knee-point" of the characteristics.

The conduction mechanism is different in the region above the "knee-point" compared with the leakage current region and independent of temperature and frequency.

For a TOV higher than the 10 second overvoltage capability for the rated voltage according to IEC it can be assumed therefore that the ratio between the energies W_1 and W_2 absorbed during one half cycle at the frequencies f_1 and f_2 is

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{f_2}{f_1} = \frac{t_1}{t_2}$$

for the same voltage amplitude, where t is the duration of one half cycle.

The consequence of this is that for the same voltage amplitude the arrester capability is the same in seconds independent of frequency if the duration is less than 10 s i.e. the TOV must be above the rated voltage according to the assumptions made.

By applying the simplified method outlined in clause 3.2.1 and using the ratio between energies at different frequencies an equivalent 10 s overvoltage TOV_{10} at power frequency can be determined on which to base the selection of U_n .

As an example consider a TOV according to Figure 5.

In Table II the TOV is evaluated and recalculated to one equivalent TOV at 50 Hz with one amplitude (1.5 p.u.) and one duration (15.3 ms).

The equivalent 10 s overvoltage (TOV_{10}) is then determined as:

$$TOV_{10} = 1.5 \times \left(\frac{0.0153}{10} \right)^{\frac{1}{2}} = 1.32 \text{ p.u.}$$

A standard arrester rated voltage equal to or higher than 1.32 p.u. should be selected. (Or an arrester with 10 s TOV capability of 1.32 p.u.)

3.2.2.1 Effect of the short-circuit impedance for harmonic TOV

Assuming a pure inductive source for harmonic TOV will result in a figure equivalent to Figure 4 but due to the higher frequency the effect of the source impedance will be even more pronounced.

ENERGIE RELATIVE ABSORBEE (%)
RELATIVE ENERGY ABSORBED (%)

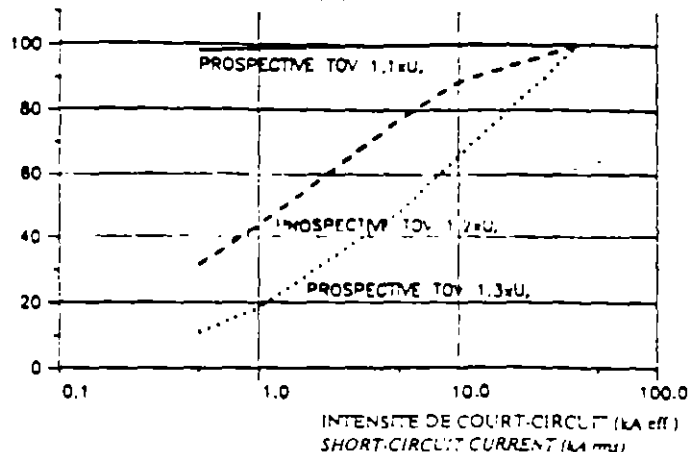


Figure 4. Effet de l'impédance de court-circuit de la source (Fréquence 50 Hz) sur l'énergie dissipée du parafoudre

Figure 4. Effect of the short-circuit impedance of the source (Frequency 50 Hz) on arrester dissipated energy

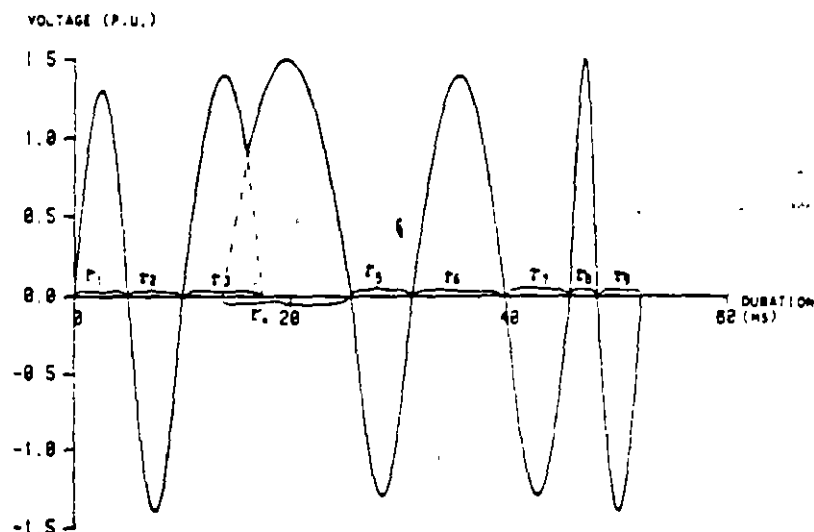


Figure 5. Exemple de TOV comprenant plusieurs fréquences différentes de la fréquence industrielle. La TOV ne doit pas être prise comme réalisée et n'est utilisée que comme exemple pour la procédure.

Figure 5. Example of TOV comprising several frequencies different from power frequency. The TOV shall not be seen as realistic and is only used to exemplify the procedure.

However, when conditions for resonance exist, the equivalent scheme for the source impedance usually is much more complex than can be modelled by a simple inductive source. This is discussed in detail in Part 4.

4. SELECTION OF THE NOMINAL DISCHARGE CURRENT

The same recommendations as for the old type of arresters with gaps are valid i.e.:

For systems with $U_m \leq 52 \text{ kV}$ use a nominal discharge current, $I_n = 5-10 \text{ kA}$.

For systems with $U_m \leq 300 \text{ kV}$ use $I_n = 10 \text{ kA}$.

For systems with $U_m > 300 \text{ kV}$ use $I_n = 10-20 \text{ kA}$.

5. INSULATION CO-ORDINATION-SELECTION OF PROTECTION LEVEL

An insulation co-ordination has to be carried out. The most important:

SPECIFIC ENERGY kJ/kV (U_0)

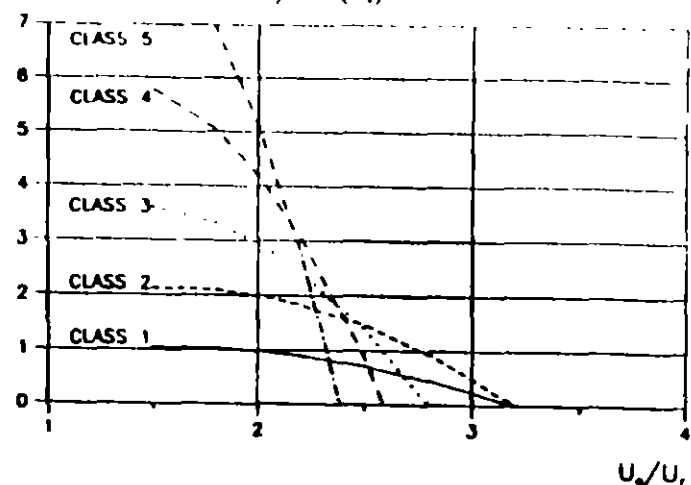


Figure 6. Energie spécifique en kJ/U, en fonction du rapport de la tension résiduelle du choc de manœuvre, U_0 , sur U_1 . Paramètre : classe d'amorçage de ligne

Figure 6. Specific energy in kJ/U, dependent on the ratio switching impulse residual voltage, U_0 , to U_1 . Parameter: Line discharge class.

SPECIFIC ENERGY kJ/kV (U_0)

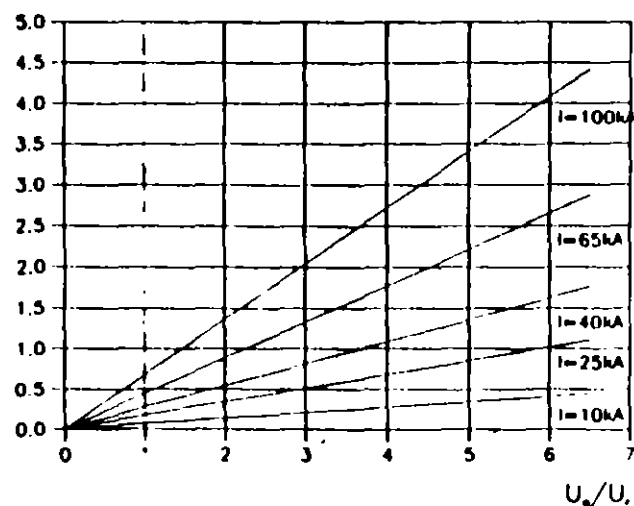


Figure 7 Energie spécifique en kJ/U, en fonction du niveau de protection en kV/U, pour des chocs de courant de 4 10 μ s. Remarque : le niveau de protection est valable à l'amplitude réelle du courant et non à un courant nominal

Figure 7 Specific energy in kJ/U, dependent on the protective level in kV/U, for 4 10 μ s current impulse. Note: The protective level is valid at the actual current amplitude not at a nominal current

TABLEAU I / TABLE II

Overvoltage p.u.	Duration t_1-t_9 ms	Duration of equivalent 50 Hz TOV giving the same energy ms	Duration of equivalent TOV with amplitude 1.5 p.u. giving the same energy ms
1.3	5.0	5.0	0.0034
1.4	5.0	5.0	0.148
1.4	7.5	7.5	0.222
1.5	12.0	12.0	12.
1.3	5.5	5.5	0.0037
1.4	8.5	8.5	0.252
1.3	6.0	6.0	0.004
1.5	2.5	2.5	2.5
1.4	4.0	4.0	0.119
			15.3 ms

Duration of equivalent 50 Hz TOV giving the same energy ms

Duree de la TOV 50 Hz equivalente donnant la même energie en ms

Duration of equivalent TOV with amplitude 1.5 p.u. giving the same energy ms

Duree de la TOV equivalente avec amplitude de 1.5 p.u. donnant la même energie en ms

TABLE III Line discharge classes and virtual duration of current impulse (rectangular current) as per IEC

Line discharge class as per IEC	Virtual duration of peak (μ s)
1	2000
2	2000
3	2400
4	2800
5	3200

parameters involved in this process are

- Prospective amplitude and steepness of overvoltage
- Distance between the arrester and protected objects
- Insulation level, surge impedance and/or capacitance of protected object
- Design safety margin for station and equipment insulation (typically 20% as given by IEC 71-1-1976)
- Acceptable risk, i.e. the importance of the station
- Number and positioning of arresters

Further information is obtained in Part 5 "Protection performance of metal oxide surge arresters" and from IEC 71-1, 71-2 and 71-3.

6 SELECTION OF ENERGY CAPABILITY

6.1 Energies associated with standard tests

According to the coming IEC standard as well as the ANSI/IEEE standard for MO arresters the arresters or arrester sections shall be subjected to a number of tests including current impulses from a few microseconds to milliseconds with amplitudes from 100 kA to a few hundreds of amperes depending on arrester type. The energies absorbed in these tests are considerably dependent on the protective level of the arrester.

In Figures 6 to 9 specific energies absorbed in the most common standard tests are shown. The energies are given in kJ/U_r as a function of the arrester protective level in kV/U_r .

Figure 6 is taken from Ref [1] and gives the energies associated with the line discharge classes as per IEC.

Figures 7 to 9 are representative for the standard current tests with impulses of 4/10 μs , 8/20 μs and 30/80 μs respectively.

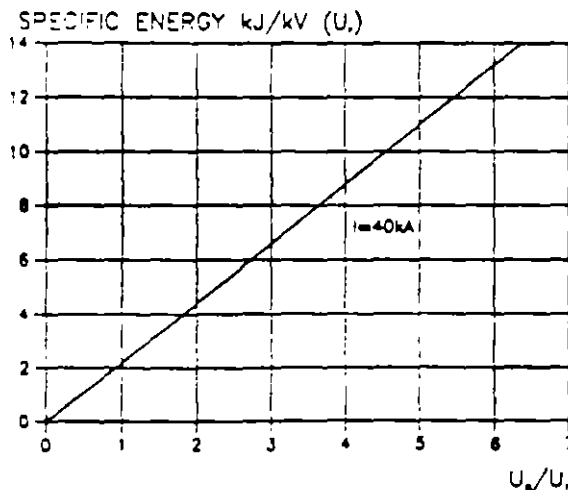


Figure 9. Energie spécifique en kJ/U_r , en fonction du niveau de protection en kV/U_r , pour des chocs de courant de 30/80 μs . Remarque: le niveau de protection est pris à 40 kA.

Figure 9. Specific energy in kJ/U_r , dependent on the protective level in kV/U_r , for 30/80 μs current impulses. Note: The protective level is taken at 40 kA.

SPECIFIC ENERGY kJ/kV (U_r)

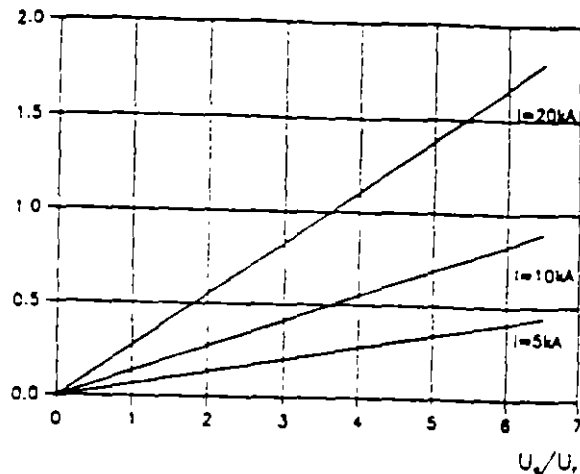


Figure 8. Energie spécifique en kJ/U_r , en fonction du niveau de protection en kV/U_r , pour des chocs de courant de 8/20 μs . Paramètre: l'amplitude du courant. Remarque: le niveau de protection est valable du courant réel et non à un courant nominal.

Figure 8. Specific energy in kJ/U_r , dependent on the protective level in kV/U_r for 8/20 μs current impulses. Parameter: Current amplitude. Note: the protective level is valid at actual current, not at a nominal current.

The energies have for all cases been calculated by assuming the voltage to be constant during the discharge and the current is taken as a pure sine wave with a minimum time to half value on the tail according to given tolerances in the standard.

6.2 Arrester energies resulting from switching of transmission lines

Switching-in against a trapped charge on a transmission line is generally considered to be the decisive case for an arrester installed at the open far end of the line. Calculated arrester energies should preferably be compared with the energies absorbed in the line discharge test.

An energy selection procedure firstly assumes that the decisive energy stress as a function of arrester protective level is calculated or estimated by any suitable method. (In Ref [3] typical figures are found) secondly a preliminary choice of arrester rated voltage, protective level as well as current and line discharge class is made and the relative protective level in kV per kV arrester rated voltage is determined.

Thirdly the energy is compared with energies absorbed in the line discharge classes according to Figure 6 and a suitable class is chosen which meets the requirements. Protective level

and/or rated voltage may be reconsidered.

6.2.1 Complete procedure

Several manufacturer have presented curves that show that the energy capability of the MO blocks is a function of current amplitude and duration of the impulse i.e. the arrester energy capability increases with increasing energy injection time.

The selection procedure may therefore be refined if the actual discharge duration and waveshape of current are taken into account which of course assumes a very good knowledge of actual stresses.

Furthermore the IEC line discharge test comprises repeated discharges and the thermal stability of the arrester has to be verified for two consecutive discharges with 50 to 60 seconds between them. For single operations usually an arrester can withstand a higher energy than determined by one line discharge as per Figure 6. This "single energy capability" is normally given by the manufacturer with different limits for different manufacturers regarding impulse duration and/or current amplitude. As the probability also is very low that breaker closing occurs at maximum unfavourable instant regarding arrester energy twice within one minute, it may be too conservative to design for two consecutive discharges.

The actual arrester current resulting from transmission line switching does not look like a square wave as in the standard tests. The duration of the discharge may also differ from what is prescribed (Table III).

In order to compare with the standard tests, actual stresses can be recalculated to stresses obtained in standard tests.

If no information is available from a manufacturer it can be assumed that the energy capability follows an equation of the form:

$$W = W_0 \times \left(\frac{T}{T_0} \right)^n \quad (1)$$

Where

W_0 = energy capability for a square current wave of duration T_0

W = energy capability for a square current wave of duration T

The exponent n may be different for different manufacturers. The tests in

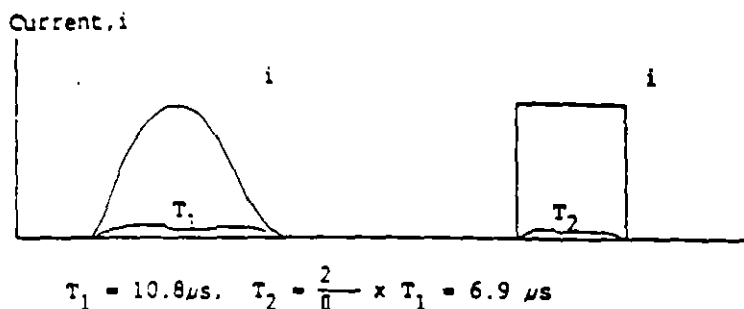


Figure 10. Recalcul d'une onde sinusoïdale 4/10 μs par rapport à une onde de courant carrée équivalente. (On part de l'hypothèse d'un temps minimal pour requirre la valeur de moitié conformément aux tolérances figurant dans la norme).

Figure 10. Recalculation of a sine wave 4/10 μs to an equivalent square current wave (A minimum time to half-value according to given tolerances in the standard is assumed).

present IEC or other standards do not permit the accurately establishment of a conservative value of n . As the influence of the time T on the energy capability is not negligible, procedures and verifying tests are necessary for the future. An exponent, which can be used based on existing tests can be determined from arrester line discharge class and high current impulse test. The 8/20 μs current impulse gives, according to Figure 8, usually less energy and therefore is not used.

As the equation (1) is based on square current waves the high current impulse with waveshape 4/10 μs is first recalculated to an equivalent square current as shown by Figure 10.

For an arrester fulfilling line discharge class 4 and passing the high current test at 100 kA absorbing the energies 4.2 kJ/kV and 2.2 kJ/kV respectively n is determined as:

$$n = \frac{\ln(W/W_0)}{\ln(T/T_0)} = \frac{\ln(2.2/4.2)}{\ln(6.9/2800)} = 0.11$$

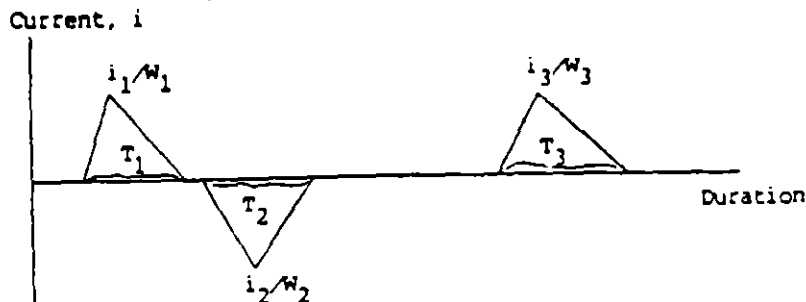


Figure 11. Exemple de cycle de surtensions de manœuvre calculé (forme d'onde de courant triangulaire).

Figure 11. Example of calculated switching surge duty (triangular current wave shape).

The procedure is not quite accurate since higher protective level gives higher energies in the high current test. Even if the opposite is true, therefore, an arrester withstanding a higher energy than another type in the line discharge test seems to withstand a lower energy at the high current test. On the other hand the line discharge test includes 18 discharges but the high current test is limited to only two impulses. The decisive case therefore should have a low probability of occurrence.

The reported values of n for a comparison on energy withstand capability made with the same number of impulses applied at different impulse durations are in the order 0.2-0.4.

Moreover, it is better to use the obtained exponent based on existing standard tests than a value of zero.

Knowing the coefficient and constants in the equation (1) any impulse can be recalculated to an equivalent square current wave of known duration.

As an example assume that a preliminary energy estimation has indicated the need for a class 3 arrester. A more detailed calculation has revealed a switching surge duty according to Figure 11.

The switching event thus has resulted in three current impulses of approximately triangular shape through the arrester with energy content and duration of W_1 to W_3 and T_1 to T_3 respectively.

By using equation 1, the energy stress imposed on the arrester can be recalculated to a class 3 line discharge test with a virtual duration of 2400 μ s and energy requirement W' :

$W' =$

$$W' = \left(\frac{2400}{T_1 \times 0.5} \right)^2 \times W_1 + \left(\frac{2400}{T_2 \times 0.5} \right)^2 \times W_2 + \left(\frac{2400}{T_3 \times 0.5} \right)^2 \times W_3$$

to be compared with energies shown in Figure 6 for line discharge class 3.

The procedure is quite accurate when recalculating one single impulse. (By adding the energy from several impulses like in this example a conservative value is obtained.) If the energy W' is higher than given by Figure 6 for the chosen protective level the rated voltage and/or protective level may be reconsidered or the comparison repeated for the next higher line discharge class.

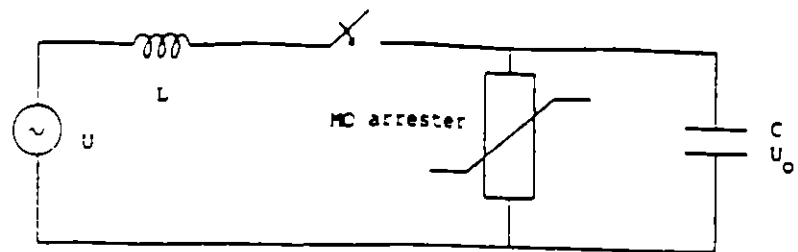
6.3 Arrester energies caused by lightning

Knowing the energy stress as a function of protective level (Ref [3]) and with a preliminary choice of rated voltage and protective level the stress can be compared with absorbed energies in standard tests given in Figures 6 to 9.

A parameter which not has to be forgotten when selecting the energy capability is the experience from SiC arresters. For lightning there is no major difference between expected stresses caused by lightning for SiC arresters and MO arresters. Experience with a certain current class SiC arrester therefore can be a good base for selecting the same current class for a MO arrester.

6.3.1 Complete procedure

Actual current amplitudes and waveforms usually differ considerably from what are obtained in standard tests (Ref [1]).



U = tension maximale entre phases ou entre phase et terre en fonction de la mise à la terre du neutre d'une batterie de condensateurs

L = inductance du réseau d'alimentation soit pour une valeur monophasée soit pour deux phases en série

C = Capacité entre phases ou entre phase et terre en fonction de la mise à la terre du neutre de la batterie de condensateurs

U_0 = charge piégée dans le condensateur

U = max phase-to-phase or phase-to-ground voltage depending on neutral grounding of capacitor bank

L = inductance of supply network either for one-phase value or for two phases in series

C = capacitance phase-to-phase or phase-to-ground depending on neutral grounding of capacitor bank

U_0 = trapped charge in the capacitor

Figure 12 Circuit de principe prenant en considération les contraintes d'un parafoudre dues à la commutation de condensateurs

Figure 12 Principle circuit to consider arrester stresses due to capacitor switching.

Decisive energies from lightning may be expected with much longer duration of the impulses than given by the standard 4/10 μ s and 8/20 μ s current impulses. If the expected energies in such cases exceed the values given in Figures 6 to 9 the same procedure as described in Clause 6.1 can be undertaken to recalculate to an equivalent stress at some line discharge class or at the high current test.

6.4 Capacitor Switching (complete procedure)

Switching of capacitor banks can impose heavy duties on surge arresters especially if the decisive case takes into account single or two-phase restrikes of the breaker.

In accordance with Clauses 6.2 and 6.3 (complete procedure) a guidance to select a suitable arrester can be obtained by applying the method of recalculating the energy stress to an equivalent stress at some standard test procedure.

Figure 12 shows a principle circuit to estimate arrester stresses due to capacitor switching.

The inductance and capacitance in Figure 12 represent either a two-phase or a single phase situation and the "arrester" consists of either two phase-to-ground arresters in series or one single phase-to-ground arrester.

A preliminary choice of protective level and rated voltage as well as line discharge class and high current withstand capability is made.

The arrester energy W_1 is then estimated or calculated by any suitable method.

The duration T_1 of the current through the arrester is determined by L and C to approximately $T_1 = \pi \sqrt{LC}$.

Recalculated to an equivalent square current wave with duration T_2 this gives $T_2 = 2\pi \times T_1$ and compared with a line discharge class with virtual duration T_0 the required energy capability W' will be:

$$W' = W_1 \times (T_0/T_2)^n \\ = W_1 \times (T_0/(T_1 \times 2/\pi))^n$$

which should be compared with the energies given for different line discharge classes in Figure 6.

If necessary the preliminary selection of protective level, arrester rated voltage and energy capability is reconsidered.

6.5 Summary of selection of energy capability (complete procedure)

The procedure of selecting a MO arrester based on estimated energy stresses and standard test data is summarized in Figure 13.

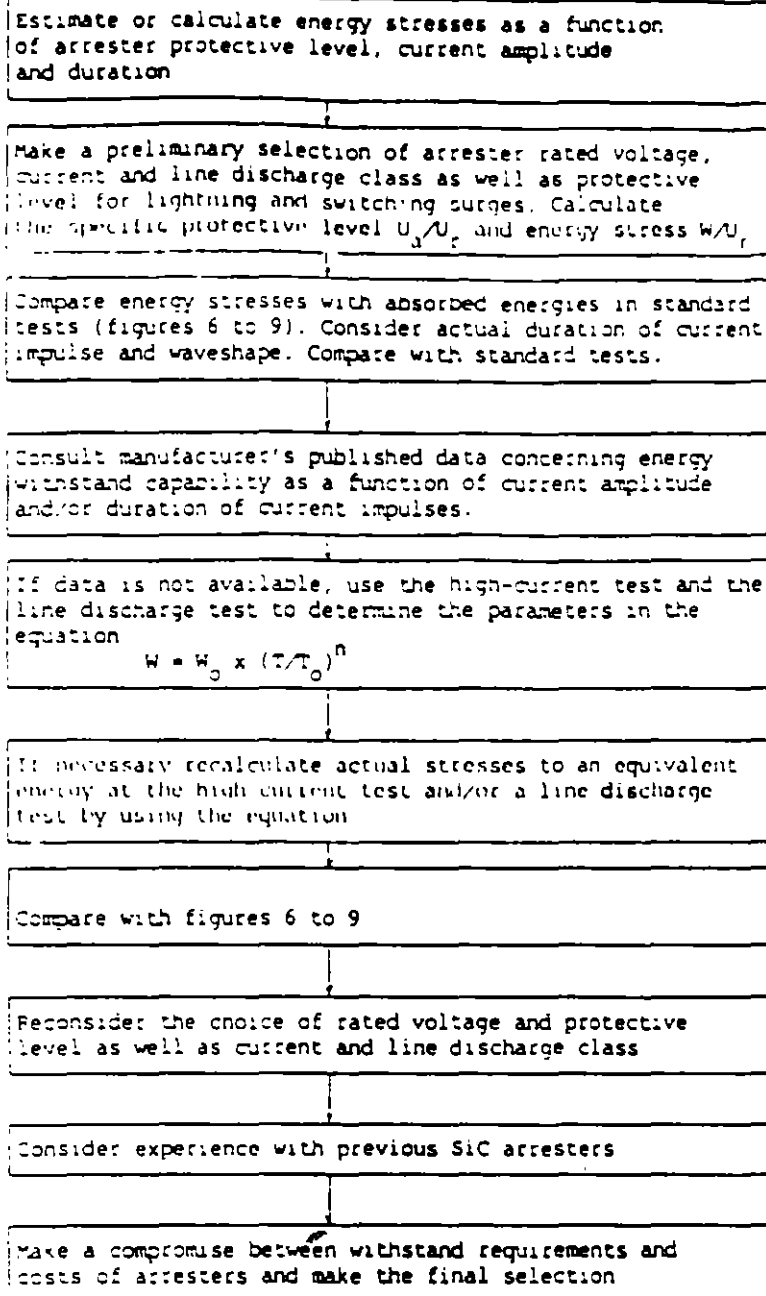


Figure 13 Selection procedure, energy capability.

7. POLLUTION (COMPLETE PROCEDURE)

The possible effects on MO arresters caused by pollution are listed and dealt with in Part 2 "Performance of metal oxide surge arresters under operating voltage".

The heating of the MO blocks which may occur under conditions of external pollution and is mentioned in Part 2 is due to the transient nonlinear grading of the arrester by the polluted conductive surface. For a given pollution level

the performance of the arrester will thus be improved if the arrester is able to withstand a higher degree and/or longer duration of nonuniform voltage distribution. This can be considered in the selection procedure by selecting higher TOV capability for the same U_{ca} i.e. higher rated voltage. Also an improved pollution performance may be obtained by a higher energy capability since this usually means bigger block volume and thus a lower temperature increase for the same energy absorbed.

All operating duty tests according to the standard start with a preheating of the test sections to 60°C which is some weighted average that shall cover the influence of ambient temperature, solar radiation and to some extent pollution.

If the mean temperature of the MO blocks during a pollution test, which by comparative field tests is found to be relevant, increases above 60°C this gives a more severe situation for the arrester than according to the standard if during polluted conditions also the arrester is expected to dissipate maximum energy followed by the decisive TOV. It must then be checked by the manufacturer if the arrester can withstand an operating duty test with increased preheating. A higher rated voltage, for the same arrester type, may be necessary. This may reduce the temperature reached during polluted service conditions and the ability to withstand TOV combined with energy dissipation at elevated temperature will be improved.

Other design dependent parameters which improve the pollution performance for a given pollution level are e.g.:

- Lower leakage currents on the external surface i.e. for porcelain housings longer creepage distance
- Better heat transfer
- Lower power losses at U_{ca} .

8. FINAL SELECTION

When the simplified selection procedure results in certain combinations of arrester rated voltage, protective level and energy capability, it is recommended to reconsider the selection or to go to the more complete scheme.

For instance when a combination is obtained which requires a relatively high rated voltage with a relatively low protective level in ratios of the rated voltage and the energy demand is low a more optimum choice of arrester may be found if the TOV and arrester overvoltage capability are more carefully checked.

Furthermore, if the TOV requirements result in a relatively low rated voltage for which "high" protective levels are sufficient but the energy requirements are high a selection of a higher rated voltage may lead to that a less qualified and thus cheaper arrester can be used.

