

## **AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION**

### **1.- INTRODUCCIÓN**

La operación de toda industria tiene como base la disponibilidad de varios tipos de materias primas, incluidos los energéticos (petróleo, gas, agua, electricidad, etc.). El incremento de los costos de los energéticos ha provocado que los costos del producto se incrementen debido a que una gran parte del total de los gastos son atribuidos al uso de los mismos, el industrial, ante este constante incremento puede reducir sus gastos implementando medidas para evitar el desperdicio y uso innecesario de ellos.

El uso racional de los energéticos ha sido una meta importante del Gobierno Mexicano los últimos 3 lustros, creando para ello algunos organismos (CONAE, FIDE) con la finalidad de generar una conciencia de uso racional de la energía, tanto calorífica como eléctrica, enfocada a consumidores industriales y comerciales.

En los sistemas de distribución se pueden aplicar los conceptos de uso racional de energía, siendo en el sector industrial donde se han presentado las mayores oportunidades de ahorro, ya que generalmente en el diario vivir de una empresa, el administrador o los empleados de la misma no se preocupan de un factor importante que influye directamente en el costo de producción, el desperdicio de energía eléctrica. La finalidad de este tema es fomentar el uso eficiente y racional de la energía eléctrica en los sistemas de distribución de los consumidores grandes y medios, dando para ello algunas medidas básicas de ahorro en los sistemas de distribución de energía eléctrica industriales y para edificios.

A través del organismo encargado en apoyar el programa de ahorro de energía del sector eléctrico, el sector privado puede asesorarse para mejorar la eficiencia del uso de la energía eléctrica, incorporando para ello nuevas tecnologías y técnicas ahorradoras comprobadas, en las instalaciones eléctricas de la industria y el comercio, con la finalidad de hacer más competitivos sus productos.

Con estas acciones se obtienen beneficios tales como:

- + Elevar su productividad y competitividad.
- + Reducir el importe de sus consumos de energía eléctrica.
- + Disminuir el impacto ambiental.
- + Aumentar la disponibilidad de energía eléctrica.
- + Preservar o mejorar niveles de bienestar.
- + Crear una cultura energética.

Como todo tipo de acciones para poder obtener beneficios de los programas de ahorro de energía, es necesario realizar inversiones de capital, las cuales deben ser recuperables a medio o corto plazo.

## **2.- TARIFAS**

Una de las medidas básicas para el ahorro de la energía eléctrica es la administración de la misma. Para determinar la forma en que la energía eléctrica repercute en la economía de una empresa y posteriormente tomar las acciones pertinentes, es necesario conocer cual es su costo, para lograr esto, el industrial debe conocer las "Tarifas para el Suministro y Venta de Energía", que de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 31 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica compete a la Secretaria de Hacienda y Crédito Público, con la participación de las de Comercio y Fomento Industrial, de la Energía, y de la Comisión reguladora de Energía, y a propuesta del suministrador (CFE y LyF), fijar las tarifas eléctricas, así como su ajuste; que para evitar un mayor deterioro financiero de la Comisión Federal de Electricidad y de Luz y Fuerza del Centro, es fundamental mantener la política de deslices mensuales equivalentes a la inflación esperada para las tarifas de los sectores de servicios y agrícolas.

A partir del primero de enero del 2001, se continuará con la aplicación de un factor de ajuste mensual acumulativo a los cargos de las tarifas para servicio doméstico de 1,00682; para el servicio de riego agrícola, para el servicio de alumbrado público y para el servicio de bombeo de aguas negras y potables el factor será de 1,00526.

El Sector Eléctrico requiere de cuantiosos recursos financieros, los cuales deben ser cubiertos en mayor medida con ingresos propios de las empresas suministradoras, por tal motivo se requieren ajustar las tarifas para suministro y venta de energía eléctrica periódicamente.

Las tarifas se pueden clasificar dentro de dos grandes grupos:

- + Tarifas de uso general.
- + Tarifas de uso específico.

Dentro del primer grupo se consideran:

**Tarifa 2      Servicio general en baja tensión hasta 25 kW de demanda.**

**Tarifa 3      Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.**

<b>Tarifa OM</b>	<b>Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW</b>
<b>Tarifa HM</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en mediana tensión, con demanda de 100 kW o más</b>
<b>Tarifa HS</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión</b>
<b>Tarifa HS-L</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización</b>
<b>Tarifa HT</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión</b>
<b>Tarifa HT-L</b>	<b>Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización</b>

**A su vez, son tarifas de uso específico:**

<b>Tarifa 1,1A, 1B, 1C y 1D.</b>	<b>Servicio doméstico.</b>
<b>Tarifa 5</b>	<b>Servicio para alumbrado público.</b>
<b>Tarifa 6</b>	<b>Servicio para bombeo de aguas potable o negras.</b>
<b>Tarifa 9</b>	<b>Servicio para bombeo de agua para riego agrícola.</b>

**Dentro de este tema solo serán analizadas por ser de competencia industrial o comercial, los elementos de facturación de las tarifas de uso general (exceptuando la tarifa 2), en las que el cobro depende de cuatro factores:**

- a).- **El consumo de energía útil. Es aquella que se entrega al usuario en un determinado periodo, esta expresado en kW-h (kilowatt-hora).**
- b).- **La demanda máxima medida. Esta se determina mensualmente por medio de instrumentos de medición que indican la demanda media en kilowatts durante cualquier intervalo de 15 minutos, en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo de facturación.**
- c).- **El factor de potencia (FP). Se obtiene mediante la relación aritmética entre la energía útil suministrada y la energía total requerida. Solo conlleva costo cuando es menor a**

90 %. El factor de potencia está dado por la naturaleza de la carga del usuario y afecta a la adecuada utilización de la capacidad del sistema eléctrica.

- d).- **Medición en baja tensión.** En los servicios que se proporcionen en media tensión, cuando la medición de la energía eléctrica consumida se realice en el lado secundario motivado por una demanda contratada menor a 200 kW, las facturaciones aumentarán en un 2 % sobre el total de la suma del costo por consumo mas el costo por demanda. Este cargo se establece previendo las pérdidas inherentes en el transformador.

Para una mejor interpretación de estas tarifas, se enmarcan a continuación sus enunciados de aplicación:

**Tarifa No. 3.- Servicio general en baja tensión para más de 25 kW de demanda.**

Esta tarifa se aplicará a todos los servicios que destinen la energía en baja tensión a cualquier uso, con demanda de más de 25 kilowatts, excepto a los servicios para los cuales se fija específicamente su tarifa.

**Tarifa O-M.- Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor a 100 kW.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda menor de 100 kilowatts.

- La demanda contratada la fijará inicialmente el usuario; su valor no será menor del 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada, ni menor de 10 kilowatts o la capacidad del mayor motor o aparato instalado.

+ En el caso de que el 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de potencia de 90 % (noventa por ciento).

Quando la Demanda Máxima Medida exceda de 100 kilowatts, el usuario deberá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa H-M. De no hacerlo, al tercer mes consecutivo en que exceda la demanda de 100 kilowatts, será reclasificado por el suministrador en la tarifa H-M, notificándole al usuario.

**Tarifa H-M.- Tarifa horaria para servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía en media tensión a cualquier uso, con una demanda de 100 kilowatts o más.

- + En el caso de que el 60 % (sesenta por ciento) de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomara como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de potencia de 90 % (noventa por ciento).

A continuación se presentan los horarios correspondientes al Periodo de Punta, Intermedio y Base.

Primer domingo de mayo,  
al sábado anterior al último  
domingo de septiembre

Ultimo domingo de septiembre,  
al sábado anterior al primer  
domingo de mayo

<b>Día de la semana</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>	<b>Base</b>	<b>Intermedio</b>	<b>Punta</b>
Lunes a Viernes	0:00-6:00	6:00-20:00 22:00-24:00	20:00-22:00	0:00-6:00	6:00-18:00 22:00-24:00	18:00-22:00
Sábado	0:00-7:00	7:00-24:00		0:00-8:00	8:00-19:00 21:00-24:00	19:00-21:00
Domingos y días festivos	0:00-19:00	19:00-24:00		0:00-18:00	18:00-24:00	

**Tarifa H-S.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel subtransmisión.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión.

**Tarifa H-SL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel subtransmisión, para larga utilización.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel subtransmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá vigencia mínima de un año.

**Tarifa No. H-T.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión nivel transmisión.**

Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión nivel transmisión, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.

**Tarifa No. H-TL.- Tarifa horaria para servicio general en alta tensión, nivel transmisión, para larga utilización.**

**Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en alta tensión, nivel transmisión, y que por las características de utilización de su demanda soliciten inscribirse en este servicio, el cual tendrá una vigencia mínima de un año.**

**Tarifa No. I-15.- Tarifa para servicio interrumpible.**

**Esta tarifa será 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 Máxima Medida en Período de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 10,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.**

**Tarifa No. I-30.- Tarifa para servicio interrumpible.**

**Esta tarifa será 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 Máxima Medida en Período de Punta, Semipunta, Intermedio o Base, mayor o igual a 20,000 kilowatts durante los tres meses previos a la solicitud de inscripción. La inscripción de este servicio tendrá una vigencia mínima de un año.**

**2.1.- Reducción del costo por consumo de energía eléctrica. El conocimiento del sistema tarifario le dará en principio al usuario una herramienta para disminuir el monto que por concepto de consumo de energía eléctrica deberá pagar, debiendo seleccionar para esto la tarifa adecuada a su demanda.**

**Como un ejemplo real de esta reducción, se muestra en la tabla 2.1 la facturación de Liverpool México, S.A. de C.V. de Venustiano Carranza No. 92 y en la tabla 2.2 la correspondiente a Bancomer, S.N.C. de Bolívar No. 38, donde se considera un periodo anual del 24 de Julio de 1998 al 24 de Junio de 1999. Con la finalidad de ilustrar esto, se considera el primer periodo de ambos servicios (24 de Julio de 1998), mostrando en la tabla 2.3 los importes correspondientes a tarifa 3.**

**TABLA 2.1**  
**LIVERPOOL MEXICO, S.A. DE C.V.**  
**VENUSTIANO CARRANZA No. 92**

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO kWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	245,458.45	768	259,200.00	125,319.68	120,138.77
980824	258,675.30	768	268,800.00	130,733.27	127,942.03
980923	251,648.55	792	254,400.00	123,490.41	128,158.14
981022	246,116.35	768	252,000.00	125,486.56	120,629.79
981125	302,459.00	744	300,000.00	148,649.79	153,809.21
981224	265,421.55	792	249,600.00	137,340.88	128,080.67
990126	266,494.70	720	244,800.00	132,395.97	134,098.73
990224	240,912.60	720	213,600.00	119,137.33	121,775.27
990325	254,266.75	720	235,200.00	127,378.96	126,887.79
990427	278,481.20	744	242,400.00	130,980.85	147,500.35
990526	263,309.75	768	237,600.00	130,056.48	133,253.27
990624	266,639.85	792	237,600.00	133,517.43	133,122.42
<b>RECUPERACION TOTAL=</b>					<b>1,575,396.44</b>

**TABLA 2.2**  
**BANCOMER, S.N.C**  
**BOLIVAR No. 38**

PERIODO	TARIFA 3 \$	DEM. kW.	CONSUMO KWh	TARIFA OM \$	DIFERENCIA T 3 - OM \$
980724	657,557.05	1.780	712,000	328,975.11	328,581.94
980824	652,024.45	1.760	684,000	323,524.77	328,499.68
980923	628,288.15	1.760	646,000	302,330.97	325,957.18
981022	592,158.40	1.760	596,000	294,137.12	298,021.28
981125	614,009.65	1.580	602,000	302,622.59	311,387.06
981224	605,548.25	1.380	480,000	267,575.16	337,973.09
990126	560,589.50	1.380	512,000	270,370.93	290,218.57
990224	539,947.70	1.590	458,000	257,828.40	282,119.30
990325	606,489.55	1.580	556,000	294,844.31	311,645.24
990427	623,216.75	1.590	524,000	282,204.85	341,011.90
990526	637,475.45	1.780	558,000	304,227.48	333,247.97
990624	607,709.05	1.590	548,000	295,640.56	312,068.49
<b>RECUPERACION TOTAL=</b>					<b>3,800,731.70</b>

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

**TABLA 2.3  
IMPORTES EN TARIFA 3**

USUARIO	KW	Kwh	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	245 458,45
BANCOMER	1 780	712 000	657 557,05

Si dichos servicios se contrataran en tarifa O-M, considerando la misma demanda y consumo, se obtienen los costos mostrados en la tabla 2.4.

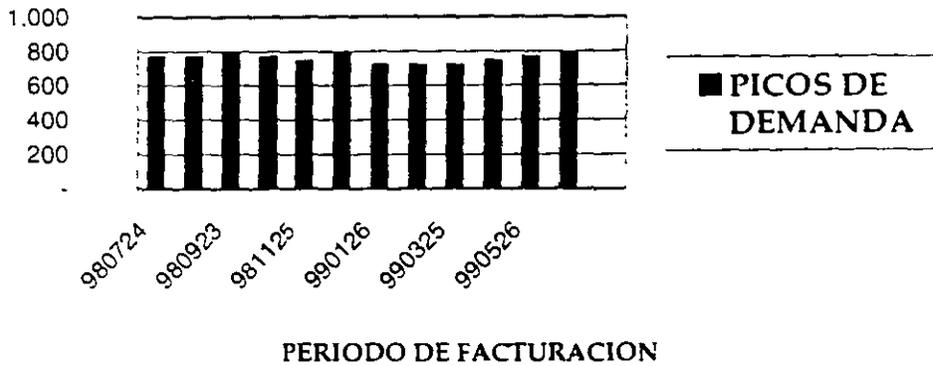
**TABLA 2.4  
IMPORTES EN TARIFA O-M**

USUARIO	KW	kW h	IMPORTE (\$)
LIVERPOOL	768	259 200	125 319,68
BANCOMER	1 780	712 000	328 975,11

Como se observa en este ejemplo, la tarifa O-M proporciona un ahorro del 49 y 50 % para Liverpool y Bancomer respectivamente. Aunque la inversión inicial requerida para contratar en esta tarifa es importante, en menos de dos años se amortizará.

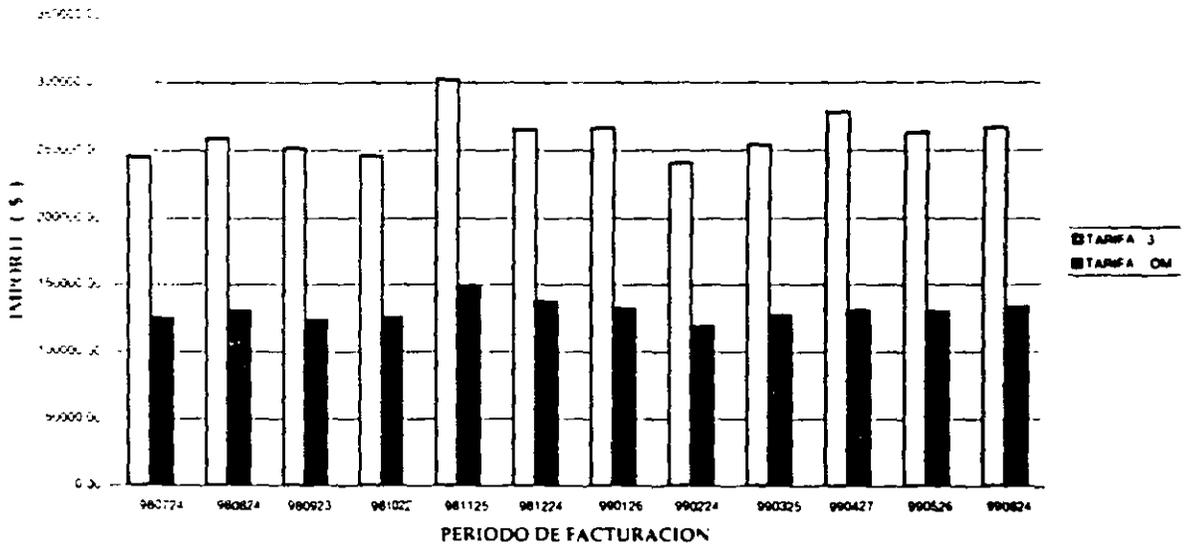
En las figuras 2.1 y 2.2 se muestran las curvas comparativas de importes facturados para estos usuarios.

**" PICOS DE DEMANDA "**  
**LIVERPOOL MEXICO , S.A. DE C.V.**



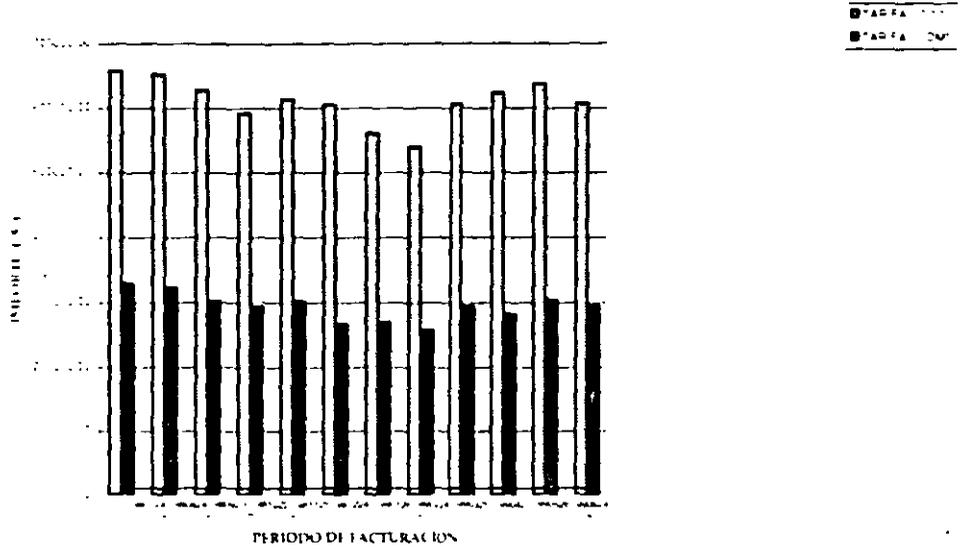
**FIGURA 2.1**

**" IMPORTE FACTURADO "**  
**LIVERPOOL MEXICO S.A. DE C.V.**



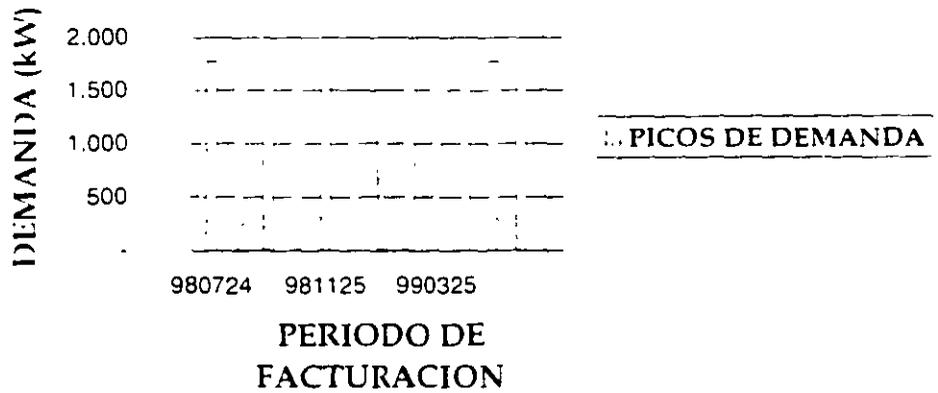
AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

**" IMPORTE FACTURADO "**  
**BANCOMER, S.N.C.**



**FIGURA 2.2**

**" PERFIL DE DEMANDA "**  
**BANCOMER, S.N.C.**



## 2.2.- Factor de potencia

Para compensar los perjuicios ocasionados a las empresas suministradoras de energía eléctrica por el bajo factor de potencia que adquieren las redes de distribución, en el ajuste y reestructuración para suministro y venta de energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación del día 10 de noviembre de 1991, se establece:

El usuario procurará mantener un factor de potencia (FP) tan aproximado al 100 % (cien por ciento) como le sea posible; pero en el caso de que su factor de potencia durante cualquier periodo de facturación tenga un promedio menor de 90 % (noventa por ciento) atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, el suministrador tendrá derecho a cobrar al usuario la cantidad que resulte de aplicar el monto de la facturación el porcentaje de recargo que se determine según la fórmula que se señala. En el caso de que el factor de potencia tenga un valor superior al 90 % (noventa por ciento), 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 que también se señala.

Fórmula de Recargo:

$$\text{Porcentaje de Recargo} = 3/5 \times ((90/\text{FP}) - 1) \times 100; \text{FP} < 90 \%$$

$$\text{Porcentaje de Bonificación} = 1/4 \times (1 - (90/\text{FP}) \times 100; \text{FP} > \text{ó} = 90 \%$$

Donde FP, es el factor de potencia expresado en por ciento.

## 2.3.- Factor de carga del servicio

Se define como la relación existente entre la demanda media y la demanda máxima en un intervalo de tiempo dado y se puede calcular en base a los valores registrados en la facturación de energía eléctrica de acuerdo con las siguientes fórmulas:

$$\text{FC} = \text{Dm}/\text{Dm}$$

$$\text{Dm} = \text{kWh} / \text{h}$$

$$\% \text{FC} = \frac{\text{kW-h}}{\text{h} \times \text{Dm}} \times 100$$

siendo;

- FC = Factor de carga
- D<sub>m</sub> = Demanda media
- D<sub>M</sub> = Demanda máxima en el periodo
- kWh= Energía consumida en el periodo
- h = Número de horas del periodo

El factor de carga relaciona la energía que se utiliza durante un periodo de facturación con respecto a la energía que el suministrador debe proporcionar a razón de la demanda máxima medida durante ese mismo periodo.

Para apreciar en forma práctica lo que representa el factor de carga, se presenta el siguiente:

#### Ejemplo

Se tienen dos industrias de las mismas características, cuya contrato esta realizado en tarifa O-M, tienen un factor de potencia de 90 %.

La industria No. 1 demanda 720 kW y consume en el periodo del 99/07/01 al 99/07/30 (siendo 29 dias de facturación) y un consumo de 276 000 kWh. Esta industria labora 16 horas al día.

La industria No. 2, en el mismo periodo de facturación, tiene una demanda 500 kW y consume 276 000 kWh. Esta industria labora 24 horas al día.

Para este periodo el cargo por demanda es de \$ 53,266 y el cargo por consumo es de \$ 0,39821, ambas industrias se encuentran ubicadas en la región centro, por lo que se tiene lo siguiente:

INDUSTRIA N. 1		
Cargo por demanda	53,266 x 720	\$ 38 351,52
Cargo por consumo	0,39821 x 276 000	\$ 109 905,96
Importe facturado		\$ 148 257,48

$$\text{FACTOR DE CARGA} = (276\ 000 \times 100) / (464 \times 720) = 55,08 \%$$



**COSTO MEDIO DEL kWh = \$ 148 257,48/ 276 000 = \$ 0,53**

<b>I N D U S T R I A   N . 2</b>		
<b>Cargo por demanda</b>	<b>53,266 x 500</b>	<b>\$ 26 633,00</b>
<b>Cargo por consumo</b>	<b>0,39821 x 276 000</b>	<b>\$ 109 905,96</b>
<b>Importe facturado</b>		<b>\$ 136 538,96</b>

**FACTOR DE CARGA = (276 000 x 100) / (696 X 500) = 79,31 %**

**COSTO MEDIO DEL kWh = \$ 136 538,96/ 276 000 = \$ 0,49**

Como se observa, a mayor factor de carga, el costo por kWh es menor.

### **3.- AUDITORIA HISTÓRICA**

Una auditoria histórica identifica los consumos y costos de energía empleada para elaborar una cierta cantidad de producto terminado y así poder establecer comportamientos, tendencias y resultados.

Para realizar una auditoria histórica se requiere de poco tiempo y los resultados pueden ser extremadamente valiosos para puntualizar en elementos individuales de la industria a la que se le realiza dicha auditoria.

Hay que identificar y cuantificar los consumos y costos mensuales que ha tenido la industria durante por lo menos 2 años; esta información se puede obtener fácilmente a través de los recibos de pago efectuados, Con lo cual se puede determinar cuanta energía se consume por unidad de producto, a esto se le denomina consumo específico.

Para elaborar una auditoria de este tipo, se puede utilizar como auxiliar la tabla 3.1.

Mediante el análisis de este registro se podrá establecer tanto la tendencia histórica como el impacto de cualquier ahorro de energía eléctrica.

**TABLA 3.1**

**AUDITORIA HISTORICA**

PERIODO	kw	kw - h	FACTOR CARGA %	DEMANDA \$	CONSUMO \$	BAJO FACTOR POTENCIA \$	TOTAL (SIN IVA) \$	COSTO kw - h \$

**3.1.- Índices**

Cuando el uso de la energía eléctrica se puede relacionar a un producto o a una actividad, se genera un índice que mostrará la mejor manera de comparar sus comportamientos o tendencias. Por esta razón, es importante tener las cantidades producidas en cada periodo de facturación y con esto determinar el uso de la energía eléctrica por unidad de producto o servicio. Es conveniente que al analizar estas variaciones no se tomen en cuenta los consumos fuertes de energía en las oficinas administrativas de la industria. Si se gráficas los índices energéticos contra el tiempo, se tendrá un indicador de la eficiencia energética a través de los años.

#### 4.- AUDITORÍA DE RECORRIDO

Una vez que se analizó el historial de consumos de energía, se deben obtener los datos específicos de operación e iluminación, realizando para ello la auditoría de recorrido. Observando cuidadosamente aspectos tales como:

- + Revisión de planos de ubicación de maquinaria y equipo.
- + Levantamiento del censo de cargas eléctricas.
- + Consumos estimados por equipos y/o áreas.
- + Determinar la distribución porcentual de carga.
- + Detección de oportunidades de ahorro obvias.

Si la empresa tiene planos con la ubicación de las cargas, habrá que identificar en ellos:

- + Grupos de máquinas para un mismo proceso
- + Alimentadores principales y derivados
- + Oficinas administrativas
- + Almacenes
- + Iluminación de la planta
- + Talleres
- + Voltajes de operación de equipos

De la misma manera que los planos, el censo de carga nos permitirá conocer en forma más objetiva que aparatos o equipos se usan, cuanta energía consumen en forma individual y su frecuencia de operación.

En la auditoría de recorrido se tomará nota de los puntos obvios con pérdidas de energía. Estos puntos son los que presentan oportunidad de ahorro inmediatos y con poca inversión. Posteriormente se analizarán aquellos que requieran una gran inversión. Esta auditoría puede ser tan simple o compleja dependiendo de la complejidad o tamaño mismo de la industria en análisis.

##### 4.1.- Censo de carga

###### Motores

Para obtener el censo de carga se puede utilizar la tabla 4.1. Con estos datos se puede estimar la demanda de cada motor y conforme a su uso obtener el consumo aproximado por mes.

Debido a que la gran mayoría de los motores no se utilizan a su potencia nominal, existe un Factor de Carga el cual se define con la siguiente relación:

$$\text{Factor de Carga} = \frac{\text{Carga típica}}{\text{Carga Nominal}} = \frac{\text{Corriente real}}{\text{Corriente nominal}}$$

Este factor de carga sirve para determinar cual es la potencia real en el eje.

$$\text{Pot. real en el eje} = \text{CPnom.} \times 0,746 \times \text{F.C.} \text{ --- (kW)}$$

TABLA 4.1

**CENSO DE CARGA**

TIPO DE MAQUINA	No. DE MOTOR	EFICIENCIA	FASES	C.P.	KW	CORRIENTE NOMINAL	CORRIENTE REAL	HORAS DE USO	DIAS POR SEMANA	CONSUMO MENSUAL APROX.

**Iluminación**

Durante el recorrido, deberán anotarse las condiciones actuales de la iluminación y la potencia de cada uno de los equipos incluyendo el alumbrado de seguridad, así como el horario en que se encuentra encendido.

Debe considerarse la posibilidad de reducir el número de luminarias encendidas durante el día mediante el uso de láminas translúcidas. Asimismo, anotar los equipos que por descuido están encendidos durante el día y/o los que desde el punto de vista operacional no requieran estar encendidos. Por otra parte, se debe investigar si todos los circuitos están debidamente identificados y si existe un interruptor general para todo el alumbrado.

## **5.- OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA**

Dentro de las oportunidades de ahorro de energía eléctrica en los sistemas de distribución en edificios o industrias, se tienen las siguientes:

- \* Alumbrado
- \* Administración de la demanda
- \* Corrección de bajo factor de potencia
- \* Aire acondicionado
- \* Programa para la administración de la energía

En virtud de que cada uno de los puntos anteriores son por si solos muy extensos y complejos, solamente se indicarán para cada uno de ellos una serie de recomendaciones a fin de que se pueda identificar fácilmente cuales pueden ser las expectativas de ahorro de energía en los mismos.

### **5.1.- Alumbrado**

Uno de los desperdicios más comunes de energía se da en la iluminación de plantas industriales y oficinas de las empresas.

Los tres enfoques principales para iluminar un área específica son:

- + Iluminación general
- + Alumbrado del área de labor
- + Iluminación decorativa

Si la iluminación general se diseña para niveles de labores visuales que requieren alta iluminación, esta resultará una práctica costosa e innecesaria.

El alumbrado exclusivo del área de labor es más eficiente, ya que se tendrán los niveles de iluminación requeridos de acuerdo con las necesidades de la labor desarrollada.

Es conveniente que el alumbrado decorativo sea analizado ya que este puede encarecer el mantenimiento y operación del sistema.

## **REDUCCIÓN DE POTENCIA SIN MODIFICAR EL NIVEL DE ILUMINACIÓN.**

**Existen algunas formas sencillas para reducir los consumos por concepto de iluminación:**

### **Lámparas eficientes.**

**En el mercado existe una gran variedad de lámparas fluorescentes que pueden sustituir directamente a los tradicionales focos incandescentes, ya que para un mismo flujo luminoso consumen aproximadamente 75 % menos energía, duran 10 veces más y emiten una luz agradable.**

**En la tabla 5.1 se muestra el cuadro comparativo de las características físicas y técnicas de diferentes lámparas fluorescentes**

### **Reflectores ópticos**

**Una manera simple de reducir los consumos y el número de lámparas, consiste en la utilización de reflectores. Esto implicará utilizar superficies reflejantes en los gabinetes de las lámparas fluorescentes. La reflexión lograda permite eliminar aproximadamente el 50 % de lámparas y balastos, lo que significa un ahorro similar en el consumo por iluminación.**

### **Controladores de alumbrado.**

**Son utilizados en zonas donde se tiene tiempo de desocupación de labores. Esto se puede realizar con la instalación de controladores de tiempo. Otro control sencillo lo representan las foto celdas que harán el apagado o encendido según los niveles de iluminación en el ambiente, estos pueden ser utilizados en áreas de oficinas para disminuir el uso del alumbrado artificial y aprovechar la luz del sol en las áreas cercanas a las ventanas. La utilización de estos controladores mejora la eficiencia del sistema de alumbrado.**

**TABLA 5.1**  
**CUADRO COMPARATIVO DE LAS CARACTERISTICAS**  
**FÍSICAS Y TECNICAS DE LAMPARAS**

WATTS	ACABADO	ARRANQUE	VIDA APROX. HORAS	LUMENES APROX.
39	LUZ DE DIA	INSTANTÁNEO	9,000	2,500
39	BLANCO FRIO	INSTANTÁNEO	9,000	3,000
32	BLANCO LIGERO *	INSTANTÁNEO	12,000	2,700
40	LUZ DE DIA	RAPIDO	12,000	2,650
40	BLANCO FRIO	RAPIDO	12,000	3,150
34	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	20,000	2,925
75	LUZ DE DIA	INSTANTANEO	12,000	5,450
75	BLANCO FRIO	INSTANTANEO	12,000	6,300
75	BLANCO LIGERO *	INSTANTANEO	12,000	6,000
110 H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	12,000	9,200
95 H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	12,000	9,100
215 V.H.O.	BLANCO FRIO	RAPIDO	10,000	15,000
195 V.H.O.	BLANCO LIGERO *	RAPIDO	10,000	14,900

\* LAMPARAS SUPER SAVER II

**Uso de alumbrado natural**

La utilización de la luz solar es una gran ventaja, lo que puede realizarse instalando tragaluces, los cuales tienen un efecto en la calidad de luz, según sea la elección del mismo, lo cual depende de su construcción, color y transmisión. Los tragaluces más recomendables para labores donde se requiera buena visibilidad son los blancos.

AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCION

El inconveniente de los tragaluces es la transmisión de calor a través de ellos, por lo que es recomendable la utilización de tragaluces de capa doble y aire encerrado, los que reducen sustancialmente este problema; en otros casos la polarización del tragaluz servirá para el mismo propósito.

#### Alumbrado de seguridad

El alumbrado de seguridad es útil para desanimar a los ladrones, pero es necesario verificar si la cantidad de luminarias es adecuada para realizar el rondín del vigilante o si se puede reducir.

#### Uso decorativo

Es recomendable la instalación de controladores de tiempo en anuncios luminosos y tener la certeza que la eficiencia de las lámparas son las adecuadas.

Es obvio decir que cualquier disminución en el consumo de energía eléctrica redundará en un beneficio económico, tanto en el aspecto de energía consumida como en la reducción de la curva de demanda y por consiguiente en la demanda pico. Esto nos produce un doble ahorro económico (energía facturada y reducción de kW de demanda máxima). Ver figura 5.1.

### 5.2.- Administración de la demanda

Como ya se explicó, las tarifas eléctricas aplicables a este tipo de servicios no solo contemplan el cobro de la energía consumida por un usuario en un intervalo de tiempo, sino también la forma en que está siendo requerida durante el periodo de consumo. Esto viene definido por el Factor de Carga del servicio, de manera que mientras más cercano esté de la unidad, el costo medio del kW-h será menor.

El factor de carga se puede mejorar de 2 formas:

- a).- Reduciendo la demanda máxima.
- b).- Incrementando el tiempo laboral de la empresa.

#### a).- Disminución de la demanda

La mayoría de las medidas de conservación de energía aplicadas a dispositivos eléctricos disminuyen el consumo global y pueden disminuir la demanda máxima si se encuentran operando durante el intervalo crítico. Algunas son; el uso de motores más eficientes,

conversiones a equipos de gas y sistemas de alumbrado más eficaces. Sin embargo estas medidas pueden tener poca relevancia en la disminución de la demanda máxima.

Por consiguiente, resulta necesario modificar la forma en que el usuario utiliza la energía, para ello se requiere redistribuir la operación de los equipos de tal manera que el uso de la electricidad no esté concentrado durante el intervalo de demanda máxima. Esta no es una técnica de ahorro de energía, ya que no tiene la finalidad de reducir el consumo de la misma, pero si tendrá un fuerte impacto en el valor de la demanda máxima y por consiguiente la reducción en el pago por este concepto.

Administrar la demanda de energía eléctrica en un sistema es organizar la operación de las cargas con el fin de evitar grandes picos en la misma. Todo esto debe hacerse sin afectar la calidad o productividad de la empresa.

Para poder administrar la demanda se requiere conocer:

- + Auditoria histórica
- + Perfil de demanda:
- + Proceso de fabricación
- + Tipos de cargas
- + Censo de carga

Un análisis de estas características en conjunto nos podrá indicar cual es la demanda objetivo y las cargas susceptibles de controlar.

#### Auditoria histórica

La auditoria histórica nos servirá para conocer; el factor de carga con que generalmente trabaja la empresa, una primera apreciación de la cantidad de kW de demanda factible de reducir y una estimación aproximada del beneficio obtenido.

El cálculo para detallar la mejora económica al aumentar el factor de carga se realiza de la siguiente manera:

$$(\$ \text{ kW-h})_m = \frac{(\$/\text{kW}) + (\$/\text{kW-h}) (\text{FC}) (h)}{(\text{FC}) (h)}$$

donde

$(\$ \text{ kW-h})_m$  = Costo medio del kilowatt-hora  
 $(\$/\text{kW})$  = Costo por kilowatt de demanda máxima  
 $(\$/\text{kW-h})$  = Costo del kilowatt-hora  
 $(\text{FC})$  = Factor de Carga  
 $(h)$  = horas facturadas

### Perfil de la demanda

La herramienta mas importante para determinar la viabilidad de administrar la demanda, es obtener el perfil de la misma durante las 24 horas de cuando menos un día que se considere representativo. Obviamente, un perfil de demanda semanal o mensual ofrecerá mejores perspectivas de análisis.

Debe observarse que cualquier intento realizado sin considerar el perfil de demanda resultará infructuoso, ya que solo de esta manera se puede estar en condiciones de hacer un diagnóstico más real.

### Proceso de fabricación

Uno de los puntos importantes en toda auditoria energética es el conocer el proceso de fabricación y tratar de conjuntarlo por áreas específicas. Sin embargo la finalidad de la auditoria no implica que se deba ser un experto en el giro de la empresa auditada.

Para determinar la forma en que la demanda puede controlarse, se han de agrupar las cargas eléctricas según su operación y también distinguir si:

- + Son cargas productivas o de servicio.
- + Únicamente pueden estar totalmente encendidas o apagadas.
- + Se dispone de un medio para limitar la potencia entregada a la carga, es decir si se pueden fijar momentáneamente niveles mas bajos de potencia.

### Censo de carga

Con el censo de carga es posible:

- + Conocer el uso de energía por área o departamento y poder ponderar un estimado posible de comparar con el real.
- + Discernir cuales cargas son propensas y por cuanto tiempo a la administración de la demanda .

### Equipos automáticos de control de demanda máxima.

Existen en el mercado nacional empresas que distribuyen equipos para controlar en forma automática la demanda máxima de un servicio, proporcionando asimismo apoyo técnico y de mantenimiento de los mismos.

Estos equipos son sistemas con microprocesadores, los cuales toman el control total de las cargas susceptibles de controlar, tales como:

- + Alumbrado
- + Aire acondicionado y calefacción
- + Compresores
- + Ventiladores y extractores
- + Cargadores de baterías
- + Cargas de talleres, etc.

Cuyos módulos programados previamente conectan o desconectan equipos de acuerdo a una demanda fijada con anticipación, disminuyendo de esta forma los grandes picos, a efecto de mejorar el factor de carga y evitar costos elevados en la facturación por este concepto.

Antes de poner en práctica esta o cualquier otra medida de ahorro, se requiere establecer previamente el costo beneficio de la implantación correspondiente, a fin de determinar el tiempo de recuperación de la inversión.

Independientemente, cuando el proceso lo admita, podrán efectuarse pequeños cambios en la operación de las cargas para obtener reducciones en los picos de demanda y así disminuir la facturación por kW de demanda máxima sin realizar inversión alguna.

### b).- Incremento del tiempo laboral de la empresa

Los turnos de operación de una empresa determinan el valor máximo del factor de carga a que pueden aspirar. Esto se comprende considerando que el suministrador está en posibilidad de proporcionar el servicio durante la 24 horas del día, pero es el usuario el que decide el horario para hacer uso intensivo de la energía.

Esto es, si una empresa trabaja los tres turnos durante todo el año con una demanda bien administrada, podrá tener un factor de carga muy cercano al 100 % y su perfil de demanda será parecido al de la figura 5.1.

Por otro lado hay empresas que trabajan 1 ó 2 turnos, descansan 1 ó 2 días por semana y días festivos, estas podrán tener curvas de demanda parecidos a las figuras 5.2 y 5.3. Obviamente los factores de carga para estas empresas será menor que la anterior.

### Evaluación económica

Una empresa trituradora de piedra produce materiales para construcción y tiene en su proceso maquinaria eléctrica cuya demanda se establece en el orden de los 700 kW, con consumos de 291,000 kW-h al mes (figura 5.4).

Trabajan 2 turnos, 6 días por semana y producen 40,000 ton. al mes. Como se puede ver, si llega a fallar el motor de 170 kW se detiene todo el proceso. No siempre funciona este motor ya que el apilamiento que forma es superior en volumen al que pueden moler los motores de 140 kW. Es decir, no siempre está funcionando el equipo de 170 kW.

¿Como administrar la demanda?

Se propone diferir el horario de trabajo del motor de 170 kW y de sus bandas transportadoras (3x17 kW) a un tercer turno. Para esto el tercer turno requiere de 5 kW de alumbrado, dadas las características de operación de este equipo. Esto es posible ya que los apilamientos que efectúa este motor son grandes y los motores de 140 kW no logran terminarlo en los dos turnos.

Al diferir la operación de estos equipos, se demandará:

Tercer turno : 226 kW x 8 horas x 26 días al mes = 47,088 kWh

Primer turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

Segundo turno : 498 kW x 8 horas x 26 días al mes = 103,584 kWh

T o t a l ..... 254,176 kWh

Ahora bien, si por alguna causa se requiere mayor apilamiento de producto del motor de 170 kW en el 1er. o 2do. turno, se propone como opción dejar de operar un motor de 140 kW con su correspondiente banda y operar en su lugar el motor de 170 kW. Esta opción dará una demanda máxima de 558 kW.

En el primer caso, en lugar de 700 kW la demanda máxima será de 498 kW, con una disminución de 202 kW. Para la segunda opción se demandará como máximo 558 kW, con un ahorro de 142 kW.

La cantidad en pesos del beneficio económico será:

Primera opción : 202 x 53,266 = \$ 10 759,73

Segunda opción : 142 x 53,266 = \$ 7 563,77

Es necesario aclarar que la producción no se verá afectada, tampoco se aumentará la plantilla de personal, sin embargo el pago a los trabajadores aumentará un poco por el cambio de turno, siendo este punto en contra el que habrá de compararse con el beneficio económico y tomar una decisión adecuada.

### 5.3.- Corrección del factor de potencia

La forma más adecuada para corregir el factor de potencia en una industria, es mediante la instalación de capacitores.

Los motores al operar, toman de la fuente de alimentación una determinada corriente, parte de la cual está destinada a lograr la magnetización del motor, esta se llama corriente inductiva.

Un capacitor conectado a la misma fuente del motor también provoca la circulación de una corriente cuya finalidad es la de mantener un campo electrostático entre las placas del dispositivo, la cual se conoce como corriente capacitiva. Estas corrientes, la inductiva y capacitiva se encuentran defasadas  $180^\circ$  y por consiguiente se contrarrestan, de tal forma que ya no será necesario que la fuente suministre toda la corriente magnetizante del motor, ya que el capacitor se encarga de proporcionarle una buena parte de ella.

Además de evitarse el cargo por bajo factor de potencia, la corrección del mismo trae como consecuencia las siguientes ventajas:

- 1.- Cuando se mejora el factor de potencia en el punto donde se origina, los alimentadores tendrán más disponibilidad para aumentos de carga.
- 2.- Al disminuir la corriente en los circuitos de distribución y en los transformadores, se reducen las pérdidas por efecto Joule ( $I^2r$ ), disminuyendo la temperatura de operación de la instalación y los equipos. Además del ahorro de energía obtenido al disminuir las pérdidas, se aumenta la eficiencia de los equipos y sus aislamientos.
- 3.- Al mejorar la regulación de Voltaje, se alargará la vida útil de los equipos.

La capacidad del banco de capacitores necesario para pasar de un factor de potencia a otro nuevo viene dado por:

$$\text{kVAR} = \text{kW} \times (\text{Factor de corrección})$$

El valor del factor de corrección se obtiene de las tablas proporcionadas por el fabricante.

Para calcular el banco de capacitores:

- a).- Tómese el factor de potencia más bajo y su demanda máxima correspondiente, registrados en los recibos de consumo de energía eléctrica de un año.
- b).- Determine el factor de corrección de la tabla y calcule la capacidad del banco de capacitores.
- c).- Observe si satisface todos los demás periodos donde se anotaron factores de potencia menores a 90 %. En caso negativo, corrija a un valor superior hasta que satisfaga el resto de los periodos.

#### 5.4.- Aire acondicionado

Para entender como se comporta la temperatura en un local cerrado, hay que analizar las fuentes de cambio de temperatura:

- + El calor transferido por conducción de la parte caliente a la parte fria a través de losas, paredes y pisos ( $Q_1$ ).
- + El calor transferido por la energía solar ( $Q_2$ ).
- + El calor filtrado a través de aberturas de puertas y ventanas ( $Q_3$ ).
- + El calor que emanan los equipos, las lámparas y motores de las empresas ( $Q_4$ ).
- + El calor que desprende la gente ( $Q_5$ ).
- + En verano la ganancia de calor es  $Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5$ .

En la medida en que se controlen estas variables (Q) se estará en capacidad de ahorrar energía por concepto de aire acondicionado.

Por ejemplo, si las losas y paredes carecen de aislamiento térmico, se tendrá un alto valor de  $Q_1$ . Problema que se puede evitar de manera radical si se aplican materiales aislantes a techos y paredes.

Al entrar menos calor del exterior en verano y escapar menos calor del interior en invierno, los equipos de aire acondicionado trabajan menor tiempo.

La energía solar  $Q_2$ , puede controlarse a través de la orientación de oficinas y naves industriales, minimizando las áreas de exposición directa al sol.

El calor transferido por puertas y ventanas abiertas o con sello defectuoso ( $Q_3$ ), obliga a los equipos de aire acondicionado a trabajar con más frecuencia, ocasionando un consumo

innecesario de energía. Enfaticé entre el personal la necesidad de no dejar puertas o ventanas abiertas. La revisión de los sellos será también importante.

El calor generado por los equipos es inevitable en muchos casos, sin embargo las lámparas incandescentes generan más calor que las fluorescentes además de consumir mucha más energía. Controlando estos elementos se reducen los consumos.

Existen una serie de recomendaciones que de seguirlas aumentarán favorablemente la relación entre el confort y el ahorro de energía:

- 1.- Comprar equipos con la más alta relación de eficiencia energética del mercado.
- 2.- Mantenga la temperatura del termostato en 25 °C en verano, En invierno fije el termostato a 18 °C.
- 3.- Limpie los filtros de aire regularmente (una vez por semana). Trate de tener el equipo en óptimas condiciones de funcionamiento, realizando una revisión técnica especializada del equipo de aire acondicionado cada que comience la temporada de frío o calor.
- 4.- No enfrie ni caliente áreas donde no hay nadie. Apague sus equipos cuando no haya gente que aproveche el confort que brindan.

#### 5.5.- Programa para la administración de la energía

Para realizar un programa de administración de energía, hay que tener en cuenta los siguientes aspectos:

##### Elegir una política administrativa en energía.

Se debe preparar una política con objetivos generales bien detallados, metas específicas, límites presupuestales, métodos a emplear y los recursos de administración requeridos para la organización. Los objetivos deben incluir entre otros:

- + Minimizar los desperdicios de energía, como es la prevención de fugas de aire comprimido y vapor, pérdidas de calor y combustible.
- + Mejorar la eficiencia de utilización de la energía mediante la utilización de equipo más eficiente.

- + Siempre y cuando sea factible y económicamente justificable, reemplazar combustibles caros y escasos, con combustibles baratos y fácilmente disponibles.
- + Identificar áreas que requieren un estudio más detallado.
- + Proveer de manuales al personal sobre el buen uso de energía.
- + Proveerse de asesores especializados en compras, planeación, producción y otros departamentos, sobre los proyectos a largo plazo de administración de demanda eléctrica.

#### Conducir una auditoría de energía detallada.

Se requiere de una base de información bien detallada, la cual se obtiene de la auditoría histórica y de recorrido, para proponer los cursos de acción y evaluar sus consecuencias.

Esta información por si sola no dará la respuesta final al problema de ahorro, pero si indicará donde se presentan los mayores potenciales de mejora y por consiguiente, donde habrán de concentrarse los esfuerzos de administración de energía.

#### Formular un plan de acción.

El plan de acción debe observar, los siguientes aspectos:

- + La conservación.- La cual engloba la reducción del consumo a través de minimizar desperdicio y mejorar eficiencia.
- + La sustitución.- La cual denota el reemplazo de combustibles caros y escasos con baratos y más fáciles de disponer.

El plan de acción debe promover el programa de administración de energía a través de los empleados. El éxito dependerá del apoyo y colaboración de todos ellos, los cuales pueden ser una fuente potencial de ideas para medidas de conservación posteriores.

Este plan de acción debe extenderse hacia el medio doméstico y personal. La costumbre doméstica del ahorro de energía no solo generará buena voluntad y ahorro económico de los empleados, sino también desarrollará buenos hábitos que probablemente adopten en el ámbito laboral.

### Evaluar y mantener el programa de administración de energía.

El programa de administración de energía será económicamente más efectivo si se desarrolla como un programa continuado, sus resultados han de ser revisados anualmente, revalorando la política y el plan de acción.

La revisión debe determinar si los objetivos han sido alcanzados y si se justifica el costo de continuar el programa por el ahorro esperado. Una re-evaluación será necesaria debido a que los costos de energía se incrementan y la producción puede modificarse.

Es recomendable llevar a cabo regulares inspecciones al equipo y planta para detectar los principales desperdicios de energía, caídas de producción o deterioros perjudiciales. Un buen programa de mantenimiento provee una industria tranquila, segura y energéticamente más eficiente.

### 6.- RESUMEN DE OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

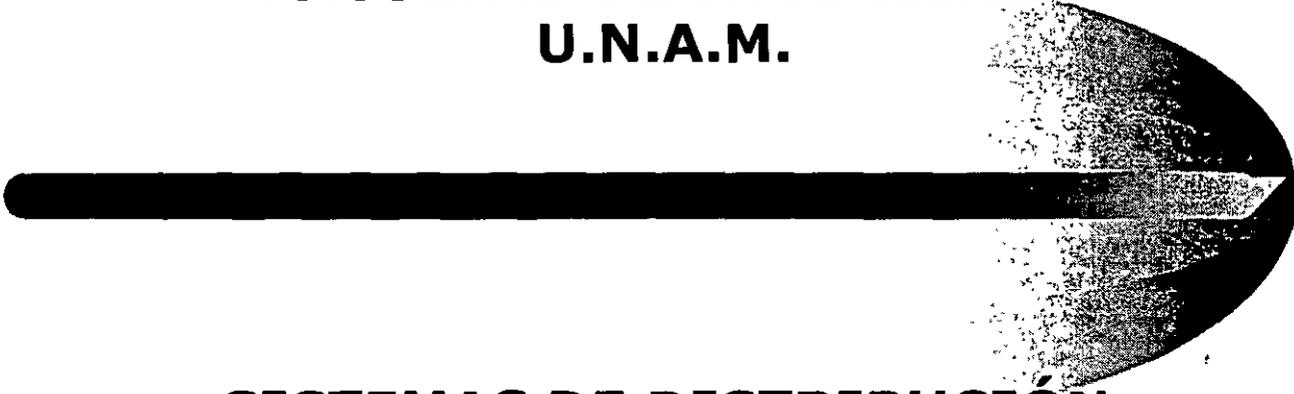
Finalmente, es importante elaborar un formato de resultados que contenga:

- a).- Mención o concepto de la oportunidad de ahorro de energía.
- b).- Inversión estimada.
- c).- Ahorro mensual estimado, tanto de energía como económico.
- d).- Periodo de recuperación de la inversión.
- e).- Observaciones.

Han de ordenarse las oportunidades de ahorro de energía según el orden creciente del tiempo de reembolso, es decir, primero las que requieren nula o baja inversión y posteriormente aquellas con mayor inversión.

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**PROGRAMAS DE CONSERVACIÓN DE LA  
ENERGÍA**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

**ENERO 2005**

## INDICE

- 1.- Introducción
- 2.- Programas de conservación de la energía
- 3.- Inicio del programa de conservación de la energía
- 4.- Tarifas eléctricas
  - I Cargos por tipo de tarifa
  - II Consumo de energía
  - III Conceptos que integran la facturación eléctrica
- 5.- Instrumentos necesarios para realizar diagnósticos energéticos
- 6.- Medidas de ahorro de energía
- 7.- Técnicas para el ahorro de energía en transformadores
  - I Clasificación
  - II Eficiencia
  - III Especificaciones internacionales
  - IV Efectos del color del tanque
  - V Vida del aislamiento
  - VI Evaluación de las pérdidas
- 8.- El factor de potencia y el ahorro de energía
  - I Métodos de corrección
  - II Beneficios energéticos por la instalación de capacitores
- 9.- Técnicas de ahorro de energía en motores
  - I Los motores y el factor de potencia
  - II Los motores de alta eficiencia y la evaluación de los ahorros

10.- Técnicas de ahorro de energía en iluminación

- I Ahorro de energía en sistemas incandescentes
- II Ahorro de energía en sistemas fluorescentes
- III Ahorro de energía en sistemas de alta intensidad de descarga
- IV Ahorro de energía por aprovechamiento de la iluminación natural o diurna
- V Ahorro de energía en balastos
- VI Ahorro de energía en difusores acrílicos
- VII Ahorro de energía por administración de la demanda

11.- Conclusiones

## 1.- INTRODUCCIÓN:

Los principales problemas a los que se enfrenta la industria actualmente para elevar los niveles de productividad y competitividad en los mercados, es el uso racional y eficiente del consumo de sus energéticos, para poder disminuir los costos de producción de bienes y servicios.

En la mayoría de las empresas el consumo de energía ocupa el primer lugar, por lo que la atención se debe de centrar al ahorro y uso racional de la energía de todos sus insumos.

La solución para disminuir sus costos no siempre requieren de realizar grandes inversiones, en la mayoría de los casos las acciones encaminadas al uso de la energía para procesos productivos, viene dada por el aprovechamiento de todos los recursos disponibles de manera eficiente.

El establecimiento de un programa de ahorro de energía, depende del interés pleno y del esfuerzo de quienes ocupan los niveles directivos, así como los planes y programas formulado por las compañías, encaminadas tanto al ahorro de energía como a la reducción de costos ó ahorro económico.

El concepto **industria** implica necesariamente energía, ya que cualquiera consume cuando menos de forma directa e indirecta algún tipo de energía, siendo básicas la eléctrica y térmica

Las técnicas para la conservación de la energía, permite reducir el consumo de estos energéticos, sin embargo esto no implica necesariamente una disminución de la producción. Los programas de conservación a implantarse deberán ser seleccionados y analizados de que sean realizables así como justificables técnica y económicamente, la disminución del consumo de energía es conveniente, pero existen beneficios adicionales no solo para la empresa sino para el país, estos **BENEFICIOS** son los beneficios ambientales ya que cada KW que no se consuma, representa una disminución NO<sub>x</sub>, SO<sub>x</sub> Y CO<sub>2</sub> que se evita se agreguen al medio ambiente, y prolongar la duración de las fuentes no renovables dentro del ámbito nacional.

Con el fin de lograr mantener el proceso de crecimiento económico de la empresa con un menor consumo de energía, se requiere implantar programas de ahorro de energía, que deberá necesariamente considerar cambios en la organización, incluso pensar en establecer un **Comité de Ahorro de Energía**, que se sugiere este compuesto por personal de alta dirección con cierto perfil de las áreas de Ingeniería, Compras, Mantenimiento, Contabilidad y finanzas etc.; cuya responsabilidad será :

- Establecer metas, planes y programas.
- Establecer criterios mutuamente acordados.
- Difundir los resultados a todas las áreas involucradas.

## 2.- PROGRAMAS DE CONSERVACIÓN DE LA ENERGÍA

Para implantar un programa de conservación de la energía es importante realizar un diagnóstico energético a la instalación, esto permitirá determinar el grado de eficiencia con que es utilizada la energía, el cómo ?, cuándo ?, dónde ? y por qué ? se consume la energía, además que permite ubicar e identificar aquellas áreas donde el consumo puede ser reducido, al especificar cuanta es desperdiciada, realizando estudios de todas las fuentes y formas de energía mediante un análisis energético detallado de todos los consumos y las pérdidas, cumpliendo con el único objetivo de evidenciar las áreas de mayor consumo y desperdicio de energía, y evaluar técnica y económicamente las medidas de conservación y ahorro de energía.

Los diagnósticos energéticos en una empresa pueden ser realizados por el mismo personal de la planta, dependiendo del nivel de conocimientos y experiencia, de la profundidad que se requiera del estudio y la disponibilidad del tiempo, en caso contrario se sugiere se contrate alguna empresa consultora que trabaje de tiempo completo y con conocimientos profundos sobre los procesos y estudios a realizar.

Se pueden definir 3 grados o niveles para la conservación de la energía. En primer lugar podemos describir las acciones cuya aplicación son inmediatas y con inversiones marginales mínimas, utilizando las instalaciones existentes. Consiste en la inspección visual de las instalaciones, análisis de los registros de operación y mantenimiento, identificando las oportunidades obvias de ahorro.

En segundo lugar corresponde a un estudio general, de áreas y equipos de uso intensivo, cuya aplicación requieran de un estudio más detallado de sus registros históricos, de las condiciones de operación de los equipos, realizar balances de energía, actualizar planos eléctricos y diagramas unifilares, para establecer la distribución de la energía eléctrica, pérdidas, desperdicios globales, potenciales de ahorro y reducción de costos por proyectos alternativos de conservación de la energía y así poder fijar metas más específicas y reales para la empresa, lo cual implicará la modificación de las instalaciones y un nivel de inversión medio.

El tercero corresponde a un estudio exhaustivo de las instalaciones, mediante el uso de equipo especializado de medición y control. Se pueden emplear técnicas de simulación de procesos, para estudiar diferentes esquemas de funcionamiento, con cambios de condiciones de operación, en donde las recomendaciones e implantaciones generalmente son de aplicación a mediano y largo plazo, resultando ser el más costoso de los tres niveles, por los requerimientos de adquisición de instrumentación, adquisición de datos y estudios de ingeniería y las altas inversiones involucradas.

### **3.- INICIO DEL PROGRAMA DE CONSERVACION DE LA ENERGÍA.**

Es importante desde diversos puntos de vista, establecer el patrón existente de energía eléctrica e identificar aquellas áreas donde el consumo de energía puede ser reducido. Una manera sencilla de referencia, evaluación y análisis, esta disponible en el recibo de consumo eléctrico, que facilita el registro histórico de su información, en donde se deberán anotar los parámetros más representativos como son:

- Periodo de lectura
- Días del periodo de pago (días)
- Kilowatts hora (kw/h)
- Kilovars (kVAR)
- Kilovars hora (kVARh)
- Kilowatts real demandado (kWrd)
- Factor de potencia (%)
- Factor de carga
- Tarifa contratada
- Pago por consumo mensual (\$)
- Días con calefacción o refrigeración
- Una lista de volumen de producción
- Equipo instalado

Estos datos proporcionarán una base para evaluar mejoras futuras. La comparación y análisis de ésta información con respecto al consumo de los energéticos, es parte del diagnostico energético, ya que en general las oportunidades de ahorro de energía pueden ser medidas fácilmente ejecutables y de muy bajo costo, como puede ser.

- El apagar o encender motores y compresores o ventiladores de manera programada y escalonada.
- Aprovechar al máximo la iluminación natural sin disminuir los niveles requeridos y de confort visual.

### 3.- TARIFAS ELECTRICAS

Es de primordial importancia identificar los diferentes tipos de tarifas eléctricas debido a que el costo por consumo de energía eléctrica, es el parámetro principal para evaluar la rentabilidad de oportunidades de ahorro de energía, por lo tanto en los siguientes incisos se describen los términos más empleados, así como concepto y aplicación de las tarifas.

#### I.- CARGOS POR TIPO DE TARIFA

- a) Cargos por consumo y cargos fijos 1,2, 5, 5a, 6 y 9
- b) Cargos por consumo y demanda máxima ordinaria 3,7 y OM.  
HM, HS, HSC, HT, HTC, 1-30

#### II.-CONSUMO DE ENERGIA

a) Promedio diario (PD) =  $\frac{\text{consumo total ( kw/h )}}{\text{periodo de fact. ( días )}}$

b) PD x No días x costo ( mes )  
PD x No días x costo ( mes ) = Bimestre

- c) Facturación por consumo de demanda máxima medida o demanda facturable

$$\frac{\text{kW} \times \text{costo}}{\text{días del mes}} \times \text{días facturados} = \text{"\$"}$$

#### III.- CONCEPTOS QUE INTEGRAN LA FACTURACION :

- a) Cargos por consumo de energía
  - 1.- Energía consumida (total)
  - 2 - Energía facturable de punta  
Energía facturable de base
  - 3.- Energía facturable de punta mínima  
Energía facturable de punta excedente  
Energía facturable de base
- b) Cargos por consumo de demanda
  - 1.- Demanda máxima medida
  - 2.- Demanda facturable
- c) Facturación básica
- d) Cargo o bonificación por F.P. (%)

- e) Facturación neta
- f) Bonificación o penalización por concepto de demanda ininterrumpible
- g) Facturación neta bonificada o penalizada
- h) Cargo por mantenimiento
- i) IVA

## **5.- INSTRUMENTOS NECESARIOS PARA REALIZAR DIAGNOSTICOS ENERGETICOS**

Para poder determinar la eficiencia con la que es utilizada la energía, es necesario realizar diversas actividades previas tal es el caso de las mediciones, el registro de las condiciones de operación y hasta cantidad de equipos, así como tipos de instalación o de procesos.

La ayuda de los instrumentos portátiles para realizar esta actividad es de suma importancia, que dependiendo de las lecturas y registros a realizar pueden ser necesarios instrumentos tales como :

- Vólmetros
- Wattmetro
- Factorímetro
- Amperímetros de gancho
- Luxómetros
- Termómetros
- Registradores gráficos
- Analizador de redes
- Medidores de velocidad de aire

Las áreas de aplicación pueden variar dependiendo del tipo de giro:

### **Para el área Industrial**

- Sistemas eléctricos
- Compresores
- Motores
- Bombas
- Sistemas de refrigeración

### **En Edificios**

- Equipos consumidores eléctricos
- Iluminación
- Aire acondicionado

## **6.- MEDIDAS PARA EL AHORRO DE ENERGIA**

La implantación de medidas de ahorro de energía ( MAE 's ) no se concreta solo a la conservación de la energía, sino que requiere de realizar un análisis del comportamiento de la empresa después de haber adoptado las medidas mencionadas, planeando y participando en las inspecciones energéticas, además elaborando gráficas de uso de la energía por unidad de producción para cada departamento y de la planta en conjunto.

Por lo anterior en ésta parte se hará una descripción de las oportunidades de medidas de ahorro de energía, enfocando en primer lugar al aspecto eléctrico, dado que la electricidad tiene un lugar importante en las actividades de la industria, siendo los principales distribuidores, los transformadores y los conductores eléctricos, para posteriormente ser utilizada por motores, equipos de iluminación, aire acondicionado, equipos de instrumentación y de proceso entre otros.

## **7.- MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGIA EN TRANSFORMADORES :**

El transformador, dispositivo descubierto en 1831 por Michel Faraday, vino a solucionar las caídas de voltaje en las líneas de transmisión, ya que se requería que las líneas fueran cortas a fin de aprovechar al máximo la energía generada y que además las fuentes estuvieran realmente cerca de los puntos de consumo.

El transformador es un dispositivo que recibe energía eléctrica de una fuente a determinado voltaje, y entrega prácticamente la misma energía con un voltaje diferente, que puede ser mayor o menor que el primero y que funciona bajo el principio de inducción electromagnética de Faraday, y su acoplo es de un circuito a otro inductivamente sin conexión eléctrica física entre ellos, como se puede observar en la figura siguiente:

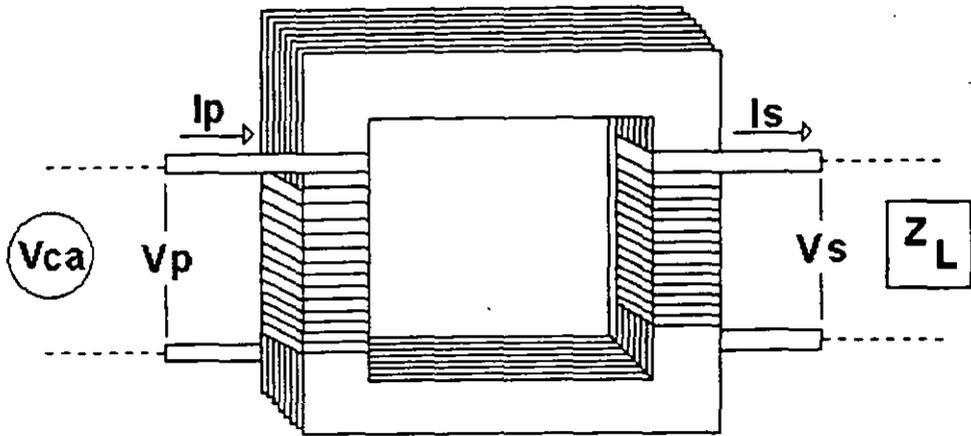


Figura No.- 1 Diagrama eléctrico de un transformador

### I.- CLASIFICACION

Para propósitos de comprensión del cálculo de las pérdidas en transformadores, es necesario realizar la siguiente clasificación:

La clasificación de transformadores de potencia se hace en función de los sistemas de disipación de calor, así como su clasificación internacional según normas IEC (Comisión Eléctrica Internacional).

TABLA No. 1.- CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

Por tipo de enfriamiento y circulación	Clasificación IEC
Agua	W
Aceite mineral	O
Aire	A
Forzada	F
Natural	N

Además de la clasificación por tipo de enfriamiento existen otras maneras generales como son :

Por su número de fases :

- Monofásicos
- Trifásicos

Por su regulación :

- Fija
- Variable
- Con o sin carga
- Automática y manual

Por su capacidad :

- Utilización ( 200 KVA ; 15 KV )
- Distribución ( de 200-500 KVA ; 69 KV )
- Potencia:
  - pequeña ( de 501-10000 KV ; 69 KV )
  - mediana ( 60 MVA ; 230 KV )
  - alta ( 400 MVA ; 400 KV )
- Instrumentos

La eficiencia de un transformador es importante definirla al igual que para todas las máquinas, y se expresa por la relación :

$$\text{Eficiencia } \tau = \frac{\text{Potencia de salida}}{\text{Potencia de entrada}}$$

Pero además se deben considerar para este tipo de máquinas las pérdidas eléctricas y magnéticas, de las cuales las eléctricas son debidas a efecto Joule y las magnéticas, son debidas a la calidad de fabricación del núcleo, y que las podemos describir con más detalle a continuación :

**TABLA No. 2 TIPO DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES**

PERDIDAS ELECTRICAS		PERDIDAS MAGNETICAS	
TIPO DE EFECTO	QUE LAS PRODUCE	TIPO DE EFECTO	QUE LAS PRODUCE
JOULE ( $I^2 R$ )	Tipo de material	EDDY	Volumen de núcleo
	Calibre de devanados	FOULCAULT	Frecuencia
	Temperatura ambiente	HISTERESIS	Densidad magnética
	Frecuencia		Temperatura ambiente
	Temperatura de elevación.		Calidad del material
	Calidad del material		Espesor del material

A fin de reducir las pérdidas originadas en el transformador, existen métodos de reducción como se describe a continuación :

- Adicionar a los núcleos materiales de alta resistividad como el silicio, para reducir las corrientes parásitas.
- Utilizar materiales "ahorradores" como el acero amorfo, para ciertas densidades y volúmenes de energía.
- Laminar los núcleos y aislar las láminas entre si para evitar la circulación de corrientes altas.

A diferencia de las pérdidas magnéticas que son casi constantes durante todo el rango de cargas del transformador, las eléctricas dependen de la magnitud de la carga ( Índice de carga ), el cual podemos definirlo como:

$$I_c = \frac{\text{kVA entregados}}{\text{kVA nominales}}$$

Este índice de carga influye directamente en la eficiencia, ya que se alcanza la máxima eficiencia cuando las pérdidas magnéticas y eléctricas se igualan.

### III.-ESPECIFICACIONES INTERNACIONALES

Es deseable que la relación de pérdidas eléctricas y pérdidas magnéticas sea igual o cercana a 5, según las especificaciones de otros países. Se requiere además que para transformadores secos se debe tener un aislamiento clase 220° C y que la temperatura de elevación no debe ser mayor a 80°C con enfriamiento natural.

La norma ANSI C.57.12.80 define los kVA, voltaje de terminales y las corrientes, se basa principalmente en los voltajes nominales de los devanados con carga.

### REQUERIMIENTO DE TEMPERATURA

La mayoría de los transformadores modernos tienen sistemas de aislamiento diseñados para operación a 65°C de elevación media en los devanados por encima de la temperatura ambiente y 80°C en la zona más caliente, anteriormente se diseñaban a 55°C, lo que limitaba la capacidad de la carga a servir.

### REQUERIMIENTOS A MAYOR ALTITUD

La norma ANSI C.57-80, especifica una corrección por compensación de 0.4% de los KVA nominales para transformadores con auto enfriamiento y de 0.5% kVA nominales para transformadores con enfriamiento forzado con aceite para cada 100 m por encima de 1000 m.s.n.m, ya que la operación a una mayor altitud incrementa la elevación de temperatura del aceite efectivo en los transformadores.

### IV.- EFECTOS DEL COLOR DEL TANQUE

Las pinturas empleadas en transformadores tienen la característica de una emisividad a baja temperatura de 0.95, las superficies metálicas en particular las superficies pulidas tienen menor emisividad a baja temperatura y producen una elevación de la temperatura del aceite mayor, característica similar tienen las pinturas de aluminio o de bronce.

Para transformadores expuestos a la luz solar intensa, la elevación de temperatura adicional que resulta por el uso de pintura de aluminio se compensa en gran medida por el hecho de que la pintura de aluminio absorbe solo al rededor del 55% de la radiación solar incidente, mientras que las pinturas de uso más común absorben alrededor del 95%, como se observa en la tabla siguiente :

TABLA No. 3 CARACTERISTICAS DE EMISIVIDAD A BAJA TEMPERATURA DE DIFERENTES METALES.

MATERIAL	EMISIVIDAD
▪ Aluminio con alto pulido	0.08
▪ Cobre	0.15
▪ Hierro fundido	0.25
▪ Pintura de aluminio	0.55
▪ Cobre oxidado	0.60
▪ Acero oxidado	0.70
▪ Pintura de bronce	0.80
▪ Pintura brillante negra	0.90
▪ Laca blanca	0.95
▪ Barniz blanco	0.95
▪ Pintura gris	0.95
▪ Negro de humo	0.95

#### V.- VIDA DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR:

En seguida que se ha desconectado un transformador como resultado de la operación de los relevadores, siempre es conveniente ponerlos en operación tan pronto como sea posible.

El riesgo que se corre por la reconexión de un transformador con una falla (dañado), es que si vuelve a presentarse la falla será mayor-el daño que éste sufra y posiblemente los equipos que estén directamente relacionados.

Por lo que es recomendable que bajo ninguna circunstancia se reconecte al sistema un transformador, sin antes realizar un estudio y análisis completo de las causas de la operación de las protecciones.

## VI.- EVALUACION DE LAS PERDIDAS

Esta evaluación es un procedimiento por medio del cual el comprador y el vendedor llegan a un balance económico en que se ha de agregar material al diseño del transformador para reducir las pérdidas, se logra al establecer un valor en dólares por kilowatt para la pérdida con carga y un valor similar para la pérdida sin carga.

Se requiere una inversión incremental en la capacidad para generar la energía, suplir las pérdidas y llevarla al transformador. Adicionalmente existe un gasto continuo por combustible para generar la energía pérdida. Este gasto se convierte a valor presente y se agrega a la inversión incremental para obtener el valor presente de total de las pérdidas.

Este valor presente de un kilowatt de pérdidas es naturalmente más alto para pérdida sin carga, la cual es continua, que para la pérdida con carga, y el valor es más alto mientras más lejos esté el transformador del generador. Por supuesto, los valores dependerán de las reglas y los procedimientos contables en vigor en cada lugar en particular.

### ECUACIONES PARA LA EVALUACION DE LAS PERDIDAS

Se emplean comúnmente las siguientes ecuaciones para establecer las evaluaciones de las pérdidas:

$$VL = S + 8760E FL /R$$
$$VN = S + 8760E FN /R$$

En donde:

E = Costo de la energía en dólares por kilowatt hora (éste puede ser muy bajo para una planta hidroeléctrica pero puede llegar hasta 0.02 o más para las plantas accionadas por combustible, dependiendo del costo del combustible y por supuesto, la cifra será aún mayor en lugares alejados de la planta generadora).

FL = Razón de la pérdida promedio con carga a la pérdida nominal con carga.

FN = Razón de la pérdida promedio sin carga a la pérdida nominal sin carga (1.00 para operación continua)

R = Cargo anual aplicado por unidad (%/100) en inversión del sistema (cubre seguro, impuestos, depreciación y rendimiento sobre la inversión).

S = Inversión en el sistema, dólares por kilowatt (200 o más dependiendo de la inversión que haga en el sistema hasta el sitio del transformador).

VL = Dólares por kilowatt de evaluación de la pérdida nominal sin carga.

Como las pérdidas con carga de un transformador varían en razón directa del cuadrado de la carga, es importante establecer la capacidad en MVA a la que habrán de evaluarse las pérdidas con carga. En vista de que es costumbre de la mayoría de los fabricantes de transformadores optimizar el diseño del transformador a su capacidad con autoenfriamiento, el valor de las pérdidas en dólares para la pérdida con carga debe especificarse a la capacidad de autoenfriamiento. Si se especifica este valor a alguna otra carga diferente de la capacidad con autoenfriamiento, puede ajustarse a dicha capacidad, multiplicando el valor en dólares por el cuadrado de la razón de la carga a la que se evaluarán las pérdidas y la capacidad con autoenfriamiento.

También es importante que el fabricante del transformador sepa si el comprador utiliza el método de evaluación del valor presente, el costo anual nivelado o el costo capitalizado.

Si se usa el método del valor presente, debe mencionarse el multiplicador del valor presente; si es el método del costo anual nivelado el que se aplica, debe mencionarse el cargo que se aplica para que el fabricante sepa, en cualquiera de los dos casos, cómo comparar los valores de las pérdidas en dólares con el costo inicial del transformador.

## IMPORTANCIA DE LA EVALUACION DE LAS PERDIDAS

La evaluación de las pérdidas es un factor importante en la compra de transformadores nuevos, ya que en muchos casos la evaluación de las pérdidas totales es igual ó mayor que el precio del transformador.

## 8.- EL FACTOR DE POTENCIA Y EL AHORRO DE ENERGIA

Operar con bajo factor de potencia una instalación eléctrica, además del impacto en el pago de facturación eléctrica, tiene otras implicaciones de igual o mayor significado, principalmente en la relación con la capacidad de los equipos de transformación y distribución de la energía eléctrica y con el uso de deficiente de las máquinas y aparatos que funcionan con la electricidad.

La explicación del porque nos interesa el factor de potencia en nuestras plantas? que causa el bajo factor de potencia? y como se puede mejorar? es el objetivo principal para todo ingeniero.

En primer lugar debemos analizar los efectos en la operación en una planta con bajo F. P.

- Aumento considerable de las perdidas por calentamiento en el cobre
- Disminución de la cantidad de la iluminación
- Aumento de costo de energía ( penalización por disminución por bajo F.P.)

- Sobre carga (calentamiento) en transformadores y conductores eléctricos
- Disminución de su capacidad.

Ahora bien que lo produce ? ,

La principal fuente es debida a la operación de motores de inducción, ya que frecuentemente son operados a baja carga, debido a que es común seleccionar un motor para mejorar la máxima carga y en la operación real, es menor que la carga total.

Otro factor que contribuye a un bajo F.P. es debido: al simple remplazo de lámparas compacto fluorescentes en general de bajo o normal F.P. en lugar de incandescentes, el uso de rectificadores estáticos para las fuentes de corriente directa, gran cantidad de dispositivos con características inductivas, equipos eléctricos y unidades acondicionadoras de aire. En la mayoría de los casos anteriormente expuestos se ha hecho pensando principalmente en el confort humano y bajo costo de los materiales. A medida que la planta va creciendo se hace más crítico los efectos por bajo F.P., que de no tomar acciones para corregir estos problemas, repercutirá el altos costos por consumo eléctrico.

Si bien existen causas de bajo F.P., existen también razones para mejorarlo, entre las cuales están el de aumentar la capacidad de los elementos del sistema eléctrico, y aprovechar que existe una bonificación por mejorar el F.P., en lugar de pagar una penalización. La primera razón es de mayor importancia que la segunda que es de aspecto puramente económico, ya que como es sabido la capacidad eléctrica liberada es valuada varias veces más que el costo de los capacitores.

Ecuaciones empleadas para calcular bonificación y la penalización

$$\text{Bonificación} \\ \frac{1}{4} \left[ 1 - \frac{90}{FP} \right] \times 100$$

$$\text{Recargo} \\ \frac{3}{5} \left[ \frac{90}{FP} - 1 \right] \times 100$$

Las cargas eléctricas pueden consumir potencia reactiva en tal magnitud que afectan el F.P. de la instalación. Si en la corriente reactiva (IL) es mayor el ángulo, también el F.P. será más bajo, lo anterior se puede apreciar en la siguiente figura.

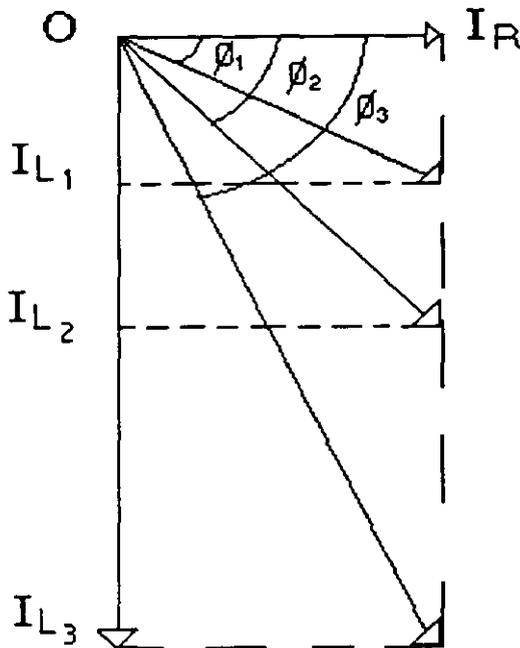


Figura No. 2.- Aumento de la corriente reactiva ( $I_L$ ) disminución del F.P.

Como se había mencionado anteriormente uno de los principales inconvenientes de tener un bajo F.P. se refleja en una disminución de la capacidad de los equipos de generación, distribución y maniobra de la energía eléctrica, por lo que el tamaño de los conductores y otros componentes se diseñan para un cierto valor de corriente y capacidad para no dañarlos. Se deben operar sin que este se rebase, con riesgo de sufrir algún desperfecto, ya que el exceso de corriente debido al bajo F.P., puede obligar a emplear conductores de una capacidad y calibre mayor, elevando con esto el costo de la instalación y en el peor de los casos, requerir equipo de transformación de mayor capacidad, ya que la capacidad depende directamente del factor de potencia.

Dado que el bajo F.P. implica una mayor corriente total, debido al aumento de componente reactivo, ocasionara un aumento en las pérdidas por calentamiento debido al efecto JOULE o  $I^2 R$  de conductores bobinados de motores, transformadores, así como en generadores, representando además una caída de tensión en la alimentación de las cargas eléctricas, que repercuten en una menor potencia de salida, ocasionada principalmente por la corriente de exceso que circula por ellos.

Un bajo F.P. significa energía desperdiciada y afecta a la adecuada utilización de la instalación, es por esto que las empresas suministradoras ofrecen un incentivo si se corrige este valor a un 90% o mayor aplicable a los cargos por consumo y demanda máxima de energía, y que no exceda de 125% como porcentaje máximo de penalización.

Para poder entender que es el F.P., se puede hacer uso de una analogía mecánica en donde la potencia o razón de trabajo  $P$  es igual a la fuerza ( $F$ ) por la velocidad ( $V$ ) esto es:

$$P = F \times V$$

Donde:

$P$  = Potencia en Watts (W)

$F$  = Fuerza en Newton (N)

$V$  = Velocidad en metros por segundos ( m/s )

Del cual, si la fuerza y la velocidad están en la misma dirección (carga resistiva), por ejemplo, de la figura 3 para que el cuerpo alcance una velocidad de 1 [ m/s ], se requiere aplicar una fuerza de 1000 [ N ]; por lo tanto la potencia es igual a  $P = 1000 [ N ] \times 1 [ m/s ] = 1000 \text{ Watts}$ .

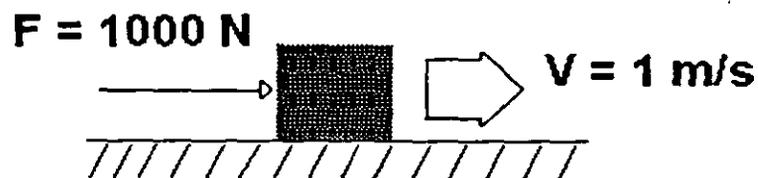


Figura No. 3.- Analogía aplicación de fuerza y velocidad en la misma dirección (Carga Resistiva).

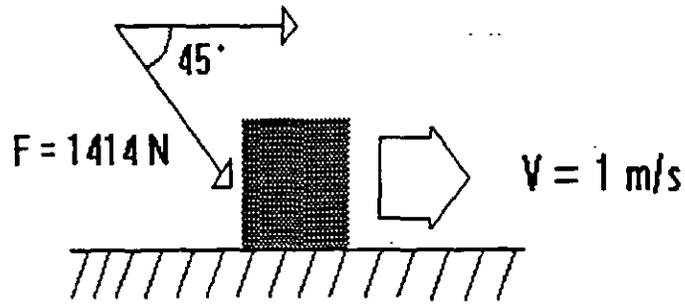


Figura No. 4.- Fuerza y velocidad con diferente dirección (Carga Inductiva)

Pero cuando la fuerza y la velocidad no son en la misma dirección o colineales (carga inductiva) como se indica en la figura.4, se requiere realizar una corrección al aplicarlo a la fórmula anterior, por lo que para una misma velocidad de 1 [ m/s ] y la misma potencia de 1000 [ W ], la fuerza requerida es ahora de 1414 [ N ]. El producto directo de ésta fuerza es:

$$P = 1414 \text{ [ N ]} \times 1 \text{ [ m/s ]} = 1414 \text{ [ W ]}$$

que designaremos como "potencia aparente" ya que no es la potencia real realizada y cuya componente se observa en la figura siguiente:

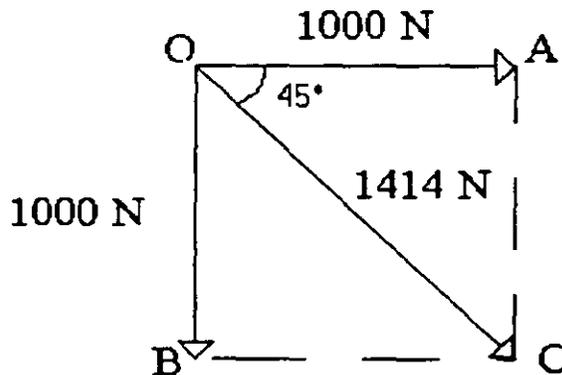


Figura No. 5.- Relación Vectorial de fuerzas.

El vector OA actúa en dirección del movimiento y el vector OB actúa perpendicularmente a éste, no efectuando ningún trabajo.

Para éste caso la relación entre la potencia real y la aparente es de  $1000/1414 = 0.7072 = \text{cose } O = \text{cos } 45^\circ$ , el cual es el ángulo que forma la fuerza y la dirección del movimiento, que precisamente es el factor por el que hay que multiplicar el producto de fuerza por la velocidad para obtener la "potencia real".

Aplicando la definición de factor de potencia, como la relación de KW o potencia de trabajo entre KVA totales o potencia aparente, así como la potencia mecánica se expresa por.

$$P = F \times v \times \text{factor de corrección}$$

Y la potencia real eléctrica como.

$$P = V \times I \times \text{cos } O$$

Donde :

V = Voltaje [ V ]

I = Corriente [ A ]

V x I = potencia aparente [ VA ]

O = Angulo de fase [ ° ] = factor de potencia o F.P.

## L- METODOS DE CORRECCION DEL BAJO F.P.

Ahora bien suponiendo que debido al incremento en la demanda de sus productos, una empresa se ve en la necesidad de aumentar la producción y planea expandirse, esto implica la instalación de motores nuevos, aumento en la carga de iluminación. Si los transformadores y la instalación eléctrica esta trabajando a plena carga, cualquier aumento implicara una sobrecarga y esto ocasionara un bajo F.P.

El primer paso para corregir el bajo F.P. es el de prevenirlo para lo cual se debe evitar en lo posible la demanda excesiva de potencia reactiva, esto es considerando la capacidad de los transformadores y motores a sus cargas reales, pero en la mayoría de las ocasiones esto no es posible, por lo que se hace necesario emplear otro tipo de equipos para corregir este problema, mediante el empleo de capacitores de potencia, capacitores sincronos o motores sincronos.

Estos equipos de naturaleza CAPACITIVA, adelantan la corriente con respecto al voltaje, en el caso ideal a  $90^\circ$ , que al combinarse con la corriente inductiva, ocasionaría la reducción del ángulo y la corriente total, como se aprecia en la figura siguiente.

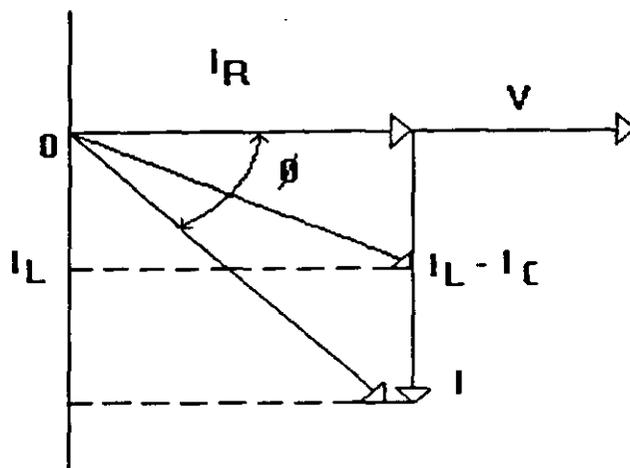


Figura No. 6.- Efecto de la corriente capacitiva ( $I_c$ ) sobre la corriente inductiva ( $I_L$ ).

La característica de los equipos empleados para compensar la potencia reactiva como es el caso de los capacitores de potencia, son de los más prácticos y económicos, debido a su bajo costo, fácil instalación, mantenimiento casi nulo y facilidad de combinaciones que se pueden ensamblar.

Otro tipo de capacitores llamados SINCRONOS, son motores diseñados exclusivamente para corregir el F.P., sin embargo son de gran tamaño y por lo tanto implican una gran inversión inicial y por tanto un mantenimiento costoso, por lo que rara vez son empleados en plantas industriales.

Existen también motores SINCRONOS, cuyo uso se justifica cuando se requiere sustituir motores nuevos, ya que pueden proporcionar al mismo tiempo trabajo mecánico y comportarse como una carga capacitiva en caso de operarse sobreexcitado. Aunque ayuda a mejorar el F.P. no constituye en sí una forma común para compensarlo.

## II.- BENEFICION POR LA INSTALACION DE CAPACITORES

El instalar capacitores independientemente de corregir el F.P. nos sirve también para aumentar la capacidad útil de nuestro sistema eléctrico.

Suponiendo el caso de una planta con una carga instalada de 400 KW y trabaja con un F.P. de 77%, el cual tiene una penalización por bajo F.P., se requiere corregirlo a 0.95%, pero además por proyectos de expansión pretenda crecer y esto implica un 20% de aumento de carga.

Por lo tanto para una carga de 400 KW y corregir el F.P. DE 0.77 a 0.95, se requerirán 200 KVAR que tendrían un costo aproximado de \$ 28,000.00 ya instalados, y además nos liberan una carga para el actual sistema de 80 KW, aproximado al 20 % del aumento de carga

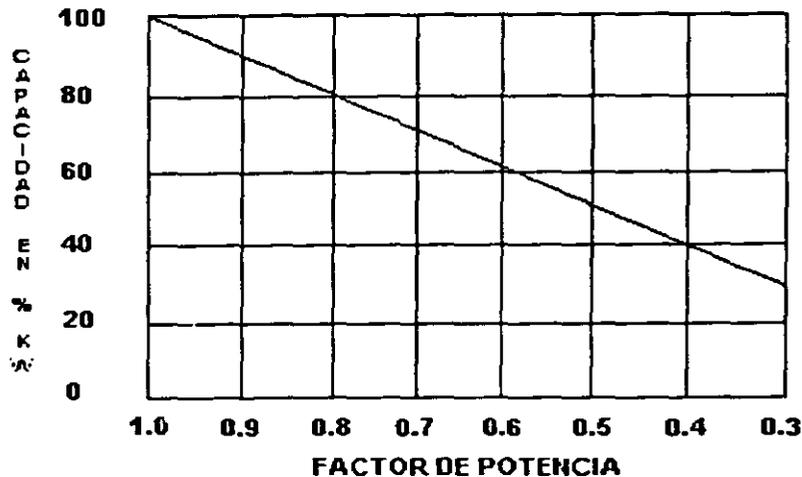


Figura No. 7.- Capacidad de kw x mayor F.P.

Sin considerar la instalación de capacitores, se tendría que adquirir un transformador e instalar nuevos circuitos y alimentadores. El hecho de que solo se necesitan capacitores con un total de 200 KVAR es de suma importancia ya que en casos críticos puede ser muy difícil conseguir transformadores y material en cuyo caso excedan a los \$ 28,000.00 que cuestan los capacitores. El aumento de capacidad útil debe sumarse la reducción de los costos de energía eléctrica por penalización, en el cual el ahorro mensual podría llegar a \$ 5,200.00 que se obtiene cada año además del aumento del 20% de la capacidad útil.

Otra ventaja adicional por la instalación de bancos de capacitores se refleja en las caídas de tensión excesivas, las cuales en los motores los afectan haciendo que funcione inadecuadamente y se calienten, en iluminación la baja tensión también tiene sus repercusiones, así como en los equipos de control de instrumentos electrónicos.

Los capacitores elevan el nivel de voltaje en todos los alimentadores hasta el punto de las cargas más apartadas, con ello el funcionamiento es mejorado, y se obtiene aumento considerable de la producción, el cual se puede calcular por la siguiente expresión.

$$\text{Incremento de voltaje [ \% ]} = \frac{\text{KVARc} \times \% \text{ reactancia del transformador}}{\text{KVA}_T}$$

Además otro factor que se reduce es la corriente que circula por los conductores, pues se sabe que las pérdidas en sistema de distribución son proporcionales al cuadrado de la corriente, esto es que si se reduce un 20% la corriente total, las pérdidas de energía disminuirán en un 36% , por lo que los ahorros anuales pueden fácilmente llegar a un 15% de la inversión en capacitores.

## 9.- AHORRO DE ENERGIA EN MOTORES

El ahorro de energía comienza desde la selección adecuada de los motores, ya que siempre encontraremos uno adecuado a las necesidades de la carga, dependiendo de:

- Condiciones ambientales de operación.
- Arranque.
- Regulación de la velocidad.
- Tamaño y potencia

La experiencia nos indica que los mayores ahorros se obtienen al operarlos a su máxima eficiencia.

Es sabido que el 60% del consumo de la energía eléctrica en la industria se debe a operación de motores eléctricos, esto es un hecho relevante ya que son las principales áreas para las oportunidades de ahorro de energía, que se traducen en una reducción en los costos de producción y una mayor competitividad.

>

Considerando un rendimiento medio del orden del 80% de los motores en aplicaciones industriales, cerca del 15% de la energía eléctrica industrial se convierte en pérdidas en los motores eléctricos, además si analizamos que en México se utilizan más de 350 millones de motores eléctricos y que un alto porcentaje son del tipo de jaula de ardilla, cuyas capacidades van desde 1 a 200 CP, precisamente se encuentran oportunidades de ahorro de energía debido al avance en el diseño y construcción de motores de alta eficiencia.

Eficiencia, palabra que usualmente es una consideración importante en la aplicación de accionamiento de motores eléctricos, especialmente en aquellos con una gran cantidad de horas de servicio, donde el costo de operación del motor llega a ser en muchos superior al precio de la adquisición, es expresada generalmente en un porcentaje que relaciona la potencia mecánica y la potencia eléctrica de la siguiente forma:

$$\text{Eficiencia } W = \frac{\text{Potencia mecánica de salida}}{\text{Potencia eléctrica de entrada}} \times 100$$

Dado que no toda la energía eléctrica que se consume se transforma en energía mecánica, la eficiencia no será nunca igual al 100%, debido a las pérdidas debidas a las condiciones de operación, en algunos casos las pérdidas pueden superar las de diseño

Debido a que la potencia eléctrica esta dada en Kilowatts (KW) y la mecánica en caballos de potencia (CP ó HP), como la diferencia de unidades no permite realizar un cálculo directo, se requiere emplear constantes de equivalencia para la conversión de unidades, las más empleadas en nuestro caso serán:

Para 1 CP = 0.746 KW

Para 1 kW = 1.34 CP

Emplear motores de mayor eficiencia, reduce las pérdidas y los costos de operación, por ejemplo si un motor viejo se sustituyera por otro de eficiencia mayor o igual a 90%, la potencia ahorrada (PA) se puede calcular aplicando la formula siguiente:

$$PA = 0.746 \times CP \frac{100}{E_1} \frac{100}{E_2} \text{ [kW]}$$

Donde:

CP = Potencia del motor

E<sub>1</sub> = Eficiencia del motor de rendimiento menor

E<sub>2</sub> = Eficiencia del motor de rendimiento mayor

Esta potencia ahorrada (PA) al multiplicarla por las horas de uso nos dan los KWH, que al considerar el costo del KWH según el tipo de tarifa obtenemos el ahorro monetario al emplear motores de alta eficiencia, ejercicio útil para un estudio técnico-economico.

El constante cambio e incremento de los energéticos a nivel mundial, han forzado a los fabricantes de motores a diseñar motores de alta eficiencia, con rendimientos que alcanzan fácilmente el 95% de rendimiento y con costos competitivos con los convencionales, es factible analizar la inversión de una manera rápida, con los ahorros que se tienen en el consumo. Un ahorro importante de energía eléctrica también se puede obtener mediante la reducción de las pérdidas, por lo que los fabricantes se han dedicado a mejorar el diseño y manufactura, utilizando para esto. Acero de propiedades magnéticas mejores. Reducción del espesor de la laminación y el entrehierro. Calibre de conductores mayores, así como la utilización de. Sistemas de enfriamiento más eficientes. Mejores materiales aislantes. Dando por resultado motores con perdidas menores de 45% con respecto a motores normales, pero estos beneficios se traducen en un mayor costo, el sobreprecio que se tiene va desde un 15% a un 30% , pero sin embargo este sobre precio puede ser recuperado en un periodo razonablemente corto, en nuestro país éste tipo de motores no han tenido un mercado atractivo, dado que el mayor costo inicial, así como el desinterés de los usuarios por ahorrar cuando su costo por facturación eléctrica no es tan relevante, aunado a una desinformación.

Como se ha mencionado con anterioridad los motores operan a una mayor eficiencia cuando trabajan cerca de su potencia nominal, la sobrecarga no solo representa mayores pérdidas, si no que el deterioro se da más rápido tanto a los aislantes, como a sus cojinetes y en el peor de los casos hasta pueden quemarse, pero salvo algunos casos, la mayoría de las veces se operan más con baja carga que sobrecargados ya que con frecuencia son mal seleccionados, desde su inicio, hasta la sustitución por otro de potencia mayor cuando llegan a fallar, al tenerlo a la mano mas fácilmente y pensando que con esto, ya no se va a volver a quemar.

## I.- EL FACTOR DE POTENCIA Y LOS MOTORES

Otros de los inconvenientes del uso de motores aun de los que se encuentran en optimas condiciones es el consumo de potencia reactiva ( KVAR ), por lo son una de las principales causas del bajo factor de potencia. Como el factor de potencia es indicativo de la eficiencia con que se ésta utilizando la energía eléctrica para producir un trabajo útil , un bajo F.P. significa energía desperdiciada. Como los motores de inducción son una de las causas principales del bajo F.P. en base a ellos se puede tomar medidas generales para corregirlo y operarlos correctamente como son:

- 1.- Hacer una selección justa de la potencia y velocidad de los motores a instalar, si la carga lo permite se preferirá motores de alta velocidad por su alta eficiencia.
- 2.- Emplear motores trifasicos en lugar de los monofasicos, en motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor.
- 3.- Mantener la carga de los motores a su potencia nominal
- 4.- En caso de reparación que sea correcta y de alta calidad.
- 5.- Preferir motores de alta eficiencia.
- 6.- Evitar trabajarlos en vacio, seleccionando los ciclos de trabajo ya que la operación intermitente de arranque ocasiona un desgaste acelerado de sus características de operación y eficiencia.
- 7.- Instalar capacitores en los puntos cercanos a las concentraciones o a los motores de mayor capacidad.
- 8.- Seleccionar la carcaza del motor de acuerdo al ambiente en que se va a trabajar, los motores abiertos son más económicos y operan con un alto F.P.

9.- Estudiar la aplicación de otros tipos de arrancadores: Cuando la carga impulsada no requiere un alto par de arranque es recomendable el uso de arrancadores estrella-delta ó devanado partido. Son más económicos y consumen menos energía que los de tensión reducida, aunque tienen el inconveniente de que el par de arranque se reduce notablemente.