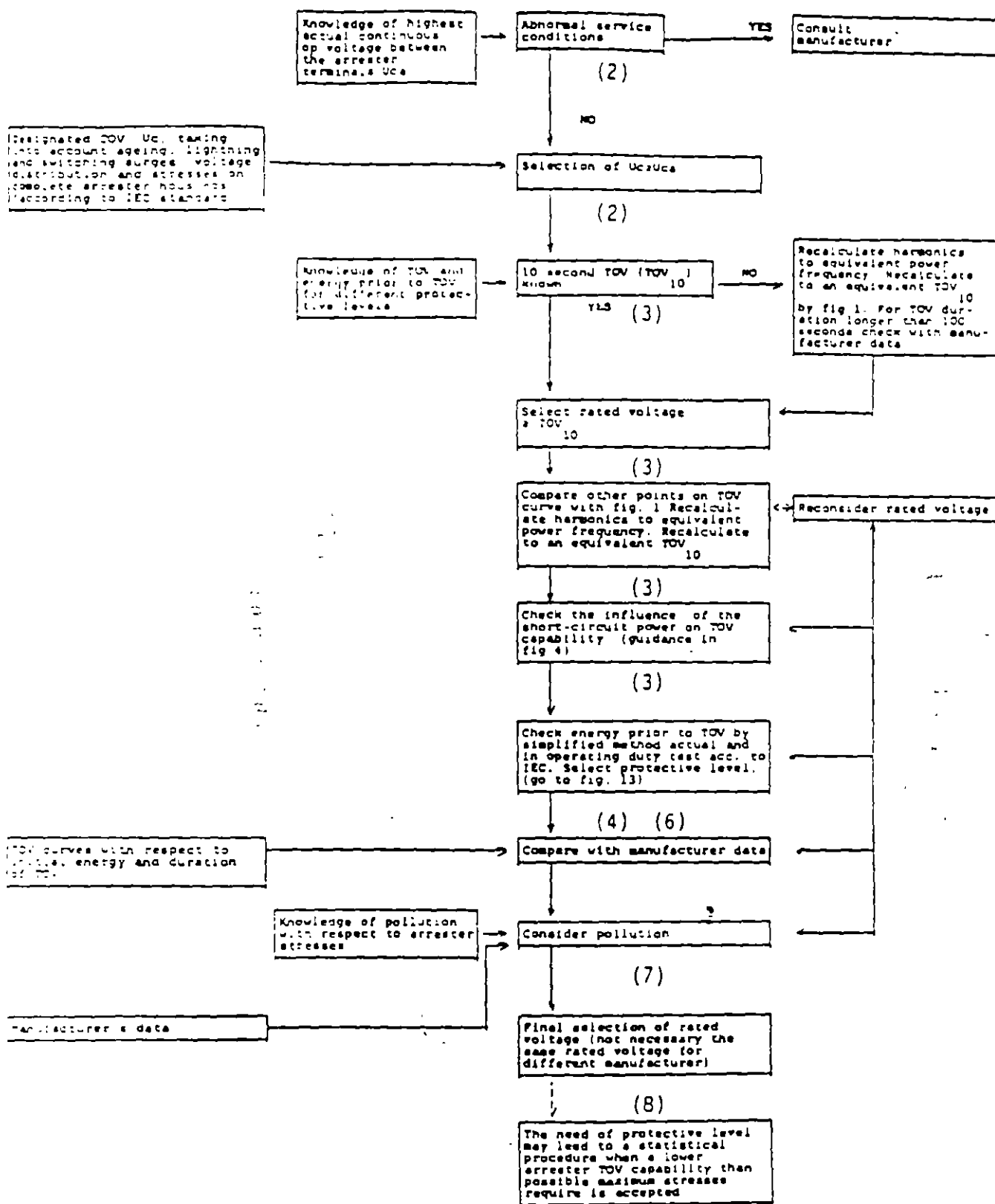
Manufacturer
(Supplier)User
(Needs)

Figure 14. Complete selection procedure (Numbers refer to corresponding clause numbers in the text)

MAX. peak COV. Uca
Tape 12 system voltage
area 6

Determine TOV, amplitude and
duration.
For "common" cases see clause 3.1.
(Generally consult Part 3 of
the report)

Consult catalogues

Go to more complete
scheme (fig. 14)

No
(150 01)

Yes

Go to the more complete
scheme (fig. 14)

No
(150 01)

Select U_c & U_{ca} (2)

Select U_r depending on TOV (3)

Consider the insulation
withstand

Select nominal discharge
current (4)

Insulation co-ordination
Protective level
acceptable? (5)

Estimate energy requirements for
switching and lightning with
respect to the protective level (6)

For 10/20 kA arresters select a
relevant line discharge class

For 5 kA arresters consider the high
current withstand capability and the
nominal current

Arrester selection acceptable? (8)

Yes

Figure 15 Simplified selection procedure (Numbers refer to corresponding clause numbers in the text).

REFERENCES

- [1] K.H. Weck. Stresses on metal-oxide arresters by overvoltages CIGRE 33-85 (SC) S 1.4 IWD Colloquium 1985 in Budapest
- [2] A. Schel. Bases for stresses and test requirements on metal oxide surge arresters without gaps proposed by IEC TC 37 WG 4 CIGRE 33-85 (SC) S 1.1 IWD Colloquium in Budapest
- [3] A. Schel and A. Ekström. Stresses on metal oxide surge arresters in HVAC and HVDC systems by temporary and transient overvoltages and related tests. CIGRE paper 33-13, 1986

Insulation may be classified into two broad categories: external and internal insulation. External insulation is comprised of air and/or porcelain, etc., such as conductor to tower clearances of transmission lines or bus supports. If the potential caused by lightning exceeds the strength of insulation, a flashover or puncture occurs. Flashover of external insulation generally does not cause damage to equipment. The insulation is "self-restoring". At the worst a relatively short outage follows to allow replacement of a cheap string of damaged insulation. Internal insulation most frequently consists of paper, oil or other synthetic insulation which insulates h.v. conductors from ground in expensive equipment such as transformers, generators, reactors, capacitors, circuit-breakers, etc. Failure of internal insulation causes much longer outages. If power arc follows damage to equipment it may be disastrous and lead to very costly replacements.

The system's insulation has to be designed to withstand lightning voltages and be tested in laboratories prior to commissioning.

Exhaustive measurements of lightning currents and voltages and long experience has formed the basis for establishing and accepting what is

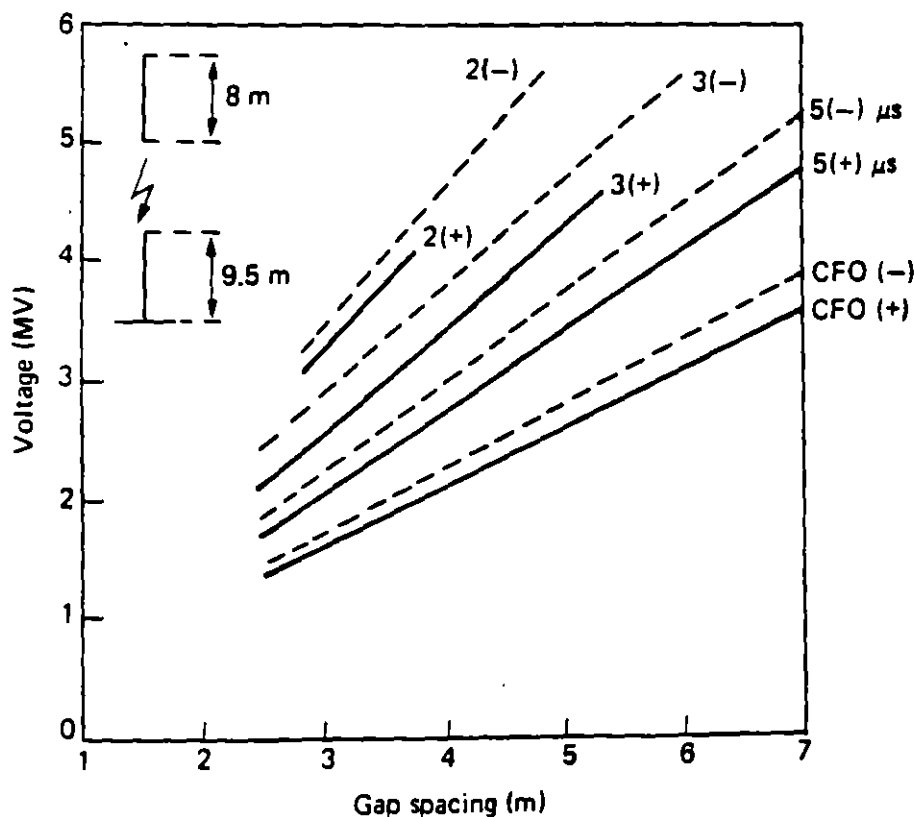


FIG. 7.6. Impulse (1.2/50 μsec) flashover characteristics of long rod gaps corrected to STP (after Udo⁽¹⁰⁾).

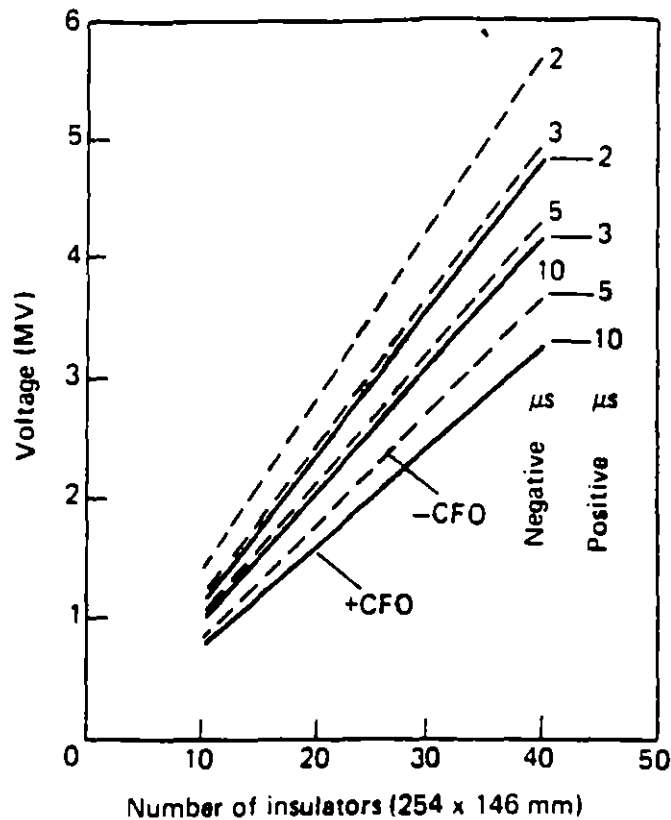


FIG. 7.7. Impulse (1.2/50 μsec) flashover characteristics for long insulator strings (after Udo⁽¹⁰⁾).

known as the standard surge or "impulse" voltage to simulate external or lightning overvoltages. The international standard lightning impulse voltage waveshape is an aperiodic voltage impulse that does not cross the zero line which reaches its peak in 1.2 μsec and then decreases slowly (in 50 μsec) to half the peak value. The characteristics of a standard impulse are its polarity, its peak value, its front time and its half value time. These have been defined in Chapter 2, Fig. 2.24.

Extensive laboratory tests have shown that for external insulation the flashover voltages are substantially proportional to gap length and that positive impulses give significantly lower flashover values than negative ones. In addition, for a particular test arrangement, as the applied impulse crest is increased the instant of flashover moves from the tail of the wave to the crest and ultimately to the front of the wave giving an impulse voltage-time characteristic as was discussed in Chapter 5, Fig. 5.34. Figures 7.6 and 7.7 show typical impulse spark over characteristics for long rod gaps and suspension insulators obtained by Udo⁽¹⁰⁾ at various times to flashover. These figures include the critical or long time flashover characteristics

(CFO) occurring at about 10 μsec on the wave tail as well as the characteristics corresponding to shorter time lags near the wave crest. Data for both polarities are shown. The values plotted in Figs. 7.6 and 7.7 have been corrected to standard atmospheric conditions.

7.3 SWITCHING SURGE TEST VOLTAGE CHARACTERISTICS

In power transmission systems with systems voltages of 245 kV and above, the electrical strength of the insulation to switching overvoltages becomes important for the insulation design. A considerable amount of data on breakdown under switching surges is available. However, a variety of switching surge waveshapes and the correspondingly large range of flashover values make it difficult to choose a standard shape of switching impulses. Many tests have shown that the flashover voltage for various geometrical arrangements under unidirectional switching surge voltages decreases with increasing the front duration of the surge, reaching the lowest value somewhere in the range between 100 and 500 μsec . The time to half-value has less effect upon the breakdown strength because flashover almost always takes place before or at the crest of the wave. Figure 7.8 illustrates a typical relationship for a critical flashover voltage per metre as function of time to flashover for a 3-m rod-rod gap and a conductor-plane gap respectively.⁽¹¹⁾ It is seen that the standard impulse voltages give the

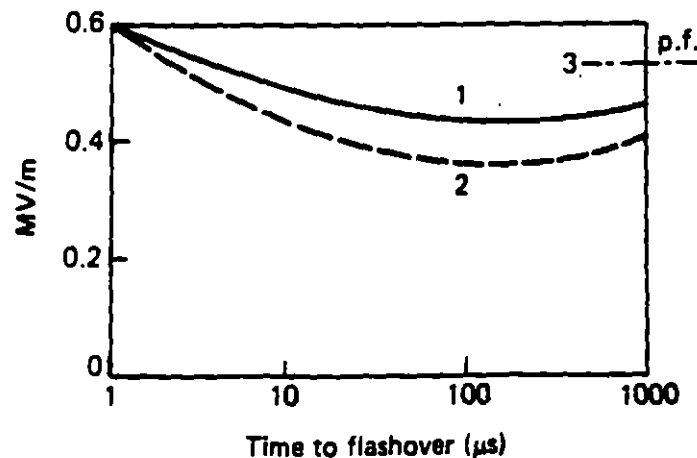


FIG. 7.8. Relationship between vertical flashover voltage per metre and time to flashover (3 m gap). 1. Rod-rod gap. 2. Conductor plane gap. 3. Power frequency.

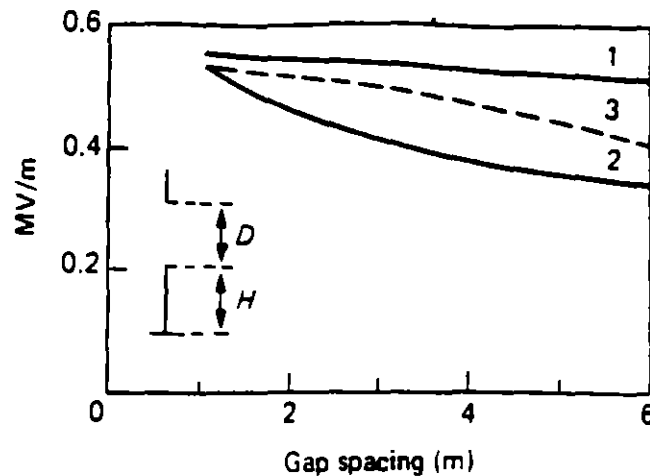


FIG. 7.9. Relationship between flashover voltage (MV/m) and gap length for 1: 1.2/50 μsec impulses, 2: 200/2000 μsec switching surges and 3: power frequency voltages.

highest flashover values, with the switching surge values of crest between approx. 100 and 500 μsec falling well below the corresponding power frequency flashover values.

The relative effect of time to crest upon flashover value varies also with the gap spacing and humidity.⁽²¹⁾ Figure 7.9 compares the positive flashover characteristics of standard impulses and 200/2000 μsec with power frequency voltages for a rod-rod gap plotted as flashover voltage per metre against gap spacing.⁽¹¹⁾ We observe a rapid fall in switching surge breakdown strength with increasing the gap length. This drastic fall in the average switching surge strength with increasing the insulation length leads to costly design clearances, especially in the ultra h.v. regions. All investigations show that for nearly all gap configurations which are of practical interest, positive switching impulses result in lower flashover voltage than negative ones. The flashover behaviour of external insulations with different configurations under positive switching impulse stress is therefore most important. The switching surge voltage breakdown is also affected by the air humidity. Kuffel *et al.*⁽²²⁾ have recently reported that over the range from 3 to 16 g/m^3 absolute humidity, the breakdown voltage of positive rod gaps increases approximately 1.7% per 1 g/m^3 increase in absolute humidity.

For testing purposes the standard switching surge recommended by IEEE St-4-1978 Publication⁽¹²⁾ and IEC Publication 70⁽¹³⁾ has a front time $T_1 = 250 \mu\text{sec} \pm 20\%$ and half-time value $T_2 = 2500 \mu\text{sec} \pm 60\%$. The general designation for a standard switching impulse is given as 250/2500 μsec .

The front is counted from the actual beginning of the impulse till the peak value is reached. Full characteristics of a standard switching test surge have been defined in Chapter 2, Fig. 2.25.

It was shown in Chapter 5, section 5.9 that in non-uniform field gaps the shape of both electrodes affects the formation and propagation of streamers and directly influences the flashover values. This explains the different flashover values observed for various insulating structures, especially under switching surges. Much of the laboratory flashover data for large gaps under switching surges have been obtained for rod-plane gaps. Subsequently, several attempts have been made to relate data for other structures to rod-plane gap data. Several investigators^(14,15) have shown that the positive 50% switching surge voltage of different structures in air in the range from 2 to 8 m follow the expression

$$V_{50} = k500d^{0.6} \text{ kV} \quad (7.1)$$

where d is the gap length in metres, k is gap factor relating to the electrodes geometry. For rod-plane gaps the factor k is accepted as unity. Thus, the factor k represents a proportionality factor of the 50% flashover voltage of any gap geometry to that of a rod-plane gap for the same distance or

$$k = \frac{V_{50}}{V_{50} \text{ rod-plane}} \quad (7.2)$$

Expression (7.1) applies to data obtained under switching impulse of constant time to crest. A more general expression which gives minimum strength and applies to longer times to crest has been proposed by Gallet and Leroy⁽¹⁶⁾ as follows:

$$V_{50} = \frac{k3450}{1 + \frac{8}{d}} \text{ kV} \quad (7.3)$$

where k and d have the same meaning as in expression (7.1).

In expression (7.2) only the function $V_{50} \text{ rod-plane}$ is influenced by the switching impulse shape, while the gap factor k depends only on the gap geometry and hence upon the field distribution in the gap. The parameters influencing the gap factor (k) have been fully discussed by Schneider and Weck.⁽¹⁷⁾ These authors have measured the gap factor (k) for different gap geometries and spacings using a large three dimensional electrolytic tank

TABLE 7.1
Geometric Gap Factor for Various Structures

Configuration	Figure	$d = 2 \text{ m}$ k	$d = 3 \text{ m}$ k	$d = 4 \text{ m}$ k	$d = 6 \text{ m}$ k
Rod-plane	a	1	1	1	1
Rod-structure	b	1.08	—	1.07	1.06
Rod-rod vertical $H = 2 \text{ m}$	c	1.27	1.26	1.21	1.14
Conductor-plane	d	1.08	—	1.14	1.15
Conductor-cross arm end	e	1.57	1.68	1.65	1.54
Conductor-2 m rod	f	1.47	—	1.40	1.25
Conductor-7 m rod	g	1.55	—	1.54	1.40

and modelling scaled down gaps. Their data are included in Table 7.1. The corresponding geometric configurations are shown in Fig. 7.10(a) to (f).

Expressions (7.1) and (7.3) together with data presented in Table 7.1 can be used in estimating required clearances in designing e.h.v. and u.h.v. structures. Refinements to these expressions are being introduced as more data becomes available.

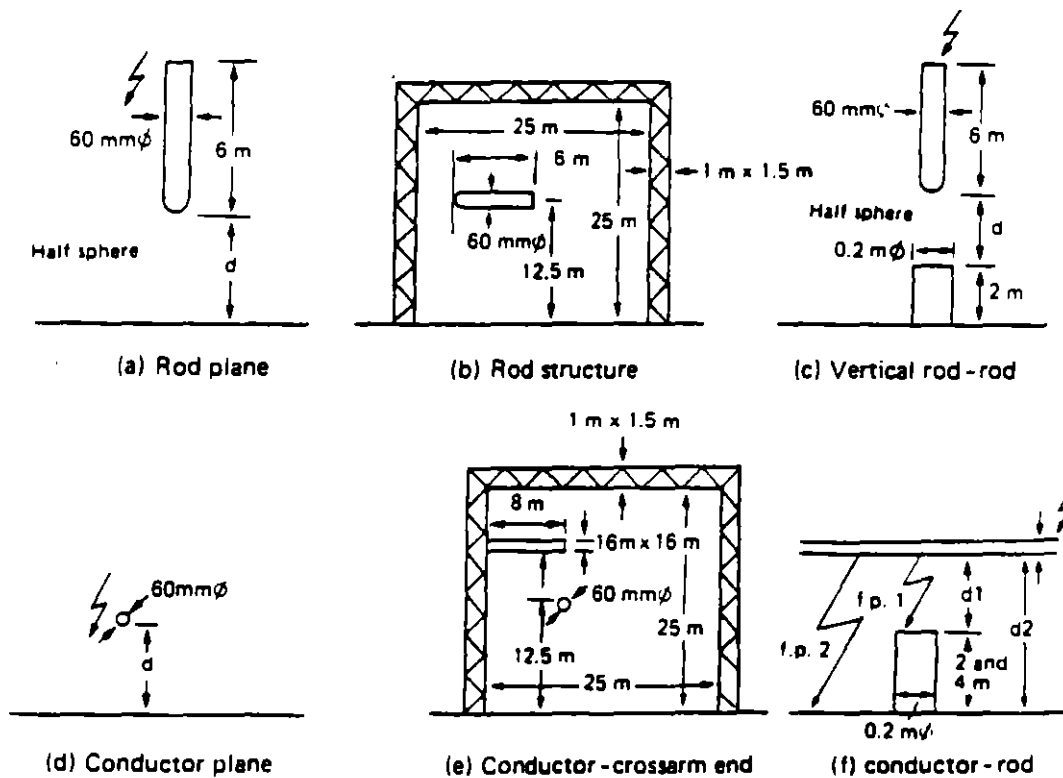


FIG. 7.10. Configuration (gap factor).

7.4 INSULATION COORDINATION

Insulation coordination is the correlation of insulation of electrical equipment with the characteristics of protective devices such that the insulation is protected from excessive overvoltages. In a substation, for example, the insulation of transformers, circuit breakers, bus supports, etc., should have insulation strength in excess of voltage provided by protective devices.

Electric systems' insulation designers have two options available to them: (i) choose insulation levels for components that would withstand overvoltages, (ii) devise protective devices that could be installed at the sensitive points in the system that would limit overvoltages there. The first alternative is unacceptable especially for e.h.v. and u.h.v. operating levels because of the excessive insulation required. Hence, there has been great incentive to develop and use protective devices. The actual relationship between the insulation levels and protective levels is a question of economics. Conventional methods of insulation coordination provide a margin of protection between electrical stress and electrical strength based on predicated maximum overvoltage and minimum strength, the maximum strength being allowed by the protective devices. "Insulation level"—insulation level is defined by the values of test voltages which the insulation of equipment under test must be able to withstand.

In the earlier days of electric power, insulation levels commonly used were established on the basis of experience gained by utilities. As laboratory techniques improved, so that different laboratories were in closer agreement on test results, an international joint committee, the Nema-Nela Committee on Insulation Coordination, was formed and was charged with the task of establishing insulation strength of all classes of equipment and to establish levels for various voltage classification. In 1941 a detailed document⁽¹⁸⁾ was published giving basic insulation levels for all equipment in operation at that time. The presented tests included standard impulse voltages and 1-minute power frequency tests.

In today's systems for voltages up to 245 kV the tests are still limited to lightning impulses and 1-minute power frequency tests. Above 300 kV, tests include in addition to lightning impulse and the 1-minute power frequency tests, the use of switching impulse voltages. Tables 7.2 and 7.3 list the standardized test voltages adopted for testing equipment by European and other countries and the North American countries for voltages up to

TABLE 7.2
Standardized Test Voltages for Rated Voltages up to 245 kV

IEC Publication 71, 1972: Drafts 17A (C.O.) 103 and 104:					Coordination of insulation New specifications for dielectric tests						
European practice and other countries					U.S.A. and Canada						
Rated voltage	Test voltage 50 Hz, 1 min		Impulse voltage 1.2/50 μ sec		Rated voltage	Test voltage 60 Hz				Impulse voltage 1.2/50 μ sec	
	to earth	across open contacts*	to earth	across open contacts*		to earth		across open contacts*		to earth	across open contacts*
						dry 1 min	wet 10 sec	dry 1 min	wet 10 sec		
V_m kV†	kV†	kV†	kV†	kV†	V_m kV†	kV†	kV†	kV†	kV†	kV†	kV†
3.6	10	12	20§ 40	23§ 46	4.76 I	19	—	21	—	60	70
7.2	20	23	40§ 60	46§ 70	8.25 I 8.25 F	26 35	— 30	29 39	— 33	75 95	80 105
12	28	32	60§ 75	70§ 85	15 I	36	—	40	—	95	105
17.5	38	45	75§ 95	85§ 110	15.5 I 15.5 F	50 50	— 45	55 55	— 50	110 110	125 125
24	50	60	95§	110§	25.8 I	60	—	60	—	125	140

			125	145	25.8 F	70	60	77	66	150	165
36	70	80	145§	165§	38 I	80	—	88		150	165
			170	195	38 F	95	80	105	88	200	220
52	95	110	250	290	48.3 F	120	100	132	110	250	275
72.5	140	160	325	375	72.5 F	175	145	195	160	350	385
100 E	150	175	380	440							
100	185	210	450	520							
123 E	185	210	450	520							
123	230	265	550	630							
145 E	230	265	550	630							
145	275	315	650	750							
170 E	275	315	650	750							
170	325	375	750	860							
245 E	325	375	750	860							
245 E	360	415	850	950							
245 E	395	460	950	1050							
245	460	530	1050	1200							

Above $V_m = 100$ kV as per European practice

* Only for isolators and earthing switches.

† RMS value.

‡ Peak value.

§ For effectively earthed neutral with additional overvoltage protection or lightning arresters.

V_m = Max. service voltage of the network between phases.

I = Indoor execution.

F = Outdoor execution.

E = Reduced insulation, permissible only for effectively earthed neutral.

TABLE 7.3
Standardized Test Voltages for Rated Voltages Above 300 kV

IEC Publication 71, 1972: Drafts 17A (C.O.) 103 and 104:				Coordination of insulation New specifications for dielectric tests					
Rated voltage		to earth		across open contacts					
V_m kV*	Test voltage 50 Hz, 1 min kV*	Impulse voltage 1.2/50 μ sec kV†	Switching surge 250/ 2500 μ sec kV†	Test voltage 50 Hz, 1 min kV*	Bias test: IS + 50 Hz Lightning surge $+0.7 \times V_m(\sqrt{2}/\sqrt{3})$ 1.2/50 μ sec kV†	Switching surge 250/ 2500 μ sec kV†	Bias test: SS + 50 Hz Switching surge $+ V_m(\sqrt{2}/\sqrt{3})$ 250/2500 μ sec kV†		
300	380	950	750	435	950	+ 170	850	700	+ 245
		1050	850		1050	+ 170			
362	450	1050	850	520	1050	+ 205	950	800	+ 295
		1175	950		1175	+ 205			
420	520	1300	950	610	1300	+ 240	1050	900	+ 345
		1425	1050		1425	+ 240			
525	620	1425	1050	760	1425	+ 300	1175	900	+ 430
		1550	1175		1550	+ 300			
765	830	1800	1300	1100	1800	+ 435	1550	1100	+ 625
		2100	1425		2100	+ 435			

* RMS value.

† Peak value.

V_m = max. service voltage of the network between phases.

IS Lightning surge.

SS Switching surge.

245 kV and above 300 kV respectively. For V_m (maximum voltage between phases) above 100 kV the European and North American practices use the same test voltages (Table 7.2). The values given in column 3 of Tables 7.2 and 7.3 correspond to impulse test voltage (1.2/50 μ sec) and are usually referred to as the "Basic Insulation Levels" (BILs), defined as the impulse voltage which the insulation of any electrical equipment for a given rated voltage must be able to withstand, also commonly known as "Impulse Withstand Level".

Test Procedures

(a) *Proof of lightning impulse withstand level.* Details of test procedures applicable to particular types of test objects are specified by the appropriate

apparatus standards (ASTM). The recommended procedure depends on the nature of the subject whether it has self-restoring insulation only or a combination of self-restoring and non-self-restoring.

For self-restoring insulation the test procedures are in common use for impulse withstand voltage establishments: (i) fifteen impulses of the rated voltage and of each polarity are applied—up to two disruptive discharges are permitted. (ii) In the second procedure the 50% flashover technique described in section 5.13 is used. The object is deemed to have withstood the test provided the withstand probability is not less than 90%, which in turn is given by the expression⁽¹¹⁾

$$V_{w90\%} = V_{50\%}(1 - 1.30\sigma) = 0.96V_{50\%} \quad (7.4)$$

where σ is the standard deviation $\sigma = 0.03$, with normal distribution being assumed.

In tests on non-self-restoring insulation three impulses are applied at the rated withstand voltage level of the specified polarity. The requirements of the test are satisfied if no indication of failure is obtained using methods of detection specified by the appropriate apparatus standards.

(b) *Testing with switching impulses.* These tests are foreseen, as mentioned before, for equipment for rated voltages for 300 kV and above. The testing procedure is similar to that outlined for lightning impulses applying 15 impulses. The tests are carried out on objects in clean and dry conditions such as applied for indoor equipment, while outdoor equipment is usually tested under positive switching impulses only. In some cases, such as in testing of circuit isolators or circuit breakers which in service may experience combined voltage stresses (power frequency and switching surge), the “biased” tests are used to simulate these conditions. The switching impulse tests are carried out with the equipment energized from a power frequency transformer. The acceptable insulating capability requires 90% withstand probability.

(c) *Testing with power frequency voltage.* To assess the effect of overvoltages that insulation may experience over long periods in service, it has become a standard practice to perform a “1-minute test” with power frequency voltages at levels such as specified in Tables 7.2 and 7.3. It has often been argued that these test levels are excessive and not experienced in practice. The question is presently under review by the IEC Committee. The power frequency tests of indoor equipment are carried out in dry conditions, while outdoor equipment is tested under conditions of standard rain. The IEC prescribes the conditions for standard rain as follows: precipitation rate 1–

1.5 mm/min, with the resistivity of water (collected) $\rho = 100 \Omega\text{m}$; earlier European specifications called for precipitation of 3 mm/min and $\rho = 100 \Omega\text{m}$.

Statistical Approach to Insulation Coordination

In the early days insulation levels for lightning surges were determined by evaluating the 50% flashover values for all insulations and providing sufficiently high withstand levels for all insulations. This approach is difficult to apply at e.h.v. and u.h.v. levels, particularly for external insulations.

Present-day practices of insulation coordination rely on a statistical approach which relates directly the electrical stress and the electrical strength.⁽¹⁹⁾ This approach requires a knowledge of the distribution of both the anticipated stresses and the electrical strengths.

The statistical nature of overvoltages, in particular switching overvoltages, makes it necessary to compute a large number of overvoltages in order to determine with some degree of confidence the statistical overvoltages on a system. The e.h.v. and u.h.v. systems employ a number of nonlinear elements, but with today's availability of digital computers the distribution of overvoltages can be calculated. A more practical approach to determine the required probability distributions of system's overvoltages employs a comprehensive systems simulator interfaced with a hybrid computer, e.g. as described in reference 23, the IREQ simulator.

The dielectric strengths of external self-restoring insulations are determined through tests carried out in laboratories and the data on withstand provide the basis for establishing withstand levels. It was shown in Chapter 5 that the development of electrical breakdown is governed by statistical laws and has a random character; furthermore, it is found that the distribution of breakdowns for a given gap follows with some exceptions approximately normal or Gaussian distribution, as does the distribution of overvoltages on the system. For the purpose of coordinating the electrical stresses with electrical strengths it is convenient to represent the overvoltage distribution in the form of probability density function and the insulation breakdown probability by the cumulative distribution function as shown in Fig. 7.11. The knowledge of these distributions enables us to determine the "risk of failure". As an example, let us consider a case of a spark gap for which the two characteristics in Fig. 7.11 apply. At an

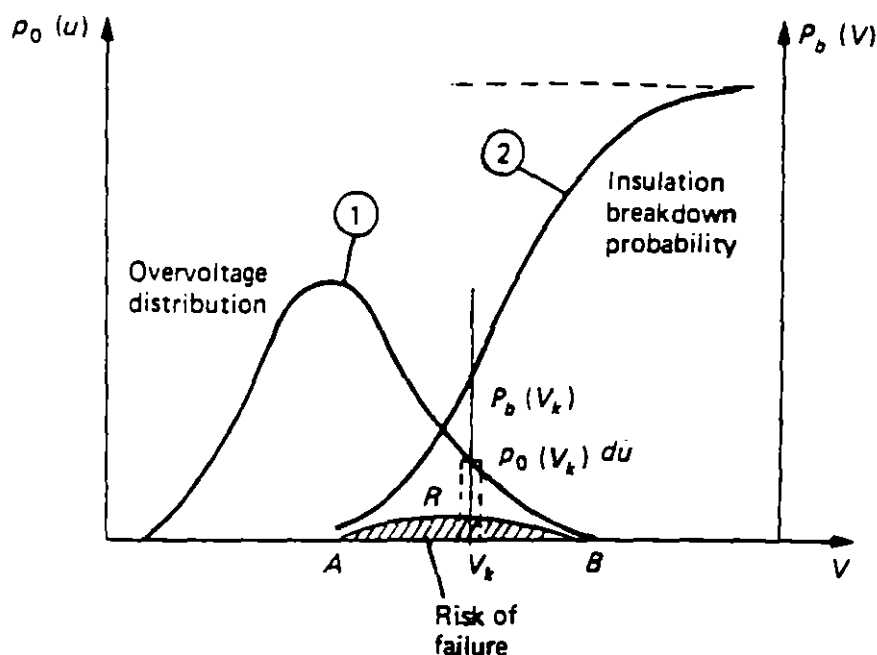


FIG. 7.11. Method of describing the risk of failure. 1. Probability density function

$$p_0(V) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-(V_k - V_0)^2/2\sigma^2}.$$

V_0 average value of overvoltage; V_k K th value of overvoltage; σ standard deviation. 2. Cumulative distribution function $P_b(V) = \int_0^V p_b(V_k) du$.

overvoltage V_k the probability of occurrence of overvoltage is $p_0(V_k) du$, whereas the probability of breakdown in $P_b(V_k)$ or the probability that the gap will breakdown at an overvoltage V_k is $P_b(V_k)p_0(V_k) du$. For the total voltage range we obtain for the total probability of failure of "risk of failure"

$$R = \int_0^\infty P_b(V_k)p_0(V_k) du. \quad (7.5)$$

The risk of failure will thus be given by the shaded area under the curve R .

In engineering practice it would become uneconomical to use the complete distribution functions for the occurrence of overvoltage and for the withstand of insulation and a compromise solution is accepted as shown in Fig. 7.12(a) and (b) for guidance. Curve (a) represents probability of occurrence of overvoltages of such amplitude (V_s), that only 2% (shaded area) has a chance to cause breakdown. V_s is known as the "statistical overvoltage". In Fig. 7.13(b) the voltage V_w is so low that in 90% of applied impulses, breakdown does not occur and such voltage is known as the "statistical withstand voltage" V_w .

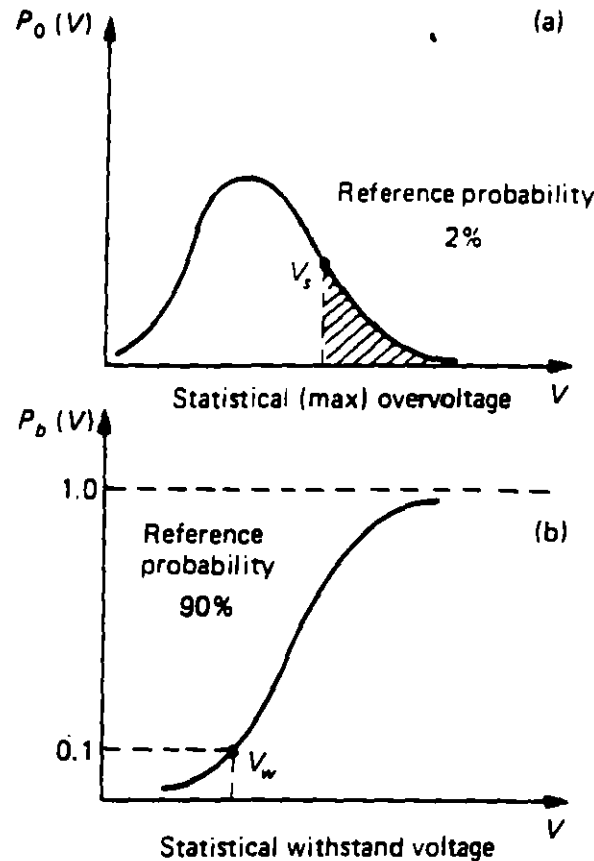


FIG. 7.12. Reference probabilities for overvoltage and for insulation withstand strength.

In addition to the parameters "statistical overvoltage V_s " and the "statistical withstand voltage V_w " we may introduce the concept of statistical safety factor γ . This parameter becomes readily understood by inspecting Fig. 7.13(a) to (c) in which the functions $P_b(V)$ and $p_o(V_k)$ are plotted for three different cases of insulation strength but keeping the distribution of overvoltage occurrence the same. The density function $p_o(V_k)$ is the same in (a) to (c) and the cumulative function giving the yet undetermined withstand voltage is gradually shifted along the V -axis towards high values of V . This corresponds to increasing the insulation strength by either using thicker insulation or material of higher insulation strength. As a result of the relative shift of the two curves [$P_b(V)$ and $P_o(V_k)$] the ratio of the values V_w/V_s will vary. This ratio is known as the statistical safety factor or

$$\frac{V_w}{V_s} = \gamma \quad (7.6)$$

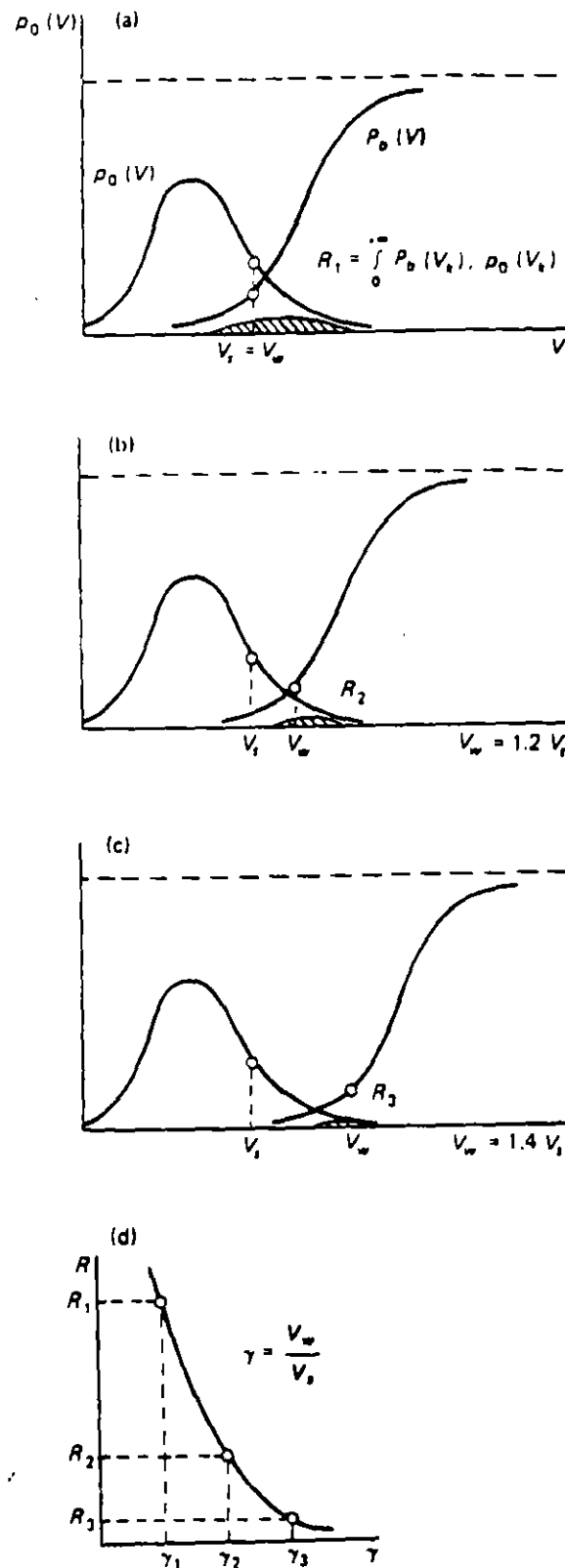


FIG. 7.13. The statistical safety factor and its relation to the risk of failure (R).

In the same figure (d) is plotted the relation of this parameter to the "risk of failure". It is clear that increasing the statistical safety factor (γ) will reduce the risk of failure (R), but at the same time will cause increase in insulation costs. The above treatment applies to self-restoring insulations. In the case of non-self-restoring insulations the electrical withstand is expressed in terms of actual breakdown values. The statistical approach to insulation, presented here, leads to withstand voltages (i.e. probability of breakdown is very small), thus giving us a method for establishing the "insulation level".

Correlation Between Insulation and Protection Levels

"The protection level" provided by (say) arresters is established in a similar manner to "insulation level" the basic difference is that the insulation of protective devices (arresters) must not withstand the applied voltage. The concept of correlation between insulation and protection levels can be readily understood by considering a simple example of an insulator string being protected by a spark gap, the spark gap (of lower breakdown strength) protecting the insulator string. Let us assume that both gaps are subjected to the same overvoltage represented by the probability density function $p_0(V)$, Fig. 7.14. The probability distribution curves for the spark gap and the insulator string are presented by $P_g(V)$ and $P_i(V)$ respectively in Fig. 7.14. The statistical electrical withstand strength of the insulator string is given by a curve identical with Fig. 7.12. The probability of breakdown of this insulation remains in the area R which gives "risk of failure". Since the string is protected by a spark gap of withstand probability $P_g(V)$, the probability that the gap will operate (its risk of failure) is obtained from integrating the product $P_g(V)p_0(V) dV$. In Fig. 7.14 this probability is denoted (qualitatively) by $P_p(V)$. As is seen the probability is much higher than the probability of insulation damage—probability of failure R . In the same figure is shown the traditional margin of safety corresponding to the voltage difference between the 50% flashover values of the protecting gap and the protected gap.

For overvoltages of the highest amplitude (extreme right of Fig. 7.14) the probability curves of insulation failure and that of protective spark gap breakdown overlap. In reality such cases will not arise. Figure 7.14 is simplified in that it contains information pertaining to the amplitude of the overvoltage, and it ignores the effect of time of voltage application on the breakdown of both the protective gap and the insulation. In practice, the

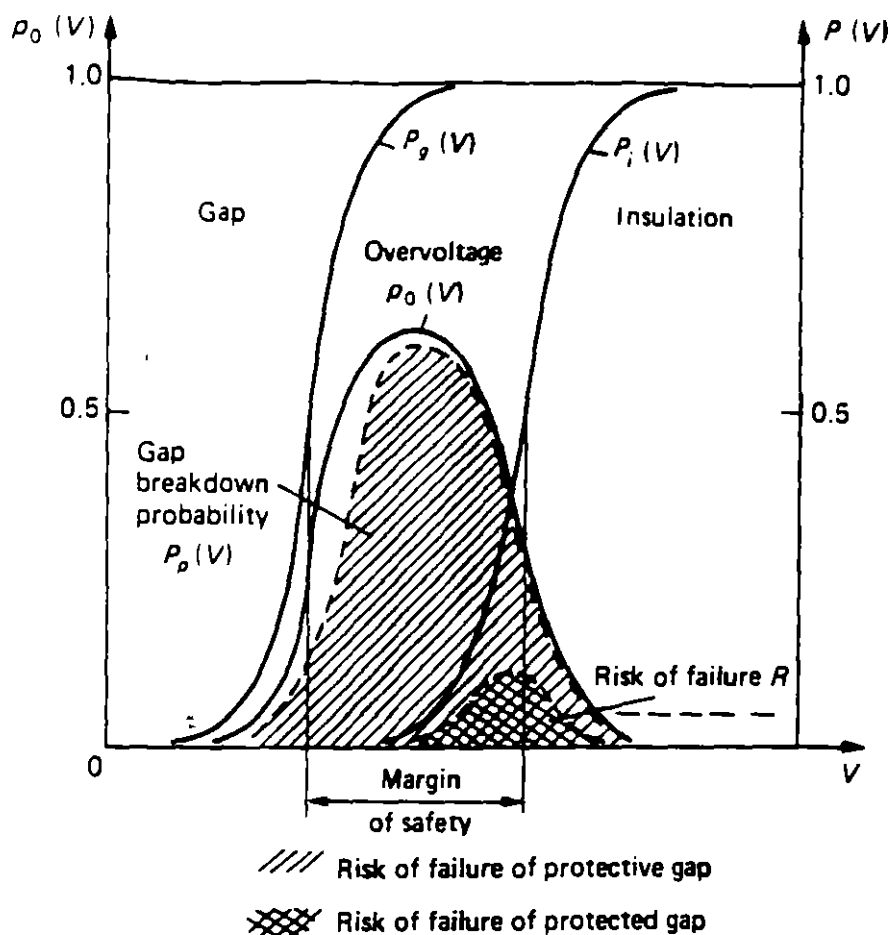


FIG. 7.14. Distribution functions of breakdown voltages for protective gap and protected insulation both subjected to an overvoltage $p_0(V)$.

P_g Risk of failure of protective gap.

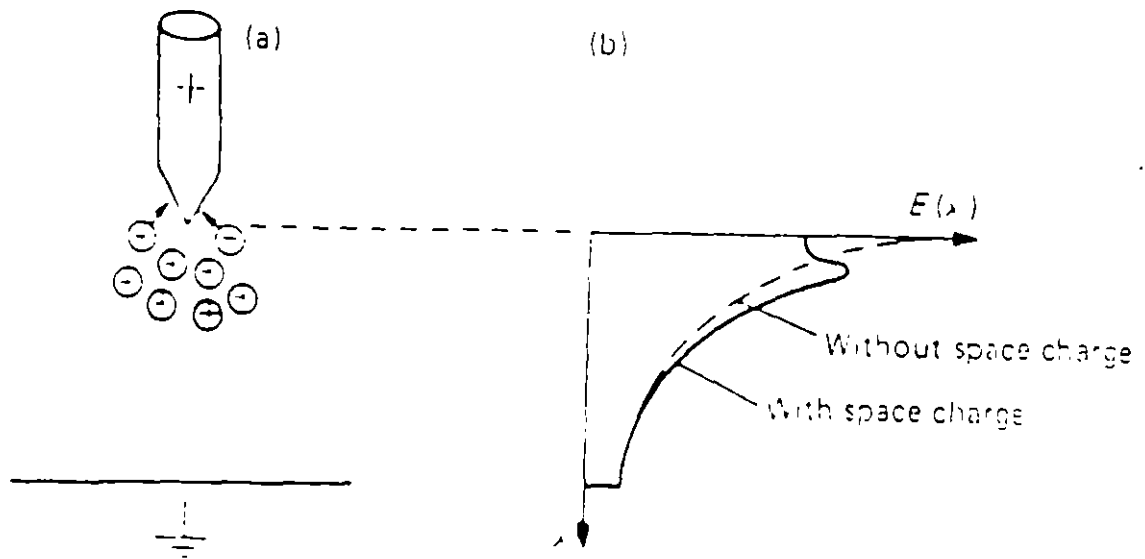
R Risk of failure of protected gap.

protective gap will break down before the insulation and will cause a reduction (to a safe limit) in overvoltage reaching the protected insulation.

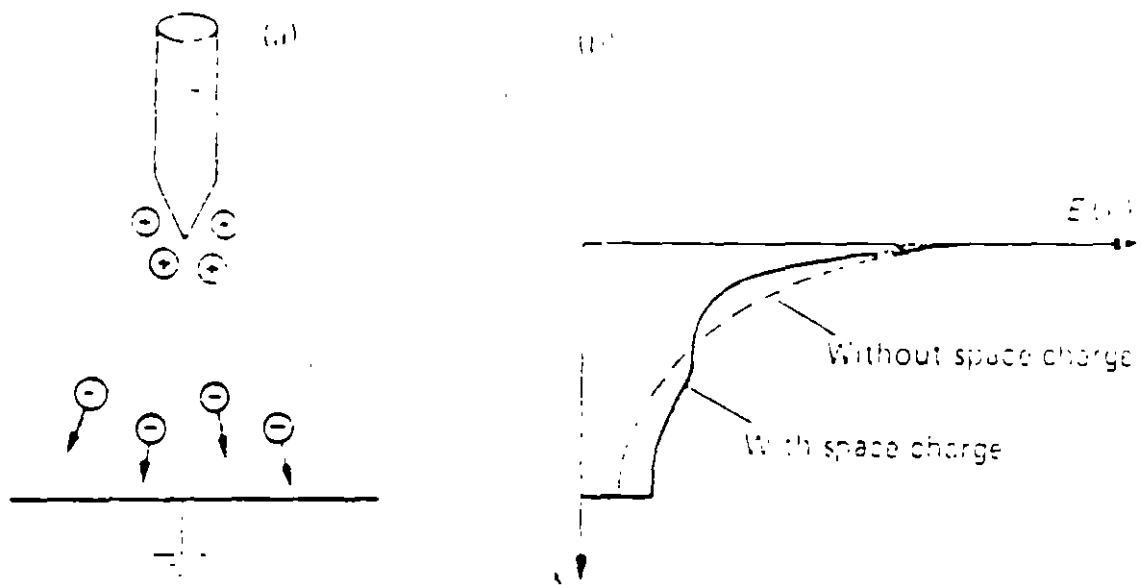
REFERENCES

1. Hydro-Quebec Symposium on Extra-High Voltage Alternating Current, October 1973.
2. L. V. Bewley. *Travelling Waves on Transmission Systems*. Dover Publications, New York, N.Y., 1963.
3. *Electrical Transmission and Distribution*. Westinghouse Electric Co., Pittsburgh, Penn., 1964.
4. W. W. Lewis. *The Protection of Transmission Systems against Lightning*. Dover Publication Inc., New York 1965.
5. R. H. Golde (editor) *Lightning*, Vol. I: *Physics of Lightning*; Vol. II: *Lightning Protection*. Academic Press, London/New York/San Francisco 1977.

6. B. F. J. Schonland. Progressive lightning, IV. The Discharge mechanism. *Proc. Roy. Soc. Series A*, **164** (1938), p. 132.
7. *E.H.V. Transmission Lines*. Reference Book General Electrical Company, Edison Electrical Institute, New York, 1968, p. 288.
8. AIEE Committee Report. Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines. *Trans. AIEE Part III*, **69** (1950), p. 1187.
9. R. H. Golde. A plain man's guide to lightning protection. *Electronics and Power*, March 1969.
10. T. Udo. Sparkover characteristics of long gaps and insulator strings. *Trans. IEEE PAS* **83** (1964), p. 471.
11. W. Diesendorf. *Insulation Coordination in High Voltage Electric Power Systems*. Butterworths, 1974.
12. IEEE St-4-1978, Standard Techniques for High Voltage Testing. IEEE Inc. publication.
13. International Electrotechnical Commission, Technical Com. 28 (Central Office), 35 (1970).
14. L. Paris. Influence of air gap characteristics on line to ground switching surge strength. *Trans. IEEE PAS* **86** (1967), p. 936.
15. L. Paris and R. Cortina. Switching surge characteristics of large air gaps and long insulator strings. *Trans. IEEE PAS* **87** (1968), p. 947.
16. G. Gallet and G. Leroy. Expression for switching impulse strength suggesting the highest permissible voltage for AC systems. IEEE—Power, Summer Power Meeting, 1973.
17. K. H. Schneider and K. H. Weck. *Electra* No. 35 (1974) p. 25.
18. Standard Impulse, Basic Insulation Levels. A Report of the Joint Committee on Coordination of Insulation AIEE, EEI and NEMA. EEI Publication No. H-9, NEMA Publication #109, AIEE Transactions, 1941.
19. Dielectric Stresses and Coordination of Insulation. Brown Boveri Publication No. CH-A0500 20E No. 4, 1972.
20. K. Berger. Method und Resultate der Blitzforschung auf dem Monte San Salvatore bei Lugano in den Jahren 1963–1971.
21. W. Büsch. The effect of humidity on the dielectric strength of long air gaps of UHV-configurations subjected to positive impulses. Ph.D. thesis, E.T.H., Zurich, 1982, (see also: W. Büsch, *Trans. IEEE PAS* **97** (1978), pp. 2086–2093).
22. J. Kuffel, R. G. van Heswijk and J. Reichman. Atmospheric influences on the switching impulse performance of 1-m gaps. *Trans. IEEE PAS* **102** (7), July 1983.
23. P. C. S. Krischnayya, M. M. Gavrilovic and N. L. Nakra. Power systems simulation facilities at IREQ. Int. Conf. on Overvoltages and Compensation on Integrated AC-DC Systems, Winnipeg, 1980, p. 114.



(a) Space charge build-up in positive point-plane gap (b) Field distortion by space charge



(a) Space charge build-up in negative point-plane gap (b) Field distortion by space charge

5. ELECTRIC UTILITY SYSTEM INSULATION COORDINATION

5.1. DEFINITION

INSULATION COORDINATION IS
CORRELATION OF THE INSULATION OF
EQUIPMENT WITH THE CHARACTERISTICS
OF PROTECTIVE DEVICES

5.2. BIL — BASIC (IMPULSE) INSULATION LEVEL

REFERENCE LEVEL

EXPRESSED IN IMPULSE CREST VOLTAGE

POSITIVE WAVE

1.2 x 50 WAVE SHAPE

50% FLASHOVER → DATA BASE

BIL IS A WITHSTAND VALUE, FULL WAVE

5.3. BASIC SWITCHING SURGE INSULATION LEVEL 0.83 x BIL

5.4. CFO — CRITICAL FLASHOVER VOLTAGE

DRY OR WET CONDITIONS

TEMPERATURE

PRESSURE

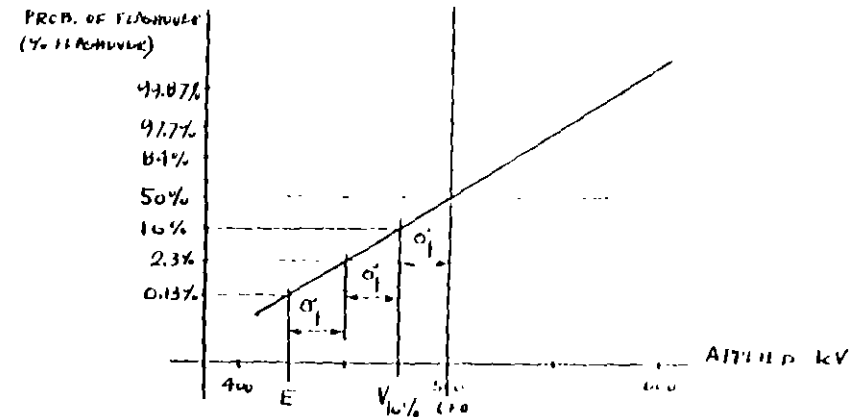
HUMIDITY

SHAPE OF ELECTRODES

STATISTICAL DISTRIBUTION IS

GAUSSIAN CURVE

CFO IS MEAN VALUE OF MEASURED
FLASHOVER VALUES (50% POINT)



STANDARD DEVIATION, σ_f

$$\sigma_f = \sqrt{\frac{\sum (X_i - X_{mean})^2}{N}} \quad \text{USUALLY 4.5-5% OF CFO}$$

$$\text{OR } \sigma_f = CFO - V_{16\%}$$

$V_{16\%}$ = VOLTAGE AT 16% PROB. OF FLASHOVER

5.5. PROBABILISTIC WITHSTAND STRENGTH OF INSULATION — E

$$E = CFO - 3\sigma_f$$

FLASHOVER PROBABILITY IS 0.13% AT E

5.6. VOLT - TIME CHARACTERISTICS

SUSPENSION INSULATORS

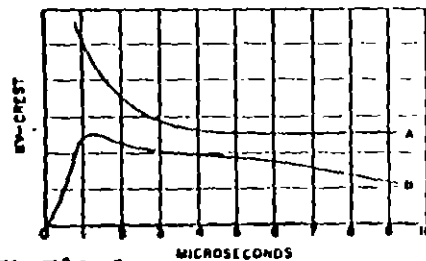
ROD GAPS

TRANSFORMERS

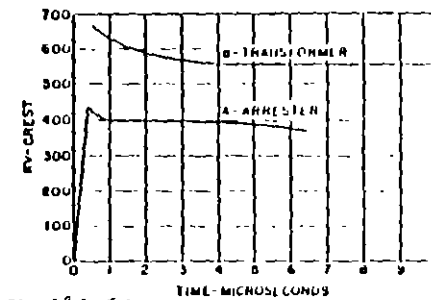
DISCONNECT SWITCHES

PROTECTIVE DEVICES

COORDINATION OF CHARACTERISTICS



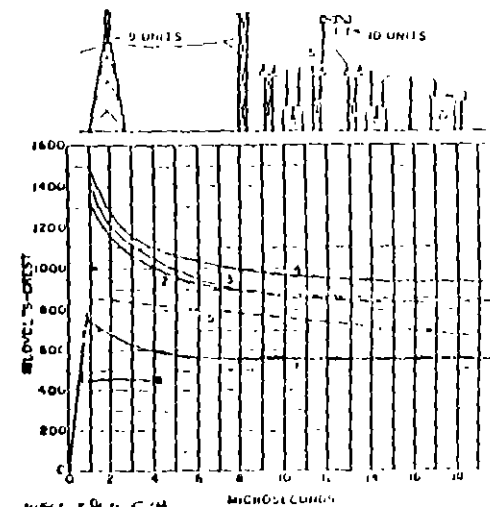
WEST. T & D, C10
Fig 1—Protection of insulation with characteristic of "A" by protective device with characteristic of "B"



WEST. T & D, C12

Fig 2—Coordination of transformer insulation with arrester characteristic.

Curve A - 110 kv station type SV arrester - maximum voltage for 5000 amperes 10 x 20 microsecond wave
Curve B - Transformer insulation withstand characteristic



WEST. T & D, C13

Fig 3—Coordination of insulation for a 115 kv substation for 115 x 40 microsecond positive wave.

- (1) Transformer with 500 kv BIL
- (2) Line insulation of suspension insulators
- (3) Disconnect switches on suspension insulators
- (4) Disconnection of 1000 kv insulators
- (5) Maximum 115 x 40 wave potential at the station
- (6) Discharge of 121 kv arrester for maximum 115 x 40 full wave

5.7. REDUCED BASIC INSULATION LEVELS

BETTER ARRESTERS

ARRESTERS ARE CLOSER TO TRANSFORMERS

GROUNDING EFFECTIVE

SIZE OF TRANSFORMERS

COST OF EQUIPMENT

230-kV TRANSFORMER

BIL	REL. COST
1050	100%
650	65%

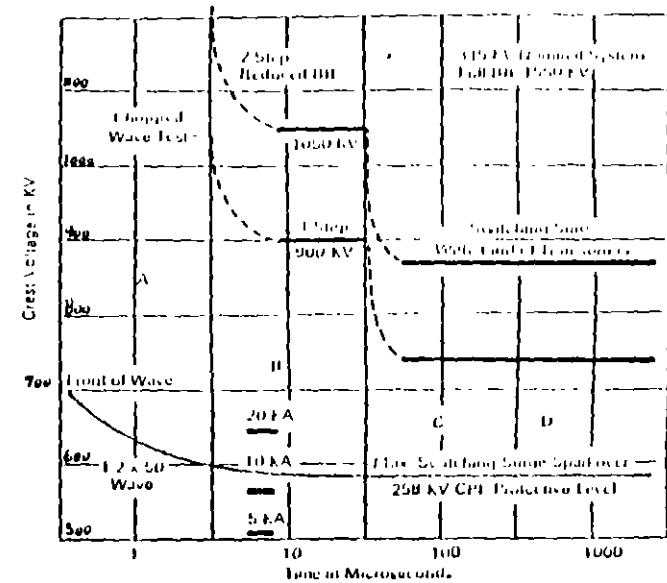
LOWER LOSSES

SMALLER IMPEDANCE

1.5 - 2 - 3 STEP REDUCTION

PROTECTIVE MARGIN

COORDINATION DIAGRAMS

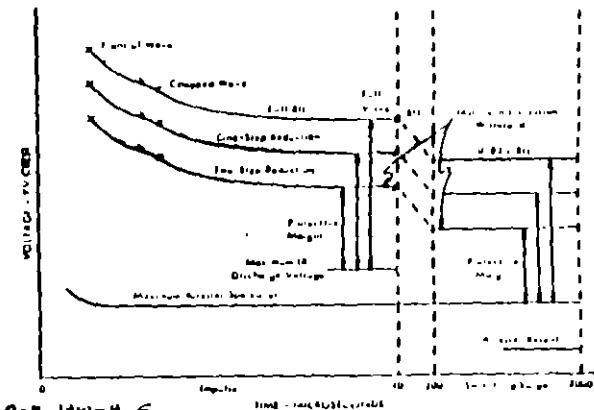


Protective Margins

- (A) Lightning Impulse Sparkover
(B) Lightning Impulse Discharge Voltage

- (C) Switching Surge Sparkover
(D) Switching Surge Discharge Voltage

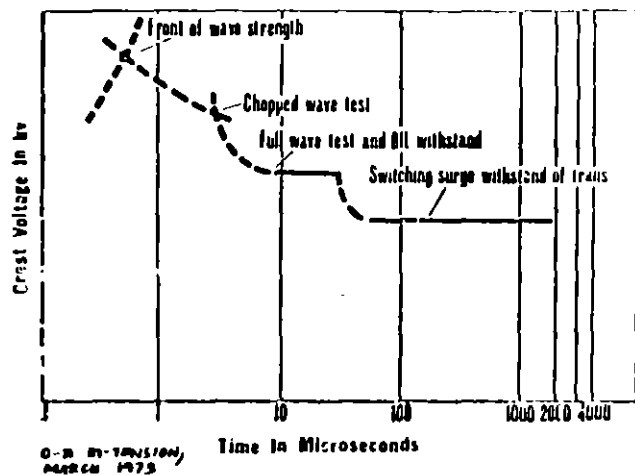
WEST. OR 3B-131, 1



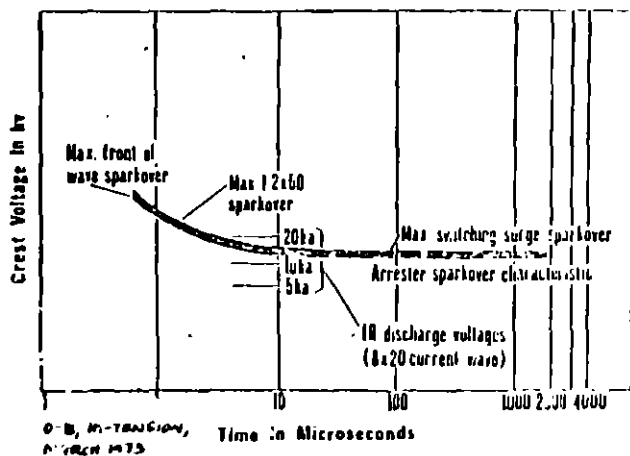
O-B 140-M, 6

Coordination diagram illustrating possible reductions in BIL's for major equipment through available arrester protection, each step represents savings of thousands of dollars in cost.