10.- Usar reguladores de velocidad electrónicos para motores de inducción. En los motores de rotor devanado se llega a consumir hasta 20% de la energía total tomada de la red en los resistores para control de velocidad. Los modernos reguladores electrónicos son mucho más eficientes.

11.- Usar arrancadores electrónicos. El uso de arrancadores electrónicos en lugar de reóstatos convencionales para motores de corriente continua, permiten importantes ahorros de energía en el arranque.

12.- Usar controladores de velocidad para aplicaciones de velocidad variable. Los controladores estáticos de velocidad permiten eliminar engranes, poleas, bandas y otros tipos de transmisión que producen pérdidas importantes al variar la velocidad y en general son aplicables en aquellos sistemas donde la carga se pueda variar con la velocidad, como en sistemas de bombeo o compresión.

13.- Administrar los sistemas de ventilación. Conectar la ventilación solamente durante las bajas velocidades, en aquellos motores de velocidad ajustable y separada, provista por equipos auxiliares.

14.- Preferir el acoplamiento individual. En accionamiento con grupos de motores se consigue más fácilmente que cada motor trabaje a máxima eficiencia si el acoplamiento es individual.

15.- Preferir el acoplamiento directo. Siempre que el accionamiento lo permita es preferible acoplar la carga directamente al motor, ya que se reducen las pérdidas en el mecanismo de transmisión.

16.- Usar acoplamientos flexibles. En motores sometidos a un número elevado de arranques súbitos es recomendable usar acoplamientos flexibles para atenuar los efectos de una alineación defectuosa, reducir los esfuerzos de torsión la flecha y disminuir las pérdidas por fricción.

17.- Instalar controles de temperatura. En motores de gran capacidad es conveniente controlar la temperatura del aceite de lubricación de cojinetes, a fin de minimizar las pérdidas por fricción.

18.- Mantener ajustado el equipo de protección. Los equipos de protección evitan los daños mayores a los motores producidos por sobrecalentamientos o sobrecargas, evitando que operen con baja eficiencia.

19.- Revisar periódicamente las conexiones. Las conexiones flojas o mal realizadas originan con frecuencia un mal funcionamiento del motor, además de ocasionar pérdidas por disipación de calor.

20.- Efectuar mantenimiento a motores que requieran escobillas y anillos rozantes. Los motores de corriente directa, síncronos y de rotor devanado requieren de un buen contacto entre las escobillas y los anillos rozantes. Un asentamiento incorrecto, suciedad o una deficiente presión de contacto provocan sobrecalentamiento y pérdidas de energía.

21.- Mantener ajustado el interruptor centrífugo en motores monofásicos. El mal funcionamiento del interruptor centrífugo en motores monofásicos de fase hendida y de arranque por capacitor provoca sobrecalentamiento en los conductores con la consiguiente pérdida de energía, y en caso extremo, la falla del motor.

22.- Verificar periódicamente la alineación. Una alineación defectuosa entre el motor y la carga impulsada incrementa las pérdidas por rozamiento y puede ocasionar daños al motor y la carga.

23.- Reemplazar ejes dañados. Si los ejes del motor o de la transmisión se han doblado o dañado, las pérdidas por fricción se incrementan y pueden causar daños severos a los cojinetes.

24.- Dar mantenimiento al sistema de transmisión. Mantener en buen estado las poleas, engranes, bandas y cadenas o corregir la instalación puede evitar daños al sistema, reduciendo una carga inútil para el motor.

25.- Mantener en óptimas condiciones los cojinetes del motor. Si los cojinetes se encuentran en mal estado o si su lubricación es inadecuada, las pérdidas de energía pueden ser considerables. Repárelos o sustitúyalos si tienen algún desperfecto y siga las instrucciones del fabricante para lograr una correcta lubricación.

26.- Monitorear periódicamente los parámetros más importantes. Es recomendable verificar periódicamente las condiciones de operación y eficiencia a través de la medición de los parámetros más importantes, y tomar acciones correctivas cuando sean requeridas.

27.- Efectuar limpieza general rutinariamente. Con el propósito de eliminar la suciedad, el polvo y objetos extraños, se debe efectuar una limpieza periódica a todos los componentes. La periodicidad depende de las horas de uso y de las condiciones de operación en general.

28.- Evitar el funcionamiento en vacío. Cuando un motor eléctrico trabaja en vacío opera prácticamente con el factor de potencia más bajo y con eficiencia cero, porque en esas condiciones toma energía de la red pero no produce ningún trabajo útil en la flecha. Es una situación que debe detectarse y evitarse oportunamente.

29.- Evitar el uso de motores de frecuencia nominal diferente a la frecuencia de la red. Operar motores de 50 Hz en redes de 60 Hz produce cambios en las reactancias de los devanados y aumento en la velocidad del campo rotario. Estas situaciones provocan que los motores trabajen con eficiencia muy inferior a la nominal.

30.- Establecer un programa de mantenimiento completo y vigilar su observancia. Es conveniente elaborar un programa de mantenimiento que considere acciones preventivas así como pruebas que permitan conocer las condiciones exactas en que se encuentra el equipo, con lo cual se pueden tomar las medidas correctivas pertinentes.

31.- Mantener actualizados los manuales de operación. Mantener actualizados los manuales de operación es una acción que permite establecer instrucciones concretas para los operarios, con lo que los motores trabajan con la mayor seguridad y eficiencia.

## II.- MOTORES DE ALTA EFICIENCIA Y LA ESTIMACION DE LOS AHORROS

Como se ha analizado, la selección apropiada de un motor eléctrico debe considerar sus condiciones de desempeño, así como de su costo de su adquisición y operación sin embargo la selección de un motor de alta eficiencia puede convertirse en la mejor alternativa, sin embargo debido a su costo inicial mayor en comparación con un convencional, hace necesario realizar un análisis más detallado de los beneficios no sólo de operación sino económicos, para asegurar que la inversión sea la decisión más viable.

Para poder calcular la factibilidad económica para elegir un motor de alta eficiencia es necesario analizar conceptos tales como: el Factor de Carga, las horas de operación, tarifa eléctrica y costo, costo de adquisición, factores primordiales ya que el factor de carga nos indica el valor de la potencia que demanda el motor en relación con sus valores nominales o de placa y se determina por la siguiente expresión:

$$L = \frac{NS - N_r}{NS - N_n}$$

donde :

NS = Velocidad de sincronismo (RPM)  
Nr = Velocidad real de la fecha (RPM)  
Nn = Velocidad nominal (RPM).

Las horas de operación, es el tiempo de uso del motor. El tiempo empleado para realizar un estudio serio será de un año, ya que en este concepto recae el principal peso para evaluar los ahorros y la factibilidad de utilizar motores de alta eficiencia, así también conceptos tales como:

- La tarifa eléctrica.

Para este concepto requiere sean lo más actuales, para el caso de instalaciones industriales y comerciales, se pueden considerar de mayor peso el costo del cargo por energía consumido en un periodo. el cual varía de acuerdo a la región donde se tenga contratado el suministro, la época del año y la hora del día a la que se consuma.

- El cargo por demanda.

Es otro concepto que no hay que perder de vista, este cargo se factura como la demanda máxima de un periodo y se compone principalmente por la medición de la demanda media en un periodo de quince minutos y se registra el consumo de energía eléctrica mayor en este periodo.

- El Factor de Potencia.

Otro concepto y que se ha estado manejando con gran frecuencia en este trabajo, es el cargo por bajo F.P., que como se ha dicho anteriormente representa un cargo por el factor de potencia durante el periodo de facturación que en promedio fue menor que el 90%.

- El costo de adquisición.

Por último el costo de adquisición, ya que la diferencia en el precio es un dato primordial para el análisis, se pueden tener diferentes precios en el mercado, debido que los distribuidores ofrecen descuentos variados incluso de la misma marca

Independientemente de los factores anteriormente descritos, solo sirven como herramienta de análisis ya que cada usuario tiene múltiples necesidades y requerimientos a satisfacer, por lo que se deben considerar sus propias necesidades para decidirse a emplear motores de alta eficiencia, existiendo sin

embargo situaciones que lo justifican plenamente como es el caso de: las instalaciones nuevas, para locales donde se hagan modificaciones mayores y cambios de procesos, cuando se reemplazan motores que operan sobrecargados o que bien aquellas han sido reembobinados y cuando se desea reducir los costos de operación sustituyendo los motores viejos u obsoletos.

Finalmente podemos dar las recomendaciones generales para asegurar una correcta operación de nuestros motores, esperando con esto elevar la eficiencia de nuestra instalación, cuando no se tiene la posibilidad de realizar inversiones inmediatas para la adquisición de nuevos motores de alta eficiencia y si tener ahorros a corto plazo, para lo cual es primordial:

1.- Preferir los motores de inducción jaula de ardilla.

Para casos en que se requiera tener un control de la velocidad actualmente es más conveniente el uso de variadores estáticos aplicados a motores con rotula de ardilla, en lugar de tipo rotor devanado.

2.- Emplear motores síncronos.

Además de ser altamente eficiente, puede contribuir a mejorar el F.P. de la planta.

3.- Usar preferentemente motores de inducción trifásicos en lugar de monofásicos.

En motores de potencia equivalente, la eficiencia de éstos motores es de 3 a 5% mayor que los monofásicos además de requerir circuitos más simples, vibración mecánica menor, así como corriente de operación menores y un alto F.P.

4.- Balanceo de voltaje en bornes de alimentación, vigilando que el balanceo entre fases no exceda en ningún caso el 5% como lo establece las normas de instalación, asegurando un correcto funcionamiento y obtener la máxima eficiencia.

5.- Evitar caídas de tensión severas.

Una caída de tensión en las terminales, provocaran incrementos de la corriente, sobre calentamiento disminución de la eficiencia, por lo que es preferible mantenerlo en valores menores o igual 1% (las normas permiten 3%, o 5% para alimentadores y circuitos derivados respectivamente).

6.- No operar simultáneamente motores de grandes capacidades, se debe evitar hasta donde sea posible el operar motores de mediana y gran capacidad para evitar lecturas de demanda máxima procurando planear una operación escalonada, y en motores donde se deba realizar por necesidades del proceso, arranques y poco intermitentes, utilizar arrancadores a tensión reducida, para evitar además calentamiento excesivos a los conductores.

7.- Sustituir motores viejos.

El operar motores viejos, encarece los costos de operación y mantenimiento debido a que las características de sus componentes ya se han degradado, hasta el punto en que la sustitución de motores de alta eficiencia se justifican.

8.- Asegurar una buena conexión a tierra.

Una mala conexión a tierra, además de ocasionar corrientes de fuga que elevan las pérdidas, en caso de una falla pone en peligro la vida de los operadores o usuarios.

## 10.- TECNICAS DE AHORRO DE ENERGIA EN ILUMINACION

Dado que el consumo de energía en un edificio depende de varios factores como son la localización geográfica, los usos, el mantenimiento y materiales de construcción entre otros. Entre las características más relevantes que deben considerarse para cualquier sistema, la eficiencia es la mas importante, desde el punto de vista ahorro de energía, aunque todos los factores afectan en mayor o menor grado.

La selección de un sistema de iluminación, es de suma importancia debido a que la relación entre los niveles de iluminación y la productividad van íntimamente ligados, siendo necesario evaluar la cantidad de iluminación necesaria para ahorrar energía y no afectar la productividad del personal.

Para poder evaluar la aplicación de sistemas de iluminación existentes como son el incandescentes, el fluorescente, vapor de mercurio, sodio o aditivos metálicos, es necesario evaluar el horario de operación, dado que es frecuente que los niveles de iluminación sean elevados, tanto en áreas comunes como áreas específicas y que existan periodos de tiempo en que no es necesario mantener estos niveles ya que no están ocupadas las áreas, en cuyo caso se debe disponer de iluminación de seguridad, o para aseo de estas áreas, además se deben devaluar las condiciones y características físicas de los equipos de alumbrado, que en el caso de equipos sucios, difusores rotos o en el peor de los casos luminario al final de su vida útil, reduce la eficiencia de éstos sistemas.

Las características de los luminarios afectan de forma directa al sistema de alumbrado, dado que cada uno de este tipo tienen características propias que las hace más o menos adecuadas para una aplicación en particular, en caso de que los niveles de iluminación sean los adecuados, entonces es recomendable utilizar lámparas que proporcionen la misma cantidad de lúmenes pero con menor consumo de watts.

Actualmente en el mercado se cuenta con una gran variedad de equipos de iluminación, de marcas. Y precios variados que es difícil decidir cual seleccionar. Las principales alternativas para el ahorro de energía en cuanto a equipos se refiere, se pueden seleccionar lámparas y balastros ahorradores y electrónico, lámparas incandescentes de alto rendimiento, instalación de reflectores especulares,

sensores de presencia y de luz natural (fotocensores) así como controladores centrales y hasta temporizadores.

## I.- AHORRO CON SISTEMAS INCANDESCENTES

Aunque los sistemas incandescentes son los menos eficaces ( de 17 a 24 lúmenes por watt ) ya que su operación se basa en el calentamiento del filamento hasta el rojo blanco, y del cual solo el 5% es de luz y el 95% es calor, en estos sistemas tienen diversas alternativas de ahorro tales como:

- El uso de lámparas de menor potencia (w). Donde se requiera menor cantidad de luz, o iluminación para pequeña área.
- Uso de lámparas reflectoras en lugar de las normales.
- El uso de lámparas de bajo voltaje ( MR-16 ) o dicroicas, dado que son más eficientes que las de voltaje standard, en igual condiciones de horas de vida, además que existen, ciertas condiciones donde éste tipo de lámparas reúne las características de rendimiento de color e iluminación puntual o de acento.

## II.- AHORRO CON SISTEMAS FLUORESCENTES

Para el caso de los sistemas fluorescentes, nacieron las llamadas lámparas ahorradoras, de potencia menores a las convencionales, pero las cuales conservan casi el mismo nivel de iluminación, por lo cual las alternativas más interesantes han consistido en la sustitución de lámparas de 32, 34 y 60 por sus equivalentes de 39, 40 y 75 watts además de la simple sustitución, implica el seleccionar lámparas de tonalidad luz de día por blanco frío, por sus niveles de flujo luminoso mayor y la tendencia es hacia el uso de lámparas fluorescentes tipo T8, sin embargo dado que éste tipo de lámparas requieren de un balastro electrónico y cuyos precios son altos, ha impedido que su instalación sea más frecuente.

El índice de rendimiento de calor (CRI) es una medida del cambio de color de los objetos iluminados por una fuente de luz en comparación con una fuente de referencia. Este índice tiene un valor máximo de 100 y mínimo de 0, cuando el CRI se encuentra cercano a 100 se dice que tiene una apariencia casi natural, en cambio si es menor de 100, se aprecia una diferencia de los colores, es por esto que en un objeto se observen diferentes los colores bajo una y otra fuente de luz.

Este parámetro, junto con la eficiencia han servido para especificar los niveles mínimos de desempeño que pueden presentar para su comercialización, por lo cual es más común encontrar estos valores en los catálogos de los diferentes fabricantes.

Para los valores de CRI, y eficiencia mínimos solo en Estados Unidos los ha fijado para comercialización mediante el acatamiento al "National Energy Policy Act 1992", en donde los valores mínimos exigidos dejan obsoletas a la mayoría de las lámparas denominadas convencionales, pudiéndose vender solo algunas pocas de éstas pero alentando con esto la posibilidad de desarrollar productos de potencias iguales a las convencionales, que cumplan con ésta disposición.

Alguna de estas lámparas que se vieron afectadas por ésta disposición son las de AR de 40 watts, 122 cm, así como las de 40 w, "U" de 61 cm, las de AI de 75 y 110 watts, y cuyas fechas de entrada de vigor se fijarán a partir de 1994 y 95 como se puede apreciar en las siguientes tablas.

TABLA No. 4 Valores Mínimos de CRI y Eficiencia para Lámparas Fluorescentes.

TIPO DE LAMPARA	POTENCIA DE LAMPARA	C.R.I. MINIMO	PROMEDIO DE EFICACIA LM/W	FECHA
F40	>35	69	75	10/31/95
F40	28-35	45	75	10/31/95
F40U	>35	69	68	10/31/95
F40U	28-35	45	64	10/31/95
F96T12	>65	69	80	04/30/94
F96T12	52-65	45	80	04/30/94
F96T12HO	>100	69	80	04/30/94
F96T12HO	<100	45	80	04/30/94

Como se ha observado precisamente la lámpara que no cumplen o satisfacen éstos requisitos mínimos, son las más populares y vendidas en nuestro país como son las de 75 w (Slime line) y preferidas por los electricistas dada la facilidad para su instalación, ya que solo tienen un solo "pin", aunado a los problemas que se tienen con las bases para encendido rápido (Dos "pines"). En especial los colores CW, WW, WWX de 75 watts, se dejaron de fabricar en E.U. apartir de 1994, sin embargo en México se siguen empleando en forma indiscriminada, siendo que es preferible sustituirlas por las ahorradoras de 60 watts o de 59 watts de mayor flujo luminoso.

**TABLA No. 5 Lámparas fluorescentes que no satisfacen los niveles de CRI y de eficiencia.**

DESIGNACION DE LAMPARA	POTENCIA DE LAMPARA W	BULBO	LUMENES INICIALES	EFICACIA LM/W	C.R.I
F40CW	40	T-12	3050	76.25	62
F40WW	40	T-12	3100	77.5	53
F40WWX	40	T-12	2150	53.75	79
F40W	40	T-12	3100	77.5	58
F40D	40	T-12	2650	66.25	79
F40WWX/SS	34	T-12	1925	56.61	79
F40D/SS	34	T-12	2350	69.11	79
FB40CW/U3	40	T-12	2825	70.62	62
FB40WW/U3	40	T-12	2800	70	53
FB40CW/U6	40	T-12	2800	70	62
FB40WW/U6	40	T-12	2900	72.5	53
FB40W/6	40	T-12	3050	76.25	58
F96T12CW	75	T-12	6100	81.33	62
F96T12WW	75	T-12	6200	82.66	53
F96T12WWX	75	T-12	4400	58.66	79
F96T12CW/HO	110	T-12	8800	80	62
F96T12WW/HO	110	T-12	8800	80	53

En un tiempo relativamente corto, las lámparas ahorradoras han entrado al 30% del mercado donde encontramos de diversos tipos de 32, 34, 60 y 95 W. en versiones T-12 Y T-8, que sustituyen a sus equivalentes en 39, 40, 75 y 110 watt, así como también podemos encontrar las compactas fluorescentes, en versiones autobalastadas de base media, que pueden sustituir a un incandescente propiciando una salida de lúmenes equivalente, este tipo de lámpara encuentra su mejor aplicación en el remplazo de lámparas incandescentes, aunque no es recomendable en lugares donde su uso es por intervalos pequeños de tiempo, dado que el ciclo de encendido - apagado afecta de manera significativa las horas de vida.

En la siguiente tabla podemos observar las lámparas desarrolladas y los watts que se ahorra respecto a uno convencional.

**TABLA No. 6 LAMPARAS FLUORESCENTES AHORRADORAS**

AHORRADORAS	CONVENCIONALES	WATTS DE AHORRO
F30T12/RS/ES	F30T12/RS	5
F40/RS/ES	F40/RS	6
F40/PH/ES	F40/PH	6
F90T12/60/ES	F90T12	6
F48T12/ES	F48T12	9
F96T12/ES	F96T12	15
F96T12/HO/ES	F96T12/HO	15
F96T12/VHO/ES	F96T12/VHO	30

Desde el punto de vista ahorro de energía. las características de eficacia como hemos venido reiterando, es una de las principales ya que en ésta se relaciona la energía luminosa producida y la eléctrica consumida, esto es:

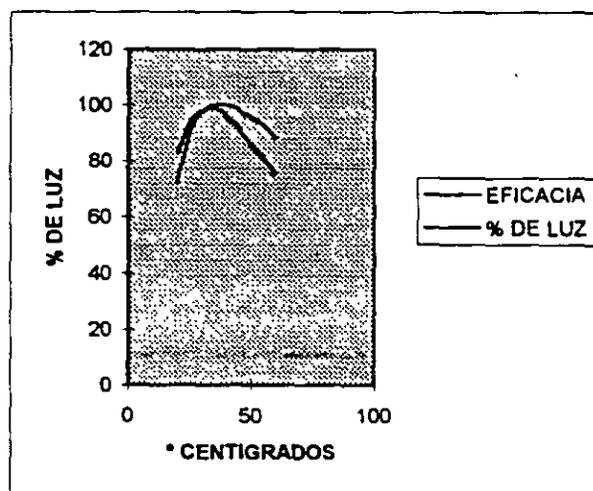
$$\text{Eficacia} = \text{lumenes} / \text{watt}$$

Este valor no se debe confundir con la eficiencia luminosa la cual se da en por ciento (%) ó en por unidad (p.u.).

Para alcanzar la eficacia máxima se atacan factores de los que ésta depende tales como:

- La calidad y espesor del recubrimiento fosfórico
- Naturaleza y presión de los gases de relleno
- Diámetro del tubo
- Sistema de encendido
- Frecuencia de operación
- Temperatura ambiente y en la pared del tubo

De los factores anteriores, el que podemos nosotros influir es en de la temperatura, dado que el flujo luminoso se reduce considerablemente si se operan a temperaturas menores de 23° C y en general se reduce en 1% de la luz por cada 10° de variación hacia arriba o hacia abajo, como se observa en la figura siguiente:



### III.- AHORRO CON SISTEMAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD DE DESCARGA (HID)

La principal recomendación en éste tipo de sistemas se traduce principalmente en reemplazar fuentes de luz de baja eficacia, el sistema mercurial por ejemplo puede ser reemplazado por aditivos metálicos o sodio como se puede apreciar de la tabla No. 7 de eficacia de los principales sistemas de iluminación; siempre y cuando se respete un factor importante que es el color. y el tipo de área en donde se va a emplear.

Además en la siguiente tabla podemos apreciar los posibles reemplazos a efectuar, así como sus características alternativas.

**TABLA No. 7 VALORES COMPARATIVOS DE LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA DENSIDAD.**

TIPO DE LAMPARA	LUMENES INICIALES	LUMENES MANTENIDOS	PROMEDIO DE VIDA HRS	POSICION DE OPERACION	EFICACIA LUMENES/W	CONTROL OPTICO	CONTROL DE DESLUMBRAM
V. DE MERCURIO C/B DE LUJO 400 W	22,500	19,100	24,000	UNIVERSAL	56.2	BUENO	REGULAR
V. DE MERCURIO C/B DE LUJO 1000 W.	63,000	47,500	24,000	UNIVERSAL	63	BUENO	REGULAR
ADITIVOS MET. CLARA 400 W	34,000	27,200	12,000	UNIVERSAL	85	EXCELENTE	BUENO
ADITIVOS MET. CLARA 1000 W.	100,000	79,000	10,000	UNIVERSAL	100	EXCELENTE	BUENO
SODIO ALTA PRESION 400 W	50,000	45,000	24,000	UNIVERSAL	125	EXCELENTE	BUENO
SODIO ALTA PRESION 1000 W.	140,000	126,000	24,000	UNIVERSAL	140	EXCELENTE	BUENO

En muchos edificios las lámparas se encuentran mal seleccionadas, dado que en áreas donde no se requiera nitidez de color, como estacionamientos, jardines, plazas etc., pueden ser iluminadas por vapor de sodio de alta presión o baja presión que reducen el consumo eléctrico hasta un 65% en lugar de los reflectores de cuarzo.

La exigencia de alumbrado de grandes espacios, plantea la necesidad de desarrollar cada vez lámparas con mayor flujo luminoso y un menor consumo de energía, además de una mejor reproducción cromática de los objetos a iluminar.

Este tipo de lámparas funcionan generalmente instaladas en luminarias ubicadas en lugares de difícil acceso, estos requerimientos además de una óptima calidad de las lámparas en cuanto a bajos porcentajes de fallos, hace que el concepto de eficacia en iluminación se pueda relacionar con la economía de los costos, tanto de instalación como de mantenimiento.

La relación de alta eficiencia de lúmenes por watts (lm/w), además de su calidad de diseño, hace a esta lámpara tener una amplia gama de aplicaciones, siendo mayor su aplicación para grandes espacios, tales como grandes naves industriales, espacios abiertos, alumbrado vial entre otros.

De acuerdo a la tabla de características mostrada anteriormente por comparación podemos apreciar las diferencias importantes entre la lámpara de vapor de sodio y las otras lámparas, apesar de que las lámparas de sodio tienen un bajo nivel de reproducción cromática, resultan recomendables para algunas aplicaciones especiales dada su excelente eficacia luminosa y buena temperatura de color, que además evita la atracción de insectos, siendo su eficacia 1000% más que las lámparas incandescentes, además tienen una amplia gama que va desde 35 hasta 1000 watts.

Para el correcto funcionamiento, encendido y operación es necesario emplear el ignitor apropiado ya sea remoto o local, ya que dependiendo de esto se asegura una operación correcta y segura, además que el revendido de las lámparas depende del tipo de ignitor usado de tiempos de encendido que varía desde 1 hasta 15 minutos.

Dado que la eficacia de iluminación exige productos de calidad, al comparar las características especiales con otras lámparas, podemos observar las enormes ventajas económicas de utilizar éste tipo, y que el potencial de ahorro energético que se puede alcanzar simplemente decidiendo usar más racionalmente las diferentes fuentes de luz disponibles en nuestras remodelaciones o nuevos proyectos, además de contribuir a la descontaminación de nuestro castigado ambiente.

#### IV.- AHORRO DE ENERGIA POR CONTROL DE ILUMINACION

Existen varias posibilidades de ahorrar energía mediante el control de la iluminación, la iluminación natural que se percibe en un espacio puede ser analizada en términos no solo de cantidad sino de calidad ya que la iluminación natural de baja calidad puede ocasionar incomodidad y deslumbramientos entre otros, lo cual puede repercutir en el rendimiento y la productividad humana, para lo cual se deberán emplear controles adecuados para optimizar la contribución de la luz de día y utilizar un porcentaje menor de iluminación artificial.

La estrategia para el aprovechamiento de la luz diurna, se realiza en lugares donde se cuenta con gran aportación de luz solar, el aprovechamiento de luz natural reduce los costos de operación y el consumo de energía eléctrica significativamente a través del uso de foto controles. Los factores que intervienen para el aprovechamiento de la luz natural son:

- Horario
- Clima
- Estructura y arquitectura del edificio
- Orientación
- Actividades que se realizan.

Una de las estrategias para aprovechar la luz natural incluye el uso de sensores electrónicos (fotoceldas) que registran la cantidad de luz ambiente y determinan el momento del encendido o apagado de las luminarias que controlan, ya que estos dispositivos cuentan con un sensor o fotocelda que detecta la cantidad de luz incidente y un circuito que manda la señal al luminario.

La etapa inicial del diseño de los sistemas de iluminación representan la mejor oportunidad para el ahorro de energía eléctrica para el alumbrado, desde la distribución y distancia de los luminarios, los elementos que lo integran, hasta la organización de circuitos

Los elementos que integran al luminario se encargan de ahorrar energía por si mismo a través del diseño de tecnologías avanzadas y que reducen el consumo eléctrico, sin embargo el desempeño de un sistema de iluminación no termina con la instalación de sus componentes; es fundamental un adecuado mantenimiento y buen criterio de operación. Para lograr esto último los controles para iluminación ofrecen un ahorro potencial igual o mayor que los luminarios y lámparas eficientes.

Los controladores son dispositivos que proveen la iluminación adecuada en el momento apropiado, al tiempo que reduce el uso de la energía y el costo de operación, logrado obtener hasta un 30% como una estimación conservadora.

Anteriormente los controladores eran utilizados como un sistema primario de encendido y apagado (ON - OFF) o para otros propósitos diferentes a los actuales. Ahora los controladores son una parte complementaria y esencial para un buen diseño y de los programas de la administración de la energía.

Dado que los fotosensores que se emplean en el control de la iluminación requieren para operar balastros electrónicos, en el caso de regular la cantidad de luz, la inversión para éste caso son mayores, por lo que se hace necesario realizar evaluaciones económicas para su empleo.

Cuando se aplican en interiores con el modo ON - OFF, se debe considerar una "banda muerta" es decir utilizar una iluminación mayor que la mínima para encender el alumbrado.

## CRITERIOS PARA LA APLICACION DE FOTSENSORES:

Existen muchas variables a considerar para el diseño apropiado y específico en un edificio, al momento de seleccionar el tipo de sistema local o remoto por lo que se deben considerar los criterios para la aplicación como son:

- Instalar los fotosensores en áreas con suficiente luz, como por ejemplo oficinas, comedores, salas de espera, salas de juntas, escaleras, pasillos, o corredores periféricos y en general áreas aledañas a las ventanas.
- Usar en áreas donde no sea susceptibles a cambios continuos o modificaciones que interpongan muebles o canceles entre el área de trabajo y la luz natural.
- Los fotosensores no deberán controlar lámparas de emergencia y de seguridad, ya que la finalidad del ahorro de la energía no debe obtenerse con el sacrificio del confort y la seguridad.

El control horario, es otra aplicación realizado mediante la programación del encendido y apagado de los circuitos de iluminación, tomando en cuenta las costumbres de uso del inmueble en cuestión, siendo muy variados los tipos de controladores, desde los muy económicos temporizadores, hasta los altamente sofisticados programadores digitales (PLC's).

Este tipo de sistemas ha sido muy rentable en proyectos donde se controlan todo tipo de cargas además de la iluminación y lo cual depende de la situación económica y flexibilidad deseada.

El control de ocupación, mediante la separación de circuitos, permite separar zonas ó áreas determinadas de manera que cada una cuente con un control de apagado independiente (apagador), sin embargo se ha detectado que es el resultado más económico, pero el factor humano siempre perjudica la obtención de los ahorros pronosticados, por lo que el empleo de sensores de presencia, queda nuevamente dependiendo del presupuesto disponible, así como el grado de control deseado.

## CONSIDERACIONES PARA EL USO DE SENSORES DE PRESENCIA:

Un problema común en la mayoría de las instalaciones, es su ubicación, ya que de ésta depende la operación incorrecta por encendidos y apagados, por lo que para ajustar la sensibilidad y limitar la zona de operación deseada, requiere de un ajuste minucioso.

Pero por otro lado no es recomendable su instalación en pasillos ó áreas generales muy concurridos ya que el simple paso de una persona es suficiente para hacer operar el equipo,

ocasionando que la vida útil de las lámparas se reduzca drásticamente por los ciclos de encendido y apagado.

Existen para esto 2 tipos básicos de sensores como son los pasivos ó (infrarrojo) y los activos (ultrasónicos), los primeros reaccionan solo a radiaciones de energía como el cuerpo humano, siendo menos sensibles a pequeños movimientos y son ciegos ante cualquier barrera, y cuyo uso es recomendado para áreas pequeñas y de bajo movimiento.

Los activos reaccionan ante ondas sonoras captadas por un transmisor que detecta los más mínimos movimientos, por lo que son capaces de percibir la presencia, aún cuando no es "visto" por el ojo del sensor, y su aplicación es recomendada para oficinas abiertas, salas de conferencias y espacios de poco movimiento.

## V.- AHORRO DE ENERGIA EN BALASTROS

Los sistemas de iluminación son uno de los principales rubros dentro del consumo de energía eléctrica, siendo claro ejemplo de la aplicación de adelantos tecnológicos, por lo que otro de los equipos que representan un gran potencial, son los balastros, equipos que es común encontrar operando en vacío esto es, con lámparas falladas, ocasionando un consumo del orden del 20% de la potencia de la lámpara

Los balastros cumplen dos funciones primordialmente como son:

- 1.- Entregar las condiciones de voltaje y corriente que requieren las lámparas para su encendido.
- 2.- Limitar la corriente que alimenta a las lámparas.

Para lo cual podemos emplear, resistencias, bobinas ó capacitores como balastros pero cada una implica una problemática, por lo cual, se requiere una combinación de los tres tipos.

Las técnicas que se emplean para diseñar balastros para el caso de lámparas fluorescentes han sido:

- Arranque instantáneo (Slim line)
- Arranque rápido

Pudiendo encontrar en el mercado de bobina reactancia serie, en adelanto y autotransformador.

Es preferible emplear sistemas de arranque rápido dado que se obtiene una mayor cantidad de lúmenes que el sistema A.I., además que en caso de operar con una lámpara fallada no se corre el peligro de que el compuesto de los balastos se escurra.

Dentro de la familia de balastos ahorradores para lámparas de encendido rápido se tienen éstas opciones.

- Balastos ahorradores magnéticos
- Balastos ahorradores con encendido electrónico (híbrido)
- Balastos ahorradores electrónicos

En la tabla siguiente, podemos observar la comparación de el consumo, ahorro y % ahorro de diferentes sistemas.

Tabla No. 8 Comparación de diferentes sistemas.

SISTEMAS	WATTS DE CONSUMO	WATTS DE AHORRO	% DE AHORRO
MR. 238 I 127 s	93	REFERENCIA	REFERENCIA (0 %)
X BAJA ENERGIA	100	- 7 WATTS	- 1 %
MR. 232 BAI 127 s (LAMP. 38 W)	83	10 WATTS	10 %
MR. 232 BAI 127 s (LAMP. 32 W)	69	24 WATTS	25 %
MR. 238 IE 127 s (LAMP. 38 W)	65	28 WATTS	30 %
MR. 238 IE 127 s (LAMP. 32 W)	60	33 WATTS	35 %

Normalmente los balastos debido a que son construidos a base de circuitos magnéticos, los cuales tienen pérdidas significativas, en el mercado se pueden encontrar balastos ahorradores con un consumo menor de pérdidas, al igual que los electrónicos que son más eficientes, pero de mayor costo, los ahorradores tienen un costo similar que los convencionales, además se deben especificar con termo protector, para evitar que operen con sobrecargas (calentamiento), disminuyendo con

esto las pérdidas por efecto JOULE, y preferir los de alto factor de potencia, cuyo beneficio adicional, es el de ayudar a corregir el F.P. en nuestra instalación.

El ahorro de los balastos electrónicos se logra fundamentalmente por el manejo de una mayor frecuencia (25 KHZ), esto permite reducir las pérdidas magnéticas al emplear núcleos de ferrita, incrementándose el nivel luminoso (Lúmenes) a ésta frecuencia que a 60 Hz.

Resumiendo podemos decir que para ahorrar energía en balastos debemos obtener la misma cantidad de luz con un menor consumo de watts, por lo cual es útil guiarnos por las siguientes recomendaciones.

No confundir los balastos de "baja energía" ya que no son ahorradores, sino al revés consumen más energía por lumen que los balastos normales, por lo que se recomienda evitar en lo posible su uso.

El ahorro de energía, mediante el uso de balastos ahorradores es aproximado de 27% y de 30-37 % con electrónicos.

Evitar mezclar el uso de balastos ahorradores con lámparas convencionales y viceversa, dado que se producen problemas en el encendido y altas temperaturas en los balastos, así como, una reducción de la vida de las lámparas.

Cuando se instalen balastos en paneles remotos, es recomendable:

- Proveer una conexión efectiva a tierra de los equipos.
- Se instalen verticalmente con el capacitor siempre hacia abajo ya que es la causa de falla más común.
- Colocarlos siempre sobre una superficie metálica (radiador) para tener un buen contacto directo al metal y nunca colocarlos uno cerca del otro.
- Conservar siempre un 25% de la suma de las áreas de los balastos, para el soporte.
- Este metodo se recomienda solo para balastos de encendido instantáneo, en un lugar ventilado y de fácil acceso, de acuerdo a las recomendaciones de fabricantes de calibres distancias máximas permitidas.

## VI.- DIFUSORES ACRILICOS

La función principal de los difusores es la de controlar y dirigir la luz visible que sale en forma vertical y horizontal de manera más uniforme, así como evitar ó disminuir el deslumbramiento por brillantez.

La sustitución de difusores no aporta ahorros en electricidad, incluso los periodos de amortización pueden elevarse a un año adicional al combinarse con otras medidas de ahorro.

Se recomienda que cuando el difusor se encuentra sucio por el polvo acumulado, o bien ha adquirido un tono amarillo debido a la degradación por la radiación ultravioleta, se sustituyan ya que disminuyen el nivel de iluminación, prefiriendo adquirir acrílicos de calidad comprobable y no adquirir laminas de plástico o poliestireno (material de igual apariencia al acrílico), ya que su vida útil se limita a unos doce meses de perder su apariencia. La limpieza periódica de éstos difusores es básica para asegurar el mayor porcentaje de luz sea transmitida hacia las áreas de trabajo.

En la mayoría de los casos se requiere realizar una labor de convencimiento de que no es un gasto más, sino que se trata de mejorar el confort visual principalmente y la estética de las instalaciones.

Actualmente la IESNA, ha realizado trabajos de estudio, de recomendaciones para iluminación en áreas de computo para reducir los deslumbramientos, para elevar la productividad y eficiencia de los trabajos.

## VII.- LUMINARIOS

Para el caso donde la inversión no es la alternativa adecuada para la sustitución de luminarios cuya vida útil ha llegado a su fin, se recomienda la instalación de reflectores espectaculares de aluminio (bajo diseño específico) que se sobrepone al luminario, logrando con esto una mayor reflexión, además que en la mayoría de los caso permite retirar la mitad de las lámparas de (2 x 34 a 1 x 34), complementándose con la sustitución de balastos y lámparas de mayor flujo luminoso y pintado de paredes, techos y columnas de colores claros, evitando con esto instalar luminarios adicionales a fin de mantener los niveles de iluminación en un punto óptimo.

En algunos otros casos los luminarios se encuentran instalados a alturas tan elevadas que afectan el nivel de iluminación, ya que solo son elementos decorativos, para lo cual si se le quiere dar la función adecuada, será necesario reducir su altura de montaje y rediseñar su instalación.

Dado que la temperatura es un factor que se ha estado hablando durante todo éste trabajo, en nuestro caso el diseño de un buen luminario afecta drásticamente el desempeño de lámparas y balastos, por lo cual es de gran importancia el elegir el tipo de luminario a instalar dado que cada uno refleja diferentes características de operación como se aprecia a continuación.

Tabla No. 9.- Temperaturas para diferentes tipos de luminarios.

TIPO DE LUMINARIO	TEMPERATURA AMBIENTE	TEMPERATURA INTERIOR	TEMPERATURA DE LAMPARA
HERMETICO	25	46	61
CERRADO	25	43	57
PARABOLICA	25	38	52

Se puede apreciar que el parabólico tiene una menor temperatura que el hermético, sin embargo ésta temperatura no es la óptima, ya que cada lámpara tiene diferente temperatura que puede variar, además del diseño térmico del luminario del tipo de montaje (Sobreponer ó embutir) y con el lugar de instalación, siendo necesario contar con luminarias que tengan un buen control térmico, incorporando para esto aletas disipadoras ó un sifón térmico, mejorando con esto el desempeño óptimo de las lámparas incrementando la producción de luz del orden del 90%.

Como se ha mencionado la forma en que se coloque el luminario es importante, por lo que se puede lograr una disminución de hasta 22.5°C si estos los colocamos a 15 cm. del techo, en lugar de instalarlo directamente en él.

Esto ayuda a que en los balastos también se disminuyan las pérdidas por temperatura, ya que por cada grado que incremente el luminario el balastro aumenta su temperatura 0.8°C, incremento que provoca un aumento de la resistencia de los devanados, calor que es incrementado en el interior del luminario y que crea un círculo térmico vicioso entre el luminario y el balastro – lámpara, que se reflejara en una consecuente pérdida de energía y una operación incorrecta del conjunto.

Ante tales circunstancias, se recomienda montar los luminarios permitiendo siempre la mejor refrigeración.

Aunado a esto otro factor de eficiencia, que es considerado para utilizarlo como parámetro de reducción de consumo de energía eléctrica en sistemas de iluminación de edificios es el LER (LUMINAIRE EFFICACY RATING) y el cual relaciona la salida de luz (Entregada por el luminario) entre el consumo en watts de la misma, como se describe en la siguiente expresión:

$$\text{LER} = \frac{\text{Lúmenes nom total de la (s) lámpara (s)} \times \text{Factor de Balastro} \times \text{Eficiencia del gabinete}}{\text{Watts consumidos por el luminario.}}$$

Por lo que involucra tanto eficiencias del conjunto balastro – lámpara (B.F) y la del gabinete.

En donde el factor de balastro (BF), se define como la cantidad promedio de luz que emiten las lámparas de referencia operando con balastro bajo prueba, contra la cantidad de luz promedio que emiten las mismas lámparas operando con el reactor patrón correspondiente, como se describe a continuación:

$$\text{B.F. AR} = \frac{\% \text{ luz promedio de lamp. De ref. con balastro}}{\% \text{ luz promedio de lamp. De ref. con balastro patrón}}$$

## VIII.- ADMINISTRACION DE LA DEMANDA

Para los servicios suministrados en tarifa 3 y en alta tensión, además del cobro por energía eléctrica (KWH), el sector eléctrico hace un cargo por cada kw de demanda (consumo de kw en un periodo de 15 minutos).

La utilización de la energía eléctrica durante un día un mes o un año, se le denomina demanda media y se determina en KW la cual resulta de dividir el consumo de energía en kWh entre el periodo dado en hora. La mayor de todas las demandas ocurridas en el mismo periodo es la demanda máxima, cuando se divide la demanda media entre la demanda máxima se obtiene un valor al que se llama factor de carga (FC) debido a la operación de las instalaciones es común encontrar picos, que entre mas grande sea el pico menor será el factor de carga y mayor será el precio medio de la energía eléctrica, por lo que la presencia de picos es nociva para el usuario.

La administración de la demanda tiene objetivos típicos, como es el caso de la reducción, eliminación, el desplazamiento de picos, llenado de "valles" y elevar la eficiencia energética, esto se logra dejando de operar equipos a la hora pico, para ponerlos a funcionar a la hora del "valle" o de baja carga o bien apagando el alumbrado innecesario a la hora pico, lo anterior tiene mejor resultado si se emplean equipos que controlen las cargas de manera alternativa.

## II.- CONCLUSIONES

Dada la experiencia en ahorro de energía a niveles internacionales, México ha sido reconocido como una de las naciones con mas desarrollo en la introducción de programas de ahorro de energía en iluminación, si bien es cierto que se esta en un rezago en cuanto a costo de los sistemas ahorradores, se puede evidenciar sin embargo un alto grado de "ingeniería" para obtención de resultados, no solo en la industria sino que se encaminan también, al aspecto comercial y residencial, desarrollando y adoptándolos para ser utilizados solo en nuestro país, ya que resulta erróneo querer copiar políticas y estrategias de otros países.

En el caso de instalaciones eléctricas existentes, resulta claro que la "ingeniería" aplicada al ahorro de energía no requiere de grandes inversiones como el instalar nuevos transformadores para aplicaciones de tamaño medio, o instalar balastros electrónicos y seguir pagando "pecados" por el bajo F. P., por el contrario, se requiere utilizar el ingenio para evitar grandes inversiones. El instalar bancos de capacitores, seccionar circuitos de la iluminación, seleccionar adecuadamente el tipo de motor de acuerdo a la carga a manejar, cambiar el rumbo para aprovechar la luz natural, ya que actualmente con el horario de verano contamos con una hora mas de sol, son alternativas que se deben analizar a fin de crear nuevas alternativas para obtener ahorros de energía.

Finalmente se les invita a todos los técnicos y consultores a tecnificarse en mayor grado y abandonar cálculos de ahorro hechos con estimaciones poco sustentables, capacitandose y acercándose a organismos como la CONAE, FIDE, ATPAE, etc. como principio fundamental del proceso de transformación de una nueva cultura energética.

## DIPLOMADO DE INSTALACIONES ELECTRICAS

“ PROGRAMAS DE CONSERVACION DE LA ENERGIA ”

FACULTAD DE INGENIERIA - DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

Ing. Leopoldo Garcia Luna

SEPTIEMBRE-2011

## OBJETIVO :

IDENTIFICAR LOS ELEMENTOS QUE INTERVIENEN EN LOS CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA Y LAS TECNICAS PARA LA CONSERVACION Y LA IMPLANTACION DE PROGRAMAS DE AHORRO DE ENERGIA EN LAS INSTALACIONES ELECTRICAS.

## DEFINICION

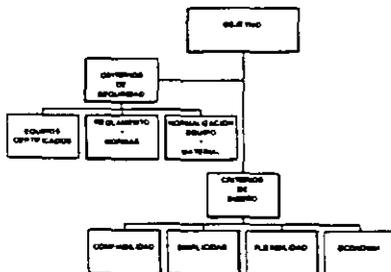
INSTALACION ELECTRICA:

CONJUNTO DE ELEMENTOS QUE PERMITEN TRANSPORTAR, DISTRIBUIR Y DAR UN USO A LA ENERGIA ELECTRICA

ELEMENTOS QUE LA COMPONEN:

CONDUCTORES ELECTRICOS, CANALIZACIONES, PROTECCIONES, TABLEROS DE DISTRIBUCION, SOPORTES, AISLADORES, TRANSFORMADORES, LUMINARIOS, CONTROLES, A/A, EXTRACTORES, CONTACTOS, APAGADORES, ETC.

## CONSIDERACIONES Y OBJETIVOS FUNDAMENTALES



EL PROYECTO DE UNA INSTALACION ELECTRICA, DEBE SER

- UTIL
- SEGURA
- EFICIENTE
- ACCESIBLE
- ECONOMICA
- FLEXIBLE

ADEMAS:

- DECORATIVA ?????
- VISIBLE ?????
- BONITA ?????
- HIGH TECH ?????
- COMPETITIVA ?????

### LA CORRECTA APLICACION DE LA ENERGIA ELECTRICA NOS PERMITE :

CONTAR CON MEDIOS QUE PRODUCEN UN CONFORT

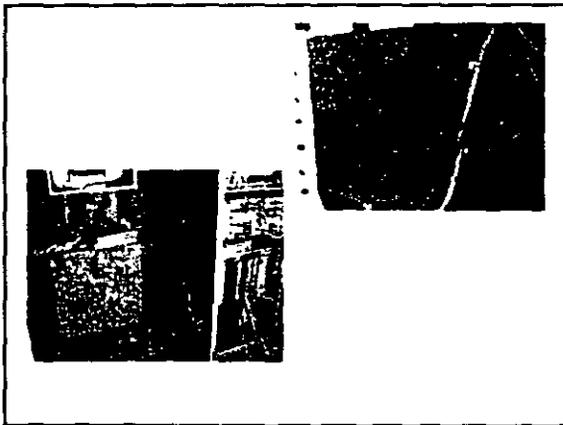
- ILUMINACION
- CALEFACCION
- REFRIGERACION
- COMUNICACIONES
- ENTRETENIMIENTO
- FUERZA MOTRIZ
- ETC



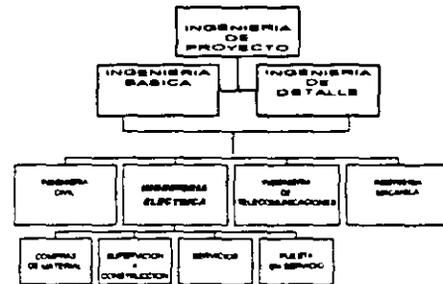
### VIDA UTIL DE UNA INSTALACION ELECTRICA :

VARIABLES QUE INTERVIENEN DESDE SU CONSTRUCCION HASTA QUE SE VUELVE OBSOLETA

- EL PROYECTO
- LA EJECUCION
- EL MANTENIMIENTO
- AVANCES TECNOLOGICOS
- CALIDAD DEL MATERIAL ELECTRICO EMPLEADO
- CONDICIONES DE USO
- MEDIO AMBIENTE
- CAMBIO DE CARGA
- OTRAS ???



### INGENIERIAS INVOLUCRADAS EN LA INGENIERIA DE PROYECTOS



### CRITERIOS DEL ANTEPROYECTO:

- CRITERIOS DE SELECCION DE CONDUCTORES
  - ◊ CAPACIDAD DE CONDUCCION
  - ◊ CAIDA DE TENSION
  - ◊ CAPACIDAD DE C.C.
  - ◊ CALIBRES MINIMOS
  - ◊ COSTO
- USO DE LA INSTALACION
- CONTROL DE DEMANDA MAXIMA
- NIVEL DE TENSION
  - ◊ B.T., M.T., A.T; 127, 220, 440, ETC
- NIVELES DE ILUMINACION
- PROTECCION Y MEDICION
- NECESIDADES DE CONDICIONAMIENTO
  - ◊ CALEFACCION, A/A, AIRE LAVADO, ETC..
- DIAMETRO DE TUBERIAS

Como va se ha señalado, las necesidades respecto a las instalaciones y servicios del edificio han experimentado un cambio significativo observable con el advenimiento de los primeros edificios automatizados y que se profundiza en la transición hacia el edificio inteligente.

Este incremento de los requerimientos del edificio se basa entre otros aspectos a los que el proyecto debe dar adecuada respuesta:

- El permanente crecimiento relativo de las ciudades y del porte de sus edificios.
- El reciente fenómeno del encastillamiento de variadas actividades ciudadanas en edificaciones polifuncionales.
- Desarrollo y concentración de la actividad económica.
- Permanente desplazamiento de la actividad económica al sector terciario.
- Ajuste económico y la aparición de algunos niveles de competencia.
- Las recurrentes crisis de energía.



### COSTOS POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA

Resultan particularmente interesantes algunas conclusiones y datos estadísticos extraídos de la *Architect's and Engineer's Guide to Energy Conservation in Existing Buildings* (April 1990) <sup>11</sup> publicación preparada por el U.S. Department of Energy (EEUU)

En este documento, dedicado a establecer pautas para el ahorro y la conservación de la energía, se puede apreciar el papel preponderante de la actividad desarrollada en el interior de este tipo de edificios.

En estos edificios se gastó la suma de 3.7 billones de dólares en energía, distribuida de la siguiente manera

Electricidad	62.3%
gas natural	16.6%
fuel oil	11.3%
otras	9.8%

11 - Cost Guide for Engineers & Architects for use with 1989-90

### QUE HAY DE LA SEGURIDAD ?

Por otra parte, al margen de la rentabilidad, y del funcionamiento de los otros sistemas del edificio, muy especialmente los relacionados con la seguridad exigen un servicio eléctrico de la más alta calidad

Cuestión que cobra relieve en estos edificios en función de las potencias puestas en juego y la existencia de redes de alta tensión es la seguridad de las personas y las instalaciones

Actualmente existe una creciente presión de las autoridades por el cumplimiento de las normas de seguridad y en la misma dirección las compañías de seguros establecen costos diferenciados castigando con elevación de las primas a las instalaciones inseguras

No hace falta recorrer mucho para observar que son muy pocas, incluyendo recientes construcciones las instalaciones ejecutadas con equipamiento y montaje en correspondencia con las normas vigentes

### • Y QUE HAY DE LA OPERACIÓN ???

Hay que tener especial cuidado en la operación con factores tales como :

- ARMÓNICAS
- FACTOR DE POTENCIA
- CAIDA DE TENSION EN LA RED
- PERDIDAS PR
- ESFUERZO MECANICO EN CONDUCTORES
- PERDIDAS DIELECTRICAS
- CAMPO ELECTROMAGNETICO
- ESFUERZOS ELECTRODINAMICOS
- CORROSION GALVANICA
- EFECTO SUPERFICIAL

### RESISTENCIA:

DETERMINA LA CANTIDAD DE CORRIENTE QUE FLUIRA A TRAVES DEL CONDUCTOR

### FUERZA ELECTROMOTRIZ DE CONTACTO:

APARECE AL PONER EN CONTACTO DOS SUPERFICIES (EFECTO VOLTA)

- ORO PLATA 0.02V \$\$\$\$\$
- ORO COBRE 0.18V

### PERDIDAS DIELECTRICAS:

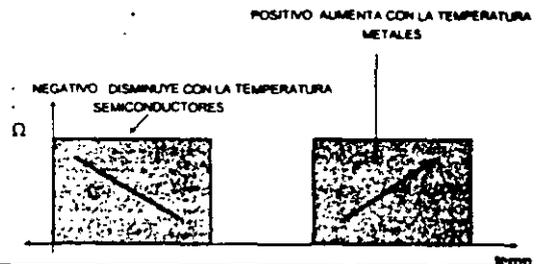
- POR EFECTO CAPACITIVO ENTRE CONDUCTORES

## CONDUCTORES

- CARACTERISTICAS FISICAS, MECANICAS ETC
- PLATA Metal que presenta menor resistencia a la corriente, es maleable y dúctil
- COBRE Excelentes características de conductividad y ductibilidad, ampliamente aplicado en dispositivos y conductores
- ORO Buen conductor eléctrico, caro, utilizado en dispositivos y conductores eléctricos
- ALUMINIO Buen conductor eléctrico, baja resistencia mecánica

## CONDUCTORES

### • COEFICIENTE DE TEMPERATURA



## CONDUCTORES

COMPORTAMIENTO CON LA VARIACION DE LA FRECUENCIA.

DE TABLAS PARA DATOS DE RESISTENCIA Y DE REACTANCIAS DE CONDUCTORES PORTADORES DE CORRIENTE ELECTRICA EN TUBERIA DE ACERO A 60 HZ TENEMOS QUE

- $L = 35.28 \text{ H}$  PARA EL CONDUCTOR No 6
- $X_L = 0.0133 \Omega$  PARA EL CONDUCTOR No 6 A 60 HZ
- $X_L = 0.0665 \Omega$  PARA EL CONDUCTOR No 6 A 300 HZ
- CON UN INCREMENTO EN LA FRECUENCIA DE 5 VECES LA REACTANCIA SE INCREMENTA 5 VECES

## CONDUCTORES

DILATACION LINEAL DE LOS CONDUCTORES

$$Ll = [ \alpha \cdot L_o (\Pi - T_o) + 1 ]$$



DILATACION CUBICA DE LOS CUERPOS

$$Vl = V_o [ 1 + (\Pi - T_o) ]$$

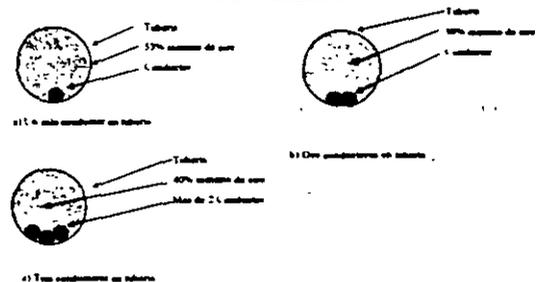


## CONDUCTORES

CONSIDERACIONES PARA DIMENSIONAMIENTO :

- CORRIENTE ELECTRICA => CALENTAMIENTO => DAÑO A LOS AISLAMIENTOS
- TEMPERATURA AMBIENTE
- NUMERO DE CONDUCTORES EN UNA CANALIZACION
- LONGITUD HASTA LA CARGA
- USO
- NORMATIVIDAD EXISTENTE

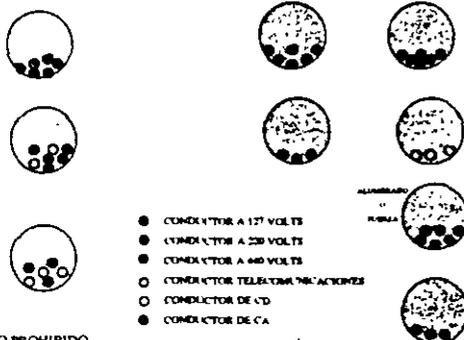
PORCENTAJE DE RELLENO DE CONDUCTORES PARA TUBERIAS



Nota: Para más de tres conductores en tubería, aplicar el porcentaje de ocupación de aire de acuerdo con el siguiente Art. 110-13. Nota 6a.)

CANALIZACIONES PARA CONDUCTORES DE DIFERENTES SISTEMAS

ART 301.9



## CRITERIOS DE SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCION

- PRECIO
- EXPERIENCIA DEL PROYECTISTA
  - SOLUCION DE PROBLEMAS Y ALTERNATIVAS
- CAPACIDAD DE CORRIENTE NOMINAL
- CONFIABILIDAD
- MEDIO AMBIENTE
- MANTENIMIENTO
- NO SIMULTANIEDAD EN EL DISPARO
- CARGA
- PROTECCION CONTRA C C
  - ROBUSTEZ
  - CAPACIDAD DE CONDUCCION
  - TIEMPO DE RESPUESTA

## TARIFAS ELECTRICAS

- TIPO DE TARIFAS
  - 1
  - 1A - 1C
  - 2
  - 3
  - 5 - SA
  - 6
  - 7
  - 9 - 9M
  - DM
  - HM HS HT
- CARGOS FUOS POR DEMANDA
- CARGOS FUOS POR ENERGIA

## Tarifas eléctricas

### Definición:

- Son disposiciones específicas que contienen las cuotas y condiciones que rigen para los suministros de energía.
- Se identifican oficialmente por su número y/o letra(s), según su aplicación

## Tarifa HM. Aplicación

- Servicio general en media tensión, con demanda de 100 kW o más
- Esta tarifa se aplicará a los servicios que destinen la energía eléctrica en media tensión a cualquier uso, con una demanda de 100 kilowatts o más.
- Los costos de la energía dependen del periodo y horario en que se utiliza

## Tarifa HM. Periodos punta, intermedio y base

Regiones Central, Noreste, Norte y Sur

Del primer domingo de abril, al sábado anterior al último domingo de octubre

Horario	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00	20:00 - 24:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Del último domingo de octubre, al sábado anterior al primer domingo de abril

Horario	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	8:00 - 19:00	19:00 - 21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

## Tarifa HM. Demanda facturable (1)

- Fórmula:

$$DF = DP + FRI \max(DI - DP, 0) + FRB \max(DB - DPI, 0)$$

Donde:

- DF: Demanda Facturable
- DP: Demanda Máx. Medida en el Periodo de Punta
- DI: Demanda Máxima Medida en el Periodo Intermedio

## Tarifa HM. Demanda facturable (2)

- DB: Demanda Máx. Medida en el Periodo de Base
- DPI: Demanda Máx. Medida en los Periodos de Punta e Intermedio
- FRI y FRB: Factores de reducción
- max: significa máximo, es decir, que cuando la diferencia de demandas entre paréntesis sea negativa, ésta tomará el valor cero

## Tarifa HM. Factores de reducción

Región	FRB	FRD

- FRD: Factor de reducción en el periodo intermedio
- FRB: Factor de reducción en el periodo base

## Cargos por factor de potencia (F.P.)

La compañía suministradora de energía penaliza a los usuarios que tienen un factor de potencia (F.P.) inferior al 90% y los bonifica en caso contrario.

## TENSIONES DISPONIBLES PARA EL SUMINISTRO

PARA LA APLICACIÓN Y VENTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA SE CONSIDERA QUE:

### BAJA TENSION:

ES EL SERVICIO QUE SE SUMINISTRA EN NIVELES DE TENSION MENORES O IGUALES A 1000 VOLTS.

### MEDIA TENSION:

ES EL SERVICIO QUE SE SUMINISTRA EN NIVELES DE TENSION MAYORES DE 1000 VOLTS PERO MENORES O IGUALES A 35.000 VOLTS.

### ALTA TENSION A NIVEL DE SUBTRANSMISION:

ES EL SERVICIO QUE SE SUMINISTRA EN NIVELES DE TENSION MAYORES A 35.000 VOLTS PERO MENORES A 230.000 VOLTS.

### ALTA TENSION A NIVEL DE TRANSMISION:

ES EL SERVICIO QUE SE SUMINISTRA EN NIVELES DE TENSION IGUALES O MAYORES DE 230.000 VOLTS.

## Características de la tensión .

En redes de baja tensión, la caída de tensión máxima admisible desde los bornes secundarios del transformador de distribución hasta los puntos de conexión de los consumos, referida a la tensión nominal de la instalación, debe mantenerse, en lo posible dentro de los siguientes valores:

- 2% para circuitos de iluminación
- 3% para los restantes consumos .

En el transitorio de arranque de motores se admite, en términos generales, una caída de tensión del 10%.

## EFFECTOS DE LA VARIACION DE LA TENSION:

### 1.- ILUMINACION

El flujo luminoso nominal de la lámpara, dato de partida para el cálculo del nivel lumínico en un local o área exterior proporcionado por una distribución de luminarias, viene especificado para la tensión nominal de funcionamiento.

- Si la tensión se incrementa sobre la nominal

El flujo (y también el rendimiento) aumenta con una función que es característica del tipo de lámpara, pero por el contrario, la vida útil de la lámpara disminuye.

*Si se tolera una caída de tensión superior a la recomendada, para obtener el nivel lumínico prefijado en cada área, será necesario incrementar la cantidad de luminarias, elevándose los costos en equipos y canalizaciones, en general por encima de lo ahorrado en la sección de cable suplementaria.*

### 2.- MOTORES

El torque acelerador de los motores disminuye en forma cuadrática con la caída de tensión, prolongando el transitorio de arranque en algunos casos en forma muy perjudicial si la energía de pérdidas 1% admisible del motor es superada. Si bien la norma NEMA especifica para los motores clase B una caída de tensión tolerable en el arranque del 20%, caso no se cumple para otros tipos de motores, siendo un valor del 10% más recomendable como regla general.

Sin embargo, en el caso de arranques pesados debe efectuarse un estudio del transitorio de arranque teniendo en cuenta las curvas de torque-velocidad del motor y la máquina accionada y el momento de inercia global de las masas que rotan. No se trasladan linealmente.

*También debe tomarse en cuenta que si un motor grande provoca una considerable caída de tensión en la red durante el arranque, los restantes motores pueden descalentarse, incrementando su corriente sobre la nominal pudiendo, en arranques prolongados, caer todo el sistema por el accionamiento de la protección de sobrecarga.*

### 3 - OTROS EQUIPOS

Otros elementos conectados a la red pueden verse afectados por las caídas de tensión, como el caso de los dispositivos de control, para los que las normas fijan las tensiones mínimas (en por ciento sobre la nominal) dentro de las que el fabricante garantiza su correcto funcionamiento, p.e

- Contactores de c. alterna (pick-up) 85%
- Contactores de c. continua (pick-up) 80%
- Retención contactores (ac y dc) 80%
- Dispositivos de control estáticos 90%
- Parpadeo (flicker) observable en la luz 3% (variación)

### MEDIDAS CORRECTIVAS

Las medidas disponibles para limitar la caída de tensión a los valores recomendados son:

#### • Incremento de la sección de los conductores

para disminuir la impedancia del cable, *suponiendo, de ser necesario, la colocación desde el punto de vista técnico.*

#### • Disminución de la longitud de los cables

haciendo un estudio de emplazamiento de las subestaciones y los centros de distribución lo más cerca posible del barricentro de las cargas.

#### • Corrección de la tensión de vacío mediante el conmutador de tensiones en el lado primario del transformador

Esta solución está limitada a no provocar una tensión demasiado elevada en la red cuando las cargas principales están fuera de servicio, lo que demandaría la realización de un estudio de la regulación del sistema.

### CONTINUIDAD DEL SERVICIO

La continuidad de servicio es un aspecto importante en desarrollo de las soluciones básicas del proyecto

El primer aspecto a considerar es una clasificación de los consumos en función del tiempo admisible de interrupción

El tiempo de interrupción de los consumidores debe encuadrarse entre las posibilidades otorgadas por el equipamiento auxiliar disponible para sostener un servicio ininterrumpido o con restitución en tiempos breves



### CONTINUIDAD DEL SERVICIO

Las posibilidades típicas son:

Interrumpible	<ul style="list-style-type: none"> <li>* Alimentación a través cerrado desde fuentes sobre las que se espere una falta de causa común</li> <li>* UPS estática</li> <li>* UPS dinámica, sistema motor generador volante</li> </ul>
Interrupción <math>\leq 1/2s</math>	* Conexión sobre fuentes no sincronizadas
Interrupción <math>\leq 1/2s</math>	* Arranque y toma de carga de un grupo electrogénico stand-by, precalentado en agua y aceite
Interrupción <math>\leq 15 min</math>	* Conexión manual de adulto abierto en cámara MT

La clasificación de consumos según la continuidad de servicio debe establecerse con el mayor cuidado, ya que tiene una importante incidencia sobre los costos.

Por otra parte es aconsejable entregar un edificio inteligente en el que no se haya previsto las redes y sistemas que garanticen una adecuada continuidad de servicio al usuario

La norma **IEEE 1115 Standard for Emergency and Standby Power Systems** establece una clasificación precisa de los tipos de sistemas de potencia de emergencia (EPSS) y sus tiempos de restitución según una clasificación de niveles de seguridad

Los sistemas ininterrumpibles deben aplicarse donde la falta de servicio posea en riesgo la vida humana o el medio ambiente

A.e.

-Cargas Críticas de quórumos, *servicio ininterrumpido (No se apaga por que no se apaga)*

-Iluminación de emergencia y señalización de vías de escape a cuando la interrupción cause daños a la producción suficientes para compensar los costos de este sistema.

Un análisis racional permite definir el tiempo admisible de interrupción en función de la relación costos - beneficios para cada tipo de usuario

Una buena organización del sistema permite inclusive al usuario elegir (y pagar los costos) de su fuente segura

Otros requisitos de calidad técnica Frecuencia Se encuentra garantizada en general de modo satisfactorio en el suministro de la red pública

### TRANSFORMADORES

#### CLASIFICACION:

##### • ENFRIAMIENTO

- W
- O
- A
- F
- N

##### • NUMERO DE FASES

- MONOFASICO
- TRIFASICO

##### • CAPACIDAD

- UTILIZACION
- DISTRIBUCION
- POTENCIA

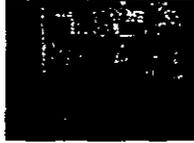


### Elección de los transformadores.

Disponemos de dos tipos de transformadores:

□ Los tradicionales, con aislante en aceite

□ Los más recientes, con aislante en seco



### Elección de los transformadores.

• Los transformadores secos son aproximadamente un 30 a 40% más caros para la misma potencia que los transformadores en aceite

• Sin embargo, los transformadores en aceite necesitan

• Una obra civil más costosa, con tolva debajo del transformador para canalización del aceite de pérdidas, tuberías a una carcama de depósito y bombas de extracción para evacuación al exterior

• Debemos además contabilizar el costo de transporte y el depósito final sin riesgo de contaminación ambiental

### Elección de los transformadores

• El transformador en aceite necesita un relé Buchholz para detectar migración de aceite hacia el tanque de expansión

• Instalación de un eficiente sistema anti-incendio o una instalación especial

• A pesar de todo esto muchas veces sigue predominando el menor costo de oferta del transformador en aceite



Desde otro punto de vista, para los transformadores de alta eficiencia, la provisión de un bobinado de cobre de alta pureza y sección, eleva el precio inicial del transformador pero la diferencia es rápidamente amortizada por el ahorro en pérdidas

Adjudicando un valor al costo de la energía, es posible calcular un costo mensual de pérdidas en el transformador y compararlo con la amortización del capital necesario para pagar la diferencia de costos entre el transformador de alta eficiencia y bajas pérdidas y el de menor calidad

Es obvio decir que suplementariamente, el transformador de bajas pérdidas ofrece mejor servicio técnico por su más bajo valor de impedancia interna, o sea que la ventaja es doble

### **SELECCIÓN DE MOTORES**

- 60% DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA ES POR MOTORES
- EL 15% SE CONVIERTE EN PERDIDAS
- 350 MILLONES DE MOTORES INSTALADOS EN MEXICO (1-2000 P)
- LA MAYORIA TRABAJA A MENOS CARGA QUE SOBRECARGADO, ACASIONA BAJO F P
- LOS MOTORES DE ALTA EFICIENCIA TIENEN UN SOBREPRECIO DE 15 A 30%
- LA POTENCIA AHORRADA AL EMPLEAR MOTORES DE EFICIENCIA MAYOR QUE ESTA DADA POR

$$P_A = 0.746 \times CP \frac{100}{E_1} \frac{100}{E_2} \text{ KW}$$

### **MOTORES**

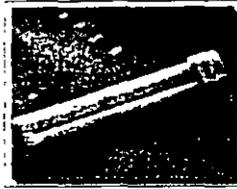
#### RECOMENDACIONES GENERALES

- PREFERIR LOS MOTORES DE INDUCCION CON ARDILLA
- MOTORES SINCRONOS MEJORAN EL FACTOR DE POTENCIA
- EMPLEAR MOTORES TRIFASICOS EN LUGAR DE LOS MOTORES MONOFASICOS
- BALANCEAR EL VOLTAJE EN LOS MOTORES DE ALIMENTACION
- EVITAR CAIDA EN TENSION SEVERAS
- NO OPERAR SIMULTANEAMENTE MOTORES DE GRANDES CAPACIDADES
- ASEGURAR UNA BUENA CONEXION A TIERRA

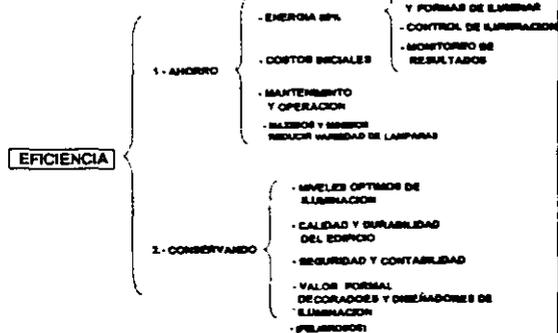


## COMPONENTES DEL SISTEMA DE ILUMINACION

- LÁMPARA
- BALASTRO
- LUMINARIO
- CONTROLES



### OBJETIVO



## SISTEMAS DE ILUMINACIÓN MÁS EMPLEADOS

- INCANDESCENTES (NORMAL Y HALÓGENO)
- FLUORESCENTE
- VAPOR DE MERCURIO
- VAPOR DE ADITIVOS METÁLICOS
- VAPOR DE SODIO ALTA PRESIÓN
- VAPOR DE SODIO BAJA PRESIÓN

## FACTORES QUE INTERVIENEN PARA UN BUEN DISEÑO EN ILUMINACIÓN

- MÉTODO DE CÁLCULO
- NIVELES DE ILUMINACIÓN
- TIPO DE LÁMPARA A EMPLEAR
- TIPO DE LUMINARIO
- COLORES DEL LOCAL
- ALTURA DE MONTAJE DE LOS LUMINARIOS
- CALIDAD EN EL MANTENIMIENTO
- TIPOLOGÍA DE USO
- TAREAS A EFECTUARSE

## CONSIDERACIONES DE DISEÑO EN ILUMINACIÓN

- ATENCIÓN A LA SOLICITUD DE CAMBIOS RÁPIDOS, ASEGURAR LA FLEXIBILIDAD, Y DAR DINAMISMO
- CAMBIO DEL CONCEPTO DEL USO DE OFICINAS
- UN NUEVO RETO PARA ILUMINACIÓN DE OTRANSFORMAR LAS NECESIDADES EN CONCEPTOS DE ILUMINACIÓN
- CONCEPTUAR SISTEMAS DE ILUMINACIÓN QUE CUMPLAN LAS NECESIDADES DE ADECUACIÓN Y ORGANIZACIÓN EN LAS OFICINAS

## EN EL CASO DE LUMINARIO Y LÁMPARAS

La elección de luminarios y lámparas hay que efectuarla básicamente sobre la base del rendimiento lumínico ( EFICACIA ), es decir la relación flujo lumínico / potencia total de la lámpara más los sistemas auxiliares

Asimismo hay que tener en cuenta el aporte calórico de la lámpara al balance térmico del local.

Aunque con costos mayores, algunas luminarias contribuyen mínimamente al calentamiento del local, debiendo en su elección tener en cuenta esta economía ( con equipos electrónicos ).

## APLICANDO LAMPARAS FLUORESCENTES

### FACTORES QUE INFLUYEN PARA EVALUAR SU EFICACIA EN LA APLICACIÓN

- CALIDAD Y ESPESOR DEL RECUBRIMIENTO
- NATURALEZA Y PRECISION DE LOS GASES DE RELLENO
- DIAMETRO DEL TUBO
- SISTEMA DE ENCENDIDO
- TEMPERATURA AMBIENTE

## TIPOS DE ARRANQUE O ENCENDIDO EN TUBOS FLUORESCENTES

### INSTANTANEO



5.000 CICLOS DE ENCENDIDO

5 18W BALASTRO

VIDA ÚTIL 9-12.000 Hrs.

DE ACUERDO A LOS FABRICANTES LA DIFERENCIA TAN MARCADA EN LOS COSTOS ES POR LA DEMANDA YA QUE SE VENDE EL 90% EN ARRANQUE INSTANTANEO

### RAPIDO



15.000 CICLOS DE ENCENDIDO

5 22W BALASTRO

VIDA ÚTIL 25.000 Hrs.

### PROGRAMADO



35.000 CICLOS DE ENCENDIDO

5 24W BALASTRO

VIDA ÚTIL 35.000 Hrs.

	T-12	T-8	
LARGO	1.20 cm	1.20 cm	
CONSUMO	40 W	32 W	
EFICIENCIA LUMINOSA	2000 LUMENES/W @ 85	2000 LUMENES/W @ 85	
CURVA DE VIDA	A lo largo de sus vida, 90% de su vida al 80% y el 10% restante al 70%	Curva de vida al 80% y el 10% restante al 70%	
DIAMETRO	5 13"	5 10"	

## APLICANDO LÁMPARAS FLUORESCENTES

### RECOMENDACIONES GENERALES:

- SELECCIONAR LAMPARAS BLANCO FRIO (4100 K) DE MAYOR FLUJO LUMINOSO
- INSTALAR LAMPARAS AHORRADORAS DE 17,32,34 60 Y 57 W, BULBO TIPO T-8
- NO REALIZAR COMBINACIONES DE LAMPARAS AHORRADORAS Y BALASTROS CONVENCIONALES Y VICEVERSA
- PREFERIR LAMPARAS DE ARRANQUE RAPIDO

## APLICANDO LÁMPARAS H.I.D.

### RECOMENDACIONES GENERALES:

- EMPLEAR LAMPARA DE ADITIVOS METALICOS, V S A P. O HQI
- EVITAR EL EMPLEO DE VAPOR DE MERCURIO

## APLICACION DE BALASTROS

### FUNCION:

- ENTREGAR LAS CONDICIONES DE VOLTAJE Y CORRIENTE
- LIMITAR LA CORRIENTE DE ALIMENTACION

### TIPOS:

- ARRANQUE INSTANTANEO
- ARRANQUE RAPIDO

### FAMILIAS:

- MAGNETICOS
- HIBRIDOS
- ELECTRONICOS
- ELECTRONICOS DE CALIDAD PREMIUM (BAJO CONTENIDO DE ARMONICAS)

## Principio de funcionamiento del balastro

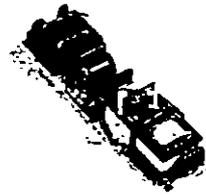


### Consideraciones eléctricas

1. Pre calentamiento de electrodos
2. Voltaje de arranque
3. Limitación de corriente

BAL 1

## Electrónicos significa: "AHORRO DE ENERGIA"



- 1) 20 kHz (alta) Frecuencia.  
10% de mayor eficacia.
- 2) Menos pérdidas en el balastro.  
Transformadores más pequeños.
- 3) T8 vs T12  
Mayor eficacia - menor depreciación lumínica.
- 4) Ahorro en el Aire Acondicionado.
- 5) Atenuable

## Consumo de Potencia

Magnético Standard 50 Hz	Balastro Electrónico 20-40 KHz	Balastro Electrónico 20-40 KHz
$2 \times 140112 = 2.842 = 80 \text{ W}$	$2 \times 140112 = 2.802 = 66 \text{ W}$	$2 \times 132718 = 2.654 = 54 \text{ W}$
Pérdidas Balastro = 10 W	Pérdidas Balastro = 6 W	Pérdidas Balastro = 6 W
Consumo Total = 90 W	Consumo Total = 72 W	Consumo Total = 60 W

BAL 34

## CONSIDERACIONES DE COMPRA:

### Electromagnético

- Costo relativo de la energía
- Costos por corrección del Factor de Potencia
- Carga Térmica vs- Aire Acondicionado
- Alta depreciación de los lúmenes.

### Electrónico HF

- 40% Ahorro de energía
- Alto Factor de Potencia
- Reducción del 30% en la radiación del calor.
- Baja depreciación de los lúmenes.

## EPECIFICACIONES DE LUMINARIOS

### SELECCIONAR EL CALIBRE INADECUADO DE LA LAMINA

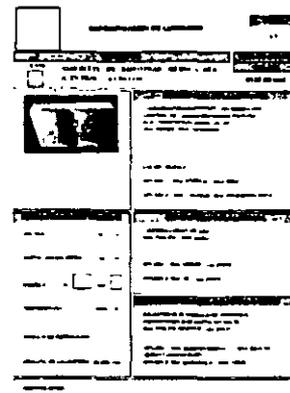
- FACILMENTE DEFORMABLE
- DIMENSIONES IRREGULARES
- AMPLIFICA EL SONIDO PRODUCIDO POR EL BALASTRO

### POR UN GRADO CENTIGRADO DE INCREMENTO DE TEMPERATURA EN EL LUMINARIO, SE INCREMENTA UN 0.8 MAS EN EL BALASTRO

### INSTALAR REFLECTORES ESPECULARES

- REFLECTORES CON CERTIFICADOS
- CURVAS DE DISTRIBUCION ADECUADA AL LUGAR A INSTALAR
- PROTOCOLOS DE RESISTENCIA A PRUEBAS DE SALUDAD LAVADO ETC

### PINTURA A BASE DE POLVO APLICADA ELECTROSTATICAMENTE Y HORNEADA



### APROVECHAMIENTO DE ILUMINACION NATURAL

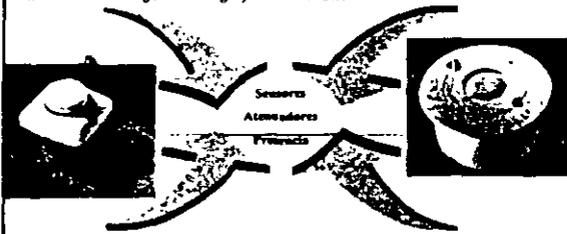
- FACTORES QUE INTERVIENEN
  - HORARIO
  - CLIMA
  - ESTRUCTURA Y ARQUITECTURA DEL EDIFICIO
  - ORIENTACION
  - ACTIVIDADES A REALIZAR

### CONTROLES PARA ILUMINACION

- EL EMPLEO DE FOTSENSORES
  - PASIVOS -INFRAROJOS
  - ACTIVOS-ULTRASONICOS
  - DUALES
- SECCIONAMIENTO DE CIRCUITOS
- CONTROL HORARIO CON PLC's

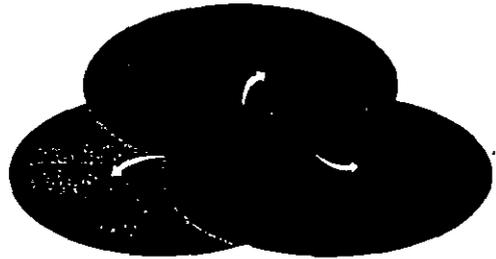
### SISTEMAS DE CONTROL DE ILUMINACION

*Iluminación inteligente no significa automatismo*

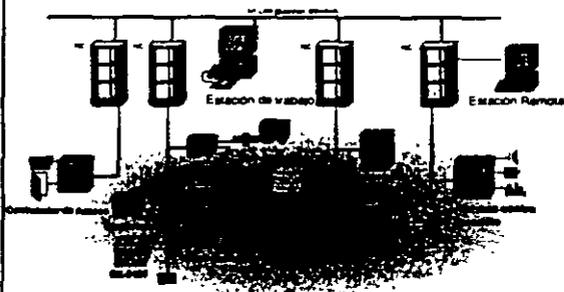


*Solucion Inteligente a la Medida de sus Proyectos*

### Estrategia de controles



### Arquitectura del Sistema



### NORMATIVIDAD APLICABLE

**LEYES, NORMAS Y REGLAMENTOS:**

■ SE FUNDAMENTAN EN EL CONOCIMIENTO CIENTIFICO Y LEYES ESTABLECIDASY ACEPTADAS POR LA SOCIEDAD.

**PROPOSITOS.**

" ... para salvaguardar la seguridad de los usuarios y sus pertenencias ... "

" ... para hacer un uso racional y adecuado de la energia . "

**Normas Oficiales Mexicanas:  
Envolvente de inmuebles NOM-008**

- Limitan la ganancia térmica a través de la envolvente
  - Solar
  - Por diferencia de temperaturas con el exterior
- Dos tipos de inmuebles
  - Edificios no residenciales
  - Edificios residenciales
- Su estado actual es el de proyecto de norma
- Se integrarán a reglamentos de construcción municipales

**Normas Oficiales Mexicanas:  
Sistemas de iluminación NOM-007**

- Establece niveles de eficiencia energética en términos de Densidad de Potencia Eléctrica para sistemas de Alumbrado (DPEA) en edificios no residenciales
- El propósito es que los inmuebles sean construidos mediante la optimización de diseños y la utilización de equipos y tecnologías que incrementan la eficiencia energética sin menoscabo de los niveles de luminancia requeridos

**Normas Oficiales Mexicanas:  
Sistemas de iluminación NOM-007**

Tipo de edificio	Densidad de potencia eléctrica para alumbrado (W/m <sup>2</sup> )	
	Interior	Exterior
Oficinas	16.0	1.8
Escuelas	16.0	1.8
Hospitales	14.5	1.8
Hoteles	18.0	1.8
Restaurantes	15.0	1.8
Comercios	18.0	1.8
Bodegas o áreas de almacenamiento*	8.0	
Estacionamientos interiores*	2.0	

**Normas Oficiales Mexicanas:  
Equipos**

- Refrigeradoras y congeladores (NOM-015)
- Equipos de aire acondicionado
  - Ventana (NOM-021/022)
  - Central (NOM-011)
- Motores
  - Trifásicos (NOM-016)
  - Monofásicos (NOM-014)
- Lámparas compactas fluorescentes (NOM-017)
- Calentadores de agua (NOM-003)
- Calderas (NOM-002/012)



**Normas Oficiales Mexicanas:  
Materiales**

- Norma de aislantes térmicos (NOM-018)
  - Establece
    - Características
    - Métodos de prueba
  - Para termoaislantes
    - Materiales
    - Productos
    - Elementos
  - Aplicables en edificaciones
    - Techos
    - Platones
    - Muros



## ARQUITECTURA DE LA RED ELECTRICA

El estado de la red eléctrica del edificio la podemos estudiar en tres secciones

- La conexión a la red pública
- El tipo de subestaciones transformadoras a adoptar
- La red de distribución

La conexión a la red pública es por lo general hecha en forma centralizada y en media tensión

## CONEXION

La conexión a la red pública debe ser hecha en forma centralizada y en media tensión

La conexión en baja tensión FIG. 1, aun cuando la distribuidora construya las subestaciones colindantes al edificio es inconveniente por razones técnicas y económicas

### ✓ BENEFICIOS DE CONEXIÓN EN M.T.

- ◊ Tanfa sensiblemente mas economica
- ◊ Red mas segura por ser exclusiva y no estar en consecuencia condicionada al buen o mal uso de los vecinos, como ocurre con el suministro en baja tension
- ◊ La calidad del equipamiento y del mantenimiento queda a decisión del usuario

Esta conexión es radicable para los servicio generales y los propietarios de grandes areas, en condiciones, por el nivel de demanda A CONTRATAR

### ANILLO DE DISTRIBUCION



FIGURA No 1 - SUMINISTRO EN B.T.

La conexión en baja tensión, aun cuando la distribuidora construya las subestaciones colindantes al edificio es inconveniente por razones técnicas y económicas

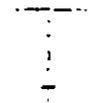


FIGURA No 3

Esta figura muestra una subestación simple, con un sólo transformador y un sólo alimentador de media tensión

Este tipo de centro de potencia es apropiado sólo para cargas prescindibles ya que no ofrece alternativas en caso de falla en los equipos, lo que producirá periodos sin energía de prolongados a muy prolongados

Aquí se describe una subestación con doble alimentación de entrada, con las ventajas de distribución que las sistemas más adelante

La parte de baja tensión está dividida y es operada mediante un interruptor y si se requiere presionar esta secciona la respuesta a la reserva que las barras poseen es evidente siendo garantía de continuidad para la salida por falta o mantenimiento de un transformador a un alimentador de media tensión

En el caso de que la reserva de carga sea del 50%, un solo transformador puede atender la dos barras a las que deberá suministrarse un 50% de consumo prescindible en emergencia



FIGURA No 4

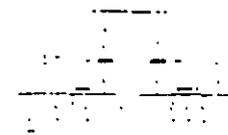


FIGURA No 5

Aquí se muestra una subestación con carga asegurada, es decir con servicio garantizado en caso de falla general de las dos entradas, p.e. línea o/a

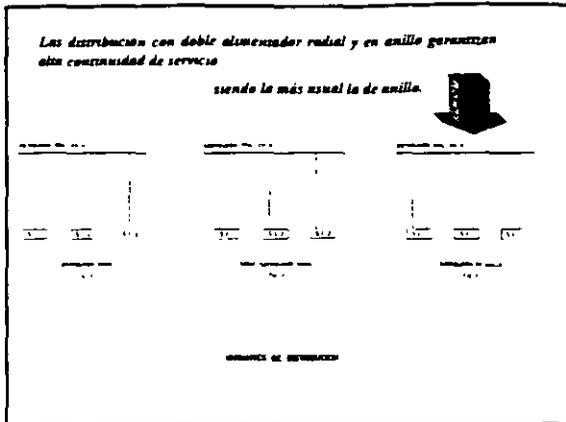
Los generadores reservan el servicio de 10 a 12 segundos como reserva a no permitir la continuación de la reserva de carga relativa a los transformadores

Las sub-barras conectadas por abajo de las fuentes interconectadas de energía, (T<sub>3</sub>) aseguran el servicio en interrupción de perturbación de la línea, como a la falta de un bobinado producido

El caso de una reserva es elevada, por lo que resulta necesario contar los equipos al mismo caso producido

Los generadores conservan una excelente reserva de energía para los TPS, permitiendo reducir la capacidad de las baterías, que son más costosas, a un tiempo mínimo

La entrada a los centros de potencia puede ser hecha mediante una distribución radial simple, fig. 6, una distribución con doble alimentación radial, fig. 7, o una distribución en anillo, fig. 8



## ASPECTOS ECONOMICOS

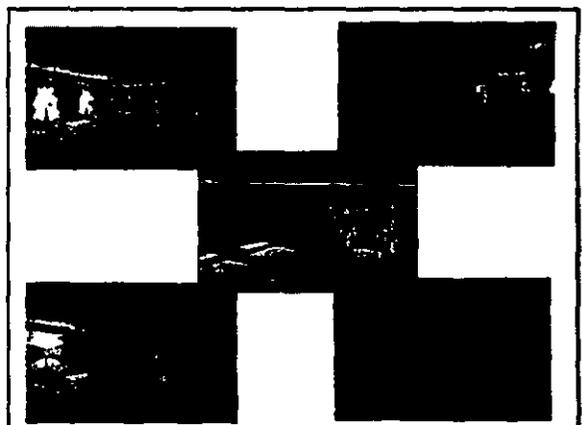
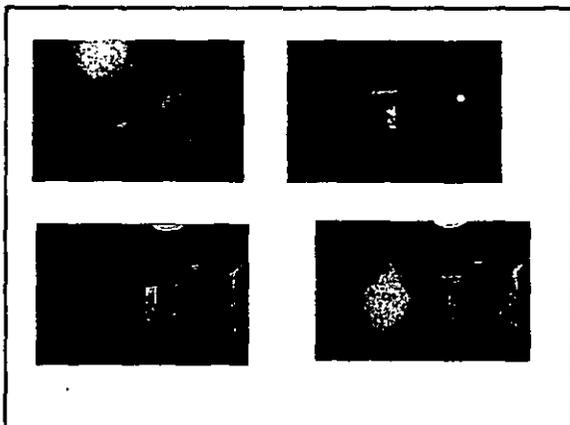
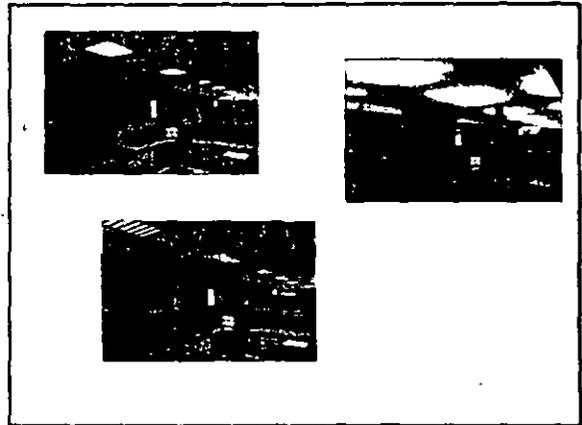
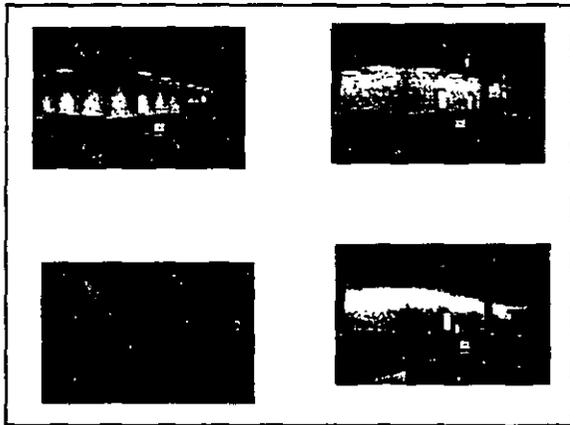
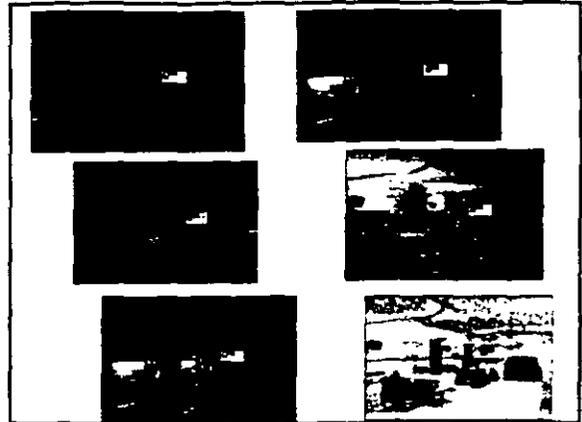
- ### SELECCIÓN ECONOMICA.....DE QUE ?
- Equipos de media tensión y tableros de baja tensión
  - Sistemas de protecciones
  - Tipo de transformadores
  - Cables de media y baja tensión
  - Conductos de barras
  - Compensación del factor de potencia
  - Control de demanda máxima
  - Metodología de iluminación y tipos de equipos
  - Sistemas de alarmas, telemando, telesupervisión y en general comunicaciones

- ### AHORRO DE ENERGIA EN UNA INSTALACION ELECTRICA
- QUE INVOLUCRA ???
- CONOCIMIENTOS DE FISICA
  - APLICACIÓN DE LA INGENIERIA
  - USO Y CONOCIMIENTOS DE PRODUCTOS Y EQUIPOS ELECTRICOS
  - CONSIDERACIONES DE LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS
  - ANALISIS FINANCIERO (PROYECTOS QUE VAN A GANAR)
  - INVESTIGACION DE NUEVOS PRODUCTOS
  - RELACIONES INTERDISCIPLINARIAS Y PUBLICAS
  - INGENIERIA AMBIENTAL
  - ADMINISTRACION
  - ACTUALIZACION CONTINUA
  - OTROS

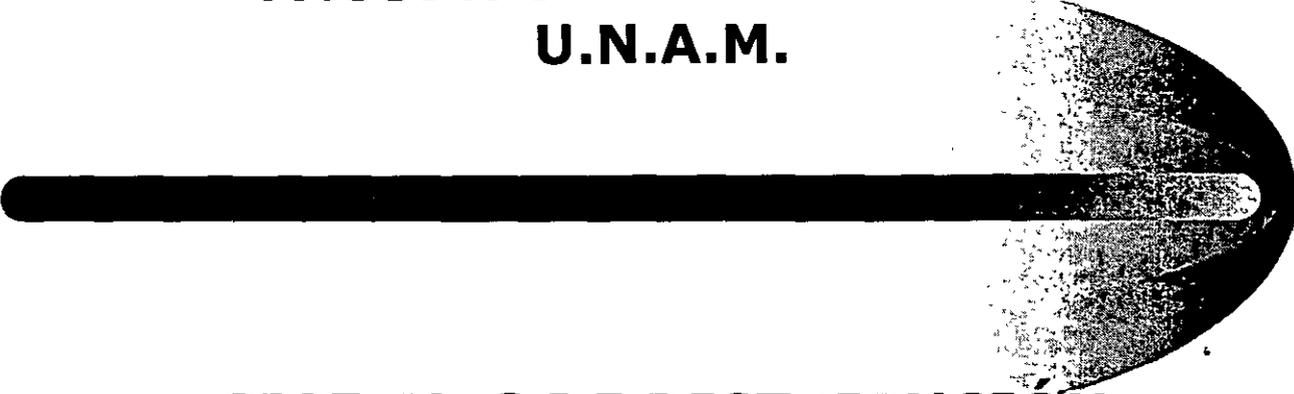
- ## CONCLUSIONES
- PARA SER COMPETITIVO EN RELACION CON LA CALIDAD-PRODUCTIVIDAD SE REQUIEREN PROYECTOS QUE HAGAN UN USO MAS RACIONAL DE LA ENERGIA Y EMPLEAR LA TECNOLOGIA QUE ESTE A NUESTRO ALCANCE PARA ESTE FIN.
  - EL REALIZAR PROYECTOS BASADOS EN EL AHORRO DE LA ENERGIA ABATE LOS COSTOS DE PRODUCCION Y AYUDA ADEMAS A DISMINUIR LOS CONTAMINANTES, Y MEJORA LA IMAGEN TANTO INTERNA COMO EXTERNA.
  - ACTUALIZACION CONTINUA, LEER REVISTAS TECNICAS, COMITES Y SOCIEDADES, UTILIZAR SERVICIOS DE CONSULTORES, NO CREER QUE LO SABEMOS TODO.

- ## CONCLUSIONES
- ESTE CAMPO ES UNA GRAN OPORTUNIDAD PARA PROFESIONISTAS Y TECNICOS.
  - SE REQUIERE IMPLEMENTAR PROYECTOS QUE OFRESCAN SOLUCIONES Y ALTERNATIVAS FINANCIERAS RENTABLES.
  - REALIZAR PROYECTOS QUE HAGAN CONFORTABLE Y SEGURA LA VIDA DE LAS PERSONAS

# EJEMPLOS DE PROYECTOS DE ILUMINACION



**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN  
CONTRA SOBRETENSIONES**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

**ENERO 2005**

PROTECCIÓN DE REDES DE DISTRIBUCION

CONTRA SOBRETENSIONES

# PROTECCION DE REDES DE DISTRIBUCION CONTRA SOBRETENSIONES

## INTRODUCCION

Las sobretensiones en los equipos eléctricos son fenómenos indeseables que dañan o envejecen los aislamientos, provocando pérdidas económicas considerables. Afortunadamente existen diferentes medios de protección siendo los más comunes los que atenúan o reducen la amplitud de la sobretensión drenándola a tierra, en sistemas de distribución para las líneas y equipos en media tensión, es decir hasta 34.5 kV se está imponiendo el uso generalizado de apartarrayos, sin embargo para que la protección sea adecuada se necesita una conexión lo suficientemente buena para drenar las sobretensiones a tierra.

### 1.- ORIGEN DE LAS SOBRETENSIONES

Las sobretensiones pueden ser de origen externo, es decir producidas por descargas atmosféricas (rayos) o de origen interno, por maniobra de apertura o cierre de interruptores, fallas a tierra, etc.

#### 1.1.- CLASIFICACION DE LAS SOBRETENSIONES

Se pueden clasificar por su duración como transitorias o temporales es decir de corta o larga duración, los principales tipos de sobretensión son producidas por:

a).- Descargas atmosféricas.- Este tipo de fenómenos es la causa del mayor número de fallas en los equipos y circuitos expuestos a la intemperie, como son las líneas aéreas y subestaciones. Se producen generalmente en las tormentas y vienen acompañadas por lluvia y viento, la intensidad de las corrientes del rayo puede llegar hasta 200,000 amperes con un potencial estimado de 10 a 15 millones de volts, el tiempo de duración del rayo varía

del orden de unos cuantos microsegundos. En la ciudad de México en unas mediciones efectuadas se encontró que el promedio de las descargas va de 8 kA para el Norte, 14 kA para el Centro y 20 kA para el Sur. La longitud de la trayectoria del rayo puede variar alrededor de varios kilómetros, 3.5 - en promedio, y puede inducir potenciales en las líneas hasta en 10 km. Las descargas se producen entre nubes, nube y tierra y dentro de la misma nube. La que nos interesa es la de nube a tierra y hay cuatro variantes.