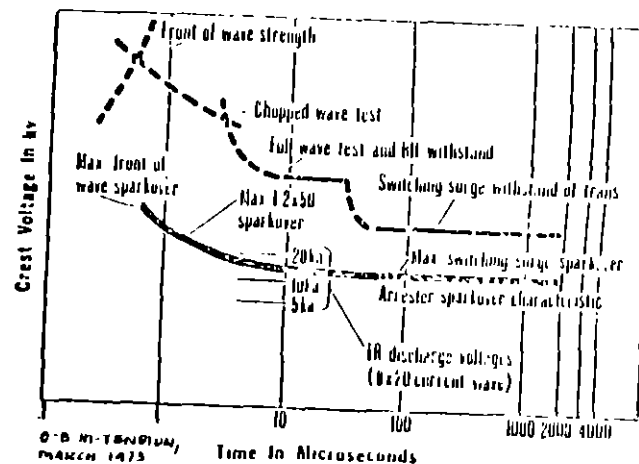
The voltage withstand characteristics of transformer insulation can be plotted on basis of time required to reach crest values



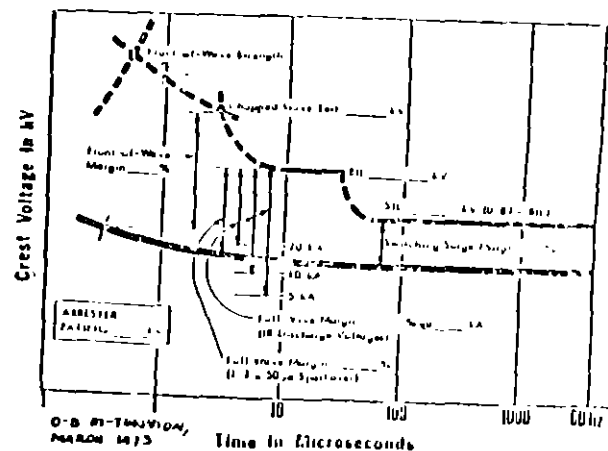
Arrester sparkover characteristic curve indicates voltage level at which operation occurs in relation to wave front of over voltage surge



Combining the voltage withstand curves of the transformer with the sparkover characteristics of the arrester provides the information needed for protection coordination study



Supplementary diagram illustrates the procedure by which protective margins are calculated and indicated on a coordination study



% MARGIN:

$$\left(\frac{\text{WITHSTAND LEVEL}}{\text{PROTECTION LEVEL}} - 1 \right) 100$$

5.8. INSULATION COORDINATION OF OVERHEAD LINES

5.81. LINE INSULATION

TOWER DIMENSIONS
LENGTH OF STRING
INSULATOR CREEP DISTANCE
TOWER GROUNDING
OUTAGE PERFORMANCE
IMPULSE-SWITCHING-60HZ

5.82. DESIGN REQUIREMENTS OF A TOWER

SPECIFICATION: HORIZONTAL
STRIKE DISTANCE

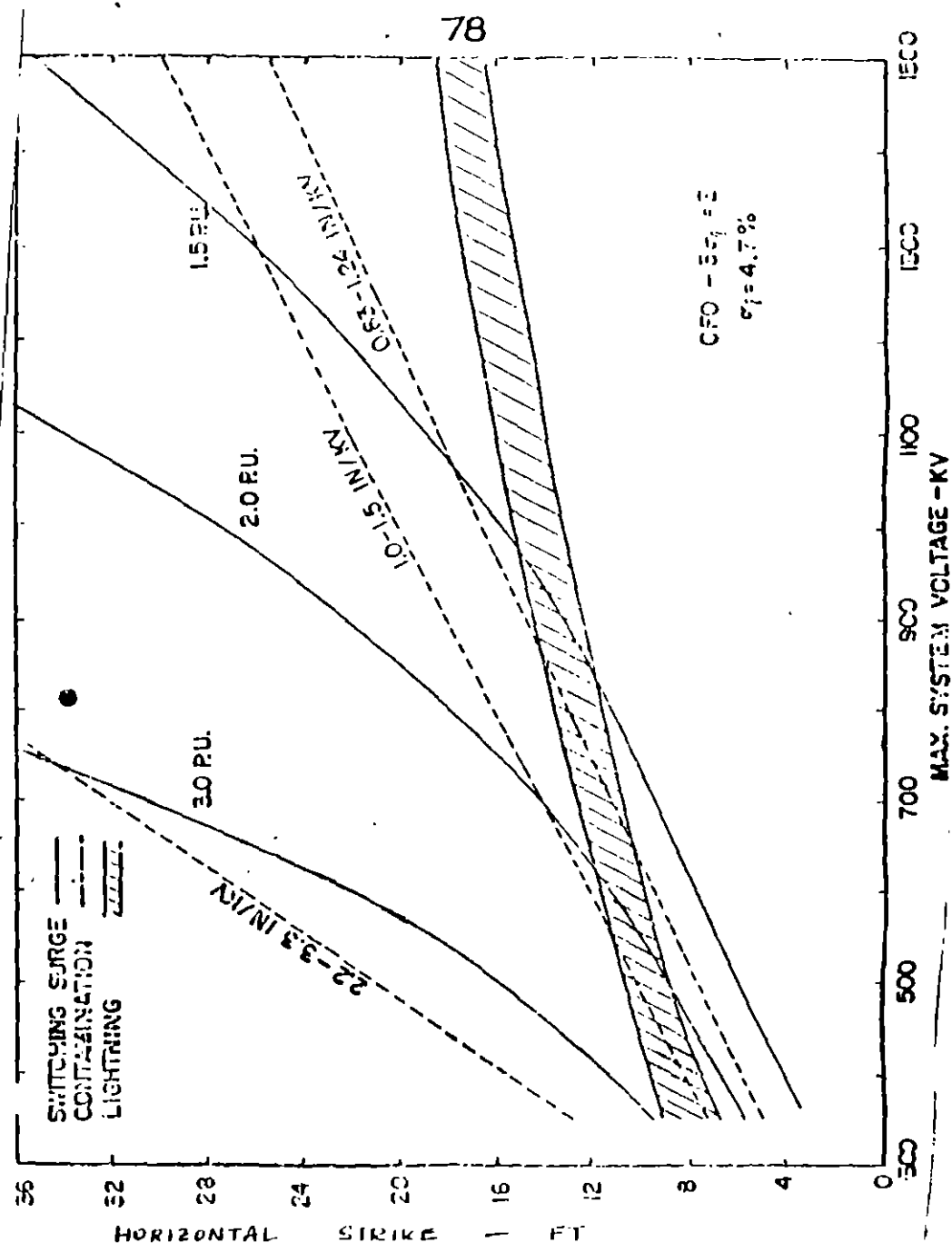
V-STRING INSULATOR
CONFIGURATION

LIGHTNING BAND ASSUMES
FLASHOVER RATE OF ABOUT
1 PER 100 MILES PER YEAR
(ISOKERAUNIC LEVEL = 30)

SWITCHING SURGE CURVES
ARE FOR 1.5 - 2.0 - 3.0 P.U.
3.0: CB WITHOUT RESISTORS
2.0: SINGLE-RESISTOR CB
1.5: TWO-RESISTOR CB

60 HZ (CONTAMINATION)
INCHES OF CREEP PER KV
LINE-TO-GROUND VOLTAGE

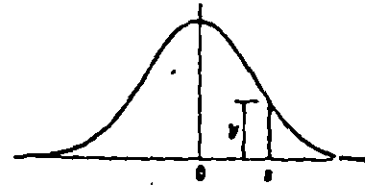
78



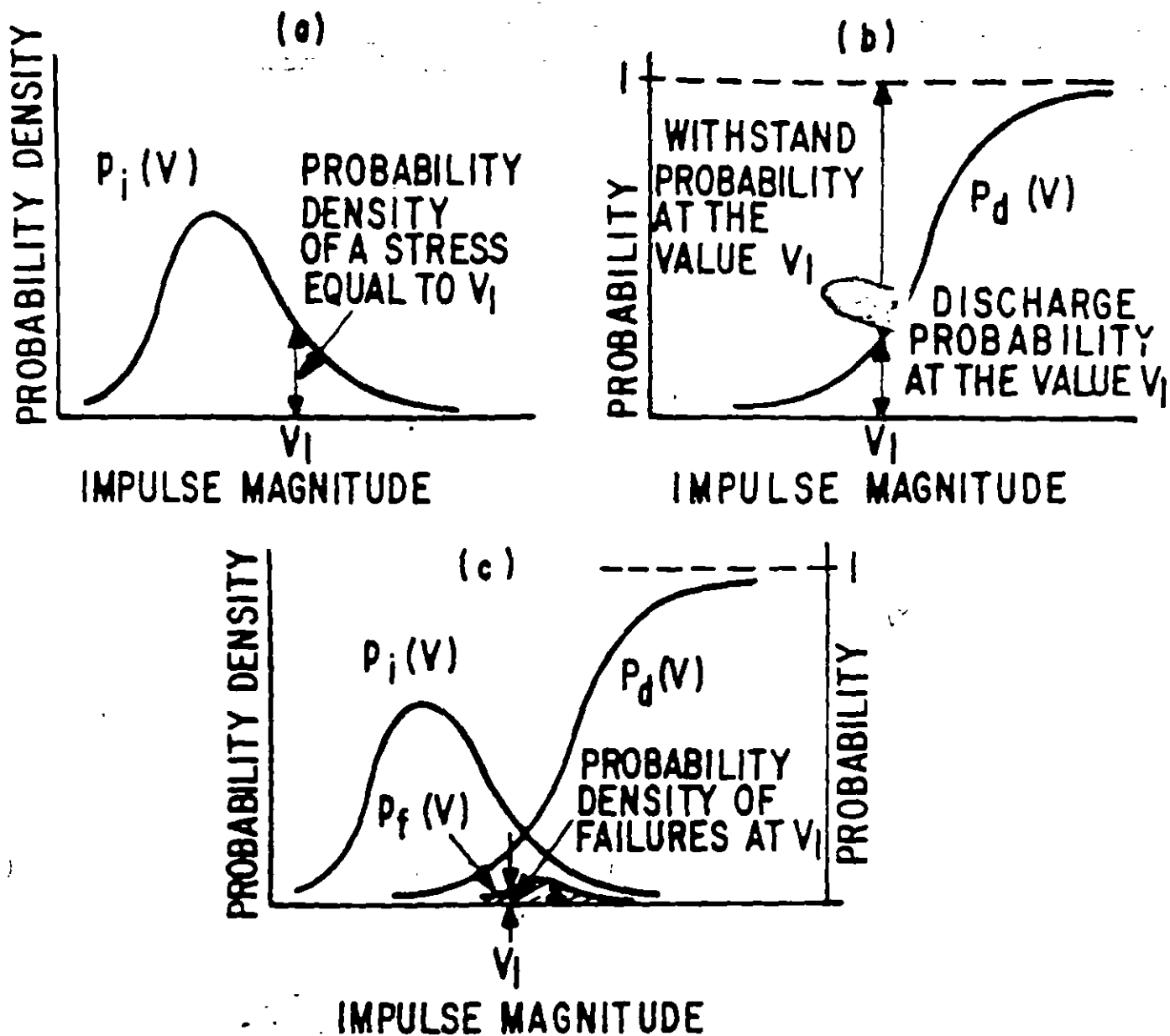
APPENDIX 5

STANDARDIZED NORMAL DISTRIBUTION

$$y = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{z^2}{2}}$$



z	0.00	0.01	0.02	0.03	0.04	0.05	0.06	0.07	0.08	0.09
0.0	.3989	.3989	.3989	.3988	.3986	.3984	.3982	.3980	.3977	.3973
0.1	.3970	.3965	.3961	.3956	.3951	.3945	.3939	.3932	.3925	.3918
0.2	.3910	.3902	.3894	.3885	.3876	.3867	.3857	.3847	.3836	.3825
0.3	.3814	.3802	.3790	.3778	.3765	.3752	.3739	.3725	.3712	.3697
0.4	.3683	.3668	.3653	.3637	.3621	.3605	.3589	.3572	.3555	.3538
0.5	.3521	.3503	.3485	.3467	.3448	.3429	.3410	.3391	.3372	.3352
0.6	.3332	.3312	.3292	.3271	.3251	.3230	.3209	.3187	.3166	.3144
0.7	.3123	.3101	.3079	.3056	.3034	.3011	.2989	.2966	.2943	.2920
0.8	.2897	.2874	.2850	.2827	.2803	.2780	.2756	.2732	.2709	.2685
0.9	.2661	.2637	.2613	.2589	.2565	.2541	.2516	.2492	.2468	.2444
1.0	.2420	.2396	.2371	.2347	.2323	.2299	.2275	.2251	.2227	.2203
1.1	.2179	.2155	.2131	.2107	.2083	.2059	.2036	.2012	.1989	.1965
1.2	.1942	.1919	.1895	.1872	.1849	.1826	.1804	.1781	.1758	.1735
1.3	.1714	.1691	.1668	.1647	.1626	.1604	.1582	.1561	.1539	.1518
1.4	.1497	.1476	.1456	.1435	.1415	.1394	.1374	.1354	.1334	.1315
1.5	.1295	.1276	.1257	.1238	.1219	.1200	.1182	.1163	.1145	.1127
1.6	.1109	.1092	.1074	.1057	.1040	.1023	.1006	.0989	.0973	.0957
1.7	.0940	.0925	.0909	.0893	.0878	.0863	.0848	.0833	.0818	.0804
1.8	.0789	.0775	.0761	.0748	.0734	.0721	.0707	.0694	.0681	.0669
1.9	.0656	.0644	.0632	.0620	.0608	.0596	.0584	.0573	.0562	.0551
2.0	.0540	.0529	.0519	.0508	.0498	.0488	.0478	.0468	.0459	.0449
2.1	.0440	.0431	.0422	.0413	.0404	.0396	.0387	.0379	.0371	.0363
2.2	.0355	.0347	.0339	.0332	.0325	.0317	.0310	.0303	.0297	.0290
2.3	.0283	.0277	.0270	.0264	.0258	.0252	.0246	.0241	.0235	.0229
2.4	.0224	.0219	.0213	.0208	.0203	.0198	.0194	.0189	.0184	.0180
2.5	.0175	.0171	.0167	.0163	.0158	.0154	.0151	.0147	.0143	.0139
2.6	.0136	.0132	.0129	.0126	.0122	.0119	.0116	.0113	.0110	.0107
2.7	.0104	.0101	.0098	.0096	.0093	.0091	.0088	.0086	.0084	.0082
2.8	.0079	.0077	.0075	.0073	.0071	.0069	.0067	.0065	.0063	.0061
2.9	.0060	.0058	.0056	.0055	.0053	.0051	.0050	.0048	.0047	.0046
3.0	.0044	.0043	.0042	.0040	.0039	.0038	.0037	.0036	.0035	.0034
3.1	.0033	.0032	.0031	.0030	.0029	.0028	.0027	.0026	.0025	.0025
3.2	.0024	.0023	.0022	.0022	.0021	.0020	.0020	.0019	.0018	.0018
3.3	.0017	.0017	.0016	.0016	.0015	.0015	.0014	.0014	.0013	.0013
3.4	.0012	.0012	.0012	.0011	.0011	.0010	.0010	.0010	.0009	.0009
3.5	.0009	.0008	.0008	.0008	.0008	.0007	.0007	.0007	.0007	.0006
3.6	.0006	.0006	.0006	.0005	.0005	.0005	.0005	.0005	.0005	.0004
3.7	.0004	.0004	.0004	.0004	.0004	.0004	.0003	.0003	.0003	.0003
3.8	.0003	.0003	.0003	.0003	.0003	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002
3.9	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0002	.0001	.0001



* AREA IS EQUAL TO TOTAL RISK, R

Fig. 1. Probabilistic determination of the risk of insulation failure: (a) Probability density of prospective impulse magnitude, (b) cumulative discharge probability of the insulation, and (c) area corresponding to risk of failure.

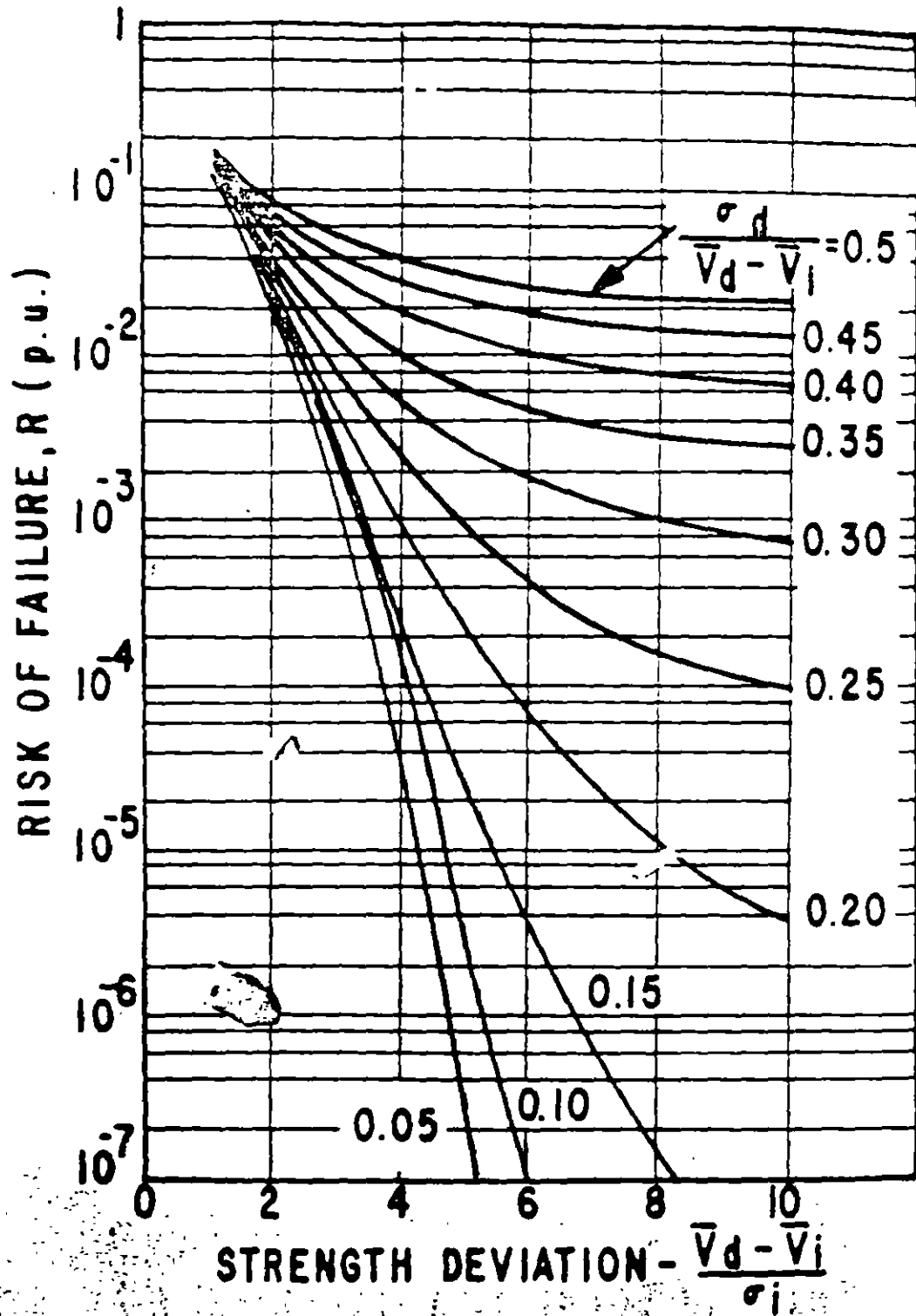


Fig. 5. Risk of failure as affected by margin between strength and stress distributions.



-LAPEM-

LABORATORIO DE PRUEBAS Y ENSAYOS DE MEXICO.

SECCION UNO: GENERAL

1.1 ALCANCE

Esta guía de aplicación para la Publicación IEC 71-1, se aplica para la selección de los niveles de aislamiento del equipo o instalaciones de sistemas trifásicos con tensiones nominales de 1 kV en adelante.

Comprende el aislamiento de fase a tierra entre fases y el longitudinal.

Los principios que se presentan se pueden aplicar también a sistemas monofásicos o bifásicos, sin embargo, los valores son válidos únicamente para sistemas trifásicos.

1.2 OBJETIVO

El objetivo de esta guía de aplicación, es dar un procedimiento para determinar la tensión de aguante nominales para los rangos I y II de la Publicación 71-1, y para justificar la asociación de los valores nominales con las tensiones máximas para el equipo normalizado ahí.

1.3 INTRODUCCION

Esta guía de aplicación consta de dos partes.

El Contenido de la Parte I sigue estrictamente el diagrama de flujo de coordinación de aislamiento presentando como Fig.1 en la Publicación 71-1, se hace énfasis en la necesidad de considerar todos los orígenes, todas las clases y todos los tipos de esfuerzos de tensión en servicio independientemente del rango de tensión máximo para el equipo hasta que se determinan las tensiones de aguante requeridas, solo en el último paso de la coordinación de aislamiento la selección de las tensiones de aguante nominal se aplica al principio de cubrir un esfuerzo de tensión de un servicio particular por una tensión de aguante nominal.

Las secciones de la dos a la cinco corresponden a los rectángulos en el diagrama de flujo en la Fig.1 de la IEC 71-1 y dan información detallada para el procedimiento necesario para llegar al resultado.

Las recomendaciones para el equipo seleccionado dadas en la parte 2: son ejemplos que explican los conceptos de la parte 1.



-LAPEM-

LABORATORIO DE PRUEBAS Y ENSAYOS DE MEXICO.

SECCION UNO: GENERAL ...2

Las siguientes Publicaciones IEC se refieren a:

Publicación IEC 71-1 Coordinación de aislamiento. Parte 1. términos, definiciones, principios y reglas. contiene las definiciones de los términos - que se encuentran aquí. Se dan las series de los valores normalizados para las tensiones de aguante nominales y la combinación recomendada entre estos y las tensiones máximas para el equipo.

Publicación IEC 99-1 Apartarrayos. Parte 1. apartarrayos tipo resistencia no lineal para sistemas de C.A.
Especifica los requisitos de prueba y los niveles de protección máximos para este tipo de apartarrayos.

Publicación IEC 99-4 Apartarrayos. Parte 4. apartarrayos de óxido metálico Sin Gaps para sistemas de C.A. (En preparación). Especifica los requisitos y los niveles de protección máxima para este tipo de apartarrayo.

Publicación IEC 99-3 Apartarrayos. Parte 3. guía de aplicación para la Pub. 99-1 (En preparación) proporciona el procedimiento de selección de los apartarrayos tipo resistencia no lineal, dependiendo de la condición del esfuerzo de sobretensión del sistema.

Nota: Una guía de aplicación para apartarrayos de óxido metálico Sin Gaps está bajo consideración.

Publicación IEC 60-1 Técnicas de Prueba de Alta Tensión. especifica los procedimientos de prueba y la corrección de la tensión de aguante a la atmósfera de referencia normalizada.

Publicación IEC 507 Pruebas de contaminación artificial en aisladores de alta tensión.

Publicación IEC 815 Guía para la selección de aisladores en condiciones contaminadas.



-LAPEM-

LABORATORIO DE PRUEBAS Y ENSAYOS DE MEXICO.

SECCION UNO: GENERAL ...3

Publicación IEC 58

Interruptores de C.A. en Alta Tensión, sugieren las sobretensiones máximas permitidas que se generan por la operación de interruptores en condiciones de prueba especificadas.

Publicación IEC
282-2

Fusibles de Alta Tensión, Parte 1, fusibles limitadores de corriente. Especifica las sobretensiones máximas permitidas que se generan por la operación de fusibles en condiciones de prueba especificada.

Parte Uno :

Principios de coordinación de Aislamiento.

Sección Dos:

Esfuerzos de tensión representativos del servicio.

2.1

Origen y clasificación de esfuerzos de tensión.

MMB/male
910408



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y
PARA EDIFICIOS**

MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

SISTEMAS DE TIERRAS

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

I N D I C E

INTRODUCCION

- 1.- GENERALIDADES
- 2.- ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO, MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO
- 3.- CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTE Y ASIMETRIA
- 4.- RESISTENCIA A TIERRA
- 5.- CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO
- 6.- CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR
- 7.- CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA
- 8.- PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION.

Durante la última década, el desarrollo y aplicación de modelos y técnicas de evaluación para los estudios de sistemas de potencia han mejorado considerablemente y este ha sido el principal objetivo de muchas publicaciones.

Uno de estos estudios es el diseño de sistemas de tierra para las subestaciones eléctricas.

Si bien la necesidad de un adecuado diseño del sistema de tierra ha sido reconocido por muchos años, los criterios normalizados de diseño fueron establecidos hace solo 27 años con la publicación en 1961 de la Norma AIEE Std 80 -- Guide for Safety in AC Substation Grounding del American Institute of Electrical Engineers (AIEE).

Desde esa fecha se han publicado muchos trabajos que han mejorado los criterios de diseño y han desarrollado mejores métodos de análisis para determinar la eficacia de los sistemas de tierra.

En 1976 aparece la edición de la Norma IEEE Std 80 del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) conteniendo solo algunos cambios de la edición anterior, siendo el principal, la revisión de un valor más estricto para la corriente permisible en el cuerpo humano.

La edición 1986 de la Norma IEEE Std 80 contiene mayores cambios en los pasos a seguir en el procedimiento del diseño.

El objetivo fundamental de estas notas es:

1. Proporcionar al alumno una versión condensada de la Norma.
2. Ilustrar los cambios en las ecuaciones y criterios de diseño encontrados en la edición 1986.
3. Ilustrar la aplicación de dichas ecuaciones a la solución de problemas.

Este toma cubre, además de todos los aspectos para el diseño.

1. GENERALIDADES

1.1 FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA.

1. Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
2. Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
3. Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).
4. Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
5. Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

1.2 COMPONENTES BASICOS DE UN SISTEMA DE TIERRA

El sistema de tierra de una subestación se integra con los siguientes elementos:

Conductores

Electrodos o varilla de tierra

Conectores o juntas

Cada elemento tendrá las siguientes características:

Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente en que se localice.

Conductividad eléctrica. De tal manera que no contribuya sustancialmente con diferencias de potencial locales en el sistema de tierra.

Capacidad de conducción de corriente. Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos durante las más severas condiciones de magnitud y duración de la corriente de falla.

Resistencia mecánica y robustez. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

1.3. MATERIAL PARA CONDUCTORES Y ELECTRODOS

Los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cables trenzados de cobre, cobre estañado, copperweld (acero recubierto con cobre), acero, acero galvanizado, acero inoxidable ó aluminio.

Los electrodos o varillas de tierra son generalmente de acero, acero galvanizado, acero inoxidable, copperweld o acero embebido en concreto.

El factor principal en la selección de los materiales es la característica de corrosión que presentan al estar enterrados.

El cobre es la selección más común para los conductores ya que es económico y tiene buena conductividad, además de ser resistente a la corrosión y a la fusión.

Para los electrodos o varillas el material más empleado es el copperweld, ya que combina las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero, también se emplean varillas de acero galvanizadas para protegerlas de la corrosión.

El calibre de los conductores se determinará por requerimientos de conducción de corriente y el diámetro de las varillas por resistencia mecánica.

1.4. MATERIAL PARA CONECTORES.

Los conectores deberán seleccionarse con el mismo criterio con que se seleccionan los conductores, además tendrán las siguientes propiedades:

- a) Tener dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce al circular por él corrientes elevadas. (Resistente a la fusión).
- b) Tener suficientemente asegurados los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de él.

Generalmente se usan dos tipos de conectores:

Tipo presión. Incluye todas las conexiones que mediante presión mantienen en contacto al conductor con el conector. En este tipo están comprendidos los de tornillo y los de compresión. Estos conectores deberán diseñarse para una temperatura de 250 - 350 °C.

Tipo soldable o exotérmico. El cual mediante una reacción química el conductor y el conector se sueldan en una conexión molecular.

Este tipo de conector por su naturaleza soporta la misma temperatura de fusión que el conductor.

2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO. MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO.

2.1. INTRODUCCION

La resistividad eléctrica del suelo que rodea a una varilla o electrodo de tierra es uno de los parámetros más críticos que el diseñador tiene que determinar, debido a la gran influencia que tiene sobre la resistencia del electrodo y sobre los gradientes de voltaje en la superficie del área de la Subestación.

El principal objetivo del diseño de una red de tierras es limitar estos parámetros a valores seguros.

2.2. RESISTIVIDAD DEL TERRENO. DEFINICION Y UNIDADES

La resistividad eléctrica o resistencia específica de un terreno, es la resistencia de un volumen de éste, el cual tiene un área con sección transversal y longitud unitarias.

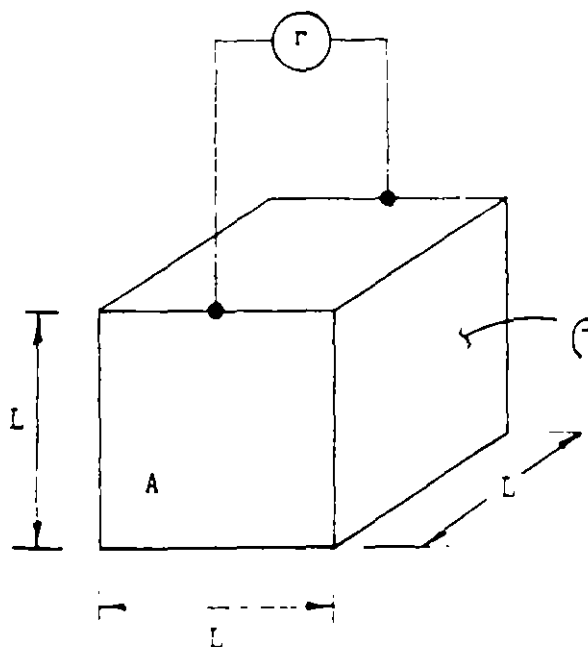


Figura 1

De la ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Despejando a ρ :

$$\rho = R \frac{A}{L} = \text{Ohms} \frac{\text{long} \times \text{long}}{\text{long}} = \text{Ohms} \cdot \text{long}$$

En el sistema métrico:

ρ = Resistividad del terreno en Ohms - metro

R = Resistencia en Ohms

A = Area de la sección transversal en m²

L = Longitud en m.

La resistividad del terreno para un diseño de tierras generalmente se determina con datos de campo, ya que la resistividad del terreno varía tanto horizontal como verticalmente, los datos generalmente conocidos como "perfil de resistividad aparente del suelo", se obtienen por pruebas y en varios lugares hasta una cierta profundidad en el terreno de la subestación.

Un modelo del terreno con sus parámetros empleados en el diseño, puede determinarse por simples técnicas o por los métodos más sofisticados de computadora.

2.3. CARACTERISTICAS DEL SUELO

El comportamiento de una varilla o electrodo de tierra enterrada en el suelo, puede analizarse por medio del circuito - mostrado en la figura:

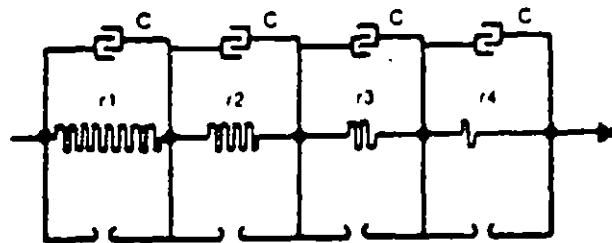


Figura 2

Como se muestra, la mayoría de los suelos se comportan como un conductor de resistencia r y como un dieléctrico; excepto para ondas de alta frecuencia y frente con mucha pendiente penetrando un suelo de material muy resistivo, la corriente de carga es despreciable en comparación con la corriente de fuga y la tierra puede representarse por una resistencia pura.

2.4. EFECTO DEL GRADIENTE DE VOLTAJE

La resistividad del suelo no se afecta por el gradiente de voltaje a menos que este exceda un cierto valor crítico. El valor algunas veces varía con el tipo de material del suelo, generalmente tiene una magnitud de varios Kilovolts por centímetro.

Una vez excedido, se desarrollará un arco en la superficie del electrodo que avanzará hacia tierra a fin de incrementar el tamaño efectivo del electrodo, hasta que los gradientes son reducidos a valores que el material del suelo pueda soportar.

Esta condición se ilustra con la presencia de gaps en la Fig. 2.

Ya que el sistema de tierras de la Subestación se diseña para cumplir con criterios más rigurosos de límites de voltajes de paso y de contacto, el gradiente puede suponerse que está por debajo del valor crítico.

2.5. EFECTO DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE

La resistividad del suelo en la vecindad de una varilla o electrodo de tierra puede afectarse por las corrientes que fluyen de los electrodos hacia el terreno que la rodea.

Las características térmicas y el contenido de humedad del suelo determinarán si la corriente de una magnitud y duración causará que el terreno pierda humedad y se incremente su resistividad.

Un valor conservador de densidad de corriente no debe exceder de 200 A/m^2 en un segundo.

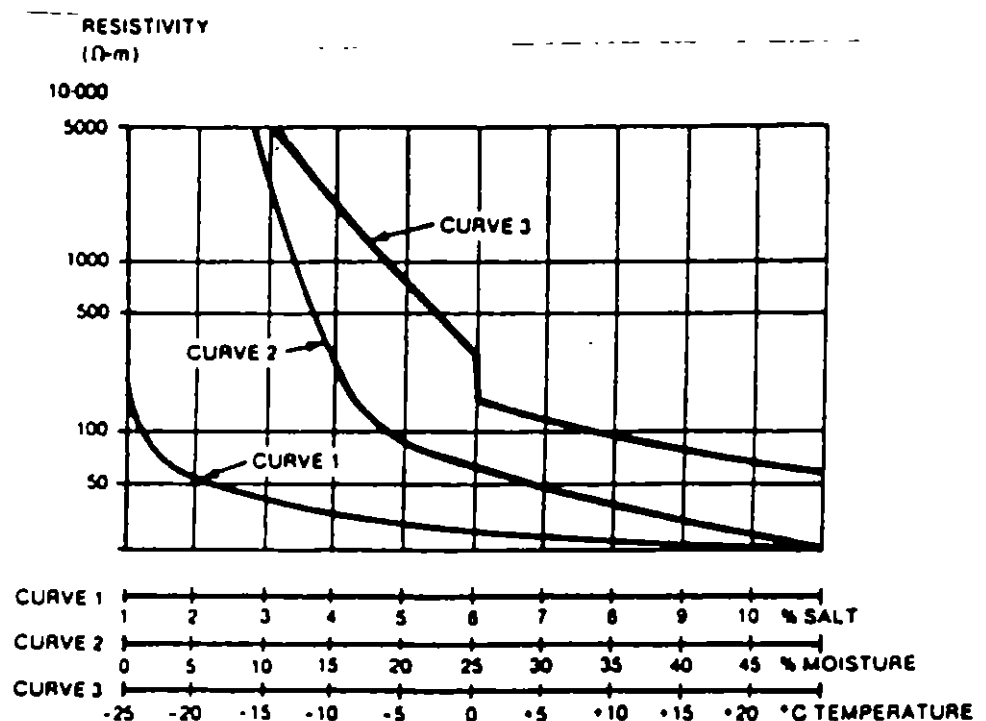
2.6. EFECTO DE LA HUMEDAD, TEMPERATURA Y CONTENIDO QUIMICO SOBRE LA RESISTIVIDAD.

La resistividad de la mayoría de los suelos se eleva considerablemente cuando el contenido de humedad se reduce a menos del 15% del peso del suelo. La cantidad de agua en el suelo depende del tamaño de las partículas, su compactación y variabilidad. Sin embargo como se muestra en la Fig. 3, curva 2, la resistividad se afecta muy poco una vez que el contenido de humedad excede el 22%.

La curva 3 de la Fig. 3, muestra la variación típica de la resistividad del suelo con respecto a la temperatura para un suelo arcilloso conteniendo 15.2% de humedad por peso. El efecto de la temperatura sobre la resistividad del suelo puede considerarse despreciable para temperaturas arriba -- del punto de congelación. A 0°C el agua en el suelo se empieza a congelar e incrementar su resistividad rápidamente.

La composición y la cantidad de sales solubles, ácidos o al-kalis presentes en el suelo, pueden afectar considerablemente su resistividad. La curva 1 de la Fig. 3, ilustra el efecto típico de la sal (Cloruro de sodio) sobre la resistividad del suelo que contiene 30% de humedad por peso.

Figura 3



2.7. TECNICAS DE MEDICION.

La investigación en campo del terreno de una Subestación, es esencial para determinar tanto la composición general del -- suelo como la obtención de algunas ideas básicas acerca de -- su homogeneidad. Generalmente excavaciones y otros trabajos de Ingeniería Civil estan ya en desarrollo en o cerca del sitio donde se localizará la malla de tierras.

La resistividad del suelo para el diseño de una red de tie--rras generalmente se determina recopilando datos de campo en el sitio en cuestión. Ya que existen variaciones tanto horizontal como verticalmente en la composición de un suelo, es conveniente realizar las pruebas de campo en varios lugares del terreno. La mayor cantidad posible de datos obtenidos - en las pruebas nos permitirá seleccionar con precisión el - modelo del suelo a usar en el diseño de nuestra red.

Existen 2 métodos para la medición de la resistividad del - terreno:

a) METODO DE 4 PUNTOS O METODO DE WENNER

Este método es el más usado para la medición de la resisti--vidad promedio del terreno.

Se entierran pequeños electrodos a una profundidad "b" y es--paciados a intervalos "a". Se hace circular una corriente - de prueba I entre los dos electrodos exteriores y se mide - con un voltmetro de alta impedancia el voltaje en los 2 in--teriores. La relación V/I nos dará la resistencia en Ohms.

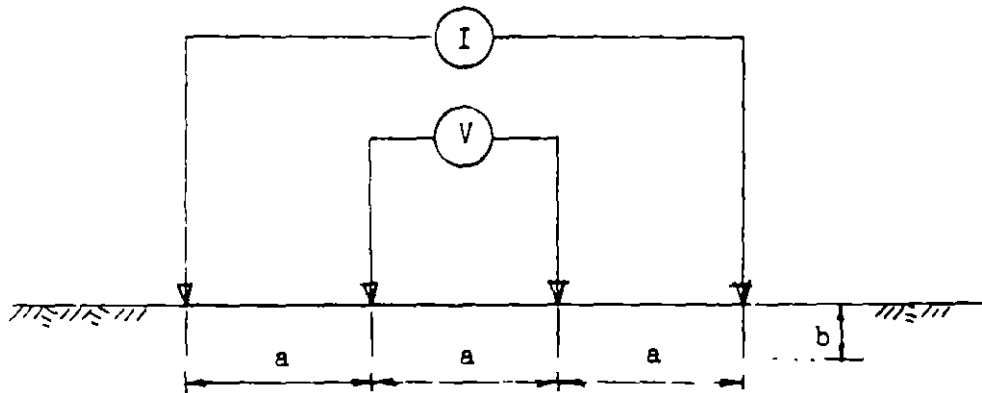
Existen 2 variaciones en este método:

A) Electrodos igualmente espaciados o Arreglo de Wenner.
Con este arreglo los electrodos están igualmente espaciados como se muestra en la Fig. 4-a.

Sea "a" la distancia entre dos electrodos adyacentes, entonces la resistividad en términos de las longitudes "a" y "b" que podemos medir será:

$$\rho = \frac{4\pi ar}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

La localización de los electrodos es sobre una línea recta.



$$b=0.1a$$

Figura 4-a

Si la longitud "b" es mucho menor que la longitud "a", puede despreciarse y la fórmula se reduce a:

$$\rho = 2\pi ar$$

y da aproximadamente la resistividad promedio (también conocida como resistividad aparente) del terreno.

Las lecturas obtenidas en campo pueden graficarse en función de su espaciamiento, indicándonos donde existen capas de diferente suelo con sus respectivas resistividades y profundidades.

B) Electrodos no igualmente espaciados o Arreglo de Schlumberger - Palmer.

Una desventaja del método de Wenner es el decremento rápido en la magnitud del voltaje entre los 2 electrodos interiores cuando su espaciamiento se incrementa a valores muy grandes. Para medir la resistividad con espaciamiento grande entre los electrodos de corriente, puede usarse el arreglo mostrado en la Fig. 4-b

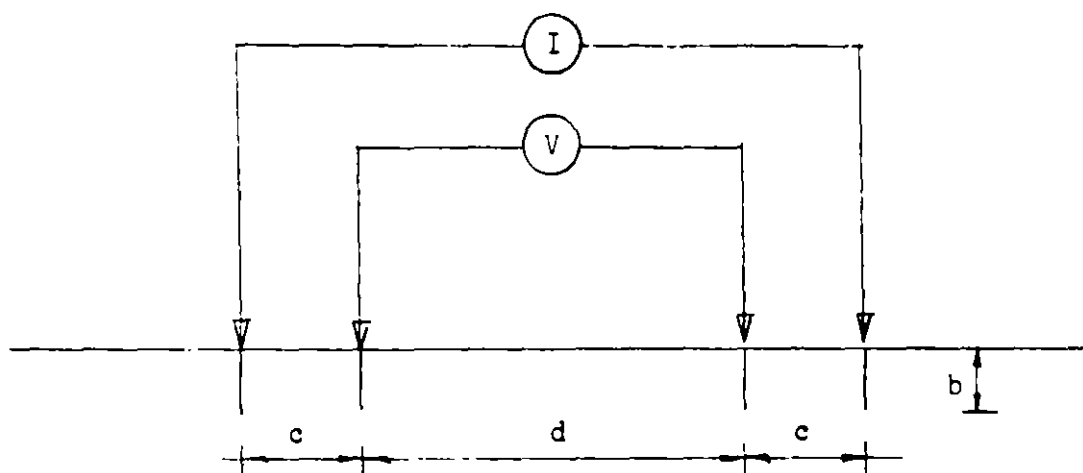


Figura 4-b

Los electrodos de potencial se localizan lo más cerca de los correspondientes electrodos de corriente, esto incrementa el potencial medido.

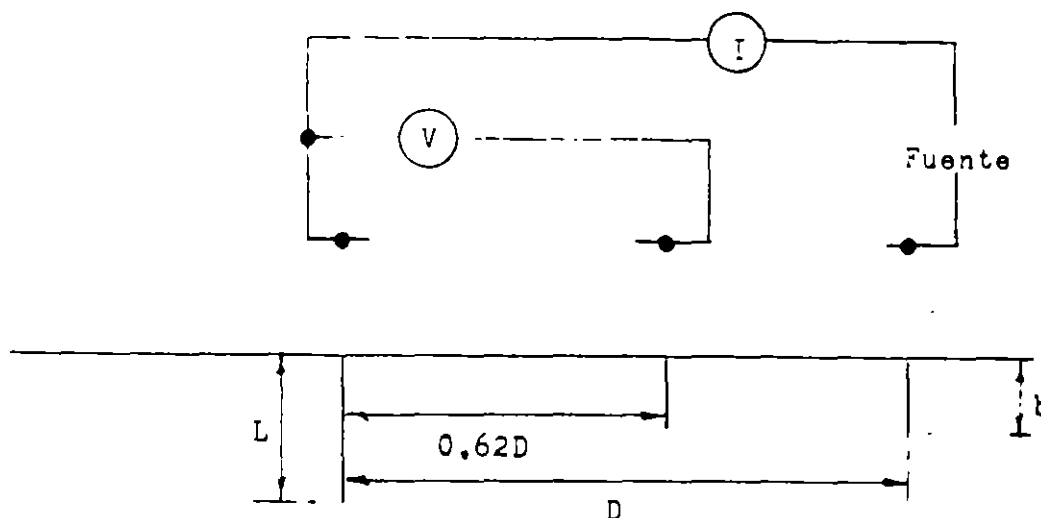
La fórmula empleada en este caso puede determinarse fácilmente. Si la profundidad "b" de los electrodos es pequeña comparada con la separación "d" y "c", entonces la resistividad aparente puede calcularse como:

$$\rho = \frac{\pi c(c+d)r}{d}$$

Además con valores grandes de $(d/(2c + d))$, las variaciones de las resistividades medidas debidas a irregularidades en la superficie son reducidas a un mínimo, dando mediciones más precisas.

b) METODO DE TRES PUNTOS O DE CAIDA DE POTENCIAL

El diagrama de conexiones para este método se muestra en la Fig. 5 :



En este método la profundidad L de la varilla de prueba localizada en el terreno es variable. Las otras dos varillas conocidas como varillas de referencia se entierran a poca profundidad " b " y espaciadas sobre una línea recta; con la varilla de voltaje localizada a 62% de la distancia entre la varilla de corriente y la varilla de prueba.

Para minimizar la interferencia inter-electrodos, la varilla de corriente deberá localizarse al menos a una distancia $5L_{\max}$ alejada de la varilla de prueba.

Estas especificaciones para la localización de las varillas de referencia están basadas en la suposición de un suelo uniforme.

Para un suelo uniforme, la resistencia de una varilla de longitud L y diámetro D enterrada en suelo de resistividad ρ está dada por:

$$r = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{2.943 L}{D} \right]$$

Para cada longitud L de la varilla, la resistencia r medida determina el valor de resistividad aparente, el cual cuando se grafica contra L es de gran ayuda para determinar las variaciones de la resistividad del terreno con la profundidad.

3. CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTES Y ASIMETRIA.

3.1. DETERMINACION DE LA CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA.

Para determinar el valor correcto de la corriente máxima - de malla I_G para el cálculo de la red de tierras de la sub estación, se seguirán los siguientes pasos:

- a) Evaluar el tipo y localización de aquellas fallas a tierra que probablemente producirán los mayores flujos de corriente entre la malla y el terreno circundante, produciendo la mayor elevación en el potencial de la malla con respecto a tierra (GPR) y los mayores gradientes de potencial en el área de la subestación.
- b) Determinar por cálculo, el factor de división de la corriente de falla S_f , para cada uno de los tipos de falla seleccionados en el inciso a) y establecer los valores correspondientes de corriente simétrica de malla, - I_g .
- c) Para cada uno de los tipos de falla y basado en su tiempo de duración t_f , determinar el valor del factor de decrecimiento D_f para los efectos de asimetría de la onda de la corriente de falla.
- d) Seleccionar el valor más grande del producto $D_f I_g$ y por lo tanto la peor condición de falla; y establecer el valor del factor de proyección C_p para obtener los márgenes para crecimiento futuro del sistema.

3.2. CORRIENTE SIMETRICA DE MALLA.

Es una parte de la corriente simétrica de falla a tierra - que fluye de la malla de tierras hacia el terreno que la rodea. Puede expresarse como:

$$I_g = S_f I_f$$

Donde:

I_g = Corriente simétrica de malla en Amperes

I_f = Valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en Amperes

S_f = Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla a la parte de esta corriente que fluye de la malla hacia el terreno.

3.3. CORRIENTE MAXIMA DE MALLA.

El valor de la corriente máxima de malla se define como:

$$I_G = C_p D_f I_g$$

Donde:

I_G = Corriente máxima de malla en Amperes

D_f = Factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla t_f en segundos.

C_p = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$.

I_g = Corriente simétrica de malla (valor rms) en Amperes,

3.4 EFECTO DE LA ASIMETRIA. FACTOR DE DECREMENTO

La máxima corriente de malla I_G como se describio en el punto 3.3 de estas notas, es la máxima corriente asimétrica que fluye entre la malla de tierra y el terreno que la rodea.

Esta corriente incluye la corriente simétrica I_g , así como una corrección para la componente de corriente directa. Esta componente decae exponencialmente y se conoce como desplazamiento de la corriente cd.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento D_f el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de cd.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left[1 - e^{-2t_f/T_a} \right]}$$

Donde: t_f = Duración de la falla en segundos

T_a = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{\omega R}$$

La relación X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

Se presenta la siguiente tabla para D_f y diferentes valores de X/R :

Decrement Factor D_f for Various X/R Ratios

Fault Duration t_f (sec)	60 Hz Cycles	Decrement Factor D_f			
		X/R =10	X/R =20	X/R =30	X/R =40
.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

3.5. FACTOR DE DIVISION DE LA CORRIENTE DE FALLA.

Se define como:

$$S_f = \frac{I_g}{3I_o} = \frac{I_g}{I_f}$$

Donde:

I_g = Corriente simétrica de malla

I_o = Corriente de secuencia cero en el punto de falla

3.6. TIPOS DE FALLA A TIERRA.

Pueden ocurrir diferentes tipos de falla en el sistema, pe

ro desafortunadamente es difícil determinar que tipo de falla y su localización, proporcionarán el mayor flujo de corriente entre la malla de tierras y el terreno que la rodea. (Corriente I_G en las figuras 6,7,8, y 9).

En la determinación de los tipos de falla deberá considerarse la probabilidad de que ocurra la falla. Para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes se realice únicamente con la falla de línea a tierra (monofásica) y de dos líneas a tierra (bifásica a tierra).

Las fórmulas para calcularlas son respectivamente:

$$I_0 = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0} \qquad I_0 = \frac{EX_2}{X_1(X_0 + X_2) + X_2X_0}$$

Donde:

I_0 = Corriente rms simétrica de secuencia cero en el punto de falla

E = Voltaje en el punto de falla

X_1 = Reactancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla

X_2 = Reactancia equivalente de secuencia negativa en el punto de falla

X_0 = Reactancia equivalente de secuencia cero en el punto de falla

3.7. EFECTO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

En la mayoría de los casos, es suficiente calcular la corriente máxima de malla I_G como se describió en los párrafos anteriores, despreciando las resistencias de los elementos del sistema eléctrico, la resistencia a tierra de la malla y la impedancia de la falla. El error que se in--

introduce en los cálculos es despreciable dando más margen de seguridad a la red, ya que la corriente calculada es ligeramente mayor.

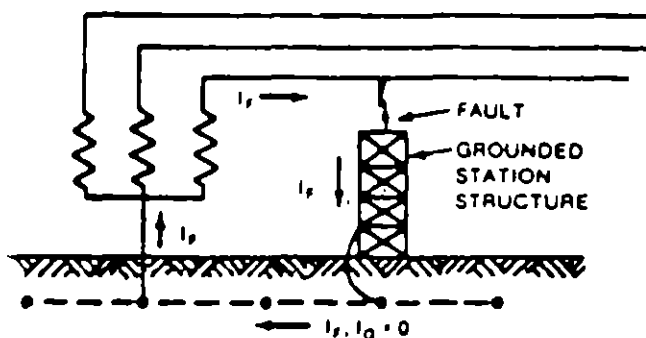


Figura 6

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado localmente

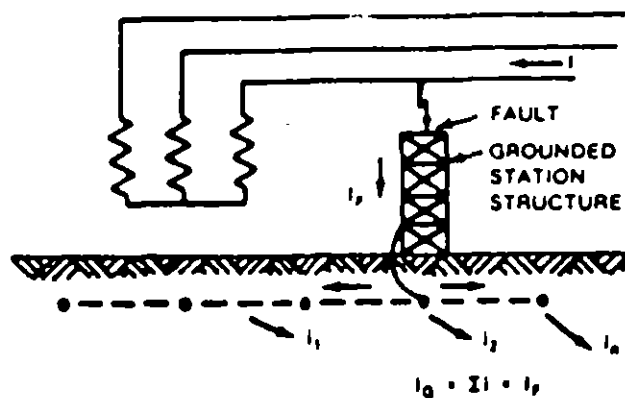


Figura 7

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado remotamente

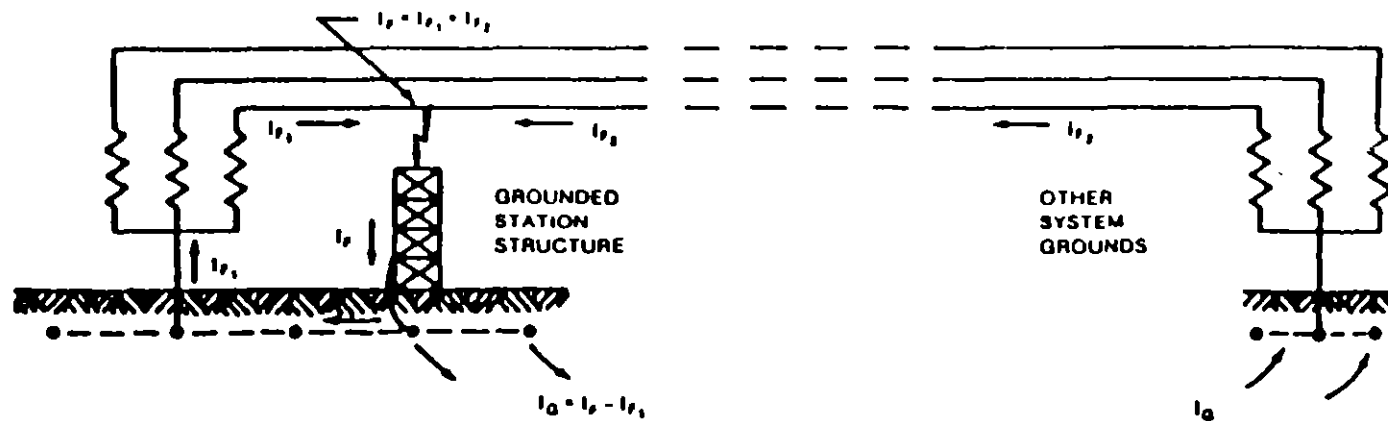


Figura 8

Falla local en la subestación, sistema aterrizado localmente
y en otros puntos

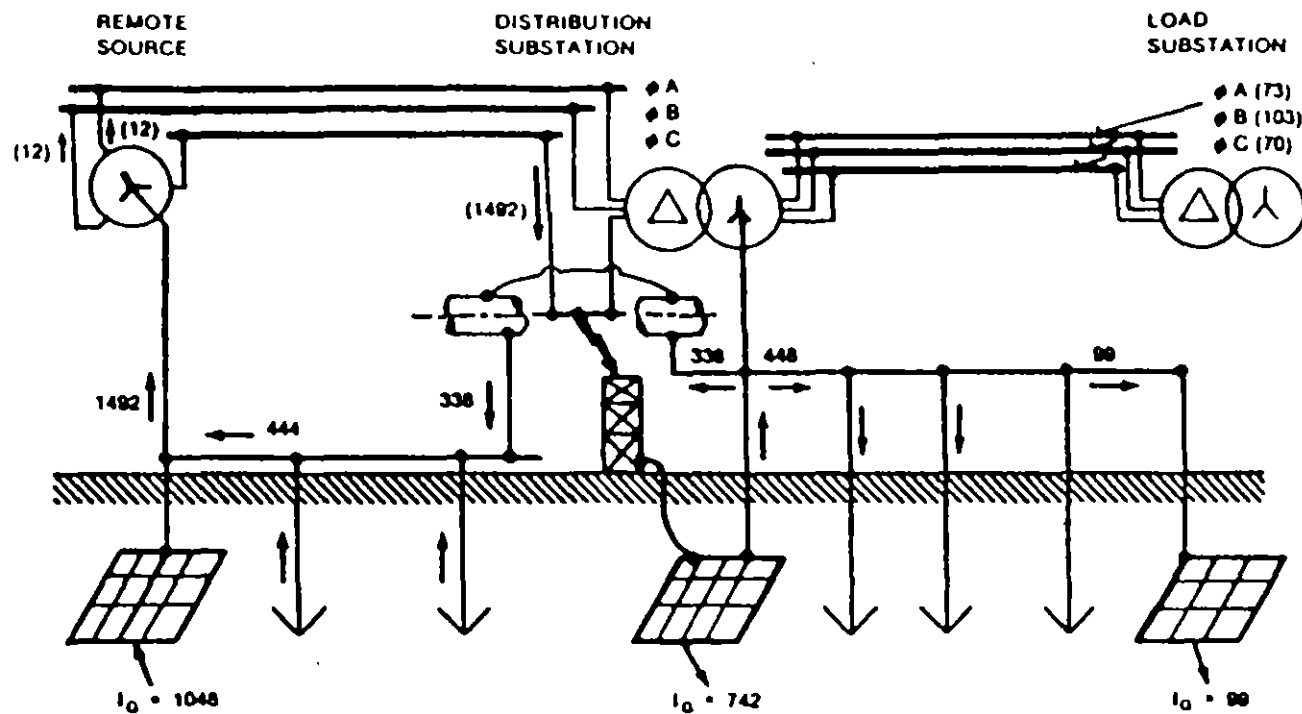


Figura 9

División de corrientes para una falla en el lado de alta tensión de una subestación de distribución

4. RESISTENCIA A TIERRA.

Un sistema de tierras deberá proveer una resistencia a tierra - con valores cercanos a cero; en la práctica la elevación del potencial a tierra en el lugar de la subestación se incrementa proporcionalmente con la corriente de falla, a altas corrientes se deberá tener un valor muy bajo de resistencia a tierra del sistema.

Para subestaciones de potencia es recomendable tener valores de resistencia a tierra cercanos a 1 Ohm ó menos; mientras que en subestaciones de distribución un rango aceptable es de 1 a 5 Ohms dependiendo de las condiciones locales.

4.1. CALCULOS SIMPLIFICADOS.

El valor estimado de la resistencia a tierra es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el arreglo básico del sistema de tierras. A primera vista esto puede parecer difícil; el sistema de tierras todavía no está diseñado y su resistencia es desconocida.

Afortunadamente la resistencia depende en primer lugar del área ocupada por el sistema de tierras, la cual es conocida desde que se inicia el diseño.

Como primera aproximación, el valor mínimo de la resistencia a tierra en la subestación en suelo uniforme puede estimarse por medio de la fórmula de una placa metálica circular una vez que se ha determinado la resistividad del suelo.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad \dots 1$$

Donde:

R_g = Resistencia a tierra en Ohms

ρ = Resistividad promedio del suelo en Ohm-metro

A = Área ocupada por la malla de tierra en m^2

Puede obtenerse un valor límite de la resistencia agregando

un término a la fórmula anterior:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad \dots 2$$

Donde L es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

El segundo término reconoce el hecho de que la resistencia de cualquier sistema que consiste en un número de conductores es mucho mayor que el formado por una placa sólida, y que esta diferencia decrecerá cuando se incremente la longitud de los conductores enterrados, aproximándose a cero - cuando L sea infinita, alcanzándose la condición de placa sólida.

Las ecuaciones anteriores pueden emplearse con razonable - precisión para profundidades de la red menores a 0.25 metros.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad \dots 3$$

Donde h es la profundidad de la malla en metros.

La ecuación 1 se usará solamente cuando se requiera un valor estimado de la resistencia a tierra.

Las ecuaciones 2 y 3 son de gran ayuda para calcular la elevación de potencial a tierra para evaluar un diseño preliminar y determinar la longitud aproximada de conductores enterrados que se necesitan para el control de los voltajes de paso y de contacto.

Para una mejor estimación de la resistencia a tierra de mallas con varillas de tierra, deberá emplearse la fórmula -

de Schwarz descrita a continuación.

4.2. FORMULA DE SCHWARZ.

La resistencia total de un sistema que consiste de una combinación de conductores horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas), es menor que la resistencia de cualquiera de los componentes por separado, pero mayor que su combinación en paralelo.

La resistencia total es:

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \quad \dots 4$$

Donde:

R_1 = Resistencia de los conductores de la malla

R_2 = Resistencia de todas las varillas de tierra

R_{12} = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas.

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para R_2 y R_{12} han sido modificadas.

$$R_1 = (\rho_1 / \pi l_1) (\ln (2l_1 / h') + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2) \quad \dots 5$$

$$R_2 = (\rho_a / 2\pi n l_2) [\ln (8l_2 / d_2) - 1 + 2K_1 (l_2 / \sqrt{A}) (\sqrt{n} - 1)^2] \quad \dots 6$$

$$R_{12} = (\rho_a / \pi l_1) [\ln (2l_1 / l_2) + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2 + 1] \quad \dots 7$$

Donde:

- ρ_1 = soil resistivity encountered by grid conductors buried at depth h in Ω -m.
- ρ_0 = apparent soil resistivity as seen by ground rod in Ω -m.
- H = hickness of the upper layer soil in m.
- ρ_2 = soil resistivity from depth H downward in Ω -m.
- l_1 = total length of grid conductors in m.
- l_2 = average length of a ground rod in m.
- h = depth of grid burial in m.
- h' = $\sqrt{0.5 h}$ for conductors buried at depth h , or $0.5 d_1$ for conductors at $h = 0$ (on earth's surface).
- A = area covered by a grid of dimensions a, b in m^2 .
- n = number of ground rods placed in area A .
- K_1, K_2 = constants related to the geometry of the system [fig 18 (a) and (b)].
- d_1 = diameter of grid conductors in m.
- d_2 = diameter of ground rods in m.
- a = short-side grid length in m.
- b = long-side length in m.

Las ecuaciones 5, 6 y 7 son válidas para suelos con 2 capas, con la capa superior de espesor H en la cual las varillas penetran para alcanzar la capa inferior. En tal caso, esto es para $\rho_1 > \rho_2$ donde la malla está enterrada en la capa superior ρ_1 pero las varillas están parte en la capa ρ_1 y parte en ρ_2 , el cálculo de R_2 y R_{12} se realiza con una resistividad aparente ρ_a vista por las varillas de tierra igual a:

$$\rho_a = \frac{1}{2}(\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 H + \rho_1 (l_2 - H))$$

Para el caso más general, en que la parte superior de las varillas están a la misma profundidad de la malla:

$$\rho_a = \frac{1}{2}(\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 (H-h) + \rho_1 (l_2 + h - H))$$

Para suelos de resistividad uniforme:

$$\rho_2 = \rho_1$$

Si la diferencia entre ρ_1 y ρ_2 no es muy grande (de preferencia ρ_2 no menor que $0.2\rho_1$) y el espesor de la primera capa H es al menos $0.1b$, las ecuaciones son razonablemente precisas para la mayoría de los cálculos y además fáciles de emplear.

5. CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

5.1. RANGO DE CORRIENTE TOLERABLE.

Los efectos que produce una corriente eléctrica al circular a través de partes vitales del cuerpo humano, dependen de la duración, magnitud y frecuencia de esta corriente.

Los efectos fisiológicos más comunes que se presentan al ir incrementando la corriente eléctrica que circula por el cuerpo, son:

- Percepción
- Contracción muscular
- Pérdida del conocimiento
- Fibrilación ventricular
- Paro respiratorio
- Quemaduras

La consecuencia más peligrosa es la fibrilación ventricular, una condición de acción no coordinada de los ventrículos del corazón que da como resultado el paro inmediato de la circulación de la sangre.

La corriente de magnitud I_B y rango de duración 0.03 a 3 segundos que no produce fibrilación, está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo y se describe en la siguiente ecuación:

$$(I_B)^2 t = K \quad \dots 8$$

Donde:

I_B = Magnitud rms de la corriente que fluye por el cuerpo

t = Duración del flujo de corriente

K = Constante empírica relacionada con la energía tolerada por un $X\%$ de una población dada.

Estos parámetros están basados en estudios en los cuales el 99.5% de todas las personas con peso aproximado de 50 Kg - (110 libras) pueden soportar sin fibrilación ventricular, el paso de una corriente en magnitud y duración como la de

la ecuación anterior.

Despejando I_B :

$$I_B = \frac{\sqrt{K}}{\sqrt{t}} \quad \dots 9$$

Para las condiciones anteriores (50 Kg - 99.5%) el valor de K es 0.0135, por lo que:

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \dots 10$$

Para personas con peso aproximado de 70 Kg (155 libras) el valor de K es 0.0246 por lo que:

$$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \quad \dots 11$$

Este valor puede considerarse típico para los cálculos, ya que la mayoría de la población tiene un peso alrededor de los 70 Kg.

Usando el valor de la corriente tolerable por el cuerpo establecida anteriormente y las constantes apropiadas del -- circuito, es posible determinar el voltaje tolerable entre dos puntos críticos de contacto.

Para el análisis del circuito equivalente se aplicará la siguiente notación:

I_A = Corriente a través del circuito

R_A = Resistencia efectiva total del circuito

I_B = Corriente permisible por el cuerpo humano

Por condiciones de seguridad:

$$I_A < I_B$$

La resistencia R_A del circuito es función de la resistencia del cuerpo R_B y de la resistencia R_F (resistencia de la tierra debajo de cada pie).

Para el análisis del circuito, el pie humano puede representarse como un disco conductor despreciando la resistencia de contacto de los zapatos.

Las resistencias propia y mutua para dos discos metálicos de radio b separados una distancia d_F sobre la superficie de un terreno homogéneo de resistividad ρ son:

$$R_{foot} = \rho / (4b) \quad \text{y} \quad R_{M_{foot}} = \rho / (2\pi d_{foot}) \quad \dots 11a \text{ y } 11b$$

Donde:

R_{foot} = Resistencia propia a tierra de cada pie en Ohms

$R_{M_{foot}}$ = Resistencia mutua entre los pies en Ohms

b = Radio equivalente de un pie en m.

d_{foot} = Separación de los pies en m.

La resistencia de la tierra bajo los dos pies en serie y en paralelo son:

$$R_{2F_s} = 2(R_{foot} - R_{M_{foot}}) \quad \dots 12$$

$$R_{2F_p} = 0.5(R_{foot} + R_{M_{foot}}) \quad \dots 13$$

Donde:

R_{2F_s} = Resistencia de los dos pies en serie

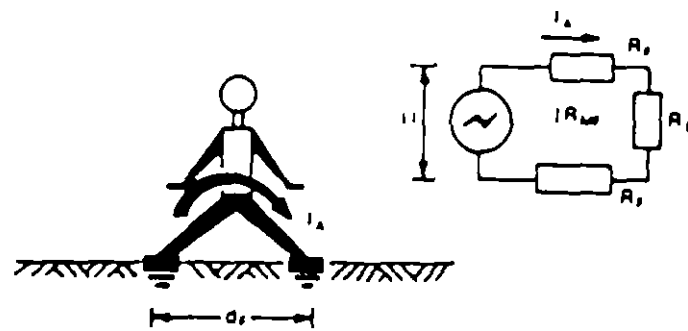
R_{2F_p} = Resistencia de los dos pies en paralelo

La figura 10 define el circuito equivalente de un contacto pie a pie. El potencial U es la diferencia de potencial -- máxima entre dos puntos sobre la superficie separados por la distancia de un paso.