Descendente	Negativo
Descendente	Positivo
Ascendente	Negativo
Ascendente	Positivo

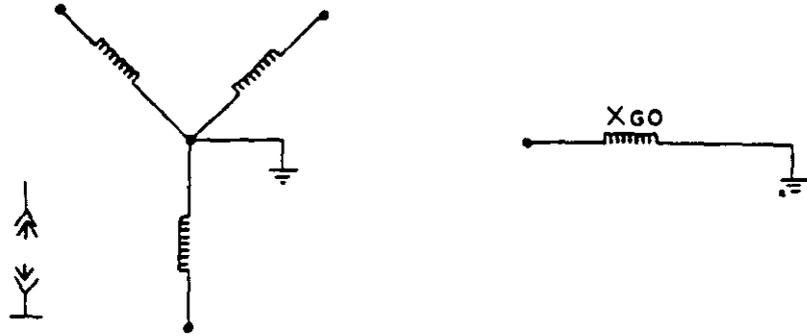
Como se producen los rayos, no está completamente definido, pero tiene que ver con las corrientes de aire ascendentes y descendentes, incluso pueden existir en tormentas de arena, de nieve, de hielo y hasta en explosiones nucleares.

b).- Maniobras de interruptores.- Cuando se abre o cierra un interruptor en un sistema energizado se conectan o desconectan cargas inductivas o capacitivas provocando sobretensiones en el sistema pudiendo durar algunos ciclos es decir del orden de los milisegundos, este tipo de sobretensiones alcanza valores máximos de 3 veces la tensión nominal.

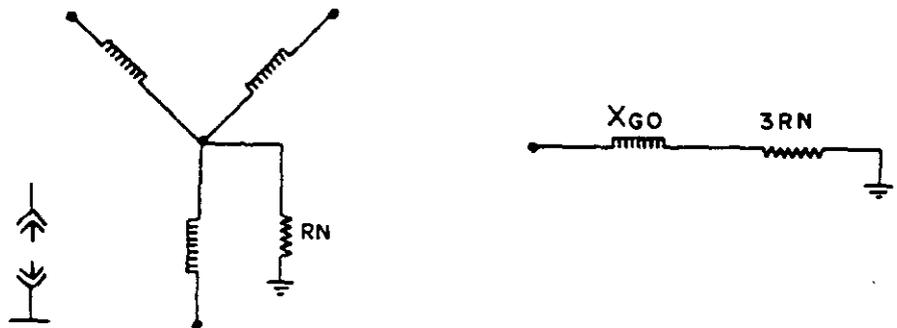
c).- Fallas monofásicas a tierra.- Al presentarse una falla de fase a tierra el voltaje tiende a elevarse en las fases no falladas, a la frecuencia nominal, el valor de la sobretensión depende del tipo de aterrizado del neutro del sistema.

Para que una falla a tierra exista es necesario que el sistema esté aterrizado, es decir que por lo menos un conductor o un punto sea conectado a tierra, lo cual se puede hacer directamente o a través de una impedancia, los tipos de sistema de aterrizado del neutro más comunes son:

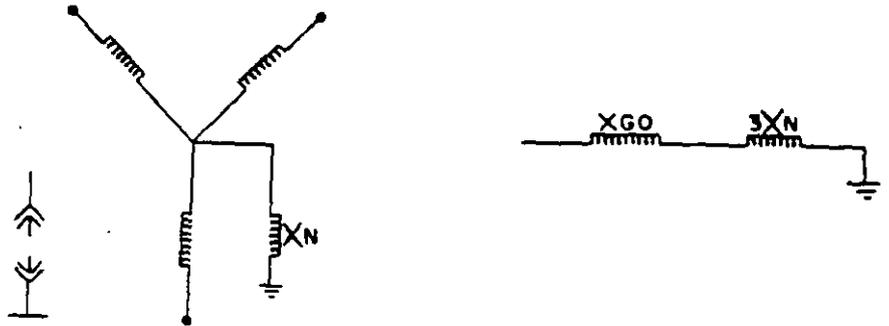
Sólidamente aterrizado.- Este sistema consiste en conectar en forma adecuada el neutro a tierra, sin instalar para ello impedancia alguna.



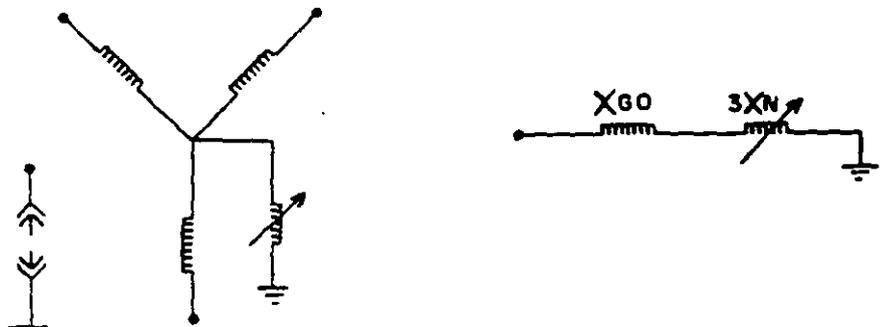
Aterrizado a través de una resistencia.



Aterrizado a través de una reactancia.



Aterrizado a través de un neutralizador de falla a tierra.- El método consiste en instalar un reactor con un valor alto de reactancia entre el neutro del sistema y tierra.



No aterrizado.- Este caso se menciona debido a que es importante enfatizar que para la contingencia de una línea a tierra, ésta tendrá una impedancia muy grande.

En todos los casos anteriores tenemos que:

$X_{G0}$  = Reactancia de secuencia cero del generador o transformador.

$X_n$  = Reactancia de aterrizamiento del generador o transformador.

$R_n$  = Resistencia de aterrizamiento del generador o transformador.

### 1.2.- CLASIFICACION DE SISTEMAS

De acuerdo con la conexión a tierra del neutro de un sistema y de las sobretensiones que se presentan ante fallas de fase a tierra, se tiene la clasificación mostrada en la tabla siguiente:

SISTEMA CLASE	NEUTRO DEL SISTEMA	RANGO DE LA RELACION DE IMPEDANCIA		COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO	
		$X_0 / X_1$	$R_0 / X_1$	$V/E_n$	$V/E$
A	SOLIDAMENTE ATERRIZADO (Sin impedancia entre el neutro y tierra)	—	—	1.31	0.75
B	ATERRIZADO A TRAVÉS DE UNA IMPEDANCIA	$0 \leq 3$	$0 \leq 1$	1.40	0.80
C	ATERRIZADO A TRAVÉS DE UNA IMPEDANCIA	$3 \leq \infty$	$1 \leq \infty$	1.73	1.00
D	ASLADO (NO ATERRIZADO)	$-40 \leq -\infty$	—	1.90	1.10
E	ASLADO (NO ATERRIZADO)	$0 \leq -40$	—	—	—

#### CLASIFICACION DE SISTEMAS DE ATERRIZAMIENTO

- $X_1$  = REACTANCIA DE SECUENCIA POSITIVA
- $X_0$  = REACTANCIA DE SECUENCIA CERO
- $R_0$  = RESISTENCIA DE SECUENCIA CERO
- $V$  = MAXIMO VOLTAJE DE FASE A TIERRA EN LAS FASES NO FALLADAS, DURANTE UNA FALLA DE FASE A TIERRA
- $E$  = VOLTAJE NORMAL DEL SISTEMA DE FASE A FASE (RMS)
- $E_n$  =  $E/1.73$  = VOLTAJE DE FASE A TIERRA

EJEMPLO:

Ocurre una falla en el siguiente sistema:

Estrella con un neutro a tierra a través de una impedancia.

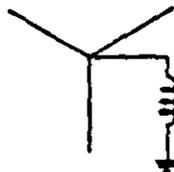
$E = 23$  kV entre fases.

$E_n = 23 / \sqrt{3}$  kV fase-tierra.

Tipo C

$X_0/X_1 > 3$

$R_0/R_1 > 1$



El voltaje máximo a la frecuencia del sistema que se presenta en el momento de la falla en las fases falladas será:

De la tabla tenemos:

$V/E = 1$  ó  $V/E_n = 1.73$

$V = 1 \times E = 23$  kV ó  $V = 1.73 \times (23/1.73) = 23$  kV

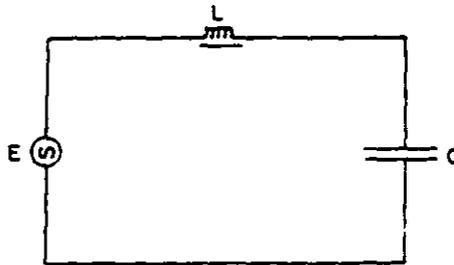
O sea que el voltaje de fase a tierra será en ese momento igual al voltaje entre fases. Por lo que para seleccionar el apartarrayos adecuado se tendrá que escoger un valor nominal superior a 23 kV (24 y 27 kV).

### 1.3.- FERRORESONANCIA

Pertenece a las sobretensiones del inciso "b", pero lo tratamos por separado debido a su importancia, es un fenómeno indeseable que provoca sobrevoltajes que pueden dañar los aislamientos, este fenómeno se empieza a mencionar desde 1914, en los treintas se investiga, ya en los sesentas se incrementó la aparición de este tipo de problemas en forma alarmante, debido al empleo de sistemas subterráneos, es decir con el uso de cables conectados a transformadores y operación de interruptores o cuchillas en forma monopolar. O sea que este fenómeno se presenta generalmente al momento de la -- apertura o cierre de la fuente de alimentación al no operar las tres fases al mismo tiempo, debido a la capacitancia de las líneas a tierra y la inductancia no lineal de los devanados del transformador, que forman un circuito serie, el cual puede tener un valor que propicie la falla, este valor se da cuando la reactancia capacitiva iguala a la reactancia inducti--

va, la no linealidad la da el núcleo del transformador de ahí el nombre de ferrorresonancia, los sistemas subterráneos tienen mayor capacitancia a tierra, por lo que son más susceptibles a este tipo de fallas.

El circuito ferrorresonante está caracterizado por un circuito serie, con un núcleo de acero, no lineal, una inductancia, una capacitancia, excitados por una fuente de voltaje alterna, como se muestra en la figura:



CIRCUITO TIPICO FERRORRESONANTE

La reactancia de una inductancia varía como una función del flujo de corriente.

La ferrorresonancia se presenta en diversos aspectos como son:

- Apertura o cierre de interruptores cuando no operan al mismo tiempo sus tres cuchillas.
- Operación de fusibles.

Para prevenir este tipo de problemas existen varios métodos:

- Conectar cargas resistivas al transformador.
- Conectar capacitores.
- Control de las aperturas y cierres de los interruptores.
- Usar transformadores con conexión estrella estrella.
- Incrementar el nivel de aislamiento.
- Limitando la longitud del cable.

#### 1.4.- MEDIOS DE PROTECCION

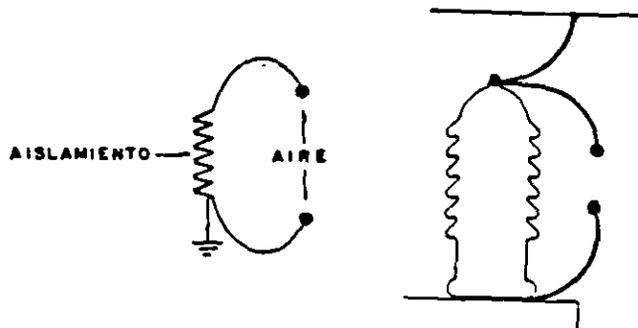
Existen diferentes medios para proteger un sistema eléctrico contra sobretensiones, así tenemos que para descargas directas en las líneas, se pueden proteger en forma adecuada diversificando la energía a través del hilo de guarda y drenándola a tierra.

Cuando la onda de sobretensión se encuentra en la línea se puede reducir en amplitud o también se puede modificar la forma de onda de la sobretensión, a un valor que no dañe a los aislamientos en ambos casos.

La amplitud de la onda se puede reducir por medio de dos elementos diferentes que son; los apartarrayos y los cuernos de arqueo, los apartarrayos mantienen la continuidad del servicio ya que drenan la sobretensión a tierra sin operación de la protección, los cuernos de arqueo al operar pueden hacer funcionar al fusible o a la protección de respaldo en la subestación. La onda de voltaje se puede modificar por medio de inductancias, capacitancias y resistencias que se colocan en la línea, sin embargo son de poco uso, los equipos de protección más comunes son:

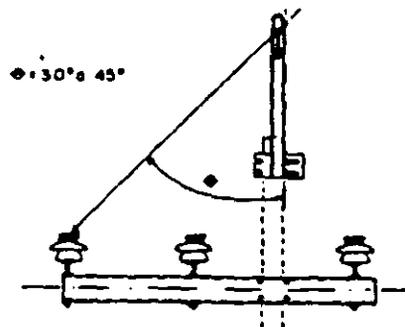
a).- Cuernos de arqueo.- Consiste de dos electrodos, generalmente esféricos que se conectan entre la línea y tierra respectivamente, con una cierta separación donde solo hay aire, al presentarse una sobretensión lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico se produce un arco, evitando el daño en los aislamientos. Presenta el inconveniente que al operar, la tensión de la línea va a tierra, lo que requiere una protección de respaldo y cuando opera interrumpe el servicio disminuyendo la confiabilidad del sistema.

La respuesta eléctrica de los cuernos de arqueo es lenta y varía con la forma de onda del voltaje, su calibración presenta muchos problemas y actualmente están cayendo en desuso.



CUERNOS DE ARQUEO

b).- Hilo de guarda.- Consiste de un conductor desnudo que se coloca por arriba de la línea y tiene dos funciones principales, intercepta las descargas directas, drenándolas a tierra y distribuye la corriente producida por la descarga en dos o más trayectorias. La protección del hilo de guarda abarca el espacio comprendido en un prisma triangular cuya arista superior está situada a lo largo del cable. La altura del hilo de guarda que se requiere está en función de la distancia que se quiere proteger y va de  $30^\circ$  a  $45^\circ$  con respecto a la vertical como se muestra en la figura siguiente:



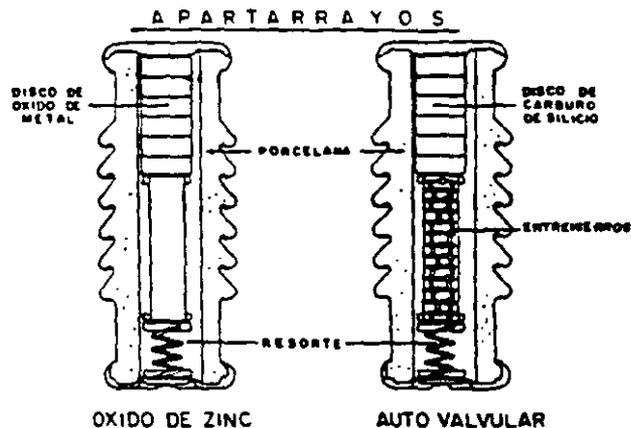
LÍNEA DE 23 KV. CON HILO DE GUARDA

c).- Apartarrayos.- Es un elemento no lineal que a tensiones normales se comporta como un aislador debido a su resistencia variable que a mayor tensión menor resistencia, la función del apartarrayos es drenar las sobretensiones que pueden dañar a los equipos sin interrumpir el servicio, actualmente existen dos tipos de apartarrayos:

Tipo autovalvular.- El elemento no lineal está formado por pastillas de carburo de silicio, también lleva un conjunto de entrehierros en serie.

Tipo óxido metálico.- Está desplazando rápidamente al apartarrayos autovalvular ya que no necesita entrehierros debido a la alta no linealidad de las pastillas de óxido metálico, principalmente óxido de zinc. Su principal aplicación se da en la protección de equipos subterráneos ya que debido a sus cualidades puede protegerlos si se coloca en la transición aéreo-subterráneo, actualmente se instala en fraccionamientos, unidades habitacionales; industrias grandes etc.

Este tipo de apartarrayos siempre está conduciendo ya que no tienen entrehierros pero su corriente es muy pequeña, aproximadamente un miliamper.



#### 1.4.1.- PRINCIPALES CAUSAS DE FALLAS EN LOS APARTARRAYOS

Los apartarrayos como todos los equipos están sujetos a fallas, siendo las principales:

**Sobrecorrientes.**- Los apartarrayos clase distribución están diseñados para drenar corrientes de 5000 amperes y una corriente mayor puede dañarlos.

**Envejecimiento.**- Los apartarrayos tienen una vida útil determinada que va a depender del uso y condiciones a que se someta.

**Contaminación.**- La porcelana está expuesta al medio y cuando este es contaminante puede dañar a los apartarrayos provocando flameos externos.

**Vandalismo.**- Es común que los apartarrayos reciban impactos en la porcelana siendo mayor la incidencia en áreas rurales.

#### 1.4.2.- SELECCION DE LOS APARTARRAYOS

La selección de los apartarrayos adecuados en un sistema, implica la elección de un voltaje nominal y una clase determinada, el voltaje nominal es un índice de un sobrevoltaje temporal permisible en las terminales del apartarrayos, sin que este opere. Hay cuatro clases de apartarrayos: Estación, Intermedio, Distribución y Secundario.

El de clase estación se usa solamente para subestaciones ya que su costo es muy elevado.

El de clase intermedio tiene su aplicación en zonas con nivel cerámico alto, es decir, donde las descargas atmosféricas son frecuentes y de alta energía, también han encontrado su aplicación para proteger sistemas subterráneos, subestaciones rurales, etc.

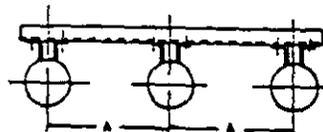
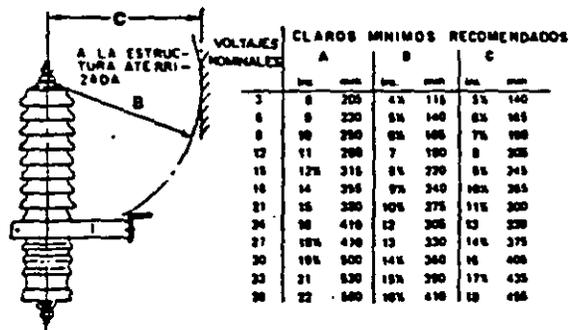
El de clase distribución como su nombre lo indica se aplica en sistemas de distribución donde el diseño económico es importante.

La clase secundaria se usa en tensiones reducidas menores a 1000 Volts y su aplicación no se ha generalizado todavía.

El voltaje adecuado del apartarrayos es aquel que cuando ocurre una falla de fase a tierra, no opera al elevarse la tensión en las fases no falladas. Pero al haber una sobretensión de otro tipo debe operar antes de que el aislamiento sufra algún daño.

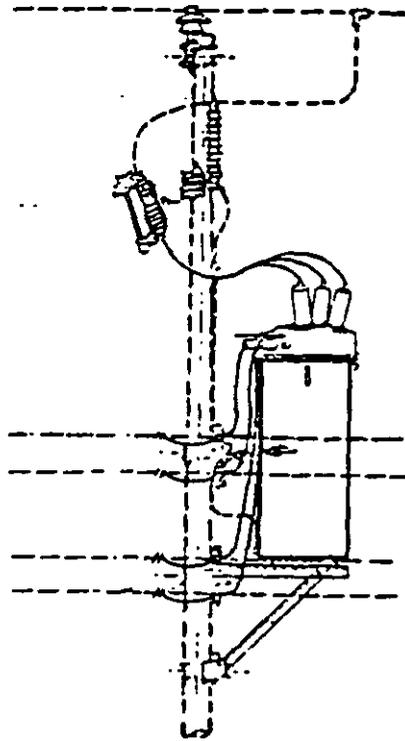
### 1.4.3.- CONEXION

La conexión del apartarrayos es un aspecto muy importante ya que si no es adecuada provoca fallas en el sistema o simplemente no opera cuando se requiere, el apartarrayos debe conectarse a tierra en su base con un valor máximo de 25 Ohms a tierra, en la Compañía de Luz y Fuerza la bajada a tierra del apartarrayos se conecta también al tanque del transformador y al neutro de baja tensión, es decir, se usa el método de los tres puntos. Las distancias mínimas de separación en las conexiones se dan en la figura siguiente:



CLARO MINIMO ENTRE LOS CENTROS DE LAS FASES

Además es importante que el apartarrayos esté ubicado lo más cerca posible al transformador o al equipo que se protege, sin embargo debe colocarse entre el cortacircuitos fusible y la línea para que al drenar las sobretensiones a tierra no opere el fusible ya que además el costo de este y su tiempo de reposición baja la confiabilidad del servicio.



#### CONEXION DEL TRANSFORMADOR

##### 1.4.4.- APLICACION

Los apartarrayos se deben instalar en sitios donde exista un equipo a proteger tal como:

Salida de alimentadores.

Cables puente.

Línea aérea.

Transformadores.

Seccionadores.

Restauradores.

Capacitores.

Acometidas subterráneas a servicios particulares.

Acometidas subterráneas a redes en anillo abierto.

#### 2.- COORDINACION DE AISLAMIENTOS EN REDES DE DISTRIBUCION

Para dar una protección adecuada a los equipos es necesario evitar que las

sobretensiones alcancen un valor que puedan dañar los aislamientos. La - - coordinación consiste del proceso de comparación entre el nivel de tensión que los aislamientos son capaces de resistir sin sufrir daño alguno y el - voltaje máximo esperado o permitido por los apartarrayos, voltaje de des- carga al frente de onda y tensión residual, para apartarrayos de óxido de zinc solo la tensión residual ya que no existe voltaje de descarga.

## 2.1.- COORDINACION DE AISLAMIENTO EN TRANSFORMADORES DE LINEAS AEREAS DE - DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores son los más elementales, generalmente van mon-  
tados en postes, no incorpora ningún elemento de protección contra sobre-  
tensiones ni contra sobrecorrientes, los elementos de protección de este -  
tipo de transformador son externos, básicamente consisten de cortacircui-  
tos-fusible, apartarrayos y en algunos casos cuernos de arqueo.

Existe otro tipo de transformadores de distribución, el tipo autoprotegi-  
do, que incorpora en la misma unidad los elementos de protección contra so-  
brecorrientes y contra sobretensiones, lo cual facilita su instalación, -  
dando mayor confiabilidad y mejora su aspecto estético. Su funcionamiento-  
se basa en el principio de acercar las protecciones lo más posible a los -  
aislamientos para su mejor funcionamiento, este tipo de transformadores en-  
cuentra su principal aplicación en sistemas rurales por lo que en general-  
son monofásicos.

Los elementos de protección del transformador del tipo poste autoprotegido  
son:

Fusible de expulsión en alta tensión.- Montado en la parte interior de la-  
boquilla de alta tensión que desconecta al transformador de la línea en el  
caso de una falla interna.

Interruptor de baja tensión.- Localizado bajo el nivel de aceite, prote- -

giendo al transformador contra sobrecargas y cortocircuitos en baja tensión, la manija es externa y puede operarse manualmente o con pértiga.

Apartarrayos.- Se conectan al tanque sólidamente, la separación entre el apartarrayos y la boquilla de alta tensión en este tipo de transformadores es mínima.

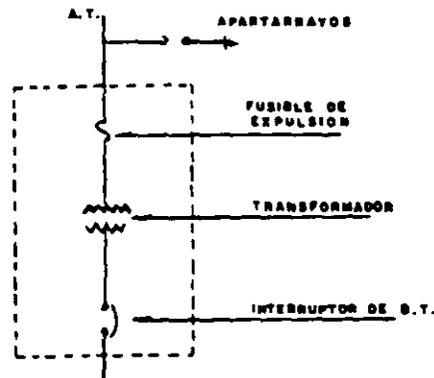


DIAGRAMA DEL TRANSFORMADOR  
AUTO PROTEGIDO

## 2.2.- TRANSFORMADORES USADOS EN CIRCUITOS SUBTERRANEOS DE DISTRIBUCION

Este tipo de transformadores generalmente se encuentran en lugares accesibles al público y personal de mantenimiento, se instalan en jardines, banquetas, estacionamientos, bóvedas, etc. Por lo que representan un peligro si las protecciones no son las adecuadas, por lo que se da mayor cuidado en su instalación, los principales tipos de transformador son:

a).- Tipo pedestal.- Va sobre un pedestal, de ahí su nombre, su apariencia debe ir de acuerdo al lugar donde se instala, generalmente en áreas verdes, zonas residenciales (DRS) y comerciales (DCS), básicamente es un transformador autoprotegido, integrado a un gabinete donde se alojan las terminales de alta y baja tensión, instrumentos y dispositivos de maniobra y protección contra sobrecorrientes.

Se está tratando de integrar la protección contra sobretensiones, es decir colocar apartarrayos dentro del gabinete, con terminales tipo codo y apartarrayos de óxido de zinc, aprovechando el tamaño más corto de este tipo

de apartarrayos.

Las protecciones que llevan este tipo de transformadores son:

Interruptor secundario de baja tensión y fusible de expulsión con fusible-limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible de expulsión y fusible limitador de corriente de rango parcial en alta tensión.

Fusible secundario en baja tensión con fusible limitador de rango completo en alta tensión.

Fusible limitador de corriente en alta tensión.

Los dos primeros arreglos son los más comunes, las capacidades son 45, 75, 112.5, 150, 225 y 300 kVA.

b).- Tipo sumergible.- Este tipo de transformador tiene como principal característica el de instalarse en bóvedas bajo el nivel del suelo, por lo que debe trabajar en condiciones críticas de agua y lodo. Por esta característica la tapa, los accesorios, boquillas, registro de mano, manijas de operación, deben estar herméticamente sellados, ser de frente muerto y estar debidamente aislados. Las bóvedas pueden localizarse en banquetas, jardines, plazas, etc., con una rejilla o registro la cual impide el acceso a personas no autorizadas y al mismo tiempo ayuda en la disipación del calor que genera el transformador evitando que se caliente y sufra deterioro o envejecimiento.

Existen dos tipos de transformadores sumergibles, uno del tipo autoprotegido en el que todos los accesorios de seccionalización, protección, cambiador de derivaciones y boquillas de alta y baja tensión se localizan en la cubierta con el fin de facilitar las maniobras de inspección y operación desde la superficie sin que sea necesario entrar a la bóveda. El segundo -

tipo de transformador sumergible es uno que no es autoprotegido que normalmente cuenta con desconetador primario y garganta en baja tensión y es necesario entrar a la bóveda para sus maniobras de inspección y operación. En ambos tipos, no se puede colocar apartarrayos y es necesario protegerlos desde la transición aéreo subterránea, las capacidades son: 300, 500 y 750 kVA en 23 kV y 200, 400 kVA en 6 kV.

c).- Tipo subestación interior.- Tiene gran aplicación en instalaciones donde existe alta densidad de carga y donde hay gran concentración de personas como son: edificios públicos, cines, teatros e industrias en general. Este tipo de transformador se acopla a tableros, formando subestaciones unitarias, lugar donde se instalan las protecciones tanto de sobrecorrientes como de sobretensiones, siendo las más comunes: fusibles limitadores, fusibles de expulsión con silenciador, relevadores de sobrecorriente y apartarrayos.

El transformador puede ser alimentado de una red subterránea o de una red aérea a través de una acometida.

### 2.3.- MARGEN DE PROTECCION

Es la relación entre el nivel de voltaje de los aislamientos y el nivel de voltaje que permite el apartarrayos, para los apartarrayos autovalvulares se calcula en el momento de la descarga y cuando la tensión residual alcanza su valor máximo, en el apartarrayos de óxido de zinc solo se calcula con la tensión residual ya que no tiene tensión de descarga porque siempre está conduciendo. Las fórmulas del margen de protección para circuitos en líneas aéreas son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{TR} + \text{TC}} \times 100$$

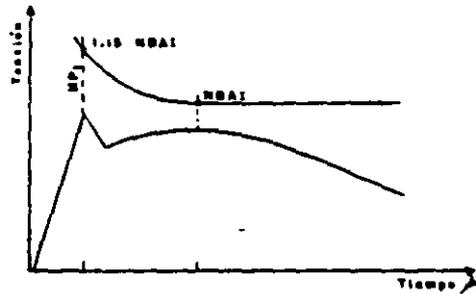
Donde:

NBAI.- Nivel básico de aislamiento al impulso.

TD.- Tensión de descarga del apartarrayos.

TR.- Tensión residual del apartarrayos.

TC.- Tensión en el cable.



CURVA QUE MUESTRA LA COORDINACION DE LOS AISLAMIENTOS Y SU MARGEN DE PROTECCION.

Las fórmulas de margen de protección para circuitos subterráneos son:

$$MP_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2TD}{2TD} \times 100$$

$$MP_2 = \frac{\text{NBAI} - 2(\text{TR} + \text{TC})}{2(\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

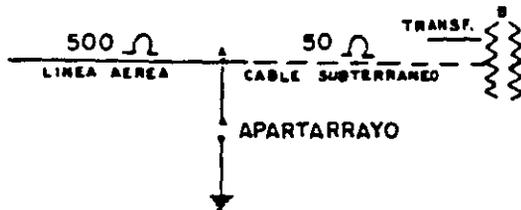
Los valores de margen de protección mínimos recomendados son: 20% para líneas aéreas y 10% para instalaciones subterráneas.

Cuando una onda de sobretensión entra al circuito subterráneo y encuentra una impedancia muy alta en su trayectoria, como es el devanado de un transformador, tiende a duplicar su valor. Los diagramas de Lattice son un método gráfico que nos ayuda a demostrar lo anterior, de ahí que las fórmulas del margen de protección para circuitos subterráneos se vean afectadas por un 2. En el siguiente ejemplo se dan valores típicos de impedancias de línea aérea y cable subterráneo así como la velocidad de la onda.

Impedancia de línea aérea de 450 a 500

Impedancia del cable de 25 a 75  $\Omega$   
 Velocidad en línea aérea 300 m/ $\mu$ s  
 Velocidad en onda en cable 150 m/ $\mu$ s

Consideremos el siguiente circuito:



El punto A es el punto de transición entre línea aérea y cable subterráneo, donde generalmente se localizan los apartarrayos. Al llegar una onda de sobretensión el apartarrayos la debe drenar a tierra, quedando un voltaje residual que depende de la energía de la onda a mayor corriente a tierra mayor tensión residual, este voltaje penetra al circuito subterráneo donde queda atrapado y como puede atenuarse y no causar problemas, también puede duplicarse y causar daños a los aislamientos de los cables, transformadores, codos, etc.

Las fórmulas de Lattice son:

$$K_t = \frac{2Z_1}{Z_1 + Z_2} = \frac{2 \times 50}{50 + 500} = 0.18$$

$$K_r = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_1 + Z_2} = \frac{500 - 50}{500 + 50} = 0.82$$

COEFICIENTES	PUNTO	
	A	B
K <sub>t</sub>	0.18	0
K <sub>r</sub>	0.82	1

Desarrollando para un metro de cable:

$$V = 1.3 \mu\text{H/m} \times 4000 \text{ Amp.} / 4\text{s}$$

$$V = 5200 \text{ volts/m} = 5.2 \text{ kV/m}$$

Si la distancia es diferente a un metro basta con hacer la conversión.

## 2.4.- CALCULOS DE MARGEN DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

### 2.4.1.- TRANSFORMADOR TIPO POSTE

La protección contra sobretensiones del transformador tipo poste se logra con un juego de apartarrayos, el cual se instala en el mismo poste con una separación de 3 m. y con una tierra efectiva.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV

Datos del apartarrayos autovalvular:

Clase	Distribución
Tensión	24 kV
corriente de trabajo	5 kA
TR	Tensión Residual a 10 kA = 80 kV
TD	Tensión de Descarga con frente de onda 1.2 X 50 = 79 kV

Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - \text{TD}}{\text{TD}} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{\text{NBAI} - (\text{TR} + \text{TC})}{\text{TR} + \text{TC}} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 79}{79} \times 100 = 118\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - (80 + 15.6)}{80 + 15.6} \times 100 = 57\%$$

Como podemos apreciar los valores son superiores a 20% por lo que el transformador está protegido para sobretensiones con corrientes de 10 kA.

#### 2.4.2.- TRANSFORMADOR TIPO PEDESTAL

La protección del transformador tipo pedestal se hace con un juego de apartarrayos en la transición, primero veremos el caso de apartarrayos clase - distribución y posteriormente con apartarrayos clase intermedia. Los avances técnicos indican que los transformadores de este tipo se protegerán - con apartarrayos tipo enchufable de ZnO en el transformador.

Datos del transformador:

Tensión	23000 - 220 Y/127 Volts
Clase	25 kV
NBAI	150 kV
Capacidades	45, 75, 112.5, 150, 225, 300 kVA
Distancia entre apartarrayos y terminal	1 m. (TC = 5.2 kV)

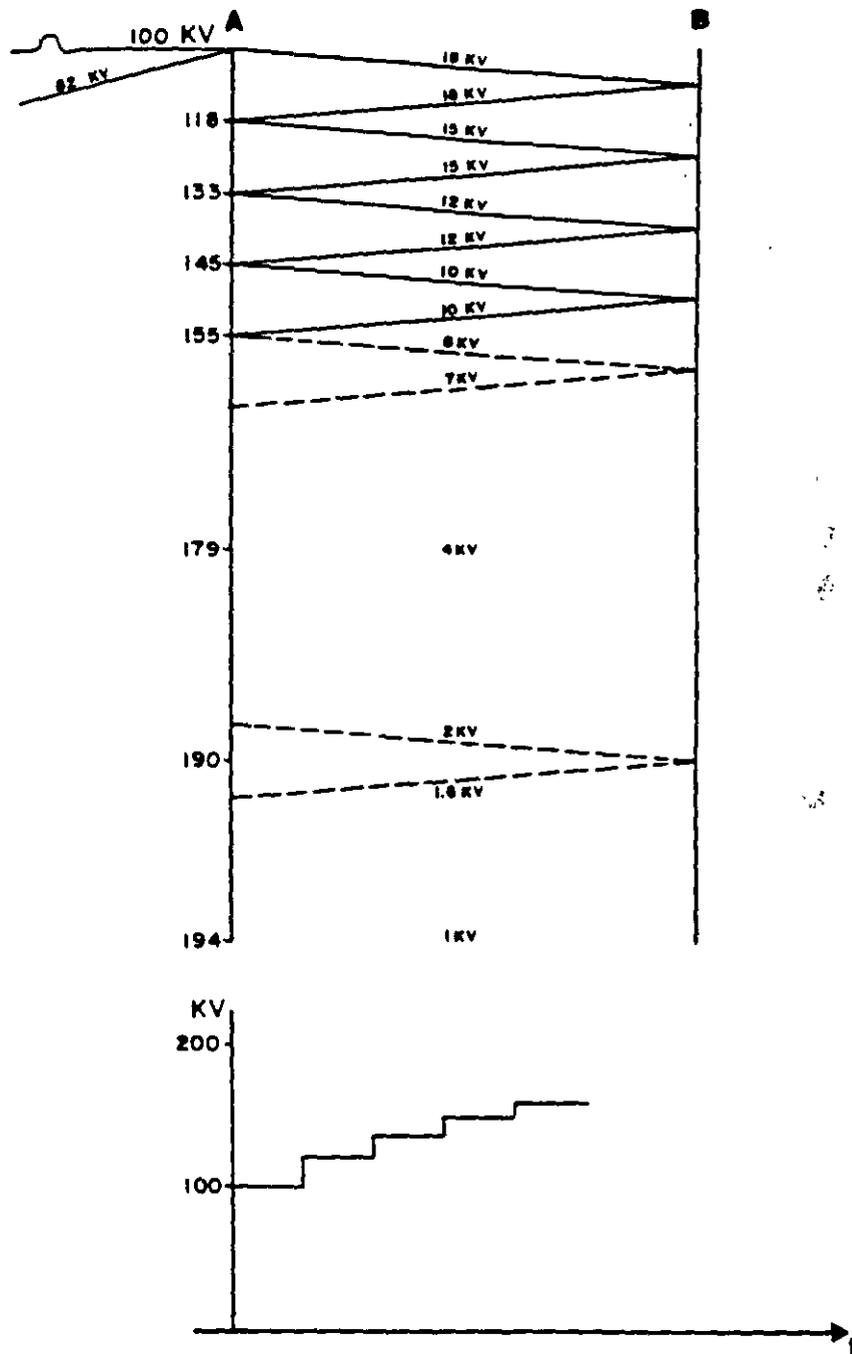


DIAGRAMA DE LATTICE

Ejemplo:

Supongamos que a un circuito subterráneo penetra una onda de sobretensión de 100 kV y la longitud entre A y B es de 150 m tenemos:

$$V = 150 \text{ m}/\mu\text{s}$$

El tiempo en que la onda llega del punto A al B es de 1  $\mu\text{s}$  por lo que la onda se duplica rápidamente.

También la separación entre el transformador o la mufa al apartarrayos afecta el valor de la onda de sobretensión a razón de 5.2 kV por metro.

Cuando ocurre la descarga a tierra de la onda de sobretensión y pasa por los apartarrayos la línea cambia su impedancia de onda característica ya que la capacitancia se afecta en la vecindad de la trayectoria a tierra quedando como una impedancia inductiva.

El voltaje que se desarrolla en el conductor por el flujo de la corriente es igual a:

$$V = LD \quad di/dt$$

Donde:

V = Voltaje del conductor.

L = Inductancia del conductor (puede asumirse 1.3  $\mu\text{H}/\text{m}$ ).

D = Longitud en metros.

$di/dt$  = Cambio de la corriente de la onda con el tiempo (puede asumirse 4000 Amp./ $\mu\text{s}$ ).

Aplicando las fórmulas:

$$Mp_1 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 \text{ TD}}{2 \text{ TD}} \times 100$$

$$Mp_2 = \frac{1.15 \text{ NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp_1 = \frac{1.15 \times 150 - 2 (79)}{2 \times 79} \times 100 = - 9\%$$

$$Mp_2 = \frac{150 - 2 (80 + 5.2)}{2 (80 + 5.2)} \times 100 = - 12\%$$

Los resultados no son aceptables por lo que efectuaremos el cálculo con —  
apartarrayos clase intermedia.

Datos del apartarrayos:

Tipo	Oxido de Zinc
Clase	Intermedia
Tensión	24 kV
Corriente	10 kA
Tensión Residual a 10 kA	62 kV
Marca	Westinghouse Type RMX

Para apartarrayos de óxido de zinc la fórmula del cálculo de margen de pro  
tección es:

$$Mp = \frac{\text{NBAI} - 2 (\text{TR} + \text{TC})}{2 (\text{TR} + \text{TC})} \times 100$$

$$Mp = \frac{150 - 2 (62 + 5.2)}{2 (62 + 5.2)} \times 100$$

$$M_p = \frac{150 - 134.4}{134.4} \times 100 = + 12\%$$

El resultado es favorable ya que es superior al 10% que se recomienda para sistemas subterráneos.

Esta es la razón por la que se están instalando apartarrayos clase intermedia de óxido de zinc en las transiciones de fraccionamientos, unidades habitacionales, industrias, etc.

#### 2.4.3.- TRANSFORMADOR TIPO SUMERGIBLE

Cuando este tipo de transformadores instalados en bóvedas son alimentados de una red subterránea, la protección contra sobretensiones se efectúa desde la subestación y realmente es difícil que existan sobretensiones inducidas o por descargas atmosféricas sin embargo algunas veces la alimentación viene de una transición por lo que el cálculo para el transformador tipo pedestal es utilizable para este tipo de transformador.

#### 2.4.4.- TRANSFORMADOR TIPO SUBESTACION INTERIOR

En este tipo de transformadores es posible colocar apartarrayos en los gabinetes anexos por lo que la protección contra sobretensiones se logra instalando un juego de apartarrayos en la transición y otro juego de apartarrayos junto al transformador. Si una onda de sobretensión penetra al circuito subterráneo como consecuencia de la descarga del apartarrayos en la transición, tendrá poca energía por lo que la descarga del apartarrayos ubicado en el transformador será de poca energía y por esta razón se pueden instalar apartarrayos para 5 kA y la fórmula del margen de protección varía:

$$M_p = \frac{NBAI - V_{max}}{V_{max}} \times 100$$

$$V_{max} = TR + 0.5 TD$$

# PROTECCION DE ESTRUCTURAS CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

## RESUMEN

Las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, causantes de disturbios y pérdidas irreparables, aunado a esto, el incremento de construcciones elevadas, el uso de equipos de comunicación con antenas, equipos de cómputo, depósitos de combustibles, etc., han creado la necesidad de diseñar mejores protecciones.

En este trabajo se intenta dar una guía de protección contra descargas atmosféricas, abarcando desde diseños elementales para casas de campo hasta diseños especiales para edificios elevados.

## INTRODUCCION

Desde hace muchos años, en los inicios de la humanidad, los rayos fueron motivo de temor. En la época del esplendor griego, se creía que el rayo era el arma del Dios Zeus. En este siglo en la década de los 30's, la industria eléctrica empezó a buscar medios de protección con el fin de reducir los efectos dañinos en los sistemas de potencia, y fue a partir de 1960, cuando cobró mayor interés a causa de los accidentes ocurridos en algunas aeronaves.

Las líneas de transmisión y distribución y los equipos eléctricos instalados en ellas no son la excepción y la mayoría de las fallas instantáneas se pueden atribuir a las descargas atmosféricas, siendo además la causa de quemaduras y muertes en personas y animales, incendios en los bosques, daños en equipo de comunicaciones y cómputo, en depósitos de combustible, etc.

La Compañía de Luz y Fuerza del Centro, ha recibido quejas de algunos clientes con servicios en media tensión, (23 kv) que han tenido fallas en sus instalaciones, sugiriendo que ésta ha sido la causante; sin embargo, tras breves análisis, se ha encontrado que el sistema de protección contra descargas atmosféricas de las instalaciones afectadas no es el correcto. Por ejemplo, la falla ocurrida en la Universidad Pedagógica, localizada en la ciudad de México en la Zona Sur. La falla ocurrió en un día de lluvia, escuchándose un estruendo en la subestación del cliente, dañando inclusive las instalaciones telefónicas. Al revisar su sistema de protección contra descargas, se encontró que las puntas y sus conexiones eran adecuadas; sin embargo, la única bajada a tierra había sido cortada. Al caer la descarga, no encontró camino a tierra y brincó de las instalaciones del cliente a las de la Compañía suministradora.

Casos como éste, se han repetido por diferentes razones, frecuentemente.

## NATURALEZA DE LAS DESCARGAS

Las descargas atmosféricas popularmente llamadas rayos, representan un peligro para los seres humanos, materiales y equipos en general, y por tanto han sido motivo de amplios estudios ya que por medio de su conocimiento se pueden diseñar mejores protecciones. La fuente más común de las descargas es la separación de la carga eléctrica entre nubes durante las tormentas, iniciando con un rompimiento dentro de la nube. Para que la descarga se realice se necesita un gradiente de potencial lo suficientemente grande como para romper el dieléctrico, ya sea en una nube, o de nube a tierra, formado por una carga estática que oscila entre 5 y 10 kv por metro con una trayectoria de 3.5 Km. en promedio.

La descarga de nube a tierra es la de interés para estos casos, ya que afecta directamente a las instalaciones.

Existen cuatro tipos:

- DESCARGA ASCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA ASCENDENTE NEGATIVA
- DESCARGA DESCENDENTE POSITIVA
- DESCARGA DESCENDENTE NEGATIVA

La descarga descendente positiva es de gran energía y se le conoce como superrayo y por lo general se dan en invierno; son de poca frecuencia. Las descargas ocurren durante las tormentas de arena, hielo, nieve, en erupciones volcánicas, en explosiones nucleares, con cielo limpio y azul.

Las nubes llegan a alcanzar hasta 12 km. de altura y la tormenta dura de media a una hora en promedio con 2 ó 3 descargas por minuto. Existen diferentes teorías, por ejemplo la del Dr. Simpson que dice que al elevarse el vapor de agua por el efecto de convección y alcanzar cierta altura donde la temperatura varía entre 0° y -20° C, se forman gotas de agua que al aumentar de tamaño se parten por la acción del viento, dando lugar al proceso de electrificación.

El rayo generalmente se compone por varias descargas sucesivas que pueden alcanzar tiempos hasta de medio segundo; sin embargo, el ojo humano no logra distinguir este fenómeno observándolo como si fuera una sola descarga. Al producirse el trueno, el aire se desplaza súbitamente provocando un ruido característico.

En algunos países como en Estados Unidos y Canadá se tienen mapas cerámicos con datos sobre el número de descargas y sus características; sin embargo, en forma práctica podemos esperar cinco descargas por kilómetro cuadrado - año.

Algunos de los parámetros más comunes de las descargas atmosféricas y que son utilizados en el diseño de las protecciones se dan en la tabla 1:

TABLA 1

CARGA	De décimas a cientos de Coulombs
CORRIENTE	De 20 a 30 kA promedio y hasta 340 kA
POTENCIAL	De 10 a 15 millones de voltios
ANGULO DE INCIDENCIA	De 45° a 90°

Las estructuras elevadas son las más susceptibles para recibir descargas atmosféricas, incluso pueden recibirlas en sus costados cuando superan los 23 metros, debido a esto su protección difiere de las demás.

Los rayos son capaces de originar incendios cuando producen el calor suficiente para generar la ignición de los materiales combustibles o cuando producen un arco en lugares de fácil combustión.

### DESCARGAS ARTIFICIALES

Se mencionó con anterioridad que las descargas atmosféricas son fenómenos naturales inevitables, sin embargo, hace muchos años, Benjamín Franklin logró producir una descarga valiéndose de un cometa, por lo que podemos decir que una descarga es artificial si es provocada por el hombre o por algún objeto fabricado por él.

Por medio del radar se detectó que los aviones pueden provocar descargas al introducir un conductor en un campo eléctrico elevado.

Una estructura que tiene 250 m o más tiende a provocar la descarga y a más altura se presentarán mayor número de descargas. Esto quedó demostrado al comparar el número de descargas en dos torres, una de 200 m de altura y otra de 400 m para una misma temporada de lluvias; la primera recibió 2 descargas mientras que la segunda recibió 12 impactos.

En 1963 el vuelo 707 de Boeing a 1,600 m de altura fue impactado por una descarga cerca de ELKTON, MARYLAND causando la muerte de todos sus ocupantes; aparentemente la descarga tocó las alas del avión causando un incendio en el combustible. En 1969 fue lanzado el cohete Apolo 12 en el Centro Espacial Kennedy de Florida. A los 36.5 segundos se provocó una descarga y a los 52 segundos una segunda dañando 9 instrumentos sensores de estado sólido, perdiendo momentáneamente la comunicación, iluminación, etc. En 1987 en Florida, Cabo Cañaveral la nave espacial Atlas Centauro 67 a 4,000 mts. de altura provocó una descarga con sus daños consecuentes. Esto, aunque no es de incumbencia en las estructuras aterrizadas, tiene su importancia debido a la cantidad de recursos económicos que se han destinado al estudio de los fenómenos atmosféricos a partir de estos accidentes.

### PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

Se conoce que la protección contra descargas atmosféricas es necesaria para evitar daños materiales o humanos; sin embargo, las descargas directas no son frecuentes en líneas de distribución o en casas habitación en las ciudades, donde hay edificios elevados que brindan un blindaje natural;

de aquí que hay que hacer una evaluación de la necesidad de protección, tomando en consideración los siguientes parámetros:

- Seguridad del personal
- Ocurrencia de las descargas
- Tipo de construcción
- Contenido
- Riesgo económico
- Grado de blindaje
- Tipo de terreno
- Altura de la estructura
- Exigencias de aseguradoras

La protección contra descargas atmosféricas se logra con dispositivos que captan y derivan los rayos a tierra por una o más trayectorias facilitando el paso de la corriente. Lograr una protección al 100% no es posible, lo ha demostrado la experiencia en líneas de alta tensión. La protección consiste básicamente de tres elementos:

- Punta o electrodo
- Conductor desnudo de bajada
- Electrodo de tierra

**Punta o electrodo.** Es el elemento encargado de interceptar la descarga ya que se encuentra muy por encima de los objetos a proteger, esta punta es metálica y puede ser hueca o sólida.

Es el único sistema generalmente aceptado por la comunidad científica y los comités de protección contra el rayo, aunque existen otros diseños de electrodos como son: los radiactivos, los activos, etc.

La zona protegida por la punta es en forma de cono, con ligeros arcos de circunferencia de concavidad hacia arriba,

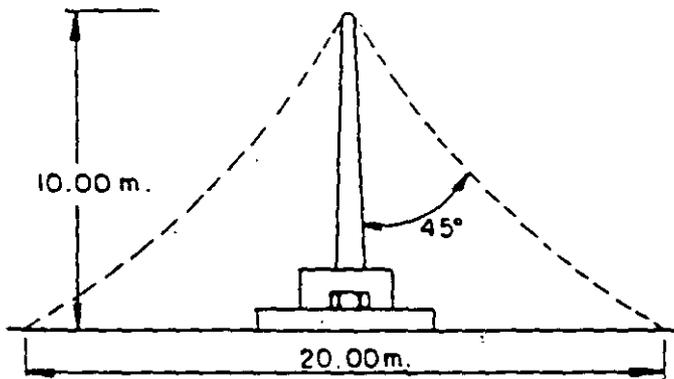


Figura 1 - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

el ángulo de apantallamiento se considera de 45° por la NFPA (National Fire Protection Association) y en el código británico es de 45° para estructuras ordinarias y 30° para casos especiales.

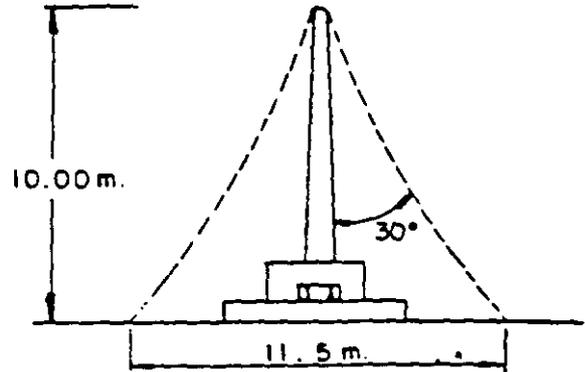


Figura 1A - ZONA DE PROTECCION DE LOS ELECTRODOS

La altura de la terminal aérea no debe ser menor a 25 cm. y con intervalos máximos de 6 m. como se muestra en la figura 2.

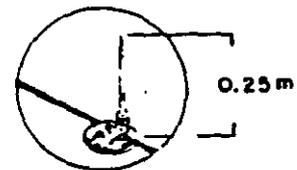
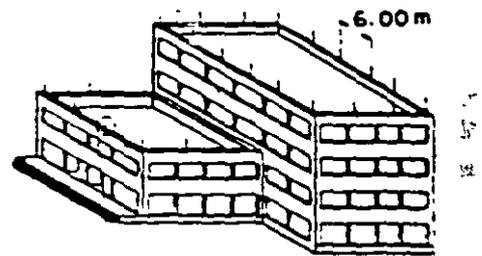


Figura 2 - FORMA DE PROTEGER UN EDIFICIO

La protección se puede colocar de manera que armonice con el perfil y aspecto del edificio.

**Conductor de bajada.** Es el encargado de conducir la corriente de la descarga a tierra por lo que debe tener un calibre específico, que se verá en detalle para cada caso en particular. La trayectoria a tierra, es decir, los conductores de bajada, por lo menos deben ser dos.

La conexión de la bajada debe ser buena en ambos extremos, en la punta y en el electrodo de tierra, ya que se dan casos en que esta conexión se corroe, se corta ó rompe, etc.

localización de las bajadas depende de la ubicación las terminales aéreas, el tamaño de la estructura protegida, la ruta más directa, la seguridad contra daño o desplazamiento, la localización de cuerpos metálicos, tuberías de agua, el electrodo de tierra y las condiciones del terreno.

La distancia promedio entre bajadas no debe exceder de 30 m. y no deben presentar dobleces con ángulos de 90° o menos, esto se ilustra en la fig. 3.

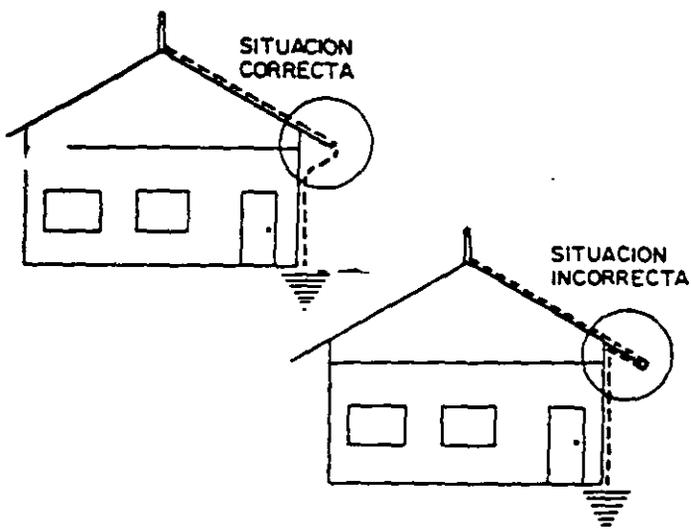


Figura 3 - FORMA DE DAR DOBLES AL CONDUCTOR DE BAJADA

Electrodo de tierra.- Este elemento es tan importante como los anteriores y desgraciadamente no se le da la atención que requiere ya que va enterrado y por tanto, oculto y difícil de revisar, y si a esto le agregamos que en algunos casos existen terrenos de resistividad elevada, el problema se agrava aún más.

El Código Nacional Eléctrico (N.E.C.) recomienda una resistencia a tierra máxima de 25 ohms y el Código Británico 10 ohms como máximo.

Para una resistencia de tierra de 10 ohms, se requieren claros de cerca de 3.3 m. entre el conductor del pararrayos y cualquier tubería de agua u otro servicio. El reglamento N.E.C., no es tan estricto en este aspecto y solo pide 1.83 m.

lograr los valores de resistencia a tierra adecuados en terrenos de alta resistividad, se puede recurrir

a varios métodos de aterrizaje como son:

- Electrodo profundos
- Electrodo múltiples
- Electrodo horizontales
- Electrodo químicos

### PROTECCION DE ESTRUCTURAS ORDINARIAS

Las estructuras ordinarias son aquellas que se pueden proteger en forma sencilla como: edificios dedicados a vivienda, casas de campo, comercios, industrias, granjas, residencias, etc. y que no tienen una altura mayor a 23 m.

La protección se logra con un blindaje compuesto por puntas separadas cada 6 m. con una altura de 25 cm. y con dos bajadas a tierra como mínimo.

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	9.5	X	12.7
TUBULAR (espesor)	X	15.9 0.8	X	15.9 1.6

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
PRINCIPAL	X	17 AWG	X	14 AWG
CONEXIONES	X	16 AWG	X	14 AWG

### PROTECCION DE ESTRUCTURAS ESPECIALES

Una estructura especial es aquella que requiere de mayores cuidados para su protección, debido a su contenido, uso, altura, etc. tales como: museos, edificios históricos, transmisoras de radio o T.V., antenas de radar, instalaciones de telecomunicaciones, industrias de pintura, papel, textiles, huleras, químicas, refinerías, hospitales, depósitos de combustibles, polvorines, edificios elevados o que en su interior contengan equipos sensibles, etc.

Los edificios que tienen más de 23 metros de altura tienen el riesgo de recibir descargas en sus costados, y los de 250 m. o más propician las descargas.

Los materiales usados en la protección deben cumplir con los siguientes requisitos:

TERMINAL AEREA	COBRE	Ømm	ALUMINIO	Ømm
SOLIDA	X	12.7	X	15.9

CONDUCTOR	COBRE	CALIBRE	ALUMINIO	CALIBRE
TPAL	X	15 AWG	X	13 AWG
JONES	X	17 AWG	X	14 AWG

### PROTECCION DE TORRES DE TELECOMUNICACION

Las torres de telecomunicación son estructuras elevadas por lo que están expuestas con mayor frecuencia a descargas atmosféricas, su protección se logra considerando a la torre como un electrodo en sí, ya que estas se construyen con metal. Las siguientes recomendaciones son necesarias para minimizar los daños.

- Tener baja resistencia en las uniones de las secciones de las torres.
- Los cables deben ir por el centro de la torre ya que la corriente del rayo fluye por la parte externa.
- Cualquier equipo en la base de la torre se debe aterrizar al mismo sistema de la torre.
- La resistencia a tierra de sus electrodos debe ser menor a 10 ohms.

### PROTECCION DE GRANDES EDIFICIOS

La protección de estos edificios se logra en forma convencional con una punta colocada en la parte superior y amarrada a la armadura o estructura del edificio, en el momento de la descarga todos los metales se encuentran al mismo potencial evitando gradientes peligrosos. Se deben de conectar a tierra todos los metales tales como tuberías, pantallas de los cables, ductos de ventilación, tierras y carcazas de subestaciones internas, etc.

Cada bajada conductora debe aterrizar en su base alejada de la construcción y si es posible a mayor profundidad de la cimentación, las zapatas de las columnas suelen ser tierras efectivas.

Debe existir buena continuidad en el armado o en la unión de las viguetas de acero, desde su base hasta la punta. Una de cada dos columnas deben conectarse a tierra y al distancia máxima entre tierras no debe exceder de 18 m.

El valor recomendado de resistencia a tierra para una buena protección es de 10 ohms y si existen equipos que no se pueden o quieren aterrizar, deben tener una

separación a las bajadas de tierra de por lo menos 1.83 m. según la NFPA 78.

Para alturas mayores de 250 m. el número de descargas se incrementa significativamente como se mencionó anteriormente.

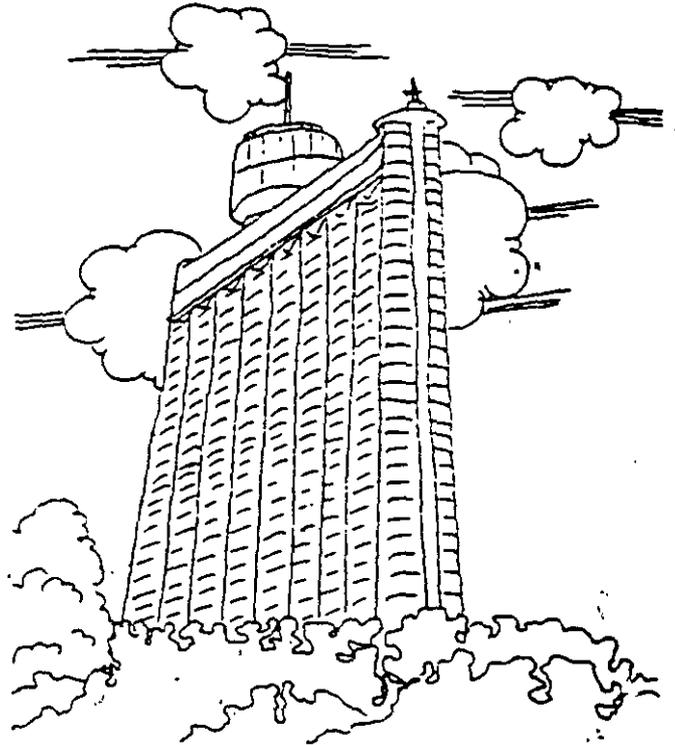


Figura 4 - EDIFICIO ELEVADO

### PROTECCION DE DEPOSITOS DE COMBUSTIBLE

La protección adecuada de este tipo de estructuras se puede lograr por dos caminos diferentes: blindando las estructuras para interceptar las descargas y darles un camino a tierra alejado del combustible ó utilizando los propios depósitos metálicos como camino a tierra, ya que se comportan como una jaula de Faraday.

En ambos casos es necesario seguir algunas recomendaciones. A pesar de esto se han presentado accidentes en diferentes partes del mundo y en la mayoría de los casos la causa fué el arqueo en los medidores de temperatura, por lo que hay que poner atención especial en los conductores de control que entran o salen de los depósitos.

Para blindar los depósitos existen dos criterios: el de la NFPA que exige 45° y el Británico que es más exigente con 30°. Otra alternativa es con una separación de 3 m. entre los conductores que forman el blindaje y los

depósitos, como se muestra en la figura 5:

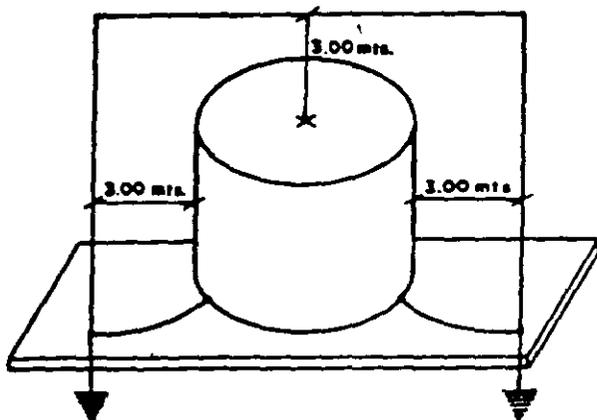


Figura 5 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE CON BLINDAJE

Si no se utiliza el blindaje y se usa el depósito como conductor, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Espesor máximo de acero de 4.7 mm.
- Las juntas y conexiones de entrada deben tener continuidad eléctrica.
- No debe haber fugas de ningún tipo.
- Debe estar bien aterrizado.

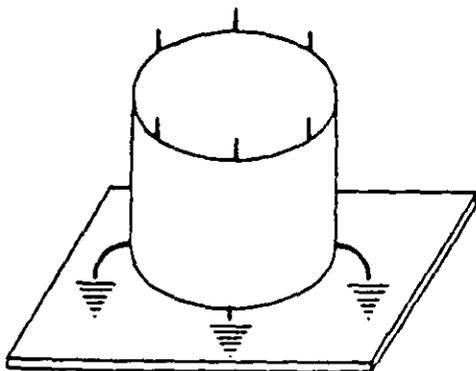


Figura 6 - DEPOSITO DE COMBUSTIBLE QUE UTILIZA EL TANQUE COMO CONDUCTOR

### PROTECCION DE ARBOLES

Los árboles son la causa de un gran número de muertes, esto se debe principalmente a las personas que se tratan de proteger de la lluvia. El árbol, al tener mayor altura atrae las descargas, se forma un arco entre las ramas y

pasando la corriente por el cuerpo humano. Es recomendable proteger los árboles cuando estos están por encima de las estructuras que se quieren proteger.

La forma correcta en que se deben proteger se muestra en la figura 7:

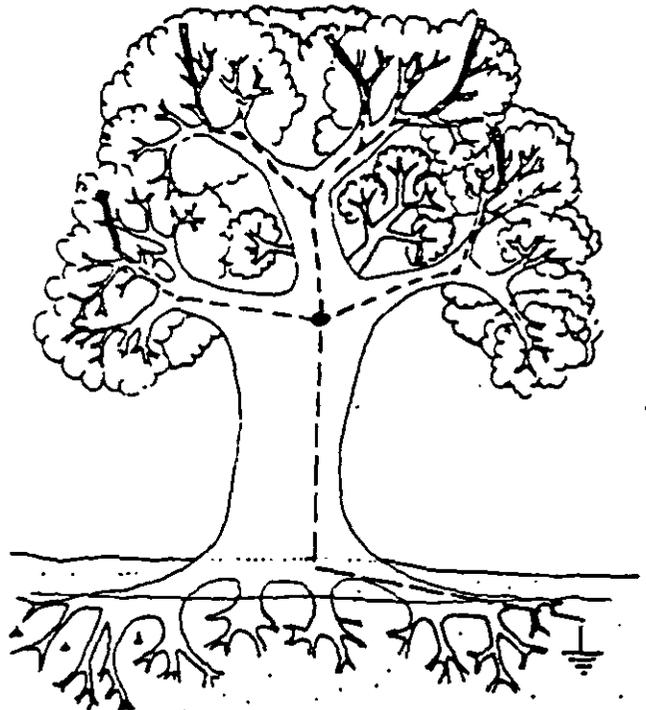


Figura 7 - PROTECCION DE ARBOLES

### RECOMENDACIONES

Una protección total es difícil de obtener en la mayoría de los casos; sin embargo, si se siguen las recomendaciones dadas por los reglamentos establecidos, se puede tener la seguridad de que las fallas por efectos de descargas serán mínimas y la protección se puede resumir a tres conceptos básicos:

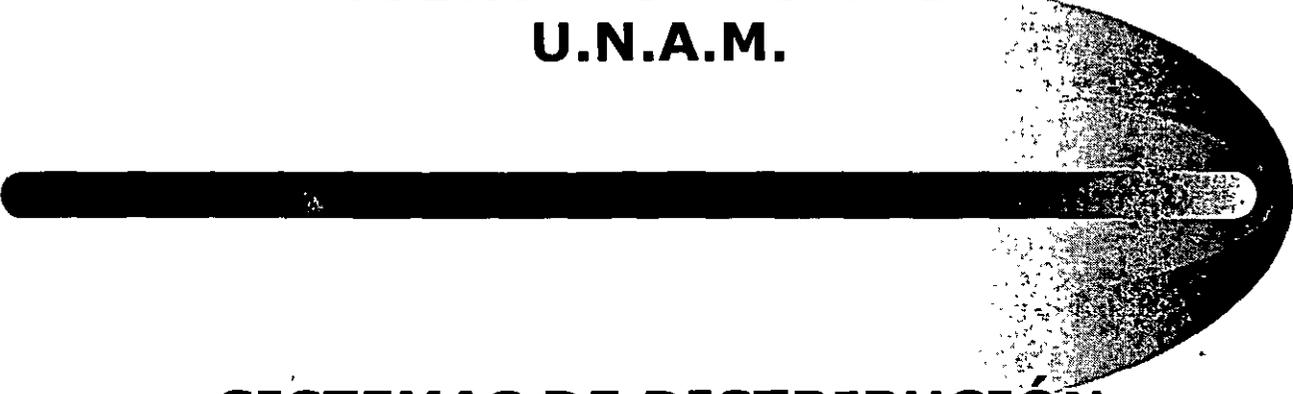
- Un objeto conductor debe atraer la descarga intencionalmente.
- Se debe establecer una trayectoria con baja impedancia para facilitar el camino de la descarga.
- Se debe garantizar siempre una resistencia de tierra baja.

## REFERENCIAS

- 1.- DARVENIZA MAT.  
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"  
ELECTRICAL ENGINEER  
MARCH 1989
- 2.- DARVENIZA MAT.  
"LIGHTNING AND OVERVOLTAGE PROTECTION"  
ELECTRICAL ENGINEER  
MAY 1989
3. LIQUIFIED NATURAL GAS  
NFPA 59 A  
1985 EDITION
- 4.- LIQUIFIED PETROLEUM GASES  
AT UTILITY GAS PLANTS  
NFPA 59  
1989 EDITION
- 5.- LIGHTNING PROTECTION CODE  
NFPA 78  
1986 EDITION
- 6.- N E C (National Electrical Code)  
1987 EDITION
- 7.- PETER HASSE  
PROTECCION DE LAS INSTALACIONES DE B.T.  
CON APARATOS ELECTRONICOS FRENTE A SO  
BRETENSIONES.
- 8.- MARTIN A.  
NATURAL AND ARTIFICIALLY INITIATED LIGHT  
NING AND LIGHTNING TEST STANDARDS.
- 9.- BALDOMERO GONZALEZ SANCHEZ  
TECNICAS DE PROTECCION CONTRA EL RIESGO  
ELECTRICO EN INSTALACIONES DE BAJA TEN  
SION.
- 10.- A. M. G. MINTO B.  
LIGHTNING PROTECTION OF BUILDINGS  
ISSUE 16 - 1983
- 11.- RODNEY B. BENT  
SURGE AND TRANSIENT PROTECTION AND  
LIGHTNING WARNING SYSTEMS.  
PARTS I, II, III.
- 12.- GUILLERMO LOPEZ MONROY  
APLICACIONES PRACTICAS EN REDES DE  
DISTRIBUCION  
1 RVP-88-CAP. V CURSO TUTORIAL  
"SISTEMAS DE CONEXION A TIERRA EN  
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA".

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS  
ATMOSFÉRICAS**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

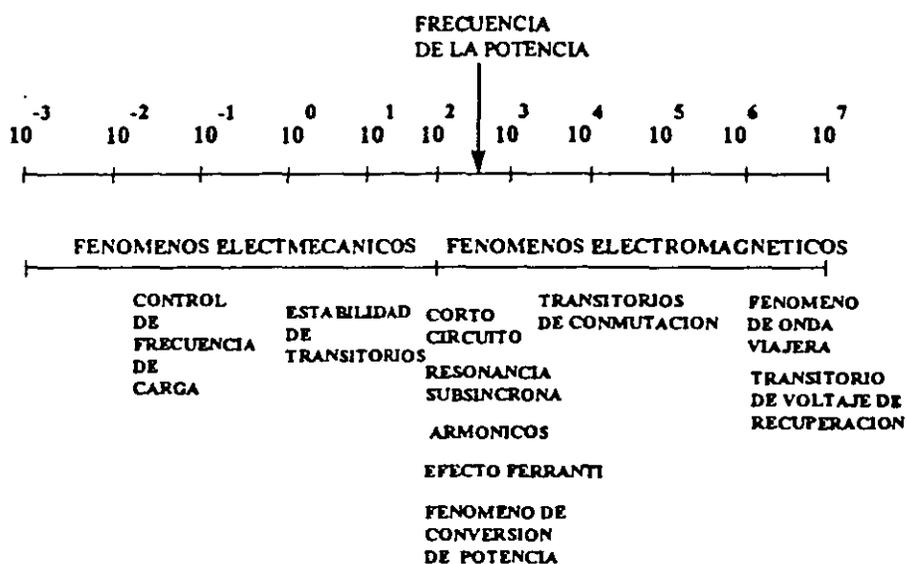
**ENERO 2005**

# PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

## OBJETIVO

Proteger a los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, limitando para ello la magnitud de las sobretensiones y por lo tanto sobrecorrientes.

## ESPECTRO DE FRECUENCIA DE LAS SEÑALES EN UN SISTEMA DE POTENCIA



Los sobrevoltajes pueden deberse a:

- Descargas atmosféricas
- Conmutación
- Temporales (problemas de corto circuito)

Los sobrevoltajes temporales pueden deberse a

- Fallas de tierra
- Cambios repentinos de carga
- Efecto Ferranti
- Resonancia
- Resonancia en circuitos acoplados
- Ferroresonancia
- Conductores Abiertos
- Otros

*Los sobrevoltajes de conmutación se pueden deber a:*

- *Energización de una línea*
- *Recierre de una línea*
- *Ocurrencia de falla*
- *Liberación de falla*
- *Conmutación de corrientes capacitivas:*
  - *Bancos de capacitores*
  - *Cables*
  - *Líneas no cargadas*

### *Voltajes y sobrevoltajes*

<i>CATEGORIA:</i>	<i>DURACION:</i>
<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>VOLTAJE DE SISTEMA</i></li><li>• <i>SOBREVOLTAJE TEMPORAL</i></li></ul>	<i>CONTINUO MAS GRANDE QUE UN PERIODO DE LA FRE- CUENCIA DEL SISTEMA POCOS MIMISEGUNDOS MENOS.</i>
<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>SOBREVOLTAJE</i></li></ul>	<i>DURACION DEL FRENTE</i>
<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>FRENTE SUAVE DE SOBREVOLTAJE</i></li></ul>	<i>30 <math>\mu</math>s A 5000 <math>\mu</math>s</i>
<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>FERNTE RAPIDO DE SOBREVOLTAJE</i></li></ul>	<i>0.1 <math>\mu</math>s A 30 <math>\mu</math>s</i>
<ul style="list-style-type: none"><li>• <i>FRENTE MUY RAPIDO SOBREVOLTAJE</i></li></ul>	<i>MENOS QUE 0.1 <math>\mu</math>s</i>

*De acuerdo a la forma de onda y duración un Sobrevoltaje Temporal (Temporary Overvoltages (TOV) ) es un sobrevoltaje oscilatorio de duración más grande que un período de la frecuencia del sistema, el cual no es amortiguado o ligeramente amortiguado.*

*El equipo y las cargas deberán estar disponibles para soportar sobrevoltajes temporales esperados, debido a fallas en el sistema.*

*Los sobrevoltajes temporales debido a fallas en el sistema son una importante consideración en la selección de los valores de los apartarrayos.*

*A continuación se muestra la tabla que condensa las causas comunes de sobrevoltaje indicando su magnitud aproximada, su duración y el método de control.*

## Dispositivos de protección

- El apartarrayos
- Hilos de guarda

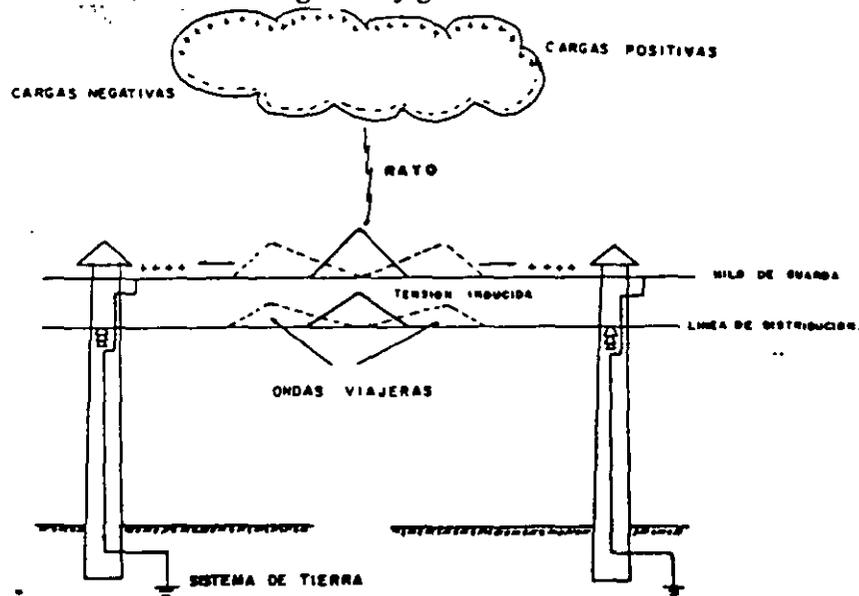
La aparición de la sobretensión por descarga eléctrica se puede deber a

- La incidencia de la descarga atmosférica sobre la línea
- Por inducción electrostática por la presencia de campos electrostáticos.
  - ◆ Entre las nubes y la tierra durante una tormenta
  - ◆ Por la descarga directa sobre el hilo de guarda

Se ha estudiado ampliamente el mecanismo de las descargas atmosféricas y han surgido diversas teorías, de las cuales la mayoría coincide en que la fricción existente entre el viento y la nube (partículas de agua o hielo)

## MECANISMO DE DESCARGA SOBRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Al incidir una descarga eléctrica sobre una línea la onda de sobretensión se subdivide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones a una velocidad cercana a la velocidad de la luz, ver en la siguiente figura:



La sobretensión de cada una de las ondas puede ser expresada como:

$$V = \frac{1}{2} Z I_c \quad (1)$$

donde  $I_c$  es el valor de la cresta de corriente del rayo y  $Z = \sqrt{\frac{L}{C}}$ , es la impedancia característica de la línea.

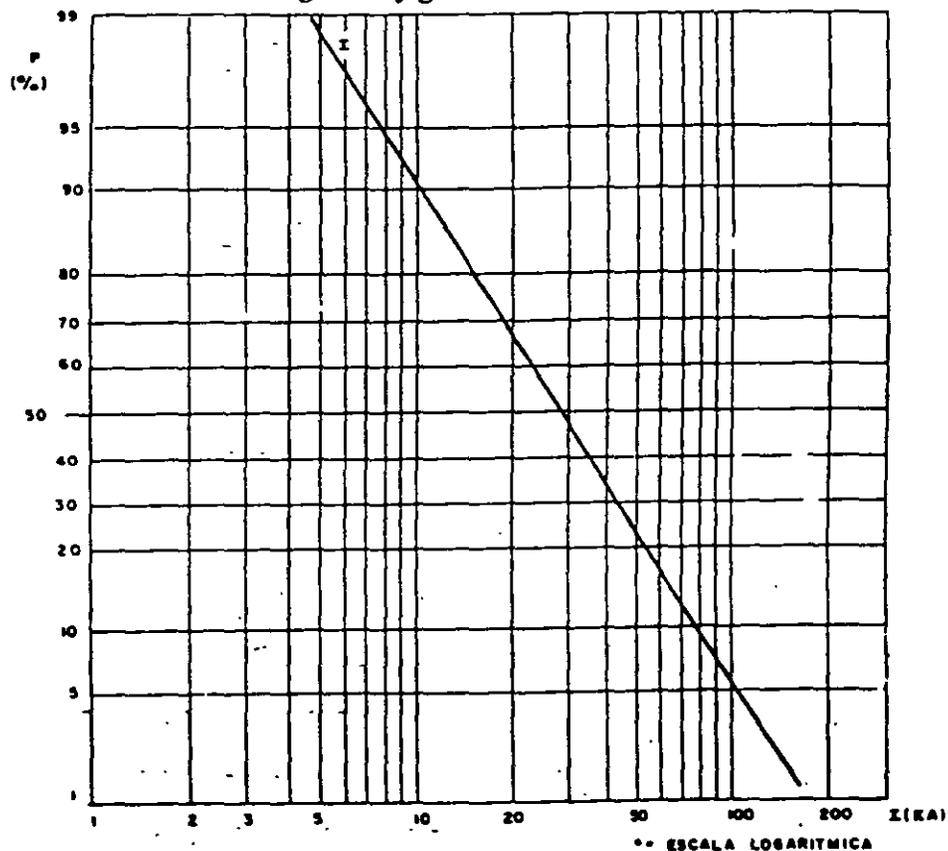
La onda viajera de corriente y voltaje se ve distorsionada por

- Pérdidas en el conductor
- Pérdidas por conducción a tierra
- Pérdidas dieléctricas en los aisladores
- Radiación electromagnética
- Efecto corona

Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir:

- Sobretensiones del orden de varios millones de volts
- Corrientes de varios miles de amperes.

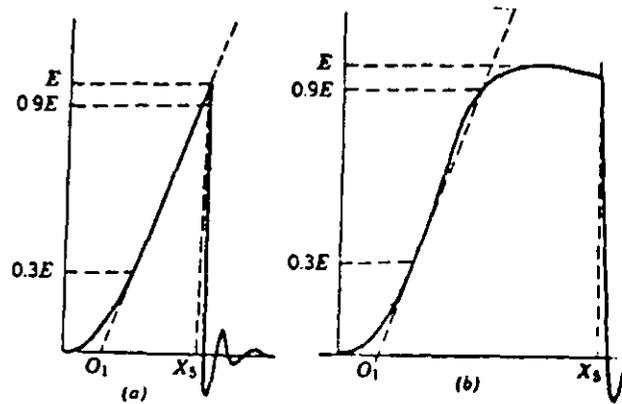
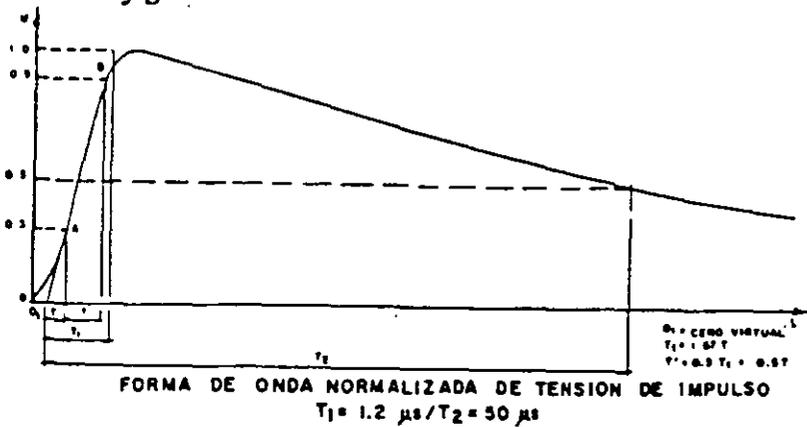
Se ha encontrado que el valor medio de la distribución de corriente medida es de alrededor de 30 kA, ver la siguiente figura:



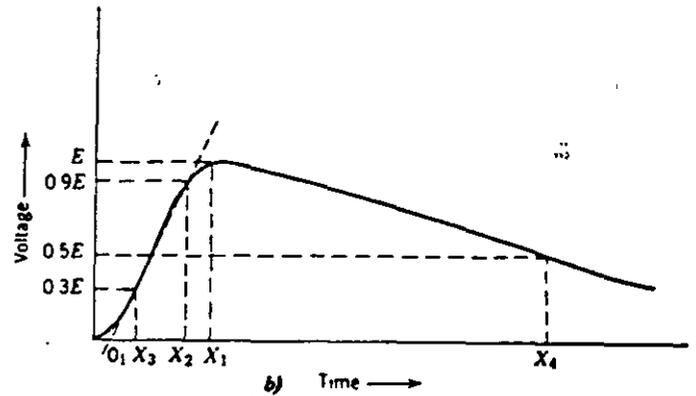
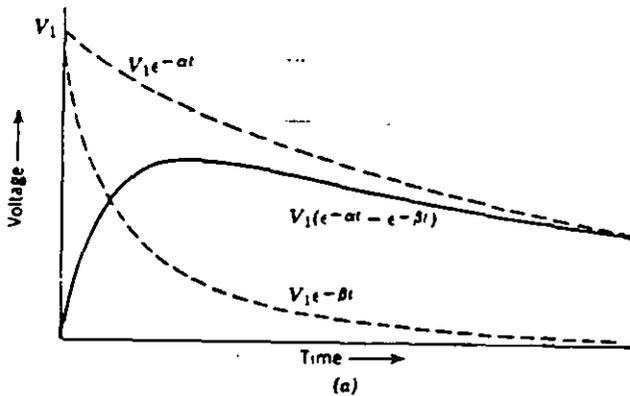
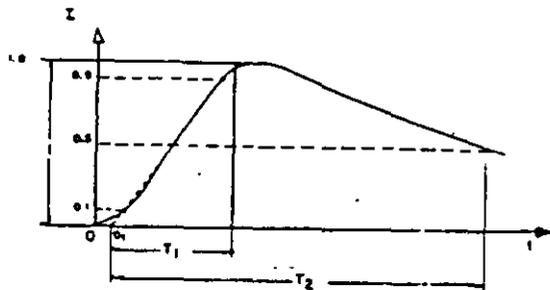
Para el caso de sobretensión por inducción se produce:

- Sobrevoltajes de algunos cientos de volts
- Corrientes de descarga del orden de 50 a 2000 A

La forma normalizada de la onda se expresa como  $1.2/50 \mu s$ , donde  $1.2 \mu s$  es el tiempo de frente de onda y  $50 \mu s$  es el tiempo de cola, como se muestra en la siguiente figura:



ONDAS CORTADAS QUE SIMULAN DESCARGAS ELECTRICAS



a) ONDA DOBLE EXPONENCIAL  $V(T) = V(e^{-at} - e^{-bt})$ , b) ONDA DE SOBRETENSION TIPICA PROVENIENTE DE UN GENERADOR DE IMPULSO.

Si una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es de como si fuese un circuito abierto, debido a la alta frecuencia de la onda, en consecuencia la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega, obteniéndose como resultado una onda que tiende a duplicarse.

Al incidir una onda en una línea, ésta viaja y cuando existen cambios súbitos de impedancia, existe un fenómeno que consiste en que la onda incidente se descompone en dos partes:

- Onda reflejada
- Onda refractada

Los cambios de impedancia implican

- Uniones de cables y líneas
- Corto circuito
- Circuito abierto
- Carga
- Equipo
  - Máquina
  - Transformador
  - Reactor
  - Apartarrayo

### COEFICIENTE DE REFLEXION Y REFRACCION:

$$\text{COEFICIENTE DE REFLEXION} = \Gamma = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad -1 \leq \Gamma \leq 1,$$

$$\text{COEFICIENTE DE REFRACCION} = 1 + \Gamma = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad 0 \leq 1 + \Gamma \leq 2$$

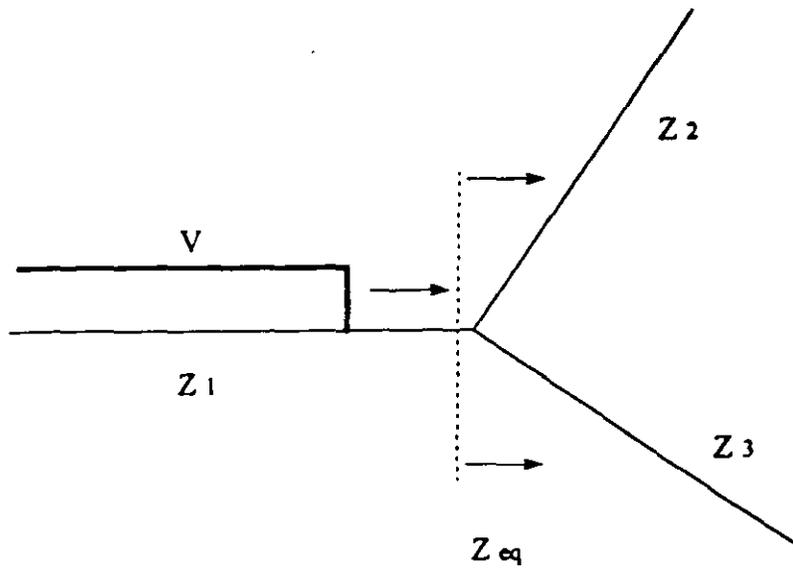
Para una unión si

- $Z_1 < Z_2$ , entonces el coeficiente de reflexión es positivo.
- $Z_1 > Z_2$ , entonces el coeficiente de reflexión es negativo.
- Un corto circuito tiene un coeficiente de reflexión de  $-1$ .
- Un circuito abierto tiene un coeficiente de reflexión de  $+1$ .

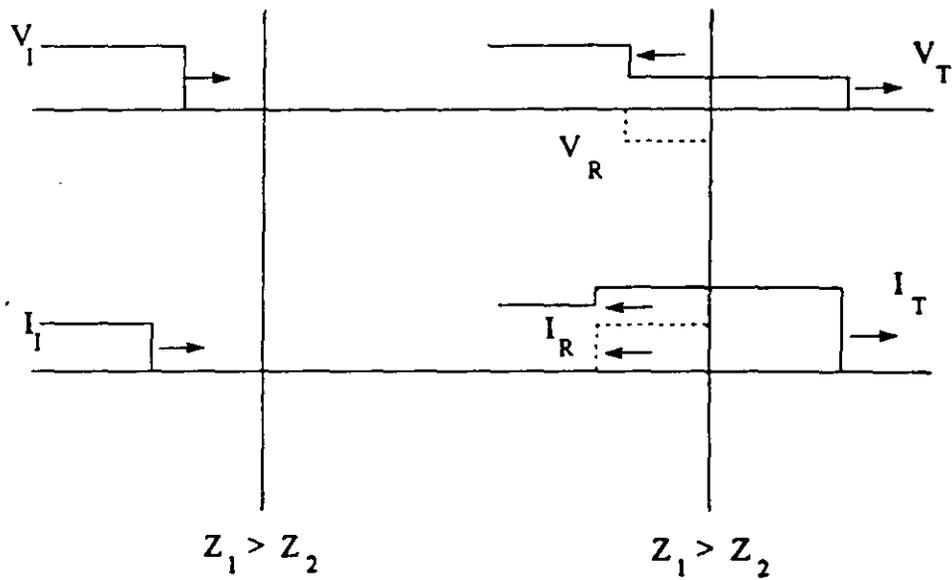
La unión con dos líneas en bifurcación nos produce los siguientes coeficientes de reflexión y refracción:

$$\Gamma = \frac{Z_{eq} - Z_1}{Z_{eq} + Z_1} = \text{COEFICIENTE DE REFLEXIÓN}$$

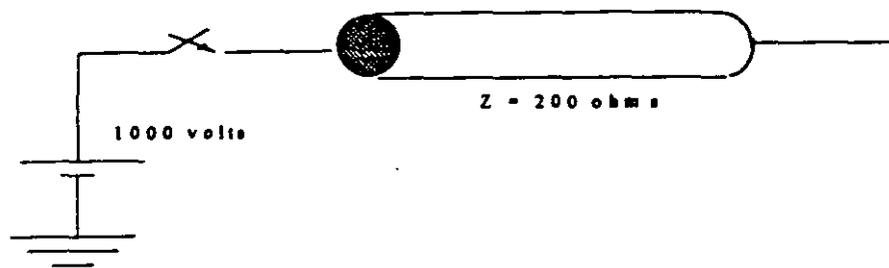
$$Z_{eq} = \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}, \quad 1 + \Gamma = \text{COEFICIENTE DE REFRACCION}$$



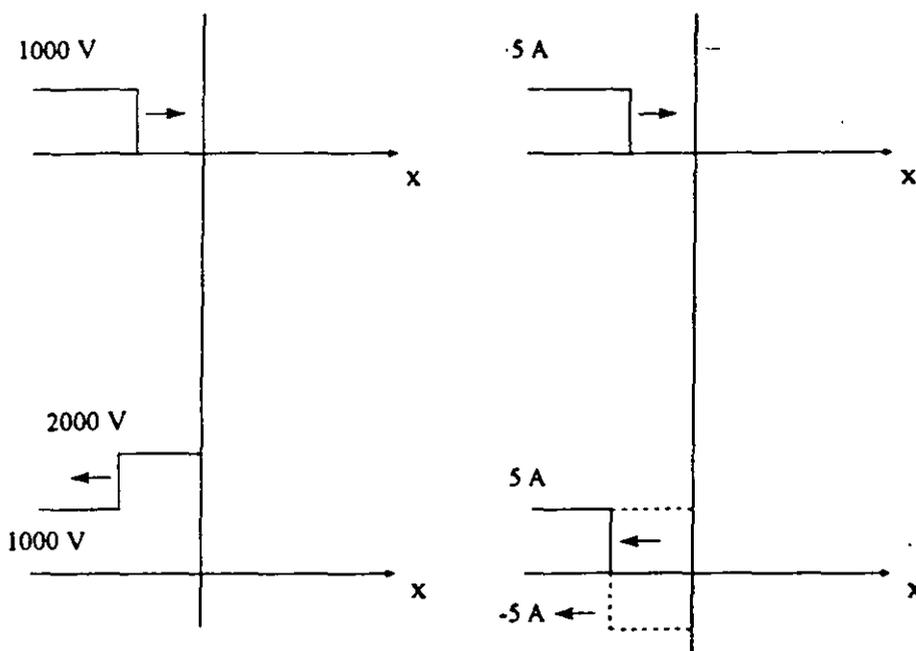
La siguiente figura muestra como se comporta una onda incidente de voltaje y corriente..



CASO DE LA LINEA TERMINADA EN UN CIRCUITO ABIERTO



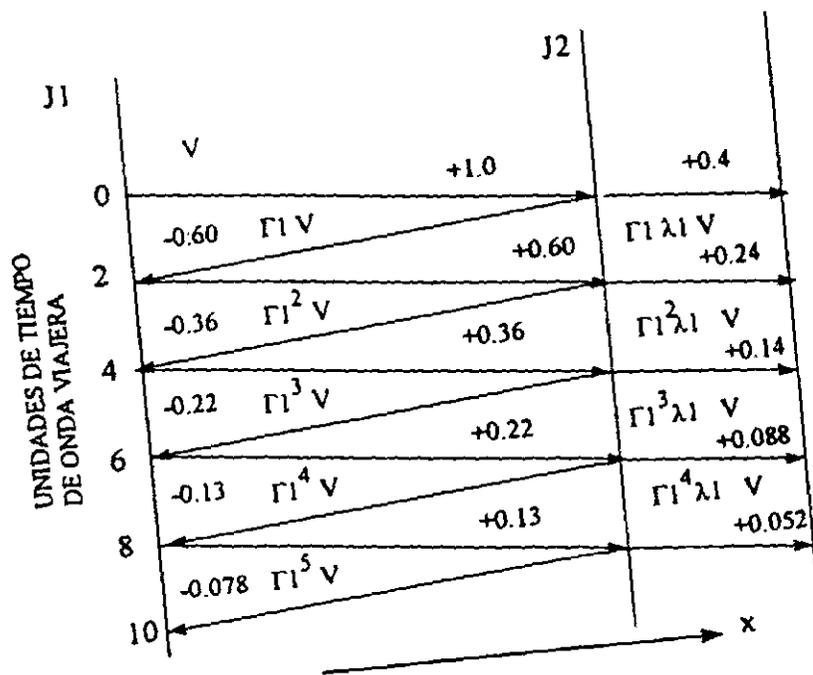
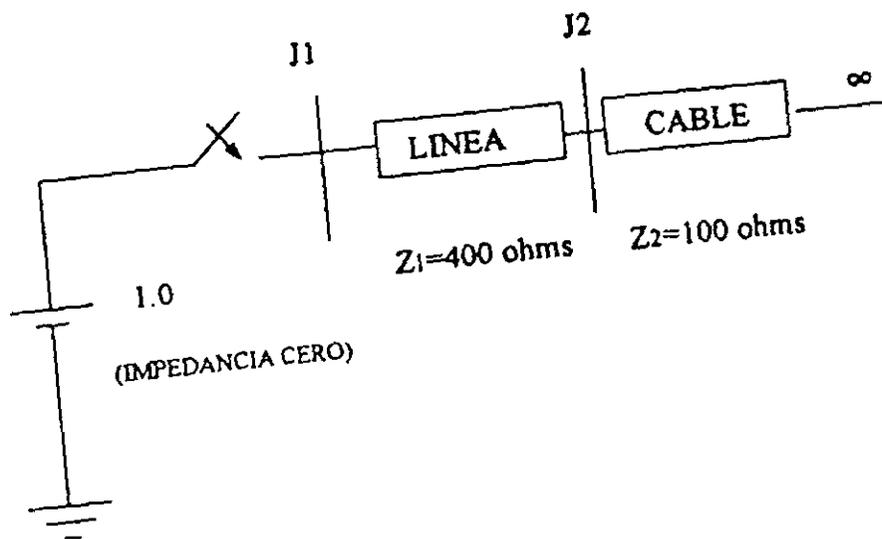
$$\Gamma = \frac{\infty - 200}{\infty + 200} = 1, \quad 1 + \Gamma = 2$$



### DIAGRAMAS DE LATTICE

- Son diagramas de espacio - tiempo
- Herramienta para estudio de los efectos de multiples reflexiones

Considérese el siguiente caso de una linea unido con un cable, tal y como se observa en la siguiente figura



## **MEDIOS PARA DISMINUIR LOS EFECTOS DE LA SOBRETENSION POR DESCARGAS ATMOSFERICAS**

- *Cuernos de arqueo*
- *Apartarrayos basados en explosores*
- *Apartarrayos basados en óxidos de metal (Varistores)*

**CUERNOS DE ARQUEO.** *Consiste de dos electrodos separados por una distancia dieléctrica de aire, uno de los electrodos esta conectado a la línea y el otro a tierra*

*El empleo de los cuernos de arqueo se restringe a*

- *Instalaciones donde las descargas no son severas*
- *Sobretensiones de tipo interno bajas*

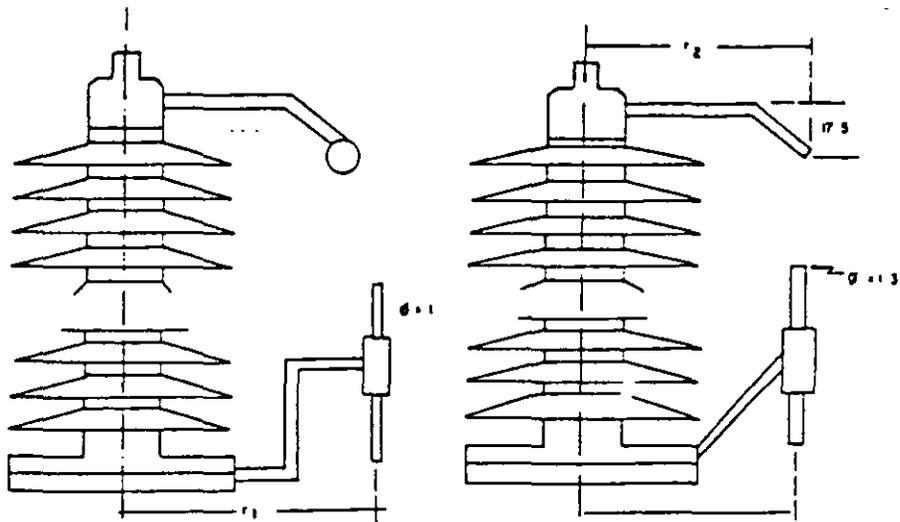
*Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los siguientes factores:*

- *Separación de los electrodos*
- *Densidad relativa del aire*
- *Forma de los electrodos*
- *Material de los electrodos*
- *Polaridad de la onda*
- *Posición de los electrodos respecto a sus soportes y objetos conductores y aislantes a su alrededor*
- *Número de operaciones*

*Desventajas del uso de los cuernos de arqueo*

- *No protege aislamientos reducidos*
- *Permite el corto circuito en el sistema*
- *El interruptor debe liberar la falla*
- *Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para aislamiento*

*Las siguientes figuras muestran algunos ejemplos de cuernos de arqueo*



CASOS TÍPICOS DE CUERNOS DE ARQUEO EN TRANSFORMADORES.

Sistema kVrms	BIL (kV cresta) EQUIPO	Fig No.	d cm	r <sub>1</sub> cm	r <sub>2</sub> cm
24	125	5	10 + 11.5	18	12
36	170	5	14 + 16.5	25	13
52	250	5	22 + 26	32	18
72.5	325	6	30 + 34	38	23

Valores referidos a 760 Hg y 20°C

## APARTARRAYOS

### EVOLUCION DE LOS APARTARRAYOS

- 1892 EXPLOSORES DE VARILLA
- 1907 MULTIVARILLAS CON RESISTENCIA
- 1920 OXIDO DE PLOMO (LEAD OXIDE)
- 1930 CARBURO DE SILICIO (SILICON CARBIDE)
- 1963 EXPLOSORES LIMITADORES DE CORRIENTE.
- 1976 APARTARRAYOS DE OXIDO DE METAL (METAL OXIDE).