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de paso es:

$$R_A = R_B + 2(R_{foot} - R_{M_{foot}})$$

El circuito equivalente para el contacto entre una mano y los dos pies se muestra en la figura 11.



$$d_f = 1 \text{ m}$$

$$R_A = R_B + 2R_f + 2R_{wf}$$

$$I_A = U/R_A$$

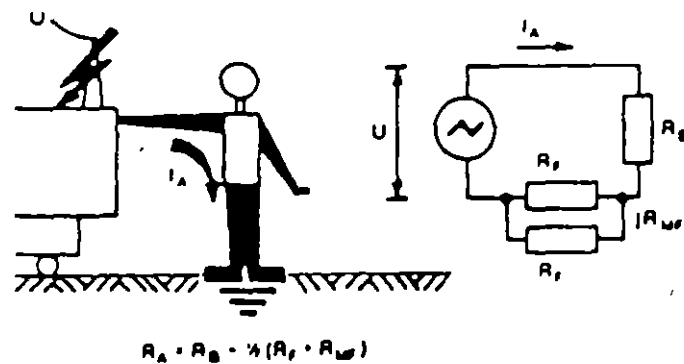
$$R_B = 1000 \Omega$$

where

I_A = the current of accidental circuit
 R_A = the total resistance of accidental circuit

Figura 10

Circuito del potencial de paso



$$R_A = R_B + \frac{1}{2}(R_f + R_{wf})$$

Figura 11

Circuito del potencial de contacto

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de contacto está dada por:

$$R_A = R_B + 0.5(R_{foot} + R_{M_{foot}})$$

Se ha seleccionado para los cálculos un radio de 0.08 m -- (3 pulgadas) para el disco que representaría a un pie, despreciando el término correspondiente a la resistencia mutua.

Con esta aproximación, las ecuaciones para las resistencias en serie y paralelo de los 2 pies se obtienen en forma numérica expresadas en términos de la resistividad ρ como:

$$R_{2F_s} = 6\rho \quad \text{y} \quad R_{2F_p} = 1.5\rho \quad \dots 14 \text{ y } 15$$

5.2. EFECTO DE LA CAPA DE ROCA TRITURADA EN LA SUPERFICIE DE LA SUBESTACION.

Las ecuaciones 11a y 11b fueron derivadas, basadas en la suposición de un terreno con resistividad uniforme, cuando se tiene una capa de roca triturada en la superficie de la subestación (8 a 15 cm.) se incrementa la resistencia de contacto entre el terreno y los pies del personal en la subestación.

Las ecuaciones para R_{foot} y $R_{M_{foot}}$ serán ahora:

$$R_{foot} = \frac{\rho_1}{4b} F(X_1) \quad \dots 16$$

$$R_{M_{foot}} = \frac{\rho_1}{2\pi d_{foot}} F(X_2) \quad \dots 17$$

Donde:

b y d_{foot} se definieron anteriormente y $F(x)$ es una -- función basada en el espaciamiento entre los pies y los valores relativos de las resisti-

vidades del terreno y de la roca triturada en la superficie ,

$$F(x) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} 0 \quad \dots 18$$

$$Q = \frac{K^n}{\sqrt{1+(2nx)^2}} \quad \dots 19$$

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad \dots 20$$

Donde:

ρ_s = Resistividad de la roca triturada en Ohms-metro

ρ = Resistividad del terreno en Ohms-metro

$x = x_1 = h_s/b$ para R_{foot}

$x = x_2 = h_s/d_{foot}$ para R_{Mfoot}

h_s = Espesor de la capa de roca triturada, en metros

Como la cantidad $F(x)$ es difícil de evaluar si no se cuenta con una computadora, estos valores han sido calculados y graficados para un amplio rango de valores de x y el factor K como se muestra en la figura:

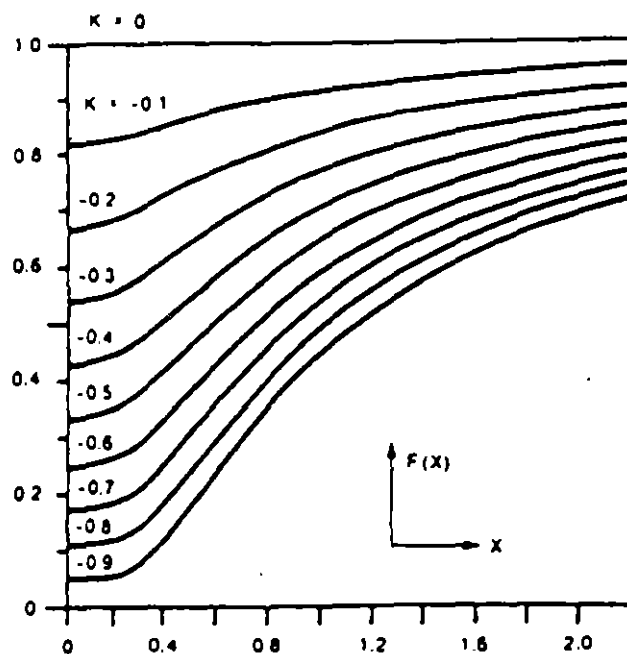


Figura 12

Para simplificar el procedimiento anterior, se desprecia la resistencia mutua y el radio equivalente b se ha considerado de 0.08 metros, encontrándose las ecuaciones para la resistencia de los 2 pies en serie y paralelo de la siguiente forma:

$$R_{2F_s} = 6.0 C_s(h_s, K) \rho_s \quad \dots 21$$

$$R_{2F_p} = 1.5 C_s(h_s, K) \rho_s \quad \dots 22$$

Donde:

C_s = Factor de reducción del valor nominal de la resistividad superficial.

$C_s = 1$ para cuando la resistividad superficial es igual a la resistividad del terreno.

En cualquier otro caso:

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2nh_s/0.08)^2}} \right] \quad \dots 23$$

Para este último caso en que $C_s < 1$, donde C_s es una función de (h_s, K) y el cual distingue las ecuaciones 21 y 22 de las ecuaciones 14 y 15, los valores de C_s se grafican en la siguiente figura:

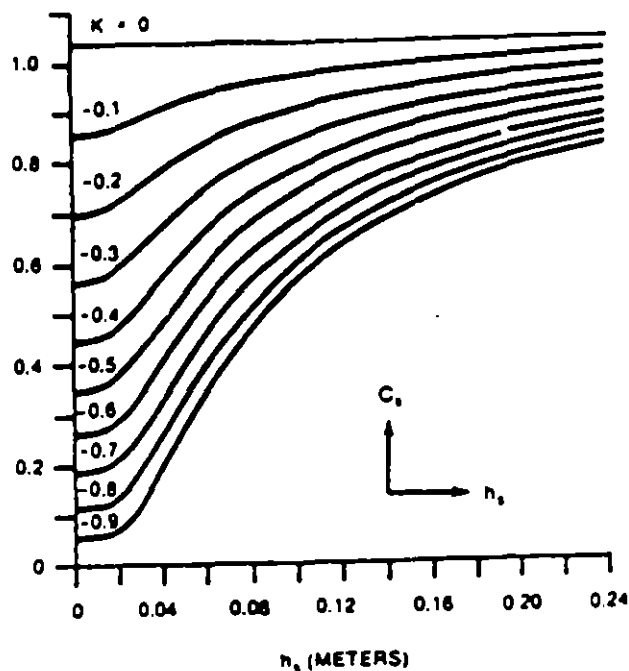


Figura 13

5.3. POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{paso}} = (R_B + R_{2F_s}) I_B$$

$$E_{\text{paso}_{50}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad \dots 24$$

$$E_{\text{paso}_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad \dots 25$$

5.4. POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{cont}} = (R_B + R_{2F_p}) I_B$$

$$E_{\text{cont}_{50}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad \dots 26$$

$$E_{\text{cont}_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad \dots 27$$

Donde:

$C_s = 1$ Para cuando no existe una capa superficial en la subestación ó determinado a partir de la figura 13 cuando se tenga una capa superficial de alta resistividad y pequeño espesor.

$\rho_s =$ Resistividad del material de la superficie en Ohms-metro

$t_s =$ Duración de la corriente en segundos.

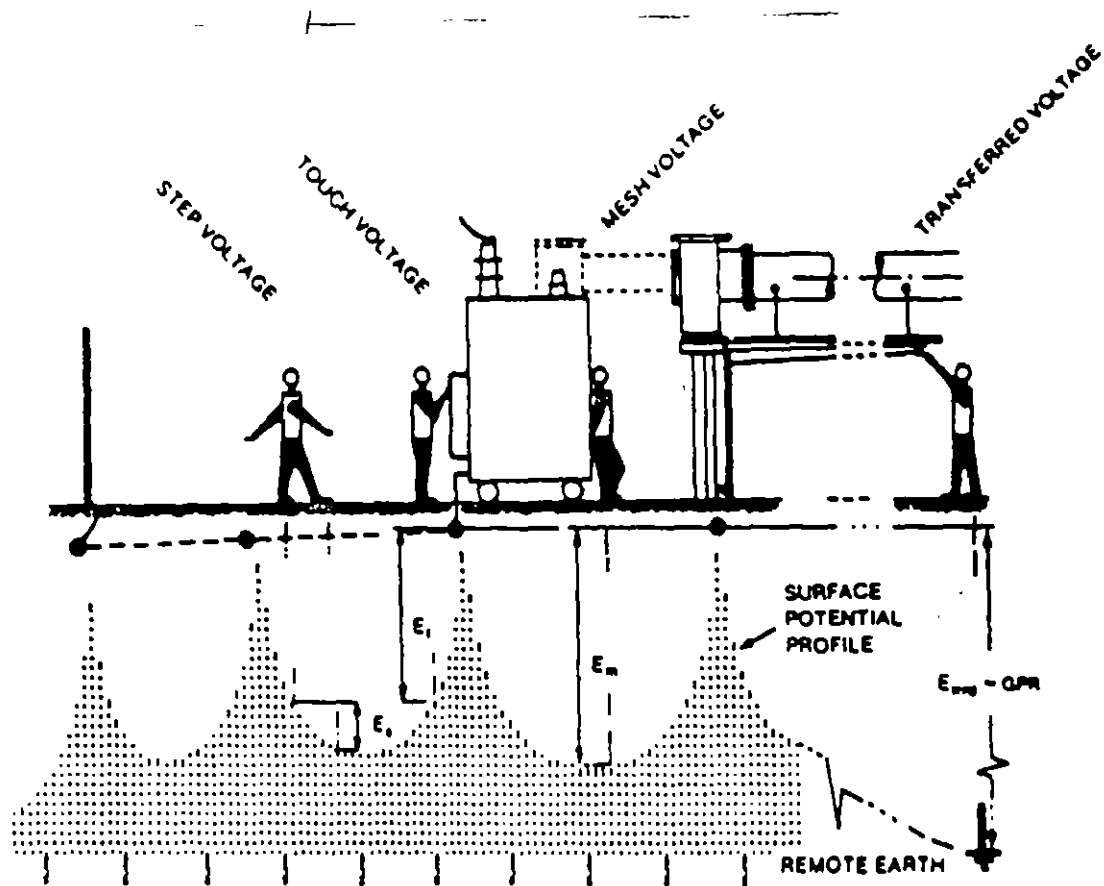


Figura 14
Situación de Potenciales

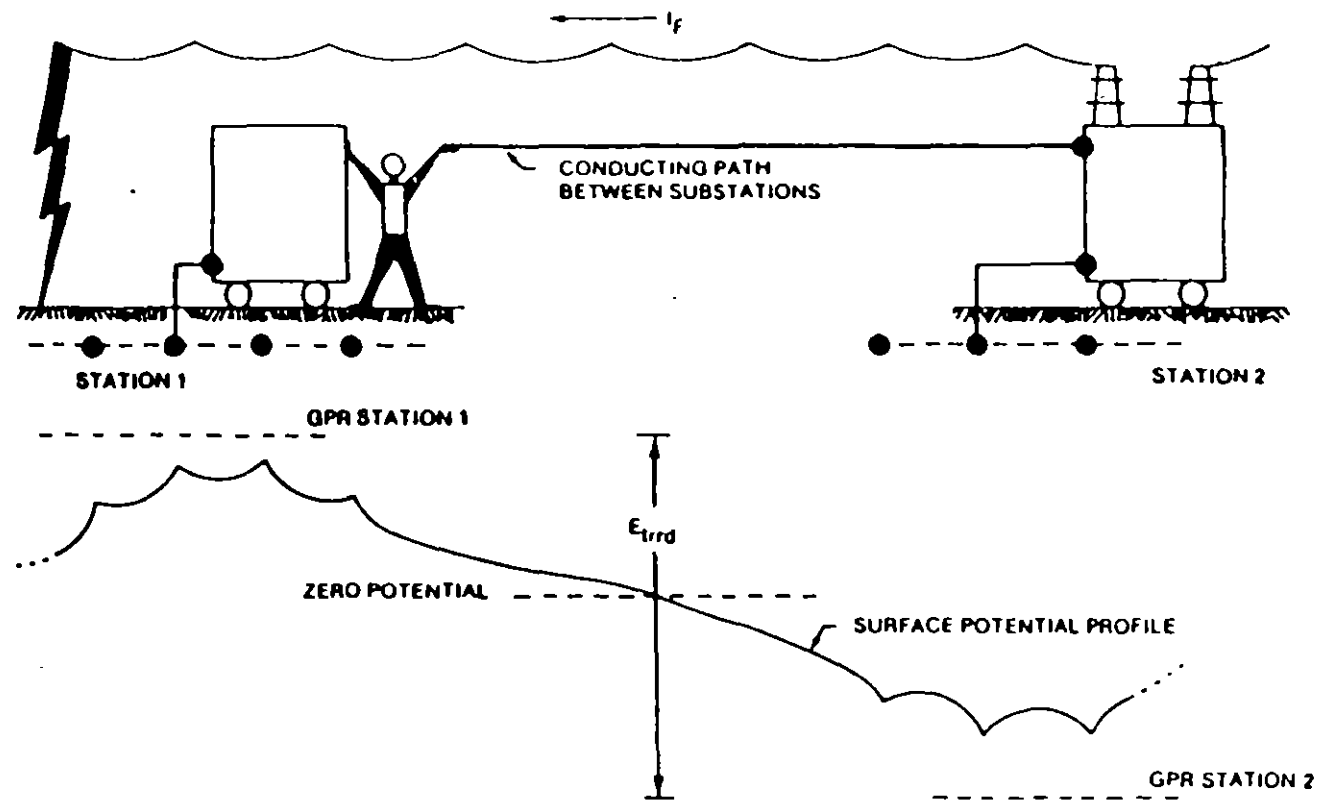


Figura 15

Situación típica de potencial transferido

Resistividad típica de materiales empleados como material de superficie en Subestaciones

Typical Resistivity of Material Used as Surface Material in Substations

No.	Description of Surface Material	Resistivity of Sample (ohm-meters)	
		Dry	Wet
1	Crusher Run Granite with Fines	140×10^6	1,300
2	#57 Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	190×10^6	8,000
3	Clean Limestone Slightly Coarser than Number 2	7×10^6	2,000 3,000
4	Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	2×10^6	10,000
5	Washed Granite Similar to Pss Gravel	40×10^3	5,000
6	Crushed Aggregate Base Granite (with fines)	--	500-1,000
7	Concrete	2,000 - 10,000	50-100
8	Concrete	1,200 - 280,000	21-63
9	Asphalt	--	10,000
10	Asphalt	2×10^6 30×10^6	10,000 to 6×10^6

Referencia: Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986
Guide for Safety
Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR

6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR.

Los conductores empleados en el sistema de tierra serán capaces de soportar la máxima corriente de falla durante un tiempo determinado sin llegar a la fusión.

La ecuación que evalúa la ampacidad de cualquier conductor del cual se conocen las constantes de su material es:

$$I = A \sqrt{\left[\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right] \ln \left[\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right]} \quad \dots 28$$

Donde:

- I = Corriente rms en Kiloamperes
- A = Sección transversal del conductor en mm^2
- T_m = Temperatura máxima permisible en $^{\circ}\text{C}$
- T_a = Temperatura ambiente en $^{\circ}\text{C}$
- T_r = Temperatura de referencia para las constantes del material en $^{\circ}\text{C}$
- α_o = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C
- α_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r
- ρ_r = Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega/\text{cm}^3$
- $K_o = 1/\alpha_o, \text{ ó } (1/\alpha_r) - T_r$
- t_c = Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos
- $TCAP$ = Factor de capacidad térmica en $\text{J}/\text{cm}^3/^{\circ}\text{C}$

Nótese que α_r y ρ_r están dados para la misma temperatura de referencia. Se muestran las constantes del material en la tabla No.1. Si el tamaño del conductor está dado en Circular Mils, la ecuación se modifica a:

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-3} A \sqrt{\left(\frac{TCAP}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right)} \quad \dots 29$$

Description	Material Conductivity (%)	α_v Factor 20°C	K (1/ α_0) 0°C	Fusing Temperature °C	ρ_v 20°C ($\mu\Omega/\text{cm}$)	TCAP Factor Effective Value (J/cm ³ /°C)
Standard annealed soft copper wire	100	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Commercial hard drawn copper wire	87	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Copper Clad steel core wire	40	0.00378	245	1084/13	4.397	3.846
Copper Clad steel core wire	30	0.00378	245	1084/13	5.862	46
Commercial EC aluminum wire	61	0.00403	228	657	2.862	2.556
Aluminum Alloy wire 5006	53.5	0.00363	263	660	3.2226	2.598
Aluminum Alloy wire 6201	52.5	0.00347	268	660	3.284	2.598
Aluminum Clad steel core wire	20.3	0.0036	258	660/130	8.4805	2.67
Zinc Coated steel core wire	8.5	0.0032	293	419/13	20.1	3.931
Stainless	2.1	0.0013	749	1400	72	4.032

TABLA 1
CONSTANTES DE MATERIAL

Las ecuaciones anteriores pueden ordenarse de tal manera que se calcule el tamaño o calibre del conductor requerido en función de la corriente:

$$A_{mm^2} = I \sqrt{\frac{\frac{t_c a_r \rho_r \cdot 10^4}{TCAP}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 30$$

$$A_{mil} = 1973.52 I \sqrt{\frac{\frac{t_c a_r \rho_r \cdot 10^4}{TCAP}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 31$$

La figura 16 y la tabla 2, proporcionan una referencia rápida para algunos materiales, suponiendo los siguientes parámetros de diseño:

1. Temperatura ambiente de 40 °C
2. Temperatura límite de fusión del conductor como se muestra en la tabla 1 .
3. Temperatura máxima de 450 y 250 °C para los conectores.

Fault time (S)	100% Cu Only	97% Cu Only	40 % CCS Only	30% CCS Only	97% Cu (450 C)	Temperatura (250 C)
30	38.4	38.7	57	65.8	51.4	64.5
4	14	14.2	20.8	24	18.7	23.5
1	7	7.1	10.4	12	9.3	11.8
0.5	4.9	5	7.4	8.5	6.6	8.3

Tabla 2

Tamaño mínimo de conductor (cmils/A)

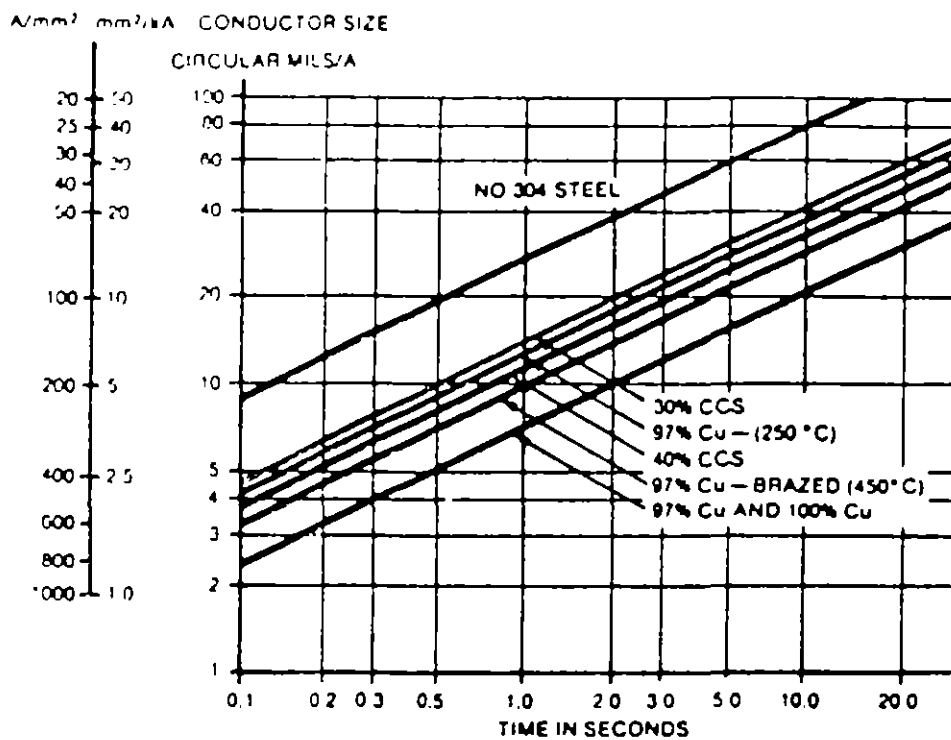


Figura 16

Nomograma para cálculo de conductores

CALIBRE Y DIAMETRO DE CONDUCTORES

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mils	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.80
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.60
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,380	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

7. CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA.

7.1. POTENCIAL DE CONTACTO (POTENCIAL DE MALLA).

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad \dots 32$$

Es el producto del factor geométrico K_m , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno ρ y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_G/L .

Cálculo del factor K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$ para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ para mallas sin varillas de tierra o mallas con solo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas ni en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

h = Profundidad de la malla en metros

$h_0 = 1$ metro (profundidad de referencia de la malla)

D , n y d se definen en la tabla No. 3

Cálculo del factor K_i :

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

Cálculo de la longitud L:

Para mallas con varillas de tierra:

$$L = L_c + 1.15L_r$$

Donde:

L_c es la longitud de conductores enterrados en la malla y L_r representa la longitud total de las varillas de tierra. El factor de multiplicación -- 1.15 toma en cuenta que la densidad de corriente es mucho mayor en las varillas cerca del perímetro que en los conductores.

Para mallas sin varillas o solamente algunas localizadas en la malla pero lejos del perímetro:

$$L = L_c + L_r$$

7.2 POTENCIAL DE PASO.

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad \dots 33$$

Es el producto del factor geométrico K_s , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno ρ y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_G/L .

Cálculo del factor K_s :

Para una profundidad $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5^{0.4}) \right]$$

Para una profundidad menor que 0.25 m.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right]$$

Donde:

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \dots + \frac{1}{n-1}$$

o para $n \geq 6$

$$W = \frac{1}{2(n-1)} \cdot \ln(n-1) - 0.423$$

El uso de las diferentes ecuaciones para K_s depende de la profundidad de la malla, ya que el potencial de paso decrece rápidamente cuando se incrementa la profundidad.

7.3. LIMITACIONES EN EL EMPLEO DE LAS ECUACIONES.

Cuando se emplean las ecuaciones anteriores, se recomiendan los siguientes límites para mallas cuadradas o para mallas rectangulares que tengan el mismo número de conductores en ambas direcciones:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

También para mallas rectangulares con conductores en ambas direcciones igualmente espaciados (retícula cuadrada), el valor de n para determinar los factores K_m y K_i para el -- cálculo de E_m , será la media geométrica del número de conductores en ambas direcciones:

$$n = \sqrt{n_A n_B}$$

El valor de n para determinar los factores K_s y K_i para el cálculo de E_s , será el máximo de n_A y n_B .

$$n = \max(n_A, n_B)$$

7.2 LONGITUD MINIMA DE CONDUCTOR EN LA MALLA

Puede desarrollarse una ecuación que permita determinar de manera preliminar, la cantidad de conductor necesaria para mantener el potencial de contacto bajo límites seguros.

De las ecuaciones 26, 27 y 32:

Para $E_m < E_{cont_{50}}$:

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 15 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{I_i}} \quad \dots 34$$

Ordenando la ecuación:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{I_i}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)}$$

Similarmente para $E_m < E_{cont_{70}}$:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{I_i}}{(157 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad \dots 35$$

8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

El diagrama de bloques de la figura 13 ilustra la secuencia para diseñar una malla de tierra. Todos los parámetros que se muestran en el diagrama se identifican en el índice presentado en la tabla No. 3 .

Paso 1. DATOS DE CAMPO.

Area ocupada por la malla de tierra (A) y resistividad - del terreno (ρ).

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la subestación, en el - cual estarán indicados los límites y la disposición de - equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados anteriormente o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo a utilizar (suelo uniforme o modelo de dos capas).

Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR.

Cálculo de la corriente de falla. Tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

El tamaño del conductor se determina con las ecuaciones 30 y 31. La corriente de falla podrá calcularse con las fórmulas descritas anteriormente y será la máxima que - podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierra. El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluído el tiempo de una protección de respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculará a partir de la sección del conductor.

Paso 3. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

Los voltajes de paso y de contacto tolerables se calcularán con las ecuaciones 24,25,26 y 27 descritas anteriormente.

La selección del tiempo t_g está basado en el criterio --

del ingeniero de diseño apoyado en la norma.

Paso 4. DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una retícula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre conductores y la localización de varillas de tierra deberá basarse en la corriente I_G y en el área a proteger con la malla.

Paso 5. RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de la resistencia con las ecuaciones indicadas en el punto 3 de estas notas.

Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia, especialmente cuando se usan varillas para alcanzar capas de mayor conductividad en el subsuelo. Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones para incluir el efecto de dos diferentes resistividades en el cálculo de la resistencia de la red y del grupo de varillas.

Paso 6. CORRIENTE DE MALLA.

La corriente I_G se determina por las ecuaciones estudiadas anteriormente. Para evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, deberá usarse en el diseño de la malla solamente aquella parte de la corriente total de falla $3I_0$ que fluye de la malla hacia el terreno (y que contribuye a los voltajes de paso y de malla, y a la elevación de potencial de la malla).

La corriente I_G deberá reflejar la peor condición de falla (tipo y localización), el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

Paso 7. COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial de la malla del di-

seño preliminar está por debajo del valor del voltaje de contacto tolerable, ya no es necesario realizar más cálculos, únicamente se agregarán si se requieren, conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

Paso 8. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calcularán con las ecuaciones descritas en los párrafos correspondientes.

Paso 9. COMPARACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA, CON EL POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

En este paso se compararán el potencial de contacto en la malla llamado también potencial de malla, con el potencial de contacto tolerable calculado en el paso 3. Si el potencial de malla es menor que el potencial de contacto tolerable, el diseño puede completarse (ver paso 10) y si no, tendrá que modificarse el diseño preliminar (ver paso 11).

Paso 10. Si los voltajes de paso y de contacto en la malla son menores a los voltajes tolerables, el diseño necesitará solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de equipos, si no, tendrá que revisarse el diseño preliminar.

Paso 11. Si se exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla. Esta revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales, etc.

Paso 12. DETALLES EN EL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los voltajes tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.

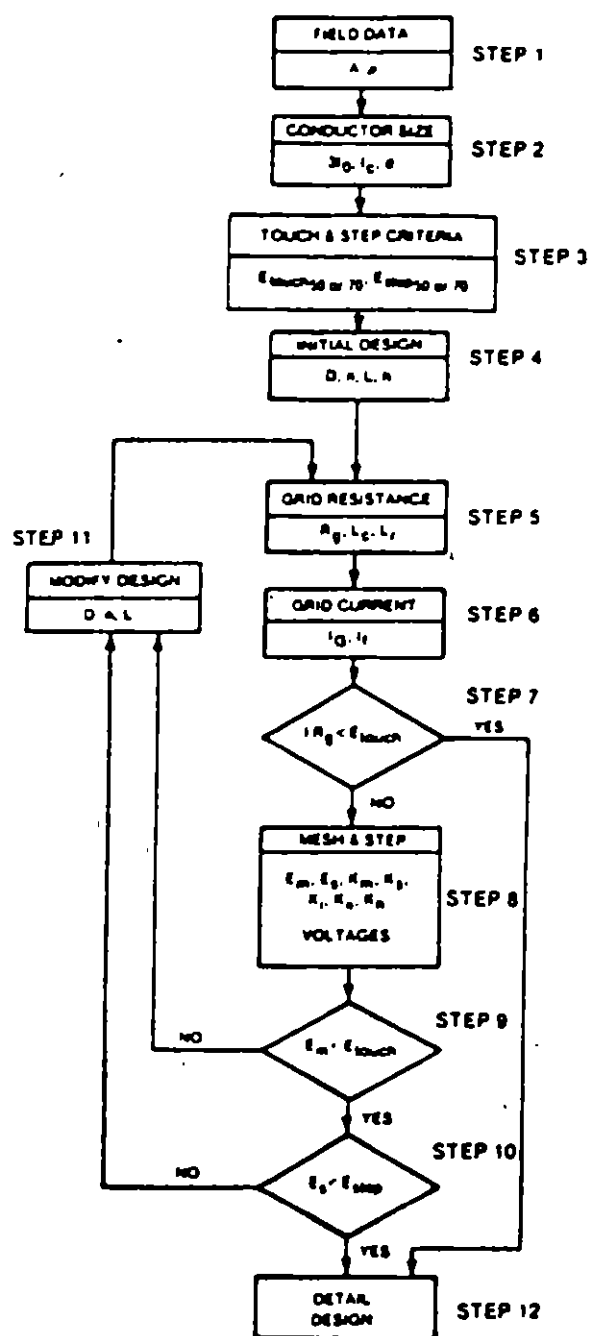


Figura 18

Diagrama de bloques
Procedimiento de diseño

Symbol	Description
$3/\phi$	Symmetrical fault in substation for conductor sizing in A.
I_g	Maximum grid current that flows between ground grid and surrounding earth (including de offset) in A.
ρ	Soil resistivity in Ω -m.
ρ_s	Surface layer resistivity in Ω -m.
k_s	Surface layer thickness.
C_g	Current projection factor for future system growth.
C_s	Surface layer resistivity derating factor.
t_s	Duration of fault current for sizing ground conductors in s.
t_f	Duration of fault current for determining decrement factor in s.
t_a	Duration of shock for determining allowable body current in s.
h	Depth of ground grid conductors in m.
d	Diameter of grid conductor in m.
A	Total area enclosed by ground grid in m^2 .
D	Spacing between parallel conductors in m.
D_f	Decrement factor for determining I_g .
n	Number of parallel conductors in one direction
K_m	Spacing factor for mesh voltage, simplified method.
K_s	Spacing factor for step voltage, simplified method.
K_c	Correct factor for grid geometry, simplified method.
K_{11}	Corrective weighting factor that adjust the effects of inner conductors on the corner mesh, simplified method.
K_a	Corrective weighting factor that emphasizes the effect of grid depth, simplified method.
L	Total length of grounding system conductor, including grid and ground rods in m.
R_g	Resistance of ground system in Ω .
E_m	Mesh voltage at the center of the corner mesh for simplified method in V.
E_s	Step voltage between a point above the outer corner of grid and a point 1m diagonally outside the grid for simplified method in V.
$E_{touch 50}$	Tolerable touch voltage for human with 50 Kg body weight in V.
$E_{touch 70}$	Tolerable touch voltage for human with 70 Kg body weight in V.
$E_{step 50}$	Tolerable step voltage for human with 50 Kg body weight in V.
$E_{step 70}$	Tolerable step voltage for human with 70 Kg body weight in V.

Table 3

Indice de los parámetros de diseño

BIBLIOGRAFIA

1. ANSI/IEEE Std. 80-1986
IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
2. ANSI/IEEE Std. 142-1982
IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
3. Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR
Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986
Guide for Safety



MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA:

- 1.- Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
- 2.- Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- 3.- Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).
- 4.- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- 5.- Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

COMPONENTES BASICOS DE UN SISTEMA DE TIERRA.

El sistema de tierra de una subestación se integra con los siguientes elementos:

Conductores

Varillas o electrodos de tierra

Conectores o juntas

Conductores

Sirven para formar el sistema de tierra y para la conexión a tierra de los equipos

Los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cables concéntricos formados por varios hilos y los materiales empleados en su fabricación son: el cobre, cobre

estañado, copperweld (acero recubierto con cobre), acero, acero inoxidable, acero galvanizado o aluminio.