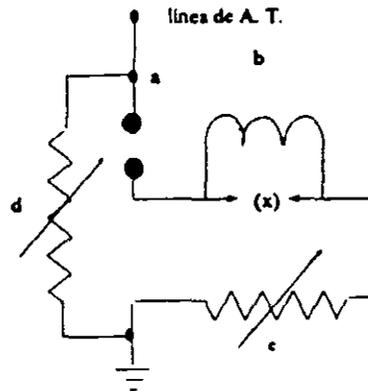
### Características

- Actúa como un interruptor muy rápido (cierra y abre cuando el transitorio aparece y desaparece respectivamente), limitando con ello la sobre tensión.

En la siguiente figura se muestra un apartarrayo convencional de explosores limitadores. Las partes que lo constituyen son:

En la siguiente figura se muestra un apartarrayo convencional de explosores limitadores. Las partes que lo constituyen son:

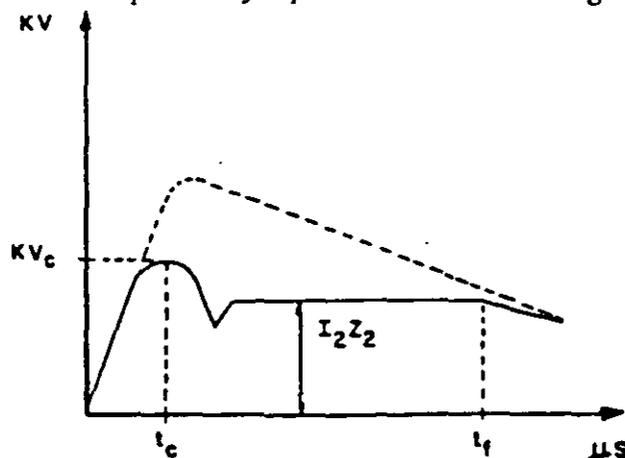
- Explosores de arco
- Sistema de extinción del arco
- Resistencia no lineal limitadora de corriente ( $I = k E^n$ )
- Resistencia en derivación no lineal.



### MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO

- Incide una onda de tensión transitoria  $E_1$ , originada por una descarga atmosférica.
- Esta onda origina un flameo en los explosores (a), produciéndose una corriente a través de la bobina (b) y la resistencia (c).
- La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la energía disipada será lo mínimo posible.
- La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción.
- Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x), permitiendo la operación continua del apartarrayo a lo largo de un transitorio de alta energía.

La operación de un apartarrayo queda resumida en la siguiente gráfica:



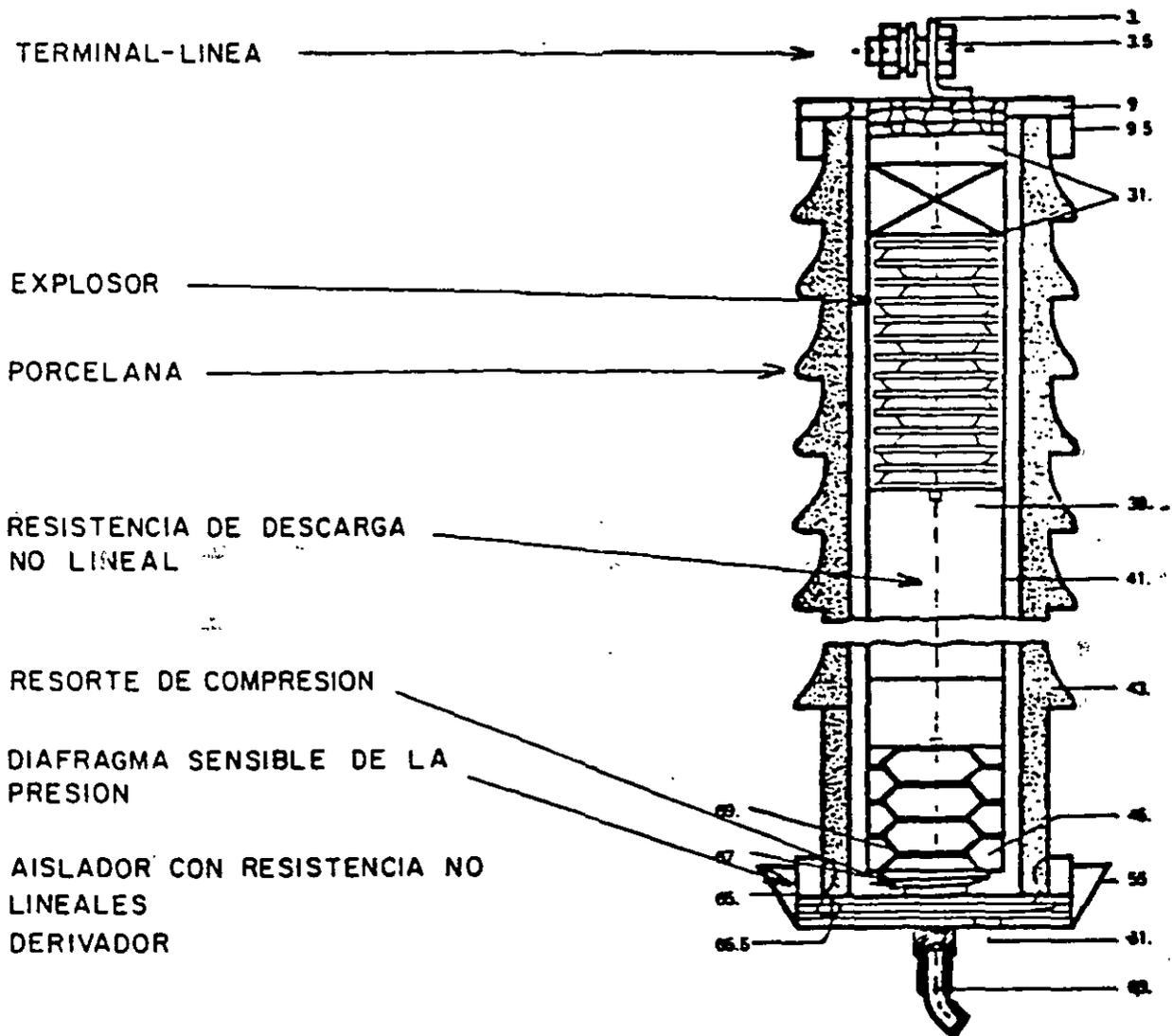
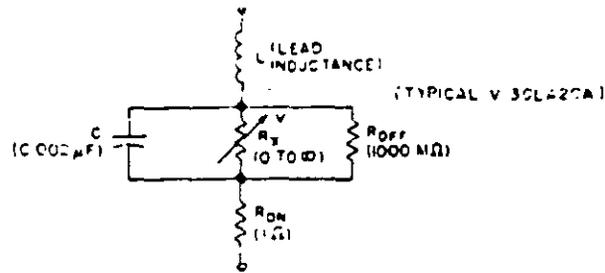


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

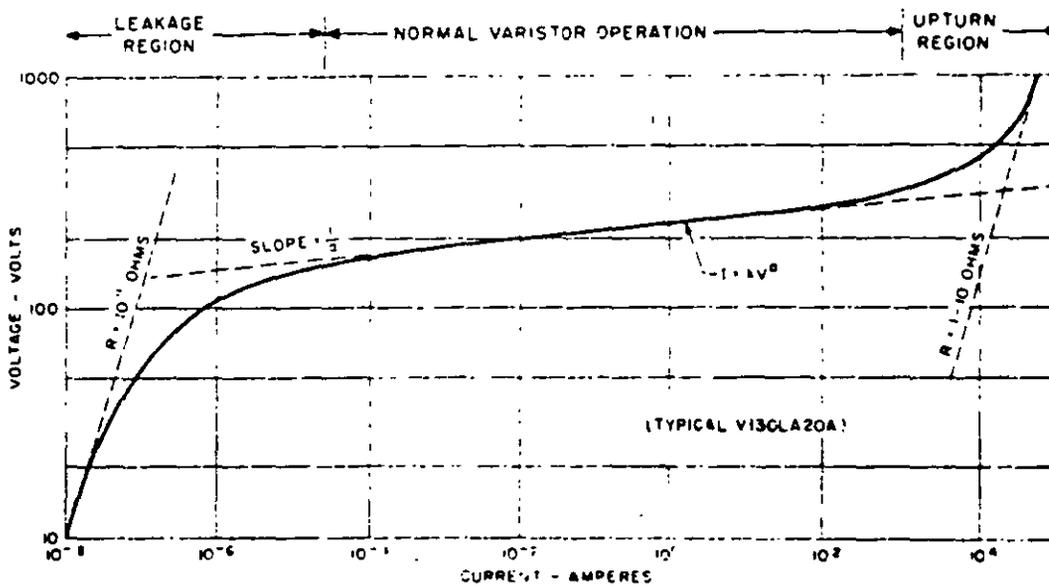
La siguiente figura muestra el modelo electrico equivalente del varistor en forma simplificada.



La siguiente tabla condensa los valores de los diámetros de los discos que componen un varistor de oxido de metal

TIPO DE EMPAQUE	DISC DIAMETER-mm
Molded Axial (MA Series)	3
Radial Lead (LA & ZA Series)	7, 10, 14 & 20
Power (PA Series)	20
High Energy (HE Series)	32

La siguiente figura muestra la curva típica de un varistor en una escala logarítmica.

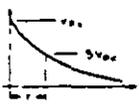
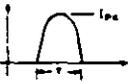
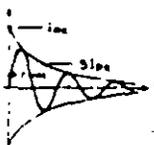
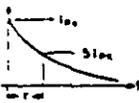
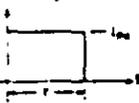


Los varistores son elementos hechos de oxido de metal, siendo éstos elementos similares a los apartarrayos en subestaciones pero para aplicaciones industriales, comerciales, militares o domésticas. La especificación de estos elementos básicamente están relacionados con su voltaje nominal de operación  $V_N$  y al valor de su energía de disipación.

El valor de la energía transitoria está dada en joules (Watt-seg) y es el valor máximo de energía que puede disipar el elemento. Cuando un transitorio es generado por la descarga de una inductancia, (motor o transformador), o bien por una inductancia, el contenido de energía puede ser calculado fácilmente. En muchos casos el transitorio es una fuente externa de magnitud desconocida. Para este caso se hace una estimación basada en la siguiente expresión:

$$E = \int_0^{\tau} V_C(t) I(t) \Delta t = K V_C I \tau$$

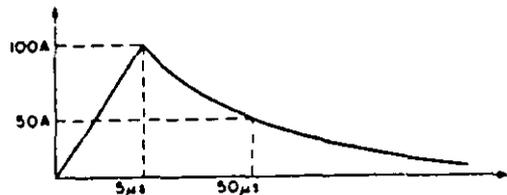
Donde  $E$  es la energía absorbida por el varistor,  $V_C$  es el voltaje de corte o de cebado,  $\tau$  es la duración del impulso y  $K$  es una constante, cuyos valores pueden ser determinados a partir de la siguiente tabla.

WAVESHAPE	EQUATION	K*	WAVESHAPE	EQUATION	K*
	$V_{PK} \sin\left(\frac{\pi}{\tau} t\right)$	0.15		$V_{PK} e^{-t/1.4\tau}$	0.056
	$I_{PK} \sin\left(\frac{\pi}{\tau} t\right)$	0.637		$I_{PK} \sin(\pi t) e^{-t/\tau}$	0.86
	$V_{PK} \left(\frac{t}{\tau}\right)$	0.038		$I_{PK} e^{-t/1.44\tau}$	1.4
	$I_{PK} \left(\frac{t}{\tau}\right)$	0.5		$I_{PK}$	1.0

\*Based upon alpha of 25 to 40.

### Ejemplo

Considere un aparato cuyo voltaje de operación nominal es de 127 Volts, al cual se quiere proteger de un sobrevoltaje transitorio cuya forma de onda es exponencial tal y como se muestra en la siguiente figura:



Se tienen dos tipos de varistores:

V130LA1 GE-MOV II, el cual tiene un valor de energía de 4 J a 130 Volts.

V130LA2 GE-MOV II, el cual tiene un valor de energía de 8 J a 130 Volts.

El máximo voltaje a través del v130LA1 a 100 A es de 500 V para ambos tipos de varistores (este dato puede ser obtenido de las curvas características de voltaje - corriente de las hojas de especificaciones del fabricante).

Determine, cuál tipo de varistor empleará.

Solución:

La onda puede ser dividida en dos partes para poder ser tratada en forma independiente para poder aplicar los factores K para poder determinar la energía absorbida por el varistor.

$$E = KV_C I \tau = (0.5)(500)(100)(5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

$$E = KV_C I \tau = (1.4)(500)(100)(50 - 5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

$$3.28 \text{ J}$$

De lo anterior se concluye que el modelo V130LA1 es justamente el adecuado para esta aplicación, pero para mayor seguridad se deberá emplear el V130LA2, representando éste una mejor selección.

## **SELECCIÓN Y MARGENES DE PROTECCION**

*La selección de los dispositivos de protección contra sobrevoltaje en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico.*

*La coordinación de aislamientos juega un papel muy importante.*

*El éxito de un estudio de coordinación de aislamientos completo será la selección o especificación de la resistencia eléctrica de aislamiento de todos los aparatos, los espacios entre fase y tierra y fase-fase y la distancia de fuga de porcelanas externas. Los apartarrayos de descargas atmosféricas deberán ser también seleccionados, si es requerido, Hileman sugiere, los siguientes pasos cuando se efectúa un estudio de coordinación de aislamientos en una subestación aislada en aire:*

- *Seleccione el valor nominal del apartarrayo*
- *Determine los requerimientos del nivel de aislamiento de los aisladores de porcelana basados sobre condiciones de contaminación y convertir éstos a valores BIL y BSL para la porcelana externa.*
- *Localizar un apartarrayo inmediatamente adyacente a las boquillas del transformador y determine el BIL y BSL del transformador y de las boquillas del transformador, usando las características de los apartarrayos protectores.*
- *Determine el BIL del otro equipo y las distancia de fase a tierra como sea requerido por los sobrevoltajes de descargas atmosféricas asumiendo solamente un apartarrayo en el transformador. Si los BIL's y las distancias son excesivas, sume apartarrayos adicionales y otra vez determine el BIL y las distancias de seguridad.*
- *Determine el BSL del otro equipo, las distancias de fase a tierra y fase-fase como sea requerido por los sobrevoltajes de conmutación.*
- *Determine la necesidad para la protección de interruptores abiertos y si es requerido recomendar el uso de cuernos de arqueo o apartarrayos.*

*Para la selección de apartarrayos para proteger transformadores se pueden tomar las siguientes consideraciones:*

- **ATERRIZAMIENTO**
- **TENSION NOMINAL**
- **CORRIENTE DE DESCARGA**
- **COORDINACION DE AISLAMIENTOS**

## ATERRIZAMIENTO

Para seleccionar la tensión nominal de apartarrayos, los sistemas trifásicos pueden ser clasificados en base al valor de las relaciones  $X_0/X_1$  y  $R_0/X_1$ , Tal y como se muestra en la siguiente tabla

TIPO DE SISTEMA	LIMITE DE LOS VALORES $X_0/X_1$	LIMITE DE LOS VALORES $R_0/X_1$	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO ( $Ca$ )	
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	-
	B	$\leq 3$	$\leq 1$	0.8
	C	$> 3$	$> 1$	1.0
AISLADO	D	- 40 a - $\infty$	-	1.1
	E	0 a - 40	-	Requiere tensión nominal especial

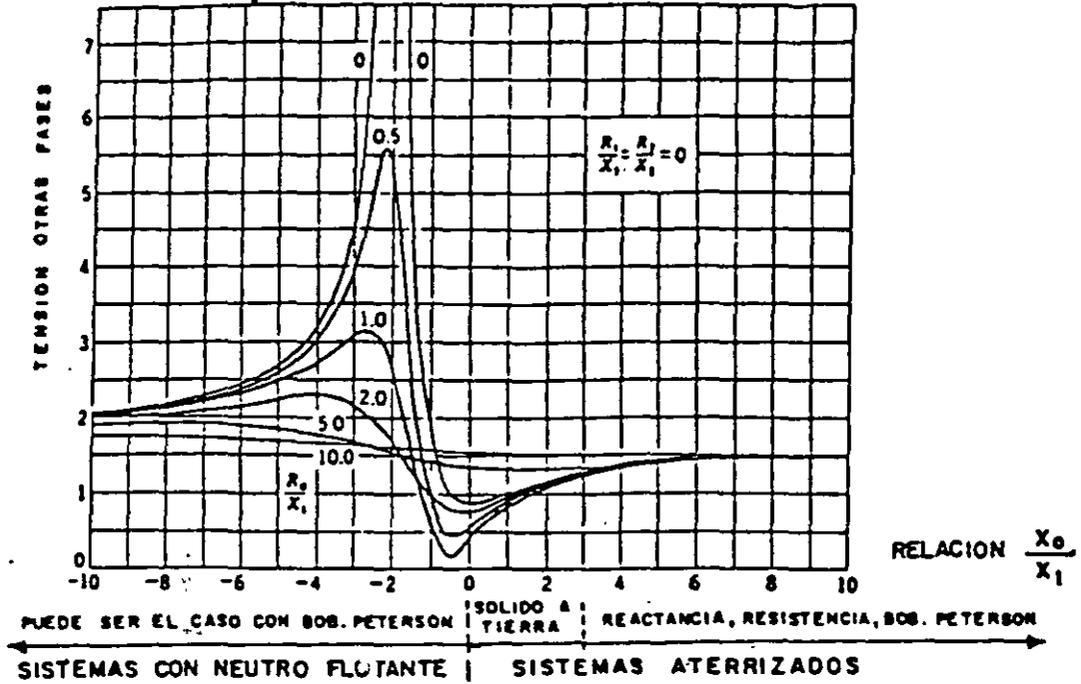
Donde:

- $X_0$  - Reactancia de secuencia cero
- $X_1$  - Reactancia de secuencia positiva
- $R_0$  - Resistencia de secuencia cero
- $Ca$  - Relación de tensión del apartarrayos/tensión del sistema

- Tipo A - Este sistema tiene su neutro conectada en forma efectiva a tierra.
- Tipo B - Este sistema tiene su neutro sólidamente conectado a tierra.
- Tipo C - Este sistema tiene su neutro conectado a través de una resistencia limitadora, reactor, neutralizador de corriente de falla o transformador de tierra.
- Tipo D - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud usual.
- Tipo E - Este sistema tiene su neutro aislado de tierra en circuitos de longitud no usual.

El tipo de falla considerado en la anterior tabla se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra de una de las fases, por lo que las restantes tenderán a tener una mayor tensión que el valor normal.

En la figura siguiente se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla fase a tierra, contra la relación  $X_0 / X_1$  para diferentes valores de  $R_0 / X_1$ .



Si se supone que  $R_1 = R_2 = 0$  entonces:  $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$  y se puede construir para que la

relación  $\frac{X_0}{X_1} = 0$ , el cuadro siguiente:

$\frac{X_0}{X_1}$	Vbc
0	$\sqrt{3} / 2$
1	1
3	1.25
10	1.5
-2	$\infty$
-10	2.02
$\pm \infty$	$\sqrt{3}$

## TENSIÓN NOMINAL

*Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado al neutro del sistema (coeficiente de aterrizamiento), se debe seleccionar la tensión nominal del apartarrayos; De tal forma que no opere cuando haya una falla de una fase a tierra, sino que opere solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisibles.*

*La tensión nominal del apartarrayos se obtiene de acuerdo a la siguiente expresión:*

$$V_{km} = Ca V_{kvl}$$

*donde:*

*$V_{km}$  Tensión nominal de línea a tierra del apartarrayos*

*Ca Coeficiente de aterrizamiento*

*$V_{kvl}$  Tensión nominal de línea a línea del sistema.*

## CORRIENTE DE DESCARGA

*La principal causa de falla de un apartarrayos es la presencia de una excesiva magnitud de corriente, por tal motivo es necesario conocer la forma de onda de corriente (8/20  $\mu$  s) y su magnitud, para poder seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.*

*La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas.*

*Las instalaciones se pueden clasificar en dos grupos*

- Blindadas efectivamente*
- No blindadas efectivamente*

## INSTALACIONES BLINDADAS EFECTIVAMENTE

*El valor cresta de la corriente de descarga depende del nivel aislamiento del sistema (BIL) y la impedancia característica de las resistencias del apartarrayos.*

*En forma aproximada se puede calcular a través de la siguiente expresión:*

$$I_{descarga} = \frac{2.4 (BIL) - V_R}{Z_o}$$

donde:

$BIL$  = Nivel básico de aislamiento de la línea

$V_R$  = Tensión residual del apartarrayos

$Z_o$  = Impedancia característica de la línea.

### INSTALACIONES NO BLINDADAS EFECTIVAMENTE

Los sistemas de distribución generalmente pertenecen a esta clase de instalaciones  
La selección de la corriente de descarga depende de:

- De la importancia de la instalación
- De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- Del nivel de aislamiento de la línea

Un criterio conservador consiste en considerar una corriente de descarga de 20 KA, existe otro criterio en considerar una corriente de 10 KA.

La siguiente tabla facilita la selección de un apartarrayos de distribución:

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA 1.2/50µs kV cresta	MAXIMA DESCARGA ONDA 250/2500µs kV cresta	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 µs				
	C62.1 1971	C62.1 1974				1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA
	3	11	11	10	8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40
	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8
	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79

## COORDINACION DE AISLAMIENTOS

*En la práctica por razones de tipo económico, en algunos casos, los sistemas eléctricos tienen el riesgo de que se presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos equipos.*

*Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.*

### CRITERIO PARA COORDINACION DE AISLAMIENTOS PARA UNA INSTALACION DE DISTRIBUCION.

*Es suficiente con considerar la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas.*

*Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:*

*Descarga de impulso ( $T_i$ ) = 0.15 p.u.*

*Descarga de corriente ( $T_D$ ) = 0.20 p.u.*

*Las relaciones de protección se pueden definir como:*

$$C_i = \frac{BIL}{V_{km} (1 + 0.66 T_i)} = \frac{BIL}{1.1 V_{km}}$$

$$C_D = \frac{BIL}{V_{km} (1 + 0.66 T_D)} = \frac{BIL}{1.3 V_{km}}$$

$$1.2 \leq C_i \leq 1.4,$$

$$1.2 \leq C_D \leq 1.4.$$

*Donde:*

**BIL** Nivel Básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger

$V_{kv}$  Tensión de descarga al impulso, onda 1.2/50  $\mu$  s del apartarrayos.

$V_{kvD}$  Tensión de descarga del apartarrayos, para la onda 8/20  $\mu$  s del apartarrayos.

Un resumen de las recomendaciones de las características de resistencia a voltajes es encontrado en las normas ANSI C92.2-1976, las cuales muestran los valores preferidos de BIL y BSL para el equipo.

Los valores recomendados aplican cantidades estadísticas y convencionales.

Por ejemplo, para un transformador de 13.8 Kv el BIL es de 95 Kv, aunque valores bajos de 75 Kv y 50 Kv son aplicados a transformadores de tipo seco.

El BLS completo para el transformador de 13.8 Kv es de 75 Kv.

El margen entre el voltaje nominal y el BIL disminuye cuando el valor nominal se incrementa.

El BIL de un equipo con un máximo voltaje de diseño de 362 Kv es de 1,300 Kv.

Las máquinas rotatorias raramente tienen una exposición directa a descargas atmosféricas, debido a que los generadores por ejemplo están conectados a través del sistema por medio de un transformador; caso similar en los motores dentro de una planta industrial. Por esta razón el BIL es más bajo. La norma ANSI es  $1.25(\sqrt{2} * 2 E + 1)$ , donde E es el voltaje nominal de línea a línea en KV.

El BIL de un generador de 23 Kv es 83 Kv.

Considere la siguiente tabla de la respuesta típica de apartarrayos autovalvulares:

LINEA TIERRA TENSION NOMINAL <sup>1</sup> KV RMS	DESCARGA A 60 Hz KV RMSA	DESCARGA ONDA 1.2/50 <sup>2</sup> KV cresta	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 <sup>3</sup>					
			1.5 KA	3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	65 KA
			KV cresta	KV cresta	KV cresta	KV cresta	KV cresta	KV cresta
3	11	19	9	11	12	13	15	18
6	22	33	19	22	24	26	30	36
10	27	43	29	33	36	39	44	54
12	36	57	39	44	48	52	59	72
15	44	65	48	55	60	65	74	90
18	50	76	58	65	72	78	88	108
21	56	78	68	75	80	90	103	126

(1) Tensión nominal depende del factor de aterrizamiento ( $C_a$ )  
El factor de aterrizamiento ( $C_a$ ) tiene los siguientes valores típicos:

- 0.7 a 0.9 Para sistemas efectivamente aterrizados
- 0.9 a 1.0 Para sistemas aterrizados por reactancia
- 1.1 Para sistemas con neutro flotante

- (2) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos  
(3) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

Tolerancia de respuesta de los apartarrayos.

Tipo de apartarrayo	Descarga al impulso de onda	descarga de corriente de onda
Distribución	0.15	0.20
Estación	0.10	0.15

Los apartarrayos se deben instalar lo más próximo posible a los aparatos que van a proteger. Pero para mantener el margen de protección no debe ser instalado a una distancia mayor que

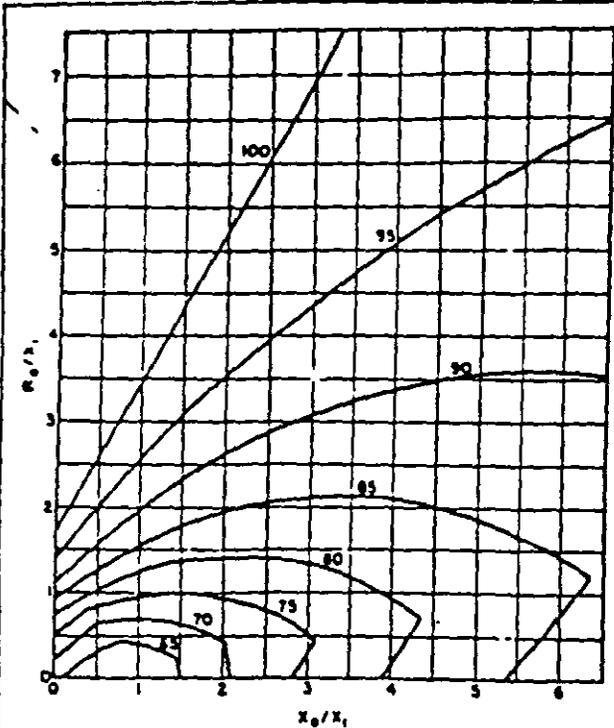
$$S = 150 \frac{V_{KVAP}}{n}$$

En donde:

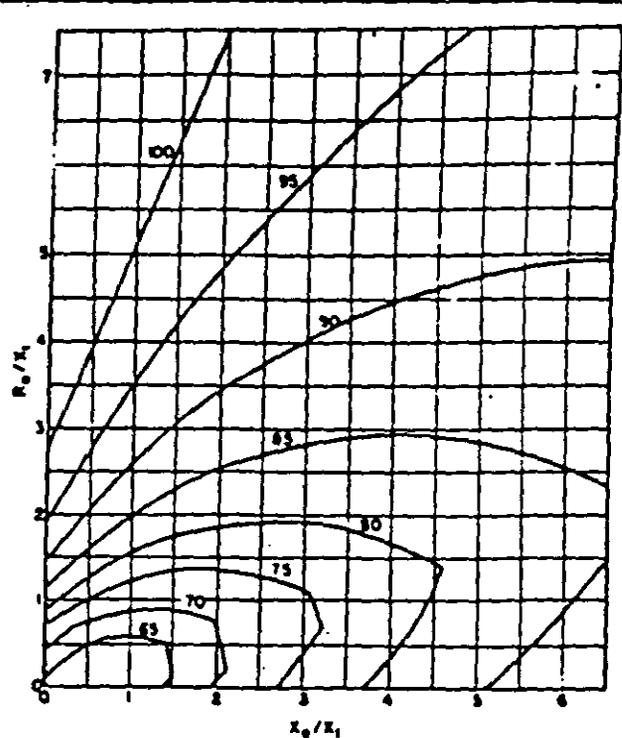
$S$  = Distancia máxima permisible de instalación del apartarrayos con relación al aparato protegido en (m)

$V_{KVAP}$  = Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda, de operación del apartarrayos.

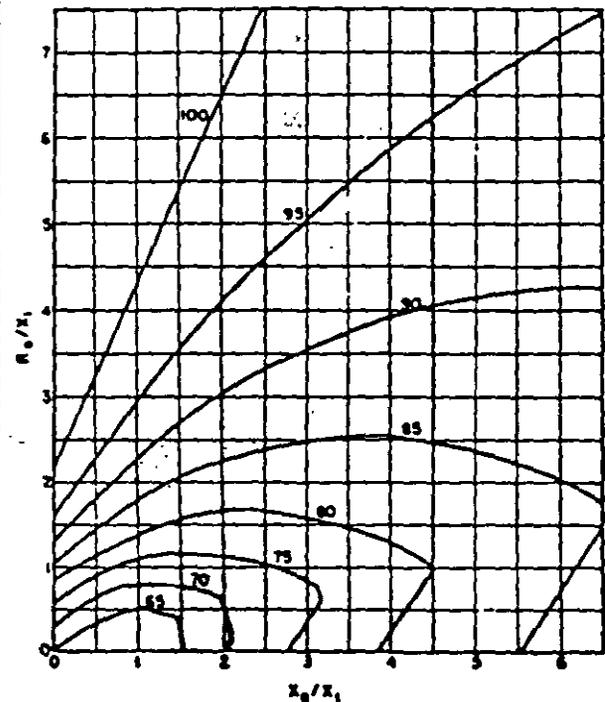
$n$  = Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarrayos en KV/ $\mu$ s



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$ .



(c) Voltage conditions for  $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$ .



(b) Voltage conditions for  $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$ .

Figure  
Maximum Line-to-ground Voltage at  
Fault Location for Grounded Neu-  
tral System Under Fault Condition.

## NIVELES DE AISLAMIENTOS EN EQUIPOS

*En los sistemas eléctricos los equipos están sujetos a sobretensiones de diferentes magnitudes y tiempos de duración, cuyas características dependen de su origen.*

*La siguiente tabla condensa los tipos de onda su forma y el origen:*

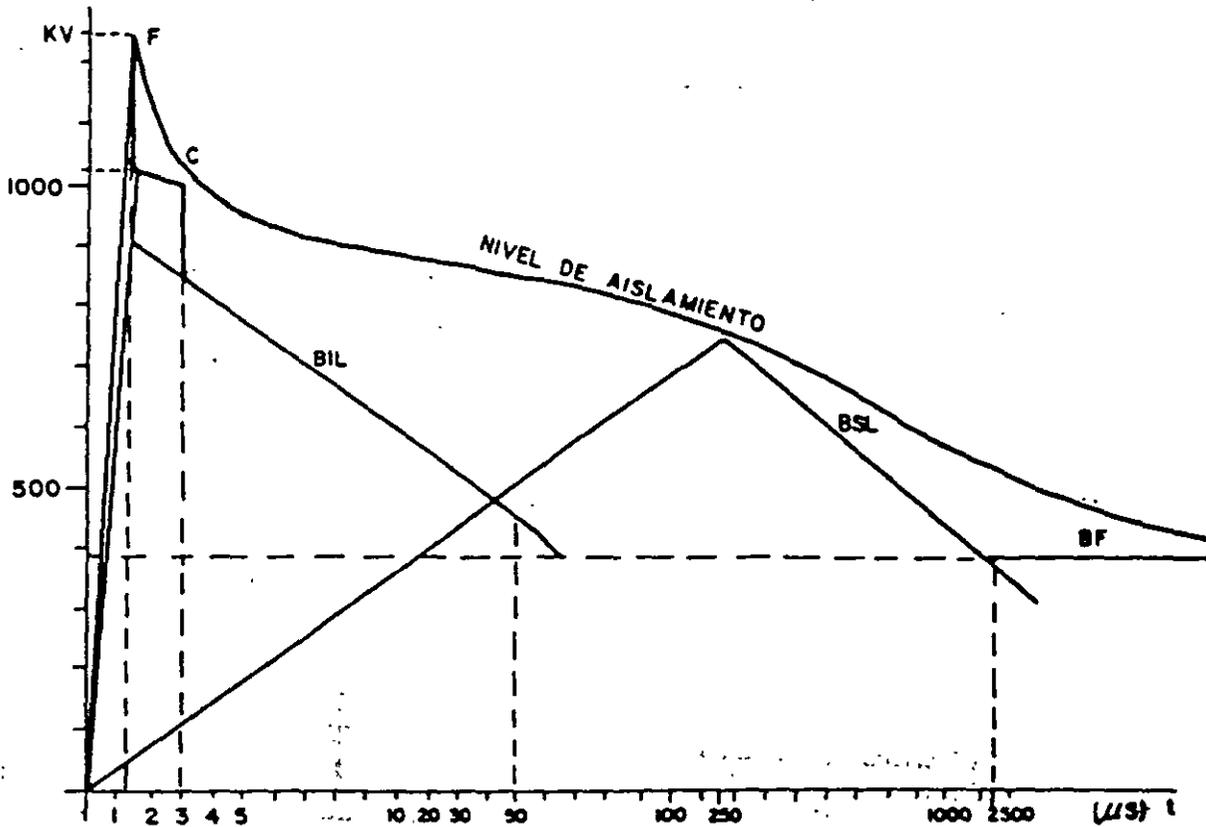
<b>SOBRETENSIONES</b>	<b>FORMA</b>	<b>ORIGEN</b>
FRENTE DE ONDA	RAMPA . TIEMPO DE DURACIÓN MENOR A 1.5 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE GRAN MAGNITUD, CORTADA EN EL FRENTE.
ONDA CORTADA	TRAPECIO. TIEMPO DE DURACION 1.2 A 3 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE MEDIANA MAGNITUD, CORTADA EN LA COLA..
IMPULSO DE RAYO (BIL)	ONDA COMPLETA EXPONENCIAL DE 1.2 / 50 us	DESCARGA ATMOSFERICA SOPORTADA POR LOS AISLAMIENTOS DEL SISTEMA
IMPULSO DE MANIOBRA (BSL)	ONDA COMPLETA DOBLE EXPONENCIAL DE 250/2500	SOBRETENSIÓN PRODUCIDA POR MANIOBRAS EN UN SISTEMA.
BAJA FRECUENCIA	SENOSOIDAL A LA FRECUENCIA DE GENERACIÓN DEL SISTEMA, TIEMPO DE DURACION DE CUATRO CICLOS A UN MINUTO	CORTO CIRCUITO DE FALLA A TIERRA, LÍNEAS EN VACIO, FERRORESONANCIA ETC.

*Al conjunto de requerimientos dieléctricos que debe soportar los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina nivel de aislamiento*

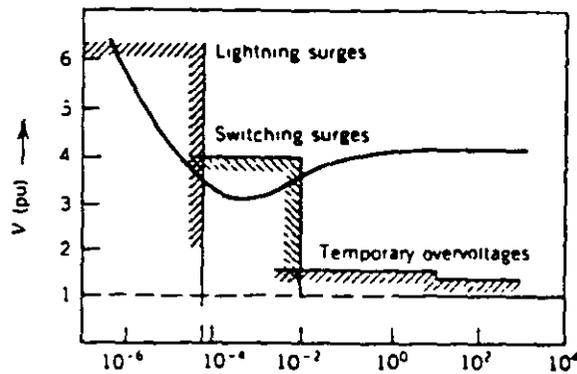
*Considérese un transformador sumergido en aceite de 230 Kv en A.T. conectado en delta con un nivel básico de impulso de 900 Kv, sus devanados de alta tensión deben poder soportar sin dañarse las siguientes sobretensiones, de acuerdo a las normas ANSI-C57-12-00.*

<i>FRENTE DE ONDA (F)</i>	<i>1240 KV CORTADA EN 1.24 us</i>
<i>ONDA CORTADA (C)</i>	<i>1035 KV CORTADA EN 3 us</i>
<i>ONDA COMPLETA (BIL)</i>	<i>900/1.2/50</i>
<i>ONDA MANIOBRA (BSL)</i>	<i>750/250/2500</i>
<i>BAJA FRECUENCIA</i>	<i>395 Kv A 60 Hz. Un minuto.</i>

En la siguiente figura se muestra el perfil de sobretensiones de aguante:



Otro perfil para líneas de transmisión:



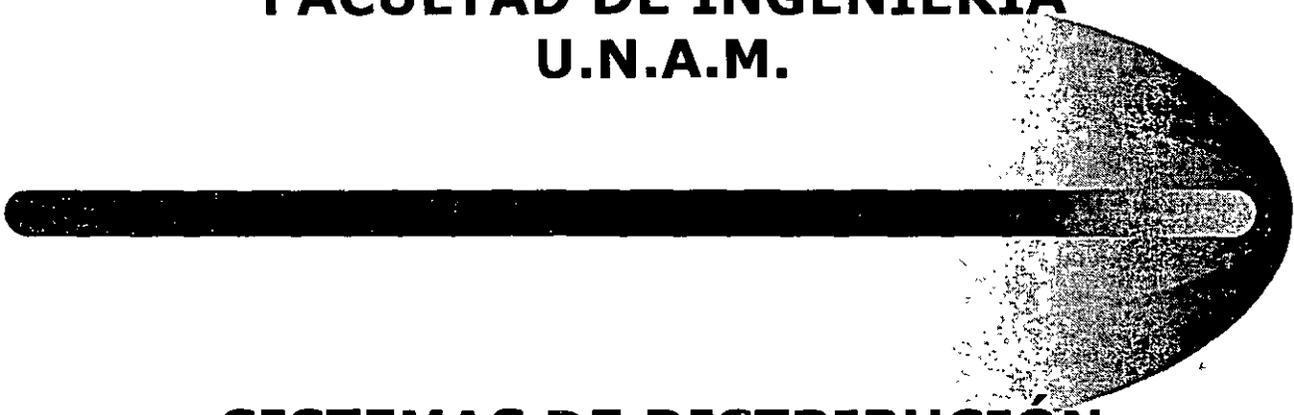
A continuación se muestra la tabla los diferentes transformadores de distribución con sus correspondientes niveles de voltaje de prueba a los cuales deben estar sujetos:

NIVEL (KV)	60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO (KV)			1.2 X 50µS PRUEBA DE IMPULSO (KV CRESTA, ONDA COMPLETA)				
	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO
1.2	14.4	14.4	5.66		45	30	10	
2.4							20	45
2.5	21.2	21.2	14.4		60	45		
4.16				26.9				60
4.8							25	
5.0	26.9	26.9	16.9		75	60		
7.2				51				75(95)*
8.32							35(65, 75)*	
8.7	36.8	36.8	26.9		95	75		
13.8				51				95
14.4							50(65, 95)*	110
15.0	48.1	48.1	43.9		110	95		
25.0	70.8	70.8			150	150		
34.5	99	99			200	200		

ANSI C37.4a-1958 (R 1971); ANSI C37.6-1971; ANSI C37.41-1969(R 1974); IEEE Std 20-1973 (ANSI C37.13-1973); IEEE Std 462-1973 (ANSI C57.12.00-1973).

LOS VOLT/ ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEMENTE DISPONIBLES COMO OPCIONES

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**AHORRO DE ENERGÍA EN SISTEMAS DE  
DISTRIBUCIÓN**

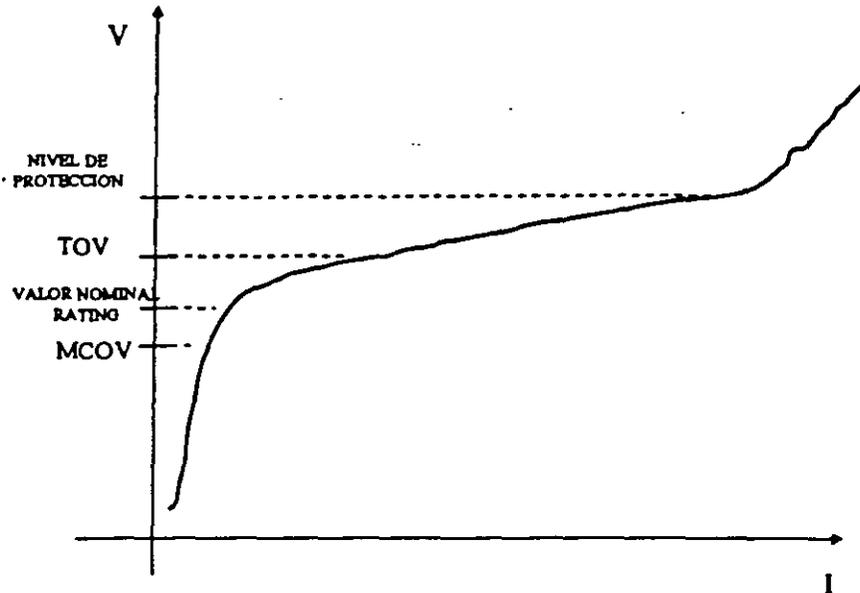
**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

**ENERO 2005**

## MCOV (MAXIMUM CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE)

Es el máximo voltaje el cual puede ser continuamente aplicado a través del apartarrayo sin afectar la capacidad del apartarrayo.

## OPERACION DE UN APARTARRAYO



MCOV  
TOV  
RATING

POR SIEMPRE  
DE HORAS CICLO DEPENDIENDO DEL NIVEL  
DEFINIDO POR ANSI STANDAR C62.11 (relacionado con  
apartarrayos de (carburo de silicio)

### **NIVEL DE PROTECCION**

PROTECCION Voltaje del apartarrayos contra magnitud corriente de  
sobrevoltaje (1,500 A a 20,000 A)

**VALOR DE DURACION DE CICLO.-** Una prueba definida por las normas ANSI

**CAPACIDAD DE MANEJO DE ENERGIA.-** La capacidad para absorber la  
energía de los sobrevoltajes sin los discos de los apartarrayos de Oxido de Metal  
se perforen o se rompan.

El aguante o resistencia a la sobre tensión es a menudo expresada en términos de  
sus niveles de aislamiento BIL y BSL

**BIL.-** Basic Insulation Level, este término al principio era relacionado con la  
duración corta de una descarga atmosférica, pero ahora el término está definido  
como Basic Lightning Impulse Insulator Level. Y está relacionado con el nivel  
basico que puede soportar un equipo.

**BSL.- Basic Switching Impulse Insulation Level.**, esta relacionado con el nivel de aislamiento que soporta un equipo al existir conmutación.

El término "impulse" está relacionado al voltaje de aislamiento desarrollado en un laboratorio y este es diferente del término "surge" que implica al transitorio desarrollado durante una descarga en la naturaleza.

### **PROBLEMA**

*¿Qué MCOV es requerido para un apartarrayo conectado sobre una línea de 230 Kv nominal, para un sistema cuyo voltaje máximo es 242 Kv ?.*

$$MCOV = \frac{242 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 139.718 \text{ V} \cong 140 \text{ KV}$$

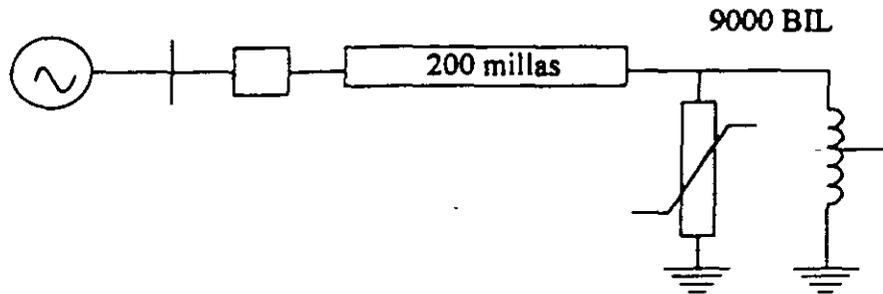
### **PROBLEMA**

*¿Qué MCOV es requerido para un apartarrayo de una línea a tierra sobre un sistema de 13.2 Kv nominal y 13.9 KV de voltaje máximo ?. El apartarrayo está conectado en la esquina del embobinado del terciario de un transformador. (delta), con una esquina permanentemente aterrizada?*

*R.- 13.9 KV pero como no existe , se selecciona el siguiente , el cual es de 15.3 KV.*

### **EJEMPLO DE APLICACIÓN DE SELECCIÓN DE UN APARTARRAYO DE OXIDO DE METAL**

*Determine el valor mínimo MCOV del apartarrayo, bajo la situación definida abajo:*



*Voltaje de operación máximo = 362 KV*

*1.30 p. u. de sobrevoltaje (SLGF), un segundo de tiempo de respaldo para restablecimiento de transitorio de enérgización 2.50 p. u.*

*Condiciones estándar.*

**SOLUCION**

**REQUERIMIENTOS DE MCOV (DE LINEA A TIERRA)**

$$V_{LG} = \frac{362 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 209 \text{ KV}$$

**MCOV MINIMO = 209 KV**

**REQUERIMIENTOS DE TOV**

$V_{TOV} = 1.30 \left( \frac{362}{\sqrt{3}} \right) = 271 \text{ KV}$ , para un segundo, basado sobre el tiempo de respuesta del interruptor.

# Protective Ratios

The three-point method is usually applied for insulation coordination. In this method the protective ratios are calculated at three separate points within the volt-time domain; namely, switching surge, full wave, and chopped wave regions. If the following protective ratios are met or exceeded, satisfactory insulation coordination will be achieved according to the minimum recommendations given in ANSI C62.2.

$$\frac{\text{Chopped Wave Withstand}}{\text{Front-of Wave Protective Level}} \geq 1.20$$

≥ 1.20

These calculated protective ratios assume negligible arrester lead length and separation distance between the arrester and the transformer.

In many cases, the calculated protective ratios exceed the minimum protective ratios recommended by ANSI by a considerable amount in actual power system applications.

- $\frac{\text{Switching Surge Withstand (BSL)}}{\text{Switching Surge Protective Level}} \geq 1.15$
- $\frac{\text{Full Wave Withstand (BIL)}}{\text{Impulse Protective Level}} \geq 1.20$

TABLE 2 - TRANQUELL XE ARRESTER CHARACTERISTICS

(1) ARRESTER RATING kV RMS	(2) MCOV MAXIMUM CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE CAPABILITY kV RMS	(3) TOV ONE SECOND TEMPORARY OVERVOLTAGE CAPABILITY kV RMS	(4) FRONT-OF WAVE PROTEC- TIVE LEVEL kV CREST	(5) MAXIMUM DISCHARGE VOLTAGE (kV CREST) AT INDICATED PULSE CURRENT FOR AN 8/20 μs CURRENT WAVE								(6) MAXIMUM SWITCHING SURGE PROTECTIVE LEVEL kV CREST AT INDICATED CURRENT	
				1.5 kA	3.0 kA	5.0 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA	kV	kA	
				2.7	2.2	3.1	7.8	5.9	6.2	6.5	6.9	7.4	7.8
3.0	2.55	3.6	9.1	6.9	7.2	7.5	8.0	8.6	9.0	10.3	6.3	0.5	
4.5	3.7	5.3	13.0	9.9	10.3	10.8	11.5	12.3	12.9	14.8	9.0	0.5	
5.1	4.2	6.0	14.8	11.2	11.8	12.3	13.1	14.0	14.7	16.9	10.3	0.5	
8.0	5.1	7.3	17.9	13.8	14.2	14.8	15.8	16.9	17.7	20.3	12.4	0.5	
7.5	6.1	8.8	21.4	16.2	17.0	17.7	18.9	20.2	21.2	24.3	14.8	0.5	
8.5	6.9	9.9	24.2	18.4	19.2	20.0	21.4	22.9	24.0	27.5	16.8	0.5	
9.0	7.65	11.0	28.8	20.2	21.1	22.0	23.5	25.1	26.4	30.2	18.4	0.5	
10	8.4	12.1	29.3	22.2	23.3	24.2	25.9	27.7	29.1	33.3	20.3	0.5	
12	10.2	14.7	35.5	26.9	28.2	29.4	31.4	33.5	35.2	40.4	24.8	0.5	
15	12.7	18.3	44.2	33.5	35.1	36.8	39.1	41.8	43.9	50.3	30.8	0.5	
18	15.3	22.0	53.3	40.4	42.3	44.1	47.1	50.3	52.8	60.6	36.8	0.5	
21	17.0	24.5	59.1	44.8	46.9	48.9	52.3	55.8	58.7	67.2	40.9	0.5	
24	19.5	28.1	67.8	51.4	53.8	56.1	60.0	64.1	67.3	77.1	46.9	0.5	
27	22.0	31.7	76.5	58.0	60.8	63.3	67.7	72.3	75.9	87.0	52.9	0.5	
30	24.4	35.2	84.9	64.3	67.4	70.3	75.1	80.2	84.2	96.5	58.7	0.5	
36	29.0	41.8	101	76.4	80.0	83.4	89.2	95.2	100	115	69.7	0.5	
39	31.5	45.4	110	83.0	86.9	90.6	96.9	104	109	125	75.8	0.5	
45	36.5	52.8	128	96.8	102	108	113	121	127	146	86.3	0.5	
48	39	56	136	103	108	113	120	128	135	155	83.8	0.5	
54	44	63	144	111	116	120	127	135	141	159	102	0.5	
60	49	70	160	124	129	134	141	150	157	177	113	0.5	
66	53	78	175	136	142	147	155	165	172	194	124	0.5	
72	58	85	191	148	154	160	169	179	186	212	136	0.5	
90	73	106	239	185	193	200	211	224	234	264	169	0.5	
96	78	113	255	197	206	213	225	239	250	282	181	0.5	
108	87	127	287	222	232	240	254	270	282	318	204	0.5	
120	96	142	321	249	259	269	284	301	315	355	236	1.0	
132	107	155	353	273	285	296	312	331	346	390	258	1.0	
144	117	170	382	296	309	320	336	356	375	423	280	1.0	
168	136	198	446	345	360	373	394	418	437	493	328	1.0	
172	140	203	467	353	369	382	404	429	448	505	334	1.0	
180	146	212	477	360	385	399	422	448	468	528	349	1.0	
182	156	228	509	394	411	426	450	477	499	563	372	1.0	
228	185	269	604	467	487	505	534	566	592	666	442	1.0	
240	194	283	635	491	513	531	562	596	623	703	466	1.0	
258	209	304	683	528	551	571	604	641	670	756	518	2.0	
264	214	311	699	540	564	584	618	655	685	773	530	2.0	
278	224	325	730	565	589	611	646	685	716	806	564	2.0	
288	233	340	762	589	615	637	674	715	747	843	578	2.0	
294	238	347	778	602	628	650	688	730	763	860	590	2.0	
300	243	354	795	615	641	665	703	745	779	879	603	2.0	
312	253	368	826	639	667	691	731	775	810	914	627	2.0	
336	272	398	890	688	718	744	787	835	872	984	675	2.0	
360	292	424	953	737	769	797	843	894	934	1054	723	2.0	

Es necesario determinar la energía antes de que la curva TOV pueda ser aplicada

Asumiendo que el apartarrayo descarga un sobrevoltaje de conmutación 2.5 p. u. antes del evento TOV (falla de línea a tierra) ocurra sobre el sistema.

Empleando la curva de sobretensión de conmutación contra energía de descarga del apartarrayo

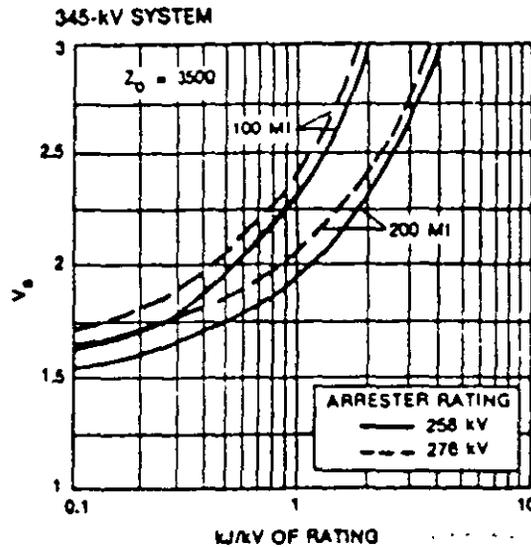


Figure Prospective switching surge  $V_s$  (Per unit of  $345\sqrt{2/\sqrt{3}}$ ) vs arrester discharge energy.

Y empleando la siguiente tabla

TABLE 3		
ARRESTER RATINGS (KV)	ENERGY CAPABILITY	
	KJ / KV OF RATINGS	KJ / KV OF MCOV
2.7 - 48	4.0	4.9
54 - 360	7.2	8.9
396 - 612	13.6	17.0

Se tiene que la energía inicial p.u. =  $2.5 \text{ KJ / KV} / 7.2 \text{ KJ / KV} = 0.35 \text{ p.u. de capacidad}$ .

Entonces se usa 0.5 p.u. de energía inicial sobre la curva TOV.

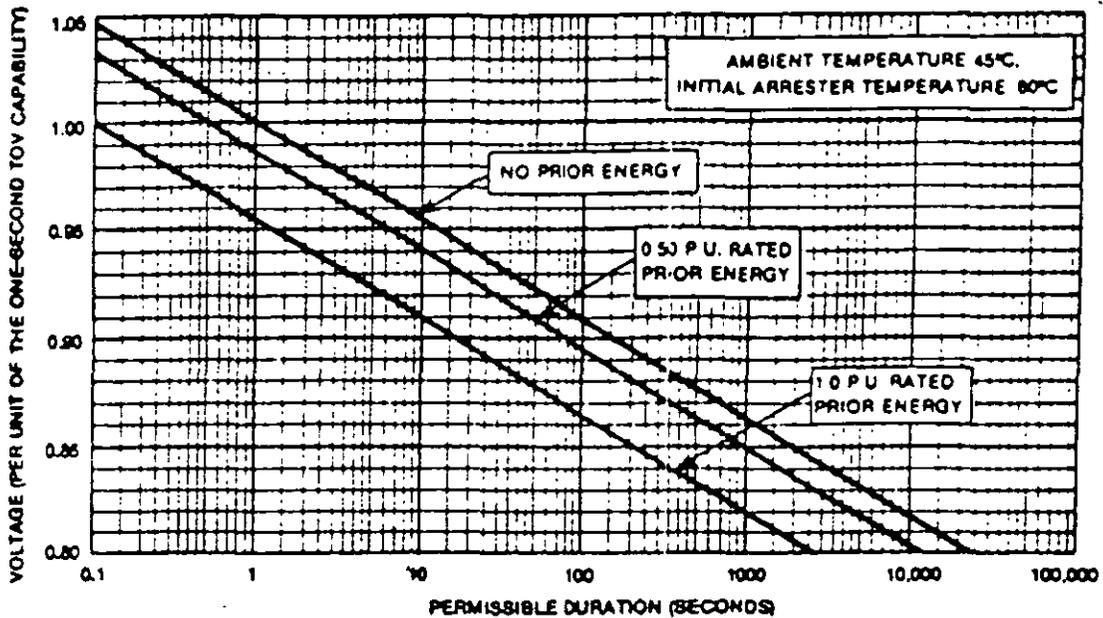


Figure 1. Temporary power frequency overvoltage capability expressed in per unit of the one-second TOV capability for various initial absorbed energies.

Encontrándose el factor  $TOV = 0.988$

La capacidad  $TOV = 271 \text{ KV} \cdot 0.988 = 274 \text{ KV}$  a este valor le corresponde un MCOV de 194 KV, según la tabla 2.

Por lo tanto

- Requisitos MCOV = 209 KV MCOV
- Requisitos TOV = 194 KV MCOV

El mínimo de MCOV en el apartarrayo que puede ser empleado es de 209 KV MCOV

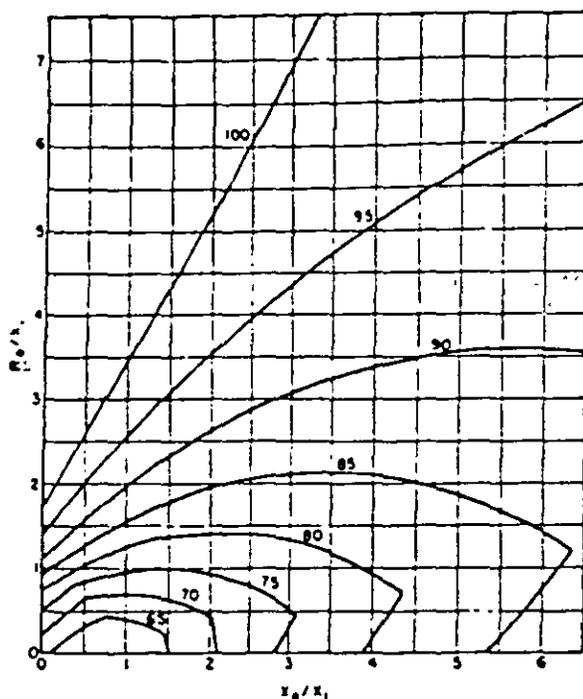
## SELECCIÓN DE APARTARRAYOS AUTOVALVULARES Y DE EXPULSION

Para la selección de los apartarrayos es necesario determinar el máximo voltaje de baja frecuencia que puede presentarse en el punto del sistema en el que van a instalarse los apartarrayos. La magnitud que definen los sobrevoltajes están definidos por las relaciones:

$$\frac{X_0}{X_1}, \frac{R_0}{X_1} \quad (*)$$

donde:  $X_1$  es la reactancia positiva del sistema vista desde el punto considerado,  $X_0$  es la reactancia positiva de secuencia cero y  $R_0$  es la resistencia de secuencia cero.

En la siguiente figura se observan los voltajes a tierra debidos a fallas monofásicas a tierra en sistemas con neutros conectados a tierra.



En la gráfica se muestra la magnitud de los sobrevoltajes a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresada en por unidad, con respecto al voltaje entre hilos existente antes de ocurrir la falla, en función de las relaciones (\*). A partir de esto se pueden seleccionar los apartarrayos. Se han trazado estas curvas suponiendo  $R_1 = R_2 = 0$ ; para valores distintos de cero los sobrevoltajes de baja frecuencia son ligeramente inferiores a los indicados.

Considérese primeramente el hecho de que los sistemas eléctricos se clasifican, desde el punto de vista de conectar los neutros y en función de las relaciones (\*) en cinco grupos, A, B, C, D, y E. Los cuales corresponden a los sistemas con las características resumidas en la siguiente tabla:

TIPO DE CONEXIÓN A TIERRA	ESTADO DEL NEUTRO	$\frac{X_0}{X_1}$	$\frac{R_0}{X_1}$
A	CONECTADO	$0 < \frac{X_0}{X_1} < 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} < 1$
B	CONECTADO	$0 < \frac{X_0}{X_1} \leq 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} \leq 1$
C	CONECTADO	$\frac{X_0}{X_1} > 3$	$\frac{X_0}{X_1} > 1$
D	AISLADO	$-\infty < \frac{X_0}{X_1} < -40$	
E	AISLADO	$-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$	

Como puede observarse en la figura, en los sistemas A y B, los sobrevoltajes de baja frecuencia que pueden producirse en estos sistemas a causa de una falla monofásica a tierra no exceden el 80 % del voltaje entre fases existente antes de la falla. Por lo tanto en estos sistemas podrán utilizarse pararrayos cuyo voltaje nominal (que es igual al de cebado) sea igual al 80 % del máximo voltaje de operación entre fases. Para tomar en cuenta las elevaciones de voltaje de operación que pueden producirse por varias condiciones de operación, por ejemplo al final de una línea larga en vacío o con poca carga, o bien a causa de una pérdida súbita de carga de un generador, se suele tomar como voltaje máximo de operación un voltaje 5% mayor que el voltaje normal de operación.

**Ejemplo:**

Considérese un sistema eléctrico cuyo voltaje nominal entre fases es de 230 kV y que corresponde al tipo B. Los apartarrayos que se utilicen deberán tener el siguiente voltaje nominal:

$$230 \text{ kV} \times 1.05 \times 0.8 = 193.2 \text{ kV}$$

Tomándose el valor normalizado inmediatamente superior que se de 195 kV.

En los sistemas de tipo A, pueden emplearse apartarrayos cuyo voltaje nominal sea 75% del voltaje máximo de operación, entre fases.

Los sistemas de tipo C corresponden aquellos sistemas con neutro conectado a tierra a través de una impedancia. De acuerdo a lo anterior los sobrevoltajes debidos a fallas monofásicas a tierra pueden llegar alcanzar valores del 100% del voltaje entre fases y aún algo mayores.

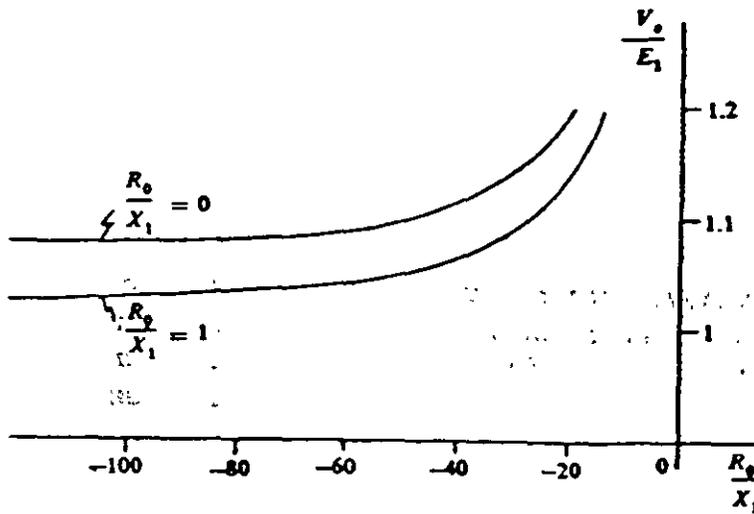
**Ejemplo:**

Sea un sistema cuyo voltaje nominal de operación entre líneas es de 230 kV y en el cual los neutros de los transformadores están conectados a través de una impedancia, es decir corresponde a un sistema de tipo C, se empleará un apartarrayos cuyo voltaje nominal es:

$$230 \text{ kV} \times 1.05 \times 1 = 241.5 \text{ kV}$$

En la práctica se tomará el valor normalizado inmediatamente superior que es de 242 kV.

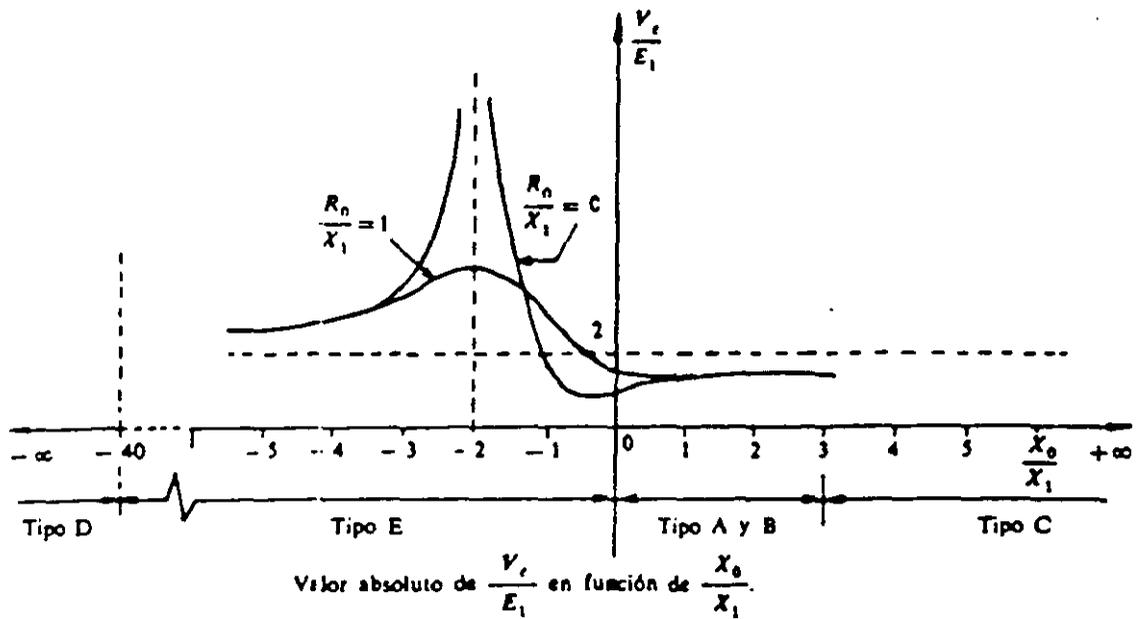
En los sistemas de tipo D, el comportamiento de los sobrevoltajes a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, puede observarse en la siguiente figura:



Como puede observarse en esta figura, los sobrevoltajes de fase a tierra en las fases no afectadas por la falla pueden ser mayores que el voltaje entre fases antes de la falla. Por lo tanto es recomendable usar un apartarrayo cuyo voltaje nominal sea 110% del voltaje máximo de operación.

Para el caso de sistemas del tipo E, en los cuales se tiene el neutro aislado y  $-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$ , los sobrevoltajes que pueden presentarse en las fases no afectadas al

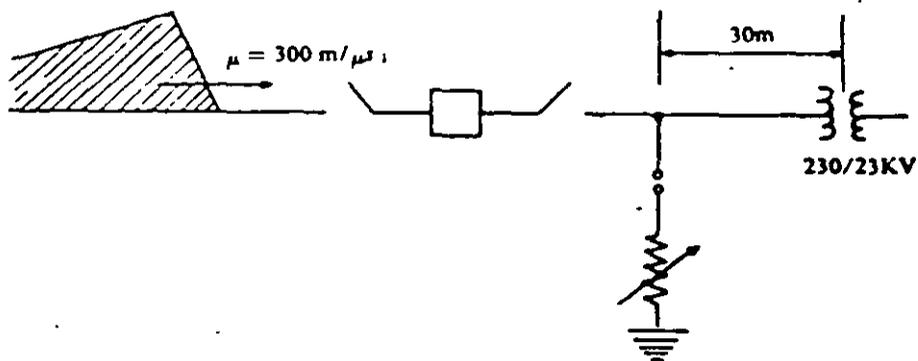
ocurrir una falla a tierra son muy altos, especialmente si la relación  $\frac{X_0}{X_1}$  es del orden de -2, como puede apreciarse en la siguiente figura.



Por último se deberá tomar en cuenta la localización de los apartarrayos para su correcto funcionamiento.

### LOCALIZACIÓN DE LOS APARTARRAYOS

La localización de los apartarrayos con respecto al equipo que se pretende proteger. Considérese el caso de la subestación de 230 a 23 kV cuyo diagrama unifilar se muestra en la siguiente figura:



Se han instalado apartarrayos de 195 kV para proteger al transformador de los sobrevoltajes transitorios. Los apartarrayos están conectados a treinta metros del transformador y tienen un voltaje de cebado de 500 kV. Se debe de considerar que el apartarrayos no funciona mientras no se alcance el voltaje de cebado, es decir funciona como un aislador. Entonces la pregunta es: ¿cuál es el voltaje que se alcanza antes del cebado considerando que el apartarrayo esta retirado 30 m del equipo (transformador) que pretende proteger?. Para ello se emplea la siguiente fórmula:

$$E = E_d + 2 \left( \frac{dv}{dt} \right) \frac{L}{300},$$

donde:

$E$  = Voltaje que aparece en el punto considerado en kV.

$E_d$  = Voltaje de descarga del apartarrayos en kV.

$L$  = distancia entre el apartarrayos y el punto consirerado.

$\frac{dv}{dt}$  = Pendiente del frente de onda incidente en kV / $\mu$ seg.

#### **Ejemplo:**

Considere el caso del sistema anteriormente descrito en el cual se tiene una onda de sobrevoltaje que incide sobre el equipo con una pendiente de frente de onda de 1000 kV / $\mu$ seg.

Entoces el voltaje que aparece en el transformador es:

$$E = 500 + 2 \cdot 1000 \cdot \frac{30}{300} = 700 \text{ kV}$$

Entonces lo anterior muestra el hecho de que los apartarrayos estén separados 30 metros del transformador, significa que a éste llegue en un momento dado un 40% más del voltaje des descarga del apartarrayos. Por lo que indica que se deberá instalar los apartarrayos lo más cercano posible del equipo.

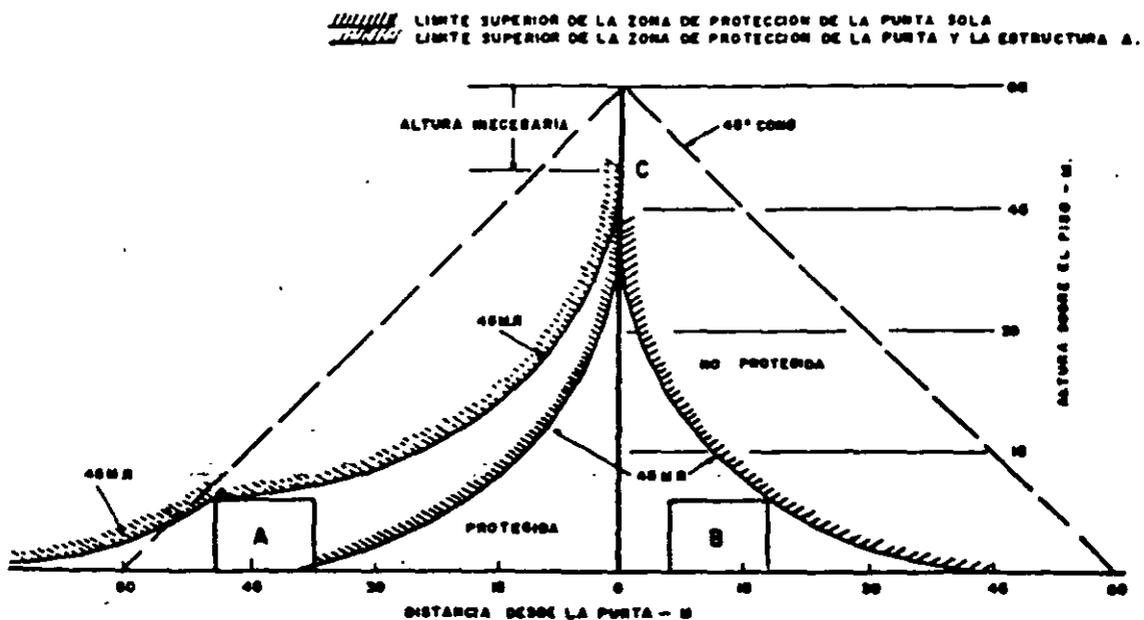
## SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS

Para la protección de edificios se considera un nivel básico de impulso de 1400 kv.  
El criterio de protección de edificios tratado aquí, se basa en el estudio realizado por el Illinois Institute of Technology.

Este estudio produjo los datos condensados en la siguiente tabla

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL PISO (METROS)	ANGULO DE PROTECCION (GRADOS)
7,50	60
15,00	47
22,50	33
30,00	20
37,50	10
45,00	0
52,50	-10
60,00	-20

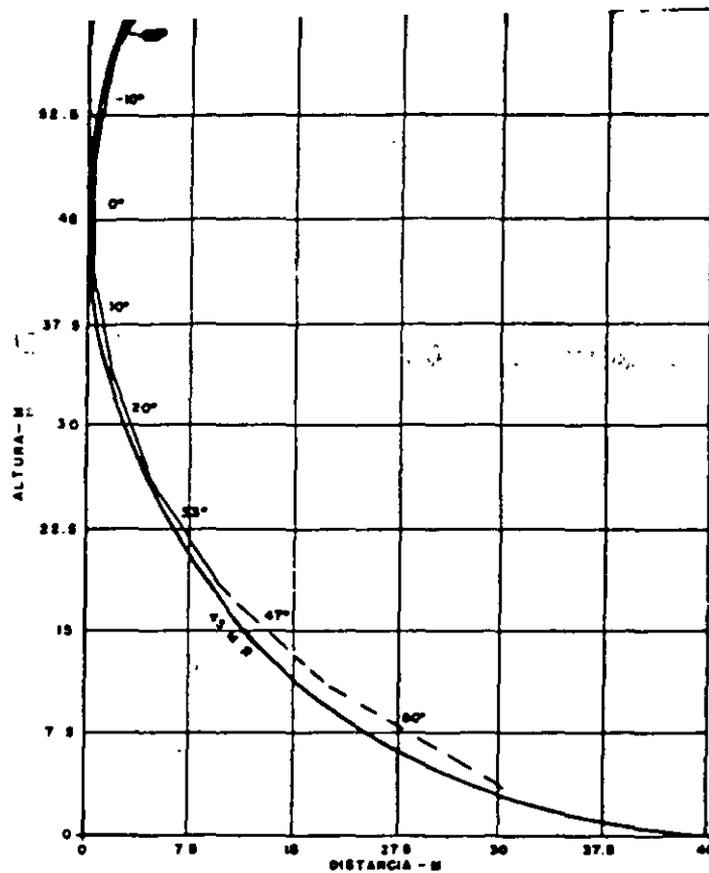
## ANALISIS DE PROTECCION PARA ASEGURAR EL 99.5% DE PROTECCION



A este criterio se le conoce como criterio de 45 metros.

### CARACTERISTICAS DEL CRITERIO DE 45 METROS

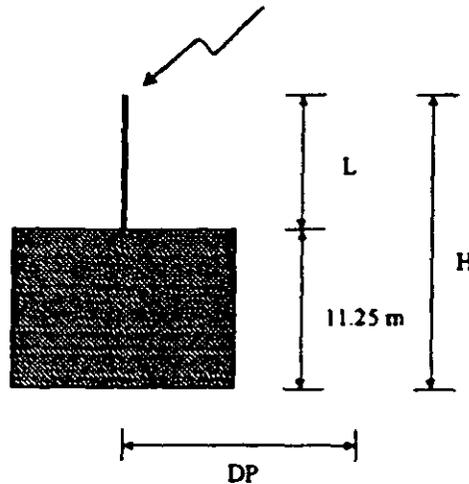
- Un objeto está protegido si ninguna parte de éste se encuentra arriba de la superficie del arco de una circunferencia de radio de 45 metros.
- Se tiene un 99.5% de protección
- Se puede aumentar a 99.9 % si se reduce a 37.5 metros el radio de la circunferencia
- Algún objeto que se encuentre más de 45 metros separado de alguna estructura recibe poca o nula protección aún suponiendo que esta estructura sea muy alta.



Considérese un objeto que tiene una altura de 11.25 metros. En la siguiente tabla se observa la distancia que queda protegida de acuerdo a la longitud de la punta del pararrayos.

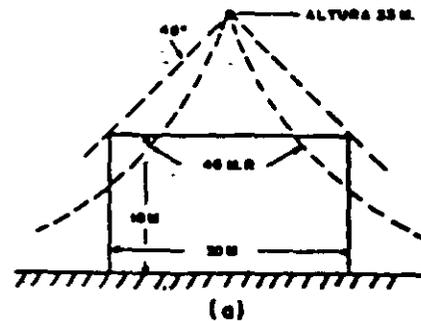
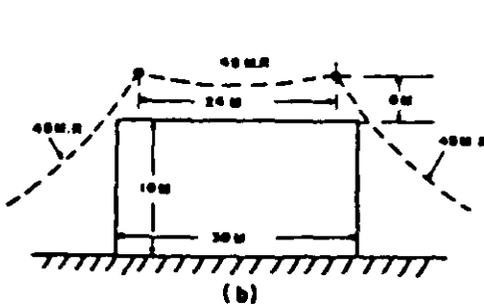
**PROTECCION DE UN OBJETO DE 11.25 DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS**

ALTURA DE LA PUNTA (METROS) L	ALTURA TOTAL (METROS) H	DISTANCIA DE PROTECCION (METROS) DP
1,50	12,75	1,50
3,75	15,00	3,75
9,00	20,25	7,50
15,30	26,55	11,25
33,75	45,00	15,00



**PROTECCION DE UN OBJETO DE 11.25 m DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS**

**PROTECCION EMPLEANDO 2 Ó MÁS PUNTAS**



## **BIBLIOGRAFIA**

*Power Systems Engineering Course. Surge Phenomena, General electric, Power Systems Engineering Departament, Schenectady, New York, 1997, Tomo I y II.*

*Transient Voltage Suppression, General Electric Semiconductors, 3th edition, Albany New York, U. S. A..*

*Protección contra Sobrecargas Atmosféricas en Transformadores de Distribución. Curso Decfi (1996). Enrique Orozco López y Raúl Méndez Albores.*

**APENDICE I**

**SUPRESORES DE VOLTAJE**



# GE-MOV II

## Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

**SERIES**  
MA, Z, L, P, HE

GE-MOV® II is the latest result of General Electric's continuing product improvement program on metal oxide varistor technology. Improved process methods now guarantee a product with significantly higher energy capability and, in most instances, an improved voltage clamp characteristic as compared to the original GE-MOV® Metal Oxide varistor specifications.

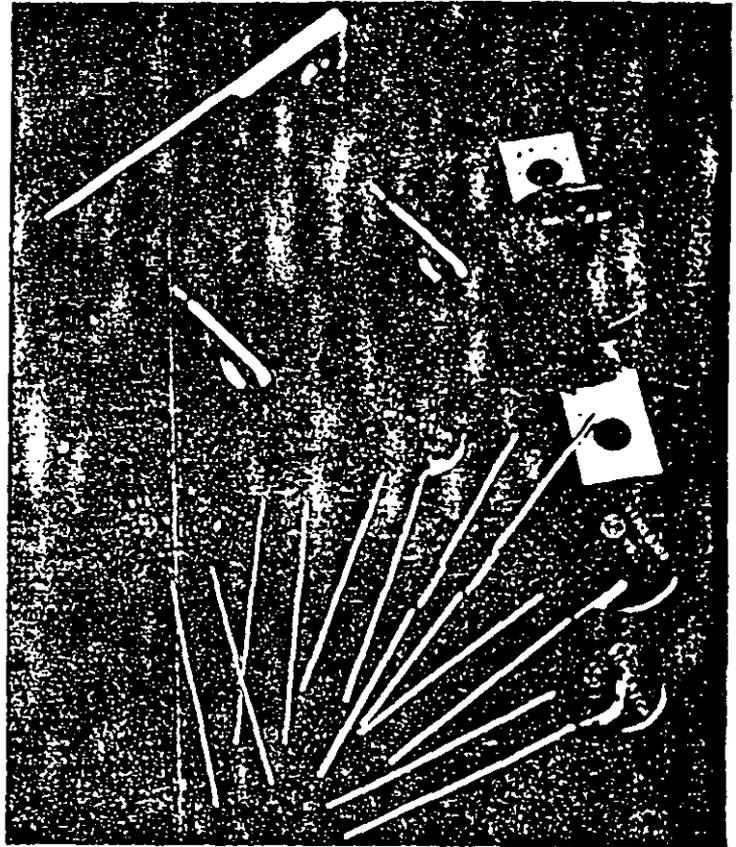
GE-MOV® II zinc oxide varistors are voltage dependent, symmetrical resistors which perform similar to back-to-back zener diodes in circuit protection and offer advantages in performance and economics. When exposed to high energy voltage transients, the varistor impedance changes from a very high standby value to a very low conducting value thus clamping the transient voltage to a safe level. The energy of the incoming high voltage pulse is absorbed by the GE-MOV® II varistor, protecting voltage sensitive components against damage.

### FEATURES:

- Excellent Clamp Ratio
- Fast Response Time (<50 nsec.)
- Low Standby Power Drain
- No Follow-On Current

### BENEFITS:

- Protects equipment against malfunction and failures caused by transient voltage spikes.



### SPECIAL PRODUCTS FOR SPECIAL APPLICATIONS

#### MA SERIES

- Axial Lead Package
- Automatic Insertion
- Economical
- EMI/RFI Filtering
- Contact Protection

#### Z SERIES

- Popular Radial Lead Package
- Lower Voltage Operation
- Logic Protection
- Power Supplies
- Automobile Electronics
- Telecommunications

#### L SERIES

- Popular Radial Lead Package
- Line Voltage Circuits
- > 1000V Capability

#### P SERIES

- Rigid Mountdown Power Package
- Quick Connect Terminal
- NEMA Creep and Strike Distance
- Low Thermal Resistance Package

#### HE SERIES

- Isolated Baseplate Power Package
- Rigid Terminals
- NEMA Creep and Strike Distance
- Low Inductance
- High Horsepower Motor Protection
- High Current SCR Protection

PEAK PULSE CURRENT (Amps)	ENERGY (Joules)	MAXIMUM STEADY-STATE APPLIED VOLTAGE												PACKAGES
		VOLTS - AC RMS						VOLTS - DC						
		15	35	75	95	130	150	275	290	420	480	550	575	
40-100	0.13-1.7	MA SERIES 18-264 VRMS 23-365 VDC												
250-4000	0.5-25	Z SERIES 10-115 VRMS 14-153 VDC												
500-6000	4-350							L SERIES 95-1000 VRMS 130-1200 VDC						
4000-6000	30-250							P SERIES 130-660 VRMS 175-850 VDC						
15,000-25,000	150-600							HE SERIES 130-660 VRMS 175-850 VDC						

### TRANSIENT TEST METHODS

At high current and energy levels, varistor characteristics are measured, of necessity, with an impulse waveform. Shown below is the ANSI Std. C62.1 waveshape, an exponentially decaying waveform representative of lightning surges and the discharge of stored energy in reactive circuits.

The 8 x 20μs current wave (8μs rise and 20μs to 50% decay of peak value) is used as a standard, based on industry practices, for current ( $I_m$ ) and clamp voltage ( $V_c$ ) ratings shown in the specification tables and curves. Ratings for other waves of different decay times are shown specifically on the pulse life derating curves.

For the energy rating ( $W_{om}$ ), a longer duration waveform of 10 x 1000μs is used. This condition is more representative of the high energy surges usually experienced from inductive discharge of motors and transformers. GE-MOV® II varistors are rated for a maximum pulse energy surge that results in a varistor voltage ( $V_{NOM}$ ) shift of less than ±10% from initial value. To determine the en-

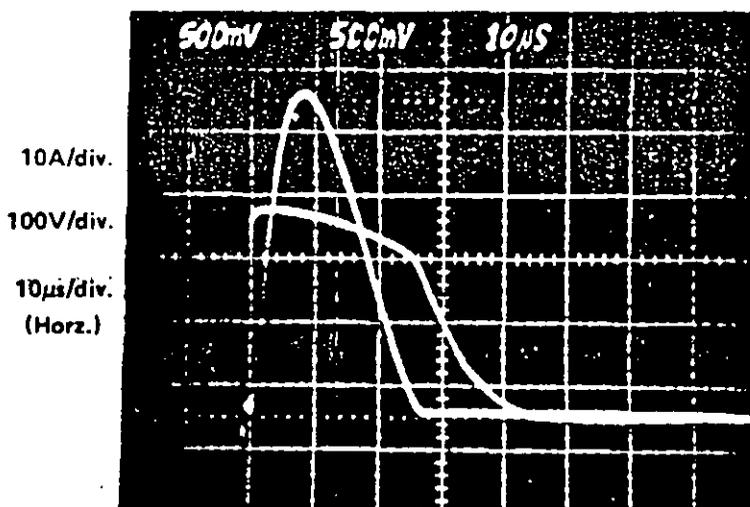
ergy absorbed in a varistor the following equation applies:

$$E = KV_c I \tau$$

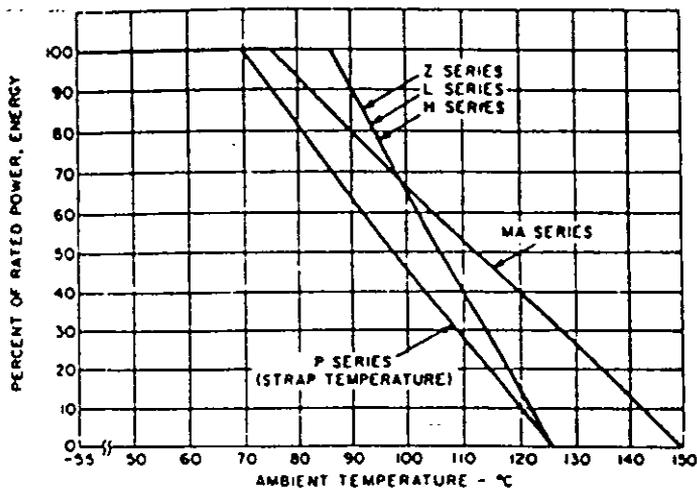
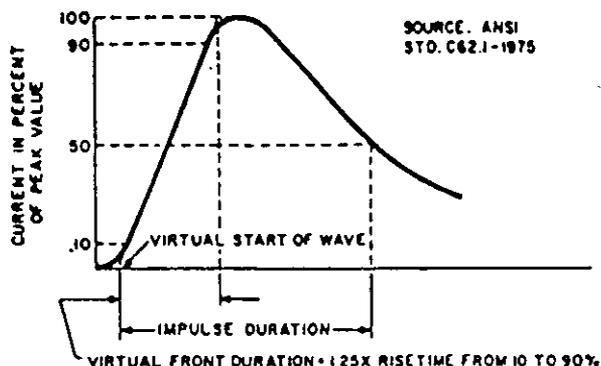
where  $I$  is the peak current applied,  $V_c$  is the clamp voltage which results,  $\tau$  is the pulse width and  $K$  is a constant.  $K$  values are 1.0 for a rectangular wave, 1.4 for a 10 x 1000μs wave, and 1.0 for a 8 x 20μs wave.

Note that the rated energy ( $W_{om}$ ) and the energy absorbed in a varistor may not be equivalent. For example, at peak rated current ( $I_m$ ) with an 8 x 20μs wave, the rated energy value ( $W_{om}$ ) generally cannot be achieved simultaneously.

Actually, poorer varistors (i.e., those with high  $V_c$  clamp voltage performance) must absorb higher energy levels than those varistors with lower clamp voltages (as seen from the above equation) while providing less over-voltage protection. For that reason, energy measurements based on an 8 x 20μs pulse tend to over-state capability. The 10 x 1000μs waveform consequently gives a more realistic energy rating value.



8 x 20 TEST WAVE,  $I_p$ -50A,  $V_c$ -315V  
V130LA10A (Typical)



**PEAK CURRENT TEST IMPULSE WAVE**

8  $\mu$ s front duration x 20  $\mu$ s (impulse duration) except as noted.

**CURRENT, POWER, ENERGY RATING VS. TEMPERATURE**

**DEFINITIONS**

TERM	DEFINITION
DC VOLTAGE, $V_{DCM}$	Maximum allowable steady state dc applied voltage. DC standby current, $I_D = 20\mu A$ typical, $200\mu A$ maximum at $T_A = 25^\circ C$ unless otherwise specified.
RMS VOLTAGE, $V_{acm}$	Maximum allowable steady state sinusoidal voltage (RMS) at 50-60 Hz. If a nonsinusoidal waveform is applied, the recurrent peak voltage should be limited to $\sqrt{2} \times V_{acm}$ .
ENERGY, $W_{tm}$	Maximum allowable energy for a single impulse of $10 \times 1000\mu s$ current waveform with rated continuous voltage applied. Energy rating based on a shift of $V_{NOM}$ of less than $\pm 10\%$ of initial value.
PEAK CURRENT, $I_{tm}$	Maximum allowable peak current for a single impulse of $8 \times 20\mu s$ waveform. See pulse lifetime rating curves for other conditions.
VARISTOR VOLTAGE, $V_{NOM}$	Varistor peak terminal voltage measured with a specified current applied. For dc conditions, 1mA is applied for a duration of 20 microseconds to 5 seconds. For ac conditions, 1mA peak 60 Hz wave is applied.
CLAMPING VOLTAGE, $V_c$	Maximum terminal voltage measured with an applied $8 \times 20\mu s$ impulse of a given peak current. See V-I curves and table for product ratings of clamping voltage over the allowable range of peak impulse currents.
CAPACITANCE	Typical values measured at a test frequency of 0.1 to 1.0 MHz. Maximum capacitance is two times the typical value measured at 1 MHz.

**MAXIMUM ELECTRICAL RATINGS**

SERIES	MA	Z	L	P	HE
Operating Ambient Temperature	+75°C	+85°C	+85°C	+75°C*	+85°C*
Storage Temperature	-55 to +150°C	-40 to +125°C	-40 to +125°C	-40 to +125°C	-40 to +125°C
HiPot Encapsulation, Volts DC For 1 Minute	1000	2500	2500	not applicable	2500
Voltage Temperature Coefficient	-0.03%/°C	-0.05%/°C	-0.05%/°C	-0.05%/°C	-0.05%/°C
Insulation Resistance (M $\Omega$ )	>1000	>1000	>1000	not applicable	NA

\*Base Plate Temperature.

Solderability: Per mil std 202E, method 208C.

**VARISTOR SAFETY PRECAUTIONS**

Should the varistor be subjected to surge currents and energy levels in excess of maximum ratings, it may physically fail by package rupture or expulsion of material. It is recommended that protective fusing be used as described in the Transient Voltage Suppression Manual, 2nd Edition, Chapter Four. If not fused, the varistor should be located away from other components or be physically shielded from them.

Due to our continuing program of product improvement, specifications are subject to change without notice.

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA**

---

**TEMA: CONFIABILIDAD**

# METODOLOGÍA DE SEGMENTACIÓN PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD Y REDUCIR PÉRDIDAS EN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Dra. Ma. de Lourdes Gallegos Grajales  
[mlg@iie.org.mx](mailto:mlg@iie.org.mx)

Ing. Eldé Medina Arévalo  
[ema@iie.org.mx](mailto:ema@iie.org.mx)

Ing. Francisco Martínez Lendeck

Gerencia de Transmisión y Distribución – División de Sistemas Eléctricos  
Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE)  
Av. Reforma 113, Col. Palmira, CP 62490, Temixco, Mor., México

## I. RESUMEN

Este artículo presenta la Metodología de Segmentación la cual surgió como una necesidad de optimizar mejor los recursos eléctricos existentes en una red de distribución, mejorar la confiabilidad de la red de distribución y disminuir las pérdidas técnicas en una zona en estudio en LyFC.

La Metodología de Segmentación permite utilizar la capacidad total instalada de las subestaciones de distribución de la zona, asegurando la continuidad del sistema a través de red la de distribución, en caso de falla de uno de los bancos de transformación de las subestaciones de la zona, lo cual es posible al realizar una reconfiguración sistemática de la red de media tensión, proponiendo y reubicando dispositivos de seccionamiento; lo que además permite una reducción significativa de pérdidas en el sistema de distribución y un diferimiento de inversiones en el corto plazo

## II. INTRODUCCIÓN

El crecimiento de la demanda en algunas zonas de distribución de LyFC, ha provocado que se haya rebasado el concepto de capacidad firme de las subestaciones, dejando algunos alimentadores más cargados que otros. Así como el problema de desorden en la distribución de carga de los alimentadores. Esta problemática ocasiona en que existan áreas con mayor demanda en el sistema de distribución.

La Metodología de Segmentación permite aliviar esta problemática ya que utilizando la capacidad total de la zona se realiza una reconfiguración sistemática de la red de distribución que permite balancear la carga en la zona en estudio, además de mejorar la confiabilidad de la red y disminuir pérdidas técnicas, esta metodología se fundamenta en los siguientes principios:

- Mantener la confiabilidad de la red de distribución ante la falla de algún banco de transformación.
- Asegurar que la red de distribución de la zona de estudio tiene la capacidad de reserva suficiente para tomar la carga del banco de transformación que sufrió la falla.
- Respalda la falla de un banco de transformación asegurando la alimentación emergente por medio de los alimentadores adyacentes.

La Metodología de Segmentación comprende cinco etapas:

1. Determinar el margen de capacidad disponible de la zona de estudio.
2. Evaluar el estado inicial de la zona en estudio.
  - Analizar la distribución de carga para cada alimentador.
  - Realizar el estudio de análisis de flujos en alimentadores.
3. Alternar en la distribución geográfica los alimentadores de una misma subestación.
4. Balancear carga  $\Rightarrow$  reconfiguración:
  - Revisar la configuración de cada alimentador.
  - Reconfiguración entre alimentadores adyacentes de una misma o diferente subestación.
5. Segmentar cada alimentador.

Las siguientes secciones presenta cada una de las etapas de esta metodología, utilizando los resultados obtenidos de la aplicación de la misma a la Zona Totuca de LyFC.

### III. ETAPAS DE LA METODOLOGÍA DE SEGMENTACIÓN.

#### III.1 Determinar el margen de capacidad disponible de la zona de estudio

El primer paso en estos estudios, es conocer la capacidad de reserva con la que cuenta la zona en estudio, con la finalidad de asegurar que la red de tiene la capacidad de reserva suficiente para tomar la carga en caso de falla de un banco de transformación de una subestación de la zona en estudio, de lo contrario lo que se requiere son nuevas subestaciones.

Para conocer la demanda de cada uno de los alimentadores, se realizan mediciones de demanda durante las 24 horas en tres puntos de cada alimentador de la zona de estudio, con la finalidad de caracterizar la demanda de cada uno de ellos.

Una vez que se tiene la demanda máxima de cada alimentador se resumen por subestación, obteniéndose:

- Para cada alimentador la demanda máxima, demanda media, factor de carga y factor de pérdidas.
- Demanda Máxima Coincidente de la Zona.
- Demanda Máxima No Coincidente de la Zona.
- Factor de Demanda Coincidente de la Zona

A manera de ejemplo, en la Tabla 1 se muestra la capacidad instalada y firme, la demanda máxima y la capacidad de reserva por subestación de la Zona Toluca.

Tabla 1. Demandas máximas y capacidades de reserva por subestación, Zona Toluca.

Subestación	Capacidad en KVA		Demanda Máxima en KVA	Capacidad de Reserva en KVA	
	Instalada	Firme		Instalada	Firme
Amomolulco	90,000	90,000	59,239	30,761	30,761
Atenco	120,000	72,000	102,579	17,421	-30,579
Cemtilo	120,000	72,000	90,629	29,371	-18,629
Estadio	180,000	144,000	117,440	62,560	26,560
Tiangustenco	120,000	72,000	37,932	82,068	34,068
Toluca	60,000	60,000	63,061	-3,061	-3,061
Zictepec	60,000	36,000	38,282	21,718	-2,282
TOTAL	750,000	546,000	509,162	240,838	36,838

Por ejemplo para la Zona Toluca la capacidad total instalada es de 750 MVA y tiene una demanda máxima no coincidente de 509.2 MVA, por tanto tiene una reserva de 240.8 MVA. El factor de demanda coincidente de la zona tiene un valor de 0.87, lo que implica que su demanda coincidente es de 443 MVA y por tanto tendría una reserva de 307 MVA.

La información del factor de coincidencia es importante porque permite visualizar realmente la reserva disponible que existe en la zona en estudio, aunque los estudios y análisis se realicen con demanda máxima no coincidente.

#### III.2 Evaluación de las condiciones eléctricas actuales de la zona en estudio.

##### III.2.1 Análisis de distribución de carga de cada alimentador.

Las mediciones de demanda realizadas durante las 24 horas en los alimentadores son capturadas en Cymdist, un sistema de análisis eléctrico donde se simulan y realizan estudios eléctricos de redes de distribución. Este sistema cuenta con una función para estimar la demanda de cada carga conectada a la red de distribución con base a los KVA instalados y las lecturas obtenidas de demanda registradas por los medidores.

En la Figura 1 tenemos un ejemplo de la ubicación de los medidores a lo largo del alimentador.

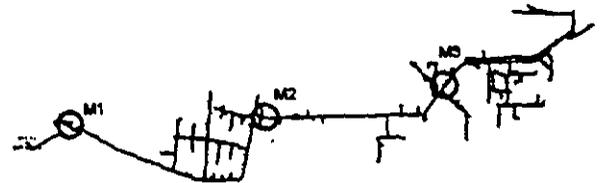


Figura 1. Ubicación de los medidores instalados en un alimentador de distribución.

Los resultados arrojados por el estudio de distribución de carga podrán servir para conocer la demanda en cada transformador del alimentador de manera más real de acuerdo a la forma de operación del alimentador, la cual es utilizada para conocer las condiciones actuales de la zona en estudio y poder evaluar las pérdidas técnicas a través de estudios de flujos de carga.

##### III.2.2 Análisis de flujos de carga en alimentadores de la zona de estudio.

En esta etapa se realiza un estudio de flujos de carga para cada alimentador y se obtiene:

- Pérdidas en kW.
- Energía entregada en MW
- Pérdidas en MWh
- % de Pérdidas
- Costo de Pérdidas de potencia y energía
- Costo total de pérdidas

Para posteriormente evaluar el costo total de pérdidas por subestación y de la zona en estudio. Además se obtiene:

- Alimentadores con violaciones eléctricas de voltaje y corriente.

- Tramos de alimentadores sobrecargas por violar las ampacidades permitidas en sus conductores.
- Se pueden detectar los "cuellos de botella" en los alimentadores.

El análisis de estos resultados da lugar a proponer inicialmente recalibración de segmentos de alimentadores con la finalidad de aliviar problemas de violaciones a los límites de ampacidad de los conductores o bien para aliviar la problemática de "cuellos de botella".

La Tabla 2 muestra los resultados del análisis de flujos de los alimentadores pertenecientes a la Subestación Estadio de la Zona Toluca. Como se puede observar en esta tabla existen alimentadores que rebasan el 5 % de regulación de voltaje, y alimentadores que tienen más pérdidas que otros. También muestra la demanda máxima en kVA de cada alimentador, el voltaje de la sección con mayor regulación de voltaje, y la distancia desde la subestación hasta el punto de mayor regulación de voltaje.

Tabla 2. Resultados de los análisis de flujos de carga en alimentadores que integran una red de distribución.

Alimentador	Demanda máxima (kVA)	Pérdidas			Voltaje (kV) en la sección de mayor regulación	Reg. (%)	Distancia desde la S.E. a la sección de mayor regulación (m)
		kW	kvar	kVA			
EST-21	11,473	287	429	516	21.87	4.91	7,818.1
EST-23	15,815	370	685	779	21.64	5.91	12,606.0
EST-25	11,194	309	529	613	21.71	5.61	10,008.0
EST-27	12,070	128	211	247	22.40	2.42	7,638.3
EST-22	8,325	83	160	180	22.51	2.13	5,387.1
EST-24	8,047	91	163	188	22.46	2.38	7,380.4
EST-26	5,935	75	89	116	22.35	2.83	8,836.7
EST-28	7,170	114	232	259	22.26	3.21	9,004.5
EST-21X	11,234	171	337	378	22.06	4.10	12,164.0
EST-23X	10,238	317	462	577	21.15	6.03	18,948.0
EST-27X	15,934	531	1,121	1,241	21.26	7.56	21,625.0
<b>TOTALES</b>	<b>117,439</b>	<b>2,480</b>	<b>4,442</b>	<b>5,097</b>			

En resumen el estudio de flujos de carga nos permite conocer y evaluar el estado inicial de una zona de estudio, logrando inicialmente aliviar los problemas de flujo de corriente entre los alimentadores.

### III.3 Alternancia de la distribución geográfica de los alimentadores de cada subestación de la zona en estudio.

El propósito de alternar la distribución geográfica de los alimentadores en una subestación es que al lado de

cada alimentador siempre va a existir un alimentador que pertenece a un banco de transformación diferente; asegurando con esto, que es posible transferir la carga de un banco de transformación, en caso de falla, inicialmente a través de los alimentadores adyacentes de diferente banco de la misma subestación o bien a través de alimentadores vecinos de subestaciones diferentes.

Normalmente la distribución geográfica de los alimentadores un mismo banco de una subestación sirven a una misma zona geográfica y se encuentran uno al lado del otro, esta problemática se origina porque inicialmente se instala primero un banco de una subestación y está inicia a dar servicio a un área que ya la requiere y no se tiene el cuidado de buscar mejor una reconfiguración ordenada y sistemática de la red de distribución, lo que además da lugar a una mala distribución de la carga de la subestación. Por ejemplo en caso de falla de un banco de una subestación con estas características y además con la demanda mayor a la capacidad firme de la subestación es muy difícil absorber la carga por otro banco de transformación de la misma subestación, por lo que primero se inicia a "raspalear" (transferir) carga entre alimentadores.

Un ejemplo de esta problemática se presenta en la Figura 2, donde los alimentadores de los tres bancos (T221-A, T221-B y T221-C) se encuentran concretados en la misma zona geográfica.

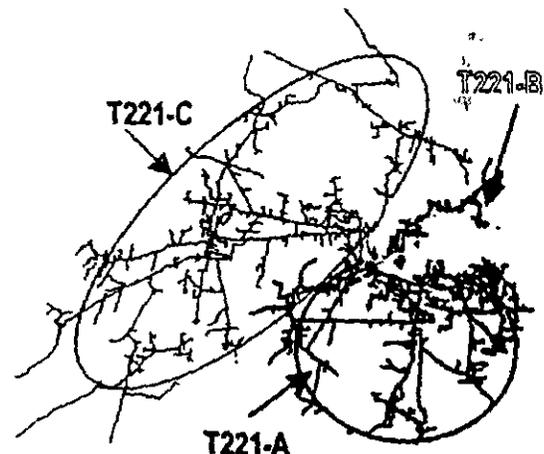


Figura 2. Trayectoria de los alimentadores de bancos diferentes de una misma subestación.

La Figura 3 se ilustra la situación actual y la alternancia de los bancos, se puede apreciar como quedan alternados los alimentadores pertenecientes a diferentes bancos y en la parte inferior izquierda de la figura se muestra los alimentadores que cambiaron de banco.

La alternancia de bancos se realiza inicialmente sin importar el balance de carga, ya que la finalidad primordial de ésta crear respaldos a un alimentador a partir de

alimentadores adyacentes de distinto banco, además estos cambios son hechos exclusivamente desde la subestación sin alterar las configuraciones de los alimentadores.

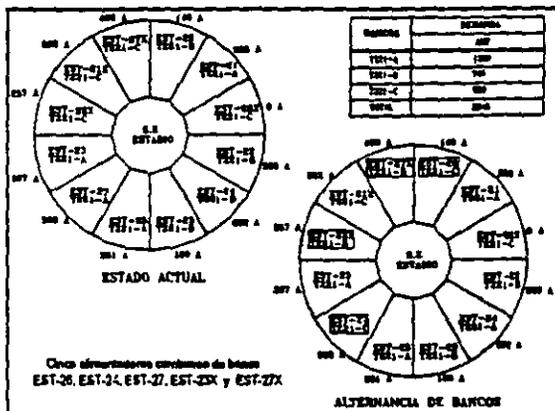


Figura 3. Alternancia de bancos de transformación de una subestación

### III.4 Balancear la carga en la zona de estudio realizando reconfiguraciones de alimentadores

La finalidad principal de la reconfiguración es balancear la carga de los bancos, además de determinar la mejor configuración de los alimentadores de tal manera que las pérdidas se reducen significativamente.

La reconfiguración de alimentadores consiste en transferir carga de un alimentador a otro. La reconfiguración sistemática que se realiza en la Metodología de Segmentación es en el siguiente orden:

- Reconfiguración en el mismo alimentador.
- Reconfiguración entre alimentadores adyacentes de diferente banco y misma subestación.
- Reconfiguración entre alimentadores vecinos de diferente subestación.

Si la reconfiguración se realiza en el mismo alimentador es con la finalidad de optimizar la configuración del alimentador, acortando su línea troncal de tal manera que las pérdidas de potencia y energía se reduzcan.

Cuando la reconfiguración se realiza en alimentadores adyacentes de distinto banco y misma subestación, es con el propósito de balancear la carga entre los bancos de una misma subestación, además de que también se pueden reducir las pérdidas y mejorar la regulación de voltaje.

Y por último, cuando la reconfiguración se da entre alimentadores vecinos de diferente subestación, su finalidad es balancear carga en la zona en estudio, logrando finalmente balancear la carga en la zona en estudio.

Las maniobras a realizar para la reconfiguración son distintas y pueden ser tan sencillas como abrir y cerrar dispositivos de seccionamiento, hasta como crear enlaces, recalibrar conductores o reubicar dispositivos de seccionamiento.

### III.5 Segmentación de alimentadores

La segmentación tiene como objetivo lograr una mayor flexibilidad de la red de distribución, facilitar la ubicación de dispositivos de seccionamiento automático, mejorar la confiabilidad de la red de distribución y utilizar la segmentación para casos de contingencia o libranzas sin ocasionar sobrecargas en los alimentadores de respaldo.

La segmentación de los alimentadores consiste en las siguientes etapas:

- Establecer los puntos de interconexión del alimentador con alimentadores adyacentes de diferente banco y de diferente subestación.
- Para cada dispositivo de seccionamiento a lo largo del alimentador establecer la demanda "aguas abajo".
- Establecer los segmentos entre demandas de 2 a 5 MVA. En caso de que los segmentos sean mayores mover dispositivos de seccionamiento.
- Cada segmento debe tener interconexión con alimentadores adyacentes, en caso de que no tenga revisar la configuración del alimentador y sus alimentadores adyacentes para proponer nuevas interconexiones.

La Figura 4 muestra un ejemplo de la creación de un nuevo enlace y recalibración de conductores para los alimentadores EST-26 y EST-27X de la subestación Estado.

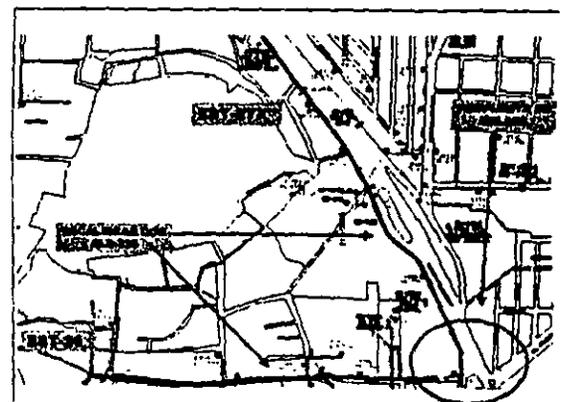


Figura 4. Creación de enlace y recalibración de conductores en dos alimentadores.

El crear un nuevo enlace por lo regular implica realizar la recalibración del conductor, ya que el enlace no necesariamente se lleva a cabo entre líneas troncales donde el conductor es de mayor ampacidad y

recalibrar garantiza que la carga transferida en caso de falla del alimentador o banco pueda ser soportada por los conductores del alimentador de respaldo.

En el proceso de segmentación en ocasiones es necesario reubicar y ubicar nuevos dispositivos de seccionamiento, un ejemplo de esto se muestra en la Figura 5, para el alimentador ATE 23X de la subestación Atenca.

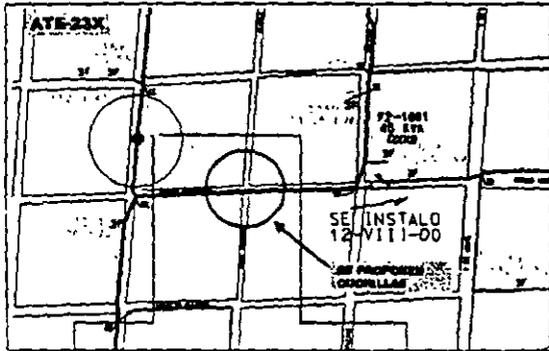


Figura 5. Ejemplo de la ubicación de un nuevo dispositivo de seccionamiento

La Figura 6 muestra la maniobra de reubicación de un dispositivo de seccionamiento, ésta se realiza cuando hay algún dispositivo cercano al lugar donde se quiere segmentar el alimentador.

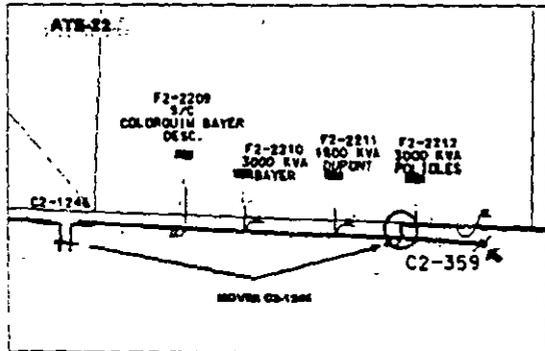


Figura 6. Reubicación del dispositivo de seccionamiento C2-1246.

La finalidad de colocar o reubicar dispositivos de seccionamiento es poder crear un nuevo segmento, de manera que cada alimentador cuente con segmentos con demandas no mayores a 5MVA.

Finalmente la Figura 7 muestra como queda segmentado un alimentador y es el caso del alimentador EST-27 de la subestación Estadio. En la figura se presenta la siguiente información:

- Las secciones encerradas con líneas representan

los segmentos formados para este alimentador.

- Los cuadros que tienen dentro el nombre de otro alimentador representan las interconexiones con ellos, en otras palabras sus respaldos.
- Los segmentos están numerados comenzando por la subestación, mostrando también el dispositivo que lo segmenta.

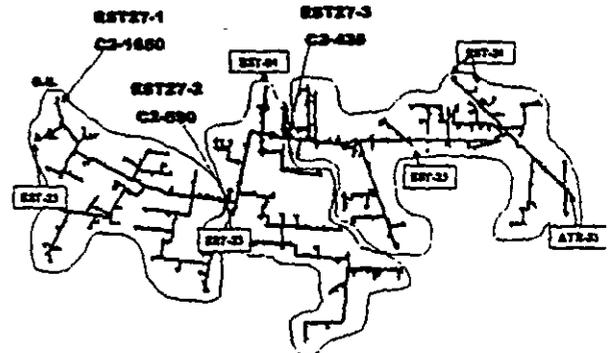


Figura 7. Ejemplo de un alimentador segmentado

Al finalizar esta etapa de la metodología se cuenta todavía con problemas de regulación de voltaje en algunos alimentadores de la zona en estudio sería recomendable realizar análisis para la ubicación de capacitores y reguladores de voltaje en estos alimentadores, pero normalmente al finalizar la aplicación de esta metodología dejan de existir alimentadores muy sobrecargados.

#### IV. CONCLUSIONES.

En la siguiente tabla se resumen las aplicaciones y beneficios que tiene la aplicación de la Metodología de Segmentación en una zona en estudio.

APLICACIONES	BENEFICIOS
<ul style="list-style-type: none"> <li>BALANCEAR LA CARGA EN LA ZONA EN ESTUDIO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>REDUCCION DE PERDIDAS.</li> <li>"ELIMINACION DE CUELLOS DE BOTELLA".</li> <li>MEJORA LA REGULACION DE VOLTAJE.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>OPERACIONES DE MANIOBRA DEFINIDAS PARA CONTINGENCIAS, LICENCIAS, ETC. EN SOBRECARGA ALIMENTADORES ADYACENTES EN</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>REUBICACION DE DISPOSITIVOS DE SECCIONAMIENTO.</li> <li>ESTABLECER LOS PUNTOS DE SECCIONAMIENTO AUTOMATICO EN LOS ALIMENTADORES.</li> <li>FLEXIBILIDAD EN LA OPERACION EN CONJUNTO DEL SISTEMA.</li> <li>MEJORA LA CONFIABILIDAD DE LA RED DE DISTRIBUCION.</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>LIBERAR CAPACIDAD DE RESERVA PARA SATISFACER LA DEMANDA EN EL CORTO PLAZO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>DEFERIR INVERSIONES.</li> <li>DEJAR ATRAS EL CONCEPTO DE CAPACIDAD FIRME.</li> </ul>

## V BIBLIOGRAFÍA.

1. Roberto Espinosa y Lara. **Sistemas de Distribución.** (1ra. Edición, México, D.F., Ed. Limusa)
2. José M. Maíz Cano. **Arquitectura de la Red de Distribución.** Revista de la Comisión de integración eléctrica regional. Volumen 8, Núm. 29. Septiembre 1999.
3. Dra. Ma. de L. Gallegos, Informe Final del proyecto 12068; "Opciones para satisfacer la demanda en corto plazo en la Zona Toluca de LyFC". Instituto de Investigaciones Eléctricas. División de Sistemas Eléctricos. Gerencia de Transmisión y Distribución. Diciembre 2001.
4. CYMDIST. **Guía de Usuario.** CYME INTERNATIONAL INC. Mayo 1999

### J. Francisco Martínez Lendeck



En 2001 se graduó de Ingeniero Eléctrico en el Instituto Tecnológico de Pachuca donde obtuvo mención honorífica por el mejor promedio de su generación. En el mismo año ingresó a la Gerencia de Transmisión y Distribución del IIE donde realizó una estancia de Adiestramiento en Investigación Tecnológica.

### BOGRAFÍAS:

#### Ma. de Lourdes Gallegos Grajales

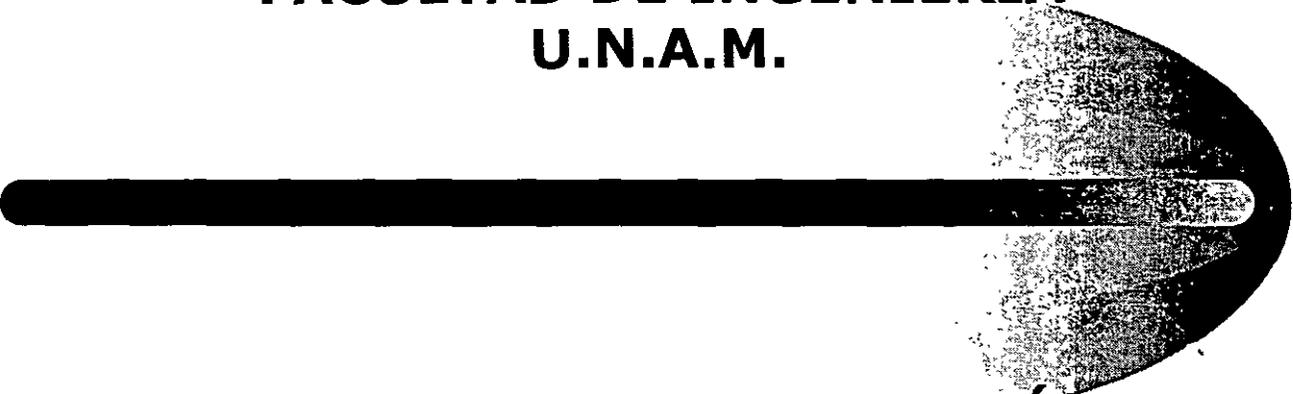


En 1976 se graduó de Ingeniero Electricista en el Instituto Tecnológico de Cd. Madero. En 1982 se graduó como Maestro en Ingeniería en la División de Estudios de Postgrado de la UNAM, en donde obtuvo la Medalla Gabino Barrera como el mejor promedio de su generación en esta División. En 1987 obtuvo su grado de Doctor en la Universidad de Londres. Desde 1980 es Investigador de la Gerencia de Transmisión y Distribución del IIE, donde creó la línea de desarrollo: Operación, Planeación, Diseño y Análisis en Sistemas de Distribución.

#### Elidé Medina Arévalo.

Egresada en 1999 de la facultad de Ingeniería de la Universidad Autónoma de Morelos, con el título de Ingeniero Eléctrico. Desde 1999 colabora como asesor en la Gerencia de Transmisión y Distribución del IIE, en el año 2000 participó totalmente en el Proyecto: "Integración de herramientas para la Ingeniería de distribución en LyFC y Capacitación a 24 ingenieros, mediante la solución de problemas de 160 alimentadores", actualmente es investigadora del IIE.

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**EDIFICIOS VERTICALES**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

**ENERO 2005**

# Edificios Verticales

## - INTRODUCCION

El incremento en el costo de los terrenos en la Ciudad de México, ha generado la necesidad de aprovechar al máximo el área de los mismos, con el consiguiente aumento en las construcciones de edificios "altos". Esto trae consigo la necesidad de grandes cantidades de energía eléctrica, además de otros servicios.

Una de las políticas principales para una localización óptima de las fuentes de suministro de energía eléctrica, con la finalidad de evitar pérdidas excesivas, es ubicarlas lo más cercanas posibles al centro de carga o consumo. Esto no había significado problemas fuertes para la electrificación, hasta que se inician los desarrollos de centros comerciales y/o de oficinas en edificaciones verticales de gran tamaño. Para encontrar una solución que brinde calidad en el suministro de energía eléctrica a este tipo de usuarios, se requiere instalar transformadores de distribución (subestaciones de MT/BT) en diferentes niveles del edificio así como redes verticales de media y baja tensión, a fin de mantener un servicio de calidad, siendo necesario que el usuario cumpla con los requerimientos estipulados por las empresas suministradoras.

## - ANTECEDENTES

Generalmente, el suministro de energía eléctrica a estas edificaciones se ha realizado mediante la instalación de uno o más transformadores de distribución y de la concentración de medidores correspondiente, en el interior de locales cedidos en su caso, por el usuario a la empresa suministradora para tal efecto, los cuales normalmente se encuentran en planta baja o sótano.

Al tener este tipo de instalación y a medida que incrementan su tamaño las nuevas edificaciones, así como su carga y el número de consumidores, ha provocado la aparición de problemas tales como: sobrecargas, variaciones de tensión, mala regulación y poca flexibilidad de operación, con consecuencias negativas en la calidad del uso de la energía eléctrica.

## - ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO

La seguridad en el suministro de energía eléctrica a los usuarios siempre será un factor importante que definirá la manera en que habrá de alimentarse una gran concentración de carga.

La estructura del sistema de distribución en el interior de un edificio, dependerá sobre todo de las características de la carga, la configuración del edificio, el grado de confiabilidad y la calidad de servicio que se requiera.

Las alternativas de alimentación de energía eléctrica para un edificio deberán ser analizadas tomando en cuenta, entre otros factores, los siguientes:

- \* Zona geográfica (sistema aéreo o sistema subterráneo).
- \* Tipo y magnitud de la carga.
- \* Tensión de suministro.
- \* Nivel de cortocircuito.

- \* Confiabilidad.
- \* Arquitectura del inmueble. (área construida, niveles, etc.)
- \* Medición. (tarifas)
- \* Costos.

Las estructuras normalizadas para alimentación en media tensión (figura 1) que se utilizan frecuentemente son:

- a).- Radial.
- b).- Anillo abierto.
- c).- Derivación doble.
- d).- Mancha de red.

Cada uno de estos sistemas presentan características definidas, y pueden diseñarse para edificios verticales, los cuales se describen enseguida.

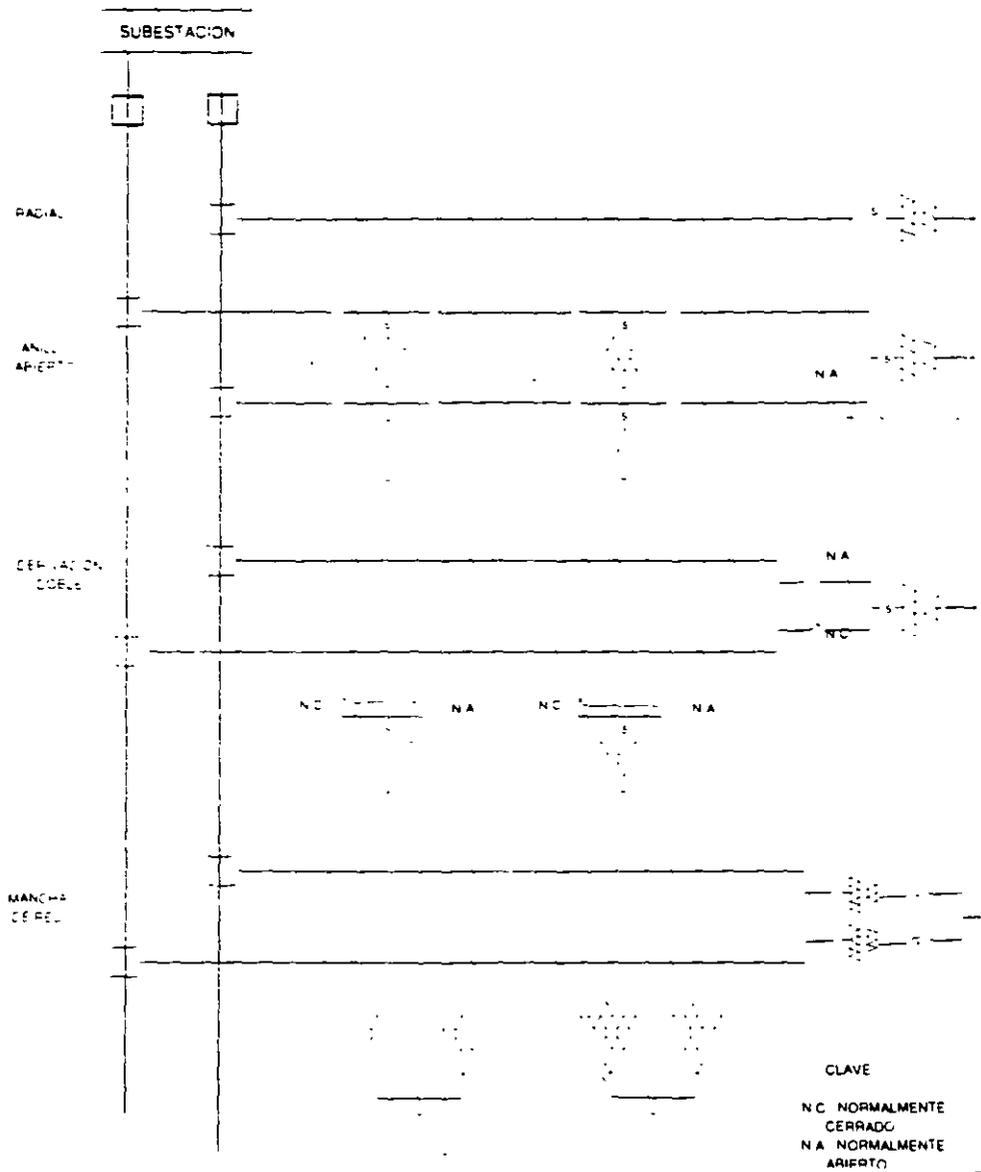


Figura 1.- Estructuras de alimentación.

**EDIFICIOS VERTICALES**

### a) - Sistema radial

La estructura de alimentación radial, aérea o subterránea a un servicio de este tipo es obviamente la menos compleja pero también es la menos confiable ya que debido a una falla en cualquier componente del sistema de alimentación primaria, afectará a todos los consumidores ligados al mismo. los cuales quedarán sin servicio hasta que se localice y sea reparada la falla. Por tanto este sistema solamente se aplicará a servicios que no requieran gran continuidad (figuras 2 y 2A).

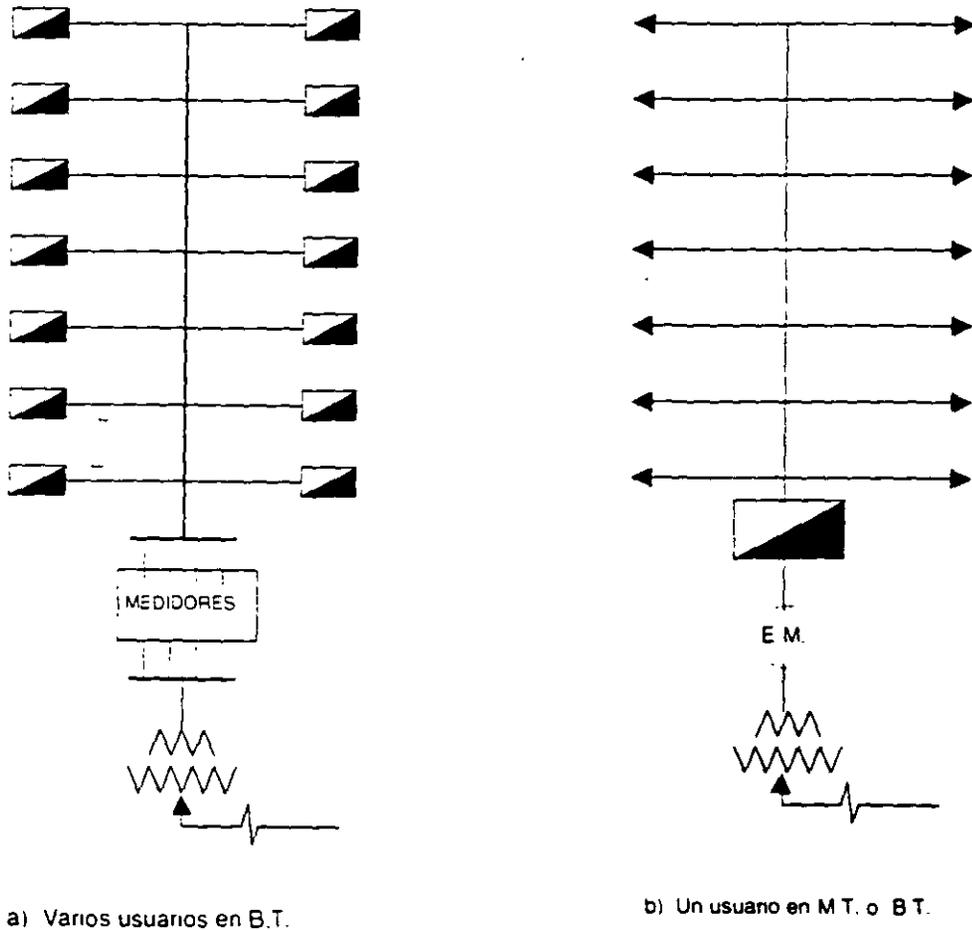
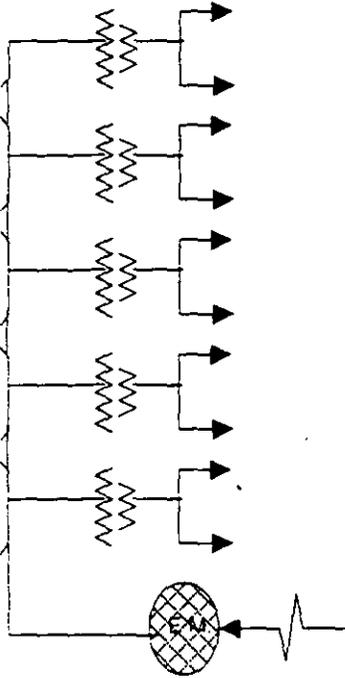
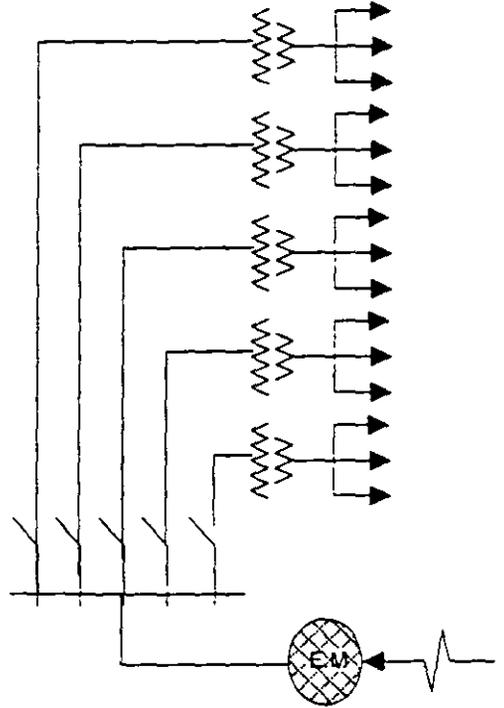


Figura 2 - Sistema radial para suministro de energía a edificios altos.



a) Un usuario en M.T con transformadores vanos niveles. Un solo alimentador.

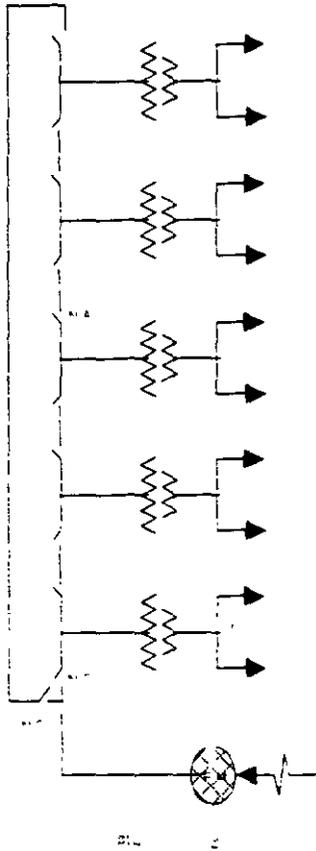


b) Un usuario en M.T con transformadores en vanos niveles, varios alimentadores.

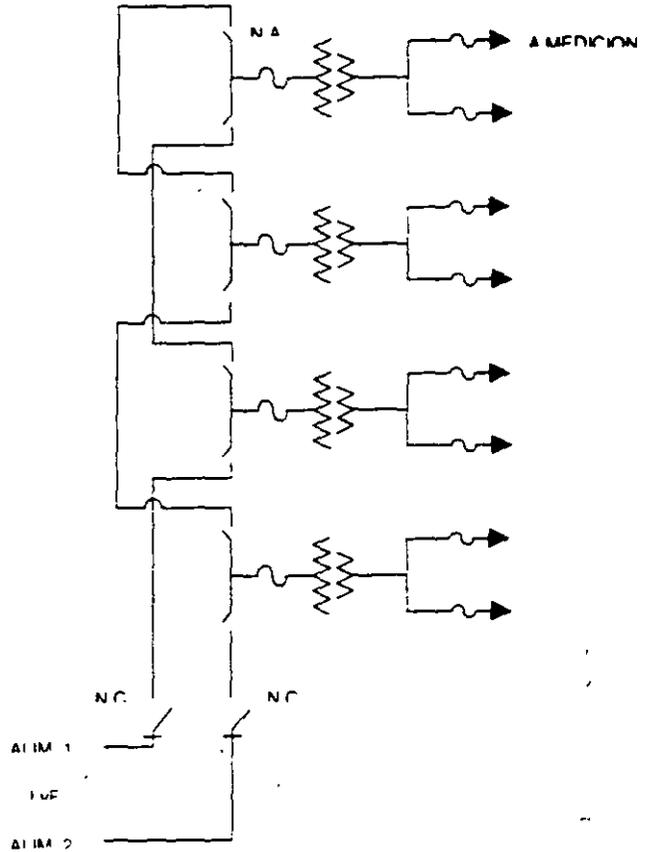
Figura 2A.- Sistema radial para suministro de energía a edificios altos.

### b) - Sistema en anillo abierto

Este diseño ha sido empleado extensamente para alimentar cargas comerciales y pequeñas cargas industriales importantes. Consta de dos alimentadores radiales que se unen en un desconector normalmente abierto. Una falla en un componente de la red primaria puede ser seccionada o aislada en forma manual y restablecer el servicio mediante la operación del desconector ubicado en el punto normalmente abierto (figura 3).



a) Un usuario en M.T. con transformadores en varios niveles.



b) Varios usuarios en M.T. y en B.T.

Figura 3.- Sistema en anillo

**c)- Sistema en derivación doble**

En este diseño, dos circuitos de media tensión independientes se llevan al centro de carga y se conectan al transformador por medio de un dispositivo automático de transferencia. Uno de los circuitos recibe el nombre de preferente y el otro se conoce como alimentador emergente (figura 4). Esta es una estructura que proporciona un alto grado de confiabilidad en el servicio, ya que cuando un alimentador queda fuera de servicio, el otro llevará el total de la carga, mediante el cambio automático de alimentación a través de los interruptores de transferencia en media tensión.

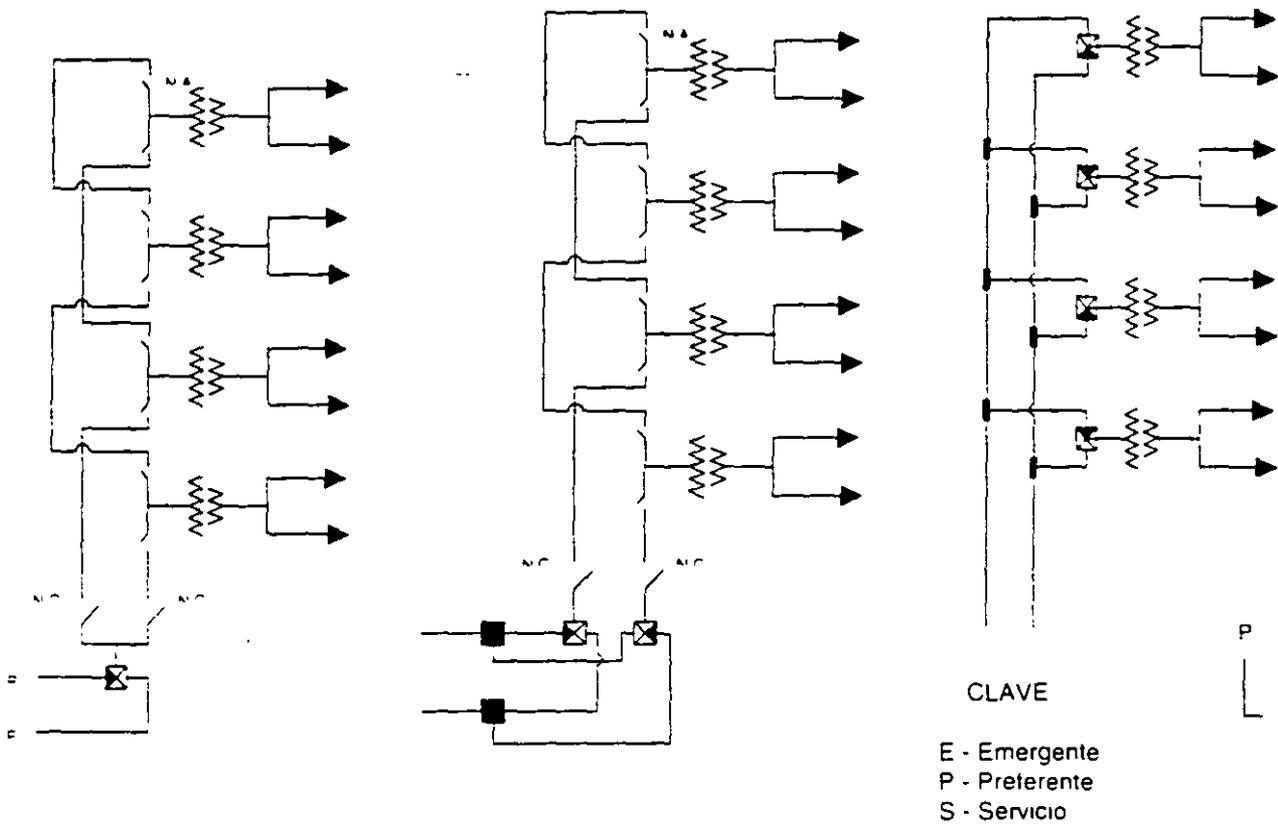
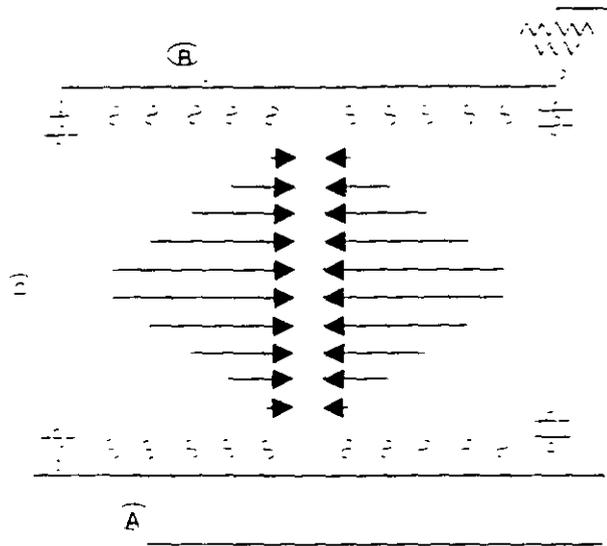


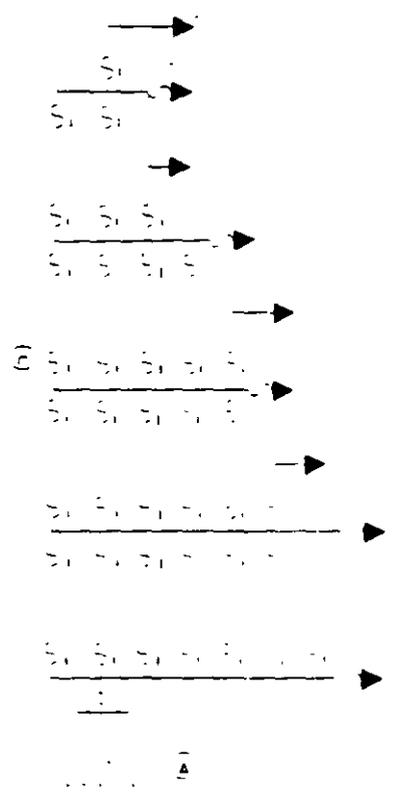
Figura 4 - Sistema en derivacion doble para suministro de energia a edificios altos

#### d) - Mancha de red

Este sistema es uno de los más flexibles y confiables que existen. Su empleo se restringe a zonas de densidad de carga elevada, en las que ya se tiene una red automática subterránea implantada. Esta alternativa requiere para su implantación de un mínimo de dos alimentadores a los que se conectarán los transformadores de distribución y sus respectivos protectores de red, los cuales alimentarán un bus secundario común, energizado permanentemente (figura 5).



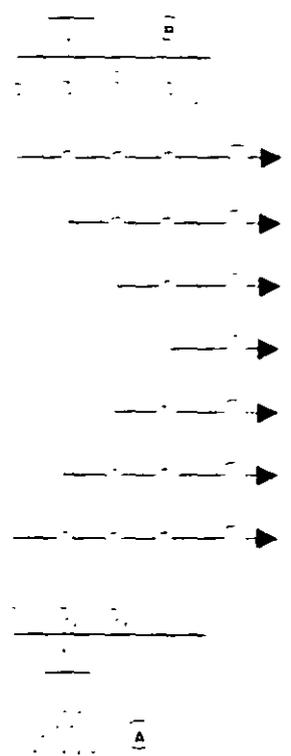
CASO 1



CASO 2

TABLA

- Subestacion y bus en la base del edificio
- Bus en la parte superior del edificio
- Malla de baja tension
- Fusible
- Fusible de potencia
- Protector de red



CASO 3

**EDIFICIOS VERTICALES**

Figura 5.- Estructura de una mancha de red

## **- ANÁLISIS DE COSTO-CONFIABILIDAD**

Cada uno de los sistemas descritos tendrán un costo relativo a la importancia y la naturaleza de la carga por alimentar. Para escoger la mejor alternativa, se requerirá de un análisis técnico-económico detallado de los diversos sistemas compatibles al servicio deseado. Cada uno de los arreglos tiene una confiabilidad característica, que combinada con el costo permitirá seleccionar la estructura más adecuada según las necesidades.

## **- REQUERIMIENTOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION VERTICAL**

En los casos de servicios contratados en baja tensión, es responsabilidad de la empresa suministradora efectuar todos los trabajos relacionados con el mantenimiento y operación del sistema de distribución vertical en media tensión, las subestaciones instaladas en el interior del edificio, los circuitos alimentadores en baja tensión, los equipos de medición y concentraciones propiedad de la misma.

El usuario tendrá la obligación de cumplir con los requisitos que la empresa suministradora especifique, siendo algunos de ellos los siguientes:

- a).- Nombrar un representante legal.
- b).- Accesos libres para la instalación y mantenimiento del equipo.
- c).- Espacios adecuados para:
  - Locales de subestación, equipos de protección o seccionamiento.
  - Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.
  - Equipos de medición
  - Equipo de control y comunicación.
- d).- Equipo contra incendio.
- e).- Seguro contra daños.

### **a).- REPRESENTANTE LEGAL DEL USUARIO.**

El propietario del edificio deberá nombrar un representante legal con el que la compañía suministradora acordará y coordinará los trabajos correspondientes a la ejecución del proyecto y construcción del sistema de distribución.

### **b).- ACCESO PARA EL EQUIPO.**

El propietario del inmueble o su representante legal, tendrán la obligación de proporcionar todas las facilidades para el transporte adecuado del equipo durante su instalación, retiro o reemplazo, tanto en forma horizontal como vertical, durante las 24 horas del día y durante los 365 días del año.

**Transporte horizontal.**- Este lo realizará personal de la empresa suministradora y se hará por medio de rodillos o patines, para lo cual es necesario que el piso por el que se deslice el equipo permita el uso de los mismos. Asimismo, deben existir facilidades para instalar medios de jalado y soportes para su movimiento, siendo indispensable para ello, un ancho mínimo de 2.50 m y una altura libre de 2.40 m como mínimo a lo largo de toda la trayectoria de acceso a los locales de las subestaciones. La losa de piso a lo largo de la misma deberá soportar el peso del equipo, conforme a los valores de la Tabla 1.

**Transporte vertical.**- El usuario efectuará con su equipo, personal y bajo su responsabilidad, las maniobras necesarias para subir o bajar desde el nivel de calle hasta los diferentes niveles en que se encuentren ubicadas las subestaciones en el edificio, los materiales y equipos que formarán parte del sistema de distribución de energía eléctrica, durante la etapa de construcción.

Para tal efecto es necesario contar con un elevador de carga o montacargas de las dimensiones y capacidad acordes con el equipo a instalar en las subestaciones y con un factor de seguridad del 30 %. En la Tabla 1 se indican estos valores.

**TABLA N. 1**  
**DIMENSIONES Y PESOS DE EQUIPOS**  
(m, kg)

EQUIPO	LARGO	ANCHO	ALTURA	PESO
TRANSFORMADOR 300 kVA	1,90	1,50	2,00	3 000
TRANSFORMADOR 500 kVA	1,90	1,50	2,00	4 000
TRANSFORMADOR 750 kVA	2,20	1,50	2,00	5 500
GABINETE M 23I, 1 SECCION	1,22	1,22	2,22	250

**c).- ESPACIOS ADECUADOS**

**\* Locales de subestación, equipos de protección o seccionamiento.**

El usuario estará obligado a proporcionar en el interior del edificio, los espacios para instalar las subestaciones de 23.000-220/127 Volts, necesarias para el suministro de energía eléctrica en baja tensión al mismo. Algunas especificaciones se indican a continuación.

**Dimensiones:** Las dimensiones de los locales para las subestaciones estarán en función del equipo utilizado en el proyecto correspondiente. En la tabla 2 se muestran algunos ejemplos.

**TABLA N.2**  
**ESPACIO REQUERIDO PARA LOCALES DE SUBESTACION**

CANTIDAD	EQUIPO	DIMENSIONES
1	TRANSFORMADOR DE 300, 500 o 750 kVA	4,00 x 4,50
1	TRANSFORMADOR DE 300, 500 o 750 kVA	6,00 x 5,00
1	GABINETE M 23 I, 3 SECCIONES	
1	TRANSFORMADOR DE 300, 500 o 750 kVA	6,00 x 6,00
1	GABINETE M 23 I, 4 SECCIONES	

**EDIFICIOS VERTICALES**

**Acceso:** El acceso a las subestaciones, tanto de personal de la empresa suministradora como para el equipo, deberá estar libre y expedito en todo momento. se hará en forma directa a las subestaciones por medio de una puerta metálica con persianas fijas para ventilación en toda su superficie, portacandado y letrero con la leyenda de "PELIGRO ALTA TENSIÓN". cuyas dimensiones serán fijadas en su caso por la empresa suministradora.

**Paredes y pisos:** Las paredes serán de concreto armado con un espesor mínimo de 0.15 m. la losa de piso será de concreto armado y calculado para soportar el peso del equipo a instalar.

**Ventilación:** La ventilación del local será por medio de la puerta de acceso a la subestación y de ventanas metálicas, con persianas fijas en toda su área. Las dimensiones de estas últimas las indicara la empresa suministradora, en base al equipo por instalar.

**Drenaje:** Por ningún motivo se permitirá que el líquido refrigerante de los transformadores (RTEmp) pueda dispersarse por la subestación o fuera de la misma, para tal efecto se deberá instalar en las subestaciones una coladera u otro medio de evacuación hacia un deposito especial de confinamiento, conforme lo establece el capítulo 4, artículo 450-46 de las Normas Oficiales Mexicanas NOM-001-SEDE-99 y la normatividad en materia ambiental.

**Sistema de tierras:** El usuario deberá proporcionar en cada subestación dos tomas de tierra con cable de cobre desnudo de 250 MCM., cuyo valor de resistencia medida sea menor o igual a 10 Ohms.

**Instalación eléctrica:** Será dependiente del sistema eléctrico del edificio, consistente en un interruptor termomagnético de 30 A., apagador-contacto de 600 Watts, alumbrado adecuado, consistente en lámparas incandescentes de 100 Watts cada una. También se deberá contar con alumbrado de emergencia.

#### **\* Trayectoria de circuitos de media y baja tensión.**

Se construirán ductos verticales para la instalación de los circuitos de media y baja tensión, con dimensiones mínimas de 2.00 x 0.80 m. con charolas de 0.35 m., debiéndose tener acceso a los mismos en cada piso como se muestra en la figura 6. Estos ductos deberán ser exclusivamente para instalaciones de la empresa suministradora, la cual instalará los candados correspondientes.

Los circuitos de media y baja tensión deberán instalarse en forma independiente entre sí y de otras instalaciones del edificio.

De la misma manera, se construirán los pasos de cables necesarios para los circuitos de baja tensión, a fin de comunicar la subestación con las concentraciones de los equipos de medición, siendo también indispensable construir los ductos requeridos para ligar las subestaciones con el exterior.

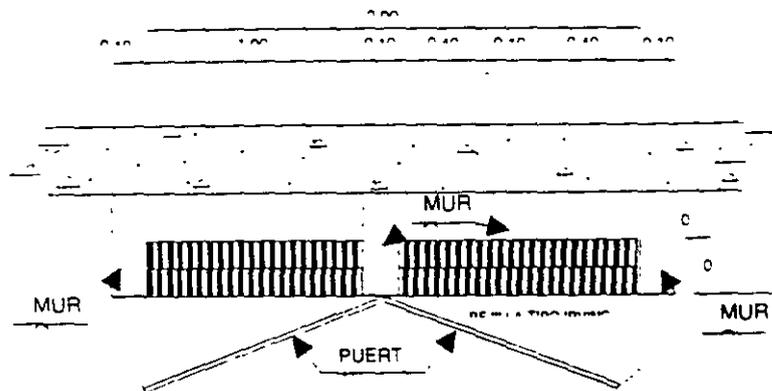


Figura 6.- Ductos verticales para la torre

**\* Equipos de medición.**

El usuario tiene la obligación de proporcionar los locales para la instalación de los equipos de medición correspondientes, cuyas dimensiones quedarán definidas por el número y tipo de servicios ubicados en una misma concentración. También deberán instalarse sardineles con rejillas tipo Irving para protección de los circuitos de baja tensión.

**\* Equipo de control y comunicación.**

Para facilitar las maniobras de operación del sistema de distribución, el usuario instalará un sistema de comunicación (interfono) entre los locales de las subestaciones y un teléfono en la parte baja del edificio, exclusivo para el personal de la empresa suministradora.

El usuario debe proporcionar de ser necesario, los espacios para la instalación del equipo de control para operación remota.

**d).- EQUIPO CONTRA INCENDIO**

El usuario deberá proporcionar e instalar en cada subestación, el equipo contra incendio (tipo ABC) aprobado por el área de Protección Civil de la autoridad correspondiente. El mantenimiento de estos equipos será proporcionado por el propietario del inmueble, haciendo saber a la empresa suministradora del programa del mismo para obtener el acceso a las subestaciones.

**e).- SEGURO CONTRA DAÑOS**

El usuario contratará por su cuenta un seguro contra daños en bienes y/o personas que pudieran ser ocasionados al propio usuario y/o a terceros por falla de los materiales y/o equipos, fallas en los

circuitos de media y baja tensión, equipo de medición, control y comunicación. De la misma manera, el seguro deberá cubrir los daños que sufran las instalaciones propiedad de la empresa suministradora, ya sea por causas fortuitas de cualquier índole o de fuerza mayor.

### **- REQUERIMIENTOS PARA LA OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN VERTICAL.**

La empresa suministradora será la responsable de efectuar todos los trabajos de instalación, operación y mantenimiento en el sistema de distribución, tanto en los circuitos de media y baja tensión, como en las subestaciones de distribución instaladas en el interior del inmueble en los diferentes pisos; así como en los equipos de medición y concentraciones.

Por tal motivo el propietario del inmueble o su representante legal deberán cumplir con todo los requerimientos indicados en la construcción del sistema de distribución, así como restringir el acceso a las instalaciones de la empresa suministradora a personal no autorizado.

### **- INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE MEDICIÓN**

De acuerdo con el nivel o niveles de tensión solicitados por el propietario del inmueble o su representante legal para la contratación del servicio de energía eléctrica, la empresa suministradora, indicará al interesado el tipo o tipos de equipos de medición a utilizarse, así como los requerimientos para su instalación, operación y mantenimiento.

El usuario dará todas las facilidades de acceso, previa identificación del personal que en forma periódica realizará la toma de lecturas de los equipos de medición.

### **- RESPONSABILIDAD CIVIL**

La empresa suministradora no se hará responsable por los daños que se puedan ocasionar a los bienes o personas del inmueble y/o terceros en siniestros por incendio, fuerza mayor o caso fortuito en las subestaciones eléctricas, así como en las instalaciones accesorias; por lo que el propietario del inmueble o su representante legal libera de toda responsabilidad a la empresa suministradora de los casos antes señalados. Toda vez que el seguro contratado por el propietario del inmueble o su representante legal será el obligado de cubrir dichos daños.

El propietario del inmueble o su representante legal deberá proporcionar a la compañía suministradora una copia del seguro contra incendio del inmueble y otros riesgos, que incluyan las subestaciones eléctricas, los sistemas de distribución en media y baja tensión y los equipos de medición propiedad de dicha dependencia, así como los bienes o personas del inmueble y/o terceros.

## **- FUENTES DE ENERGÍA ALTERNA.**

En el proyecto de la instalación eléctrica del edificio, debe preverse la instalación de una planta de emergencia de la capacidad adecuada, para alimentar en caso de interrupción por parte del suministrador, los circuitos del elevador de carga o montacargas, el alumbrado de emergencia y el sistema de comunicación entre subestaciones instaladas en el interior del edificio.

Adicionalmente se deben prever las facilidades para la conexión de una planta generadora móvil, para el caso de falla de la planta de emergencia propia del edificio.

## **- ASPECTOS COMERCIALES**

El propietario del inmueble o su representante legal, nombrarán a un coordinador general del proyecto de su edificio facultado para tratar con la empresa suministradora todo lo relacionado al proyecto, instalación, operación y mantenimiento tanto preventivo como correctivo del sistema de distribución vertical.

La empresa suministradora le brindará la asesoría en todo lo relacionado con el suministro de energía eléctrica en media y baja tensión, siempre que lo solicite.

Con respecto al pago de aportaciones, tensión de suministro, capacidad de energía eléctrica requerida y el programa de obras, estos serán convenidos por ambas partes.

## **- MARCO JURÍDICO**

Se elaborará un convenio, el cual establecerá las acciones que en forma coordinada realizará empresa suministradora con el usuario para la electrificación del inmueble, con la finalidad de obtener una instalación confiable, segura y de alta calidad, apegándose a los marcos jurídicos que se establecen en:

- \* La Constitución de los Estados Unidos Mexicanos.
- \* La Ley de Suministro de Energía Eléctrica.
- \* El Reglamento de Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- \* El Manual de Servicio al Público en Materia de Energía Eléctrica.
- \* Las Normas Oficiales Mexicanas de Instalaciones Eléctricas.
- \* Las Tarifas Generales Autorizadas.
- \* El Reglamento de Operación.
- \* El Reglamento de Construcciones.

## **- RECOMENDACIONES Y CONCLUSIONES**

Dentro de la planeación para la construcción de un edificio vertical es recomendable tener presente, las necesidades de las empresas suministradoras de energía eléctrica para la electrificación de dicho inmueble.

El ingeniero que desarrolle el proyecto eléctrico correspondiente, puede prever la densidad de carga y demanda que requerirá dicho servicio, así como el número estimado de servicios que se

**EDIFICIOS VERTICALES**

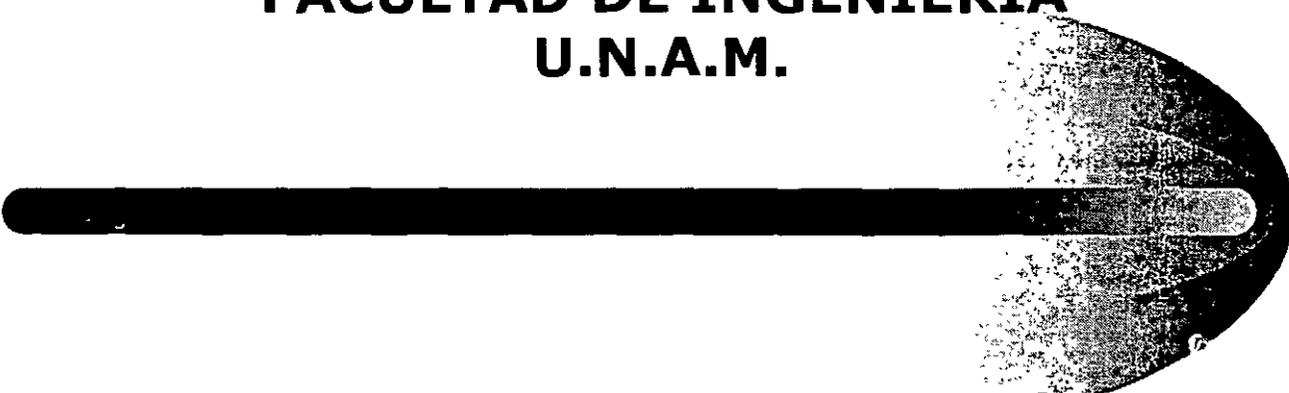
requerirán.

El propietario del inmueble en base a la inversión que realice en lo relativo a la instalación eléctrica, debe estar conciente que para mayor confiabilidad, continuidad y calidad de servicio tendrá que realizar un gasto mayor.

Por lo tanto, en base a las experiencias obtenidas en el desarrollo de instalaciones en edificios verticales, se puede concluir que el sistema de distribución vertical más confiable es el de derivación múltiple por parte de la empresa suministradora y radial en anillo abierto en la trayectoria vertical del inmueble.

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**MÉTODO DE MONTE CARLO PARA DISEÑO  
DE RED**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

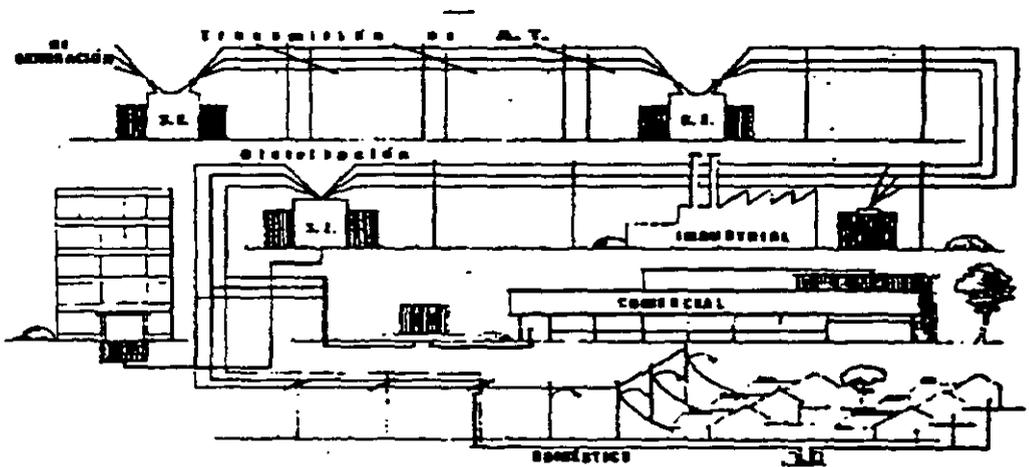
**ENERO 2005**

***DIVISION DE EDUCACION CONTINUA***

**FACULTAD DE INGENIERIA  
U.N.A.M.**

***SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA***

**METODO DE MONTE CARLO PARA DISEÑO DE REDES**



## **METODO DE MONTECARLO APLICADO A LA PREDICCIÓN DE CARGAS EN REDES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEAS.**

Existen varios métodos para predicción de las tasas de crecimiento en sistemas de distribución, dadas las características de construcción, tiempo y costo de las redes subterráneas es necesario utilizar métodos que permitan no sólo el cálculo de las tasas, sino el tipo, localización geográfica, año de aparición, etc. En este estudio se presenta la aplicación del METODO DE MONTECARLO para simular la aparición de cargas en una red de distribución subterránea como una herramienta para predecir su crecimiento.

### **SIMULACION**

El método de simulación es un cálculo con el cual se puede predecir el comportamiento de un sistema en el tiempo, haciendo uso de modelos probabilísticos. Entendiéndose por modelo una representación operacional que describe el comportamiento de las partes del conjunto de un sistema físico real, siendo una abstracción para hacer predicciones.

Con el uso de la simulación se busca el desarrollo de la investigación adquiriendo conocimientos relativos a la predicción del comportamiento de un sistema, bajo diferentes condiciones, pudiendo ser implementado hasta obtener resultados prácticamente reales. La simulación es un instrumento útil en sistemas cuyo análisis matemático resulta demasiado complejo y sería muy costoso trabajar con el sistema físico real.

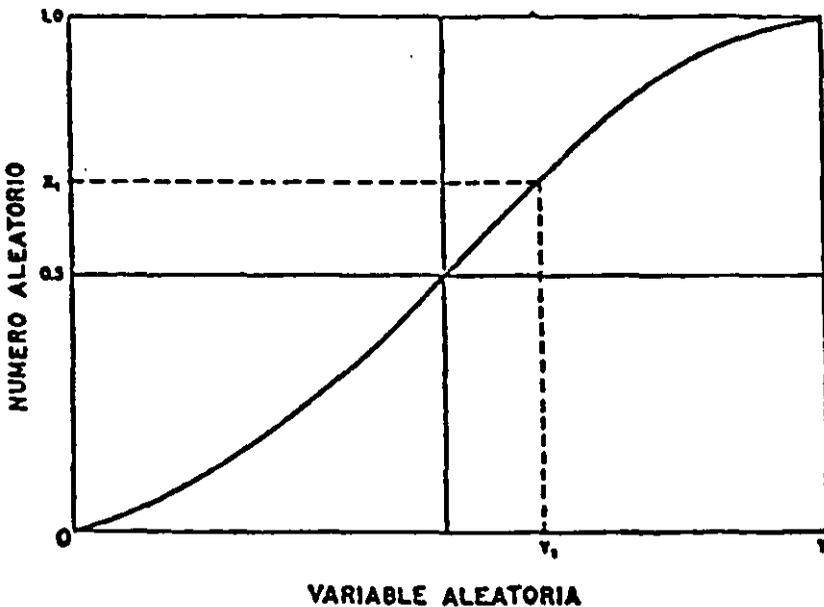
En los sistemas de distribución subterránea se ve la conveniencia de hacer uso de la simulación para la predicción en la aparición de carga, ya que éstos no siguen una ley determinística si no una combinación de eventos probabilísticos complejos, debido a procesos aleatorios.

**- METODO MONTE CARLO**

El método de Monte Carlo, es un método de simulación con el cual se hacen observaciones aleatorias a partir de una distribución probabilística.

El procedimiento del método sigue los siguientes puntos:

- 1.- Graficar la función de probabilidades relativas acumuladas.
- 2.- Obtener un número  $X_1$  al azar entre 0 y 1, con tantos decimales como se desee.
- 3.- El número  $X_1$  del punto 2, se localizará en el eje de las ordenadas y se proyectará horizontalmente hasta cortar en un punto a la función, proyectándolo a su vez sobre el eje de las abscisas, en donde se podrá leer el valor  $Y_1$ , como se muestra en la siguiente figura:



## - PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Para el establecimiento preciso del problema es necesario crear el modelo del sistema de distribución subterráneo, que nos permitirá predecir en que año y en que lugar aparecerán cargas eléctricas puntuales, ocasionadas por las construcciones en lotes disponibles. Las nuevas cargas puntuales serán conectadas a los alimentadores en Mediana Tensión de la zona, llevándose un balance de éstos y así obtener un crecimiento uniforme de la carga, debido al crecimiento vertical (o puntual) y horizontal (o natural) de la carga.

Como se ve el crear este modelo no es sencillo, ya que intervienen una gran cantidad de condiciones que no pueden ser expresadas en forma matemática por ser de carácter fortuito o aleatorio, es por esto que en este caso se propone el procedimiento de simulación que establece el Método de Montecarlo y que es aplicable a una red subterránea. En el diagrama de flujo siguiente se muestran los pasos a seguir con detalle.

## - ANTECEDENTES DE UNA RED SUBTERRANEA.

De estudios previos a una red de distribución subterránea se conocen:

- 1.- Límites de la zona
- 2.- Zonas vecinas en cables subterráneos
- 3.- Voltaje de operación
- 4.- Número de alimentadores en alta tensión
- 5.- Capacidad de corriente de alimentadores en alta y baja tensión
- 6.- Cantidad y capacidad de transformadores
- 7.- Estructura de alta y baja tensión

Así como:

- 1.- Densidad de carga
- 2.- Tasa histórica de crecimiento de la carga

El modelo de la red de distribución subterránea tiene las siguientes funciones PROBABILISTICAS:

- 1.- Número de subestaciones que aparecen por año
- 2.- Lotes disponibles para construcción
- 3.- Capacidad en kVA de las subestaciones

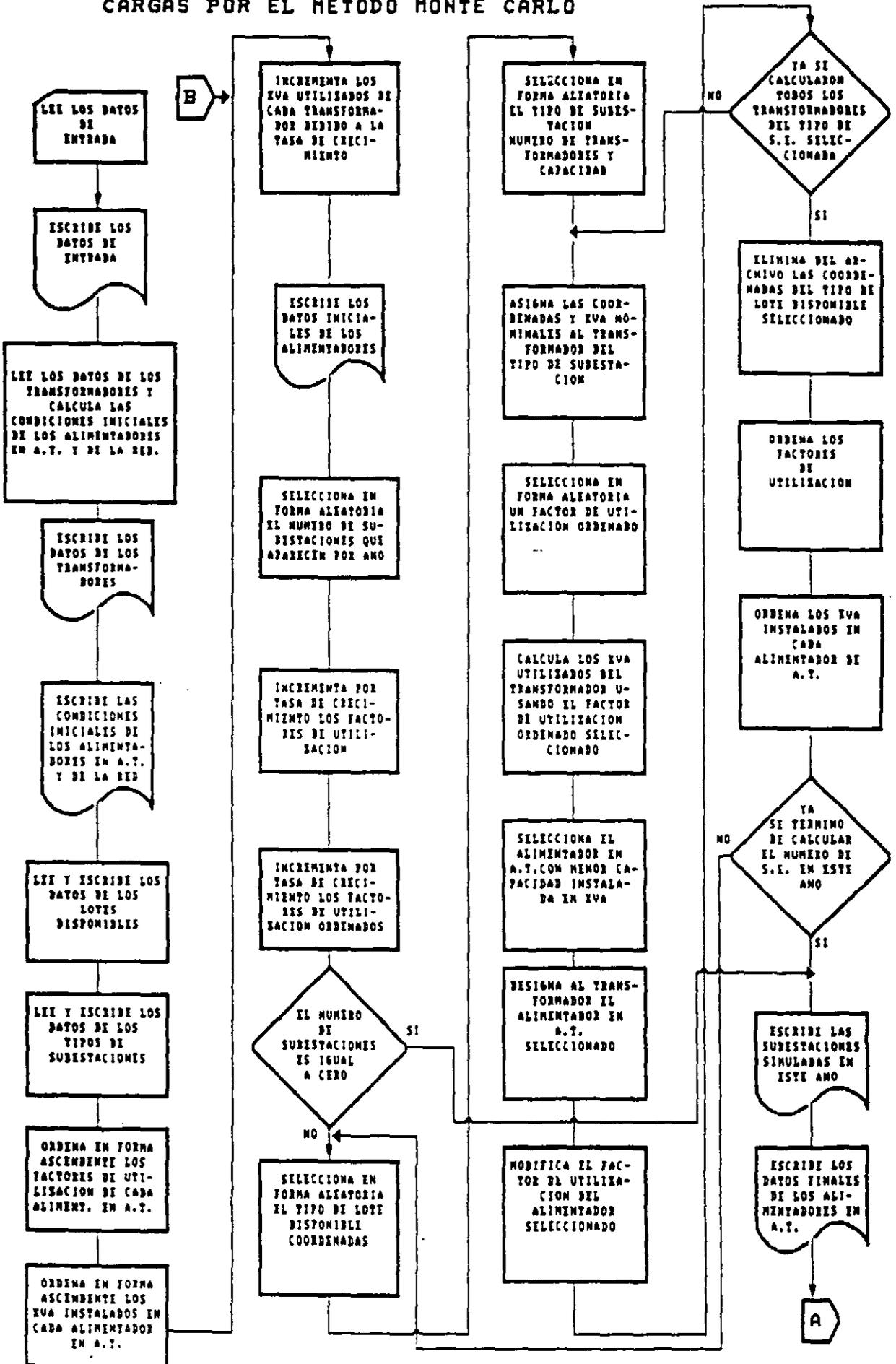
Los tres submodelos anteriores son creados al hacer la aproximación de curvas sobre el histograma de frecuencias relativas acumuladas que nos representan a cada uno de ellos.

El método de Monte-Carlo como técnica de simulación aplicada a redes subterráneas es de suma utilidad, convirtiéndose de hecho en una herramienta de toma de decisiones ya que puede predecir:

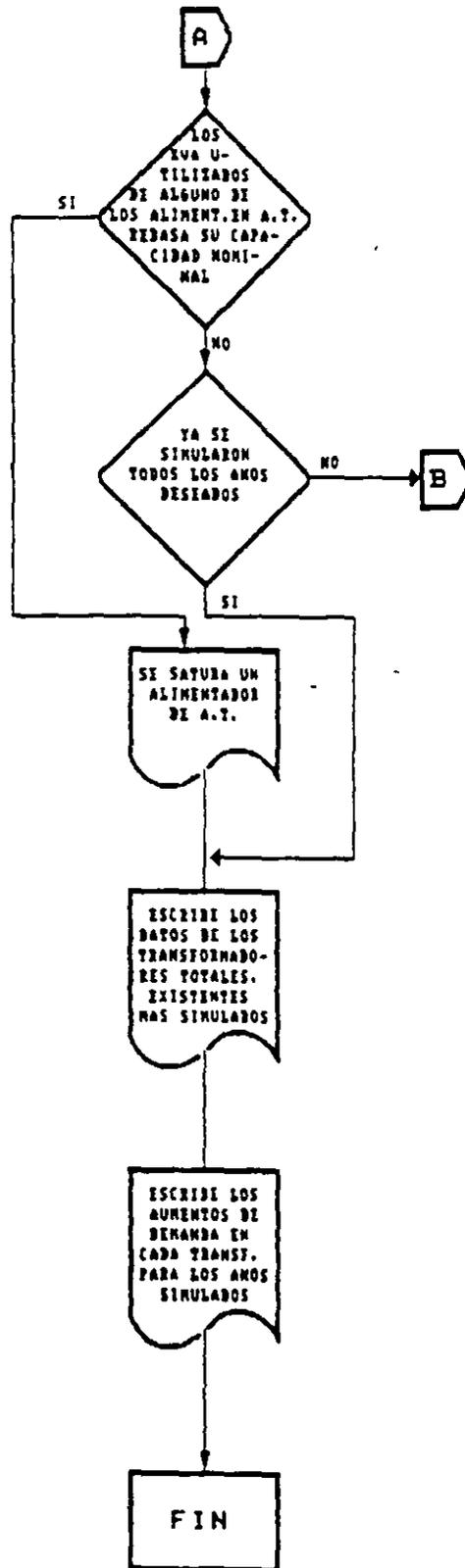
- Número de subestaciones que aparecerán por año.
- Lugar preciso en donde aparecerán cada una de estas nuevas subestaciones.
- Cantidad y capacidad de los transformadores de cada una de las subestaciones.
- Año de saturación de la red en estudio, en los alimentadores de Mediana Tensión y Banco de las Subestaciones de Potencia.

Todo lo anterior se logra basándose en los conocimientos que se tienen del sistema a simular, auxiliándose de la probabilidad y estadística matemática. Con los datos anteriores se desarrolla una función de probabilidades relativa acumulada, sobre la cual se hacen muestreos aleatorios, ya que como se sabe, un sistema de distribución no tendrá nunca un comportamiento determinístico.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO



# DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA PREDICCIÓN DE CARGAS POR EL METODO MONTE CARLO



## EJEMPLO DE APLICACION. RED VERONICA.

Como se mencionó en páginas anteriores de este estudio, la de ci sión de invertir en una red subterránea implica un estudio de ta lla do de las cargas, zonas, forma geométrica, lo ca liz ación pu nt ua l de cargas futuras, etc. Una decisión equivocada involucra posibles pérdidas económicas y molestias a los usuarios.

El método de Monte-Carlo aplicado como herramienta de planeación en redes subterráneas permite considerar algunas de las va ria bles heurísticas que otros métodos no consideran ya que se pueden obtener reportes de las condiciones actuales en que está operando la red y por medio de la simulación las posibles necesidades de inversión en equipo, expansión y material a corto y mediano plazos, ya que se tiene un control estadístico de de cre cimiento de carga en la zona en el tiempo, así como los lugares posibles o probables de aparición de las cargas.

Dada la importancia que tiene la Zona Rosa dentro de la Ciudad de México y su posible expansión futura, se seleccionó la RED VERONICA para la aplicación de este método.

### DATOS GENERALES DE LA RED

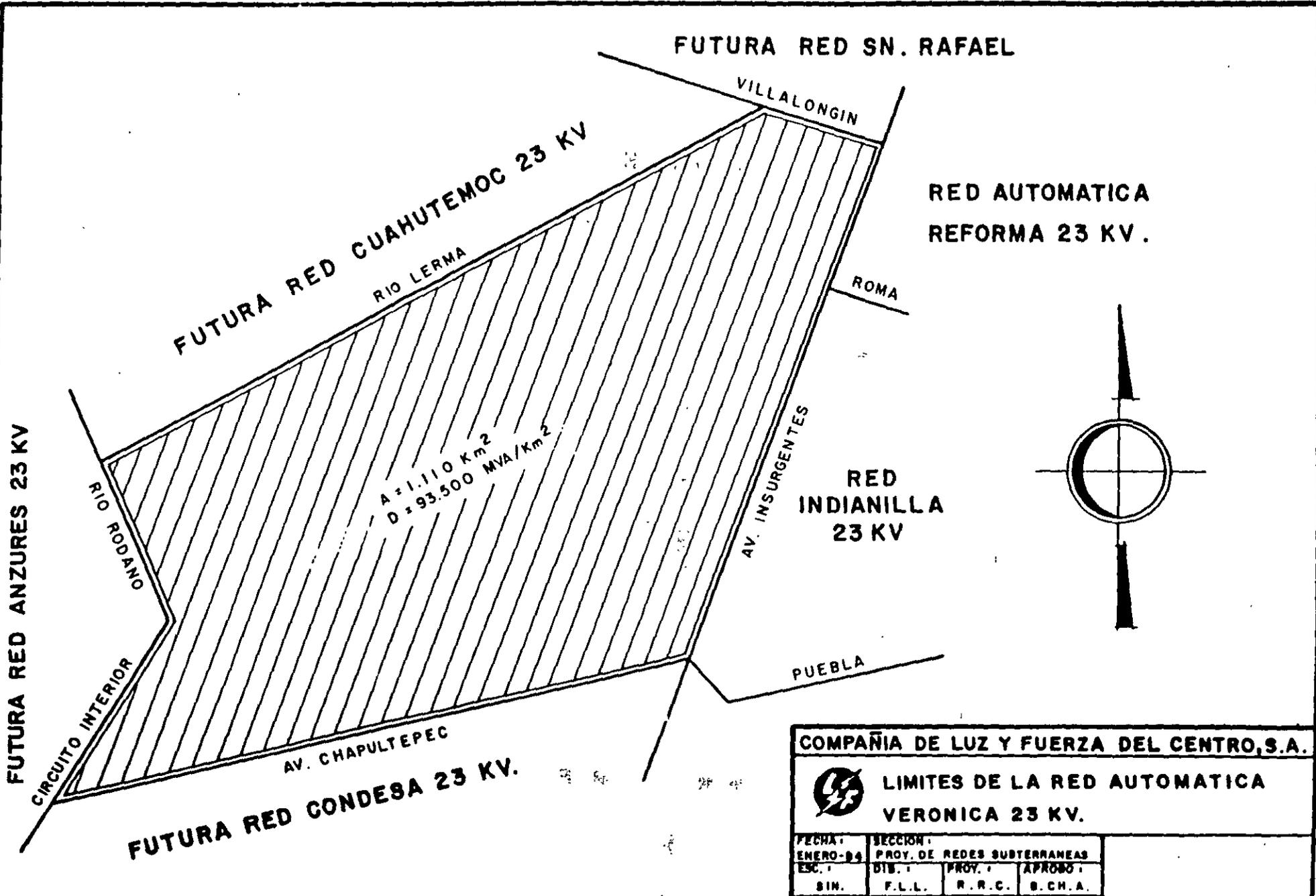
Los límites geográficos de la Red Automática Verónica 23 kV. son:

- Al Norte : Río Lerma y Villalongin
- Al Sur : Av. Chapultepec
- Al Oriente : Av. Insurgentes
- Al Poniente : Río Rodano y Circuito Interior

Con una superficie de: 1.11 km<sup>2</sup>.

En la red se encuentran instaladas: 101 subestaciones, tipo bóveda y tipo interior, con un total de 166 transformadores.

La densidad de carga es de: 93.38 MVA/ km<sup>2</sup>.



**COMPANIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO, S.A.**



**LIMITES DE LA RED AUTOMATICA VERONICA 23 KV.**

FECHA:	SECCION:		
ENERO-84	PROY. DE REDES SUBTERRANEAS		
ESC.:	DIB.:	PROY.:	APROBO:
SIN.	F.L.L.	R.R.C.	S.C.H.A.
ACOT.:	REV.:	Ve.No.:	
SIN.	A.P.	D.B.O.	

Actualmente la Red Verónica se alimenta por seis (6) troncales de 10 MVA cada una, de dos bancos de 30 MVA. de la S.E. Huasteca.

En base a las demandas de los últimos 5 años se tiene una tasa de crecimiento de 2.55.

### PROGRAMA DE SIMULACION

El programa de simulación requiere de los siguientes datos:

- Año en que se inicia la simulación.
- Número de años a simular.
- Número de alimentadores y capacidad.
- Número de transformadores instalados en la zona; ubicación geográfica, capacidades nominal y utilizada de cada uno.
- Tasa de crecimiento en los últimos 5 años.
- Número de lotes disponibles donde sea posible la aparición de S.E. nuevas, ubicación geográfica y clasificados de la siguiente forma:
  - Estacionamiento privado
  - Estacionamiento público
  - Taller mecánico
  - Edificio en ruinas
  - Lotes baldíos
  - Edificio en construcción

Tipo de subestaciones, tomando como base la siguiente clasificación:

- 3 transformadores de 750 kVA.
- 3 transformadores de 500 kVA.
- 2 transformadores de 750 kVA.
- 2 transformadores de 500 kVA.
- 1 transformador de 750 kVA.
- 1 transformador de 500 kVA.

También se proporcionan los modelos matemáticos de:

- Número de S.E. que aparecen por año.

$$f(x) = 4x$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la aparición de subestaciones por año en los últimos años.

- Lotes disponibles.

$$f(x) = 6.3 x^{0.6006}$$

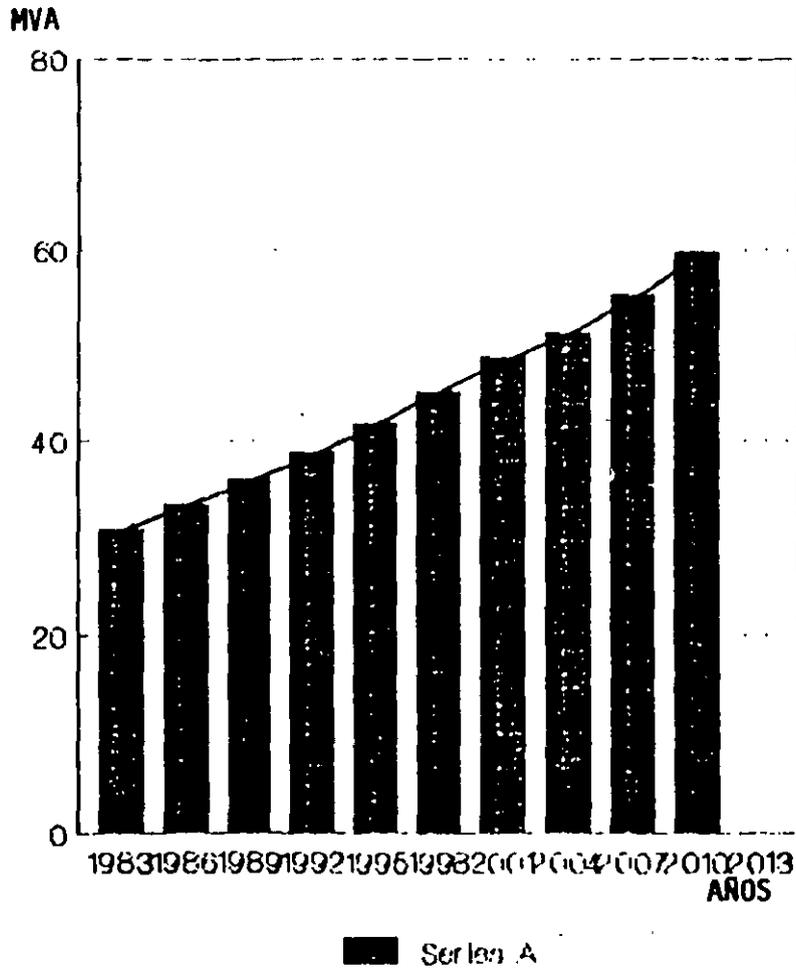
esta curva se obtiene dando valores probabilísticos de acuerdo a su factibilidad de necesidad de servicio eléctrico de acuerdo al tipo de lotes disponibles antes mencionados.

- Tipo de S.E.

$$f(x) = 6.0052 x^{0.3564}$$

esta curva se obtiene de datos estadísticos de la capacidad de las subestaciones tipo que han aparecido en los últimos años.

# ANO DE SATURACION RED VERONICA 23 kV.



Tasa de Crecimiento = 2.55

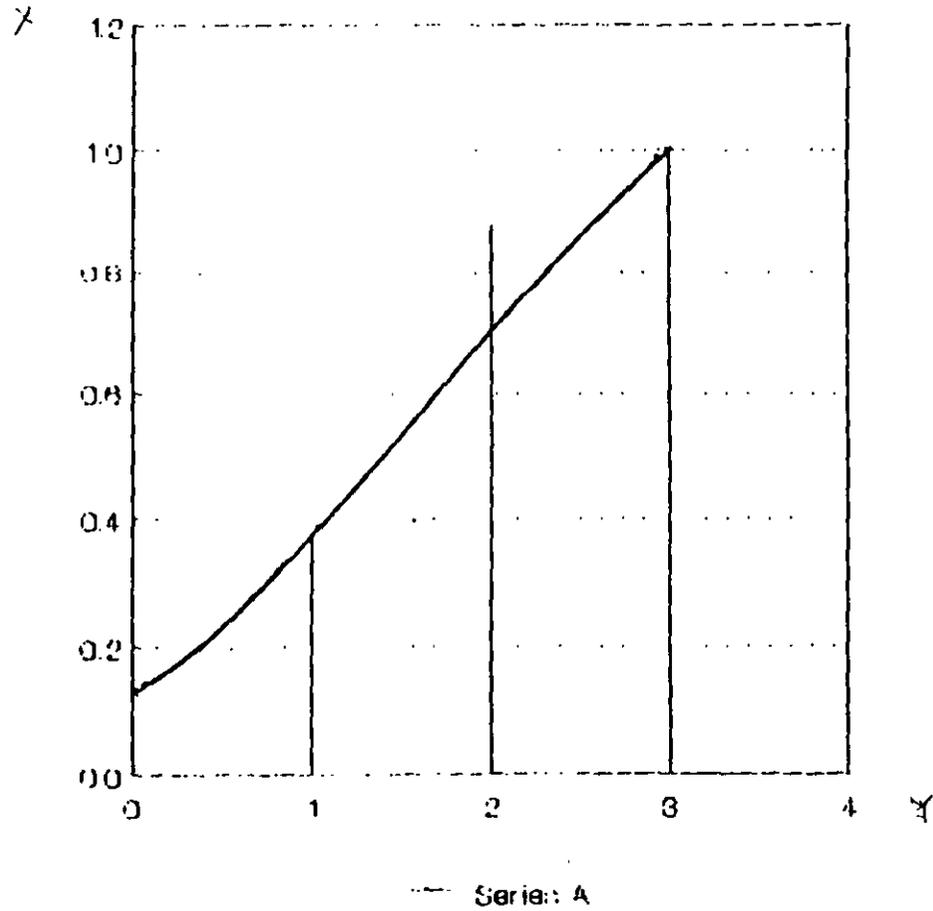
# DATOS HISTORICOS DE SE's POR AÑO

AÑO	No. DE SE's	CAPACIDADES EN KVAS
91	1	2x750
92	2	2x500, 1x750
93	2	1x750, 2x750
94	2	1x500, 2x500
95	3	1x500, 1x500, 1x750
96	2	1x500, 2x500
97	0	
98	1	1x750

MODELO HISTORICO  
DE SUBESTACIONES POR AÑO

NUMERO DE SUBESTACIONES POR AÑO	FRECUENCIAS DE SE/AÑO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
0	1	0.125	0.125
1	2	0.250	0.375
2	4	0.5	0.875
3	1	0.125	1
TOTAL	8	1	

# NUMERO DE S.E./AÑO RED VERONICA 23 kV.



$$f(x) = 4 \cdot x$$

# MODELO HISTORICO DE APARICION

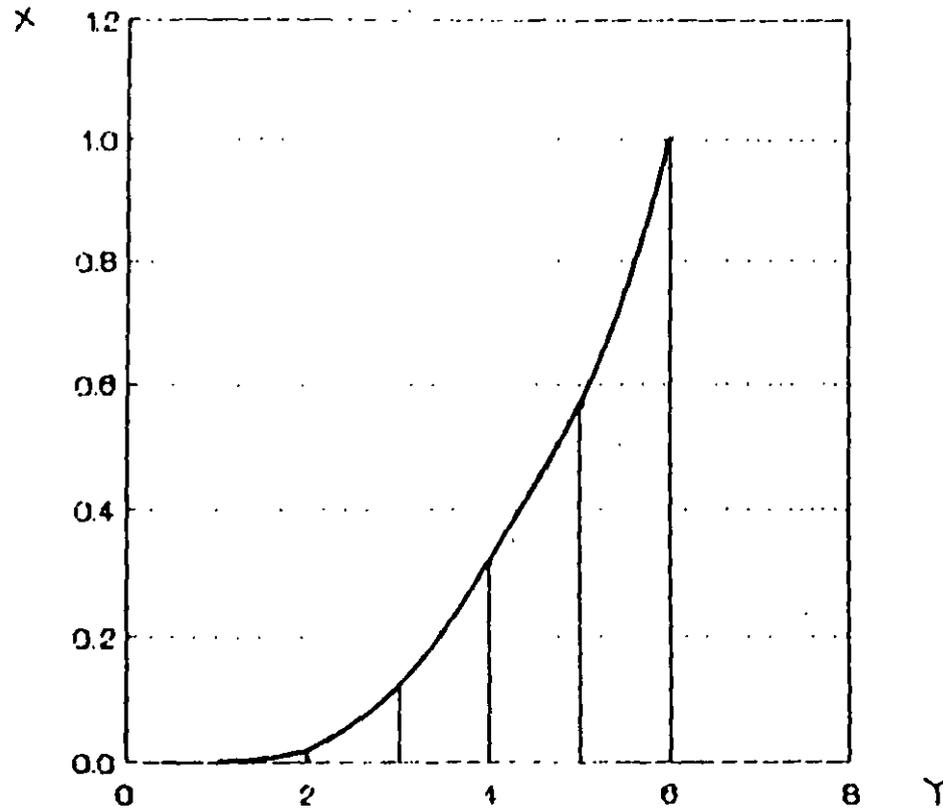
## DE TIPO NORMALIZADO DE SE's

Y

X

TIPO DE SUBESTACION	NUMERO DE IDENTIFICACION	FRECUENCIA HISTORICA	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA ACUMULADA
3 x 750	1	0	0	0
3 x 500	2	0	0	0
2 x 750	3	2	0.153	0.153
2 x 500	4	3	0.230	0.383
1 x 750	5	4	0.307	0.69
1 x 500	6	4	0.307	1.00
TOTAL	8	13	1	

# TIPO DE S.E. RED VERONICA 23 kV.



Series A

Series A

$$f(x) = 6.0062 \cdot x \cdot e^{-(0.3354 \cdot x)}$$

# MODELO PROBABILISTICO DE UTILIZACION DE TIPO DE LOTE

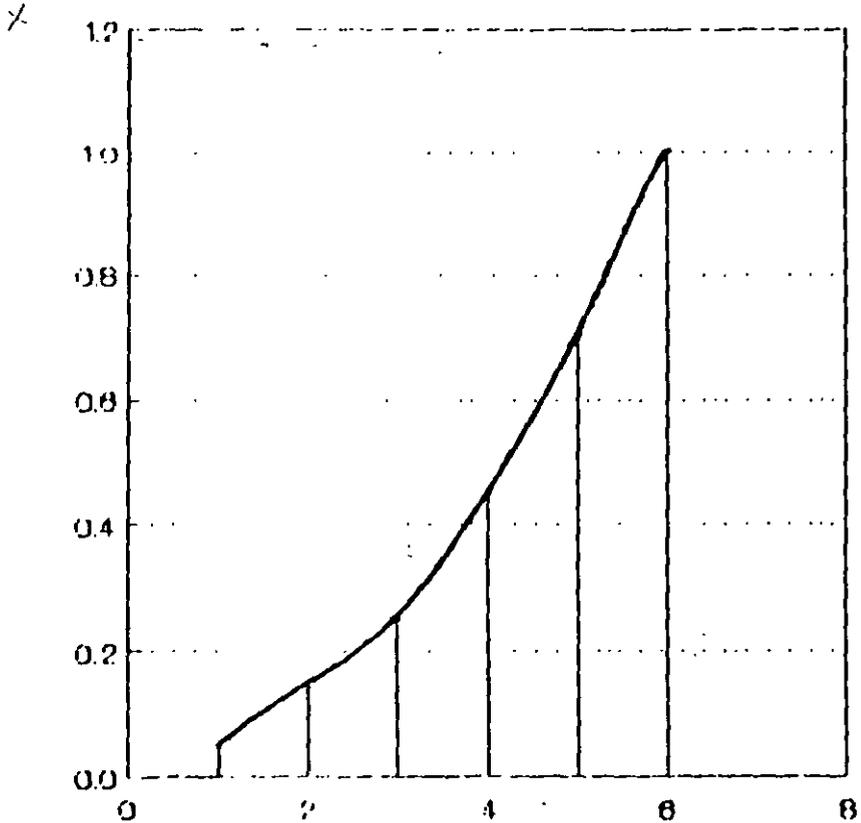
Y

X

TIPO DE LOTE	N. DE IDENTIFICACION	PESO PROBABILISTICO	FRECUENCIA RELATIVA	FRECUENCIA RELATIVA ACUMULADA
ESTACIONAMIENTO PRIVADO	1	1	0.05	0.05
ESTACIONAMIENTO PUBLICO	2	2	0.10	0.15
TALLER MECANICO	3	2	0.10	0.25
EDIFICIO EN RUINAS	4	4	0.20	0.45
LOTE BALDIO	5	5	0.25	0.70
EDIFICIO EN CONSTRUCCION	6	6	0.30	1.00
TOTAL		20	1	1

# LOTES DISPONIBLES RED VERONICA 23 kV.

PROBABILIDAD DE UTILIZACION  
DE LOTES



Series A

No. IDENTIFICACION

$$f(x) = 0.30 \cdot x \exp(-0.60x)$$

64

## REPORTES DEL PROGRAMA

Al ejecutarse el programa entrega un reporte de la información proporcionada siguiente:

- Los transformadores existentes instalados en la red. Indicando: ubicación geográfica, capacidad nominal, capacidad utilizada actual y alimentador al que está conectado.
- Lotes disponibles. Indicando: ubicación geográfica, índice probabilístico de acuerdo a su clasificación como lote disponible y un número secuencial dentro de esa clasificación.
- Un reporte del estado actual que guarda la red en su conjunto, esto es: se indica cada "ALIMENTADOR" (balance de alimentadores) los "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS" (demanda) y "FACTOR DE UTILIZACION", estos mismos datos se dan para toda la red (balance de red).

## PROCESO DE SIMULACION

### DATOS INICIALES

Se proporciona los datos iniciales en el año que se simula, el balance de los alimentadores al inicio de ese año, indicando "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", y "FACTOR DE UTILIZACION".

### SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

Se reportan las subestaciones de probable aparición, en donde el "NO. DE R.T." es el número secuencial del transformador a partir del total de los existentes, las "COORDENADAS" de su ubicación topográfica de acuerdo con el Lote Disponible seleccionado, "kVA's NOMINALES" en base al tipo de subestación seleccionada, "kVA's UTILIZADOS" tomando en forma aleatoria los factores de utilización de los alimentadores de la red para estimar la utilización de cada transformador simulado y el "NO. DE ALIMENTADOR" al que estará conectado el nuevo transformador simulado, en base al balance de los kVA's instalados del alimentador con menor capacidad instalada.

## DATOS FINALES

En este reporte se indica el estado final de los alimentadores para el año simulados, teniéndose: "ALIMENTADOR", "kVA's INSTALADOS", "kVA's UTILIZADOS", "FACTOR DE UTILIZACION", debe notarse que los kVA's instalados han sido modificados por incluir los transformadores nuevos simulados, al igual los kVA's utilizados debido a el efecto de la tasa de crecimiento natural de la red, asi como los kVA's demandados por cada transformador simulado. Esto origina la correspondiente modificación del factor de utilización por alimentador.

## REPORTE ADICIONAL

Es un reporte final se proporciona el estado en que se encuentran los transformadores iniciales y simulados al final del cálculo. En el se indica: "NO." secuencial del transformador, "COORDENADAS" de la ubicación geográfica, "ALIMENTADOR" al que esta o estara conectado el transformador, "kVA's NOMINALES" de cada transformador, "kVA's UTILIZADOS POR AÑO" incluyendo el año inicial hasta el año de la ultima simulación.

Conviene hacer notar que todos los transformadores existentes y los simulados a partir de su aparición son afectados por la tasa de crecimiento natural de la red.

|RED AUTOMATICA VERONICA 23 kv.

AÑO EN QUE SE INICIA LA SIMULACION 1|

|NUMERO DE AÑOS A CALCULAR 5

NUMERO DE ALIMENTADORES EN LA RED 6|

|CAPACIDAD DE CADA ALIMENTADOR 10000 kVA.