El factor principal en la selección del material es la característica de resistencia a la corrosión que presenta al estar enterrado.

El cobre es la selección más común para los conductores, ya que es económico y tiene buena conductividad, además de ser resistente a la corrosión y a la fusión.

Varillas o electrodos de tierra.

Estos elementos se clavan en el terreno y sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con menor resistividad eléctrica en el subsuelo.

Los materiales empleados en la fabricación de varillas o electrodos de tierra son generalmente el acero, acero galvanizado, acero inoxidable y copperweld.

Como en los conductores, la selección del material dependerá de las características de resistencia a la corrosión que presenten al estar enterrados.

El copperweld es el material más empleado en las varillas de tierra ya que combinan las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero, tiene buena conductividad, resistencia a la corrosión y buena resistencia mecánica para ser clavada en el terreno.

Conectores o juntas.

Son los elementos que nos sirven para unir los conductores del sistema de tierra, para conectar las varillas a los conductores y para la conexión de los equipos, a través de los conductores al

sistema de tierra.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son generalmente de dos tipos:

- a) Conectores a presión
- b) Conectores soldables

Los conectores a presión son todos aquellos que mediante presión mantienen en contacto a los conductores.

En este tipo están comprendidos los conectores atornillados y los de compresión.

Los conectores a presión deberán diseñarse para una temperatura máxima de 250 a 350 grados C.

Los conectores soldables son aquellos que mediante una reacción química exotérmica, los conductores y el conector se sueldan en una conexión molecular. Este tipo de conector, por su naturaleza, soporta la misma temperatura de fusión del conductor.

Los conectores deberán seleccionarse con el mismo criterio con que se seleccionan los conductores, además tendrán las siguientes propiedades:

- a) Tener dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce al circular por él corrientes elevadas. (Resistente a la fusión).
- b) Tener suficientemente asegurados a los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de él.

CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TIERRA.

Cada elemento del sistema de tierra deberá tener las siguientes

características:

- a) Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente donde se localice.
- b) Conductividad eléctrica. De tal manera que no contribuya sustancialmente con diferencias de potencial en el sistema de tierra.
- c) Capacidad de conducción de corriente. Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos durante las condiciones más adversas impuestas por la magnitud y duración de las corrientes de falla.
- d) Resistencia mecánica. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

DISPOSICIONES BASICAS DE LAS REDES DE TIERRA.

Se han considerado básicamente tres sistemas:

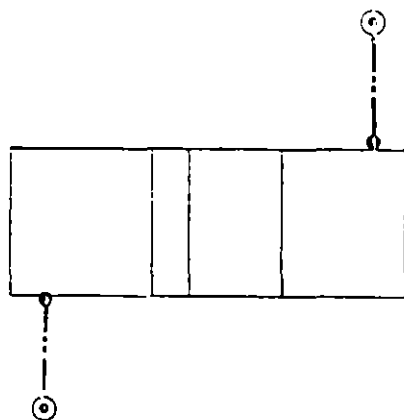
a) Sistema radial.

Este sistema consiste en uno o varios electrodos de tierra a los cuales se conecta la derivación de cada uno de los equipos. El sistema radial es el menos seguro, ya que al producirse una falla en el equipo, se producen elevados gradientes de potencial.

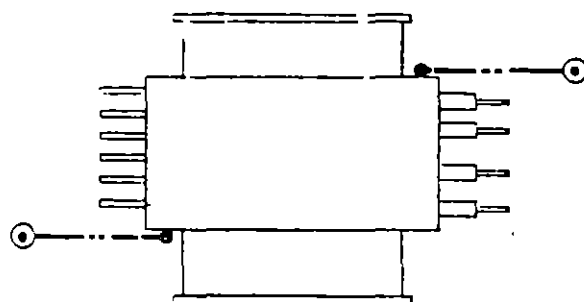
Simbología

—••—	CONDUCTOR DE TIERRA.
⊙	VARILLA DE TIERRA
●	CONECTOR

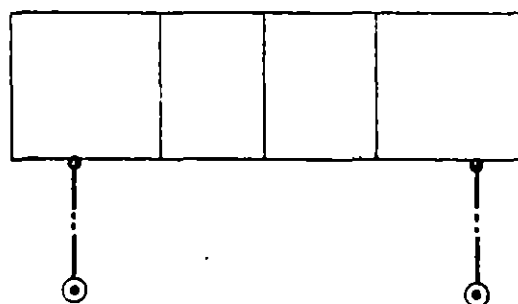
SISTEMA RADIAL



SUBESTACION



TRANSFORMADOR



TABLERO

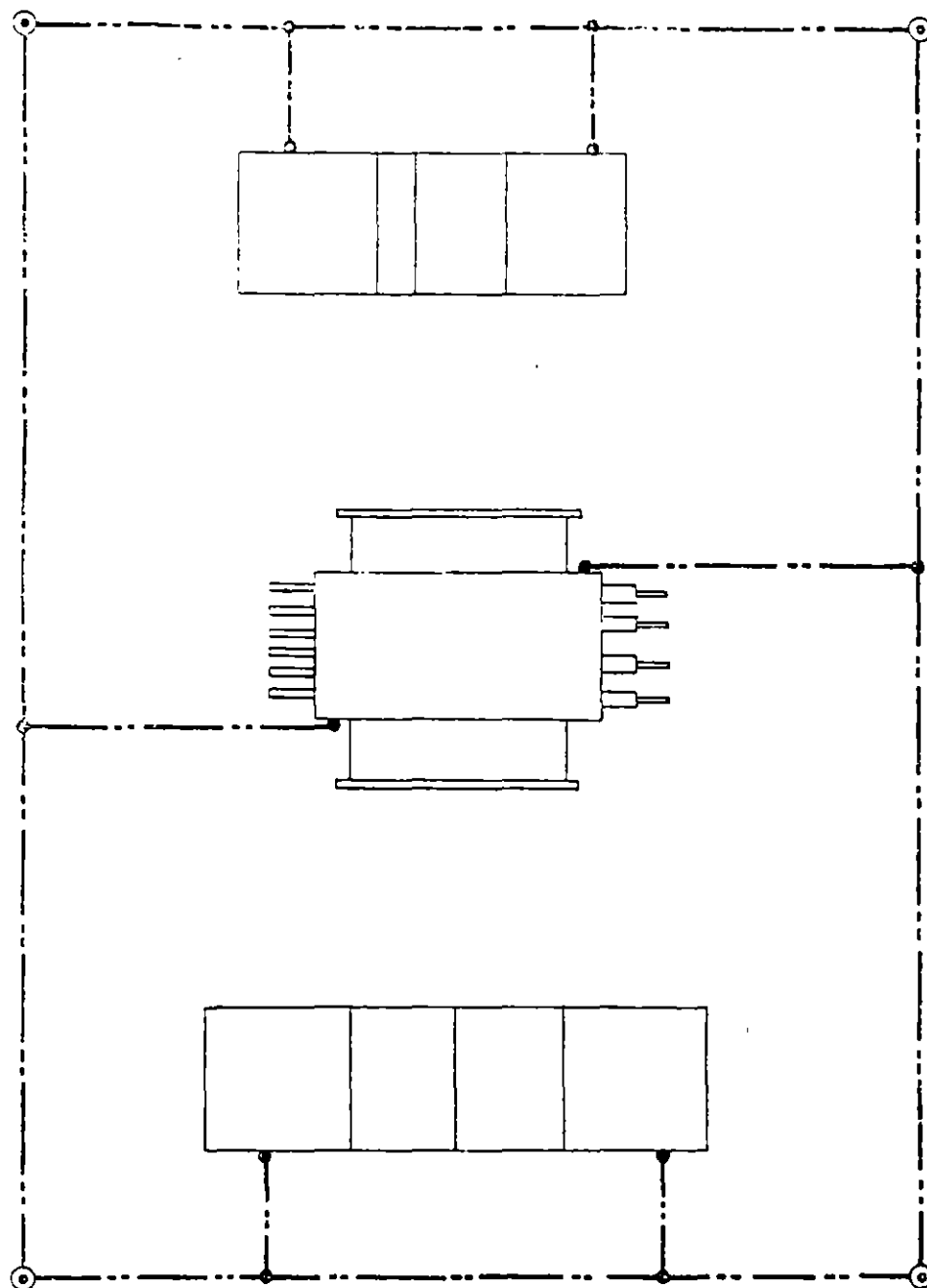
b) Sistema en anillo.

El sistema en anillo se obtiene colocando en forma de anillo un conductor de suficiente calibre alrededor de la superficie ocupada por los equipos de la subestación. Al anillo se conectan las derivaciones de cada uno de los equipos usando un conductor de calibre más delgado. En los vértices del anillo se instalan varillas o electrodos de tierra. Este sistema es más eficiente que el sistema radial, ya que los potenciales disminuyen al disiparse la corriente de falla por varias trayectorias en paralelo.

Simbología

—...—	CONDUCTOR DE TIERRA
⊙	VARILLA DE TIERRA
•	CONECTOR

SISTEMA EN ANILLO



c) Sistema de malla.

El sistema de malla es el más usado actualmente en las subestaciones eléctricas.

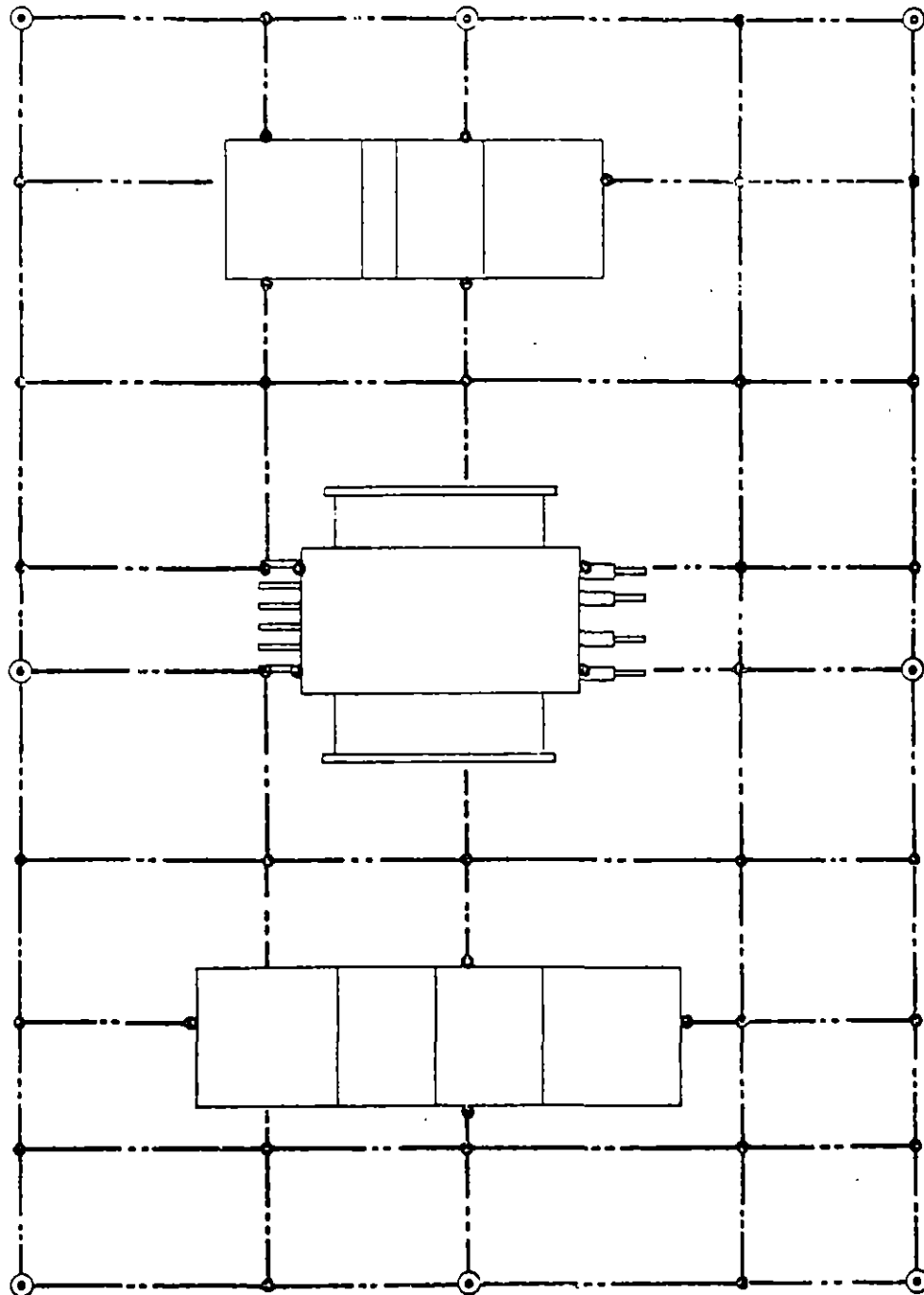
Consiste, como su nombre lo indica, en un arreglo de conductores perpendiculares formando una malla o retícula, a la cual se conectan las derivaciones de cada uno de los equipos.

En el perímetro de la malla generalmente se colocan varillas o electrodos de tierra. Este sistema es el más eficiente ya que se limitan los potenciales originados por la circulación de la corriente de falla.

Simbología

— · — · — · —	CONDUCTOR DE TIERRA
⊙	VARILLA DE TIERRA
●	CONECTOR

SISTEMA DE MALLA



RED DE TIERRA

OBJETIVO:

VERIFICAR QUE LOS POTENCIALES DE CONTACTO Y DE PASO EN LA RED DE TIERRA DE LA SUBESTACION NO EXEDAN LOS VALORES LIMITE DE LOS POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

VERIFICAR TAMBIEN QUE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED SE ENCUENTRA DENTRO DEL RANGO DE VALORES RECOMENDADOS POR LAS NORMAS.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO:

ESTA BASADO EN LA NORMA IEEE std. 80-1986

REFERENCIAS:

- a) PLANO DE LA SUBESTACION CON ARREGLO DE EQUIPOS
- b) DIAGRAMA UNIFILAR
- c) MEMORIA DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y MONOFASICO
(POR COMPONENTES SIMETRICAS)

RECOMENDACION

- 1) LA RED DE TIERRA SE PROLONGARA 1.5 m. , POR LADO, FUERA DEL AREA OCUPADA POR LA SUBESTACION.
- 2) SE DEBERA CONSIDERAR LA SITUACION MAS CRITICA.

DATOS PARA EL CALCULO

Corriente de falla monofásica	I_m
Corriente de diseño	I_d
Longitud de la subestación	L_s
Ancho de la subestación	A_s
Resistividad del terreno	ρ
Resistividad superficial	ρ_s
Profundidad de enterramiento de la red	h
Espesor de la capa del piso	h_p

Longitud de la red	L_D
Ancho de la red	A_D
Tiempo de duración de la falla	t_f
Relación X/R en el bus de falla	X/R
Longitud de las varillas de tierra	L_r
Diametro de las varillas de tierra	d

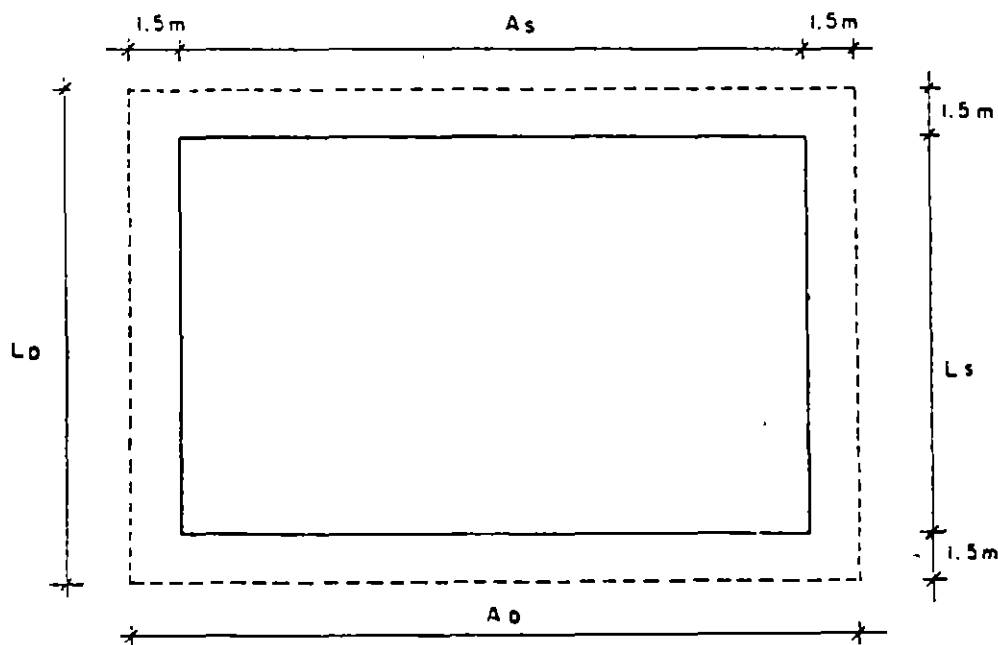
PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

Paso 1. DATOS DE CAMPO

a) Area ocupada por la malla del sistema de tierra.

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general de arreglo de equipos de la subestación.

En este plano estarán indicados los límites y la ubicación de los equipos. La malla del sistema de tierra debera tener 1.5 m. más por cada lado de las dimensiones de la subestación.



Area de la malla

$$S_d = L_b \times A_d$$

b) Resistividad del terreno

La resistividad eléctrica o resistencia específica del suelo, es la resistencia de un volumen que tenga un área con sección transversal y longitud unitarias.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados en el libro o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo del suelo a utilizar.

Del método de 3 puntos tenemos:

$$\rho = \frac{2 R \pi L}{\ln \frac{2943 L}{d}}$$

En donde:

R = Resistencia medida (Ω)

ρ = Resistividad del terreno (Ω -m)

L = Longitud del electrodo (m)

d = Diametro del electrodo (m)

Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR

2.1 Cálculo de la corriente de falla

La corriente de falla podrá calcularse con las formulas del libro y será la máxima que los conductores puedan conducir en la malla de tierra.

$$I_d = C_p D_f I_m$$

En donde:

I_o = Corriente máxima de malla en amperes

D_f = Factor de decremento para un tiempo de duración t_f en segundos.

C_p = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$.

I_m = Corriente de falla monofasica simetrica de malla (valor rms) en amperes.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento D_f el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de corriente directa.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} [1 - e^{-2t_f/T_a}]}$$

Donde:

t_f = Duración de la falla en segundos

T_a = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{wR}$$

La relación X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

2.2 El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible parra la liberación de la falla, incluido el de operación de una protección de respaldo

La norma recomienda $t_f = 30$ ciclos = 0.5 segundos.

2.3 Sección del conductor

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{t_f \alpha_r \rho_r 10^4}{\text{TCAP} \ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_o + T_a} \right) \right]}}$$

Donde:

I = Corriente rms en Kiloamperes

A = Sección transversal del conductor en mm²

T_m = Temperatura máxima permisible en grados centigrados

T_a = Temperatra ambiente en grados centigrados

T_r = Temperatura de referencia para las constantes del material en grados centigrados

α₀ = Coeficiente térmico de resistivida a 0 ° C

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r

ρ_r = Resistividad de conductor a la temperatura de referencia T_r en μΩ-cm.

K_o = 1/α₀, ó (1/α_r) - T_r

t_f = Tiempo de duración del flujo de corriente en seg.

TCAP = Factor de capacidad térmica en J/cm³/°C

Paso 3 CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

$$E_{p70} = (1000 + 6 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s}$$

POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

$$E_{c70} = (1000 + 1.5 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s}$$

Donde:

$C_s = 1$ Para cuando no existe la capa superficial en la subestación ó determinado a partir de curvas.

$\rho_s =$ Resistividad del material de la superficie en $\Omega\text{-m}$

$t_f =$ Duración de la corriente en segundos

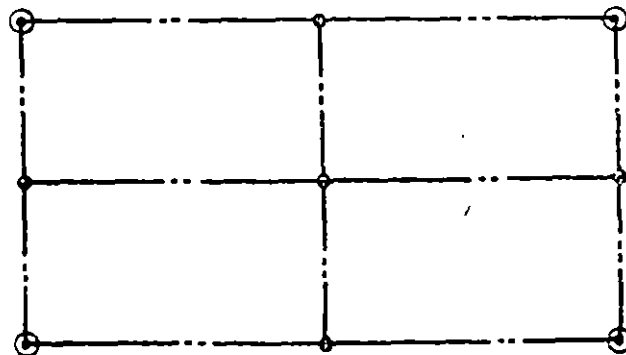
La selección del tiempo t_f estará basado en el criterio del ingeniero de diseño de acuerdo con lo establecido en el estudio de coordinación de protecciones.

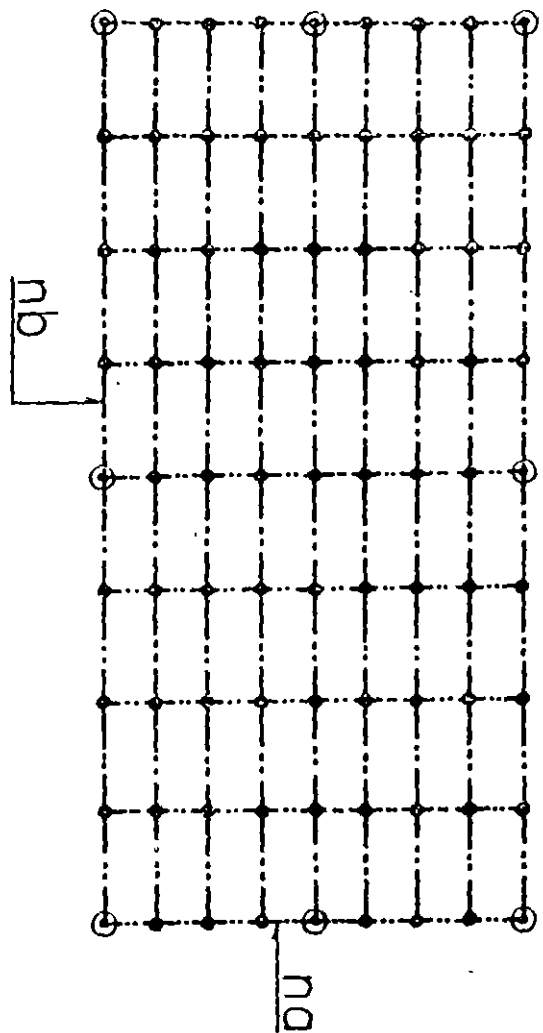
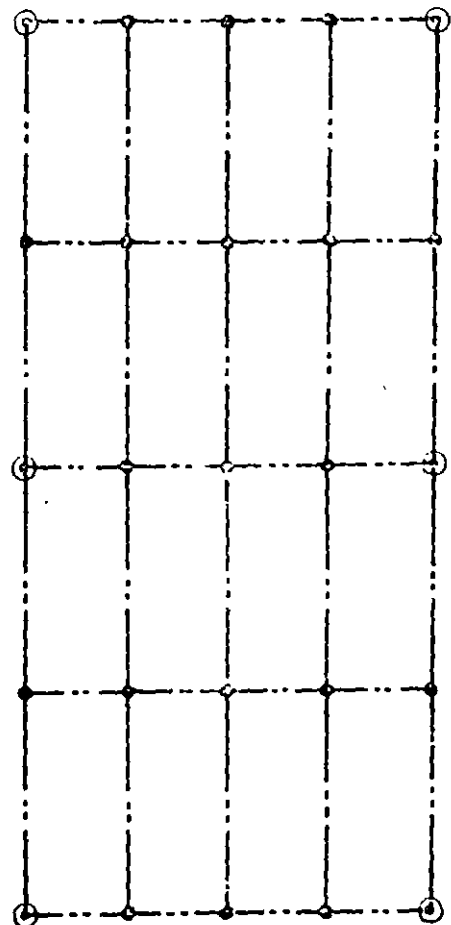
Paso 4 DISEÑO INICIAL DE LA MALLA

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación.

Se localizarán conductores cruzados en dos direcciones formando una reticula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre estos conductores y la localización de varillas de tierra, debera basarse en la corriente I_d y en el área a proteger por la malla.





Paso 5 RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de resistencia de la malla, con la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Donde:

R_g = Resistencia a tierra en Ohms

ρ = Resistividad promedio el suelo en Ohms-metro

A = Area ocupada por la malla de tierra en m^2

Puede obtenerse un valor límite de la resistencia agregando un término a la fórmula anterior:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde L es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde h es la profundidad de la malla en metros.

Para el diseño final, puede encontrarse estimaciones más precisas de la resistencia, especialmente cuando en los cálculos se emplea la resistencia de las varillas

Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones que incluyen el efecto que produce el tener dos diferentes resistividades en el terreno.

FORMULA DE SCHWARS

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

Donde:

R_1 = Resistencia de los conductores de la malla

R_2 = Resistencia de todas las varillas de tierra

R_{12} = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para R_1 y R_{12} han sido modificadas.

$$R_1 = (\rho_1 / \pi l_1) (\ln(2l_1 / h') + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2)$$

$$R_2 = (\rho_a / 2\pi l_2) [\ln(8l_2 / d_2) - 1 + 2K_1 (l_2 / \sqrt{A}) (\sqrt{n-1})^2]$$

$$R_{12} = (\rho_a / \pi l_1) [\ln(2l_1 / l_2) + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2 + 1]$$

Donde:

ρ_1 = Resistividad del terreno a una profundidad h de los conductores, en Ohm-metro

ρ_a = Resistencia aparente del terreno vista por la varilla de tierra, en Ohm-metro

H = Espesor de la capa superior del terreno, en metros

ρ_2 = Resistividad del terreno desde la profundidad de H hacia abajo, en Ohm-metro.

l_1 = Longitud total de conductores de la red, en metros

l_2 = Longitud promedio de la varilla de tierra, en metros.

h = Profundidad de enterramiento de la red, en metros

h' = Coeficiente de la profundidad de enterramiento

$h' = \sqrt{d_1 h}$ Para conductores enterrados a la profundidad h

$h_1 = 0.5 d_1$ Para conductores localizados a $h = 0$ (en la superficie)

A = Área cubierta por la red de dimensiones $a \times b$ en metros

n = N° de varillas de tierra localizadas en el área A

K_1, K_2 = Constantes relacionadas con la geometría del sistema

d_1 = Diámetro del conductor de la red, en metros

d_2 = Diámetro de las varillas de tierra, en metros

a = Ancho de la red, en metros

b = Largo de la red, en metros

RESISTIVIDAD APARENTE VISTA POR UNA VARILLA DE TIERRA EN UN MODELO DE 2 CAPAS.

$$\rho_a = l_2 (\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 (H - h) + \rho_1 (l_2 + h - H))$$

Paso 6 CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calculan con las siguientes ecuaciones.

POTENCIAL DE CONTACTO

$$E_m = \rho K_m K_i I_a / L$$

Donde:

K_m = Factor geométrico.

K_i = Factor de corrección.

ρ = Resistividad del terreno

I_0 = Corriente de falla de malla

L = Longitud de conductor enterrado

Cálculo del factor K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left(\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right)$$

Donde:

$K_{ii} = 1$ Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ Para mallas sin varillas de tierra o mallas que contengan sólo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

h = Profundidad de la malla en metros

h_0 = 1 metro (Profundidad de referencia de la malla)

D = Espaciamiento entre conductores

d = Diámetro de la varilla de tierra en metros

$$n = \sqrt{n_a n_b}$$

n_a = N° de conductores paralelos

n_b = N° de conductores transversales

Cálculo del factor K_i :

$$K_i = 0.56 + 0.172 n$$

Cálculo de la longitud L :

Para mallas con varillas de tierra

$$L = L_c + 1.15 L_r$$

L_c = Longitud de conductores enterrados en la malla

L_r = Longitud total de las varillas de tierra

POTENCIAL DE PASO

$$E_s = \rho K_s K_i I_a / L$$

Donde:

K_s = Factor geometrico

K_i = Factor de corrección

ρ = Resistividad del terreno

I_a = Corriente de falla de malla

L = Longitud del conductor enterrado

Cálculo del factor K_s :

Para una profundidad de 0.25 a 2.5 metros

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$n = \max.(n_a, n_b)$$

Paso 7 COMPARACION DE POTENCIALES

Potencial de contacto

$$\frac{K_m K_i \rho I_a}{L} < (1000 + 1.5 C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_f}$$

Potencial de paso

$$\frac{K_s K_i \rho I_a}{L} < (1000 + 6 C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_f}$$

Paso 8 Si los potenciales de paso y de contacto en la malla son menores a los potenciales tolerables, el diseño necesitará solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

Paso 9 Si los potenciales de paso y de contacto exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla.

Esta revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales y realizar nuevamente todos los cálculos.

Paso 10 DETALLES EN EL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los potenciales tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.



**FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA**

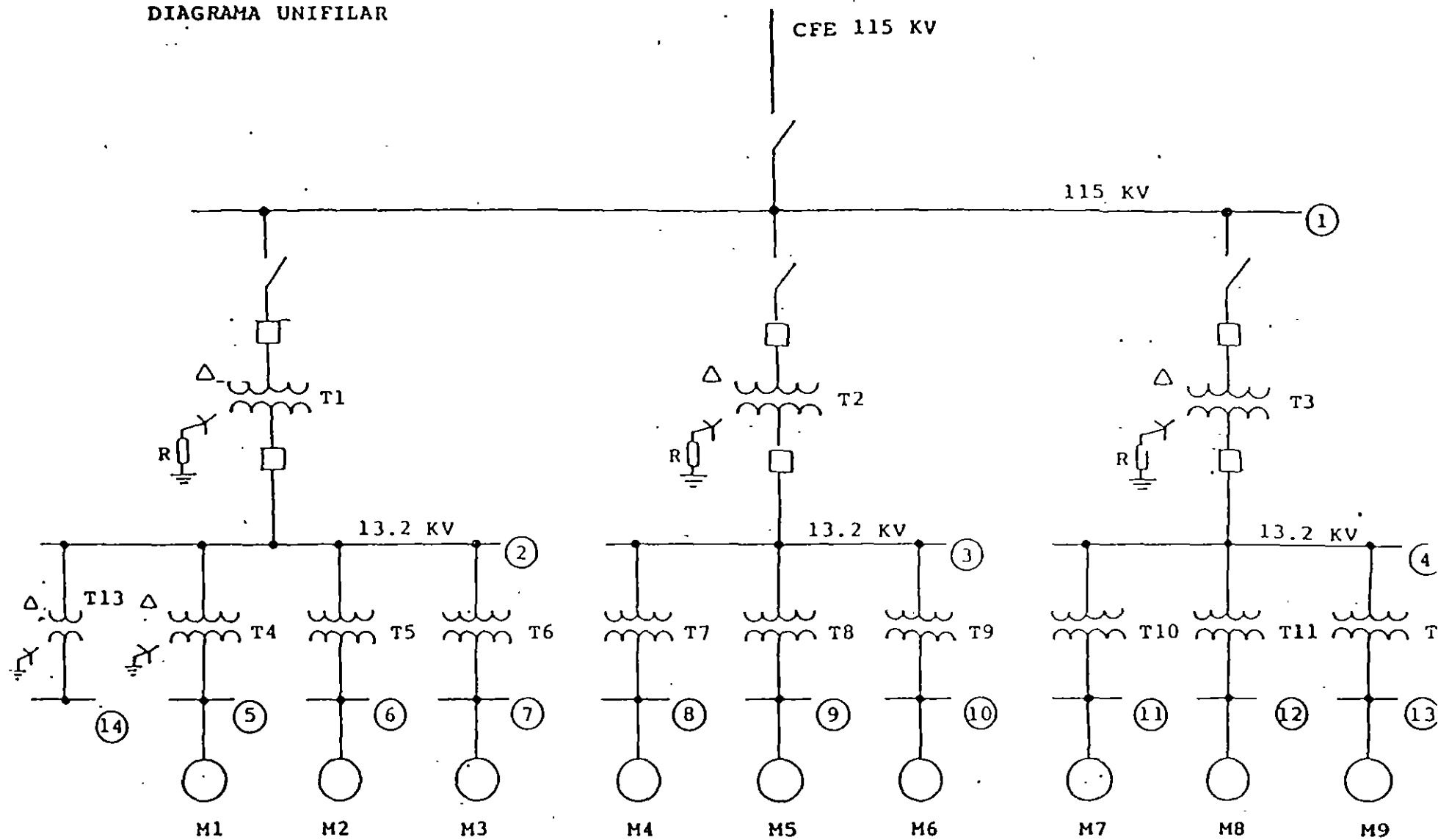
**II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y
PARA EDIFICIOS**

MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

PROBLEMAS DE APLICACION

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

DIAGRAMA UNIFILAR



DATOS DEL DIAGRAMA UNIFILAR

C.F.E. 115 KV.