NUMERO DE TRANSFORMADORES AL INICIO DE LA SIMULACION 166|

|TASA DE CRECIMIENTO 2.550

NUMERO DE LOTES DISPONIBLES 93|

|NUMERO DE INTERVALOS PARA LOS LOTES DISPONIBLES 6

MAXIMO NUMERO DE LOTES POR INTERVALO 36|

|NUMERO DE SUBESTACIONES TIPO 6

|NUMERO DE INTERVALOS PARA SUBESTACIONES TIPO 6

NO.	COORDENADAS	DATOS PARA EL AÑO 0		NO. ALIM.
		kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	
1	4782 7761	750	262	2
2	4782 5574	500	198	6
3	4782 6765	500	217	4
4	0 6548	750	206	4
5	4782 7651	500	110	1
6	0 0	500	205	5
7	4883 4209	500	156	3
8	4883 4210	500	175	6
9	4783 4	300	8	3
10	4782 5254	500	232	4
11	4782 5542	500	137	2
12	4782 5541	500	129	3
13	4782 7643	500	160	6
14	4782 8178	500	270	2
15	4782 7666	500	255	6
16	4782 6546 <	750	329	5
17	4782 6437	750	251	6
18	4782 6436	750	262	4
19	4782 8682	500	354	5
20	4783 1	750	176	3
21	4782 9300	750	213	1
22	4782 8729	750	262	5
23	4782 8728	750	191	2
24	4782 5180	500	144	1
25	4782 5181	500	141	5
26	4883 2018	500	152	4
27	4782 7241	500	141	3
28	4782 7242	500	148	6
29	4781 3159	300	152	6
30	4781 3059	300	140	3
31	4782 6384	500	201	3
32	4782 6785	500	202	5
33	4782 5574 <	750	168	6
34	4782 5575	750	150	5
35	4782 5576	750	172	4
36	4782 5460	750	284	1
37	4782 5464	750	143	2
38	4782 5466	750	281	6
39	4782 7487	750	236	1
40	4782 7488	750	239	3
41	4782 7489	750	198	6
42	4882 1682	500	274	2
43	4782 771	750	382	5
44	4782 6834	500	304	4
45	4782 6835	500	190	6
46	4782 6562	750	239	6
47	4782 6563	750	232	5
48	4782 4637	500	163	2
49	4782 4219	500	122	1
50	4782 4013	500	173	6
51	4883 610	500	171	3
52	4782 9589	750	191	4
53	4782 9590	750	198	1
54	4782 7696	500	251	4
55	4883 186	500	250	2
56	4883 3823	300	102	6
57	4883 3723	300	95	2
58	4883 3314	750	198	3
59	4883 3413	750	213	2
60	4883 3512	750	213	1
61	4883 1304	500	129	6

62	4883	1404	500	129	5
63	4882	1987	500	217	3
64	4882	1681	750	228	5
65	4882	1883	750	228	4
66	4882	3209	750	247	1
67	4882	1875	750	131	2
68	4882	1875	750	202	5
69	4782	9974	750	367	3
70	4782	9874	750	363	4
71	4882	1164	750	183	4
72	4882	562	500	144	5
73	4782	9262	300	274	6
74	4882	1056	500	202	5
75	4882	956	500	202	2
76	4782	8963	750	120	5
77	4782	8964	750	74	4
78	4782	1	750	116	3
79	4882	653	750	198	2
80	4882	654	750	209	3
81	4882	553	750	228	4
82	4882	554	750	247	5
83	4781	7726	750	59	3
84	4782	7648	750	37	6
85	4782	7647	750	26	4
86	4782	8729	750	228	4
87	4782	8730	750	224	2
88	4782	7332	750	322	1
89	4782	7331	750	322	3
90	4782	8320	750	131	1
91	4782	8319	750	135	5
92	4782	6923	500	144	2
93	4782	8013	750	419	4
94	4782	8013	750	607	2
95	4782	8015	750	0	6
96	4782	7018	750	359	2
97	4782	7019	750	404	5
98	4782	7020	750	445	6
99	4782	7021	750	378	1
100	4782	7708	500	122	2
101	4782	7607	750	117	3
102	4782	7606	750	138	5
103	4781	6970	500	312	1
104	4781	6888	500	274	2
105	4781	6989	500	289	3
106	4781	5792	750	206	6
107	4781	5793	750	187	3
108	4781	4074	300	99	4
109	4781	4464	750	296	1
110	4781	4265	750	284	2
111	4781	4565	750	303	4
112	4781	5257	750	243	4
113	4781	5258	750	206	5
114	4782	8446	500	198	3
115	4781	8730	750	74	1
116	4781	8729	750	0	5
117	4782	9743	750	479	1
118	4782	9742	750	389	3
119	4782	9644	750	442	4
120	4782	9645	750	427	5
121	4782	5322	500	123	1
122	4782	4725	500	118	6
123	4782	4427	500	160	4
124	4782	6815	500	186	3

125	4882	2386	500	259	2
126	4882	3185	500	236	1
127	0	0	750	292	3
128	0	0	750	307	2
129	0	0	750	311	1
130	4781	7583	750	322	6
131	4781	7582	750	299	3
132	4781	7581	750	303	2
133	4781	7675	500	163	4
134	4781	6265	500	167	6
135	4782	8923	750	202	5
136	4782	7494	500	156	5
137	4782	2797	750	371	4
138	4882	2796	750	352	3
139	4882	2695	750	356	2
140	4882	2595	750	363	1
141	4782	9510	500	95	2
142	4782	9410	500	95	6
143	4781	8890	500	122	5
144	4781	8285	500	202	1
145	4883	2707	750	284	4
146	4781	8485	750	89	2
147	4781	8285	750	104	5
148	4781	7495	500	186	6
149	4883	2703	500	190	6
150	4782	8307	500	152	1
151	4781	5753	300	96	1
152	4882	1164	500	160	1
153	4882	330	500	247	3
154	4782	9633	500	208	1
155	4782	9534	500	198	2
156	4782	5701	500	198	4
157	4782	5007	500	152	2
158	4782	6111	750	206	5
159	4782	6111	750	194	1
160	4781	3081	500	148	3
161	4781	4791	500	167	1
162	4782	7427	500	190	5
163	4782	6932	500	177	2
164	4781	6989	750	270	3
165	4782	4745	500	91	3
166	4782	4645	500	110	6

|DATOS PARA EL AÑO 0

DATOS DE LOS ALIMENTADORES|

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

DATOS DE LA RED|

kVA.'s INSTALADOS	103650
kVA.'s UTILIZADOS	35151
F.U.	0.339

LOTES DISPONIBLES  
PESO PROBABILISTICO NO. SECUENCIAL

NO.	COORDENADAS	PESO PROBABILISTICO	NO. SECUENCIAL
1	4882 3082 - 1	1	1
2	4781 8295 - 1	2	1
3	4882 1968	3	1
4	4782 9831 - 1	4	1
5	4782 8908 - 1	5	1
6	4882 3698 - 4	1	2
7	4882 2191 - 3	2	2
8	4782 5508	3 <	2 <
9	4882 2470 - 2	4	2
10	4782 9015 - 4	5	2
11	4882 2268	1	3
12	4782 7884	2	3
13	4882 1867	4	3
14	4782 9820 - 5	5	3
15	4782 8602	1	4
16	4782 8092	2	4
17	4882 2379	4	4
18	4782 8111	5	4
19	4782 9209	1	5
20	4882 493	2	5
21	4782 7778	4	5
22	4782 8716	5	5
23	4882 1357	1	6
24	4782 9596	2	6
25	4782 9989	4	6
26	4882 956	5	6
27	4882 1663	1	7
28	4782 9690	2	7
29	4882 191	4	7
30	4782 8049	5	7
31	4782 9889	2	8
32	4782 9793	4	8
33	4882 996	5	8
34	4882 1064	1	9
35	4781 5754	2	9
36	4782 9993	4	9
37	4882 996	5	9
38	4882 1879	1	10
39	4781 5458	2	10
40	4883 406	4	10
41	4882 997	5	10
42	4882 2589	1	11
43	4781 3675	2	11
44	4883 1203	4	11
45	4882 1097	5	11
46	4883 3010	1	12
47	4782 5001	2	12
48	4782 5201	4	12
49	4883 900	5	12
50	4782 7751	1	13
51	4781 4696	2	13
52	4782 3804	4	13
53	4883 1002	5	13
54	4883 102	1	14
55	4782 3805	2	14
56	4782 3703	4	14
57	4883 1104	5	14
58	4781 6357	1	15
59	4782 4412	2	15
60	4782 5070	4	15
61	4883 1005	5	15

62	4781	5598
63	4782	4539
64	4782	7476
65	4883	905
66	4781	3992
67	4782	6453
68	4883	806
69	4781	3283
70	4883	806
71	4782	4305
72	4883	706
73	4782	6102
74	4883	208
75	4782	6511
76	4883	107
77	4782	4951
78	4783	9905
79	4883	204
80	4883	301
81	4883	501
82	4882	598
83	4882	698
84	4882	798
85	4882	897
86	4781	6986
87	4782	4109
88	4782	4010
89	4782	3909
90	4782	4421
91	4782	4523
92	4782	5226

1  
2  
4<  
5  
1  
2<  
5  
1  
5  
1  
5  
1  
5  
1  
5  
1<  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5  
5<

16  
16|  
16<  
16|  
17  
17|<  
17  
18|  
18  
19|  
19  
20|  
20  
21|  
21  
22|<  
22  
23|  
24  
25|  
26  
27|  
28  
29|  
30  
31|  
32  
33|  
34  
35  
36|<

| S.E. TIPO

NO. DE TRANSF.	CAPACIDAD EN kVA.	INTERVALO PROB.
3	750	1
3	500	2
2	750	3
2	500	4
1	750	5
1	500	6

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 1 \*\*\*\*\*

ALIMENTADOR	DATOS INICIALES		F.U.
	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	
1	17050	5971	0.350
2	17800	6479	0.364
3	17850	5914	0.331
4	17050	5999	0.352
5	18500	5819	0.315
6	15400	4969	0.323

NO. RT	COORDENADAS	SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION		NO. ALIM.
		kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	
167	4781 8296	500	165	6
168	4781 8297	500	180	1
169	4782 9832	750	255	6
170	4782 8909	750	271	6

ALIMENTADOR	DATOS FINALES		F.U.
	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 2 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6304	0.359
2	17800	6644	0.373
3	17850	6065	0.340
4	17050	6152	0.361
5	18500	5967	0.323
6	17400	5787	0.333

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
171	4882 2471	750	276	4

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 3 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6464	0.368
2	17800	6814	0.383
3	17850	6219	0.348
4	17800	6585	0.370
5	18500	6120	0.331
6	17400	5934	0.341

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
172	4882 2192	750	283	6

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 4 \*\*\*\*\*

DATOS INICIALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	17550	6629	0.378
2	17800	6987	0.393
3	17850	6378	0.357
4	17800	6753	0.379
5	18500	6276	0.339
6	18150	6369	0.351

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION				
NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
173	4882 3083	500	201	1
174	4882 3084	500	180	2
175	4782 9016	750	275	4
176	4882 3699	750	275	3

DATOS FINALES			
ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360

\*\*\*\*\*SIMULACION PARA EL AÑO 5\*\*\*\*\*

DATOS INICIALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18050	7000	0.388
2	18300	7345	0.401
3	18600	6816	0.366
4	18550	7200	0.388
5	18500	6436	0.348
6	18150	6531	0.360

SUBESTACIONES DE PROBABLE APARICION

NO. RT	COORDENADAS	kVA's. NOMINALES	kVA's. UTILIZADOS	NO. ALIM.
177	4782 9821	500	188	1
178	4782 9822	500	178	6

DATOS FINALES

ALIMENTADOR	kVA's. INSTALADOS	kVA's. UTILIZADOS	F.U.
1	18550	7366	0.397
2	18300	7533	0.412
3	18600	6989	0.376
4	18550	7384	0.398
5	18500	6600	0.357
6	18650	6876	0.369

NO.	COORDE.			ALIM.	kVA's.NOM.						
kVA's.	UTILIZADOS POR AÑO										
1	4782	7761	2	750	262	269	276	283	290	297	
2	4782	5574	6	500	198	203	208	214	219	225	
3	4782	6765	4	500	217	223	228	234	240	246	
4	0	6548	4	750	206	211	217	222	228	234	
5	4782	7651	1	500	110	113	116	119	122	125	
6	0	0	5	500	205	210	216	221	227	233	
7	4883	4209	3	500	156	160	164	168	173	177	
8	4883	4210	6	500	175	179	184	189	194	198	
9	4783	4	3	300	8	8	8	9	9	9	
10	4782	5254	4	500	232	238	244	250	257	263	
11	4782	5542	2	500	137	140	144	148	152	155	
12	4782	5541	3	500	129	132	136	139	143	146	
13	4782	7643	6	500	160	164	168	173	177	181	
14	4782	8178	2	500	270	277	284	291	299	306	
15	4782	7666	6	500	255	262	268	275	282	289	
16	4782	6546	5	750	329	337	346	355	364	373	
17	4782	6437	6	750	251	257	264	271	278	285	
18	4782	6436	4	750	262	269	276	283	290	297	
19	4782	8682	5	500	354	363	372	382	392	401	
20	4783	1	3	750	176	180	185	190	195	200	
21	4782	9300	1	750	213	218	224	230	236	242	
22	4782	8729	5	750	262	269	276	283	290	297	
23	4782	8728	2	750	191	196	201	206	211	217	
24	4782	5180	1	500	144	148	151	155	159	163	
25	4782	5181	5	500	141	145	148	152	156	160	
26	4883	2018	4	500	152	156	160	164	168	172	
27	4782	7241	3	500	141	145	148	152	156	160	
28	4782	7242	6	500	148	152	156	160	164	168	
29	4781	3159	6	300	152	156	160	164	168	172	
30	4781	3059	3	300	140	144	147	151	155	159	
31	4782	6384	3	500	201	206	211	217	222	228	
32	4782	6785	5	500	202	207	212	218	223	229	
33	4782	5574	6	750	168	172	177	181	186	191	
34	4782	5575	5	750	150	154	158	162	166	170	
35	4782	5576	4	750	172	176	181	185	190	195	
36	4782	5460	1	750	284	291	299	306	314	322	
37	4782	5464	2	750	143	147	150	154	158	162	
38	4782	5466	6	750	281	288	296	303	311	319	
39	4782	7487	1	750	236	242	248	255	261	268	
40	4782	7488	3	750	239	245	251	258	264	271	
41	4782	7489	6	750	198	203	208	214	219	225	
42	4882	1682	2	500	274	281	288	296	303	311	
43	4782	771	5	750	382	392	402	412	422	433	
44	4782	6834	4	500	304	312	320	328	336	345	
45	4782	6835	6	500	190	195	200	205	210	215	
46	4782	6562	6	750	239	245	251	258	264	271	
47	4782	6563	5	750	232	238	244	250	257	263	
48	4782	4637	2	500	163	167	171	176	180	185	
49	4782	4219	1	500	122	125	128	132	135	138	
50	4782	4013	6	500	173	177	182	187	191	196	
51	4883	610	3	500	171	175	180	184	189	194	
52	4782	9589	4	750	191	196	201	206	211	217	
53	4782	9590	1	750	198	203	208	214	219	225	
54	4782	7696	4	500	251	257	264	271	278	285	
55	4883	186	2	500	250	256	263	270	276	284	
56	4883	3823	6	300	102	105	107	110	113	116	
57	4883	3723	2	300	95	97	100	102	105	108	
58	4883	3314	3	750	198	203	208	214	219	225	
59	4883	3413	2	750	213	218	224	230	236	242	
60	4883	3512	1	750	213	218	224	230	236	242	
61	4883	1204	6	500	129	132	136	139	143	146	

62	4883	1404	5	500	129	132	136	139	143	146
63	4882	1987	3	500	217	223	228	234	240	246
64	4882	1681	5	750	228	234	240	246	252	259
65	4882	1883	4	750	228	234	240	246	252	259
66	4882	3209	1	750	247	253	260	266	273	280
67	4882	1875	2	750	131	134	138	141	145	149
68	4882	1875	5	750	202	207	212	218	223	229
69	4782	9974	3	750	367	376	386	396	406	416
70	4782	9874	4	750	363	372	382	391	401	412
71	4882	1164	4	750	183	188	192	197	202	208
72	4882	562	5	500	144	148	151	155	159	163
73	4782	9262	6	300	274	281	288	296	303	311
74	4882	1056	5	500	202	207	212	218	223	229
75	4882	956	2	500	202	207	212	218	223	229
76	4782	8963	5	750	120	123	126	129	133	136
77	4782	8964	4	750	74	76	78	80	82	84
78	4782	1	3	750	116	119	122	125	128	132
79	4882	653	2	750	198	203	208	214	219	225
80	4882	654	3	750	209	214	220	225	231	237
81	4882	553	4	750	228	234	240	246	252	259
82	4882	554	5	750	247	253	260	266	273	280
83	4781	7726	3	750	59	61	62	64	65	67
84	4782	7648	6	750	37	38	39	40	41	42
85	4782	7647	4	750	26	27	27	28	29	29
86	4782	8729	4	750	228	234	240	246	252	259
87	4782	8730	2	750	224	230	236	242	248	254
88	4782	7332	1	750	322	330	339	347	356	365
89	4782	7331	3	750	322	330	339	347	356	365
90	4782	8320	1	750	131	134	138	141	145	149
91	4782	8319	5	750	135	138	142	146	149	153
92	4782	6923	2	500	144	148	151	155	159	163
93	4782	8013	4	750	419	430	441	452	463	475
94	4782	8013	2	750	607	622	638	655	671	688
95	4782	8015	6	750	0	0	0	0	0	0
96	4782	7018	2	750	359	368	378	387	397	407
97	4782	7019	5	750	404	414	425	436	447	458
98	4782	7020	6	750	445	456	468	480	492	505
99	4782	7021	1	750	378	388	398	408	418	429
100	4782	7708	2	500	122	125	128	132	135	138
101	4782	7607	3	750	117	120	123	126	129	133
102	4782	7606	5	750	138	142	145	149	153	157
103	4781	6970	1	500	312	320	328	336	345	354
104	4781	6888	2	500	274	281	288	296	303	311
105	4781	6989	3	500	289	296	304	312	320	328
106	4781	5792	6	750	206	211	217	222	228	234
107	4781	5793	3	750	187	192	197	202	207	212
108	4781	4074	4	300	99	102	104	107	109	112
109	4781	4464	1	750	296	304	311	319	327	336
110	4781	4265	2	750	284	291	299	306	314	322
111	4781	4565	4	750	303	311	319	327	335	344
112	4781	5257	4	750	243	249	256	262	269	276
113	4781	5258	5	750	206	211	217	222	228	234
114	4782	8446	3	500	198	203	208	214	219	225
115	4781	8730	1	750	74	76	78	80	82	84
116	4781	8729	5	750	0	0	0	0	0	0
117	4782	9743	1	750	479	491	504	517	530	543
118	4782	9742	3	750	389	399	409	420	430	441
119	4782	9644	4	750	442	453	465	477	489	501
120	4782	9645	5	750	427	438	449	461	472	484
121	4782	5322	1	500	123	126	129	133	136	140
122	4782	4725	6	500	118	121	124	127	131	134
123	4782	4427	4	500	160	164	168	173	177	181
124	4782	4427	2	500	160	164	168	173	177	181

62	4883	1404	5	500	129	132	136	139	143	146
63	4882	1987	3	500	217	223	228	234	240	246
64	4882	1681	5	750	228	234	240	246	252	259
65	4882	1883	4	750	228	234	240	246	252	259
66	4882	3209	1	750	247	253	260	266	273	280
67	4882	1875	2	750	131	134	138	141	145	149
68	4882	1875	5	750	202	207	212	218	223	229
69	4782	9974	3	750	367	376	386	396	406	416
70	4782	9874	4	750	363	372	382	391	401	412
71	4882	1164	4	750	183	188	192	197	202	208
72	4882	562	5	500	144	148	151	155	159	163
73	4782	9262	6	300	274	281	288	296	303	311
74	4882	1056	5	500	202	207	212	218	223	229
75	4882	956	2	500	202	207	212	218	223	229
76	4782	8963	5	750	120	123	126	129	133	136
77	4782	8964	4	750	74	76	78	80	82	84
78	4782	1	3	750	116	119	122	125	128	132
79	4882	653	2	750	198	203	208	214	219	225
80	4882	654	3	750	209	214	220	225	231	237
81	4882	553	4	750	228	234	240	246	252	259
82	4882	554	5	750	247	253	260	266	273	280
83	4781	7726	3	750	59	61	62	64	65	67
84	4782	7648	6	750	37	38	39	40	41	42
85	4782	7647	4	750	26	27	27	28	29	29
86	4782	8729	4	750	228	234	240	246	252	259
87	4782	8730	2	750	224	230	236	242	248	254
88	4782	7332	1	750	322	330	339	347	356	365
89	4782	7331	3	750	322	330	339	347	356	365
90	4782	8320	1	750	131	134	138	141	145	149
91	4782	8319	5	750	135	138	142	146	149	153
92	4782	6923	2	500	144	148	151	155	159	163
93	4782	8013	4	750	419	430	441	452	463	475
94	4782	8013	2	750	607	622	638	655	671	688
95	4782	8015	6	750	0	0	0	0	0	0
96	4782	7018	2	750	359	368	378	387	397	407
97	4782	7019	5	750	404	414	425	436	447	458
98	4782	7020	6	750	445	456	468	480	492	505
99	4782	7021	1	750	378	388	398	408	418	429
100	4782	7708	2	500	122	125	128	132	135	138
101	4782	7607	3	750	117	120	123	126	129	133
102	4782	7606	5	750	138	142	145	149	153	157
103	4781	6970	1	500	312	320	328	336	345	354
104	4781	6888	2	500	274	281	288	296	303	311
105	4781	6989	3	500	289	296	304	312	320	328
106	4781	5792	6	750	206	211	217	222	228	234
107	4781	5793	3	750	187	192	197	202	207	212
108	4781	4074	4	300	99	102	104	107	109	112
109	4781	4464	1	750	296	304	311	319	327	336
110	4781	4265	2	750	284	291	299	306	314	322
111	4781	4565	4	750	303	311	319	327	335	344
112	4781	5257	4	750	243	249	256	262	269	276
113	4781	5258	5	750	206	211	217	222	228	234
114	4782	8446	3	500	198	203	208	214	219	225
115	4781	8730	1	750	74	76	78	80	82	84
116	4781	8729	5	750	0	0	0	0	0	0
117	4782	9743	1	750	479	491	504	517	530	543
118	4782	9742	3	750	389	399	409	420	430	441
119	4782	9644	4	750	442	453	465	477	489	501
120	4782	9645	5	750	427	438	449	461	472	484
121	4782	5322	1	500	123	126	129	133	136	140
122	4782	4725	6	500	118	121	124	127	131	134
123	4782	4427	4	500	160	164	168	173	177	181
124	4782	6815	3	500	186	191	196	201	206	211

125	4882	2386	2	500	259	266	272	279	286	294
126	4882	3185	1	500	236	242	248	255	261	268
127	0	0	3	750	292	299	307	315	323	331
	0	0	2	750	307	315	323	331	340	348
	0	0	1	750	311	319	327	335	344	353
128	4781	7583	6	750	322	330	339	347	356	365
131	4781	7582	3	750	299	307	314	322	331	339
132	4781	7581	2	750	303	311	319	327	335	344
133	4781	7675	4	500	163	167	171	176	180	185
134	4781	6265	6	500	167	171	176	180	185	189
135	4782	8923	5	750	202	207	212	218	223	229
136	4782	7494	5	500	156	160	164	168	173	177
137	4782	2797	4	750	371	380	390	400	410	421
138	4882	2796	3	750	352	361	370	380	389	399
139	4882	2695	2	750	356	365	374	384	394	404
140	4882	2595	1	750	363	372	382	391	401	412
141	4782	9510	2	500	95	97	100	102	105	108
142	4782	9410	6	500	95	97	100	102	105	108
143	4781	8890	5	500	122	125	128	132	135	138
144	4781	8285	1	500	202	207	212	218	223	229
145	4883	2707	4	750	284	291	299	306	314	322
146	4781	8485	2	750	89	91	94	96	98	101
147	4781	8285	5	750	104	107	109	112	115	118
148	4781	7495	6	500	186	191	196	201	206	211
149	4883	2703	6	500	190	195	200	205	210	215
150	4782	8307	1	500	152	156	160	164	168	172
151	4781	5753	1	300	96	98	101	104	106	109
152	4882	1164	1	500	160	164	168	173	177	181
153	4882	330	3	500	247	253	260	266	273	280
154	4782	9633	1	500	208	213	219	224	230	236
155	4782	9534	2	500	198	203	208	214	219	225
156	4782	5701	4	500	198	203	208	214	219	225
157	4782	5007	2	500	152	156	160	164	168	172
158	4782	6111	5	750	206	211	217	222	228	234
159	4782	6111	1	750	194	199	204	209	215	220
160	4781	3081	3	500	148	152	156	160	164	168
161	4781	4791	1	500	167	171	176	180	185	189
162	4782	7427	5	500	190	195	200	205	210	215
163	4782	6932	2	500	177	182	186	191	196	201
164	4781	6989	3	750	270	277	284	291	299	306
165	4782	4745	3	500	91	93	96	98	101	103
166	4782	4645	6	500	110	113	116	119	122	125
167	4781	8296	6	500	0	165	170	174	178	183
168	4781	8297	1	500	0	180	185	190	195	200
169	4782	9832	6	750	0	255	261	268	275	282
170	4782	8909	6	750	0	271	278	285	292	299
171	4882	2471	4	750	0	0	276	283	291	298
172	4882	2192	6	750	0	0	0	283	291	298
173	4882	3083	1	500	0	0	0	0	201	206
174	4882	3084	2	500	0	0	0	0	180	185
175	4782	9016	4	750	0	0	0	0	275	282
176	4882	3699	3	750	0	0	0	0	275	282
177	4782	9821	1	500	0	0	0	0	0	188
178	4782	9822	6	500	0	0	0	0	0	178

## ANALISIS PREVIO DE RESULTADOS

El utilizar métodos probabilísticos con Sistemas de Distribución Subterráneos es totalmente novedoso en Luz y Fuerza. Es necesario por tanto, verificar sus resultados y establecer valores lo más cercano posible a la realidad; sin embargo, es una herramienta valiosa de planeación ya que proporciona no sólo un REPORTE DE LAS CONDICIONES ACTUALES de operación de la red sino las posibles NECESIDADES DE INVERSIONES en equipo y material para los próximos años.

Del ejemplo seleccionado se puede resumir que en los próximos 5 años se tendrán las siguientes necesidades:

12 TRANSFORMADORES

DE LOS CUALES:

6 son de 750 kVA

6 son de 500 kVA

Todos ellos en los Lotes Disponibles indicados por sus coordenadas y conectados a los alimentadores con mejor capacidad instalada, los cuales conllevan a un mejor balance de la red. La cantidad de metros de cable necesario se puede obtener directamente de los planos de la red.

Por otra parte se puede observar que los Factores de Utilización son muy bajos, así por ejemplo: si a un transformador de 750 kVA tiene un F.U. de 0.33 (F.U. de la red) en condiciones normales, al considerar una primera contingencia llegaría al 0.66, por tanto:

$$750 \text{ kVA} * 0.66 = 500 \text{ kVA}$$

Esto significa que probablemente convenga que todos los transformadores existentes y futuros no sobrepasen la capacidad de 500 kVA, ya que en condiciones normales el transformador estará trabajando al 50% de su capacidad (con máxima eficiencia) y para la primer contingencia está al 100% por un período corto.

Es posible también observar los kVA's UTILIZADOS en la red son 35.15 MVA. en la red y dado que cada alimentador es de 10 MVA se tiene:

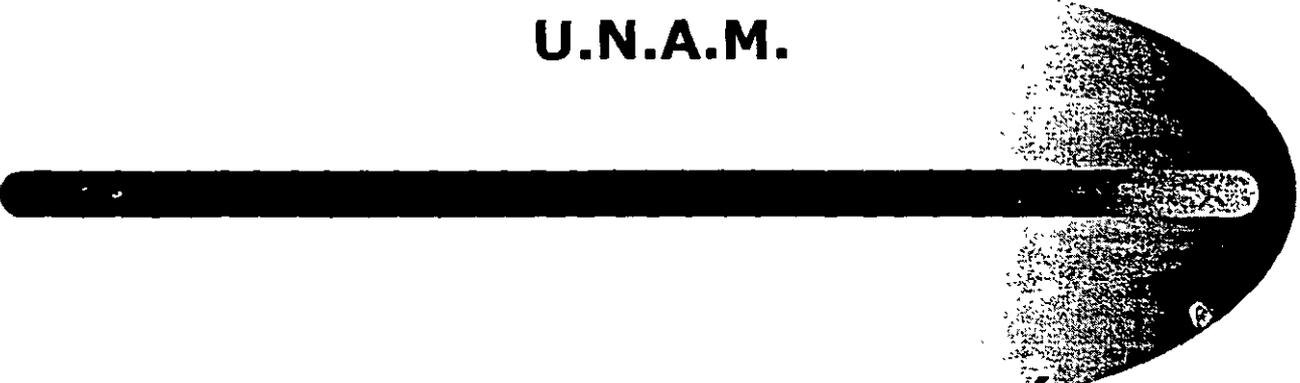
NO. ALIMENTADORES:  $\frac{35.15 \text{ MVA. en la red}}{10 \text{ MVA./alimentador}} = 3.515$  alimentadores

Por tanto la carga de toda la red podría ser llevada con cuatro (4) alimentadores, sin disminución de continuidad, y los alimentadores restantes dedicarlos a usuarios de Media Tensión con cargas puntuales elevadas.

Esto conlleva una disminución de inversiones en instalaciones, las cuales prácticamente no serán recuperadas en corto tiempo ya que como se mencionó la saturación de la red con la tasa de crecimiento actual de 2.55 será hasta el año 2011.

Es claro que este proceso de simulación es dinámico al igual que las necesidades de carga de los usuarios, por lo que se recomienda sea ejecutado una vez por año o cada vez que se prevean cambios importantes de las condiciones técnico-económicas en la red.

**DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
U.N.A.M.**



**SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN  
ELÉCTRICA CA-346**

**OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN  
SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

**ING. RICARDO ANTONIO ESPINOSA  
PATIÑO**

**ENERO 2005**

# **SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

## **OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO**

### **INTRODUCCIÓN**

- I.- **NORMATIVIDAD (Norma Oficial Mexicana)**
- II.- **ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES EN  
LyFC**
- III.- **PROCEDIMIENTO PARA EL TRAMITE Y EJECUCIÓN DE  
LA OBRA CIVIL**
- IV.- **OPTIMIZACIÓN DE AREAS Y PROPUESTA CON  
ELEMENTOS PREFABRICADOS**

# **SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

## ***OBRAS CIVILES DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRÁNEA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.***

### ***INTRODUCCIÓN***

Dentro del sector eléctrico se requiere de un buen funcionamiento para el suministro de energía, y para ello periódicamente se actualizan las normas que rigen las instalaciones de los cables subterráneos de distribución cuyo equipo y cableado son alojados en los diferentes elementos constructivos usados en la obra civil para dicho fin, procurando su optimización así como de abaratar costos asociados en beneficio de los usuarios

En México se experimenta un constante crecimiento en la distribución de energía, paralelo al avance tecnológico y su optimización económica, buscando alternativas para mejorar la calidad del suministro del fluido eléctrico en lo que concierne a cables subterráneos de distribución, para ello se requiere actualizar periódicamente los materiales, equipos y la adecuación de las normas en LyFC para resolver la problemática actual buscando elementos acordes con necesidades actuales.

Estudiando los nuevos avances tecnológicos y lineamientos que han surgido recientemente aunado a experiencias de empresas involucradas en este tipo de instalaciones subterráneas, se han obtenido mejores soluciones en los elementos constructivos reduciendo área, costo y tiempo en la realización de estas obras.

Los elementos prefabricados constituyen una alternativa para complementar o sustituir la tradicional estructura de concreto y/o acero, cuya infraestructura tiene la capacidad de moldear y adecuarse al entorno de acuerdo a las necesidades del hombre, siendo un elemento pre-elaborado y/o pre-moldeado construido en serie con tecnología de punta, y fabricado de acuerdo a formas y dimensiones normalizadas, logrando optimizar tiempo y costo, así como una mano de obra especializada

### ***1. NORMATIVIDAD***

#### **REQUERIMIENTOS SEGÚN NORMA (NOM-001 SEMP-94)**

##### **ARTICULO 2302 OBRAS CIVILES PARA INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS**

2302-1 DEFINICION. "Obra civil para instalaciones subterráneas", es la combinación de ductos, banco de ductos, registros, pozos, bóveda y cimentaciones de SE's que lo forman

##### **2302-2 TRAYECTORIA**

###### **a) Disposiciones Generales.**

1 - Las instalaciones subterráneas deben hacerse en ductos, a excepción de cables submarinos.

2 - En la obra civil para la instalación de ductos de seguir en lo posible, una trayectoria recta; y cuando sea necesaria, una deflexión. Esta debe ser lo suficientemente grande para evitar el daño de los cables durante su instalación.

**Recomendación:** El cambio máximo de dirección en un tramo recto de un banco de ductos, no debe ser mayor a cinco grados.

4.- Se recomienda en cada entidad la formación de un comité que reglamente la ubicación de las instalaciones subterráneas en vía pública, atendiendo lo indicado por estas normas

2302-3 PROFUNDIDAD: La siguiente tabla, indica la profundidad mínima a la que deben instalarse los ductos, o banco de ductos, los cuales serán diseñados de acuerdo a la carga exterior a que estén sometidos, la cual se considera respecto a la parte superior de los ductos o su recubrimiento

LOCALIZACIÓN	PROFUNDIDAD MINIMA (m.).
EN LUGARES NO TRANSITADOS POR VEHICULOS.	0.3
EN LUGARES TRANSITADOS POR VEHICULOS	0.5
BAJO CARRETERAS	1.0

NOTA: Cuando se instalen cables para diferentes tensiones en una misma trinchera, los cables de mayor tensión deberán estar a mayor profundidad.

2302-4 SEPARACIÓN DE OTRAS INSTALACIONES SUBTERRÁNEAS

b) La separación mínima entre ductos, o banco de ductos, y entre ellos u otras estructuras se indica en la tabla sig.

#### SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS

MEDIO SEPARADOR	SEPARACION MINIMA (m)
TIERRA COMPACTADA	0.3
TABIQUE	1.0
CONCRETO	0.05

2302-5 EXCAVACIÓN Y MATERIAL DE RELLENO

a) Trincheras El fondo de las trincheras debe estar limpio, relativamente plano y compactado al 90 % para banquetas y al 95 % para calles Cuando la excavación se haga en terreno rocoso, el ducto o banco de ductos debe colocarse sobre una capa protectora de material de relleno limpio y compactado.

b) Material de relleno: El relleno debe estar libre de materiales que puedan dañar a los ductos o banco de ductos y compactado al 90 %

2302-6 DUCTOS

a) General

a 1) El material de los ductos debe ser resistente a esfuerzos mecánicos a la humedad y al ataque de agentes químicos del medio donde quede instalado.

a 2) El material y la construcción de los ductos debe seleccionarse y diseñarse en tal forma que la falla de un cable en un ducto, no se extienda a los cables de ductos adyacentes.

a 5) La sección transversal de los ductos debe ser tal que de acuerdo con su longitud y curvatura, permita instalar los cables sin causarles daño.

El área de la sección transversal de los cables no debe ser mayor a 55% del área de la sección transversal del ducto.

b) Instalación.

b 1) En media tensión debe usarse un ducto por cable y en baja tensión un ducto por circuito

b 2) Los ductos incluyendo sus extremos y curvas, deben quedar fijos por el material de relleno envolvente de concreto, anclas u otros medios, en tal forma que se mantengan en su posición original, bajo los esfuerzos impuestos durante la instalación de los cables u otras condiciones.

b 8) El extremo de los ductos dentro de los registros, pozos, bóvedas u otros recintos, deben tener los bordes redondeados y listos para evitar daño a los cables (emboquillados)

b 9) Se recomienda que los ductos se instalen con una pendiente de 0.5% como mínimo para facilitar el drenado.

#### 2302-10 REGISTROS POZOS DE VISITA Y BÓVEDA

a) Localización La localización de los registros, pozos y bóvedas debe ser tal que su acceso desde el exterior, quede libre y sin interferir con otras instalaciones

b) Desague - En los registros, pozos y bóvedas, cuando sea necesario se debe instalar un medio adecuado de desague. No debe existir comunicación con el sistema de drenaje

2302-11 RESISTENCIA MECÁNICA: Los registros, pozos y bóvedas deben estar diseñadas y construidas para soportar todas las cargas estáticas y dinámicas que puedan actuar sobre su estructura

d) Cuando en los registros, pozos y bóvedas se coloquen anclas para el jalado de los cables, éstas deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar las cargas con un factor de seguridad mínimo de 2.

2302-12 DIMENSIONES Las paredes interiores de los registros deben dejar un espacio libre cuando menos igual al que deja su tapa de acceso y su altura debe ser tal que permita trabajar desde el exterior o parcialmente introducida en ellos

En los pozos y bóvedas, además del espacio ocupado por cables y equipos, debe dejarse espacio libre suficiente para trabajar. La dimensión horizontal debe ser cuando menos 1m. La vertical de 1.8m

#### 2302-13 ACCESO A POZOS Y BÓVEDAS

a) El acceso a los pozos debe tener un espacio libre mínimo de 56 x 65 cm (rectangular), o de 84 cm de diámetro si es circular

#### 2302-14 TAPAS

Las tapas de los registros, pozos y bóvedas deben ser de peso y diseño adecuados para que asienten y cubran los accesos, así como para evitar que puedan ser fácilmente removidas sin herramientas

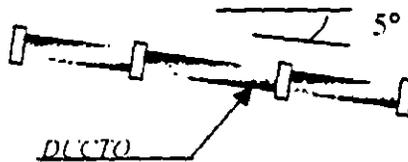
Cuando las tapas de bóvedas y pozos para acceso personal sean ligeras, deben estar provistas de aditamentos para la colocación de candados.

Las tapas deben ser antiderrapantes y tener una identificación visible desde el exterior que indique el tipo de instalación o la empresa a la que pertenecen.

## II. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS DE OBRAS CIVILES

La obra civil para instalación subterránea esta conformada por los elementos constructivos que se mencionaron a continuación y estos a su vez contendrán las instalaciones eléctricas requeridas, registros, pozos, bóvedas, cimentación y/o cuartos para subestaciones que lo conforman, estos contienen las instalaciones eléctricas, que deberán ser proyectadas atendiendo los requerimientos y flujos de información, así como consulta con los diferentes departamentos de la empresa suministradora LYFC involucrados como proyectos líneas aéreas, cables subterráneos, obras civiles, conexiones medidores etc., contemplando conceptos y necesidades de las normas que intervienen. Se elabora el proyecto eléctrico de acuerdo a las situaciones encontradas en el terreno y se coordina con los diferentes departamentos tomando en cuenta la localización, urbanización, vías de acceso, uso de banqueta, áreas para SE's y tipo de suelo de acuerdo a los sig. Elementos constructivos con que se cuenta:

### DUCTO:



El ducto de PVC tiene poca posibilidad de curvatura o deflexión (máx. 5° de deflexión).

La colocación de los ductos en el banco de 4 vías en BT y MT irán en una sola cama horizontal con separadores de madera con su debido anclaje.

Los ductos en BT son de 2 y 4 vías, y en MT de 4, 8, 12 y 16 vías (el número de vías a utilizar dependerá del número de circuitos que requiere de acuerdo al proyecto eléctrico).

PVC	DIAMETRO INTERIOR	DIAMETRO EXTERIOR	PARED	SEPARACIÓN ENTRE DUCTOS	ρc
M.T.	78.2 mm	80 mm	1.8mm	50 mm	150kg/m <sup>2</sup>
B.T.	78.2 mm	80 mm	1.8mm	50 mm	150 kg/m <sup>2</sup>

El ducto PVC que se utiliza es de 80mm para M.T y B.T.

c) REGISTROS: Existe el de acometida en BT, de 0.60x0.40x0.60 y el registro para empalme, estos resultan de la unión de los cables, la localización de los registros por deflexión, o por la trayectoria en la línea (cambios de rumbo) y los registros de paso se localizan para maniobras en instalaciones y pendientes del terreno, por lo que en baja tensión se consideran 2 tipos de registro, el de paso o deflexión en banqueta de 0.60x0.60x0.60m, y en registro en crucero de arroyo de 0.90x0.90x0.95m, éstas dimensiones son interiores, y resultan de la configuración de los bancos de ductos así como el radio de curvatura del cable. En M.T. se tiene un registro único de 1.25x1.25x1.40m, para todos los casos, (Exclusivamente para cambios de dirección).

## CARACTERÍSTICAS DE REGISTROS LyFC

DIMENSIONES LxI.xh	TENSIÓN	PISO	MUROS 0.14m.	TAPA	f <sub>c</sub>	VS. EN BANQ.	VS. EN ARROYO
0.60x0.40x0.60	Acomet B	Concr	Ladrillo	Concr/arm	250kg/cm <sup>2</sup>	Malla 6x6	-
0.60x0.60x0.60	B.T	Concr	Ladrillo	Concr/arm	250kg/cm <sup>2</sup>	Malla 6x6	-
0.90x0.90x0.95	B.T	Concr	Concr	Fierro ø0.84m	250kg/cm <sup>2</sup>	3"8"	-
1.25x1.25x1.40	M.T	Concr/arm	Concr/arm	Fierro ø0.84m	250kg/cm <sup>2</sup>	3"8"	-

- Ver fig. 1 y 2 (anexos)

Las boquillas a emplear en los registros B.T. y M.T., van en función del número de circuitos del proyecto eléctrico.

d) Los POZOS: Su localización resulta de la intersección de los bancos de ductos ya sea para cambio de dirección de estos o por el cambio de calibre o empalme de los cables en M.T., éstos van sobre ménsulas soportadas por las correderas que a su vez son fijadas al muro para su revisión periódica o para simplificar las maniobras en caso de reemplazo o para facilitar su movimiento por cambio de temperatura, las boquillas se adecuan a la de los bancos de ductos.

Se manejan 3 tipos de pozos en las normas LyFC el 2.240C (paso de cables) y el 2.480C (derivación en T o en X.) Éstas llevan una tapa circular de fierro y el pozo 3.280C es exclusivo para equipos en 23kv. (interruptores, buses o cajas de derivación).

## CARACTERÍSTICAS DE POZOS LyFC

NOMBRE NORMA	DIMENSIONES L x I x H	TENSIÓN	PISOS CUB MUROS	TAPA	f <sub>c</sub>	CUBIERTA	
						BANQUETA	ARROYO
2.280C	2.80x1.50x1.80	M.T	Concr/arm	1.84x0.84m	200kg/cm <sup>2</sup>	3"8"	-
2.280C	2.80x1.50x1.80	M.T	Concr/arm	1.84x0.84m	200kg/cm <sup>2</sup>	3"8"	-
2.280C	2.80x1.50x1.80	M.T	Concr/arm	1.84x0.84m	200kg/cm <sup>2</sup>	3"8"	-

- Ver fig. 3 (anexos)

Cada pozo lleva su respectiva varilla de tierra ahogada en concreto y ésta se localiza en el piso.

e) CIMENTACIÓN: para transformadores DRS, la localización y orientación es en base al proyecto eléctrico y área cedida por el interesado y libre de obstáculos y paso de vehículos debe estar protegido con un enrejado o elemento limitante. Se coloca sobre su plataforma un transformador trifásico de 75 a 225.5kv. según el caso y con un peso máximo de 2300kg. y anexo a este un registro subterráneo comunicado por una ventana de paso para cables y con el número de boquillas requeridas.

## CARACTERÍSTICAS DE CIMENTACIÓN DRS (TIPO PEDESTAL) LyFC

	DIMENSIONES EXTERIORES	TENSION	PISOS CUB. MUROS	TAPA FIERRO	f'c	MUROS MALLA	%	RESISTENCIA
PLATA	1.60 x 1.70 x 0.30	MIT. COS.	CONC. ARM.		200 kg/cm <sup>2</sup>		3.8	3 Ton m
REG.	1.45 x 1.25 x 1.25	SALIDAS	CONC. ARM.	1.50 x 0.04	0.15m	60x60		3 Ton m
TOTAL C/M	1.70 x 3.35	PARA B.T.	CONC. ARM.		200 kg/cm <sup>2</sup>	Ø 0.15	3.8	3 Ton m

• Ver fig. 4 (anexos)

f) BOVEDAS Y SUBESTACIONES: Deben de contar con los espacios requeridos para el alojamiento de los diferentes tipos de transformadores y equipo en las subestaciones, se clasifican de acuerdo a su ubicación y características en 3 tipos:

Bóveda: 480 x 220 (según Norma LyFC 4.0202)

Bóveda: 310 x 200 (según Norma LyFC 4.0306)

Cuarto para S.E.'s: de dimensiones variables (Normas en LyFC en elaboración)

Cimentación para TR's: DRS tipo pedestal 3.35 x 1.70m. (según plano LyFC dist. N-459)

NOTA: DRS: Distribución Residencial Subterránea

DCS: Distribución Comercial Subterránea

## CARACTERÍSTICAS, TIPO DE OBRA CIVIL PARA LAS BÓVEDAS

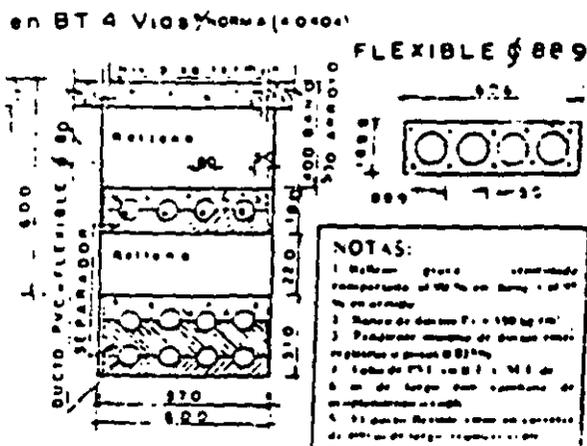
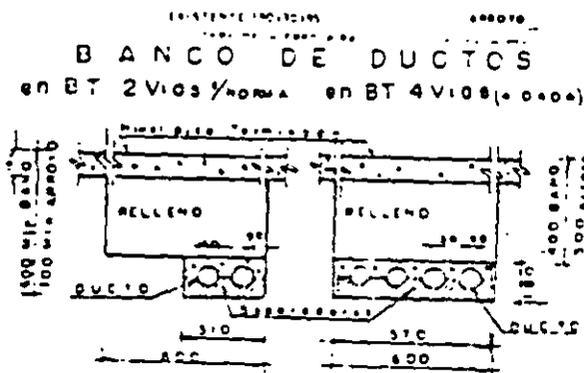
NOMBRE Y TIPO	ANCHO MUROS	f'c kg/cm <sup>2</sup>	f'c kg/cm <sup>2</sup>	CALIBRE VARRILLAS	TAPAS DIMENS	MATERIAL	ESCALA FIERRO I.S.T.
BOVEDA 310 x 200	15	4.200	200	3.8"	210 x 185	FIERRO ENRIADO	SEGUN PLANO DIST 480 x 481
BOVEDA 480 x 220	30	4.200	200	3.8"	260 x 130 100 x 80	INXING	SEGUN PLANO 081-18925

• Ver fig. 5 y 6 (anexos)

## CUARTOS PARA SUBESTACIÓN

**Definición.** Es un local ubicado dentro de una edificación con dimensiones adecuadas para soportar y albergar en su interior uno o varios TR's y su equipo correspondiente, así como para efectuar maniobras de instalación, operación y mantenimiento.

## ANEXOS



# ANEXOS

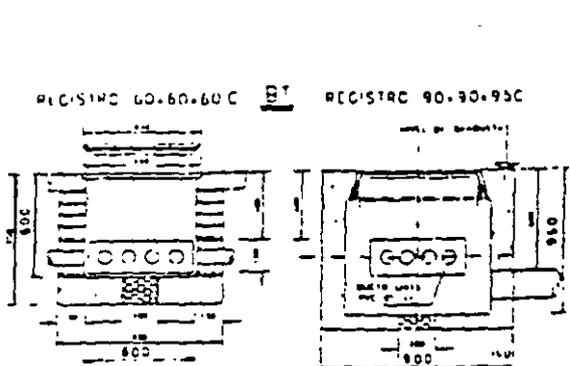


FIGURA 1

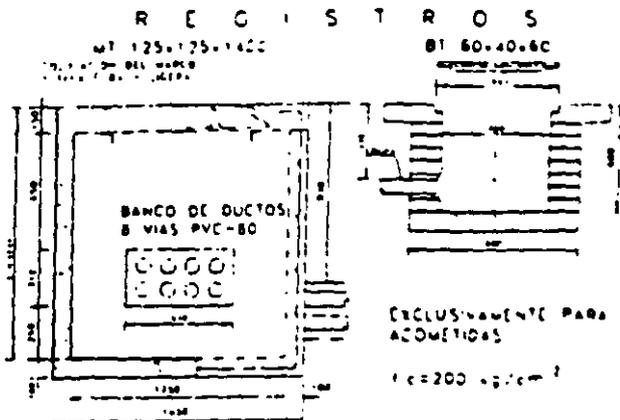


FIGURA 2

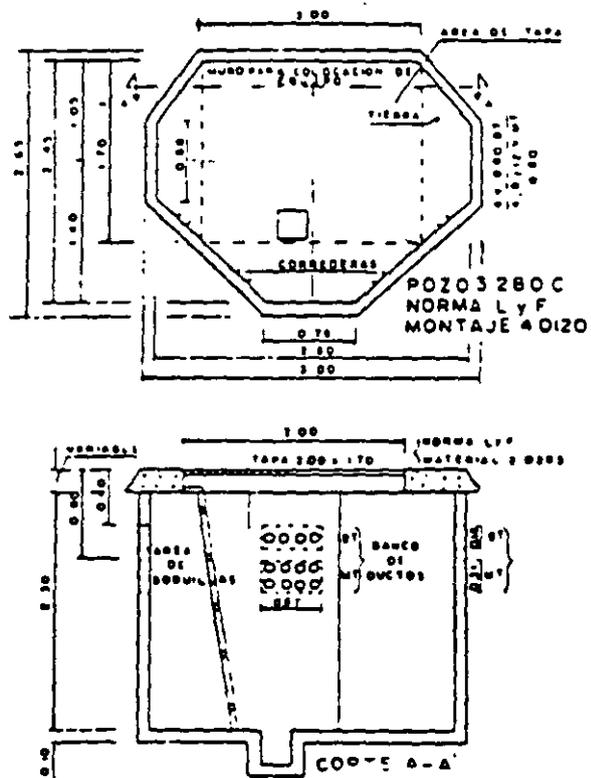


FIGURA 3



# ANEXOS

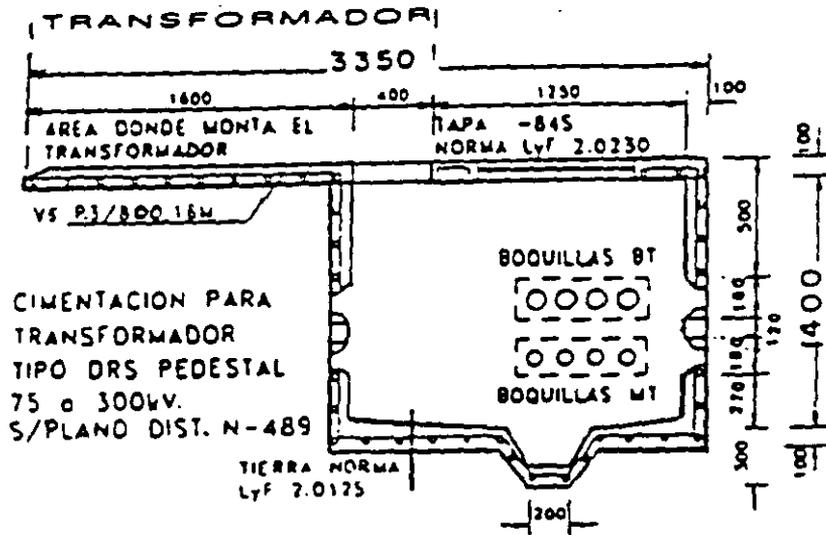


FIGURA 4

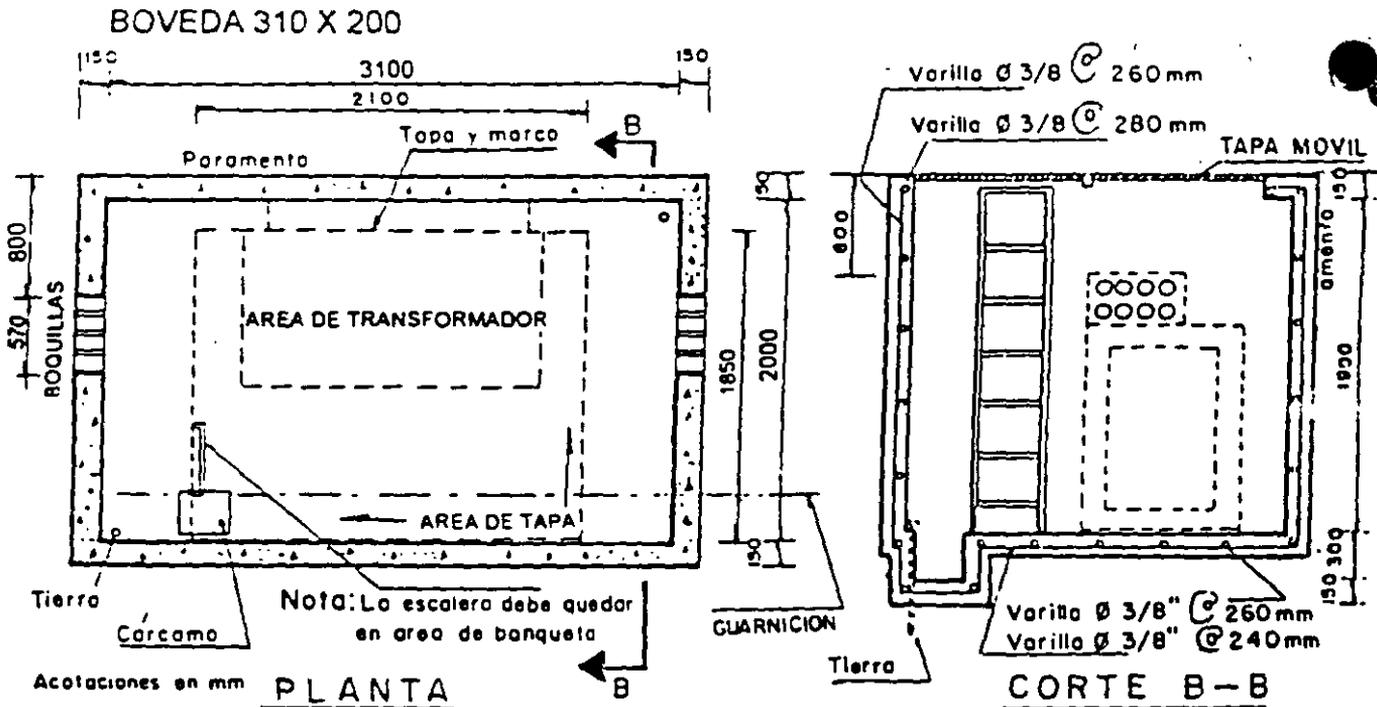


FIGURA 5

# ANEXOS

BOVEDA 480x220

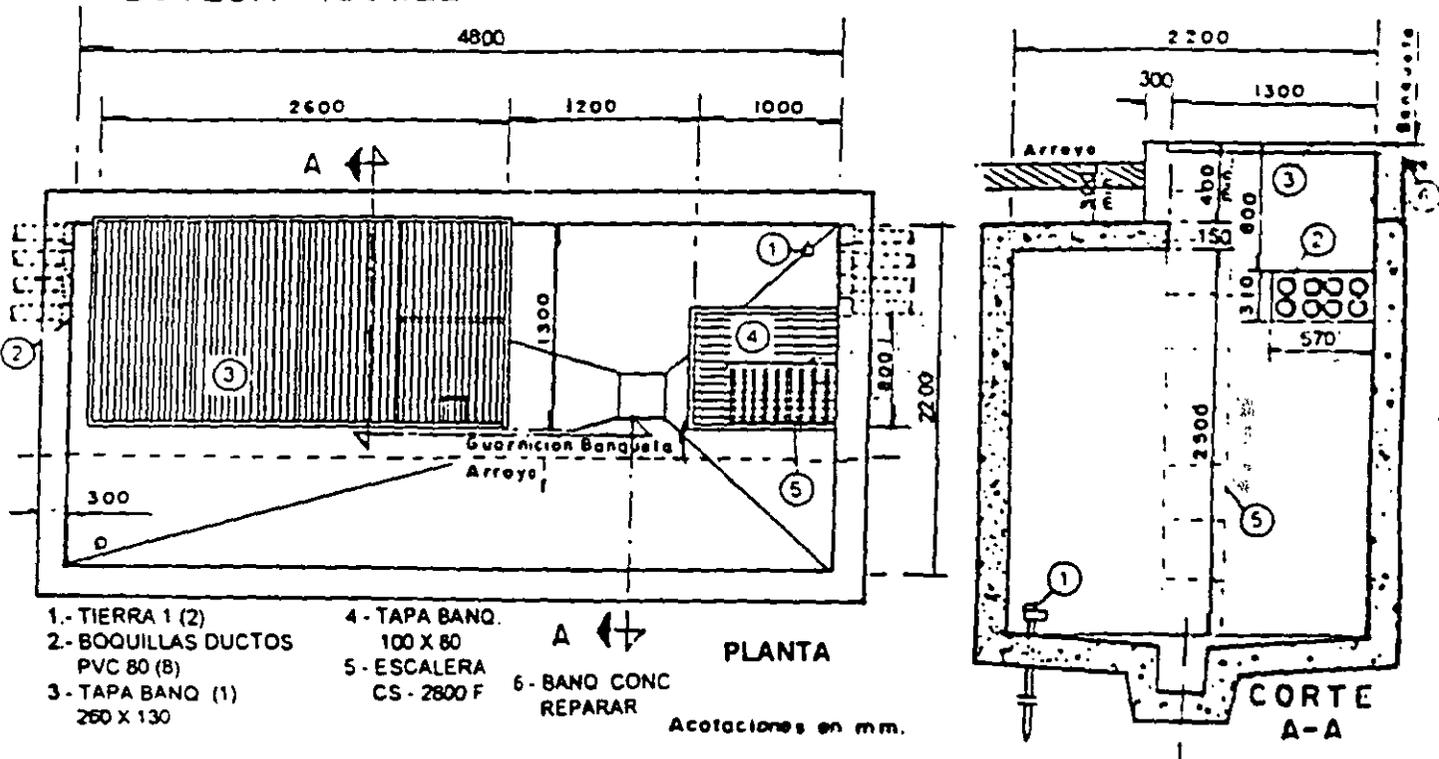


FIGURA 6

## REQUERIMIENTOS:

Para la construcción o adaptación de locales que alojan S.E.'s en el interior de edificios, para la alimentación de servicios en mediana o baja tensión que requieran un local para la instalación del equipo eléctrico propiedad de LyFC o particular. El solicitante deberá de entregar los siguientes requisitos:

- 1.- Planos en planta y elevación (de la edificación), indicando el lugar de la S.E. (1:200).
- 2.- Un detalle (1:200) indicando vías de acceso libres desde el exterior.
- 3.- Planos de localización.
- 4.- Tipo de servicio.

Entregarse a LyFC antes de iniciar o modificar la construcción del edificio, con objeto de seleccionar el lugar más conveniente para el local de acuerdo a las necesidades así como tipo de demanda solicitada.

### a) UBICACIÓN:

El local que alojará al equipo deberá estar situado en el primer sótano del edificio o en la planta baja, colindante a uno de los muros con el paramento contiguo a la calle y con acceso libre desde el exterior asta la puerta del local.

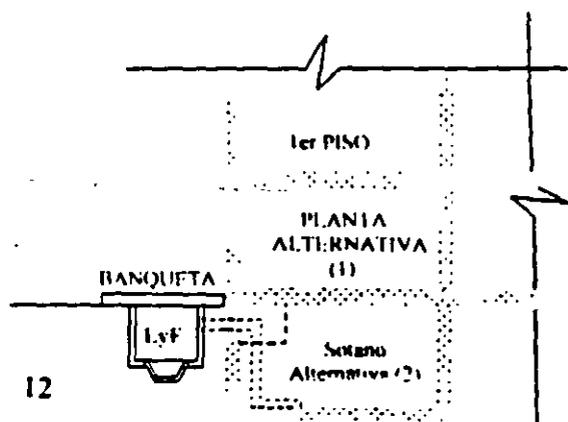
Dimensiones mínimas para los diferentes tipos de locales normalizados para el alojamiento y equipo para servicios en M.T. o B.T. de acuerdo a los tipos de alimentación y zona en que se localizan:

SERVICIO EN M.T. (23 kv).	TIPO DE ALIMENTACION	DIMENSIONES DEL LOCAL EN m
	SIMPLE	4.0 x 3.5 x 2.6
	SIMPLE (1 SECCIONADOR)	5.5 x 3.5 x 2.6
	SIMPLE (2 SECCIONADORES)	4.5 x 4.0 x 2.6
	DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	5.5 x 4.0 x 2.6

SERVICIO EN B.T. RADIAL	SERVICIOS EN B.T. AUTOMATICA	
TIPOS DE ALIMENTACION	No. TR's	DIMENS. DEL LOCAL EN m
SIMPLE	1	4.0 x 3.5 x 2.6
SIMPLE (1 SECCIONADOR)	1	4.5 x 4.0 x 2.6
DOBLE INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA	2	6.0 x 4.0 x 2.6

### ELEVACIÓN

Ver fig. 7 (anexas)



**b) CONSTRUCCIÓN:**

El local será construido con materiales incombustibles, exento de humedad y protegido contra filtraciones, con la ventilación adecuada, siendo necesario que sea construido a prueba de explosiones.

El material preferente a utilizar será de concreto armado, este deberá soportar el peso de las instalaciones que se requieran, no deben de existir otros tipos de instalaciones dentro del local de S.E., el espesor de los muros y techos deben ser mínimos de 0.15m. y 0.10m. respectivamente.

El piso deberá ser de concreto armado para soportar 6 Ton/m<sup>2</sup> donde se alojaran de 1 a 4 TR's de acuerdo a la demanda solicitada.

**Número de ventanas en función del N° de TR's instalados:**

N° DE TR's	AREA DEL LOCAL	N° DE VENTANAS 1.0 x 0.60 m
1	4.0 x 3.5	2
2	6.0 x 4.0	4
3	10.0 x 6.0	6
4	10.0 x 6.0	8

**c) VÍA DE TRÁNSITO PARA EQUIPO Y PERSONAL:**

De 2.30m. de altura por 3.00m. de ancho, desde el exterior del edificio hasta la puerta de entrada del local, para el tránsito del equipo eléctrico y personal de LyFC, con vía expeditada las 24 hrs para trabajos de mantenimiento o emergencia de la S.E.

**d) COSTO:**

El costo y trabajo de la o.civil serán por cuenta del propietario del inmueble de acuerdo a los planos presentados por el interesado y a instrucciones y planos aprobados por LyFC

**e) PLANOS DE LAS OBRAS CIVILES NECESARIAS:**

En base a los puntos anteriores para la construcción del local referente a las obras civiles complementarias que requiera LyFC para la instalación y equipo eléctrico, se entregarán al interesado los juegos de planos en los que se indique en planta y elevación los requerimientos y necesidades para cada caso en particular quedando bajo responsabilidad del interesado el cálculo estructural de la mencionada obra.

**f) SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN:**

Durante el proceso de construcción de la obra civil, personal de LyFC hará visitas periódicas al lugar para supervisar que planos y especificaciones se lleven a cabo, hasta el término de la obra, extendiendo posteriormente LyFC la aceptación y recepción del local.

**III. PROCEDIMIENTO SIMPLIFICADO PARA EL TRAMITE Y EJECUCIÓN DE LA OBRA CIVIL.**

Para su optimización requerimos agilizar el proceso y ejecución de la obra civil de distribución para el suministro de energía eléctrica de cables subterráneos en los

# ANEXOS

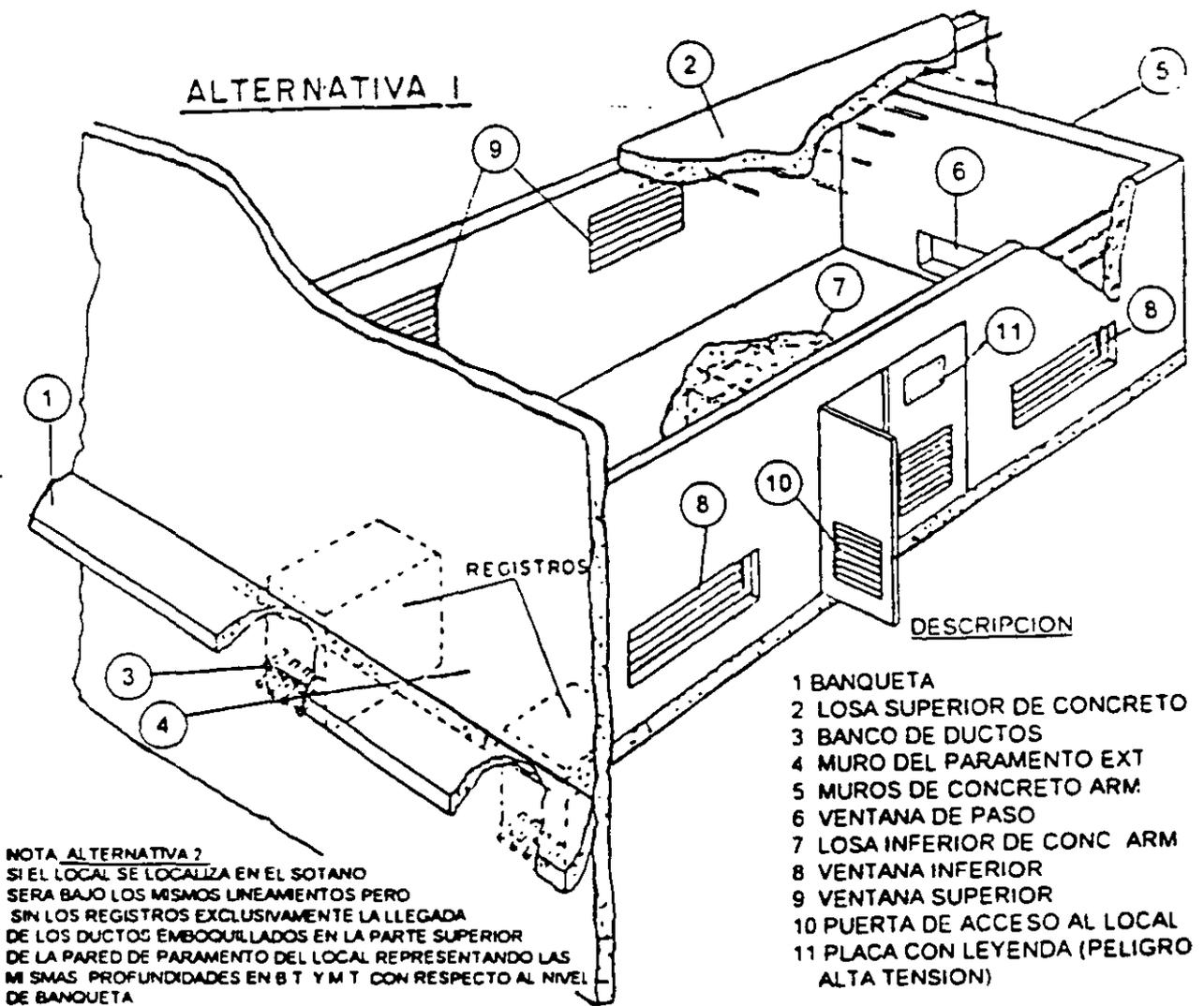


FIGURA 7

elementos constructivos, ubicados tanto en vía pública, como en los locales o áreas cedidas por los interesados, basándonos en los siguientes puntos:

- a) Las experiencias adquiridas por el personal de las compañías suministradoras.
- b) Las disposiciones oficiales para dichas obras según NOM-001 del 27 de Septiembre de 1999 y las normas internas.
- c) La secuencia de gestión, proyecto y ejecución con la que actualmente se desarrolla la obra civil que realizan las empresas suministradoras.

De acuerdo a estos puntos hacemos un estudio de factibilidad de la obra civil analizando y desarrollando un diagrama de flujo, que busque optimizar y hacerlas más dinámicas, logrando con esto reducir los tiempos requeridos para el trámite, proyecto y ejecución de estas obras.

Ahora analizaremos los requerimientos, proceso del proyecto y ejecución de la obra civil, para este fin, y lo dividiremos en los siguientes temas:

- A) **NORMATIVIDAD**
- B) **REQUERIMIENTOS**
- C) **DIAGRAMA DE FLUJO**

#### **A).- NORMATIVIDAD**

Las normas internas de las empresas suministradoras (CFE y LyFC) cuya normatividad es regida por la Norma Oficial Mexicana (NOM-001) última revisión (1999-6° sección artículo 923), el objetivo a mediano plazo es que esta la sustituya para que exista una sola norma a nivel nacional con el fin de unificar criterios en beneficio de una mejor solución, eficiencia y aprovechamiento de las áreas en instalaciones futuras.

Requisitos que debe comprender la obra civil de distribución subterránea para su proyecto y ejecución:

- 1 - APLICACIONES
- 2 - INICIACION DE OBRA
- 3 - OBRA CIVIL (Especificaciones y ejecución)
- 4 - PRUEBAS DE CAMPO
- 5 - RECEPCION DE LA OBRA

#### **1.- APLICACIÓN**

en la obra civil de distribución subterránea para:

- CABLEADO DE MEDIA Y BAJA TENSION
- ACOMETIDAS Y MEDICION
- REGISTRAR DUCTOS DE MEDIA Y BAJA TENSION
- INSTALAR INTERRUPTORES
- INSTALAR SE's Y EQUIPO DE SECCIONAMIENTO

#### **2.- INICIACIÓN DE LA OBRA**

deberán tener liquidadas a la empresa las aportaciones fijadas, con la documentación que lo acredite. Cuando lo realice un contratista deberá notificar a la empresa el día en que iniciara.

### **REQUISITOS Y DOCUMENTACIÓN PARA LA ELABORACIÓN DE PLANOS**

- RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSION

- RED DE CIRCUITOS DE ALUMBRADO PÚBLICO
- RED DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN
- OBRAS CIVILES

#### LOS PLANOS DEBERAN CONTAR CON LOS SIGUIENTES DATOS

- RAZÓN SOCIAL
- CROQUIS DE LOCALIZACIÓN
- UBICACIÓN DEL PREDIO (calle, número, colonia, delegación y o municipio y estado)
- DATOS DE CARGA INSTALADA
- DATOS DE DEMANDA SOLICITADA
- NÚMERO Y LOCALIZACIÓN DE CADA SERVICIO
- PUNTOS DE ENLACE CON ÁREAS DE CRECIMIENTO

#### CON LAS SIGUIENTE ESPECIFICACIONES EN PLANOS

- ESCALA 1:500 Y/O 1:1000
- PLANTAS
- CORTES O PERFILES
- SECCIONES TRANSVERSALES DE CALLES
- PERFILES TOPOGRÁFICOS
- DETALLES ESPECIALES

Para el desarrollo del proyecto de la obra civil se debe contar con los siguientes planos del proyecto eléctrico:

#### RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJA TENSIÓN

En plano de conjunto, dibujar las subestaciones, los alimentadores secundarios y las acometidas.

Indicando la urbanización del fraccionamiento, banquetas, arroyo, camellón etc.

- TRAYECTORIA DE LA CANALIZACIÓN PARA LA BAJA TENSIÓN
- CALIBRE DE LOS CONDUCTORES
- HINCADO DE POSTERÍA
- REGISTRO Y POZOS DE VISITA (cantidad y tipo) ASÍ COMO UNIONES DE CABLE Y/O EQUIPO ELÉCTRICO
- DETALLE DE ACOMETIDAS A LOS MURETES
- RELACION DE CARGAS POR TRANSFORMADOR

#### RED DE DISTRIBUCIÓN DE MEDIA TENSIÓN

En un plano de conjunto, dibujar las subestaciones y los circuitos primarios subterráneos, así como los alimentadores aéreos que abastecen la red subterránea y la urbanización del fraccionamiento.

- TRAYECTORIA DE LA CANALIZACIÓN PARA BAJA TENSIÓN
- TRANSFORMADORES O SUBESTACIONES
- CALIBRE DE CONDUCTORES
- HINCADO DE POSTERÍA (en redes aéreas y mixtas)
- REGISTROS Y POZOS DE VISITA, INDICANDO CANTIDAD Y TIPO; indicando la altura de ductos.
- INDICAR LOS POZOS EN QUE HABRA UNIONES DE CABLES Y/O EQUIPOS ELÉCTRICOS
- DIAGRAMA UNIFILAR

### 3.- OBRAS CIVILES

En plano de conjunto ubicar las subestaciones, los ductos línea y crucero. En un plano aparte la urbanización de los predios.

- REGISTROS Y O POZOS INDICANDO ALTURA
- BANCO DE DUCTOS INDICANDO EL NÚMERO DE VIAS
- TRAYECTORIA DE LAS CANALIZACIONES, ESPECIFICANDO LA BAJA Y MEDIA TENSIÓN
- DISTRIBUCIÓN DE LA BANQUETA, ANDADORES, ARROYOS Y CIRCULACIONES CON DISTANCIAS DE CRUZAMIENTO EN PLANTA Y CORTE.
- CORTES DE SECCIÓN DE CALLES O LUGARES DE DESNIVEL.
- SUBESTACIONES Y/O BASES PARA CAJAS DE DISTRIBUCION
- DETALLE DE CONSTRUCCIÓN DE MURETES Y REGISTROS
- DETALLE DE LA COLOCACIÓN DE LOS DUCTOS Y DEL AREA LIBRE QUE DEBE DESTINAR EL FRACCIONADOR A LA INSTALACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.
- EN LOS PLANOS EL TITULO EN LA PARTE INFERIOR DERECHA, UN CROQUIS DE LOCALIZACION Y SU ORIENTACIÓN

#### BITÁCORA DE OBRA

Deberán contar con:

##### EMPRESA SUMINISTRADORA

- a. OBRA
- b. UBICACIÓN
- c. CIUDAD Y ESTADO
- d. FECHAS PROGRAMADAS
- e. NOMBRE DEL SUPERVISOR, IDENTIFICACIÓN Y FIRMA RECONOCIDA
- f. TELEFONOS
- g. No DE LAS SS Y NUMERO (SERVICIOS)
- h. OTROS DATOS DE IDENTIFICACION.

##### DATOS DEL CONSTRUCTOR

- i. NOMBRE O RAZÓN SOCIAL
- j. DOMICILIO
- k. TELEFONOS
- l. REPRESENTANTE
- m. RESIDENTE CON IDENTIFICACIÓN Y FIRMA RECONOCIDA

Anotando los días de visita, indicando los trabajos realizados, acuerdos y modificaciones pequeñas al proyecto aprobado.

La bitácora tiene validez oficial, al finalizar cada nota, deberá firmar el residente y el supervisor de la empresa.

#### OBRA CIVIL (Ejecución)

##### TRAZO

Conforme a planos autorizados por la empresa con equipo de mano y/o aparatos, evitando interferencias con otras instalaciones, pero si no es posible evitarlo, debe coordinarse con el supervisor de la empresa para su solución. Si existen registros de teléfonos, agua etc. y no hay planos para su ubicación y profundidad, se efectuaran excavaciones para planear el nuevo trazo.

Marcar los límites de la cepa con pintura en banquetas y con cal en terracería al igual en la ubicación de registros y pozos de visita.

Cuando la construcción se realiza en zona urbana evitar que la trayectoria pase por líneas que contaminen (por ejemplo gasolineras).

#### **SEÑALIZACIÓN Y PROTECCIÓN**

Terminado el trazo se debe contar con avisos de precaución para proteger las áreas de trabajo, en zonas de paso a personas y vehículos, instalando tarimas y placas de acero para cubrir las zanjas y por la noche instalar señales luminosas para vehículos y barreras para peatones.

#### **EXCAVACIÓN**

Se puede realizar con equipo mecánico o con herramienta, esta última se recomienda en terrenos con material suelto. El equipo mecánico no se recomienda en lugares donde ya existen otras instalaciones para no dañarlas.

#### **DUCTOS**

Serán en número, diámetro y profundidad como indican los planos y normas; se deben utilizar separadores a una distancia no menor de 0.05m y como mínimo cada 3.0 m. antes del colar verificar que no exista obstrucción dentro del ducto.

#### **VACIADO DE CONCRETO EN BANCO DE DUCTOS**

Al vaciar el concreto, tapar provisionalmente los ductos de los extremos para evitar filtraciones.

El concreto en banquetas será de  $f'c = 100 \text{ kg/cm}^2$  y con buen grado de compactación y en arroyo será  $f'c = 150 \text{ kg/cm}^2$ . El concreto deberá vibrarse para su perfecto asentamiento.

Se requiere control de calidad y muestreo de concreto en un laboratorio oficial autorizado.

La zanja deberá estar libre de basura y derrumbes, nivelada y compactada, el colado deberá ser monolítico

#### **RELLENO COMPACTO Y NIVELADO**

En capas de material adecuado no mayor de 200 mm de espesor, con buena humedad para mejor grado de compactación.

Se tendrá que obtener muestra para las pruebas de laboratorio, entregarse por escrito al supervisor de la empresa.

El relleno podrá efectuarse utilizando el material de la excavación, siempre y cuando sea analizado por el laboratorio

#### **REGISTROS DE CONCRETO COLADOS EN SITIO**

Según plano y de acuerdo a especificaciones, sobre plantilla de concreto pobre de 50 a 70 mm de espesor y un  $f'c$  de  $100 \text{ kg/cm}^2$ , el armado deberá quedar sobre apoyos colocados sobre la plantilla aproximadamente 4 cm a fin de evitar filtraciones de agua.

Cuidar el troquelado de la cimbra ya que esta es muy fácil que se abra

Cuidar el vibrado del concreto y que contenga impermeabilizante.

El registro se deberá instalar sin la losa de la tapa, deberá contar únicamente con las varillas en la parte superior.

Es importante determinar el nivel freático con el fin de dejar o no cárcamo en el registro. Una vez instalado el registro y colocada la losa superior se deberá recibir el banco de ductos.

#### **REGISTROS O POZOS PREFABRICADOS**

Se utilizarán siempre y cuando cumplan con las normas y especificaciones.

Deben ser avalados por el laboratorio de la empresa.

También deben contar con una plantilla de concreto pobre de 50 a 70 mm de espesor y un  $f_c$  de  $100\text{kg/cm}^2$ ; en el caso que no cuenten con piso, la plantilla será de gravilla.

#### **POZOS DE VISITA COLADOS EN SITIO**

Se construirán de concreto armado según norma correspondiente.

Se deberá tener en el fondo de la excavación una plantilla de concreto pobre, con un espesor de 100mm y un  $f_c = 100\text{kg/cm}^2$ , esta plantilla deberá de evitarse donde se ubique el cárcamo.

Se construirá cárcamo siempre y cuando el nivel freático se encuentre por debajo del pozo.

El pozo no se construirá sobre líneas de servicio (agua, drenaje etc.), de no ser posible, se recurrirá al supervisor de la empresa para una mejor solución.

Si el pozo queda bajo arroyo se deberá utilizar tapa y marco de hierro reforzado.

Al concreto se le deberá suministrar algún impermeabilizante para evitar filtración de agua.

#### **BASES DE CONCRETO ARMADO PARA EQUIPO**

Su ubicación es según plano autorizado para construir la plataforma para soportar el transformador tipo pedestal.

El armado de la plataforma para transformadores deberá construirse con el registro, cuidando que la ventana que los comunica sea del tamaño adecuado para la conexión de la red.

#### **LIMPIEZA GENERAL DE LA OBRA**

Durante la construcción deberá conservar limpias las áreas, regando y barriendo al finalizar la jornada.

Terminados los trabajos de banco de ductos, registros y pozos, se deberá pasar la cuchara por los ductos para verificar que no exista ninguna obstrucción, se dejara un tapón de estopa con grasa y con alambre, de tal forma que se pueda jalar posteriormente.

#### **4.- PRUEBAS DE CAMPO**

se deberá llevar un control de calidad de los trabajos, debiendo asentar todo esto en bitácora y con las pruebas de laboratorio de lo siguiente:

- a) Concreto hidráulico
- b) Material de relleno
- c) Compactación

- d) Arena y grava
- e) La tubería de PVC ( según especificaciones y normas de la empresa )
- f) Los herrajes y fijaciones (según norma y certificado de garantía)
- g) Los marcos y tapas (serán de hierro con la aprobación de laboratorio)
- h) Las tapas especiales (según norma y especificaciones)
- i) El acero de refuerzo (verificar su resistencia a la tensión s/pruebas de laboratorio y especificaciones del proyecto).
- j) Sondeo de ductos (sondear cada ducto en presencia del supervisor de la empresa)

#### 5.-RECEPCIÓN DE LA OBRA

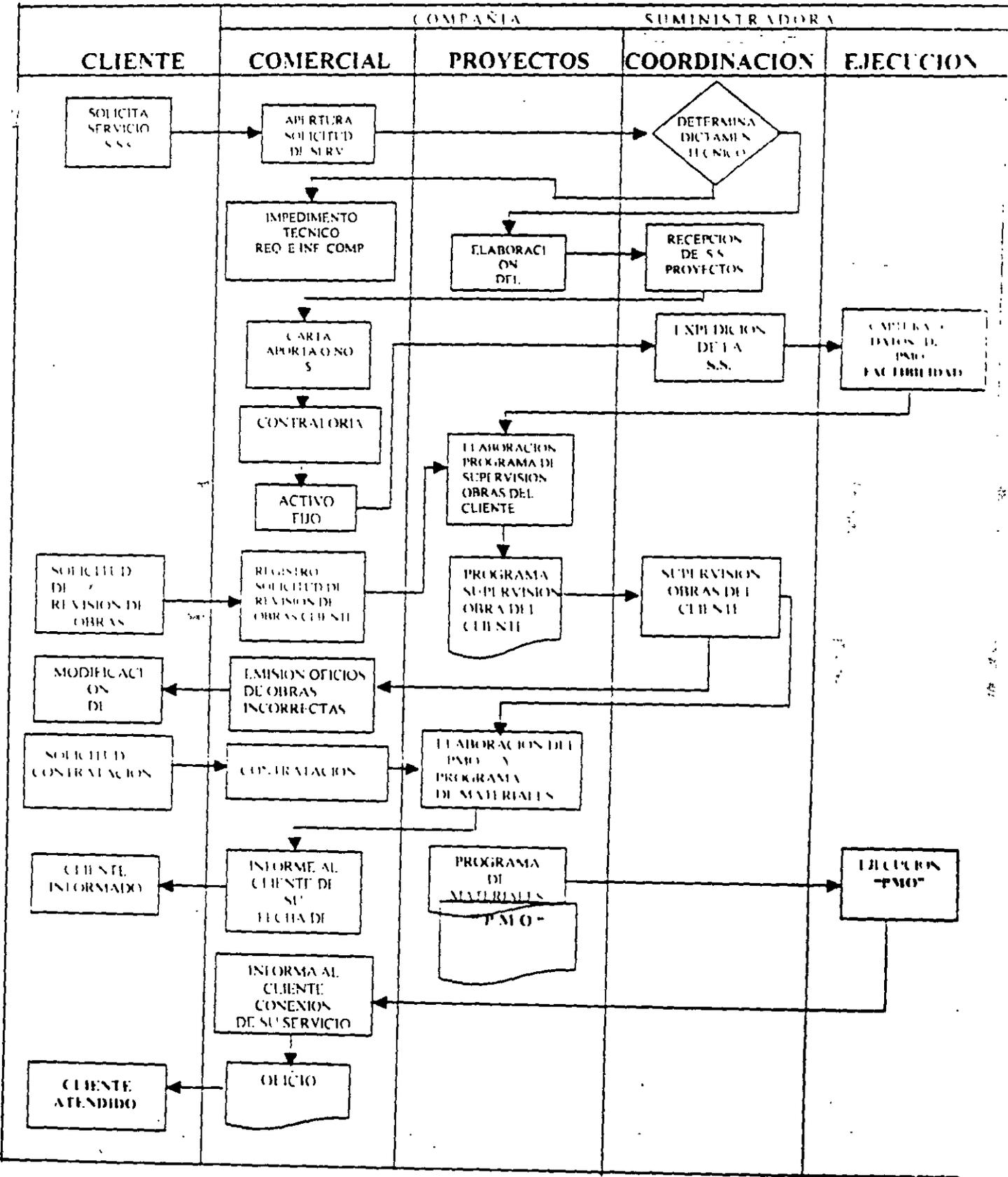
Para extender la recepción-finiquito, se requiere los reportes técnicos de la obra civil con lo siguiente:

- Acta de recepción –entrega
- Bitácora de obra
- Copia(s) de plano(s) definitivos
- Inventario de la obra
- Comprobantes de las pruebas de campo y laboratorio
- Documento oficial, comprobando la entrega del fraccionamiento
- Comprobante de la certificación de calidad de los materiales utilizados
- Costo real y definitivo en papelería oficial

### **B. DIAGRAMA DE FLUJO (propuesto)**

La gestión que debe realizar el interesado, para la elaboración, aprobación, supervisión y ejecución de un proyecto eléctrico de distribución; se realiza bajo los lineamientos tradicionales, los cuales funcionaron en su momento, pero actualmente, no resultan los más adecuados. Debido a esto, se requiere agilizar y eficientizar el proceso; para lograrlo, proponemos nuevos esquemas, en los que exista una participación más estrecha entre el cliente y la empresa; como se muestra en el siguiente diagrama de flujo.

**SOLICITUD DE REVISION DE OBRAS POR TERCEROS**  
**PROGRAMA MAESTRO DE OBRAS DE SOLICITUDES DE SERVICIOS**  
**PLANO MAESTRO DE OBRAS ( FACTIBILIDAD )**



#### IV. PROPUESTAS PARA OPTIMIZAR COSTO Y TIEMPO.

Para mejoras en los elementos constructivos utilizados en la obra civil, que contienen las instalaciones eléctricas en relación al abatimiento de área, costo y tiempo, debiendo atender los requerimientos y normalización correspondiente, así como el flujo de información y consulta con todos los departamentos de la empresa suministradora LyFC e involucrados.  
Analizaremos los siguientes puntos:

##### 1.- Ductos rígidos y ductos flexibles.

El banco de ductos es una estructura formada por dos o más ductos fijados con material de relleno, envolvente de concreto, anclas u otros materiales manteniéndolos con la separación mínima requerida.

Existen dos tipos de ductos los rígidos de PVC y los flexibles. Actualmente en LyFC se utilizan los primeros teniendo pocas posibilidades de curvatura o deflexión. (Máxima 5° de deflexión)



a) Ducto Flexible: es un tubo con características flexibles fabricado con material de polietileno de alta densidad, permite hacer deflexiones con un radio de curvatura de hasta 1.00m, logrando librar longitudes curvas más largas entre registros, pozos, y bóvedas; este material lo rige la norma ISO, bajo el concepto de calidad total y la NMX-E-1996

#### CARACTERÍSTICAS

PROPIEDADES	METODO DE PRUEBA ASTM	VALORES
Densidad natural	D-4883	0.944g/cc
Esfuerzos a la tensión		
Punto crítico	D-638	22.8Mpa
Punto de ruptura	D-638	31.0Mpa
Dureza	D-2240	68
Resistencia a la fisura	D-1693	>2000h
Punto de suavidad	D-1525	126°c

Empacado en rollo de 400m, con un radio interior de 1.30m, y exterior de 2.50m., para proteger su transportación, manejo y mantenimiento.

## DUCTO FLEXIBLE PROPUESTO PARA EL CABLEADO EN B.T. Y M.T. ø80mm.

Diametro nominal	Diámetro interior mm	Diámetro exterior mm	Espesor pared mm	Tolerancia
Ducto Flexible PE-75	77.9	88.9	5.2	+ 0.05 o -0.08

### COSTOS Comparativos entre ducto PVC rigido y flexible

DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	IMPORTE
Tubo PVC 80 mm	m	1.0	\$ 11.06
Tubo flexible PE-75	m	1.0	\$ 20.58

### PROPUESTA DE BANCOS DE DUCTOS:

Los cables de baja y mediana tensión irán alojados en ductos rigidos PVC 80 en tramos rectos y con ducto flexible 80 los tramos en que existan deflexiones mayores de 5°.

ver fig. 8 (anexos)

### REGISTRO DE M.T.

Partiremos del análisis de los espacios requeridos para los empalmes en M.T. de 23kv. utilizados actualmente y la propuesta con empalme contráctil.

Empalme: Este accesorio se utiliza para la unión de cable de acuerdo a norma NMX J-158. Se entiende por empalme, la conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de distribución aislado, protegido mecánicamente dentro de una misma cubierta o coraza. Existen varios tipos de empalmes, los encintados, premoldeados, moledados en campo y termocontráctiles.

Termocontráctiles: Son aquellos en que los componentes se aplican retráctiles por la acción del calor.

Los empalmes utilizados en LyFC actualmente, son para cable R-23TC, para cable R-23PT, para cable R-23 PT.TC y RT-23TC. Según NMX-J-158 para 23kv.

Distancia que se requiere para los diferentes tipos de empalme usados en LyF:

Cable

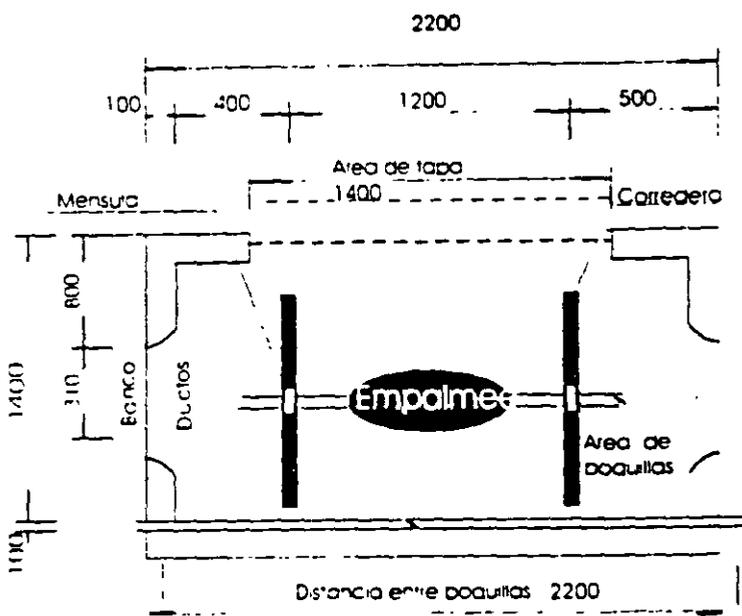
Cable



\_\_\_ Dimension Máxima \_\_\_

PARA	TIPO DE CABLE	DIMENSION MÁXIMA	CALIBRE MÁXIMO	NORMA MATERIAL LyF
UNIONES R	23 PT	740mm	1x240	2.0294
UNIONES R	23 TC	725mm	1x240	2.0197
UNIONES RT	23 PT.TC	725mm	1x240	2.0265

Se propone desarrollarlos en menor distancia longitudinal como son los termocontráctiles, cuyos fabricantes han logrado reducir dimensiones utilizando la manga abierta (como si fuera un forro con cierre) esto permite no tener que correr las mangas hacia ambos lados respectivamente como se viene realizando en LyFC. Ya que este tipo requiere de espacios mayores en los registros o pozos para su instalación. Ahora al no tener que correr dicha manga sino exclusivamente el largo que requiere para cubrir el empalme.



Se requiere un espacio libre para la tapa del registro de 1.40 x 1.70 m para que puedan maniobrar dos operarios estando parados para la realización del empalme.

REGISTRO 200x130x140 C

Propuesto Norma en Estudios

#### CIMENTACIÓN TIPO PEDESTAL

Propondremos la base tipo TABLETA para TR's DRS. Tipo Pedestal.

Esta tableta puede ser diseñada para albergar en dimensión y peso el tipo de TR's usados por LyFC. Tomaremos en cuenta el de mayor área que es el de 1.4x1.6m. La tableta está diseñada con una combinación de Polietileno de alta densidad en el centro (alma) y Poliuretano de alta densidad en su concha (envolvente), esta aleación nos da como resultado un diseño capaz de soportar los esfuerzos a la tracción y la compresión reforzándolo en el área donde el TR descansa, su superficie exterior, viene en color negro debido a su alto contenido de carbón del Poliuretano con protección UV. Dando como resultado una base con una vida probable de 35 años a la intemperie.

Este tipo de tableta puede eliminar la tradicional plancha de concreto, reduciendo considerablemente los tiempos y costo aproximadamente en un 75% y 60% respectivamente.

Cuenta con cuatro orificios (saques) para el sistema de entrada del tenedor (ascensor) para su transportación y montaje del TR. Eliminando así la tradicional base de madera utilizada exclusivamente para transportarlo. Esta tableta se fija haciéndolo más manuable. Esta cuenta con un área en la parte inferior para la entrada y salida del cable (charola). Es un Polímero capaz de soportar la corrosión muy común en la CD. De México.

Beneficios:

1. Elimina la necesidad de construirlos de concreto armado.
2. Reduce el costo del manejo y la instalación del TR.
3. Tiene aproximadamente la misma vida que una plataforma de concreto, pero reduce considerablemente su tiempo de realización.

### CARACTERÍSTICAS

NOMBRE	FORMADO POR	MATERIAL DE ALTA DENSIDAD	DISEÑADO	DIMENSIONES m	
				Exteriores M	Charola p cable
Tableta	Alma	Poliétileno	A presión 2800lbs	1.40 largo	0.50 largo
	Concha	Poliuretano	Carbon UV	1.60 ancho 0.15 peralte	0.30 ancho

Nota: (1) Esta base (tableta) se complementa con el registro usado tradicionalmente en la cimentación tipo pedestal.

(2) Esta tableta irá sobre una plantilla de gravilla que tendrá un espesor de 0.5m habiendo nivelado y compactado el área anteriormente.

### ELEMENTOS PREFABRICADOS

Referente a los elementos constructivos usados en LyFC, se están utilizando los registros tradicionales de concreto armado, aunque en los años 80's; buscando otras alternativas, se hicieron pruebas de laboratorio con elementos precolados de hormigón armado, instalándose algunos de estos en el campo, exclusivamente los registros, lo cual no prosperó porque fueron hechos de una sola pieza, resultando:

- Demasiado pesados
- Difíciles de transportar
- Poco manuales
- Costo de material y mano de obra, casi el mismo que los colados en obra.

Causas por las que se desecharon y se optó por seguir utilizando los tradicionales, los cuales son usados hasta la fecha.

Es importante para esta empresa, el encontrar mejores soluciones, ya que es muy común que el costo total de un proyecto eléctrico subterráneo, la partida de obras civiles resulte más costosa que la de los cables subterráneos, por lo cual hemos seguido analizado nuevos componentes y materiales más ligeros y menos voluminosos valiéndose de los nuevos materiales que han salido al mercado.

### NUEVAS TÉCNICAS Y MATERIALES

Se tiene actualmente un gran desarrollo en el uso de los distintos materiales, desde la madera, metal y los nuevos materiales compuestos, formados usualmente por núcleo y matriz, tales como el hormigón armado o el COMPOSITE, que es una composición de plástico reforzado con fibra de vidrio, a la que se denomina (PRFV) la cual a superado en número y cantidades a los metales y sus aleaciones.

Los materiales compuestos, son formados por distintos elementos que al mezclarlos, modifican las propiedades de cada uno de ellos:

1) Hormigón armado.

NUCLEO: Formado de distintos elementos que modifican sus propiedades: agua, tipo de ácidos, granulometría de los áridos, espesantes, hidrófugos, cemento (tipo y proporción), fibras y cenizas; las propiedades del hormigón dependen de diseño.

MATRIZ: Es de acero y sus características mecánicas dependen del: tipo, cantidad y disposición en el núcleo de hormigón.

2) COMPOSITE (PRFV).

Núcleo: formado por distintos elementos (P.R.), cuya proporción y presencia dan al núcleo distintas características como elementos que modifican sus propiedades.

- Resinas de poliéster
- Monómetros
- Catalizadores
- Cargas minerales, aluminia, barita, caolín, carbonato, etc.
- Colorantes
- Agentes desmoldéo, separadores
- Aditivos especiales, protección de rayos UV

MATRIZ: De fibra de vidrio, y sus características dependen del tipo de fibra usada (orgánica o inorgánica), cantidad de fibra (proporción en peso) y disposición de la fibra en la pieza o núcleo.

## APLICACIONES DE LOS (PRFV) EN EL MUNDO

Es difícil de encontrar un producto que se asemeje a los (PRFV), por la diversidad y amplitud de sus aplicaciones, dirigidos al sector de la construcción, cuya intención es sustituir elementos pesados de manipular como el acero y el hormigón pretensado.

## REGISTROS CONSTRUIDOS CON ENCOFRADO

Este producto cuenta con un sistema de construcción basado en un elemento superligero, construido de (PRFV), que facilita la ejecución de las obras con las siguientes cualidades:

- Versatilidad de usos
- Calidad y rapidez de ejecución
- Seguridad
- Durabilidad.

## CONSERVACIÓN Y ENVEJECIMIENTO

- a). Los (PRFV) presentan una resistencia a las causas externas de envejecimiento, soportando las variaciones de temperatura y humedad, así como la influencia de agentes degradantes.
- b). La fibra de vidrio está casi exenta de fenómenos de fatiga o deformación manteniendo inalterable sus propiedades mecánicas a través del tiempo, aún al ser sometidos a

esfuerzos considerables, permitiendo a la estructura resistir y conservar sin cambios mecánicos: su capacidad y características originales.

- c). Inmune a la corrosión eléctrica
- d). Economía.- si por su costo total se entiende la suma de los diferentes costos como el:  $\text{inicia} + \text{transporte} + \text{instalación} + \text{mantenimiento}$ , se tienen ventajas aún cuando el costo inicial sea similar o mayor a otros materiales.

### COMPOSITE (COMPOSICIÓN QUÍMICA)

Resina de poliéster _____	25 al 30 %
Refuerzo de fibra de vidrio _____	23 al 27 %
Cargas minerales inorgánicas _____	41 al 46 %
Resto, catalizador, desmoldeante, colorantes, etc. _____	4 al 6 %

### SU APLICACIÓN EN LOS REGISTROS

El registro prefabricado llamado en Europa arqueta prefabricada de composite (PRVF) es reforzada en su periferia externa con hormigón, dándole mayor resistencia al material: logrando:

- a) Que no penetren las raíces
- b) Estanqueidad
- c) Exactitud de sus dimensiones
- d) Calidad homogénea
- e) Poca ocupación de espacio para su almacenamiento
- f) Muy liviano para su transporte
- g) Rapidez de ejecución

### MEDIDAS UTILIZADAS EN LOS REGISTROS USADOS EN LyFC.

MEDIDAS INTERIORES				VALORES USADOS EN LOS PRVF				
TIPO DE REGISTRO O ARQUETA	LARGO cm	ANCHO cm	ALTO cm	PESO kg	POSB. MAYOR PROF.	TENSIÓN	ESPESOR cm	
							PARTE	MARCO
60 x 40 x 60	60	40	60	7	25	BT	0.25	1.5
60 x 60 x 60	60	60	60	9	25	BT	0.25	1.5
90 x 90 x 95	90	90	95	30	33	BT	0.30	2.0
125 x 125 x 140	125	125	140	50	33	M1	0.30	2.0

**CUADRO COMPARATIVO DE REGISTROS CONSTRUIDOS EN HORMIGÓN PREFABRICADO, TABIQUE O COMPOSITE**

CONCEPTO	SISTEMA HORMIGÓN PREFABRICADO	SISTEMA LADRILLO	SISTEMA PREFV
Componentes	Registro c' marco	Ladrillos, mortero, cemento, marco y tapa	Arqueta con tapa
Peso unitario (sin peso de tapa)	957 Kg	690 Kg.	30 kg
Necesidades de medios de elevación	Si	Si	No
Tiempo de ejecución	Bajo	Alto	Muy bajo
Personal especializado	Si	Si	No
Volumen de ocupación	Muy alta	Medio	Muy bajo
Protección de raíces	No	No	Si
Oxidación marco tapa	Si	Si	No
Calidad	Buena	Buena	Excelente
Calidad uniforme	No	No	Total

NOTA: Se tomo como ejemplo el registro 90 x 90x 95.