Potencia de corto circuito trifásico = 1.626 MVA.

Potencia de corto circuito monofásico = 1.296 MVA.

TRANSFORMADORES T_1 , T_2 Y T_3 5 MVA. 115 - 13.2/7.62 KV., $Z = 6 \%$ Resistencia del neutro $R = 12.7$ OhmsTRANSFORMADORES T_4 A T_{12} 1000 KVA. 13,200 - 440/254 V. $Z = 4.6 \%$ TRANSFORMADOR T_{13} 75 KVA. 13,200 - 220/127 V. $Z = 3 \%$ GRUPO DE MOTORES M_1 A M_9 1000 KVA. 440 V. $X = 25 \%$

VALORES EN p.u. REFERIDOS A UNA BASE DE 5 MVA

LOS VALORES DE VOLTAJE NOMINAL EN LOS BUSES SE CONSIDERARAN VOLTAJES BASE.

REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA:

$$\text{C.F.E.:} \quad X = \frac{5}{1,626} = 0.003075 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 5 MVA.:} \quad X = 0.06 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 1 MVA.:} \quad X = 0.046 \frac{5}{1} = 0.23 \text{ pu}$$

$$\text{CARGA 1 MVA.:} \quad X = 0.25 \frac{5}{1} = 1.25 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 75 KVA.:} \quad X = 0.03 \frac{5}{0.075} = 2.00 \text{ pu}$$

REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO:

C.F.E.:

$$I_a = I_{cc} = \frac{1,296,000}{\sqrt{3} \times 115} = 6,506.43 \text{ A.}$$

$$I_{\text{Base}} = \frac{5,000}{\sqrt{3} \times 115} = 25.102 \text{ A.}$$

$$I_{\text{pu}} = \frac{6,506.43}{25.102} = 259.2 \text{ pu}$$

$$I_{a0} = \frac{259.2}{3} = 86.4 \text{ pu}$$

DE LA ECUACION:

$$I_{a0} = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

DESPEJANDO X_0 :

$$X_0 = \frac{E}{I_{a0}} - 2X_1$$

$$X_0 = \frac{1}{86.4} - 2(0.003075) = 0.00542 \text{ pu}$$

RESISTENCIA DEL NEUTRO: $R_n = 12.7 \text{ } \Omega$

$$Z_{base} = \frac{13.2^2}{5} = 34.848 \text{ } \Omega$$

$$R_n = \frac{12.7}{34.848} = 0.36444 \text{ pu}$$

$$3R_n = 1.09332 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 75 KVA. $X_0 = X_1 = X_2 = 2.00 \text{ pu}$

TRANSFORMADOR 1 MVA: $X_0 = X_1 = X_2 = 0.23 \text{ pu}$

TRANSFORMADOR 5 MVA: $X_0 = X_1 = X_2 = 0.06 \text{ pu}$

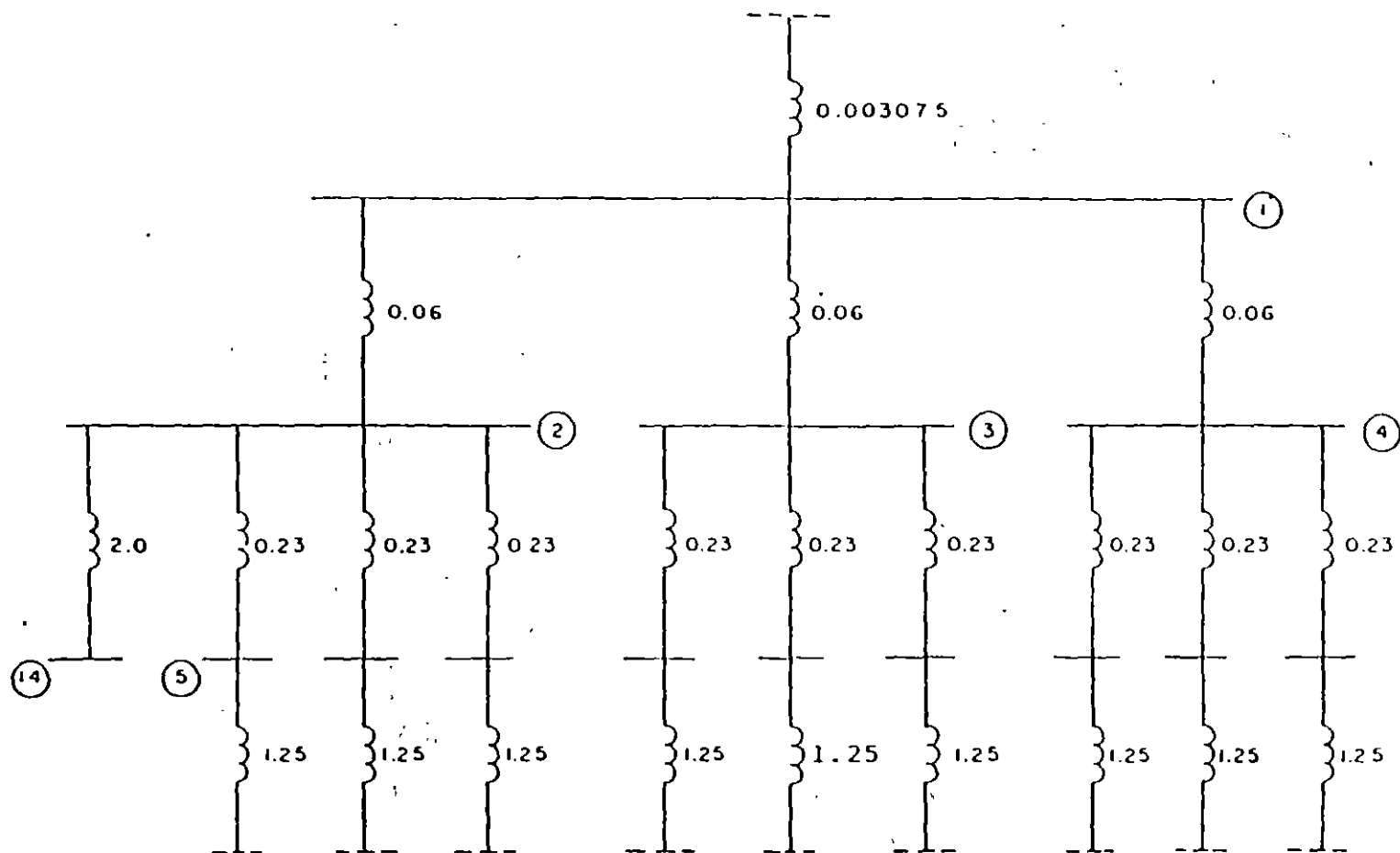


DIAGRAMA DE REACTANCIAS
SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

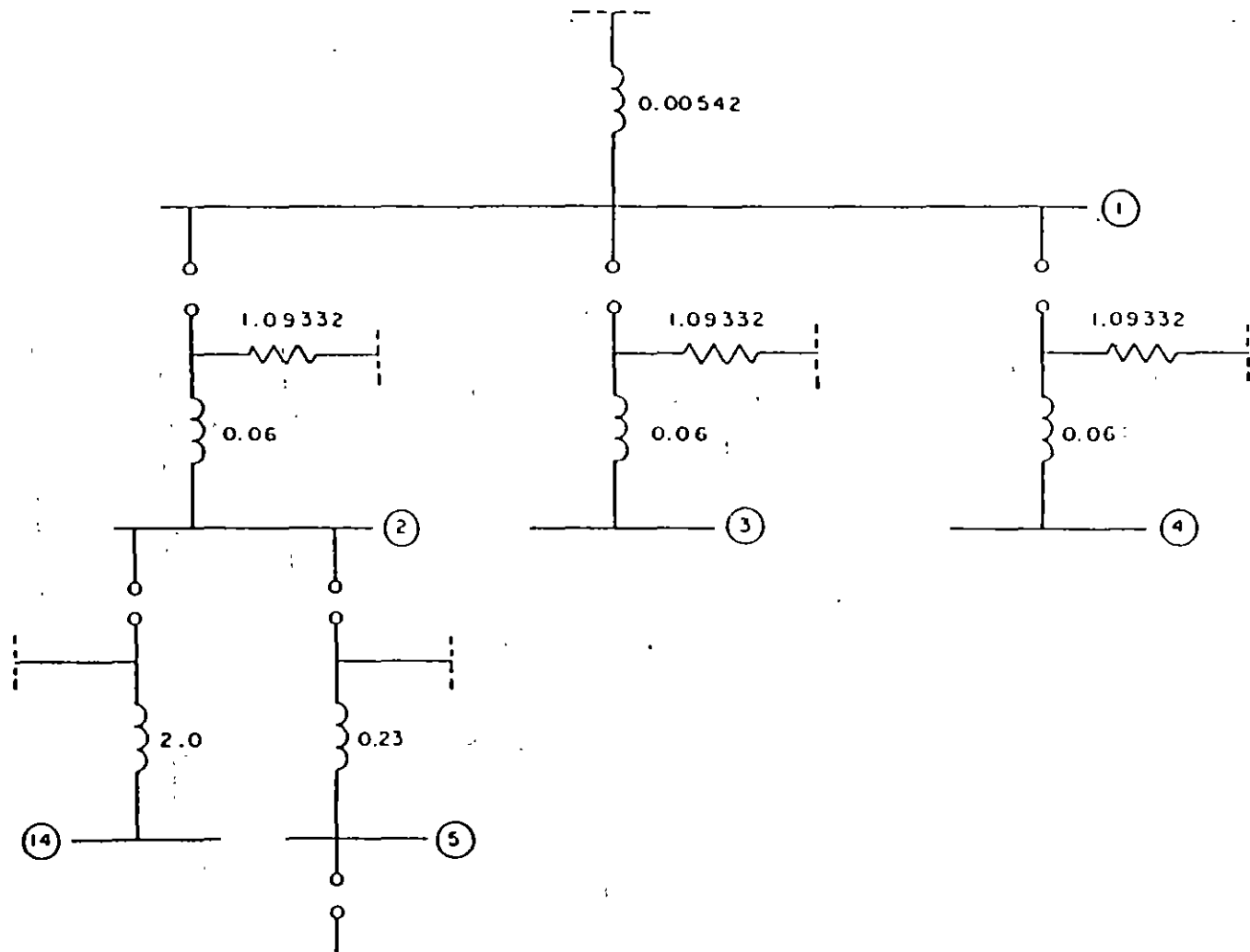


DIAGRAMA DE REACTANCIA

SECUENCIA CERO

CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO.

DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA:

X EQUIVALENTE EN BUS 1: $X_1 = 0.00302 \text{ pu}$

$$P_{cc} = \frac{1}{0.00302} \times 5 = 1,655.76 \text{ MVA.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 2, 3 Y 4: $X_1 = 0.055898 \text{ pu}$

$$P_{cc} = \frac{1}{0.055898} \times 5 = 89.44 \text{ MVA.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 5: $X_1 = 0.234130 \text{ pu}$

$$I_{cc} = \frac{1}{0.234130} = 4.27110 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5,000}{\sqrt{3} \times 0.44} = 6,560.79 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 4.27110 \times 6560.79 = 28,022.03 \text{ A.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 14: $X_1 = 2.055898 \text{ pu}$

$$I_{cc} = \frac{1}{2.055898} = 0.486405 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 13,121.59 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 0.486405 \times 13121.59 = 6,382.4 \text{ A.}$$

CALCULO DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO

DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO:

X EQUIVALENTE EN BUS 1: $X_0 = 0.005420 \text{ pu}$

$$I_{ao} = \frac{1}{2 (0.00302) + 0.005420} = 87.26 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 261.78 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 115} = 25.102 \text{ A.}$$

$$I_a = 261.78 \times 25.102 = 6,571.25 \text{ A.}$$

Z EQUIVALENTE EN BUS 2, 3 Y 4

$$Z_o = 1.09332 + j0.06 \text{ pu}$$

$$Z_o = 1.094965 \angle 3.14^\circ \text{ pu}$$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.055898 \angle 90^\circ) + 1.094965 \angle 3.14^\circ}$$

$$I_{ao} = 0.903577 \angle -8.929^\circ \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 2.710731 \angle -8.929^\circ \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 218.69 \text{ A.}$$

$$I_a = 2.710731 \times 218.69 = 592.80 \text{ A.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 5:

$$X_o = 0.23 \text{ pu.}$$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.234130) + 0.23} = 1.432131 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 4.296394 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = 6560.79 \text{ A.}$$

$$I_a = 4.296394 \times 6560.79 = 28,187.73$$

X EQUIVALENTE EN BUS 14:

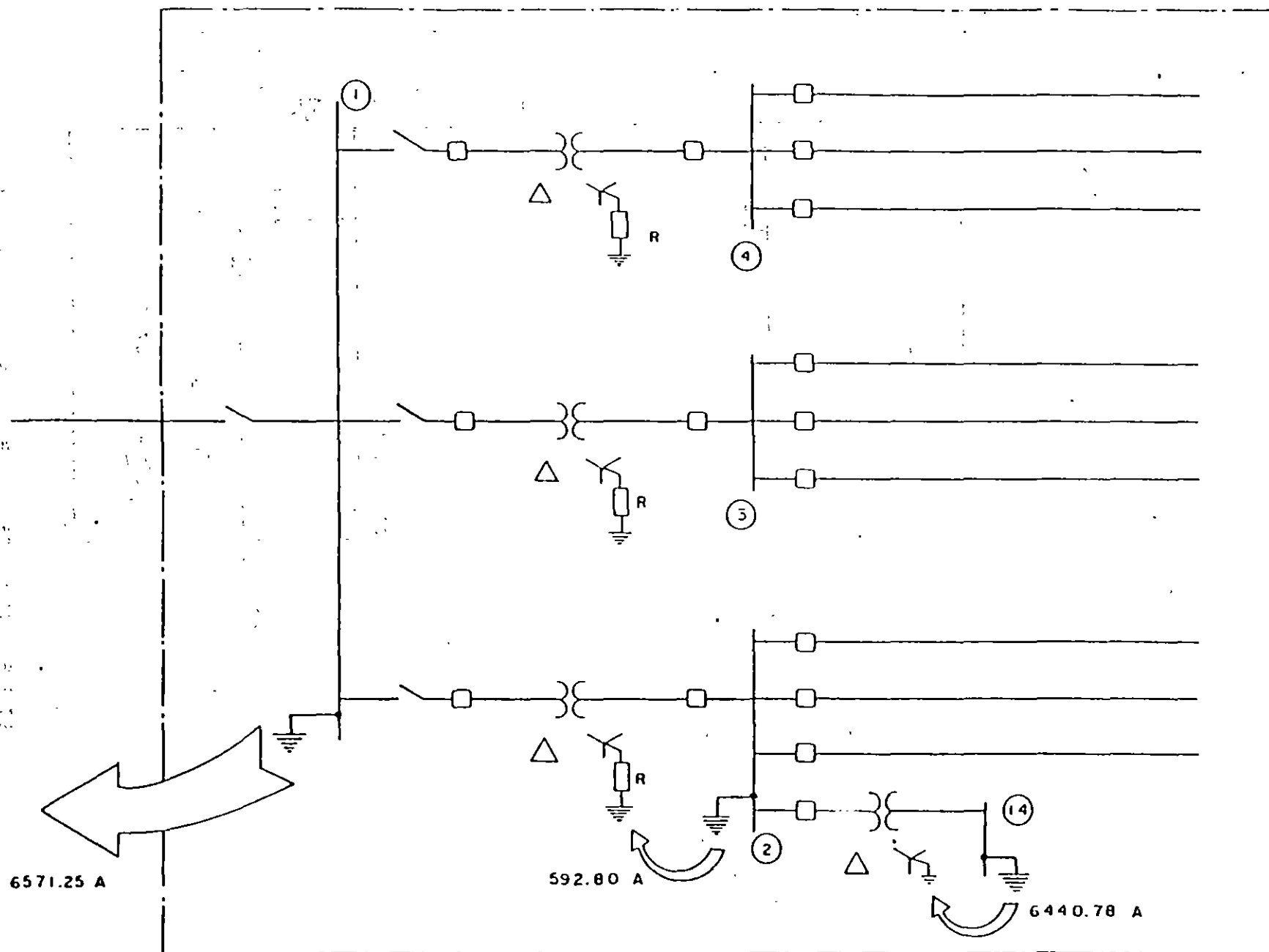
$$X_o = 2.00 \text{ pu}$$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(2.055898) + 2.00} = 0.16362 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 0.49085 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = 13121.59 \text{ A.}$$

$$I_a = 0.49085 \times 13121.59 = 6,440.78 \text{ A.}$$



DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE FALLA
MONOFASICA EN SUBESTACION PRINCIPAL

MEMORIA DE CALCULO RED DE TIERRA

MC-EL-05

OBJETIVO

VERIFICAR QUE LOS POTENCIALES DE CONTACTO Y DE PASO EN LA RED DE TIERRA DE LA SUBSTACION NO EXCEDAN LOS VALORES LIMITES DE LA POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO. VERIFICAR TAMBIEN QUE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED SE ENCUENTRE DENTRO DEL RANGO DE VALORES RECOMENDADOS POR LAS NORMAS. PROCEDIMIENTO DE CALCULO ESTABLECIDO EN LA NORMA

REFERENCIAS

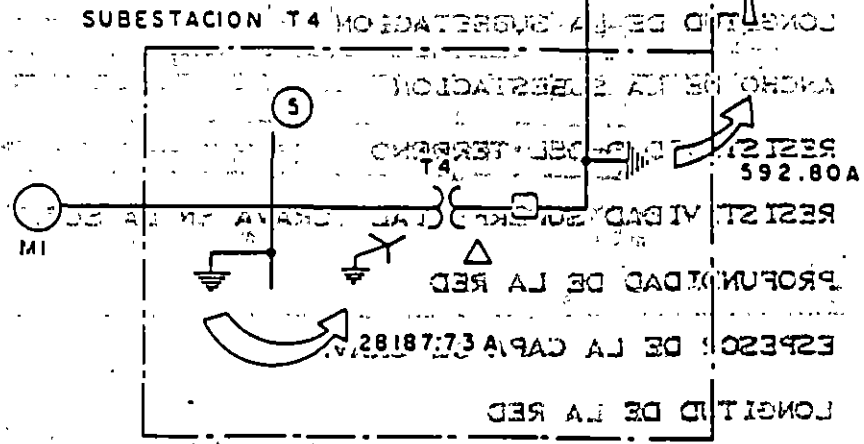
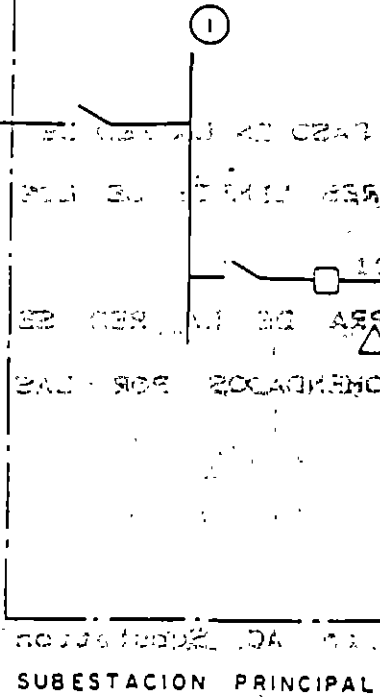
PLANO: SUBSTACION PRINCIPAL

MEMORIA DE CALCULO CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA EN SUBSTACION T4

LONGITUD DE LA RED

ANCHO DE LA RED

DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE FALLA MONOFASICA EN SUBSTACION T4



TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA $t_r = 0.5 \text{ seg.}$

RELACION X/R EN EL BUS DE FALLA $= 10$

LONGITUD DE LAS VARILLAS DE TIERRA $= 3 \text{ m.}$

DIAMETRO DE LAS VARILLAS DE TIERRA $= 0.0159 \text{ m.}$

DISEÑO DE LA RED.

CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR (COBRE DESNUDO)

FACTOR DE DECREMENTO D_r :

PARA $X/R = 10$ Y $t_r = 0.5 \text{ seg.}$

$D_r = 1.026$

FACTOR DE PROYECCION C_p :

NO EXISTE INCREMENTO EN LA CORRIENTE DE FALLA.

$C_p = 1.0$

CORRIENTE MAXIMA DE MALLA:

$$I_a = 6600 \times 1.026 \times 1.0 = 6,771.6 \text{ A.}$$

SECCION DEL CONDUCTOR:

PARA CONECTORES MECANICOS DE BRONCE GATORNILLABLES $T_m = 450^\circ\text{C}$

DE TABLA 2 - IEEE std 80-1986: FACTOR = 6.8

$$A = 6771.6 \times 6.8 = 44,692.58 \text{ circular mils}$$

$$A = 44,692 \text{ KCM}$$

EL CONDUCTOR CALIBRE 2 AWG TIENE UNA SECCION DE 66.37 KCM, PERO

POR RESISTENCIA MECANICA EMPLEAREMOS CALIBRE MINIMO 4/0 AWG

(211.8 KCM CON DIAMETRO $d = 0.0134 \text{ m.}$)

CALCULO DEL FACTOR DE REDUCCION DEL VALOR NOMINAL DE

$$K = \frac{200 - 3000}{200 + 3000} = -0.875$$

DE LA FIGURA 8 - IEEE std 80 - 1986:

FACTOR DE REDUCCION: $C_s = 0.72$

CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA

CALCULO DE L_r :

$$L_r = 1.15 (22 \times 3.00) = 75.9 \text{ m}$$

CALCULO DE L :

$$L = (20 \times 53) + (26 \times 40) + 75.9 = 2,175.9 \text{ m}$$

CALCULO DE n :

$$n = \sqrt{20 \times 26} = 22.8 \text{ PARA CALCULAR } E_m$$

$$n = 26 \text{ PARA CALCULAR } E_s$$

CALCULO DE K_h :

$$K_h = \sqrt{1 + 0.6} = 1.2649$$

CALCULO DE K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \frac{(2.105^2 - 16 \times 0.6 \times 0.0134)}{0.8} + \frac{(2.105^2 + 2 \times 0.6)^2}{8 \times 2.105 \times 0.0134} - \frac{0.8}{4 \times 0.0134} \right] + \frac{1}{1.2649} \text{Ln} \frac{8}{\pi (2 \times 22.8 - 1)}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} (34.4452 + 48.4058 - 11.194) - 2.2634 \right]$$

$$K_m = 0.3197$$

CALCULO DE K_i :

$$K_i = 0.658 + (0.172 \times 22.8) = 4.5776$$

POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA:

$$E_{tm} = 200 \times 0.3197 \times 4.5776 \times 6771.8 / 2175.9$$

$$E_{tm} = 910.88 \text{ volts}$$

CALCULO DE K_s :

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.6} + \frac{1}{2.105 + 0.6} + \frac{1}{2.105 (1 - 0.5^{24})} \right]$$

$$K_s = 0.5341$$

CALCULO DE K_t :

$$K_t = 0.658 + (0.172 \times 26) = 5.128$$

POTENCIAL DE PASO EN LA MALLA:

$$E_{sm} = 200 \times 0.5341 \times 5.123 \times 6771.6 / 2175.9$$

$$E_{sm} = 1704.7 \text{ volts}$$

COMPARACION DE POTENCIALES.

$$910.88 < 941.4 \text{ volts}$$

$$1704.7 < 3099.56 \text{ volts}$$

LA MALLA CUMPLE CON LOS POTENCIALES.

CALCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED.

$$R_g = 200 \left[\frac{1}{2100} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 2120}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.6 \sqrt{\frac{20}{2120}}} \right) \right]$$

$$R_g = 1.9843 \text{ Ohms}$$

EMPLEANDO LA FORMULA DE SCHWARZ

$$h' = \sqrt{0.0134 \times 0.6} = 0.0897$$

$$\text{RELACION: LONGITUD/ANCHO} = 1.325$$

DE LA FIG. 18 IEEE std 80-1986

$$\text{PARA } h = \frac{1}{10} \sqrt{2120} = 4.80 \text{ m.}$$

$$\text{CURVA B: COEFICIENTE } K_1 = 1.14$$

$$\text{CURVA B: COEFICIENTE } K_2 = 4.8$$

$$R_1 = \frac{200}{\pi \times 2100} \left[\ln \left(\frac{2 \times 2100}{0.0897} \right) + 1.14 \frac{2100}{\sqrt{2120}} - 4.8 \right]$$

$$R_1 = 1.7567 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = \frac{200}{2 \times 22 \times \pi \times 3} \left[\ln \left(\frac{8 \times 3}{0.0159} \right) - 1 + \left(2 \times 1.14 \frac{3}{\sqrt{2120}} \right) \times \right]$$

$$x < \sqrt{22 - 1} >^2 >$$

$$R_2 = 4.0236 \text{ Ohms}$$

$$R_{12} = \frac{200}{\pi \times 2100} \left[\ln \left(\frac{2 \times 2100}{3} \right) + 1.14 \frac{2100}{\sqrt{2120}} - 4.8 + 1.1 \right]$$

$$R_{12} = 1.6798 \text{ Ohms}$$

CALCULO DE R_g :

$$R_g = \frac{(1.7557 \times 4.0236) - (1.6798)^2}{1.7557 + 4.0236 - (2 \times 1.6798)}$$

$$R_g = 1.7542 \text{ Ohms}$$

LA RED TIENE UNA RESISTENCIA MENOR A 5 OHMS (SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION) POR LO QUE EL DISEÑO CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DEL CAPITULO 12 - IEEE std 80 - 1986.

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

DIRECTORIO DE ASISTENTES.
II CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS
DEL 24 DE OCTUBRE AL 8 DE NOV. 1995.

BALDE BAH AMADOU OURY
ESTUDIANTE BECARIO
INSTITUTO MEXICANO DEL PETROLEO
CALLE 6 No. 118-2
COL. AGRICOLA PANTITLAN
MEXICO, D. F. C.P. 08100
TEL. 758-1-43

GARCIA OLMOS GUSTAVO
SUBGERENTE DE INGENIERIA
SIEMENS, S. A. DE C. V.
PONIENTE 116 No. 590
INDUSTRIAL VALLEJO AZCAPOTZALCO
MEXICO, D. F. C.P. 02300
TEL. 32820-69

GOMEZ LAGUNAS CARLOS
PROFESOR
E. S.-I. M. E.
UNIDAD ZACATENCO
MEXICO, D. F.
TEL. 343-41-03

LOZANO SOUSA CARLOS
PROFESOR PLANTA
INST. TECNOLÓGICO Y DE ESTUDIOS SUPERIOR
RES DE MONTERREY
KM. 3½ CARR. LAGO DE GUADALUPE ATIZAPAN
EDO. DE MEXICO. C. P. 3265532
TEL. 326-55-32

OROZCO DEL AGUILA AGUSTIN BERNARDO
SUPERVISOR DE SERVICIOS
NABISCO S. A. DE C. V.
H. CONGRESO DE LA UNIÓN No. 5840
COL. TRES ESTRELLAS
GUSTAVO A. MADERO.
MEXICO, D. F. 07820
TEL. 729-28-69

ORTIZ MONTIEL CARLOS N.
ING. EN PROYECTOS
GRUPO MODELO S.A. DE C. V.
CAMPOS ELISEOS No. 400
COL. LOMAS DE CHAPULTEPEC
MEXICO, D. F. C. P. 11000
TEL. 281-01-14 EX. 1507

FONSECA VILLANUEVA EMILIO
JEFE DE INSTALACIONES
GRUPO DINCORP DE MEXICO
INSURGENTES SUR 1770
COL. FLORIDA
MEXICO, D. F. C.P. 01030
TEL. 389-60-10

GAYTAN PADILLA NICANOR
PARTICULAR
1o. CALLEJON DE INDEPENDENCIA 16
ZACAHUISCO IZTAPALAPA
MEXICO, D. F. C.P. 09490
TEL. 672-39-53

GUERRERO CARDENAS JESUS
INSTRUMENTISTA
SIDERURGICA TULTITLAN S.A. DE C. V.
1a. SUR S/N INDEPENDENCIA TULTITLAN
TEL. 310-77-79-
TULTITLAN, EDO. DE MEXICO.
C. P. 54944

MARTINEZ LANDA MARTINA DEL CARMEN
DOCENTE
ESCUELA NACIONAL ESTUDIOS PROF. ARAGON
AV. RANCHO SECO S/N.
BOSQUES ARAGON ECATEPEC.
TEL. 791-17-06

ORTIZ ANTILLON HECTOR ALFREDO
GERENTE OPERATIVO
TECNO CLEAR ELECTRONICA TLAPALPAN
CALZ. DE TLAPALPAN No. 4402-1
HUIPULCO TLAPALPAN
MEXICO, D. F. C. P. 14370
TEL. 573-45-92

PEREDA CHAGOYA ENRIQUE GPE.
JEFE DE TELECOMUNICACIONES
INDUSTRIA EMBOTELLADORA DE MEX.S.A.DE C.V.
REFORMA No. 404-6o. PISO
COL. JUAREZ
CUAHUTEMOC D. F. C. P. 06600
TEL. 726-90-31

PIQUARD GONZÁLEZ LUIS ALBERTO
JEFE DE INSTALACIONES
ALUMBRADO, S. A. DE C. V.
CALZ. DE LOS MISTERIOS 758
COL. GUSTAVO A. MADERO
MEXICO, D. F. C.P. 07020
TEL. 577-19-56

REYES MIRANDA JAVIER ALBERTO
ING. EN COMUNICACIONES
BANCO DE MEXICO
AV. 5 DE MAYO NO. 2
COL. CENTRO CUAUHTEMOC
MEXICO, D. F.
TEL. 237-22-96

RODRIGUEZ EDWINO
JEFE DE INGENIERIA
DYNCORP
INSURGENTES SUR 1770

SANDOVAL GONZÁLEZ PABLO
PROFESOR DE ASIGNATURA "A"
FACULTAD DE INGENIERIA
CIUDAD UNIVERSITARIA
TEL. 5-19-40-19

URIBE GARCIA RAUL LEONEL
DIRECTOR
URIBE INGENIEROS ASOCIADOS, S.A. DE C. V.
ROMERO NO. 165
COL. NIÑOS HEROES DE CHAPULTEPEC
MEXICO, D. F. 03440
TEL. 579-67-16

QUEZADA GARCIA JESUS ALFREDO
CATEDRATICO
ENEP. ARAGON U.N.A.M.
AV. RANCHO SECO S/N
COL. IMPULSORA
CD. NETZALHUALCOYOTL
EDO. DE MEXICO
TEL. 838-04-32

REYGADAS ALVAREZ RAFAEL
ESP. ESTUDIOS DE ALUMBRADO PUBLICO
CONAE
FRANCISCO MARQUEZ L60-3
COL. CONDESA CUAUHTEMOC
MEXICO, D. F. 06140
TEL. 553-90-00

RODRIGUEZ PEREZ CARLOS
DIRECTOR DEL DEPTO. DE INGENIERIA
ELECTRICA Y ELECTRONICA
KM. 3½ CARRET. LAGO DE GUADALUPE
C.P. 54500
EDO. DE MEXICO ATIZAPAN
TEL. 326-55-32

SERRATO SERRATO CARLOS
INGENIERO ELECTRICISTA
SIEMENS
PONIENTE 116 NO. 590
MEXICO, D. F. 02300
COL. IND. VALLEJO AZCAPOTZALCO
TEL. 328-20-00 EXT. 2284

VELOZ CANTO LUIS SANTIAGO
GERENCIA
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIAL
ALHELI No. 91-2
COL. NVA. SANTA MARIA
DELG. ATZCAPOTZALCO
TEL. 341-74-97