### MONTAJE DE LAS ARQUETAS

#### 1.- Excavación y Plantilla.

- a) Mecánica o manual.
- b) Nivelar para una plantilla de 10cm de espesor
- c) Arqueta sobre la plantilla

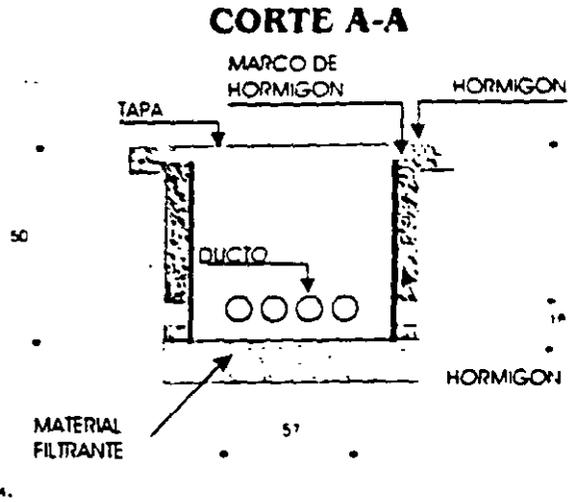
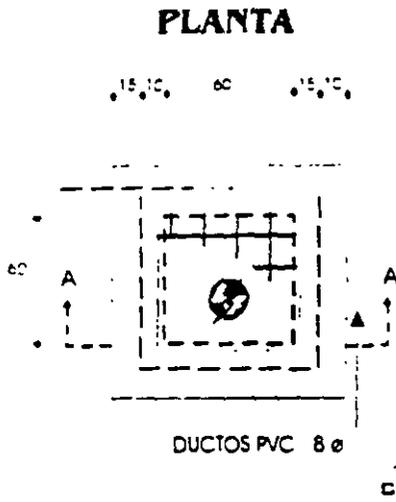
#### 2.- Recepción de acometidas.

Las arquetas deberán contar en todas sus caras con aperturas predestinadas a recibir ductos de Ø80mm, previamente se requiere instalar una goma en el ducto de llegada la cuál hará la función de boquilla.

#### 3.- Ubicación y Colado.

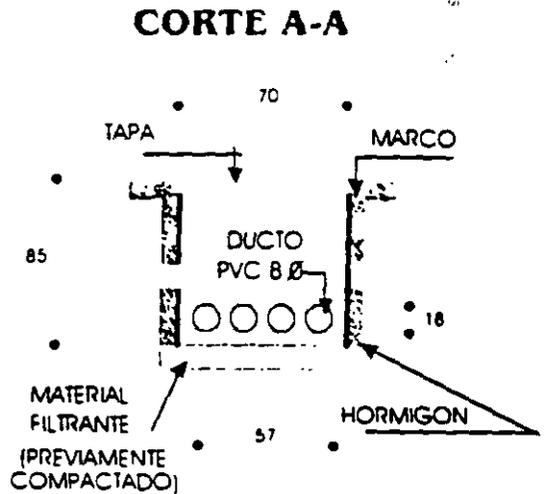
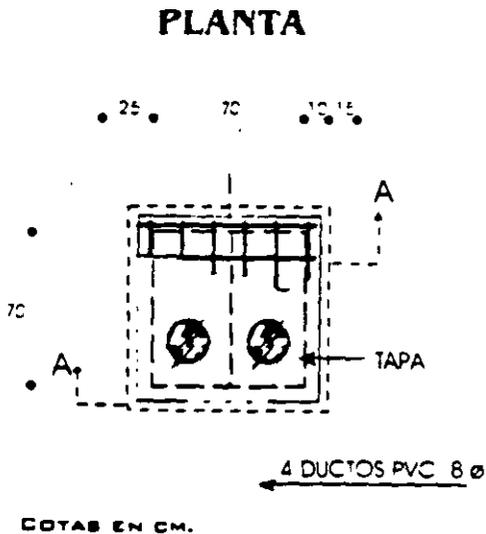
Se instalarán la arqueta respecto a los ductos de llegada y se homogénea con un concreto de 175kg/cm<sup>2</sup>, hasta la rasante del marco, abrazando a éste, con hormigón de 0.15x0.10m de profundidad para compensar el empuje del hormigón.

**REGISTRO 60 x 60 x 65**  
**PROPUESTO 60 x 60 x 50 P**



**REGISTRO CRUCERO DE ARROYO 90 x 90 x 95**

**PROPUESTO 70 x 70 x 85 P**



**COSTOS**

Análisis comparativo entre elementos constructivos elaborados con (PRFV) y los tradicionales (LyFC).

REGISTRO O ARQUETA	COSTO				TIEMPO DE ELABORACION
	MAT.	TRANS.	INST.	TOTAL	
Pretabricado de PRFV	-30 %	-75 %	-50 %	-21 %	-80 %
Concreto armado	-30 %	-75 %	-50 %	+21 %	-80 %

## 6- REQUISITOS Y NECESIDADES DE LA OBRA CIVIL

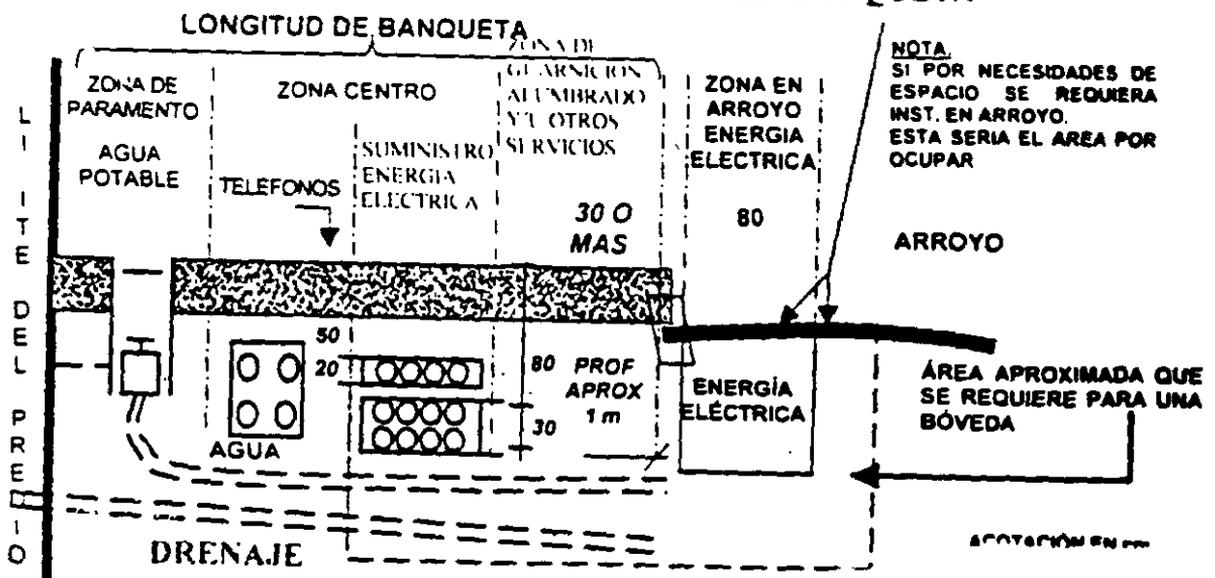
1. La trayectoria de los circuitos será a lo largo de las aceras, camellones, periferia de las zonas verdes y/o andadores.
2. La profundidad, el ancho del banco de ductos deberá cumplir con las normas LyFC.
3. Los ductos deben contar con boquillas abocinadas en la llegada a los registros, pozos y bóveda o cimentación de S.E.'s.
4. Se requieren los registros en las derivaciones, acometidas, cambios de dirección horizontal y vertical de los bancos de ductos.
5. Los registros pozos y cimentaciones de S.E.'s deben cumplir con las normas LyFC.
6. Evitar la localización de los registros donde las banquetas sean angostas en carriles de estacionamientos o frente a una cochera.
7. Se utilizará un registro para alimentar dos lotes, debiendo quedar instalado en el limite de ambos predios.
8. Donde no existan equipo y/o accesorios, se debe dejar excedente de cable de una longitud igual al perimetro del pozo de visita.
9. Debe instalarse soportería para los cables en los pozos y bóvedas
10. En los casos de cruces de avenidas o calles, se deberá dejar mínimo un ducto de reserva por cada uno de los circuitos.

## ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES

Debe existir una coordinación entre los diferentes sectores que utilizan el suelo para un mejor aprovechamiento de este. Actualmente se está trabajando en los registros computarizados de las diferentes instalaciones subterráneas como Teléfonos, PEMEX, Energía Eléctrica, Drenaje, Agua Potable, etc.

Para un mejor aprovechamiento del uso del suelo en banqueta, se propuso en la revisión de la NOM-001/99 la cual fue aceptada, se propone lo siguiente:

## ZONIFICACIÓN DE INSTALACIONES EN BANQUETA





**FACULTAD DE INGENIERÍA UNAM  
DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA**

**"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001**



**CA 436  
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA**

**TEMA:  
SISTEMAS DE TIERRA**

**COORDINADOR: ING. RICARDO A. ESPINOSA PATIÑO**

**DEL 25 AL 29 DE ENERO DE 2005**

**PALACIO DE MINERÍA**



**DIVISIÓN DE  
EDUCACIÓN  
CONTINUA**

**Programa 2004**

## INDICE

	Página.
INTRUDUCCION.	1
CAPITULO UNO.- El suelo como un conductor de la electricidad.	6
1.1.- Resistividad del suelo.	6
1.2.- Tipo de suelo.	7
1.3.- Contenido de humedad y sales.	7
1.4.- El tamaño del grano y su distribución	8
1.5.- Temperatura.	8
1.6.- Medición de la resistividad.	9
1.6.1.- Método de Wenner.	9
1.6.2.- Método de Lee.	11
1.6.3.- Método del electrodo central.	12
1.7.- Resistencia a tierra.	13
1.8.- Medición de resistencia a tierra.	14
1.9.- Características de algunos materiales.	15
1.9.1.- Roca.	16
1.9.2.- Tepetate.	16
1.9.3.- Arena.	17
1.9.4.- Relleno sanitario.	17
1.10.- Ejemplos resueltos.	18
1.11.- Cuestionario y problemas.	24

## **CAPITULO DOS.- Potenciales peligrosos.**

- 2.1.- Corrientes de fibrilación.
- 2.2.- Potenciales de toque o de contacto.
- 2.3.- Potencial de paso.
- 2.4.- Potenciales transferidos.
- 2.5.- Duración de falla (t).
- 2.6.- Ejemplos resueltos.
- 2.7.- Cuestionario y problemas.

## **CAPITULO TRES.- El electrodo de puesta a tierra.**

- 3.1.- Electrodo múltiples.
  - 3.1.1.- Dos electrodos en paralelo.
  - 3.1.2.- Tres electrodos en línea recta.
  - 3.1.3.- Tres electrodos en delta.
  - 3.1.4.- Cuatro electrodos en línea recta.
- 3.2.- Electrodo horizontales.
  - 3.2.1.- Cable sencillo enterrado horizontalmente.
  - 3.2.2.- Cable en ángulo recto.
- 3.3.- Electrodo profundos.
  - 3.3.1.- Varillas de Copper-Weld.
  - 3.3.2.- Suelo duro.
- 3.4.- Electrodo químicos.
  - 3.4.1.- Bentonita.
  - 3.4.2.- Método de Sanik.
  - 3.4.3.- Resinas sintéticas.
- 3.5.- Ejemplos resueltos.
- 3.6.- Cuestionario y problemas.

<b>CAPITULO CUATRO.-</b>	<b>Diseño de sistemas de tierras.</b>	<b>68</b>
4.1.-	Sistemas de tierras en baja tensión.	69
4.2.-	Diseño de una red de tierras para mediana tensión.	71
4.3.-	Parámetros necesarios para el cálculo de una red de tierras.	73
4.3.1.-	Máxima corriente de la red de tierras ( $I_r$ ).	73
4.3.2.-	Tipos de fallas a tierra.	74
4.3.3.-	Efecto de la resistencia en la falla.	76
4.3.4.-	Efecto de tuberías y cables enterrados directamente.	76
4.3.5.-	Peor caso de falla.	76
4.3.6.-	Efecto de cambios futuros.	77
4.4.-	Resistencia de la malla de tierra.	77
4.5.-	Selección del conductor.	79
4.5.1	Material.	79
4.5.2.-	Calibre del Conductor.	80
4.5.3.-	Selección de uniones.	82
4.6.-	Calibre del Conductor.	83
4.7.-	Diagramas de flujo para diseñar una red de tierras.	83
4.8.-	Cálculo de los voltajes máximos de paso y malla.	88
4.9.-	Algunas consideraciones sobre diseño de sistemas de tierras.	89
4.9.1.-	Baja tensión.	90
4.9.2.-	Mediana tensión.	91
4.10.-	Ejemplos resueltos.	94
4.11.-	Cuestionario y problemas.	112

250-79	Puente de unión principal y del equipo.	133
250-80	Puenteado en sistemas de tubería.	135
H.-	Sistemas de electrodos de puesta a tierra.	136
250-81	Sistemas de electrodos de puesta a tierra.	136
250-83	Electrodos artificiales.	138
250-84	Resistencia a tierra de electrodos artificiales.	141
250-86	Uso de electrodos de pararrayos.	141
J.-	Conductores de puesta a tierra.	142
250-91	Material.	142
250-92	Instalación.	144
250-93	Sección transversal del conductor de puesta a tierra de sistemas de corriente directa.	146
250-94	Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de sistemas de corriente alterna.	147
250-95	Sección transversal de los conductores de puesta a tierra de equipos.	150
250-97	Alumbrado de realce.	151
K.-	Conexiones del conductor de puesta a tierra.	153
250-112	Al electrodo de puesta a tierra.	153
250-113	A conductores y equipos.	153
250-114	Continuidad y fijación del conductor de puesta a tierra del equipo de los circuitos derivados a las cajas.	154
250-115	Conexión a los electrodos.	155
250-117	Protección de la fijación.	156
250-118	Superficies limpias.	156
250-119	Identificación para alambrados de terminales de equipos.	156
L.-	Transformadores de medición, relevadores, etc.	156

250-121	Circuitos de transformadores de medición.	156
250-122	Cajas para transformadores de instrumento.	157
250-123	Cajas para instrumento, medidores y relevadores que funciones con tensión menor a 1000 V.	157
250-124	Cajas de instrumentos, medidores y relevadores que funcionen con tensiones de 1 kV o más.	158
250-125	Conector de puesta a tierra de instrumentos.	158
M.-	Puesta a tierra de sistemas y circuitos de tensión de kV o más (alta tensión).	159
250-150	Disposiciones generales.	159
250-151	Sistemas con neutro derivado.	159
250-152	Sistemas con neutro sólidamente puesta a tierra.	159
250-153	Sistemas con neutro a tierra a través de una impedancia.	160
250-154	Puesta a tierra de sistemas que alimentan equipos portátiles o móviles.	161
250-155	Puesta a tierra de equipos.	162
Artículo 2103.-	Métodos de puesta a tierra.	163
2103-1	Objetivo y campo de aplicaciones.	163
A.-	Punto de conexión del conductor de puesta a tierra.	163
2103-2	Sistemas de corriente directa.	163
2103-3	Sistemas de corriente alterna.	164
2103-4	Cables mensajeros y retenidas.	165
2103-5	Corrientes en el conductor de puesta a tierra.	166
2103-6	Conexión a tierra de cercas metálicas	167
B.-	Conductores de puesta a tierra y medios de conexión.	167

2403-2	Características del Sistema de tierras.	186
2403-3	Puesta a tierra de cercas metálicas.	188
2403-4	Puesta a tierra de rieles y tuberías de agua.	189
2403-5	Puesta a tierra de partes no conductoras de corriente.	189
2403-6	Conexión a tierra durante separaciones.	190
2403-7	Detectores de tierra.	190
	Cuestionario.	191
<b>CAPITULO SEIS.- Varios.</b>		<b>193</b>
6.1.-	Corrosión en los sistemas de tierras.	193
6.1.1.-	Corrosión por efecto galvánico.	193
6.1.2.-	Protección contra la corrosión.	195
6.1.3.-	Protección catódica.	197
6.1.4.-	Fuente de corriente para la protección catódica.	199
6.1.5.-	Potencial del medio ambiente.	202
6.1.6.-	Media celda.	203
6.1.7.-	Resistividad del medio.	204
6.2.-	Tierras de seguridad.	205
6.2.1.-	Sistemas aéreos.	205
6.2.2.-	Sistemas de distribución subterráneos.	207
6.3.-	Tierras para pararrayos.	209
<b>BIBLIOGRAFIA BASICA.</b>		<b>211</b>

## INTRODUCCION

⚡ En los inicios del uso de la electricidad en forma comercial, los sistemas de puesta a tierra se usaban para tener un voltaje más de referencia, con el transcurso del tiempo se le han encontrado otras aplicaciones, actualmente se utilizan para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en los circuitos, a contactos accidentales de mayor tensión así como para limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal, una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en casos de falla a tierra. De hecho, también los dispositivos de protección contra sobretensiones, necesitan de una conexión a tierra para su correcta operación, dispositivos como los apartarrayos, el hilo de guarda, los cuernos de arqueo etc.

En los diseños de las redes de tierra se están teniendo mayores cuidados ya que el uso generalizado de los sistemas de cómputo y comunicaciones, en sí equipos con componentes electrónicos no se pueden permitir elevaciones de potencial pues este tipo de elementos se dañan con la menor elevación de potencial, alrededor de 300 volts, peor aún, en los sistemas de cómputo, con un impulso de sobretensión se puede introducir un dato erróneo, lo cual puede ser más perjudicial que si dañara el equipo.

Los sistemas de tierra se emplean en subestaciones de potencia, en plantas generadoras, en líneas de transmisión, en sistemas de

distribución. En este libro solo tratamos los sistemas de distribución que abarcan desde la baja tensión hasta 34 500 Volts. Sin embargo, los principios que aquí se describen son aplicables a los demás sistemas.

En las subestaciones de potencia la red de tierras se forma por una cuadrícula de cobre desnudo enterrado a una profundidad que va de 50 a 100 cm. con electrodos conectados y enterrados en forma irregular, preferentemente en las orillas y en ocasiones la cuadrícula es más cerrada en las orillas y en las esquinas.

En las plantas generadoras el proceso es similar pero dado que los lugares que ocupan son mucho más grandes que las de las subestaciones, la cuadrícula es muy abierta, en lugares como patios, almacenes, etc. Siendo cerrada en la subestación y dentro de la casa de máquinas.

En las líneas de transmisión se utilizan las tierras en cada torre ya que el hilo de guarda se conecta a la estructura y de la estructura pasa a la tierra, los métodos usuales son; arreglo de varillas, electrodos horizontales o colocando un conductor de cobre desnudo alrededor de la base de la torre.

En sistemas de distribución se utilizan diferentes diseños, donde se tienen dos categorías, principalmente; mediana tensión y baja tensión.

Los diseños para mediana tensión se basan principalmente en evitar los potenciales peligrosos, mientras que los diseños de baja

tensión, denominados, como tierra física, se basan en el valor de resistencia a tierra.

En este concepto de la resistencia a tierra en las normas actuales tienen ciertas contradicciones, por ejemplo; El Reglamento de Instalaciones Eléctricas en el capítulo 2 de baja tensión indica 25 Ohms como máximo de resistencia a tierra y en el capítulo 6 de subestaciones señala 10 a 1 ó lo más bajo posible.

A pesar de ésto, los fabricantes de computadoras exigen un Ohm máximo y los fabricantes de conmutadores 3 ó 5 Ohms, es decir, no hay un criterio unificado sobre el diseño del sistema de tierras.

Para complicar más la situación no es lo mismo diseñar una red de tierras en terreno húmedo, que en terreno compuesto por roca, mientras que el primero tiene un costo casi despreciable el segundo puede llegar a tener un costo muy elevado.

Un gran número de fallas en baja tensión, sobre todo donde existen sistemas de cómputo, se deben a una mala conexión de la tierra física, es común conectar invertidos el neutro y la tierra física, ya que ambos no llevan potencial en condiciones normales.

En mediana tensión, sobre todo en alimentadores aéreos, cuando las tierras no son adecuadas, los apartarrayos no funcionan en forma correcta, dando como consecuencia que se dañen los equipos y materiales, por sobretensiones, sobre todo en época de lluvias. Esto trae como consecuencia una mala confiabilidad del servicio.

periódicas de resistencia cada año, durante la época de estiaje, es decir la época mas seca del año.

Se incluyen algunos aspectos relevantes sobre las normas de baja y mediana tensión, con el objeto de aclarar algunos aspectos un poco complicados.

Este libro tiene como objetivo que los ingenieros electricistas se familiaricen con los sistemas de tierra ya que la información existente se encuentra muy dispersa, y aún existen incongruencias entre los reglamentos y las exigencias de los fabricantes de equipos. Es necesario seguir estudiando los sistemas de tierras y llevar estadísticas de los equipos fallados para en un futuro próximo establecer un criterio unificado.

## CAPITULO 1

### EL SUELO COMO CONDUCTOR DE LA ELECTRICIDAD

En los sistemas con neutro a tierra el suelo se comporta como un conductor, más aún, en los sistemas denominados SWER (Sistema de Retorno por Tierra) el suelo es un conductor.

Las características del suelo son tan diferentes en este aspecto, que hay suelos que no conducen la electricidad, es decir, son aislantes, por otro lado hay suelos que son buenos conductores de la electricidad como los suelos húmedos.

Para conocer que tan buen conductor de la electricidad es el suelo, es necesario conocer su resistividad o resistencia específica, las rocas, la arena y suelos secos tienen alta resistividad, es decir, no conducen la electricidad, los suelos con alto contenido de humedad tienen baja resistividad. Por lo tanto, es necesario conocer la resistividad del terreno para poder efectuar un diseño adecuado del sistema de tierras.

#### 1.1.- RESISTIVIDAD DEL SUELO

La resistividad también conocida como resistencia específica, es la propiedad que tiene el suelo para conducir electricidad, la cual está determinada por el tipo de suelo, el contenido de humedad del mismo, su composición química y la temperatura entre otros factores.

La resistividad se mide en Ohms-metro, Ohms-centímetro, etc. Existen dos formas para determinarla, una es empírica mediante tabulación y conocimiento del terreno y la otra efectuando la medición directamente en el terreno.

Una clasificación general es:

Tierra orgánica húmeda	10 Ohms-metro.
Tierra húmeda	100 Ohms-metro.
Tierra seca	1000 Ohms-metro.
Roca	5700 Ohms-metro.

Algunos factores que determinan la resistividad del suelo son :

### 1.2.- TIPO DE SUELO

En la Ciudad de México en general el suelo es heterogéneo, teniendo zonas localizadas como; Roca en el Sur, Tepetate y Arena en el Poniente, Tierra húmeda en el Oriente, Roca o Tepetate en el Norte etc. No se tiene un mapa con el tipo de terreno bien definido y el tipo de suelo puede cambiar de características en unos cuantos metros de separación.

### 1.3.- CONTENIDO DE HUMEDAD Y SALES

Este aspecto es el más importante para que un suelo sea conductor de la electricidad, y el porcentaje de agua del suelo depende del contenido de arcilla, materia orgánica, clima, lugar, época del año etc. la arena no retiene la humedad y como resultado tiene una resistividad alta, las arcillas retienen la humedad y son

conductoras de la electricidad, por ejemplo, el caso de la bentonita, que es una arcilla que retiene agua varias veces su volumen.

El agua con alto contenido de sales es buena conductora de la electricidad por el contrario el agua sin sales (agua destilada) es poco conductora, por lo que podemos decir que entre mayor contenido de sales tenga el suelo húmedo mayor conductor de la electricidad será.

#### 1.4.- EL TAMAÑO DEL GRANO Y SU DISTRIBUCION

El tamaño del grano y su distribución es importante en la conducción eléctrica ya que si se tienen granos con grandes espacios se reduce el área de contacto mientras que si se tienen granos con diferentes tamaños los espacios son pequeños y aumenta el área de contacto llenando el agua el resto, por ejemplo las rocas no tienen espacios y el agua no penetra lo que le da una alta resistividad, siempre que no tenga alto contenido de partículas metálicas.

#### 1.5.- TEMPERATURA

El agua a temperaturas bajas es mala conductora y la resistividad de un terreno está en función del contenido de humedad, por lo que en zonas frías la resistividad puede ser grande.

## 1.6.- MEDICION DE LA RESISTIVIDAD

### 1.6.1.- METODO DE WENNER.

Para efectuar la medición de resistividad del suelo es necesario hacer circular una corriente por el mismo, el método más usual es el de Frank-Wenner denominado también "de los cuatro electrodos", el equipo de medición utilizado es el megger de tierra y la medición se efectúa como se muestra en la (fig. 1).

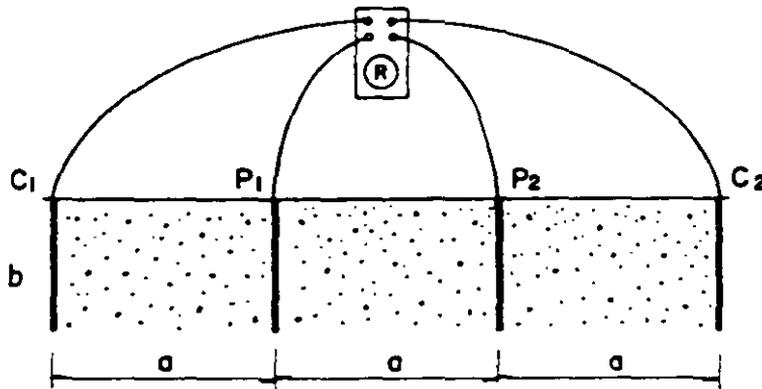


Fig. 1.- Método de Wenner o de los 4 electrodos

$\rho$  = Resistividad en Ohms-metro

a = Separación entre electrodos en metros

b = Profundidad

R = Lectura de megger en Ohms

Se recomienda una relación:

$$\frac{a}{b} \geq 20$$

Donde "b" es generalmente de 50 cm. y "a" de 10 metros.

Entonces la resistividad será:

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

pero si  $a \gg b$

entonces:

$$\rho = 2 \pi a R$$

Nota:

Se deben efectuar varias mediciones dependiendo del tamaño del terreno.

El método de Wenner a pesar de que se publicó en el año de 1915 continúa vigente, y los métodos diferentes para medir la resistividad que se han desarrollado se basan en su teoría. Cabe aclarar que este método es para un suelo homogéneo, esto quiere decir que cuando el suelo es de una sola capa se pueden efectuar mediciones de resistividad con diferentes separaciones de electrodos y el valor de resistividad será el mismo.

Si el suelo es heterogéneo, es decir, cambia sus propiedades a cierta profundidad en dos o más capas entonces la medición de resistividad cambiará con la separación de los electrodos.

Otros métodos son :

### 1.6.2.- METODO DE LEE.

Consiste en enterrar cinco electrodos como se muestra en la figura (2), en la medición solo se utilizan cuatro, circulando una corriente en los extremos y midiendo la caída de potencial en A y B o en B y C, la resistividad estará dada por:

$$\rho = 4\pi a R_{AB}$$

$$\rho = 4\pi a R_{BC}$$

tiene la ventaja de poder efectuar dos mediciones y si los resultados difieren el suelo no es homogéneo en la parte superficial.

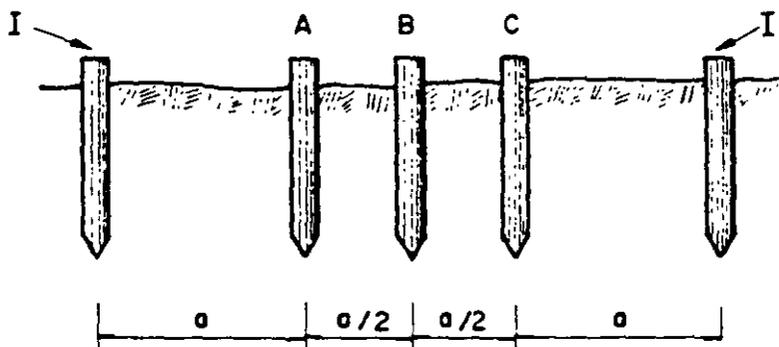


Fig. 2.- Método de Lee

### 1.6.3.- METODO DEL ELECTRODO CENTRAL.

Es una variante del método de Wenner y si hay que efectuar varias mediciones solo se mueven dos electrodos, mientras que en el de Wenner se mueven los cuatro, la resistividad estará dada por:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

El arreglo se muestra en la figura (3).

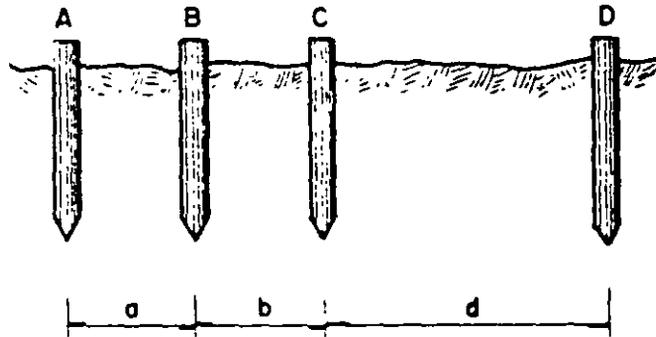


Fig. 3.- Método del electrodo central

En la configuración de Wenner el arreglo de electrodos usual se basa en circular una corriente por los extremos midiendo un potencial en los electrodos centrales (C P P C), se puede tener otro arreglo de electrodos como se muestra en la siguiente tabla.

ARREGLO DE ELECTRODOS	FORMULA DE RESISTIVIDAD
C P P C P C C P	$\rho_1 = 2\pi a R_1$
C C P P P P C C	$\rho_2 = 6\pi a R_2$
C P C P P C P C	$\rho_3 = 3\pi a R_3$

### 1.7.- RESISTENCIA A TIERRA

El suelo es un conductor eléctrico y su conductividad es baja comparada con los metales que son buenos conductores.

La resistencia a tierra de un electrodo está dada por la suma de varias resistencias; la de contacto en las conexiones, las propias del electrodo, la del electrodo y el medio que lo rodea y por último la que presenta el terreno, de todos estos factores solo la que presenta el terreno es apreciable ya que las tres primeras son muy bajas en comparación.

### 1.8.- MÉDICIION DE RESISTENCIA A TIERRA

El método aquí descrito es el de "la caída de tensión". Consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar (C2) y el otro el de prueba (C1), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar (P2) y el electrodo bajo medición (P1), este segundo electrodo auxiliar (P2) se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas y graficando hasta obtener una figura como la siguiente (fig. 4)

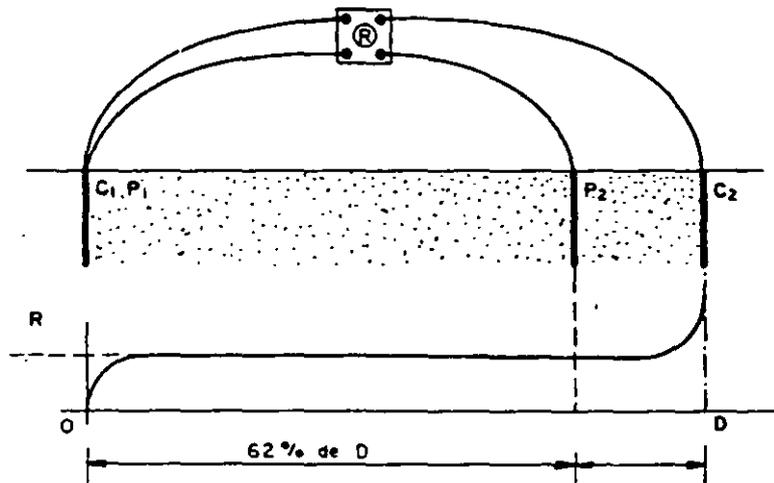


Fig. 4.- Método de la caída de tensión

El valor de resistencia a tierra de la red es el que se obtiene en la intersección del eje de resistencia (R) con la parte paralela de la gráfica al eje de las distancias (D).

Si la curva no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

Actualmente se encuentran equipos de medición que traen tres bornes de prueba, con cables calibrados a cierta distancia y se conectan de la siguiente manera; verde al electrodo de prueba (C1 P1), amarillo al electrodo auxiliar (P2) y rojo al electrodo auxiliar (C2).

Este método ha sido probado con éxito en grandes sistemas de tierra como lo es el de la central nuclear de Laguna Verde. Consiste en colocar el electrodo auxiliar (P2) a 62 % de la distancia en que se encuentra (C2).

La lectura en estos casos es directa. En los casos en que el electrodo bajo prueba se encuentra conectado de alguna forma al hilo de guarda, será necesario desconectarlo para efectuar la medición, aunque existen equipos que no requieren de esto, pero su costo es elevado y se justifica cuando se mide la resistencia a tierra de las torres de líneas de transmisión.

#### 1.9.- CARACTERISTICAS DE ALGUNOS MATERIALES.

Como ya se vió algunos materiales son buenos conductores de la electricidad y otros son malos, incluso, casos como el tepetate que es buen conductor pero que tiene una dureza demasiado grande y el problema radica en la introducción de las varillas.

### 1.9.1.- ROCA.

Existen tres tipos de roca:

Roca Volcánica.- la cual es producto de erupciones y se encuentra sobre todo en formaciones montañosas, la Ciudad de México se encuentra dentro del cinturón volcánico mexicano, por lo cual existen zonas con este tipo de roca.

Roca sedimentaria.- este tipo de roca se formó con la sedimentación de sales y no necesariamente se encuentra en el fondo de los mares, ya que algunas montañas han emergido y este tipo de rocas se puede encontrar en la ciudad de México, por ejemplo el cerro del Tenayo que está compuesto por roca roja de este tipo.

Roca metamórfica.- está formada por una composición de las dos anteriores.

### 1.9.2.- TEPETATE

El Tepetate que en Náhuatl significa "Cama de piedra" está considerado como una roca, aunque no entra en la clasificación anterior, se formó de la sedimentación de las cenizas volcánicas, y en realidad es una arcilla pero que con el calor excesivo de las erupciones se convirtió en piedra.

El Tepetate se encuentra en la zona del cinturón volcánico mexicano.

Su principal característica es su dureza al impacto o a la penetración, verificando un trabajo, consistente de colocar 12 varillas Copper-Weld para poner a tierra igual número de juegos de apartarrayos, en un alimentador de 23 kV que va por zona compuesta de Tepetate (Condado de Sayavedra) el promedio alcanzado de enterramiento de las varillas no llegó al metro. De hecho, el Tepetate, al estar formado por arcilla, es un buen conductor de la electricidad, sin embargo, dado su dureza, el encargado de introducir la varilla, no tiene otra alternativa que cortar la varilla Copper-Weld. Una solución sencilla consiste de efectuar una perforación previa a la introducción de la varilla.

#### **1.9.3.- ARENA**

La arena es muy mala conductora de la electricidad por dos razones, la primera que no retiene humedad y por regla general está muy seca, la segunda, tiene muchos huecos que ocupa el aire.

#### **1.9.4.- RELLENO SANITARIO**

El material de relleno por regla general lleva material orgánico, el cual desaparece con el tiempo, dejando grandes huecos, también lleva pedazos de tabique y piedras, por lo que su resistividad no es buena.

### 1.10.- Ejemplos Resueltos.

A continuación se presentan algunos ejemplos resueltos que muestran una forma clara en que se calcula la resistividad y la resistencia a tierra en base a los resultados de las mediciones de campo.

1.- En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron las mediciones de resistividad escogiéndose el método de Wenner o de los 4 electrodos de 50 cm de profundidad con una separación en línea recta de 10 metros dando las lecturas siguientes:

$$R_1 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 1.2 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 1.9 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

Respuesta

$$b = \text{profundidad} = 50 \text{ cm}$$

$$a = \text{separación de electrodos} = 10 \text{ m}$$

como  $a \gg b$

Entonces:

$$\rho = 2\pi aR$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.4 = 88$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.7 = 107$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.2 = 75$$

$$\rho = 2\pi * 10 * 1.9 = 119$$

—————  
SUM 389

$$\rho_{\text{prom}} = \frac{\text{SUM } \rho}{4} = \frac{389}{4} = 97 \text{ Ohms - metro.}$$

2.- En un terreno de 8 x 10 m. de superficie se va a construir una subestación de mediana tensión, se tomaron las siguientes mediciones por el método de Wenner o de los 4 electrodos.

Colocando 4 varillas en línea recta a una profundidad de 40 cm con una separación de 3 metros, dando las lecturas siguientes:

$$R_1 = 6.4 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 7.3 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 6.9 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

**Respuesta:**

$$b = 40 \text{ cm}$$

$$a = 3 \text{ m}$$

Como "a" no es mucho mayor que "b" se usará la siguiente fórmula:

$$\theta = \frac{4\pi aR}{1 + \frac{(2a)}{\sqrt{(a^2 + 4b^2)}} - \frac{a}{\sqrt{(a^2 + b^2)}}$$

Sustituyendo:

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + \frac{2*3}{\sqrt{(3^2 + 4(0.4)^2)}} - \frac{3}{\sqrt{(3^2 + 0.4^2)}}$$

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + 6/3.10 - 3/3}$$

$$\theta = 19.8 * R$$

$$\theta_1 = 19.8 * 6.4 = 126.7$$

$$\theta_2 = 19.8 * 7.3 = 144.5$$

$$\theta_3 = 19.8 * 6.9 = 136.6$$

SUM 407.8

$$\theta_{\text{prom}} = \frac{407.8}{3} = 136 \text{ Ohms - metro.}$$

3.- Se va a construir una red de tierras para una subestación y se desea conocer la resistividad de dicho terreno para diseñarla en forma adecuada.

Se empleó el método de Lee con 5 electrodos, que se clavaron en línea recta a una profundidad de 40 cm y una separación "a" de 10 cm ( ver figura ), los valores obtenidos fueron:

lect 1 :         $R_{AB} = 2.6$  Ohms  
                    $R_{BC} = 2.9$  Ohms  
 lect 2 :         $R_{AB} = 2.4$  Ohms  
                    $R_{BC} = 2.7$  Ohms  
 lect 3 :         $R_{AB} = 2.1$  Ohms  
                    $R_{BC} = 2.8$  Ohms

Respuesta:

$\varrho_1 = 4$       $aR_{AB} = 327$  Ohms - metro  
 $\varrho_2 = 4$       $aR_{BC} = 364$  Ohms - metro  
 $\varrho_3 = 4$       $aR_{AB} = 301$  Ohms - metro  
 $\varrho_4 = 4$       $aR_{BC} = 339$  Ohms - metro  
 $\varrho_5 = 4$       $aR_{AB} = 264$  Ohms - metro  
 $\varrho_6 = 4$       $aR_{BC} = 352$  Ohms - metro

—————  
 SUM  $\varrho = 1947$

$$\text{SUM } \rho / 6 = 326 \text{ Ohms - metro}$$

$$\text{Resultado} = 326 \text{ Ohms - metro}$$

4.- En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron medidas de resistividad para el diseño de la red de tierras.

Se empleó el método del electrodo central, con los siguientes datos, profundidad de los electrodos 40 cm, distancia  $a = 6 \text{ m}$  y  $b = 4 \text{ m}$ . las lecturas de resistencia fueron:

$$R_1 = 3.6 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 4.3 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 3.7 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 4.0 \text{ Ohms}$$

Se pide calcular la resistividad promedio.

Solución:

La fórmula es:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

$$\rho = \frac{2 * 3.14 * 6 (6 + 4) * R}{4}$$

$$\rho = 94.2 * R$$

$$\theta_1 = 339 \text{ ohms - metro}$$

$$\theta_2 = 405 \text{ ohms - metro}$$

$$\theta_3 = 348 \text{ ohms - metro}$$

$$\theta_4 = 377 \text{ ohms - metro}$$

$$\text{SUM } \theta = 339 + 405 + 348 + 377 = 1469$$

$$\theta_{\text{prom}} = 1469/4 = 367 \text{ ohms -metro}$$

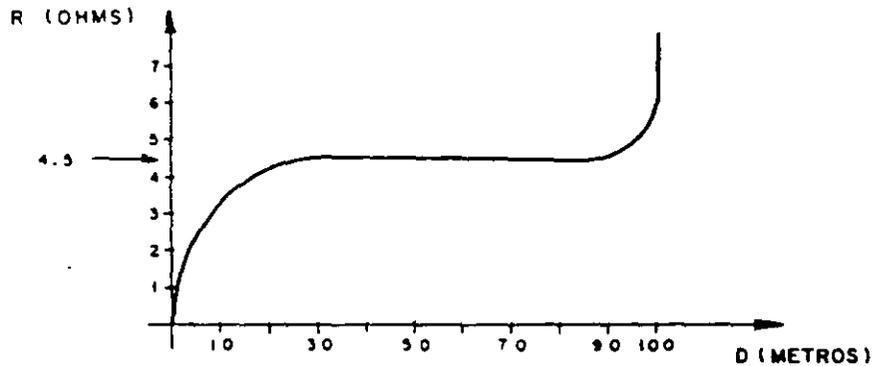
5 .- Se midió una red de tierras y se desea saber si cumple con el diseño, esta red es de una subestación (SE'n) de potencia de media tensión y se requiere que tenga como máximo 5 ohms.

Los valores obtenidos fueron:

D(m)	R(ohms)
0	0
10	3.6
20	4.1
30	4.2
40	4.4
50	4.5
60	4.5
70	4.5
80	4.6
90	5.3
100	12.6

Solución:

Se procede a efectuar la gráfica:



Continuamos la parte horizontal de la curva, hasta cortar el eje de la resistencia obteniendo un valor de :

$$R = 4.5 \text{ ohms}$$

La red de tierra cumple con lo proyectado.

### 1.11.- Cuestionario y Problemas.

1.- Se tienen 10 lecturas de resistividad efectuadas por el método de Wenner, se quiere saber el valor de la resistividad, para diseñar una red de tierra para equipo de computadoras, en el cual piden una resistencia a tierra máxima de 1 ohm y además que el voltaje máximo entre neutro y tierra física no exceda de 1 volt.

Datos:

$$a = 8 \text{ m}$$

$$b = 40 \text{ cm}$$

$R_1 = 3.4 \text{ Ohms}$	$R_6 = 4.2 \text{ Ohms}$
$R_2 = 3.7 \text{ Ohms}$	$R_7 = 3.3 \text{ Ohms}$
$R_3 = 3.2 \text{ Ohms}$	$R_8 = 4.5 \text{ Ohms}$
$R_4 = 2.5 \text{ Ohms}$	$R_9 = 3.1 \text{ Ohms}$
$R_5 = 3.0 \text{ Ohms}$	$R_{10} = 3.9 \text{ Ohms}$

2.- Se tienen 5 lecturas de megger efectuados por el método de los 4 electrodos, se quiere conocer la resistividad para diseñar una red de tierras:

$R_1 = 1.9 \text{ Ohms}$	$a = 2 \text{ m}$
$R_2 = 2.0 \text{ Ohms}$	$b = 40 \text{ cm}$
$R_3 = 2.1 \text{ Ohms}$	$\rho = ?$
$R_4 = 2.2 \text{ Ohms}$	
$R_5 = 2.1 \text{ Ohms}$	

3.- Se hicieron 6 mediciones de resistividad en un terreno, en el cual se construirá una red de tierras se desea conocer el valor de resistividad para diseñar dicha red.

El método empleado es el de Lee los valores son los siguientes:

$b = 50 \text{ cm.}$	$a = 10 \text{ m}$
$RAB_1 = 1.6 \text{ Ohms}$	$RBC_1 = 2.0 \text{ Ohms}$
$RAB_2 = 1.7 \text{ Ohms}$	$RBC_2 = 2.3 \text{ Ohms}$

$$RAB_1 = 1.5 \text{ Ohms}$$

$$RBC_1 = 1.6 \text{ Ohms}$$

$$RAB_2 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RBC_2 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$RAB_3 = 1.8 \text{ Ohms}$$

$$RBC_3 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RAB_4 = 1.9 \text{ Ohms}$$

$$RBC_4 = 2.0 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

4.- Se efectuaron mediciones de resistividad en un terreno por el método del Electrodo central, se desea conocer la resistividad.

$$a = 3 \text{ m}$$

$$b = 5 \text{ m}$$

$$R_1 = 2.6 \text{ Ohms}$$

$$R_6 = 4.0 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_7 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_3 = 2.4 \text{ Ohms}$$

$$R_8 = 3.5 \text{ Ohms}$$

$$R_4 = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$R_9 = 3.1 \text{ Ohms}$$

$$R_5 = 3.0 \text{ Ohms}$$

$$R_{10} = 2.9 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

5.- Se midió una red de tierras, se desea conocer si es adecuada, se requiere un valor de 5 ohms- máximo.

D [ m ]	R [ ohms ]
0	0
5	1.8
10	2.4
15	2.8
20	3.2
25	3.7
30	4.2
35	5.0
40	6.5
45	8.0
50	12.0

6.- Se midió una red de tierras, de un centro de cómputo, se desea conocer si es adecuada.

Los valores obtenidos fueron:

D [ m ]	R [ ohms ]
0	0
10	14
20	19
30	26
40	28
50	30
60	28
70	29
80	35
90	42
100	90

## CAPITULO 2

### POTENCIALES PELIGROSOS

Las personas asumen que cualquier objeto aterrizado puede ser tocado con seguridad, cuando la resistencia a tierra del sistema es baja, es probable que esta creencia ha ocasionado accidentes. No es fácil determinar la relación entre resistencia del sistema de tierras y la corriente máxima, ver la sección (4.3.1), en la cual una persona puede resultar dañada. Incluso una subestación con una resistencia a tierra muy baja puede ser peligrosa bajo ciertas circunstancias.

Las siguientes secciones cubren con detalle los principios y criterios de la protección de los equipos y la vida humana.

Las condiciones que pueden provocar accidentes son:

- 1.- Corriente de falla a tierra muy elevada en relación con el área que ocupa el sistema de tierras y su resistencia a una tierra remota.
- 2.- La resistividad del suelo y la distribución de la corriente puede generar gradientes de potencial elevados en la superficie .
- 3.- La posición de un individuo entre dos puntos con una alta diferencia de potencial.
- 4.- Duración de la falla, el flujo de corriente a través del cuerpo humano por un tiempo suficiente puede causar quemaduras y hasta la muerte.

Cuando ocurre una falla a tierra se pueden presentar potenciales peligrosos que pueden dañar a las personas o a los equipos cercanos a la falla. Estos potenciales son:

Potencial de Toque o Contacto

Potencial de Paso

Potencial Transferido

Antes de mencionar con más detalle cada uno de estos potenciales debemos mencionar algunas consideraciones sobre la corriente de fibrilación.

## 2.1.- CORRIENTE DE FIBRILACION

Es aquella que se produce al existir una diferencia de potencial entre dos partes del organismo. El potencial tolerable del cuerpo humano está en función de esta corriente, que al circular por el corazón, primeramente le produce una arritmia cardiaca, procediendo a detenerlo por completo causandole la muerte.

De algunos experimentos con animales se determinó la siguiente ecuación.

$$I = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \text{ para } 50 \text{ kg} \quad I = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \text{ para } 70 \text{ kg.}$$

I = Corriente de Fibrilación

t = Tiempo que circula la Corriente

Esta ecuación no es funcional para tiempos largos o muy cortos.

De algunas mediciones efectuadas se determinaron resistencias promedio de 1000 ohms entre; brazo y brazo, pierna y pierna, brazo y pierna, estos valores pueden cambiar dependiendo de las características del cuerpo humano, tales como; estatura, peso, complexión, sudoración, callosidades, estado de ánimo etc.

Los efectos más comunes de la circulación de la corriente eléctrica por el cuerpo humano son; percepción, contracciones musculares, inconciencia, fibrilación ventricular, bloqueo de los nervios respiratorios y quemaduras. Con un miliamper generalmente se presenta la percepción, que es justo el momento en que se tiene conciencia de que circula una corriente por el cuerpo, generalmente en dedos y manos.

Corrientes de 1 a 6 mA. traen como consecuencia el engarrotamiento de los músculos, es decir se pierde el control de los mismos.

## 2.2.- POTENCIAL DE TOQUE O DE CONTACTO

Este potencial se presenta cuando se toca una estructura por la cual circula una corriente de falla. Tomando las consideraciones de

corriente de fibrilación y de resistencia del cuerpo humano, el potencial que podemos soportar está dado por la siguiente ecuación:

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{116 + 0.17 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Toque} = \frac{157 + 0.24 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

Donde:

@s = Resistividad de la superficie del suelo en ohms-metro  
(por regla general es grava, tezontle o una tarima de madera con un tapete).

t = Duración de la falla en segundos

Por desgracia la mayor parte de accidentes por electrocución ocurren en el hogar por causa de este potencial, ver figura (5).

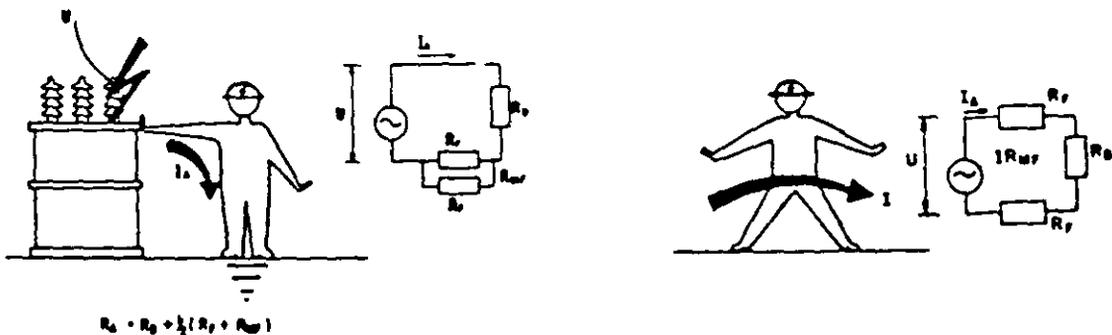


Fig. 5.- a) Potencial de toque

b) Potencial de paso.

### 2.3.- POTENCIAL DE PASO

Es el potencial que puede soportar un individuo que se encuentra parado o caminando cerca del lugar de la falla, si se rebasa este potencial, se produce una contracción muscular en las piernas, es decir, no responden a los impulsos del cerebro y el individuo cae al piso, donde queda expuesto a las corrientes que circulan por el corazón (fig 5, b) las siguientes ecuaciones nos ayudan a calcular este potencial para diferentes pesos.

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{116 + 0.7 \text{ @s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{157 + \text{@s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

### 2.4.- POTENCIALES TRANSFERIDOS

Estos se producen cuando existen elementos metálicos que salen del lugar de la falla, como son; rieles, hilo de guarda, tuberías etc.

Bajo condiciones normales el equipo eléctrico que está puesto a tierra opera a nivel de voltaje cero o cercano a cero y este potencial es idéntico al de una red remota. Durante una condición de falla se eleva el potencial con respecto a la red remota, existiendo una diferencia de potencial, que es proporcional a la magnitud de la corriente en la malla de tierras y a su resistencia.

No es práctico e incluso es casi imposible diseñar un sistema de tierras en base a los potenciales transferidos, es más práctico aislar las tuberías o elementos metálicos que salen de las subestaciones.

### 2.5.- DURACION DE FALLA (t)

Después de analizar las ecuaciones de potenciales peligrosos vemos claramente que es muy importante reducir el tiempo de la falla, la experiencia muestra que los casos de muerte por electrocución, por lo general, son por exposición a fallas de larga duración, el tiempo típico de apertura de interruptores es de medio segundo, sin embargo se ha demostrado que el peligro de fibrilación ventricular disminuye con tiempos de falla de un tercio de segundo.

Por esto, es importante coordinar adecuadamente las protecciones y así librar en el menor tiempo posible la corriente de falla.

### 2.6 Ejemplos Resueltos

1.- Un trabajador se encuentra en una subestación de potencia donde la tensión máxima que se presenta en el momento de una falla, es de 3000 volts, está dando mantenimiento a un tablero y está tocando la estructura en el momento que ocurre una falla a tierra.

El piso de la subestación donde se encuentra de pie es de grava con una resistividad de 3000 Ohms-metro, opera la protección,

abriendo el interruptor, en 1/2 segundo, desde que se inicia la falla hasta que se libera la corriente de cortocircuito, el trabajador es de complexión robusta y pesa aproximadamente 70 kg.

La pregunta es, si el trabajador se daña al recibir una tensión de toque.

Respuesta:

$$e_s = 3000 \text{ Ohms-metro.}$$

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

La fórmula que se emplea para calcular el potencial de toque máximo que soporta es:

$$P_t = \frac{157 + 0.24e}{\sqrt{t}}$$

$$P_t = \frac{157 + 0.24(3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{877}{0.70} = 1253 \text{ volts.}$$

El trabajador es dañado ya que el voltaje máximo que soporta en el momento de la falla es de 1253 volts y el voltaje que se presenta es de 3000 volts.

2.- Un niño por accidente inserta un tenedor metálico en un contacto de su casa con tensión de 127 volts. El piso donde se encuentra el niño tiene alfombra.

Se desea conocer si el niño sufre un accidente o solo un susto, el niño al sentir la corriente por su cuerpo retira el tenedor y el fusible de la protección no opera, el tiempo de exposición es de 1 segundo aproximadamente.

Respuesta:

$$e_s = 5000 \text{ Ohms-m (alfombra)}$$

$$t = 1 \text{ seg.}$$

La fórmula aplicada fue la de peso mínimo, en este caso es de 50 kg.

$$P_r = \frac{116 + 0.17 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (5000)}{\sqrt{1}}$$

$$P_r = 966 \text{ volts.}$$

El voltaje que soporta es de 966 volts por lo tanto, el niño solo sufre un susto.

3.-Una mujer de 50 kg aproximadamente se encuentra bañándose y tiene una regadera eléctrica, por accidente la regadera tiene una conexión de fase a tierra y no opera la protección porque la tubería no esta aterrizada, la mujer toca la regadera en la parte

metálica y sufre una descarga de 127 volts durante 3 segundos. Se desea conocer si el accidente es mortal o no.

Solución:

$$\epsilon_s = 10 \text{ Ohms-m (suelo mojado)}$$

$$t = 3 \text{ seg.}$$

$$V = 127 \text{ volts. (voltaje presente)}$$

La fórmula es:

$$P_r = \frac{116 + 0.17 \epsilon_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (10)}{\sqrt{3}}$$

$$P_r = \frac{117.7}{1.732} = 68 \text{ volts.}$$

Es decir con 68 volts se puede electrocutar, por lo tanto, la persona sufre un accidente mortal.

4.-Una persona camina cerca de una torre de transmisión sin tocarla, en el momento en que ocurre una falla a tierra a través de la estructura, esta persona tiene un peso de 70 kg aproximadamente.

El suelo está seco y se quiere conocer el potencial que

soporta antes de engarrotarse y caer al piso, la falla dura medio segundo, ya que opera la protección de la línea.

Resultado:

$$\rho_s = 1000 \text{ Ohms-metro. (Suelo seco)}$$

$$t = 0.5 \text{ seg. (Potencial de paso)}$$

La fórmula es:

$$P_p = \frac{157 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_p = \frac{157 + 1000}{\sqrt{0.5}} = 1636 \text{ volts.}$$

5.- Una persona delgada de aproximadamente 50 kg camina cerca de una subestación de potencia, en el momento en que ocurre una falla, ésta tiene un tiempo de ocurrencia de medio segundo ya que opera la protección, y el suelo es de grava.

¿Qué potencial de paso soporta esta persona?

Solución:

$$t = 0.5 \text{ seg.}$$

$$\rho_s = 3000 \text{ Ohms-metro (Resistividad de la grava)}$$

$$\text{Peso} = 50 \text{ kg}$$

La fórmula es:

$$P_p = \frac{116 + 0.7 \text{ @s}}{\sqrt{t}}$$

$$P_p = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}}$$

$$P_p = 3133 \text{ volts}$$

La persona soporta 3166 volts, si el voltaje en ese punto es menor, no sufrirá daño, si es mayor se le engarrotarán las piernas, pudiendo caer al suelo y si se presenta un recierre, queda expuesto a corrientes que pueden circular por su corazón.

## 2.7 Cuestionario y Problemas.

1.- Se encuentran trabajando 5 empleados en una subestación de potencia, que se encuentra sin energía, por error, el interruptor que alimenta de energía a esta subestación es conectado, el piso de la subestación tiene un tapete de hule con una resistividad de 4000 Ohms-metro, los pesos de los trabajadores son:

Trab. No.	Peso
1	53
2	49
3	68
4	72
5	70

La pregunta es, si sufren daño suponiendo que están tocando

estructuras que se energizaron durante la falla con un voltaje de 1200 volts y una duración de la falla de 0.5 segundos.

2.- Una persona de 50 kg de peso se encuentra en una tina de agua, bañándose, y por accidente cae un radio al agua, conectado a la clavija de 127 volts.

Se desea conocer que ocurre a esta persona si el fusible opera en 5 segundos e interrumpe la corriente de falla.

3.- Un trabajador de complexión robusta, de la fábrica de ropa "X" se encuentra recargado sobre la carcasa de un motor que trabaja a 440 volts entre fases, en ese momento ocurre una falla de aislamiento en dicho motor, el piso de la fábrica está formado por concreto con una resistividad de 400 Ohms-metro en ese momento, se desea saber si el trabajador sufre un percance mortal, si la falla se interrumpe en medio segundo.

4.- En una subestación rural, el sistema de tierras no funciona, ha caído una línea y la protección tarda en operar 5 segundos, presentandose un gradiente de potencial de 1000 volts/m, si una persona pasa cerca del lugar con un burro de carga, se desea saber si sufren daño, el terreno tiene una resistividad de 3000 Ohms-metro.

La persona pesa aproximadamente 70 kg. El animal 400 kg.

5.- Una persona con un peso de 50 kg se aproxima a una torre de transmisión la cual se encuentra en condiciones de falla, la protección tarda en operar medio segundo, se presenta un gradiente en forma radial a la torre de 2000 volts por metro, se quiere saber si la persona sufre algún daño, si la resistividad de la superficie del terreno es de 1500 Ohms-m.

Que pasa si :

La persona camina directamente hacia la torre.

La persona camina en forma de espiral hacia la torre.

## CAPITULO 3

### EL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

Existe cierta confusión con lo que respecta al electrodo de puesta a tierra, algunas personas piensan que el electrodo solo es una varilla enterrada, sin embargo un electrodo puede consistir en un conductor enterrado en forma vertical u horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico, varias varillas en paralelo, mallas de cables enterrados etc.

En realidad lo que importa es el valor de resistencia a tierra y como ya se mencionó, para tensiones elevadas, también se incluyen los potenciales peligrosos; de paso, de contacto y transferidos.

Para poder entender la naturaleza de un electrodo de tierra y su resistencia se debe considerar un electrodo hemisférico como lo muestra la siguiente figura.

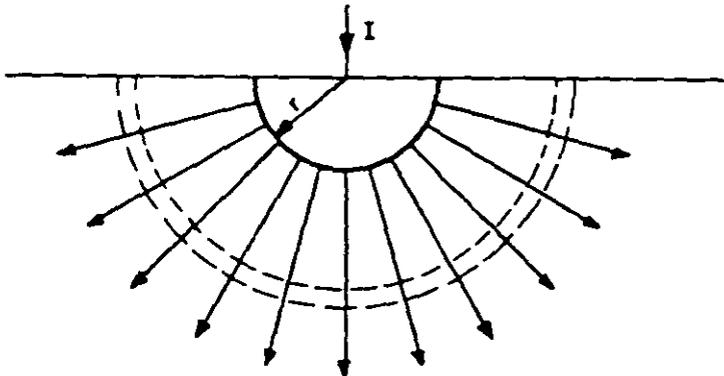


Fig. 6.- Electrodo Hemisférico

La resistencia total del electrodo puede ser dividida en tres partes:

- a).- La resistencia propia del conductor.
- b).- La resistencia de contacto entre el electrodo y tierra.
- c).- La resistencia de la masa de tierra que rodea al electrodo.

La última representa el valor más significativo de resistencia a tierra ya que los otros dos valores, comparativamente son despreciables, si consideramos los flujos de corriente en todas direcciones, como lo muestra la figura anterior y además consideramos que la corriente tiene una trayectoria infinita, el valor de resistencia será:

$$R = \frac{e}{2\pi r}$$

Ecuación general para  
resistencia de electrodos

Para poder aplicar esta fórmula en cualquier electrodo tenemos:

$$R = \frac{e}{2\pi c}$$

donde " c " es la capacidad electrostática de un electrodo combinada con su imagen en la superficie de la tierra.

(Fig. 7)

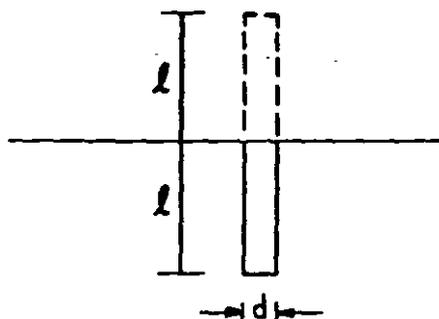


Fig.7 .- Electrodo con su imagen

Una buena aproximación de un electrodo es, considerándolo como la mitad de un elipsoide de revolución, en el cual el eje mayor es muy largo comparándolo con el eje menor, por lo que se puede emplear:

$$C = \frac{a}{2 L_n \frac{2a}{b}}$$

donde "a" es la longitud del eje mayor y "b" la del eje menor de un elipsoide; sustituyendo en la fórmula general y con los valores de la figura tenemos:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

### 3.1.- ELECTRODOS MULTIPLES .

El electrodo común (varilla enterrada) es un medio económico de instalar un sistema de tierra, sin embargo, por regla general, su valor de resistencia a tierra es alto, y frecuentemente se deben colocar varios electrodos en paralelo para lograr un valor aceptable.

Calcular el valor de dos o más electrodos en paralelo representa un margen de error, ya que en los cálculos se considera suelo homogéneo en condiciones ideales, lo que en la práctica no acontece.

Para calcular resistencias combinadas, se necesita primero calcular la capacidad de un caso análogo electrostático, puede hacerse por el método de la carga uniforme, usado en el cálculo de la resistencia de un electrodo sencillo, o sea suponer que las cargas están distribuidas uniformemente sobre ambos electrodos, los electrodos se sustituyen por electrodos hemisféricos, para simplificar los cálculos y así el potencial de una esfera de radio " r " es:

$$V = \frac{Q}{r}$$

donde Q es la carga de la esfera

el potencial a una distancia "d" de la esfera es:

$$Vd = \frac{Q}{d}$$

este procedimiento no debe emplearse para electrodos muy cercanos, aunque este caso no se da en la práctica.

### 3.1.1.- DOS ELECTRODOS EN PARALELO

Si hay dos electrodos en paralelo a una distancia "d" como se muestra en la figura (8)

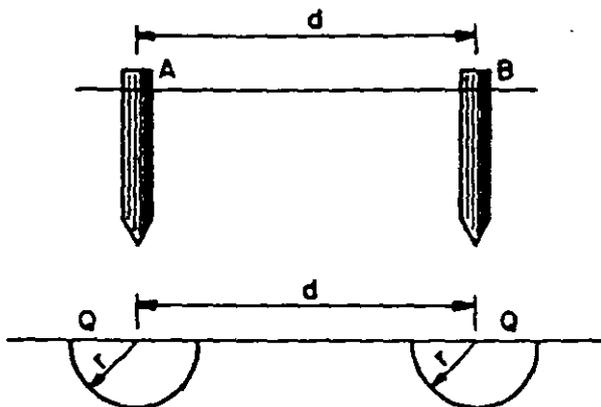


Fig. 8.- Dos electrodos en paralelo

Cada electrodo puede ser reemplazado por su carga equivalente o sea hemisférica de radio "r" y carga "Q"

$$V = \frac{Q}{r} + \frac{Q}{d} = \frac{Q}{r} (1 + \alpha)$$

$$\alpha = \frac{r}{d}$$

De la fórmula general

$$R = \frac{e}{2\pi C} = \frac{e}{4\pi r} (1 + \alpha)$$

la resistencia de un electrodo hemisférico enterrado es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r} (1 + \alpha)$$

Resistencia de dos electrodos en paralelo =  
Resistencia de un electrodo

$$= \frac{\frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)}{\frac{\rho}{2\pi r}} = \frac{1 + \alpha}{2}$$

Graficando estos valores.

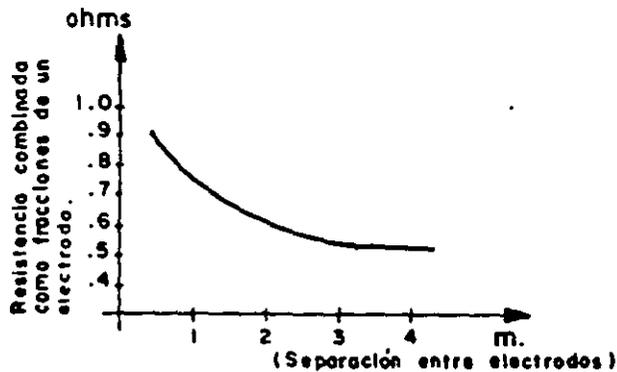


Fig. 9.- Gráfica para dos electrodos en paralelo

De la gráfica se puede deducir lo siguiente:

Un electrodo de 3 metros de profundidad y 5/8" de diámetro que es lo usual, da un valor de resistencia a tierra de 35 Ohms y se

necesita un valor máximo de 25 Ohms, colocando otro electrodo en paralelo con una separación de 2 metros, el valor de resistencia a tierra será:

$$35 \times 0.6 = 21.0 \text{ Ohms}$$

En la gráfica de la fig.9 el valor de resistencia a tierra de un electrodo se reduce al 60 % si se coloca otro electrodo en paralelo con una separación de 2 metros por lo que de un valor inicial de 35 Ohms, baja a un valor de 21 Ohms que se encuentra dentro del valor requerido.

### 3.1.2.- TRES ELECTRODOS EN LINEA RECTA

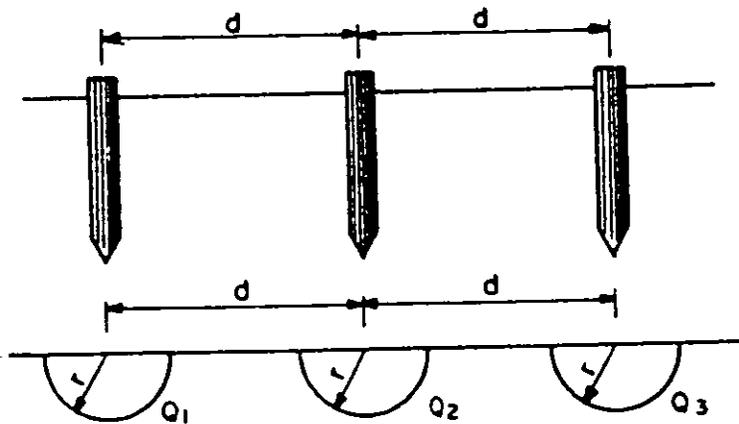


Fig. 10.- Tres electrodos en línea recta y su equivalente en Electrodos Hemisféricos.

El potencial de uno respecto al otro sería:

$$\text{Radio} = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{2 + \alpha - 4 \alpha^2}{6 - 7 \alpha}$$

$$\frac{Q_1}{r} + \frac{Q_2}{d} + \frac{Q_1}{2d}$$

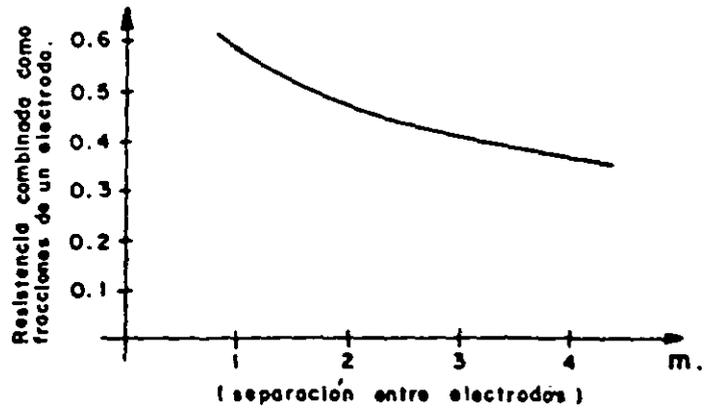


Fig. 11.- Gráfica para tres electrodos en línea recta

### 3.1.3.- TRES ELECTRODOS EN DELTA

El arreglo se muestra en la fig.12.

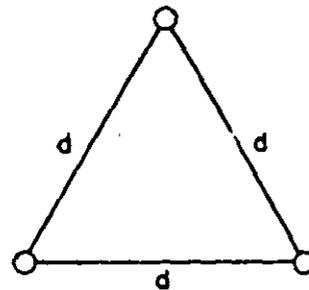


Fig. 12.- Tres electrodos en delta

$$R = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{1 + 2\alpha}{3}$$

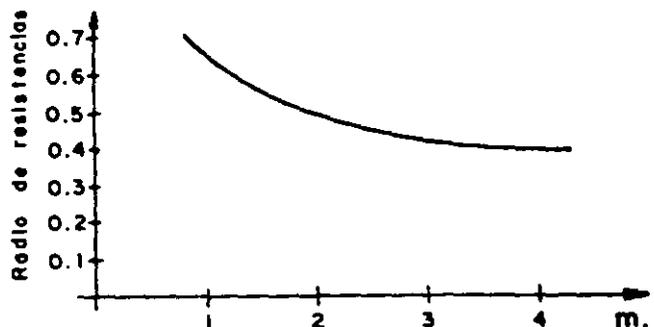


Fig. 13.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para tres electrodos en delta

### 3.1.4.- CUATRO ELECTRODOS EN LINEA RECTA

El arreglo se muestra en la fig.14

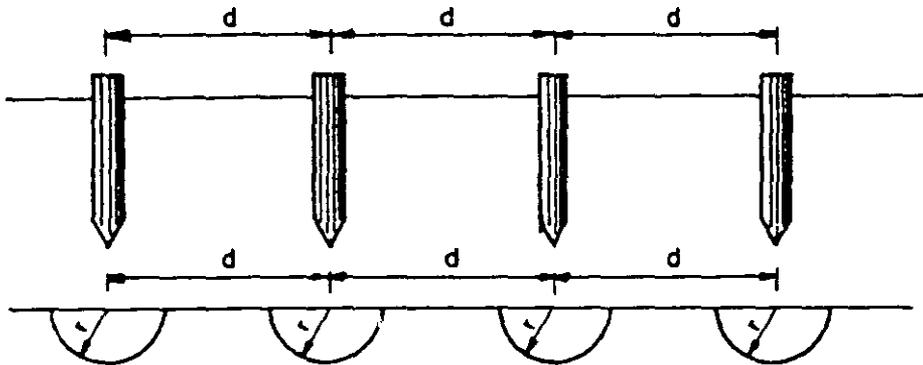


Fig. 14.- Cuatro electrodos en línea recta

$$R = \frac{\text{Resistencia de 4 electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 electrodo}} = \frac{12 + 16 - 21\alpha^2}{48 - 40\alpha}$$

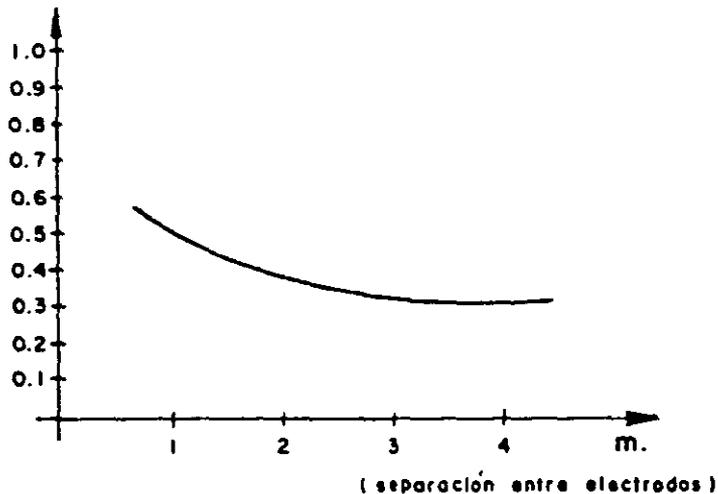
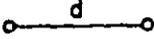
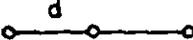
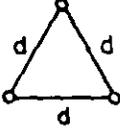
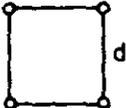
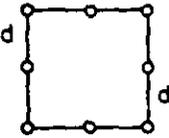
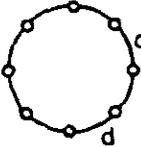
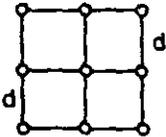
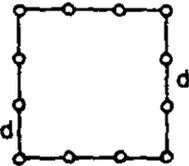


Fig. 15.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para cuatro electrodos en línea recta, los cuales se muestra a continuación.

### ELECTRODOS MULTIPLES

VALORES ESPERADOS	ARREGLO
2 Electrodo en paralelos reducen al 55% la resistencia de uno.	
3 Electrodo en línea recta reducen al 35%	
3 electrodo en delta reducen al 38%	
4 electrodo en cuadro reducen al 28%	
8 electrodo en cuadro reducen al 17%	
8 electrodo en círculo reducen al 16%	
9 electrodo en cuadro sólido reducen al 16%	
12 electrodo en cuadro reducen al 12%	

### 3.2 ELECTRODOS HORIZONTALES

Cuando no es posible utilizar electrodos de Copper-weld enterrados en forma vertical se recurre a otros métodos, uno de ellos bastante eficiente es el de electrodos horizontales, requiere de mucho espacio y con frecuencia es hurtado; factores que representan desventajas, por lo que su aplicación se reduce a lugares donde no se pueden colocar electrodos verticales, hay suficiente área y no tienen acceso fácil evitándose su hurto, en sistemas de distribución básicamente su aplicación se reduce a los fraccionamientos.

Ejemplos de esta aplicación se encuentran en el Fraccionamiento Jardines de la Montaña, el cual tiene una red horizontal de 10 Km. de cable desnudo, "Unidad habitacional Fuentes Brotantes " con 1600 m, "Unidad el Tenayo ", etc.

#### 3.2.1.- CABLE SENCILLO ENTERRADO HORIZONTALMENTE

Consideremos el caso de un cable sencillo enterrado horizontalmente con una longitud  $2L$ , y radio " $a$ " y una profundidad  $s/2$ .

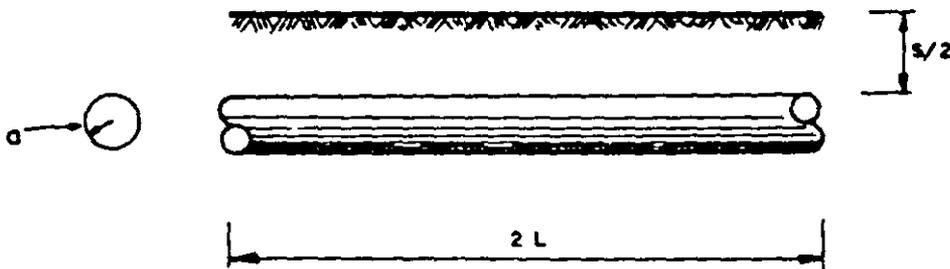


Fig. 16.- Cable sencillo enterrado Horizontalmente

La resistencia a tierra se determina calculando la capacidad electrostática, tomando en cuenta el efecto de la tierra superficial, la profundidad y su imagen arriba de la superficie.

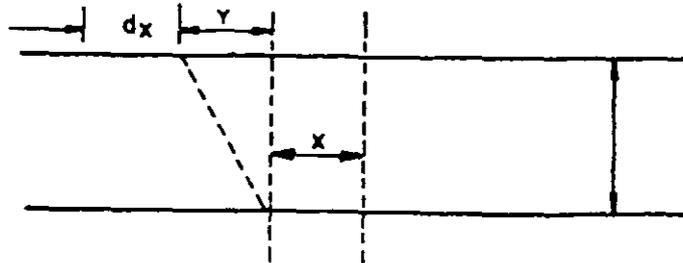


Fig. 17.- Cable enterrado horizontalmente

La capacidad puede ser calculada asumiendo una distribución de carga uniforme, teniendo una fórmula aproximada que para fines prácticos es suficiente.

Una carga uniforme "q" por cm. de longitud en el cable y en su imagen. El potencial del conductor dada su propia carga es:

$$V = 2q \left[ L_n \frac{4 L}{a} - 1 \right]$$

Donde:

V = Potencial de Conductor

q = Carga

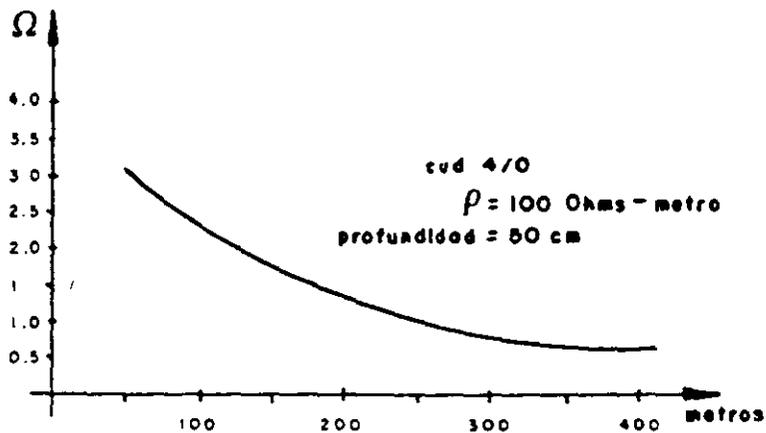
L = Longitud del Conductor

a = Radio del conductor

siendo el potencial promedio

$$V_p = \frac{q \cdot dy}{\sqrt{s^2 + y^2}}$$

Para facilitar las operaciones y evitar cálculos se presenta la siguiente gráfica, determinada para una profundidad de 50 cm. Cud (cobre desnudo) 4/0 y una resistividad de 100 Ohms-metro.



Longitud del conductor enterrado.

Para resistividades diferentes de 100 Ohms-metro los valores de la curva se multiplican por el radio.

### 3.2.2.- CABLE EN ANGULO RECTO

Cuando el espacio disponible no es suficiente para colocar el cable en línea recta, se pueden tener varios arreglos, entre ellos en ángulo recto; al igual que el cálculo para un cable en línea recta en los siguientes cálculos también se considera la imagen sobre la superficie.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[ \text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} - 0.2373 + 0.2146 \frac{S}{L} + 0.1035 \frac{S^2}{L^2} - 0.0424 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



CABLE CON ARREGLO EN ESTRELLA

ESTRELLA CON TRES LADOS

$$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left[ \text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 1.071 - 0.209 \frac{S}{L} + 0.238 \frac{S^2}{L^2} - 0.054 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



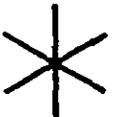
ESTRELLA CON CUATRO LADOS

$$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left[ \text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 2.912 - 1.071 \frac{S}{L} + 0.645 \frac{S^2}{L^2} - 0.145 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



ESTRELLA CON SEIS LADOS

$$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left[ \text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 6.851 - 3.128 \frac{S}{L} + 1.758 \frac{S^2}{L^2} - 0.49 \frac{S^4}{L^4} \right]$$

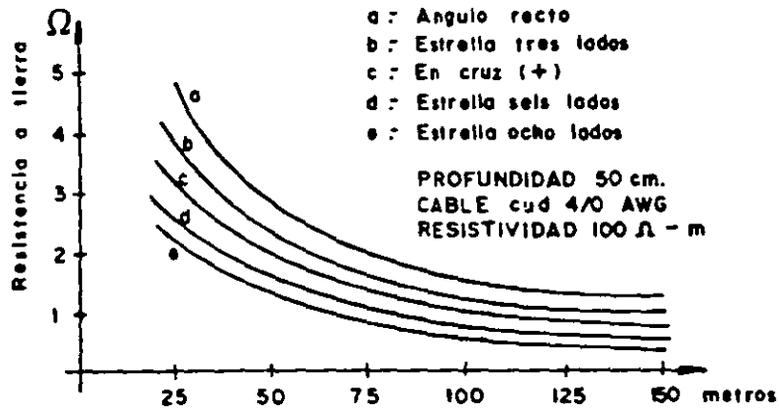


ESTRELLA CON OCHO LADOS

$$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left[ \text{Log}_e \frac{2L}{a} + \text{Log}_e \frac{2L}{S} + 10.98 - 5.51 \frac{S}{L} + 3.26 \frac{S^2}{L^2} - 1.17 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



En la siguiente gráfica se tienen los diferentes arreglos.



### 3.3.- ELECTRODOS PROFUNDOS

Son los más efectivos ya que al profundizar llegan a las capas de terreno más húmedos y a veces hasta los niveles freáticos.

#### 3.3.1.- VARILLAS DE COPPER-WELD

Consiste de una barra circular de fierro forrada con una delgada capa de cobre de 0.25 mm, con una longitud aproximada de 3 m., el hierro le da la dureza y el cobre le da conductividad y resistencia a la corrosión, se introducen en el suelo por medio de golpes ya que tiene la suficiente consistencia, algunas varillas se pueden unir por medio de conectores por lo que se pueden tener longitudes mayores.

#### 3.3.2.- SUELO DURO

En suelos como tepetate y roca no es fácil introducir electrodos

comunes por lo que se recurre a otros medios para lograr una tierra efectiva, además de su dureza, tienen alta resistividad, lo cual dificulta su aterrizaje ya que requiere de instalaciones especiales, lo que quiere decir que con uno o dos electrodos no basta. En la zona rocosa del sur de la Ciudad de México, se han efectuado perforaciones profundas con equipos especiales logrando valores de resistencia a tierra bajas pero a un costo elevado. Una vez efectuada la perforación se pueden colocar varillas de Copperweld o cable Cud. El cable Cud 4/0 tiene un costo menor al de las varillas.

### 3.4.- ELECTRODOS QUIMICOS

Consisten en modificar el medio que rodea el electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más usuales son:

CARBON MINERAL (COKE).- Ha venido a sustituir el carbón vegetal por tener mejores cualidades aunque requiere en cierta medida de la humedad.

En 1980 como prueba se instaló un electrodo con coke en terreno basáltico, es decir roca, teniendo una eficiencia de 40%, de una resistencia a tierra original de 34 Ohms se redujo a 21 Ohms.

SULFATOS.- Han caído en desuso debido a sus cualidades corrosivas sobre los metales en particular del cobre.

SALES.- También, al igual que los sulfatos ya no se usan, además de ser corrosivas se diluyen fácilmente en el agua.

### 3.4.1.- BENTONITA

Se usa también como medio artificial para bajar la resistividad del terreno y a la vez reducir el valor de resistencia a tierra, se empezó a utilizar con estos fines en Hungría y en Checoslovaquia. Es ampliamente usada con fines diferentes, por ejemplo, en las perforaciones profundas para pozos se usa para ademar y evitar derrumbes, en canales para evitar filtraciones etc.

La bentonita en sí es una arcilla de la familia de las Montmorillonitas y su principal propiedad es la capacidad de absorber y retener agua.

Básicamente consiste en ocupar las grietas, aberturas y huecos que existen o hacen en el terreno, mediante una masa que envuelve las partículas del mismo y los une eléctricamente, formando una gran superficie de contacto, haciendo un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra.

Cuando la resistencia es demasiado alta, aún con el uso de bentonita, se puede mejorar provocando grietas a base de explosiones.

La bentonita es de difícil manejo debido a que en contacto con el agua forma una película impermeable, su mezclado con agua no es fácil, necesitándose dos meses para absorber el agua al 100 %.

En Agosto de 1980, con fines de prueba se instaló un electrodo con bentonita, en una trinchera de 70 cm. de diámetro, su

rendimiento fue de 60 %, es decir de un valor original en el electrodo de 34 Ohms a tierra se redujo a 13 Ohms, su aplicación fue en terreno rocoso tomando como electrodo el poste, el cual tiene un empotramiento de 240 cm.

y un diámetro de 31 cm. (A-14) en la parte inferior, dando mejores resultados que una varilla de 3 m. y 5/8" de diámetro, se efectuó una segunda prueba, quitando la pintura del poste y su rendimiento subió a 90% eso se hizo mediante la base de que la corrosión es inversamente proporcional a la resistividad o sea a mayor resistividad menor corrosión, lógicamente la alta resistividad implica poca humedad y pocas sales en el terreno.

#### 3.4.2.- METODO SANIK

Inventado por el sueco Sanik, consistente en dos soluciones salinas que reaccionen entre sí, formando una mezcla gelatinosa estable, la cual es conductora de la electricidad e insoluble en agua, tiene cualidades higroscópicas excelentes, es decir, absorbe agua fácilmente. Se han instalado desde 1949, a la fecha permanecen sin alteración, la eficiencia de un electrodo tratado con este procedimiento varía del 25 al 80%.

#### 3.4.3.- RESINAS SINTETICAS

Son resinas de bajo peso molecular del tipo electrolítico con un elemento endurecedor, dando un elemento de baja resistividad que se

mantiene por largo tiempo, este método lo han desarrollado profesores de la Universidad de China, su eficiencia va del 80 al 90%.

### 3.5.- Ejemplos resueltos:

1.- Se desea conocer la resistencia a tierra de un electrodo de 3 metros de longitud y un diámetro de 5/8 " en un terreno que tiene una resistividad de 100 Ohms-m.

Datos:

$$L = 3 \text{ m.}$$

$$\rho = 100 \text{ Ohms-m.}$$

$$d = 5/8" = 0.0158 \text{ m.}$$

$$R = ?$$

Fórmula:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{100}{2\pi 3} L_n \frac{4 \times 3}{5/8} = \frac{100}{6\pi} L_n \frac{12}{.0158}$$

$$R = 5.32 L_n 759 \quad R = 35 \text{ Ohms}$$

Este ejemplo ilustra que, si se tiene una varilla de tierra normal de Copper-weld de 3 metros de longitud y 5/8 de pulgada de diámetro, en un terreno de resistividad de 100 Ohms-m (terreno de cultivo) se obtendrá un valor de resistencia a tierra de 35 Ohms en dicho electrodo.

2.- Se entierra un conductor de tierra de cobre desnudo calibre 4/0 con una longitud de 100 m. a una profundidad de 50 cm. y se desea saber el valor de resistencia a tierra si se sabe que la resistividad del terreno es de 100 Ohms-metro.

Datos:

Longitud = 100 m.                      L = 50 m.

Resistividad = 100 Ohms-metro

Calibre 4 / 0

Radio = 0.006 m = a

Profundidad = 50 cm.                      S = 100 cm.

Por lo que se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[ L_n \frac{4L}{a} + L_n \frac{4L}{s} - 2 \right]$$

$$R = \frac{100}{4 \times 3.14 \times 50} \left[ L_n \frac{4 \times 50}{.006} + L_n \frac{4 \times 50}{1} - 2 \right]$$

$$R = \frac{1}{6.28} [10.4 + 5.3 - 2]$$

$$R = 2.18 \Omega$$

3.- Se tiene un conductor enterrado con una longitud de 300 m. y con las siguientes características:

Cud 4/0 ;  $\rho = 10000$  Ohms-metro (roca)  
de la gráfica de la figura 18 tenemos:

$$300 \text{ m.} = 0.8 \text{ Ohms}$$

la relación de resistividades

$$\frac{\rho}{100} = \frac{10\ 000}{100} = 100 \quad . . \quad 0.8 \times 100 = 80 \text{ Ohms.}$$

4.- Se requiere aterrizar una red subterránea, ubicada en un terreno con alta resistividad, 4500 Ohms-metro y se requiere de un valor de resistencia a tierra de 25 Ohms máximos, es necesario instalar una red de tierras horizontal, ya que los electrodos comunes no dan el valor requerido, aprovechando que, se abrirá una sepa (trinchera) para los ductos de los cables y en el fondo se puede alojar dicha red.

Datos:

$$\rho = 4500 \text{ Ohms-metro}$$

$$R = 25 \text{ Ohms}$$

$$L = \text{Desconocida}$$

$$S = 50 \text{ cm. (profundidad)}$$

Conductor Cud 4/0 AWG

Se encuentra la relación de resistividad  $\frac{4500}{100} = 45$

dividiendo el valor requerido entre esta relación

$$R = \frac{25}{45} = 0.55 \text{ Ohms}$$

de la gráfica de la fig.19, 3 opciones nos dan este valor:

Estrella de ocho lados 100 m./lado

Estrella de seis lados 125 m./lado

Estrella de cuatro lados 150 m./lado

Dependiendo de la configuración del terreno se escogerá una de estas alternativas.

5.- En un fraccionamiento en construcción denominado "Jardines de la Montaña" ubicado en el sur de la Ciudad de México, con terreno compuesto por roca. Se desea tener una resistencia a tierra menor a 5 ohms. El costo por electrodo profundo es demasiado alto por lo que se quiere instalar un electrodo horizontal, colocando sólo electrodos profundos en las bajadas de los apartarrayos en cada una de las cuatro acometidas. La alimentación está dada por dos anillos con cables subterráneos y se desea poner a tierra el neutro y la carcasa de todos los transformadores.

Si se aprovecha la canalización de alta tensión que tiene 11 500 m de longitud con un radio aproximado de 1 Km. Cual sería su resistencia.

Solución.

Aplicando la formula de Laurent y Niemann.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$\rho = \text{Roca} = 5\,700 \text{ Ohms} \cdot \text{metro}$$

$$r = 1 \text{ Km} = 1000 \text{ m}$$

$$L = 11\,500 \text{ m}$$

$$R = \frac{5\,700}{4 \cdot 1000} + \frac{5\,700}{11\,500}$$

$$R = 1.425 + 0.49 = 1.92 \text{ Ohms.}$$

6.- En un conjunto habitacional en el sur de la Ciudad de México "Fuentes Brotantes", con terreno compuesto por roca, tepetate y relleno se desea construir un sistema de tierras con un valor de resistencia a tierra de 10 Ohms máximos, se desea aprovechar la canalización del cable de mediana tensión para colocar el cable de tierra (electrodo horizontal) la longitud de 1660 m y se tienen 11 transformadores tipo pedestal de 23 KV a baja tensión, el cable sería de cable desnudo cobre 4/0 AWG a una profundidad de 50 cm. Solución.

Se emplea la formula de Dwight.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[ \text{Ln} \frac{4 L}{a} + \text{Ln} \frac{4 L}{s} - 2 \right]$$

Donde

$\rho$  = Resistividad = 5 700 Ohms-m

L = Longitud del conductor entre 2

$$= 1660/2 = 830 \text{ m}$$

a = radio del conductor = 0.006 m

s = Profundidad por 2 = 1 m

$$R = \frac{5700}{4\pi 830} \left[ \text{Ln} \frac{4 * 830}{0.006} + \text{Ln} \frac{4 * 830}{1.0} - 2 \right]$$

R = 10.6 Ohms.

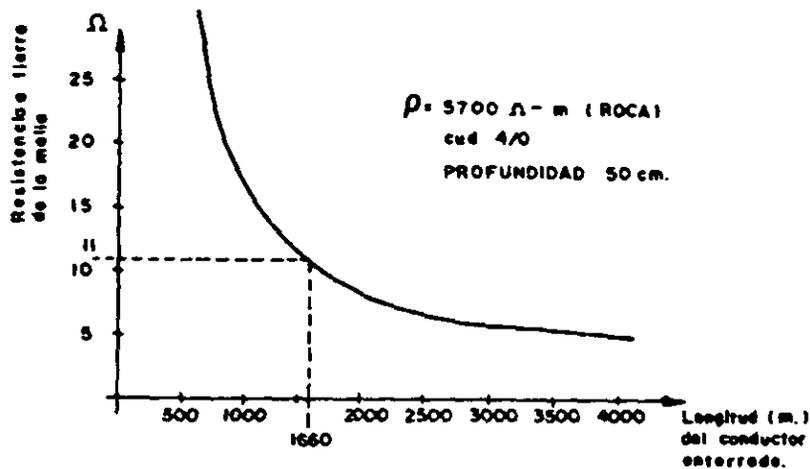
En los puntos de transición aéreo-subterráneo se colocaron a

las bajadas de los apartarrayos electrodos con bentonita para drenar las sobretensiones directamente a tierra.

7.- Se desea tener una gráfica para evitar cálculos en redes de tierra, cuyo terreno esté compuesto por roca y se pueda instalar un conductor de cobre desnudo con calibre 4/0 AWG a una profundidad de 50 cm., dicha gráfica nos de la resistencia a tierra contra longitud del conductor.

Solución.

Se procede a efectuar los cálculos y a graficar obteniendo lo siguiente:



Gráfica de resistencia a tierra contra longitud del conductor enterrado.

### 3.6.- Cuestionario y problemas.

1.- Calcular el valor de resistencia a tierra de un electrodo de 6 metros de longitud con un diámetro de  $5/8''$  que se encuentra en un terreno de resistividad de 250 Ohms-metro.

¿Qué se recomienda?

2.- Se tiene enterrado un conductor de cobre desnudo a 50 cm de profundidad en forma horizontal, con calibre 4/0 AWG, si la resistividad del terreno es de 200 Ohms-m y la longitud del conductor es de 50 m. ¿Cuál es su resistencia a tierra?

3.- Se tiene un conductor enterrado a 50 cm de profundidad con una longitud de 250 metros y con las siguientes características.

calibre 4/0 AWG

$\rho = 1000 \text{ Ohms-m}$

¿Cuál es su resistencia a tierra?

4.- Se quiere poner a tierra una torre de transmisión con electrodos horizontales en forma de estrella, la torre se encuentra sobre un terreno con resistividad de 2400 Ohms-m y se quiere un valor a tierra de resistencia máximo de 15 Ohms, que arreglo recomienda y cuantos metros de conductor se necesitan.

5.- Un fraccionamiento ubicado sobre terreno de alta resistividad 5700 Ohms-m, requiere una red de tierras horizontal, aprovechando la canalización de los conductores de mediana tensión, si la

longitud de la red es de 900 m y se requiere una resistencia a tierra máxima de 10 Ohms.

¿Qué arreglo propone?

6.- Utilizando la gráfica del ejercicio Resuelto No. 7 calcule la resistencia a tierra de un electrodo horizontal compuesto por un conductor desnudo calibre 4/0 AWG y un terreno con una resistividad de 10 000 Ohms-m si el electrodo o cable enterrado tiene una longitud de 1800 m.

## CAPITULO 4

### DISEÑO DE SISTEMAS DE TIERRAS

Para que un sistema de tierras funcione en forma satisfactoria debe cumplir con ciertos requisitos, el diseño puede ser simple, desde una varilla de tierra hasta algo muy complicado, como una malla de tierras para una planta nucleoelectrica, por decir algo.

En el diseño intervienen factores diversos como son; resistividad del terreno, voltaje del servicio, potencia de corto circuito, corriente de corto circuito, espacio disponible, equipo y personal a proteger, etc.

En los inicios del uso de la electricidad la tierra eléctrica solo se usaba como una referencia de voltaje, sin embargo, con el transcurso del tiempo se le fueron asignando otras funciones, entre otras, limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, a fenómenos transitorios en el propio circuito o a contactos accidentales con líneas de mayor tensión, así como, estabilizar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal, una conexión sólida a tierra facilita también la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente, en caso de fallas a tierra.

Incluso se tenían recomendaciones como la siguiente: "En una instalación nueva no es conveniente poner a tierra los equipos ya

que una falla en el aislamiento de cualquier motor, detiene la producción, recomendando la puesta a tierra de las instalaciones a los cinco años de servicio, esta filosofía de operación ponía la producción por encima de la seguridad.

En la actualidad los reglamentos vigentes exigen la conexión a tierra de todas las partes metálicas que pueden energizarse en un momento dado por una falla a tierra.

#### 4.1 SISTEMA DE TIERRAS EN BAJA TENSION

El reglamento de instalaciones eléctricas exige a los usuarios de la energía eléctrica tener su propia conexión a tierra y dice: "En un sistema secundario de suministro puesto a tierra, cada servicio individual debe tener una conexión a un electrodo de tierra. Esta conexión debe hacerse como parte de la instalación del usuario, en el lado de abastecimiento del medio de desconexión principal y no en el lado de la carga".

A pesar de este requisito pocos usuarios de Baja Tensión (B.T.) tienen sus tierras instaladas, sin embargo, algunos usuarios que tienen equipos especiales, instalan sus tierras, tal como lo exige el reglamento.

El mismo reglamento para instalaciones en Baja Tensión dice: "El valor de la resistencia a tierra de los electrodos artificiales no debe ser superior a 25 Ohms, en las condiciones más desfavorables.

Cuando no se pueda lograr esta resistencia con un solo electrodo, debe emplearse, cuando menos un electrodo adicional."

Sin embargo, los fabricantes de equipos de cómputo, comunicaciones etc. piden un valor de resistencia a tierra bastante menor que puede ser 1, 3 ó 5 Ohms para poder dar validez a las garantías y a la vez proteger a los equipos, ésto se debe a que los equipos modernos que tienen componentes electrónicos se dañan fácilmente con las sobretensiones.

Los sistemas de tierra en baja tensión, aparentemente son los más simples, ya que no se diseñan en base a potenciales de paso o de contacto, sin embargo, es un hecho que la mayor parte de accidentes por este concepto ocurren en el hogar, en regaderas eléctricas, tinas de hidromasaje, equipos de baño, lavadoras, secadoras etc.

De ahí que actualmente los equipos vienen adecuados para una tierra física con clavijas como se muestra en la figura 20, incluso el reglamento americano (NEC) exige un dispositivo de protección contra fallas a tierras en los baños de las casas habitación.

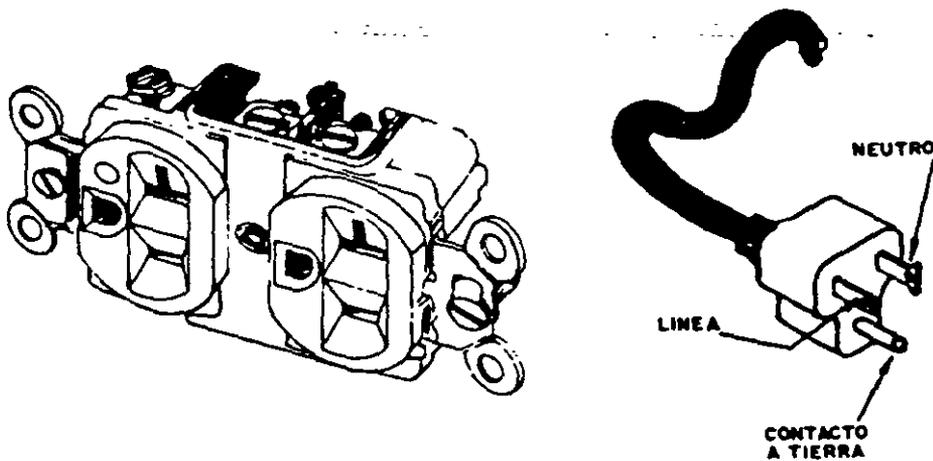


Fig. 20 Clavija y contactos polarizados.

#### 4.2 DISEÑO DE UNA RED DE TIERRAS PARA MEDIANA TENSION

Es común que en subestaciones de mediana tensión (13.8 kV, 23 kV, 34.5 kV) se piense que con tener una resistencia a tierra baja es suficiente para proteger los equipos y al personal, sin embargo, existen factores que son determinantes y que si no se cumplen, el diseño no es adecuado ya que se pueden presentar potenciales peligrosos al momento de una falla de corto circuito, algunos de estos factores son; la resistividad del terreno, la corriente de corto circuito, tamaño del local de la subestación, duración de la falla, geometría de la malla, etc.

El diseño se debe basar en la protección del personal y los equipos, disipando las corrientes de falla a tierra sin elevar el potencial que se presenta más allá del permisible.

Es decir poniendo especial interés en los criterios de los voltajes

de paso y toque.

Una red de tierras se forma por regla general por un conductor desnudo enterrado a una profundidad que varía de 30 a 100 cm, en forma horizontal, en forma rectangular, formando una malla y con conductores paralelos en ambos sentidos, con electrodos o varillas colocadas en las esquinas o en cualquier parte de la red. No es necesario que la malla tenga forma rectangular ya que la configuración puede adaptarse a las condiciones del terreno que ocupa la subestación .

Al ocurrir una falla a tierra en una subestación, el voltaje máximo que se presenta en la malla (voltaje de malla) es el peor caso, a excepción de los voltajes transferidos, entonces, el voltaje de malla se puede usar como base para el diseño, ya que el máximo voltaje de toque es igual al voltaje de malla. (Ver fig. 21)

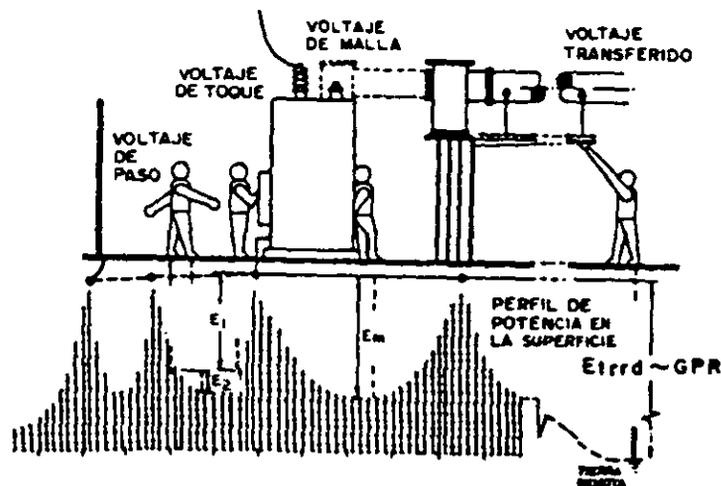


Fig.- 21 Situaciones de chock básicas.

Los voltajes de paso son menos peligrosos que los voltajes de toque, además, por regla general se colocan materiales de alta resistividad en la superficie de las subestaciones, como son, grava, tezontle, tarimas de madera, tapetes de hule etc.

Los voltajes de malla se incrementan ligeramente hacia las esquinas dependiendo de factores como; tamaño de la red, número y localización de varillas, espacio entre conductores paralelos, diámetro y profundidad del conductor que forma la malla, etc. Por eso es común reforzar la malla hacia las orillas, colocando los conductores más cerrados.

#### 4.3.- PARAMETROS NECESARIOS PARA EL CALCULO DE UNA RED DE TIERRAS

##### 4.3.1.- Máxima corriente de la red de tierras ( $I_r$ ).

Como veremos más adelante este término es de los más importantes en el diseño de la malla ya que un valor elevado de corriente de falla a tierra requiere de un valor de resistencia a tierra muy bajo y conductor de calibre más grueso. El valor de corriente de falla en la acometida del servicio lo puede dar el suministrador de energía, sin embargo, se puede calcular.

#### 4.3.2.- Tipos de fallas a tierra.

Existen diferentes tipos de fallas a tierra, siendo difícil determinar que tipo de falla y en que lugar el flujo de corriente será mayor, por lo que por razones prácticas solo se consideran fallas de línea a tierra y fallas de línea a línea a tierra.

En el caso de una falla de línea a línea a tierra la corriente de falla de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E (R_2 + jX_2)}{(R_1 + jX_1) (R_0 + R_2 + 3R_f + j(X_0 + X_2)) + (R_2 + jX_2) (R_0 + 3R_f + jX_0)}$$

En el caso de una falla de línea a tierra la corriente de secuencia cero es:

$$I_0 = \frac{E}{3R_f + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1 + X_2 + X_0)}$$

Para cuestiones prácticas se anula el efecto de los términos de resistencia quedando:

Falla de línea a línea a tierra :

$$I_0 = \frac{EX_2}{X_1 (X_0 + X_2) + X_2 X_0}$$

## Falla de línea a tierra.

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

donde:

$I_o$  = Valor simétrico rms (Raiz media cuadrática) de la corriente de falla de secuencia cero en amperes.

$E$  = Potencial de fase a neutro en volts.

$R_f$  = Resistencia mínima estimada en la falla (normalmente se asume  $R_f = 0$  ).

$R_1$  = Resistencia del sistema equivalente de secuencia positiva, Ohms por fase en el lugar de la falla.

$R_2$  = Resistencia del sistema equivalente de secuencia negativa, Ohms por fase en el lugar de la falla.

$R_0$  = Resistencia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.

$X_1$  = Reactancia del sistema equivalente de secuencia positiva, Ohms por fase en el lugar de la falla.

$X_2$  = Reactancia del sistema equivalente de secuencia negativa, Ohms por fase en el lugar de la falla .

$X_0$  = Reactancia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.



boquillas de alta tensión pero si la corriente de corto circuito del lado de alta es pequeña o si hay varios transformadores en paralelo el caso más desfavorable será una falla del lado de baja tensión, es decir, en cualquier parte del circuito de distribución se puede presentar la peor falla.

Si la falla es en el lado de baja tensión la elevación de potencial es despreciable.

Si la falla es fuera de la subestación, en el alimentador de la empresa suministradora, gran parte de la corriente de falla regresará a la fuente de energía en la subestación de potencia de la empresa suministradora.

#### 4.3.6.-Efecto de cambios futuros.

Es común que existan cambios en las configuraciones de los alimentadores, por lo que la corriente puede variar, si la corriente de corto circuito baja, no existe problema ya que el diseño estará del lado seguro, pero la probabilidad de que la corriente de corto circuito aumente existe, por lo que hay que considerar un factor de aumento en la corriente de corto circuito.

#### 4.4.- Resistencia de la malla de tierras.

Este valor es tal vez el más importante en un diseño de una red de tierras, ya que, en una falla el potencial que se presenta está en función de la corriente de corto circuito y de la resistencia. En forma práctica, para subestaciones grandes el valor de resistencia a tierra debe ser alrededor de 1 Ohm o menos y para

subestaciones de distribución un valor aceptable va de 1 a 5 Ohms, dependiendo de las condiciones del local y su contenido, además debe cumplir con valores aceptables de potencial de paso y toque.

Cuando se diseña la red se puede calcular la resistencia esperada mediante algunas fórmulas, una fórmula sencilla es la que considera a la red en forma circular, para ésto, es necesario medir la resistividad en forma previa (ver capítulo 2).

$$R_t = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \qquad R_t = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$R_t$  = Resistencia a tierra de la subestación.

$\rho$  = Resistividad del terreno.

$A$  = Area que ocupa la red en  $m^2$ .

En una segunda aproximación se puede recurrir a la fórmula de Laurent y Niemann.

$$R_t = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

$L$  = Longitud de los conductores enterrados en m.

Si se requiere mayor precisión se cuenta con la fórmula de Dwight que además toma en cuenta la profundidad y el diámetro del conductor.

$$R = \frac{\rho}{4\pi l} \left[ L_n \frac{4l}{a} + L_n \frac{4l}{s} - 2 \right]$$

Para valores de  $s$  pequeños.

$l = L/2$  (longitud del conductor enterrado entre dos) (m).

$s =$  Profundidad del conductor por 2 (m).

$a =$  Diámetro del conductor (m).

Para todos los casos en la longitud del conductor también debe tomarse en cuenta la longitud de las varillas.

#### 4.5.- Selección del conductor.

El conductor que formará la malla de tierras debe seleccionarse de la siguiente manera:

4.5.1.- Material.- puede ser de cobre, aluminio o de fierro, en sí, cualquier elemento metálico, sin embargo, la mayoría de los metales comunes se corroen fácilmente, por lo que el cobre ha destacado en este aspecto ya que es muy resistente a la corrosión, sin embargo existen zonas cercanas a canales de aguas residuales en que el cobre es atacado por los ácidos empleados en el tratamiento de aguas, en estos sitios se podría estudiar el caso y cambiar el material del sistema de tierras.

#### 4.5.2.- Calibre del conductor.

Este se debe seleccionar tomando en cuenta el esfuerzo mecánico y térmico a que está expuesto.

El esfuerzo térmico se puede calcular con la fórmula de Sverak.

Para conductores en escala de mm<sup>2</sup>.

$$I = A \sqrt{\left[ \frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \varrho_r} \right] \ln \left[ \frac{K_o + T_a}{K_o + T_r} \right]}$$

donde:

I = Corriente rms en K<sub>A</sub>.

A = Sección del conductor en mm<sup>2</sup>.

T<sub>m</sub> = Máxima temperatura permisible en °C.

T<sub>a</sub> = Temperatura ambiente en °C.

K<sub>o</sub> = 1/α<sub>o</sub>      ó      (1/α<sub>r</sub>) - T<sub>r</sub>

α<sub>o</sub> = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.

α<sub>r</sub> = Coeficiente térmico de resistividad a una temperatura de referencia en T<sub>r</sub>.

T<sub>r</sub> = Temperatura de referencia para la constante del conductor en °C.

ϑ<sub>r</sub> = La resistividad del conductor de tierra a una temperatura de referencia T<sub>r</sub> en micro-ohms/cm<sup>2</sup>

t<sub>c</sub> = Tiempo del flujo de corriente en seg.

TACP = Factor de capacidad térmica en Joules/cm<sup>3</sup>/°C

Si el calibre del conductor está en circular mils (CM)

$$I = 5.0671 \times 10^{-6} A \sqrt{\left[ \frac{TACP}{t_c \cdot e_r} \right] L_n \left[ \frac{K_o + T_o}{K_o + T_a} \right]}$$

Tabla de constantes del material

DESCRIPCION	CONDUCTIVIDAD DEL MATERIAL (%)	$\sigma_r$ FACTOR A 20°C	k ((1/ $\sigma_o$ ) A 0°C)	TEMPERATURA DE FUSION (°C)	$P_r$ A 20°C <sub>3</sub> ( $\mu\Omega/cm^2$ )	TCAP VALOR EFECTIVO (J/cm <sup>3</sup> /°C)
Alambre de cobre suave standard	100.0	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Alambre de cobre duro comercial	97.0	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Cobre estañado con alma de acero	40.0	0.00378	245	1084 / 1300	4.397	3.846
Alambre de aluminio comercial	61.0	0.00403	228	657	2.862	2.556
Alambre de aluminio estañado con alma de acero	20.3	0.00360	258	660 / 1300	8.4805	2.670
Alambre de acero cubierto con zinc.	8.5	0.00320	293	419 / 1300	20.1	3.931
Acero	2.4	0.00130	749	1400	72.00	4.032

Si se quiere conocer la sección o calibre requerido en función de la corriente de corto circuito se tiene:

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \epsilon_r 10^4}{\text{TCAP}} \cdot L_w \left[ 1 + \frac{T_w - T_s}{K_w + T_s} \right]}$$

$$A \text{ cmils} = 1973.52 I \sqrt{\frac{t_c \alpha_r \epsilon_r 10^4}{\text{TCAP}} \cdot L_r \left[ 1 + \frac{T_w - T_s}{K_w + T_s} \right]}$$

#### 4.5.3.- Selección de Uniones.

Al construir la red de tierras se necesitan las uniones o empalmes, por ejemplo para cerrar la malla, para unir las varillas al cable, para dejar salidas que conectan equipo y estructuras, en fin se requieren uniones y estas deben soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos a que se somete la red.

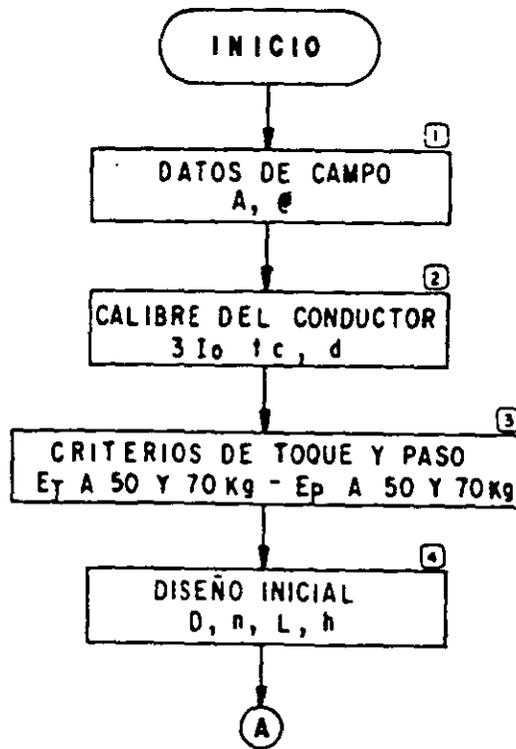
Entre los más comunes tenemos las exotérmicas, es decir a base de calor (cadweld) y los mecánicos que son a base de conectores.

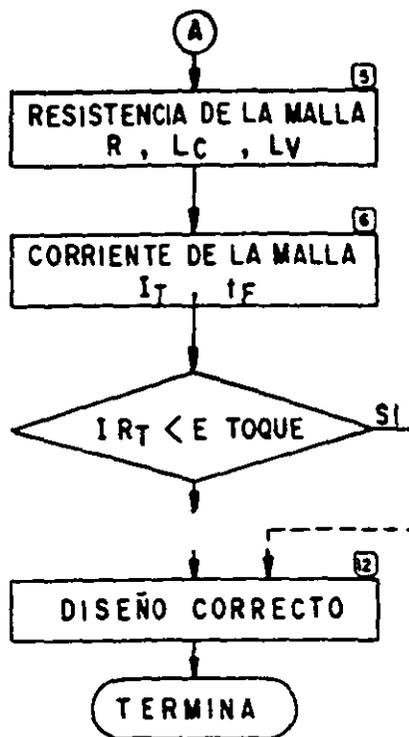
#### 4.6. Calibre del Conductor.

Ya vimos las fórmulas para seleccionar el calibre en base a la corriente, existen en las normas ciertos requisitos y algunas compañías que tienen sus propias prácticas.

Las primeras normas AIEE e IEEE recomendaban calibres mínimos de 1/0 y 2/0 de conductor de cobre para construir las mallas y en recientes encuestas en diferentes compañías de distribución eléctrica se tiene que la mayor parte usa conductor calibre 4/0 y unos pocos usan calibre 500 MCM. Solo el 25% usa calibres de 1/0 o menos sin reportar a la fecha daños mecánicos.

#### 4.7.- Diagramas de flujo para diseñar una red de tierras.





Donde:

- A            Area total de la red de tierras en m<sup>2</sup>
- e            Resistividad del suelo en Ohms - m
- 3I<sub>o</sub>        Corriente de falla simétrica a tierra en A
- t<sub>e</sub>        Duración de la falla en seg para determinar el tamaño del conductor.
- d            Diámetro del conductor de la red en m
- Voltaje de toque a 50 kg.    Voltaje de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg. en volts.
- Voltaje de toque a 70 kg.    Voltaje de toque tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg. en volts.
- Voltaje de paso a 50 kg.    Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 50 kg. en volts.

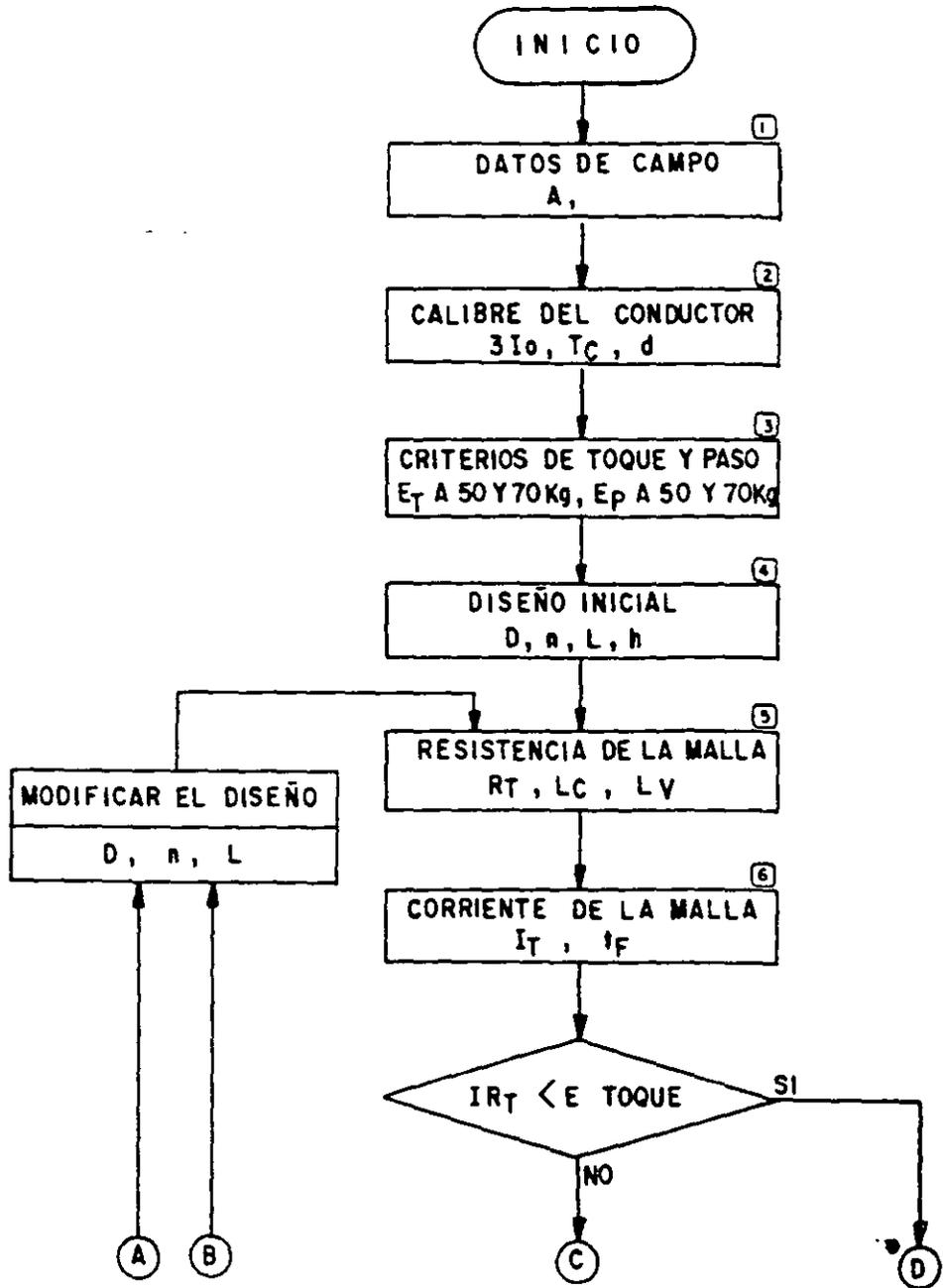
Voltaje de paso a 70 kg. Voltaje de paso tolerable por el cuerpo humano con un peso de 70 kg. en volts.

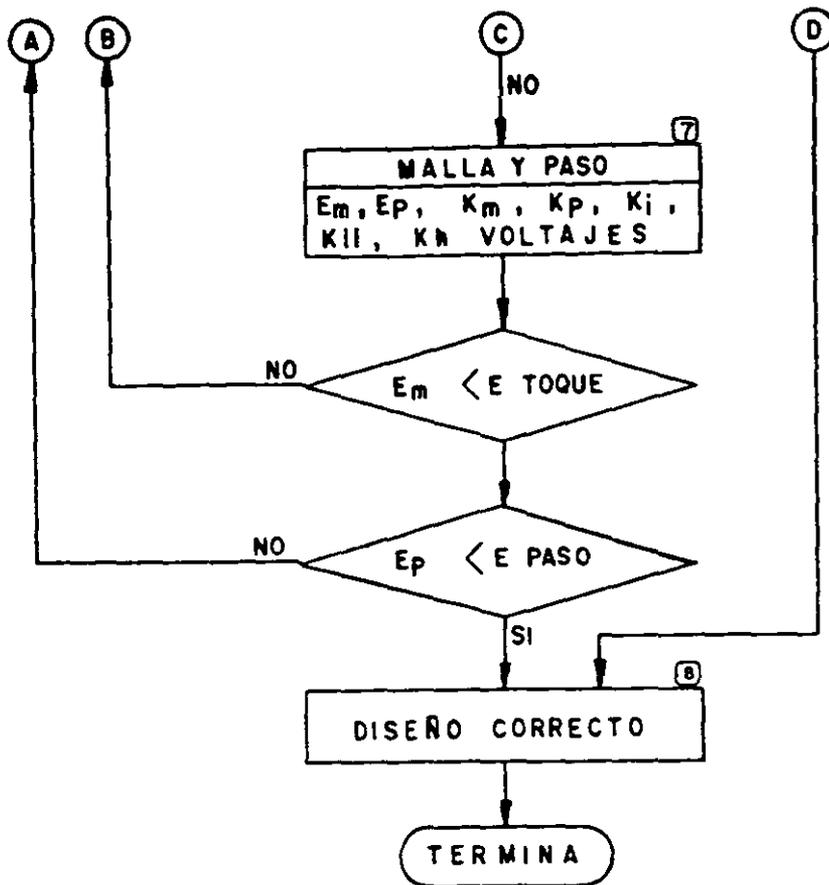
- D Espacio entre conductores paralelos de la malla en metros.
- n Número de conductores paralelos de la malla en m.
- L Longitud total del conductor enterrado y de la varillas de tierra.
- h Profundidad de la red en m.
- $R_t$  Resistencia a tierra del sistema en Ohms.
- $L_c$  Longitud del conductor enterrado en m.
- $L_v$  Longitud de la varilla de tierra en m.
- $I_f$  Corriente máxima que fluye a tierra en A.
- $t_f$  Tiempo que dura la falla en seg.

No se termina el diagrama porque aquí vale la pena detenerse a estudiar este proceso. La pregunta es si  $IR_t$  es menor que el potencial de toque. Si la respuesta es afirmativa, el diseño esta concluido, es decir, si el producto de la corriente de falla por el valor de la resistencia a tierra es menor que el voltaje de toque, quiere decir que al producirse una falla en el sistema, el voltaje máximo que se presenta no puede dañar a los equipos ni a las personas que se encuentran en el lugar.

Esto es importante porque en situaciones difíciles podemos recurrir a tener una resistencia muy baja y ahorrarnos todos los

cálculos que siguen a continuación.





- $E_m$  Voltaje de malla en el centro de la esquina en volts.
- $E_p$  Voltaje de paso en un punto fuera de la esquina de la malla a 1 m en diagonal hacia fuera de la malla en volts.
- $K_m$  Factor de espaciamento para voltaje de la malla.
- $K_p$  Factor de espaciamento para voltaje de paso.
- $K_i$  Factor de corrección por geometría de la malla.

$K_{11}$  Factor de corrección de peso que ajusta los efectos de los conductores internos de la esquina de la malla.

$K_n$  Factor de corrección de peso que enfatiza los efectos de la profundidad de la malla.

#### 4.8.- Cálculo de los voltajes máximos de paso y malla.

$$E_s = \theta K_n K_1 I_r / L \quad (\text{Voltaje de malla})$$

$$E_p = \theta K_n K_1 I_r / L \quad (\text{voltaje de paso})$$

$$K_n = \frac{1}{2\pi} \left[ L_n \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_n} L_n \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$  Para mallas con varillas a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas o bien con varillas a lo largo del perímetro y en el interior.

$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$  Para mallas sin varillas o mallas con unas cuantas varillas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_n = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$h_0 = 1m$  (Referencia de la profundidad de la malla).

$$K_1 = 0.656 + 0.172 n$$

El voltaje de malla  $V_m$  puede ser expresado en otros términos.

$$E_m = \frac{e I_r K_m K_1}{L_c + 1.15 L_r}$$

Si no se tienen varillas en el perímetro:

$$E_m = \frac{e I_r K_m K_1}{L_c + L_r}$$

También tenemos que:

$$E_m = \frac{e I_r K_p K_1}{L}$$

Para profundidades menores a 0.25m tenemos:

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$w = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \dots + \frac{1}{n-1}$$

Si  $n$  mayor o igual a 6

$$w \approx \frac{1}{2(n-1)} + L_n (n-1) - 0.423$$

#### 4.9. Algunas consideraciones sobre el diseño del sistema de tierras.

#### 4.9.1. Baja tensión.

Hay que poner cuidado en la conexión de los contactos polarizados ya que es común que se invierta la conexión de la tierra física con el neutro lo que ocasiona fallas en los sistemas, por ejemplo una falla en una máquina de escribir puede repercutir en el sistema de cómputo.

Debe quedar claro que la tierra y el neutro no son iguales y su función es muy diferente, el neutro sirve para tener un potencial de referencia con respecto a la fase y este conductor en sistemas trifásicos lleva la corriente de desbalance y en sistemas monofásicos lleva la corriente de línea. La tierra conecta las carcasas de los equipos y en condiciones de falla a tierra, lleva la corriente, en condiciones normales no lleva corriente.

El neutro y la tierra física deben unirse en un solo punto, esto se hace lo más cerca posible a la fuente de alimentación, tal como se muestra en la figura siguiente:

Fig 23. Conexión de neutro a tierra.



Se recomienda que el voltaje máximo entre neutro y tierra no rebase un volt. Esto es para evitar que los equipos funcionen en forma inadecuada y no reciban información falsa, sobre todo en los equipos computarizados y también para evitar la introducción de ruido eléctrico.

En instalaciones de gran longitud para lograr esto, se pueden colocar varios cables de neutro o un cable neutro de mayor sección, o tener las cargas balanceadas.

#### 4.9.2 Mediana Tensión.

Los potenciales más usuales en mediana tensión son:

6 kV

13.8 kV

23 kV

Los sistemas de tierra en estas tensiones se diseñan en base a la protección de las personas, para lo cual se calculan los potenciales de contacto y paso.

El Reglamento de Instalaciones Eléctricas en el capítulo sexto, da algunas recomendaciones, como son:

"Las subestaciones deben contar con un adecuado sistema de tierras, al cual se deben conectar todos los elementos de la instalación que requieran la conexión a tierra."

"El sistema de tierras debe formarse por una red o malla de conductores enterrados, a una profundidad que usualmente varía de 50 cm. a 1 metro."

"Con electrodos conectados a la red para lograr llegar a terreno más húmedo."

"Se recomienda que los conductores de la malla sean de cobre con calibre mínimo de 4/0 AWG ( $107.2 \text{ mm}^2$ ) y que los conductores de puesta a tierra del equipo no sean de un calibre menor al No.2 AWG ( $33.6 \text{ mm}^2$ )."

"La malla puede estar constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente con un espaciamiento razonable (por ejemplo formando rectángulo de 3 por 6 metros)."

"Las uniones deben soportar las corrientes de falla y tener resistencia mecánica y ser resistentes a la corrosión."

"La resistencia a tierra debe conservarse en el valor más bajo posible (los valores aceptables van desde 10 Ohms hasta menos de 1 Ohm)."

"Se recomienda hacer las pruebas necesarias para comprobar que los valores reales de la resistencia a tierra de la malla se ajusten a los valores de diseño."

"Para el diseño de la malla se recomienda el empleo de la fórmula de Laurent y Niemann."

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

R = Resistencia a Tierra de la malla en Ohms.

$\rho$  = Resistividad del terreno.

r = Radio de la red de tierras.  $r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$

L = Longitud del conductor enterrado contando la longitud de las varillas de tierra.

Las recomendaciones anteriores, como ya se mencionó, son del Reglamento de Instalaciones Eléctricas, sin embargo, en la práctica se puede encontrar que no siempre se pueden seguir estas recomendaciones.

Si se quiere hacer un diseño óptimo, hay que recurrir al cálculo de los potenciales de toque y paso.

Un problema frecuente, para seguir las recomendaciones anteriores, cuando la resistividad es alta, es la falta de espacio en las subestaciones ya que no se logran parámetros adecuados, aplicando la fórmula de Laurent y Niemann ya que depende en gran medida de el área del local.

En estos casos se puede recurrir a la fórmula de Dwight.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[ \text{Ln} \frac{2L}{a} + \text{Ln} \frac{2L}{s} - 2 \right]$$

Donde:

$s = 2$  veces la profundidad

$a =$  diámetro del conductor

$L =$  Longitud del conductor entre dos

Nota: Esta fórmula está muy simplificada para fines prácticos ya que se eliminaron términos poco significativos.

Si el problema persiste, es decir, no se logra obtener el valor de resistencia que se desea, se puede recurrir al uso de sustancias químicas, como bentonita, coke etc. las características de estos materiales se pueden consultar en capítulos anteriores, o también a cualquier método de puesta a tierra, como electrodos profundos, horizontales etc.

#### 4.10 Ejemplos Resueltos.

##### Ejemplo 1.-

Se requiere una conexión de tierra física con un valor de resistencia a tierra de 25 Ohms máxima, el terreno es húmedo y el nivel freático es elevado, es decir a 2 mts. de profundidad hay agua.

La medición de resistividad dió el siguiente resultado:

$$\rho = 20 \text{ Ohms-m.}$$

Solución.

Si se coloca una varilla Copper-Weld de 3 metros; y un diámetro de  $1/2''$  (1.27cm). Se tiene;

La fórmula:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[ \text{Ln} \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{20}{2 \times 3.14 \times 3} \text{Ln} \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 1.06 \times 6.85 = 7 \text{ Ohms.}$$

El resultado es satisfactorio.

Ejemplo 2.-

El caso anterior del ejemplo 1, pero ahora el terreno es rocoso. No se pudo efectuar la medición de la resistividad ya que la roca no permitió la entrada de los electrodos, por lo que para la resistividad se tomará el valor de 5700 ohms-m.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[ \text{Ln} \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{5700}{2 \times 3.14 \times 3} \text{Ln} \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 302 \text{ Ln} \ 945$$

$$R = 302 \times 6.85 = 2069 \text{ Ohms.}$$

Como se observa el valor de resistencia a tierra es muy elevado, lo que indica que con un electrodo Copper-Weld de 3 metros de longitud no es suficiente para lograr una buena tierra.

En estos 2 ejemplos se fue a los extremos, en el primero la resistividad más baja que se da en la realidad, con una simple varilla se logra una tierra efectiva. En el segundo ejemplo, se toma el caso más desfavorable, el terreno compuesto por roca, y vemos que para lograr el valor de resistencia a tierra de 25 Ohms, es necesario un diseño más complejo.

Aunado a esto, si se pide un valor de resistencia a tierra más bajo el problema se complica en mayor grado.

Ejemplo 3.

Se requiere diseñar la red de tierras en un edificio ubicado en el sur de la Ciudad de México, pero se necesita tener un valor de resistencia a tierra de un Ohm ya que el edificio tiene una red de computadoras así como un conmutador telefónico y las compañías de seguros exigen este valor.

Solución.

Como primer paso se efectuó una visita al lugar encontrando que el terreno es rocoso en un 100% por lo que la resistividad será:

$\rho = 5700 \text{ ohms-m.}$

La ubicación del edificio se encuentra con tres posibles alimentaciones de las siguientes subestaciones.

Odón de Buen a 3.0 km.

Contreras a 4.0 Km.

Nueva Olivar a 6.2 Km.

Se calcula la corriente de corto circuito por cualquier método o consultando los datos de la compañía suministradora.

SE'n	Icc a Tierra
Odón de Buen	2770 A
Nueva Olivar	1404 A
Contreras	2224 A

Se considera un factor de crecimiento para este caso 50% y se escoge la situación más desfavorable de corto circuito.

$2770 * 1.5 = 4155$  Amperes.

Se estudiaron los siguientes métodos de puesta a tierra:

Electrodos Profundos.

Electrodos Horizontales.

Electrodos Múltiples.

Electrodos Químicos.

Combinados.

Escogiendo el método de los electrodos profundos.

Se procede a calcular los potenciales de paso y toque, considerando una duración de la falla de 0.5 segundos y una resistividad del suelo de 5700 ohms - metro, tenemos:

$$E_{\text{paso}} = 4261 \text{ volts.}$$

El potencial de Toque.

$$E_{\text{toque}} = 1234 \text{ volts.}$$

Estos son los potenciales que soporta el ser humano en las condiciones más desfavorables de falla en la subestación de mediana tensión.

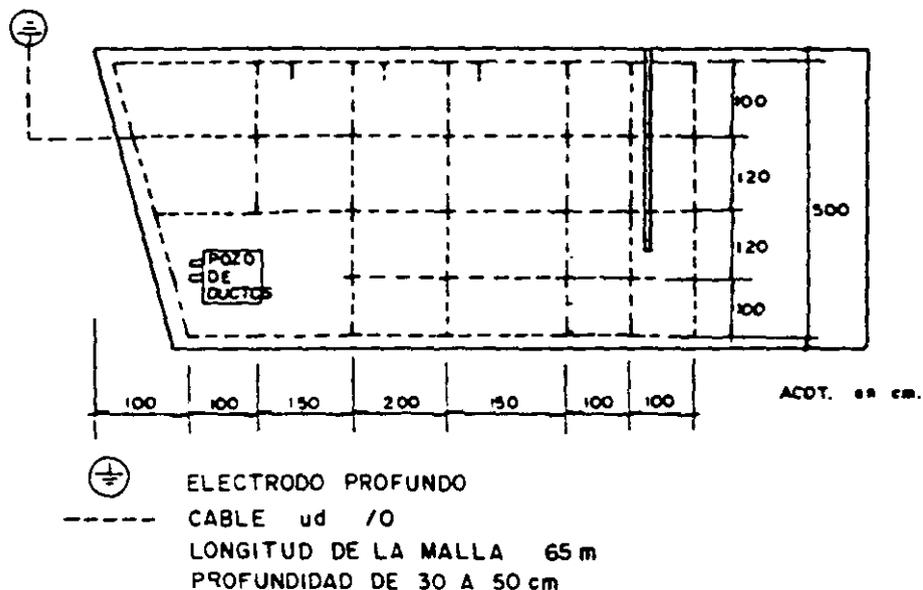


Fig. Ejemplo típico de una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

La tensión máxima que se presenta en la SE'n de mediana tensión en el momento de una falla de corto circuito a tierra es la elevación de potencial de la malla:

$$E_{\text{malla}} = \varrho K_m K_i I_r / L$$

donde

$\varrho$  = Resistividad del terreno 5700 Ohms-m.

L = Longitud del conductor de la malla en metros.

$I_r$  = 4155 Amperes.

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \text{Ln} \left( \frac{D^2}{16 hD} + \frac{(D+2h)^2}{8 Dd} + \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_b} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \text{ (no hay electrodos)}$$

$$K_b = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$

$h_0$  = Referencia de profundidad de la malla.

D = Espacio entre conductores paralelos en metros (variable).

h = Profundidad de la malla en metros = 0.5 m.

n = Número de conductores paralelos en una dirección (5).

d = Diámetro del conductor = 4/0 = 0.013 m.

L = 64.5 metros.

$$K_{11} = \frac{1}{10^{2/5}} = 0.4$$

$$K_n = \sqrt{1 + 0.5} = 1.22$$

$$\frac{K_{11}}{K_n} = 0.33$$

$$K_m = \frac{1}{6.28} \left[ \text{Ln} \left[ \frac{4}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2 + 1)^2}{8 * 2 * 0.013} + \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] 0.32 \text{ Ln} \frac{8}{3.14 * (10 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.6146$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 \text{ m}$$

$$K_i = 1.51$$

$$E_{\text{malla}} = \frac{5289}{64.5} * 4.155 = 34071 \text{ volts}$$

$E_{\text{malla}}$  23 kv (voltaje de la fuente).

Se observa que el voltaje de malla es muy elevado por lo que se consulta al diagrama de la sección 4.8

Se tiene que:

$$V_{\text{malla}} = I_r * R_r$$

Si  $V_{\text{malla}}$  menor o igual a  $V_{\text{toque}}$

$$V_{\text{toque}} = V_{\text{malla}} = 1234 \text{ volts}$$

$$R_g = \frac{V_{\text{malla}}}{I_{\text{cc}}} = \frac{1234}{4155} = 0.29 \text{ Ohms}$$

Si se lleva la resistencia a tierra a 0.29 Ohms, el voltaje máximo que se presenta durante una falla o sea el voltaje de malla será menor que el voltaje de toque en el cual se puede dañar al personal que labora en la SE'n.

Esto se puede lograr con el método de los electrodos profundos. Se efectúa la perforación hasta obtener una resistencia a tierra de 0.29 Ohms.

#### Ejemplo 4.-

En un edificio se desea construir una red de tierras para una subestación de mediana tensión (23 kv), las dimensiones del local que albergará la subestación (SE'n) son de 5 \* 10 m, la resistividad del terreno es de 20 Ohms-m y la corriente de corto circuito es de 1500 Amp. Ya considerado al factor de crecimiento y la protección opera en medio segundo.

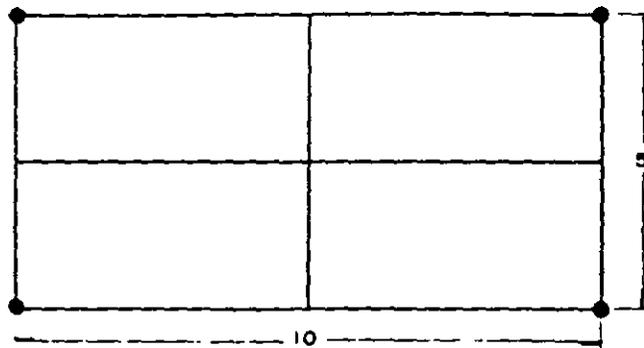
Solución.

Datos:

$$\rho = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$I_{\text{cc}} = 1500 \text{ Amperes}$$

Se procede a efectuar un diseño simple.



Se calculan los voltajes tolerables de paso y toque, si la subestación tiene una tarima de madera cuya resistividad es de 3000 Ohms-m ( $e_s$ ).

$$\text{Potencial de toque a 50 kg} = \frac{116 + 0.17 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de toque a 70 kg} = \frac{157 + 0.24 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 50 kg} = \frac{116 + 0.7 e_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 70 kg} = \frac{157 + e_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_{750\text{kg}} = \frac{116 + 0.17 (3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{626}{0.7} = 894 \text{ Volts}$$

$$P_{770\text{kg}} = \frac{157 + 0.24 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 1240 \text{ Volts}$$

$$P_{790\text{kg}} = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 3166 \text{ Volts}$$

$$P_{770\text{kg}} = \frac{157 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4464 \text{ Volts}$$

Se calcula la resistencia a tierra de la red de tierras por la fórmula general:

$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$e = 20 \text{ Ohms-m}$$

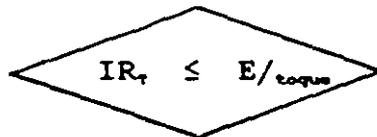
$$L = 45 \text{ (cable)} + 12 \text{ (varillas)} = 57 \text{ m.}$$

$$d = 0.013 \text{ m (cable 4/0)}$$

$$R = \frac{20}{2 * 3.14 * 57} \text{ Ln } \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.05587 * 9.77 = 0.5459$$

Recurriendo al diagrama de flujo del procedimiento de diseño en el paso 7 (diagrama de flujo, inciso 4.7.); tomando el potencial de toque más desfavorable:



$$1500 * 0.54 \leq 894$$

$$810 \leq 894$$

El diseño es correcto.

#### Ejemplo 5.-

El mismo diseño de la red de tierras del ejemplo 4 pero con una resistividad de 50 Ohms-m.

Datos:

$$\rho = 50 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 57 \text{ m.}$$

$$I_{\infty} = 1500 \text{ Amperes}$$

$$d = 0.013 \text{ m (4/0)}$$

$$E_{\text{toque}} = 894 \text{ volts}$$

Solución:

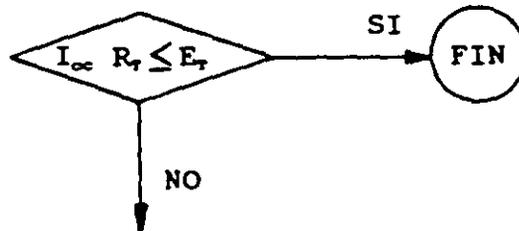
$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.14 \ln 17538$$

$$R = 1.368 \text{ Ohms.}$$

Del diagrama



$$1500 * 1.368 \leq 894 \text{ V.}$$

$$2052 \leq 894$$

Como la respuesta es No, se efectúan los cálculos siguientes:

$$E_1 = \dots K_1 F_1 / L$$

$$E_2 = \dots K_2 F_2 / L$$

$$K_n = \frac{1}{2\pi} \left[ \text{Ln} \left[ \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{kh} \text{Ln} \frac{8}{(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$  (Con electrodos en las esquinas)

$$Kh = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$h = 0.5$  m (profundidad de la malla)

$$h_0 = 1$$
 m

$$Kh = 1.22$$

$$D = 5$$

$$K_n = \frac{1}{6.28} \left[ \text{Ln} \left[ \frac{25}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(5 + 1)^2}{8 * 5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \text{Ln} \frac{8}{(2 * 3 - 1)} \right]$$

$$K_n = 0.16 \quad \text{Ln} (240 + 69 - 9.6) + 0.55$$

$$K_n = 0.824$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172 n$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(3)$$

$$K_1 = 1.172$$

$$E_n = 50 * 0.824 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_n = 1270 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$W = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[ 1 + \frac{1}{5.5} + \frac{0.5}{5} \right] = 0.4$$

$$E_p = 50 * 0.4 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_p = 617 \text{ Volts}$$

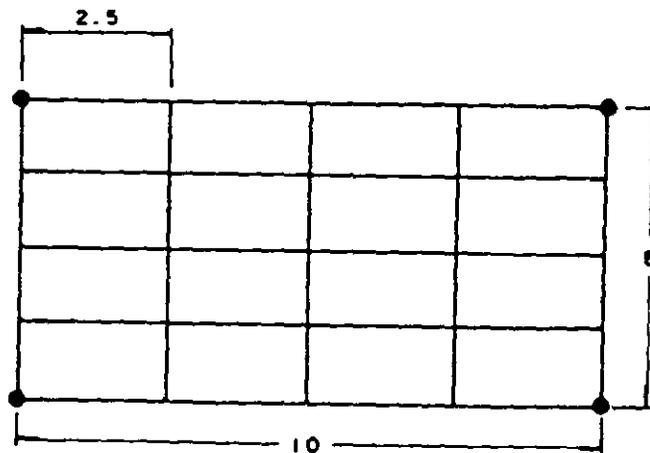
VOLTAJES MAXIMOS QUE SOPORTA EL CUERPO HUMANO (50 Kg)		VOLTAJES MAXIMOS QUE SE PRESENTAN EN UNA FALLA A TIERRA	
$E_p$	3224		617
$E_r$	894		1270

(E malla).

La tabla de resultados indica que el potencial de paso que se presenta durante una falla es inferior al que soporta el cuerpo humano, por lo que el diseño hasta este punto, es adecuado.

El potencial de malla, es el potencial más alto que se presenta durante una falla y es superior al que soporta una persona en esta subestación, por lo que el diseño no es adecuado.

Se rediseña la malla.



Datos:

$$L = 75 + 12 = 87 \text{ m}$$

$$D = 2.5$$

$$n = 5$$

Se procede a efectuar el cálculo de resistencia a tierra, por la fórmula general.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \operatorname{Ln} \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 87} \operatorname{Ln} \frac{4 * 87}{0.013}$$

$$R = 0.091 (10.195) = 0.9277 \text{ Ohms}$$

Del diagrama

$$I_{\text{MT}} = 1500 * 0.9277$$

$$= 1392 \text{ Volts}$$

$$1392 \quad 894$$

Como la respuesta es no, se efectuan los cálculos siguientes:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \operatorname{Ln} \left[ \frac{D^2}{16hD} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{Kh} \right]$$

$$\operatorname{Ln} \left[ \frac{8}{\pi(2n - 1)} \right]$$

$$K_{11} = 1$$

$$K_h = 1.22$$

$$D = 2.5$$

$$K_s = \frac{1}{6.28} \left[ \text{Ln} \left[ \frac{2.5^2}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2.5 + 1)^2}{8 * 2.5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \frac{1}{1.22} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2 * 5 - 1)} \right]$$

$$K_s = 0.16 \left[ \text{Ln} (60 + 47 - 9.6) + 0.82 \text{Ln} 0.28 \right]$$

$$K_s = 0.16 [4.578 - 1] = 0.57$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(5) = 1.51$$

$$E_s = 50 * 0.57 * 1.51 * 1500/87$$

$$E_s = 742 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[ 1 + \frac{1}{3} + \frac{1}{2.5} * 1 \right]$$

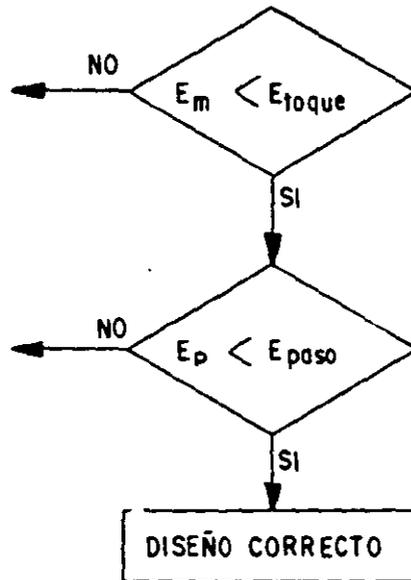
$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} = 0.5 + 0.33 + 0.25 = 1.08$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[ 1 + 0.33 + 0.4 \right] = 0.55$$

$$E_p = 50 * 0.55 * 1.172 * 1500 / 87$$

$$E_p = 555 \text{ Volts}$$

De los diagramas se tiene que:



Como las dos respuestas son si, el diseño es adecuado.

#### 4.11. Cuestionario y Problemas.

1.- Diseñe una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

El local tiene un espacio de  $8 * 4$  m, la resistividad del terreno es de 50 Ohms-m y la corriente de corto circuito es de 800 amp.

2.- Se desea construir una red de tierras de una subestación de distribución, el terreno es bastante grande por lo que el tamaño de la red depende del diseño. La resistividad del terreno es de 80 Ohms-m y la corriente de corto circuito es de 12 000 amperes.

3.- Haga un diseño de una red de tierras para una subestación de mediana tensión (13.8 kv), el tamaño de la SE'n es reducido  $4 * 6$  m, la resistividad es de 100 Ohms.m y la corriente de corto circuito es de 1000 amperes.

## CAPITULO 5

### **NORMAS EN SISTEMAS DE TIERRAS**

En éste capítulo se verán algunos artículos de las normas, tratando de aclarar el contenido, apoyandose con diagramas y comentarios, no es la idea, sustituir las normas, pero es necesario recalcar que existen y que la aplicación correcta de éstas, ayuda a tener un mejor funcionamiento de los sistemas, las normas son dinámicas, por lo tanto, cambian con mucha rapidez, por lo que es posible que pronto existan diferencias entre lo aquí escrito y las normas vigentes.

#### **Artículo 250 - Puesta a tierra.**

##### **A.- Disposiciones Generales.**

250-1. Alcance. Este artículo abarca los requisitos generales para la puesta a tierra y el puenteado de las instalaciones eléctricas y, además, las disposiciones específicas que se dan en (a) a (f) a continuación:

a) Sistemas, circuitos y equipos requeridos, cuya puesta sea permitida o no.

b) El conductor del circuito que debe ponerse a tierra en los sistemas puestos a tierra.

c) Ubicación de las conexiones de los sistemas de puesta a tierra.

d) Tipos y calibres de los conductores, electrodos de puesta a tierra y de los puentes de unión.

e) Métodos para la puesta a tierra y ejecución de los puntos de unión (puenteado).

f) Condiciones en las cuales los resguardos, la separación y el aislamiento puede sustituirse por la puesta a tierra.

Los sistemas y circuitos conductores son puestos a tierra para limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas a fenómenos transitorios en el propio circuito o a contactos accidentales con líneas de mayor tensión así como para estabilizar la tensión a tierra en condiciones normales de operación. Los sistemas y circuitos conductores se ponen a tierra de manera sólida para facilitar la acción de los dispositivos de sobrecorriente en caso de fallas a tierra.

**B.- Puesta a tierra de circuitos y sistemas eléctricos.**

**250-3. Sistemas de corriente directa**

a) Sistema de dos hilos. Los sistemas de corriente directa de dos hilos que alimenten circuitos principales deberán de ser puestos a tierra.

Excepción No. 1: Sistemas equipados con un detector de tierra que alimenten solamente equipos industriales en áreas limitadas.

Excepción No. 2: Sistemas que funcionan a no más de 50 V entre conductores.

Excepción No. 3: Sistemas que funcionan a más de 300 V entre conductores.

Excepción No. 4: Sistemas de corriente directa obtenidos de un rectificado alimentado por un sistema de corriente alterna que cumpla con las disposiciones de la sección 250-5.

**Excepción No. 5:** Circuitos de corriente directa de señalización para protección contra incendio, de corriente máxima de 0.030 A, como está especificado en el Artículo 760, parte C.

b) Sistema de tres hilos. El conductor neutro de los sistemas de corriente directa, de tres hilos que alimentan circuitos principales deberá ponerse a tierra.

**250-5.** Circuitos y sistemas de corriente alterna que deben ser puestos a tierra. Los circuitos y sistemas de corriente alterna serán puestos a tierra en las condiciones indicadas en (a), (b), (c) o (d) que se mencionan más adelante. Los demás circuitos y sistemas pueden ser puestos a tierra.

a) Circuitos de corriente alterna de menos de 50 V. Los circuitos de corriente alterna de menos de 50 V estarán puestos a tierra en cualquiera de las condiciones siguientes:

1) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema de alimentación tiene más de 150 V a tierra.

2) Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema que alimenta el transformador no está puesto a tierra.

3) Cuando son instalados como conductores aéreos fuera del inmueble.

b) Sistemas de corriente alterna de 50 V a 1000 V. Los sistemas de corriente alterna de 50 V a 1000 V que alimentan

circuitos y sistemas estarán puestos a tierra en cualquiera de los casos siguientes:

1) Cuando el sistema puede ser puesto a tierra de tal manera que la tensión máxima a tierra de los conductores sin conexión a tierra no sea mayor de 150 V.

2) Cuando el sistema es conectado en 3 fases, 4 hilos, y el neutro como conductor del circuito.

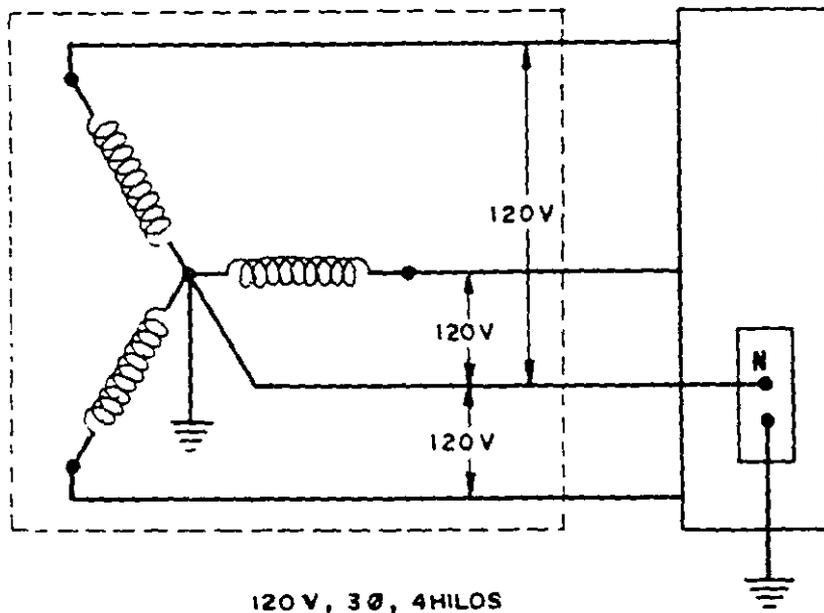


Fig. 5.1.- Cuando un sistema es en estrella de 3 fases, 4 hilos, el neutro es puesto a tierra, como se muestra...

3) Cuando el sistema está conectado en delta 3 fases, 4 hilos, el punto medio del devanado de una de las fases es usado como un conductor del circuito.

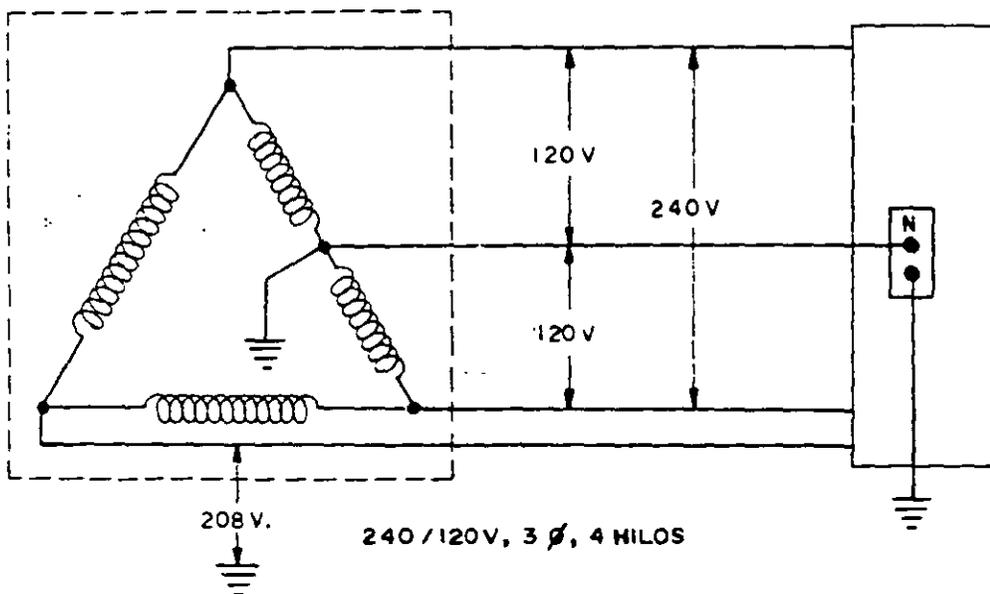


Fig. 5.2.- En un sistema conectado en delta donde el punto medio de una fase se conecta a tierra, como se muestra en la figura.

4) Cuando un conductor de acometida no está aislado de acuerdo con las Secciones 230-22, 230-30, 230-41.

d) Sistemas derivados separadamente. Un sistema de un circuito principal alimentado de un generador, transformador o de un

convertidor y que no tenga ninguna conexión eléctrica directa, incluyendo un conductor puesto sólidamente a tierra para alimentar conductores que se originen en otro sistema, se pondrá a tierra como lo exige la sección 250-26, si así se requiere según las disposiciones (a) y (b) anteriores.

250-25. Conductor que debe ser puesto a tierra en sistemas de corriente alterna. Para sistemas con circuitos principales en corriente alterna se pondrá a tierra el conductor como se especifica de 1 a 5 a continuación:

- 1) Sistemas monofásicos de dos hilos: Un conductor

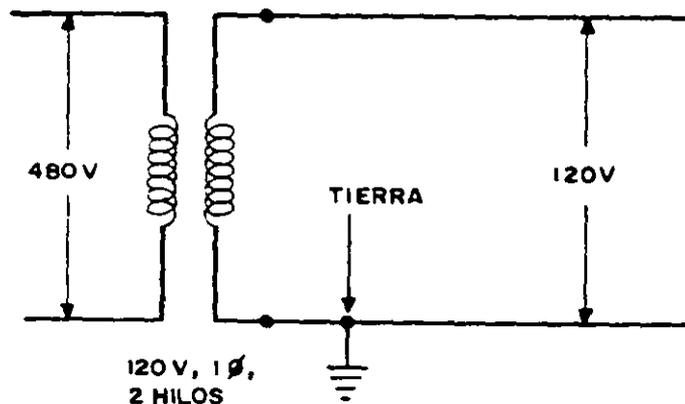


Fig. 5.3.- Puesta a tierra de un sistema monofásico.

2) Sistemas monofásicos de tres hilos: el conductor neutro.

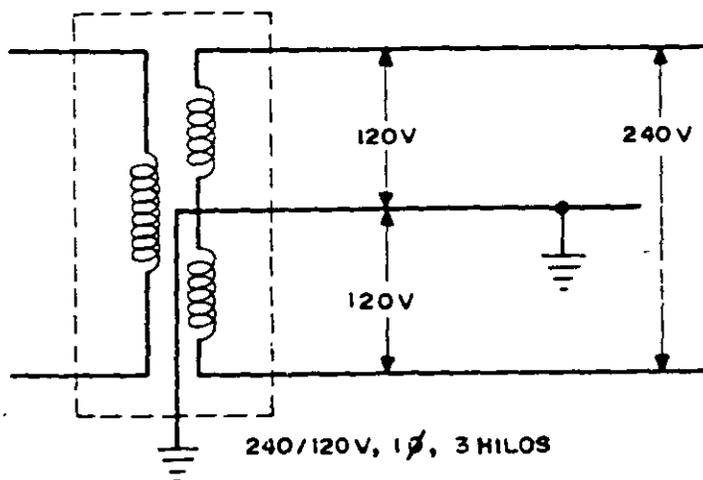


Fig. 5.4 Sistema monofásico de tres hilos.

Este tipo de sistemas, también se les conoce como Edison y en México se encuentran algunos algunos fraccionamientos alimentados con este tipo de energía, la diferencia con un sistema bifásico radica en que el ángulo en el primero es 120 grados mientras que en este tipo de sistemas es de 180 grados.

3) Sistemas polifásicos que tienen un conductor común a todas las fases: el conductor común.

4) Sistemas polifásicos que requieren tener una fase puesta a tierra: el conductor de una fase.

5) Sistemas polifásicos en el cual una fase empleada como se especifica en (2): el conductor neutro.

Los conductores puestos a tierra deben identificarse por los mecanismos especificados en el Artículo 200.

#### **D. Puesta a tierra de gabinetes.**

250-32. Canalizaciones y ductos de acometida. Los gabinetes y ductos metálicos para los conductores de acometida y los equipos deberán ser puestos a tierra.

250-42. Equipos fijos o conectados por métodos de alambrado permanente. Las partes metálicas descubiertas de equipos fijos, no destinadas a transportar corriente y que tengan probabilidades de llegar a ser energizadas, deben ser puestas a tierra cuando exista cualesquiera de las condiciones especificadas en (a) a (f), a continuación:

a) Distancias vertical y horizontal. Cuando estén dentro de una distancia de 2.40 m (8 pies) verticalmente o de 1.50 m (5 pies) horizontalmente de la tierra, o de los objetos metálicos puestos a tierra y expuestos a contacto de personas.

b) Lugares húmedos o mojados. Cuando están ubicadas en lugares húmedos o mojados no están aisladas.

c) Contacto eléctrico. Cuando estén en contacto eléctrico con metales.

d) Lugares (clasificados) peligrosos. Cuando estén en lugares (clasificados) peligrosos, de acuerdo con los Artículos 500 a 517.

e) Métodos de alambrado. Cuando los equipos estén alimentados por cables con revestimiento metálico, cubierta metálica, canalizaciones u otros métodos de alambrado, los cuales proveen una puesta a tierra de equipo, excepto lo permitido en la Sección 250-33 para tramos cortos de cubiertas metálicas.

f) Más de 150 V a tierra. Cuando el equipo funciona con cualquiera de sus terminales a mas de 150 V a tierra.

**Excepción No. 1:** Las cubiertas de interruptores automáticos que no sean equipos de acometida y que solo sean accesibles a personas calificadas.

**Excepción No. 2:** Las estructuras metálicas de aparatos calentados eléctricamente exceptuados por permiso especial en cuyo caso la estructura debe estar permanentemente y efectivamente aislada de tierra.

**Excepción No. 3:** Aparatos de distribución, tales como cajas de transformadores o condensadores montados en postes de madera a una altura que sobrepase los 2.40 m (8 pies) sobre tierra a nivel del piso.

**Excepción No. 4:** El equipo de protección con un sistema de doble aislamiento o su equivalente, no se requiere que sean puestos a tierra. Cuando tal sistema es empleado, el equipo deberá estar marcado para su identificación.

250-43 Equipos fijos conectados por métodos de cableado permanente.

Disposiciones específicas. Cualquiera que sea la tensión, las partes metálicas descubiertas y no destinadas a transportar corriente de las clases de equipos descritos de (a) a (j) que siguen, serán puestas a tierra.

a) Cuadros de distribución. Las estructuras y armazones de cuadros de distribución que soportan equipos de maniobra.

**Excepción:** Armazones de cuadros de distribución de corriente continua de dos hilos cuando están efectivamente aislados a tierra.

b) Organos. Armaduras de generadores y motores de órganos eléctricos.

Excepción: Cuando el generador está efectivamente aislado de tierra y del motor que lo acciona.

c) Armazón de motores. Las armazones de motores, como está indicado en la Sección 430-142.

d) Cubiertas de controladores de motores. Cubiertas de controladores de motores.

Excepción 1: Gabinetes o ductos fijos para equipo portátil subterráneo.

Excepción 2: Cubiertas alineadas de interruptores de resorte.

e) Grúas y elevadores de carga. Equipo eléctrico para grúas y elevadores.

f) Cocheras comerciales, teatros y estudios de cine móviles. Equipos eléctricos en cocheras comerciales, teatros y estudios de cine móviles.

Excepción: Los portalámparas colgantes alimentados por circuitos de tensión a tierra no mayor de 150 V

g) Anuncios eléctricos. Los anuncios eléctricos y equipos asociados.

h) Equipos de proyección de cine.

i) Circuitos de control remoto, señalización de protección contra el fuego. El equipo alimentado por circuitos de señalización y de control remoto, y de señalización de protección contra el fuego Clases 1, 2 y 3, cuando la parte B de este Artículo especifique que esos circuitos deben estar conectados a tierra.

j) Luminarias. Las luminarias, como se indica en la parte E del artículo 410.

k) Bombas de agua operadas con motor. Las bombas de agua operadas con motor incluyendo las de tipo sumergible.

l) Ademe metálico para pozo de agua. Cuando una bomba sumergible es usada en un pozo de agua con ademe metálico, el ademe debe unirse al conductor de puesta a tierra del circuito de la bomba.

250-44 Equipos no eléctricos. Se pondrán a tierra las partes metálicas de equipos no eléctricos indicados de (a) a (e) siguientes:

a) Grúas. Estructuras y carriles de grúas operadas eléctricamente.

b) Cabina de ascensores. Estructuras metálicas de cabinas de elevadores no operados eléctricamente a las cuales están sujetos conductores eléctricos.

c) Elevadores eléctricos. Los cables metálicos de maniobra accionados a mano o cables de elevadores eléctricos.

d) Separaciones metálicas. Separaciones metálicas, rejillas y cubiertas metálicas similares que rodean equipos con tensiones superiores a 1 KV o más entre conductores, a menos que estén en Subestaciones o bóvedas que dependan solamente de las compañías de servicio eléctrico.

e) Casas móviles y vehículos de recreo. Las casas móviles y vehículos recreativos como está especificado en los Artículos 550 y 551.

Nota: Cuando existen partes metálicas extensas en los inmuebles, que puedan quedar energizadas y ser tocadas por

personas, su conexión a tierra adecuada dará seguridad adicional.

250-45 Equipo conectado con cordón y clavija. Se pondrán a tierra las partes metálicas descubiertas que no transportan corriente y que pueden quedar energizadas, en los equipos conectados con cordón y clavija, en cualquiera de los casos descritos en (a) a (d) siguientes.

a) En lugares (clasificados) peligrosos. (Véase los Artículos 500-517)

b) Mayores de 150 V a tierra. Cuando operan a más de 150 V respecto a tierra.

Excepción 1: Los motores, si están protegidos.

Excepción 2: Las envolventes metálicas de aparatos calentados eléctricamente exceptuados por permiso especial en cuyo caso la envolvente está permanente y efectivamente aislada a tierra.

Excepción 3: Equipo de información y procesamiento de datos y de oficina, protegido por un sistema de dobles aislamiento o su equivalente, no se requiere que sea puesto a tierra, cuando tal sistema es empleado, el equipo deberá estar marcado para su identificación.

c) En propiedades residenciales.

1) Refrigeradores, congeladores y aparatos de aire acondicionado.

2) Lavadoras y secadoras de ropa, lavaplatos y equipos eléctricos para acuarios.

3) Herramientas manuales operadas por motor, herramientas operadas por motor, fijas y estacionarias, herramientas operadas por motor para industria ligera.

4) Aparatos operados por motor de los siguientes tipos:  
podadoras y limpiadores de pisos a base de agua.

5) Lámparas de mano portátiles.

**Excepción:** Las herramientas y aparatos portátiles y protegidos por un sistema aprobado de aislamiento doble o su equivalente, no necesitan conectarse a tierra. Al estar provisto de tal sistema aprobado el equipo ha de llevar marcas que lo señalen como tal.

d) En propiedades no residenciales.

1) Refrigeradores, congeladoras y aparatos de aire acondicionado.

2) Lavadoras y secadoras de ropa, lavaplatos, bombas de sumidero y equipo eléctrico de acuarios, equipo de procesamiento de datos y computadoras.

3) Herramientas manuales operadas por motor. Herramientas operadas por motor fijas y estacionarias, herramientas operadas por motor para uso de industria ligera.

4) Aparatos operados por motor de los siguientes tipos,  
podadoras y limpiadores de pisos a base de agua.

5) Aparatos conectados con cordón y clavija en lugares húmedos o mojados o que sean utilizados por personas paradas en tierra o sobre pisos metálicos o trabajando dentro de tanques metálicos o calderas.

6) Herramientas que puedan usarse en lugares conductivos y húmedos.

7) Lámparas portátiles.

**Excepción 1:** Las herramientas y lámparas portátiles que eventualmente hayan de ser utilizadas en lugares mojados y

conductivos, no necesitan estar puestas a tierra cuando estén alimentadas por un transformador de aislamiento con secundario no puesto a tierra de no mas de 50 V.

**Excepción 2:** Las herramientas operadas con motor, fijas y estacionarias, uso industrial, portátiles y los aparatos que estén protegidos por un sistema aprobado de doble aislamiento o su equivalente, no necesitan conectarse a tierra. Al estar provisto de tal sistema aprobado, el equipo ha de llevar marcas distintivas que lo señalen como tal.

**Nota:** En relación con (c) y (d), las herramientas o aparatos portátiles que no están provistos con un aislamiento doble o protección puesta a tierra no están destinados para usarse en lugares húmedos, mojados o conductivos, siempre y cuando estén puestos a tierra.

**250-46 Separación a los pararrayos.** Las canalizaciones metálicas, cubiertas, estructuras u otras partes metálicas de equipos eléctricos que no transportan corriente, se mantendrán a 1.80 m (6 pies) de distancia por lo menos, de los conductores de bajada de los pararrayos, si esto no es posible, deben tener puentes de unión a los electrodos o varillas.

**Nota:** Véase las Secciones 25-56 y 800-40 (b) (3) (3).

#### **F Métodos de puesta a tierra.**

**250-50 Conexiones del conductor de puesta a tierra de equipos.** Las conexiones del conductor para puesta a tierra de equipos del lado de la fuente, en sistemas derivados separadamente, serán hechas de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-26 a); en el equipo de acometida, tal conexión se hará de la manera que se indica en (a) o (b) siguientes:

a) Para sistemas puestos a tierra. La conexión se hará puenteando el conductor de puesta a tierra del equipo al conductor puesto a tierra de la acometida y al conductor del electrodo de puesta a tierra.

b) Para sistemas no puestos a tierra. La conexión se hará puenteando el conductor de puesta a tierra del equipo al conductor del electrodo de puesta a tierra.

Excepción para (a) y (b) arriba indicadas: Para reemplazo de contactos de tipo sin conexión a tierra por contactos del tipo con conexión a tierra (polarizadas) y para extensiones del circuito derivado solo en instalaciones existentes que no tengan un conductor de equipo con conexión a tierra en el circuito derivado, el sistema de acuerdo con la Sección 250-81.

Nota: Ver la Sección 210-7 (d). Excepción, para el uso de contactos del tipo de interruptor de circuito con falla a tierra.

250-51 Trayectoria efectiva de puesta a tierra. La trayectoria a tierra desde circuitos, equipos y cubiertas debe (1) ser permanente y continuo; (2) tener suficiente capacidad de conducción de corriente para transportar con toda seguridad cualquier corriente de falla que pueda circular por él y (3) tener una impedancia suficientemente baja para limitar el potencial respecto a tierra y asegurar el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente del circuito.

La tierra no deberá ser usada como un único conductor del equipo con conexión a tierra.

#### G Puenteado.

250-70 Disposiciones generales. Se Proveerán puentes de unión cuando sean necesarios para garantizar la continuidad

eléctrica y la capacidad para transportar con seguridad cualquier corriente de falla que pueda producirse y mantener un potencial eléctrico común.

250-73 Armadura o cinta metálica de cable de acometida. En los cables de acometida que tienen un conductor desnudo puesto a tierra y en contacto eléctrico continuo con su armadura o cinta metálica se considera que la cubierta metálica está puesta a tierra en forma adecuada.

250-74 Conexión de la terminal de puesta a tierra del contacto a la caja. Se conectará la terminal de puesta a tierra de los contactos del tipo de puesta a tierra a la caja puesta a tierra con un puente de unión.

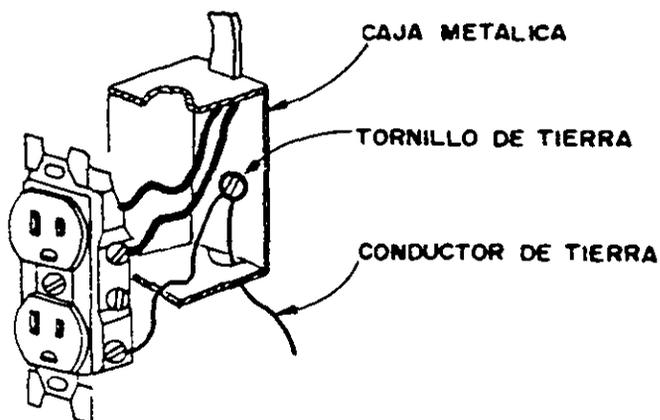


Fig. 250-18

Excepción No. 1: Cuando la caja es montada en la superficie, el contacto directo de metal entre el puente soporte del dispositivo y la caja se puede considerar como puesta a tierra. Esta Excepción no se aplicará a contactos cubiertos y empotrados a menos de que la combinación de la caja y la cubierta están aprobados para proveer continuidad satisfactoria de puesta a tierra entre la caja y el contacto.

**Excepción No. 2:** Los dispositivos de contacto o soportes diseñados y aprobados para el uso de pueden usar en conjunto con los tornillos de soporte, para establecer el circuito de puesta a tierra entre el puente soporte del dispositivo y las cajas empotradas.

**Excepción No. 3:** Las cajas de piso diseñadas y aceptadas para proporcionar una continuidad a tierra satisfactoria entre la caja y el dispositivo.

**Excepción No. 4:** Cuando es requerido para reducir el ruido eléctrico (interferencia electromagnética) en el circuito de puesta a tierra, se puede permitir el uso de un contacto en el cual el contacto de tierra está voluntariamente aislada del medio de montaje del contacto. El contacto de tierra del contacto debe ponerse a tierra por un conductor aislado de puesta a tierra del equipo instalado junto con los conductores del circuito. Se permitirá que el conductor puesto a tierra pase a través de uno o mas tableros sin conectarlo a la terminal del tablero con puesta a tierra como se permite en la Sección 384-20 excepto cuando termina en la estructura o en el inmueble en la terminal del conductor de puesta a tierra del equipo del sistema derivado o acometida.

**Nota:** El uso de un conductor aislado de puesta a tierra del equipo no releva del cumplimiento del requisito de poner a tierra la canalización y la caja de salida.

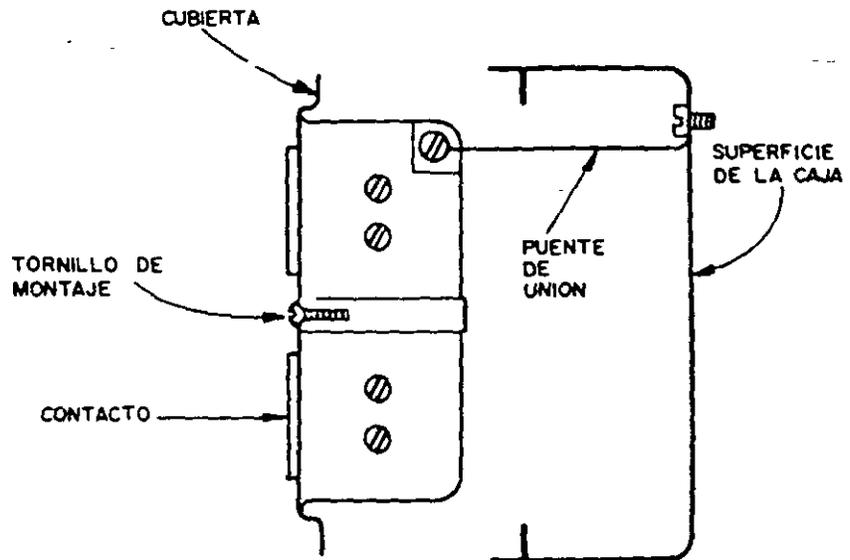


Fig. 250-28A

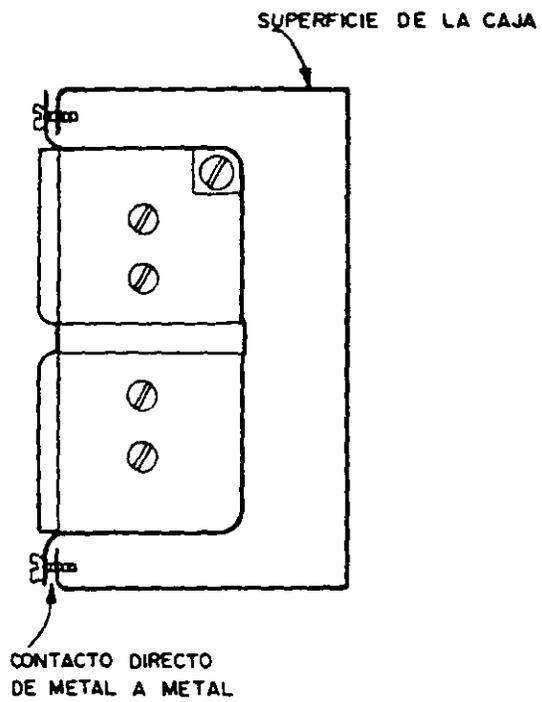


Fig. 250-28B

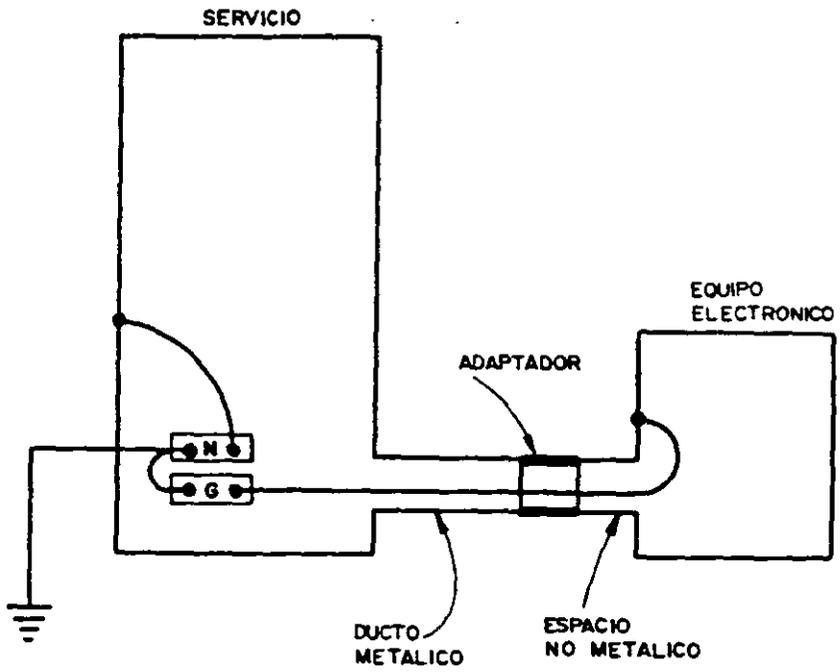


Fig. 250-30(a)

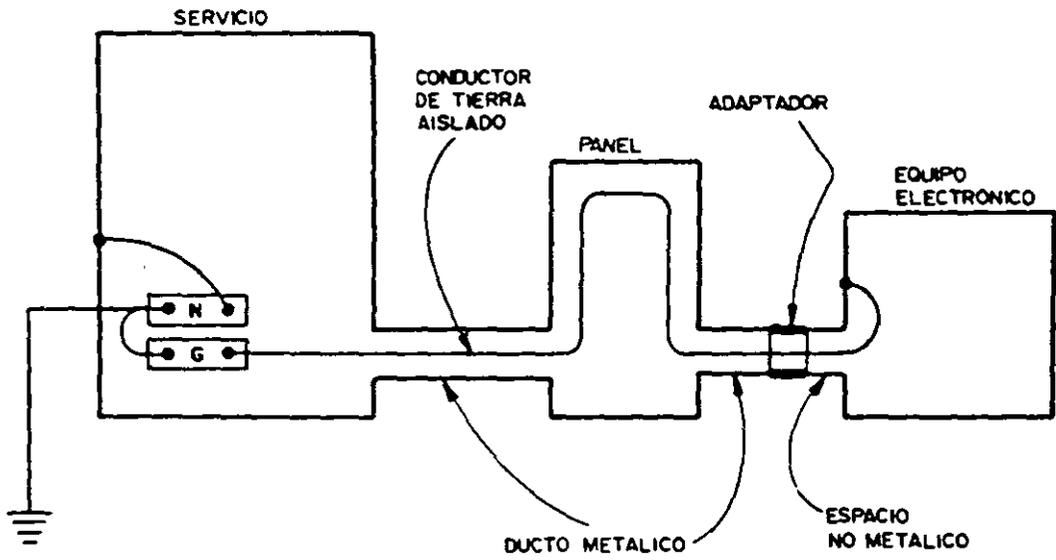


Fig. 250-30(b)

250-75 Puente de unión para ductos o gabinetes. Se colocarán puentes de unión donde sea necesario en las canalizaciones metálicas, charolas de cables, armaduras de cables, cubiertas metálicas de cables, cubiertas de equipos, estructuras accesorios y otras partes metálicas que no transportan corriente y que deben servir como conductores de puesta a tierra, con o sin el uso de conductores con puesta a tierra del equipo suplementario, cuando es necesario asegurar en forma efectiva la continuidad eléctrica y la capacidad de conducción para transportar de manera segura cualquier corriente de falla que pueda circular por ellos.

Toda la pintura no conductiva, esmalte o recubrimiento similar, debe quitarse de las roscas, puntos de contacto y superficies de contacto, o bien se usarán medios de conexión diseñados de manera que hagan innecesario su retiro.

**Excepción:** Donde se requiere para la reducción del ruido eléctrico (interferencia electromagnética) en el circuito de puesta a tierra, un equipo dentro de un gabinete alimentado por un circuito derivado puede ser aislado de las charolas que alimenten el circuito siempre y cuando se utilicen charolas no metálicas con puntos de contacto hechos con accesorios aislados también. La charola metálica debe cumplir con lo previsto en este Artículo y tener un conductor de puesta a tierra del equipo aislado de acuerdo con la Sección 250-74, Excepción 4. Puesta a tierra de gabinetes de equipo.

**Nota:** El uso de un conductor de puesta a tierra aislado para equipo, no libera los requisitos de puesta a tierra para los sistemas de charola o tubería.

## 250-79 Puentes de unión principal y del equipo.

a) Material. Los puentes de unión principal y para el equipo serán de cobre o de otro material resistente a la corrosión. Un puente de unión principal deberá ser un alambre, una barra, un tornillo o un conductor similar adecuado.

b) Construcción. Cuando un puente de unión principal consiste en un tornillo solamente, este debe ser identificado con un color verde y debe ser visible.

c) Método de fijación. Los puentes de unión principales y para el equipo deben ser fijados de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-113 para circuitos y equipos, y de la Sección 250-115 para los electrodos de puesta a tierra.

d) El calibre del puente de unión del equipo en el lado de la alimentación y del puente de unión principal. El puente de unión no será menor que los calibres indicados en la tabla 250-94 para los conductores del electrodo de puesta a tierra. Cuando los conductores de fase de la entrada de acometida sean mayores que el calibre 1100 kc mil de cobre o del 1750 kc mil de aluminio, los puentes de unión tendrán el área de su sección no menor de 12.5 % del área del conductor de fase de mayor tamaño, excepto cuando estos conductores y el puente sean de materiales diferentes (cobre o aluminio), en cuyo caso se elegirá el calibre del puente de unión de capacidad en amperes equivalente al que tendría si fuera del mismo material que los conductores de fase. Cuando los conductores de entrada de la acometida están en paralelo en dos o mas canalizaciones o cables, el puente de unión del equipo, donde sea tendido con las canalizaciones o cables, deberá correr en paralelo. El calibre del puente de unión para

cada canalización o cable se basará en el tamaño de los conductores de entrada de la acometida en cada canalización o cable.

El puente de unión para un conductor de puesta a tierra de un electrodo de una canalización o armadura de cable como se menciona en la Sección 250-92 (b) deberá ser del mismo calibre o mas grande que el requerido para un conductor de puesta a tierra de un electrodo cubierto.

e) El calibre del puente de unión del equipo en el lado de carga de la acometida. El puente de unión en el lado de carga de los dispositivos de sobrecorriente de la acometida no debe ser menor que los calibres indicados en la tabla 250-95. Se permitirá un solo, puente de unión, común y continuo para equipo, para unir dos o más canalizaciones o cables cuando el puente de unión sea del calibre de acuerdo con la tabla 250-95. Se permitirá un solo, puente de unión, común y continuo para equipo, para unir dos o más canalizaciones o cables cuando el puente de unión sea del calibre de acuerdo con la tabla 250-95 para el dispositivo de sobrecorriente más grande que alimenten los circuitos internos.

Excepción: El puente de unión del equipo puede ser menor que los conductores del circuito que alimentan el equipo, pero no será menor que la sección transversal de 2.08 mm<sup>2</sup> (14 AWG).

f) Instalación. Puente de unión de los equipos. Los puentes de unión para los equipos se podrán instalar dentro o fuera de la canalización o de la cubierta. Cuando se instales del lado de afuera, la longitud de este puente para equipos no excederá 1.80 m (6 pies) y deberá seguir la ruta trazada por la canalización o la cubierta. Cuando se instale dentro de una canalización, el

puede de unión del equipo deberá cumplir con los requisitos de la Sección 254-114 y 310-12 (b).

**250-80 Puenteado en sistemas de tubería.**

a) Tubería metálica para agua. Los sistemas interiores de tubería metálica para agua siempre se conectarán con un puente de unión a la cubierta metálica del equipo de acometida y al conductor puesto a tierra en la acometida, así como al conductor del electrodo de puesta a tierra, cuando éste es del calibre suficiente, o a cada uno de los electrodos de puesta a tierra usados. La selección de la sección transversal esos puentes de unión deberán estar de acuerdo con las indicaciones de la tabla 250-94 y se instalarán de acuerdo con lo establecido en la Sección 250-92 incisos (a) y (b). Los puntos de conexión del puente de unión serán accesibles.

Excepción: En inmuebles de vivienda múltiples, cuando el sistema interno de tubería para agua de las viviendas individuales sea metálica y esté metálicamente aislado de todas las otras viviendas usando tubería no metálica para agua, se permitirá que el sistema interno de tubería metálica este puenteado al tablero o a la caja de cuadros de distribución (que no sea el equipo de acometida) que alimenta esa vivienda. El puente de unión deberá ser calibrado de acuerdo con la tabla 250-95.

b) Otras tuberías metálicas. Los sistemas interiores de tubería metálica que pudiesen ser energizados deberán ser conectados con puentes de unión a la cubierta del equipo de acometida, al conductor puesto a tierra en la acometida, al conductor del electrodo de puesta a tierra cuando es de calibre

suficiente, o uno o mas de los electrodos de puesta a tierra usados. La selección de calibre de esos puentes de unión se hará de acuerdo con las indicaciones de la tabla 250-95, utilizando la capacidad nominal del circuito que pudiera energizar la tubería.

El conductor de puesta a tierra de equipos para el circuito que pudiera energizar la tubería podrá ser utilizado como el mismo medio de conexión del puente.

Nota: Uniendo todas las tuberías y ductos metálicos de aire en contacto con circuitos eléctricos, proporciona mayor seguridad.

#### H Sistemas de electrodos de puesta a tierra.

250-81 Sistemas de electrodos de puesta a tierra. En cada inmueble o estructura a servirse, el sistema de electrodos de puesta a tierra se formará interconectando cada una de las partes que se indican en este Artículo de la Sección de (a) a (e). Los puentes de unión se dimensionarán según la Sección 250-94, se instalarán de acuerdo con la Sección 250-92 (a) y (b) y se conectarán como se especifica en la Sección 250-115. El conductor del electrodo de puesta a tierra sin ningún empalme podrá llevarse a cualquiera de los electrodos disponibles del sistema de electrodos de puesta a tierra y será dimensionado tomando el mayor calibre requerido para todos los electrodos disponibles.

Se recomienda el uso de electrodos fabricados especialmente para la puesta a tierra si se hace por procesos irreversibles como lo es con conectores de tipo compresión o procesos de soldadura exotérmica.

a) Electrodo de acero con cubierta de cobre. Consiste en una varilla redonda con una longitud de 3 m (10 pies) o más, con diámetro de 13 mm (0.5 pulgadas), 16 mm (5/8 de pulgada) 19 mm (3/4) de pulgada), el acero le da dureza y el cobre resistencia a la corrosión y mejor conductividad, el espesor de cobre debe tener 0.25 mm como mínimo.

b) Tubería metálica de agua enterrada. Una tubería metálica de agua enterrada, con 3 m (10 pulgadas) o más en contacto directo con la tierra (incluyendo cualquier cubierta metálica de pozos efectivamente conectada al tubo) y que sea eléctricamente continua hasta los puntos de conexión del electrodo de puesta a tierra, (o que se haga eléctricamente continua o puenteando las uniones y tramos de tubería aislantes).

La continuidad eléctrica de la trayectoria de puesta a tierra o la conexión a la tubería interior no podrá basarse en la conexión a través de medidores de agua. La tubería subterránea para agua se complementará con un electrodo adicional de uno de los tipos especificados en las Secciones 250-81 (a) ó 250-83.

El electrodo complementario se podrá puentear en un punto conveniente al conductor de puesta a tierra de la acometida, la canalización y la cubierta de acometida de puesta a tierra, o de la tubería metálica de agua enterrada.

Cuando el electrodo complementario esté construido de acuerdo con la Sección 250-83 (c) y (d), esa porción del puente de unión, la cual es la única conexión al electrodo complementario de puesta a tierra, no se requerirá que sea mayor que la sección transversal de el conductor de cobre de sección transversal de 13.30 mm<sup>2</sup> (6 AWG) o el conductor de aluminio de

sección transversal de  $21.15 \text{ mm}^2$  (4 AWG).

c) Estructura metálica del inmueble. La estructura metálica del inmueble, cuando está puesta a tierra.

Nota: Efectivamente puesta a tierra significa una conexión o conexiones a tierra de una impedancia lo suficientemente baja y una capacidad de conducción de corriente suficiente para prevenir la elevación de tensión que resulta en condiciones de falla y que puede poner en peligro a los equipos o a las personas.

d) Electrodo empotrado en concreto. Un electrodo es aceptable si está formado por lo menos de 6 m (20 pies) de una o más barras o varillas de acero de reforzado de no menos de 1.25 cm (1/2 pulgada) de diámetro; o consistente en una barra desnuda de cobre de al menos 6 m (20 pies) de longitud y de sección transversal de  $21.15 \text{ mm}^2$  (4 AWG), embutido al menos 5 cm (2 pulgadas) dentro de una plancha o base de concreto directo con la tierra.

e) Anillo de tierra. Un anillo de tierra que consiste en un conductor de cobre desnudo, de sección transversal no menor de  $33.6 \text{ mm}^2$  (2 AWG) de longitud no menor de 6 m (20 pies), enterrado en contacto directo con la tierra a una profundidad de 80 cm (2.5 pies) del nivel del terreno y que rodee al inmueble o estructura.

250-83 Electrodo artificial (electrodo construido especialmente). Donde no se disponga de alguno de los electrodos indicados en los Artículos precedentes o que no cumplan con los requisitos especificados en la Sección 250-84, sobre todo en lugares donde el terreno es muy seco, arenoso, rocoso, se puede recurrir a los siguientes métodos de electrodos especiales.

a) **Electrodos profundos.** Este tipo de electrodos consiste de un conductor de baja impedancia instalado en perforaciones profundas, hasta encontrar terrenos de baja resistividad a niveles de mayor humedad.

b) **Electrodos horizontales.** Consiste de instalar un conductor de cobre desnudo enterrado en forma horizontal a una profundidad que va de 50 cm (20 pulgadas) a 100 cm (40 pulgadas), de diferentes configuraciones, los más usuales son ángulo recto, estrella, en cruz, en cuadro, etc.

c) **Electrodos químicos.** En este método se modifica el medio que rodea al electrodo, bajando la resistividad del suelo, los más recomendables son:

1) **Bentonita.** Es una arcilla cuya virtud principal radica en absorber agua y retenerla, se coloca alrededor del electrodo y forma un buen camino para las corrientes eléctricas que se drenan a tierra no es corrosiva.

2) **Carbón mineral (coque).** Se extrae de minas y se usa también en hornos de fundición.

3) **Otros.** Existen otros electrodos químicos que dan resultados satisfactorios, pero que por tener patente, se consiguen en ciertas casas comerciales.

**Nota:** No se recomienda el uso de sal ya que se disuelve con la lluvia, a menos que el espacio que ocupa el electrodo este controlado o se le de un mantenimiento constante, tampoco el uso de sulfatos ya que corroen el electrodo con mucha facilidad.

d) **Electrodos múltiples.** Consiste en colocar electrodos en diferentes cantidades y configuraciones, espaciados una distancia determinada uno de otro, generalmente 3 m, las configuraciones

más usadas son: 2 electrodos en línea, 3 en línea, 3 en delta, etc.

Nota: Se permite el uso de una combinación de electrodos múltiples con químicos, por ejemplo en delta con bentonita. Siempre que las condiciones del caso lo permitan, los electrodos deben enterrarse hasta sobrepasar el nivel de la humedad permanente, cuando se encuentre un lecho de roca, puede enterrarse horizontalmente a la mayor profundidad que permite el terreno. Cuando se usan sistemas de electrodos para distintos fines, como los circuitos de comunicación, pararrayos de edificios, etc. cada electrodo de un sistema debe distar, por lo menos 1.80 m (6 pies) de los otros sistemas.

Si el terreno está compuesto por tepetate, terreno duro, se recomienda excavar y luego introducir el electrodo.

e) Sistema de tubería metálica enterrada para gas. El sistema de tubería metálica enterrada para gas no debe usarse como electrodo de puesta a tierra.

f) Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos. Otras estructuras o sistemas metálicos subterráneos tales como sistemas de tubería y tanques enterrados.

g) Electrodos de placa. Cada electrodo de placa no deberá tener menos de 0.186 m<sup>2</sup> (2 pies cuadrados) de superficie en contacto con el suelo. Las placas de fierro o acero deberán tener por lo menos 6.35 mm de espesor (1/4 de pulgada), Las placas de metal no ferroso deben tener por los menos 1.52 mm de espesor (0.06 pulgadas).

h) Electrodos de aluminio. No se permite el uso de electrodos de aluminio ya que se corroe fácilmente.

**250-84 Resistencia de electrodos artificiales.** El valor de la resistencia a tierra de los electrodos no debe ser mayor de 25  $\Omega$  para casas habitación, comercio, oficinas o locales considerados como de concentración pública, con acometidas en baja tensión. En las condiciones mas desfavorables (época de estiaje). Cuando no se puede lograr este valor de resistencia con un electrodo se debe acudir a los métodos descritos anteriormente, los sistemas de tubería metálica continua y subterránea para conducir agua fría, tienen, en general, una resistencia a tierra menor de 3  $\Omega$ . Las armazones metálicas de edificios, la tubería metálica de edificios, la tubería metálica de revestimiento de pozos y otros sistemas locales de tubería metálica subterránea tienen, en general, una resistencia a tierra considerable menor a 25  $\Omega$ . Se deben efectuar mediciones periódicas para verificar el estado del electrodo. En sitios especiales donde se quiera una resistencia a tierra menor como pueden ser edificios que contengan equipos de cómputo, de comunicaciones o equipo electrónico, en general se debe recurrir a las tierras especiales 250-83 de (a) a (d).

Para subestaciones de distribución de edificios de uso industrial o comercial véase la Sección 2403-2 (c). Para las bajadas de tierra de los pararrayos un valor recomendable es de 10  $\Omega$ .

Excepción: Para terrenos con resistividad mayor de 3000  $\Omega$ -m, se permite que los valores anteriores sean el doble para cada caso.

**250-86 Uso de electrodos de pararrayos.** Los electrodos de puesta a tierra de los pararrayos no se deben usar como puesta

a tierra de equipos y sistemas. Esta prohibición no está en contra de la unión de los diferentes sistemas de puesta a tierra.

Nota: La unión de los diferentes sistemas de tierra limita las diferencias de potencial entre ellos y los sistemas involucrados.

#### J Conductores de puesta a tierra.

250-91 Material. El material de los conductores de puesta a tierra será como se indica en (a), (b) y (c) a continuación.

a) Conductor del electrodo de puesta a tierra. El conductor del electrodo de puesta a tierra debe ser de cobre, aluminio o aluminio revestido de cobre. El material elegido será resistente a toda condición de corrosión. El conductor puede ser solido o cableado con cubierta o desnudo y debe ser instalado en un solo tramo sin uniones ni empalmes.

Excepción No. 1: Se permitirán empalmes en barras.

Excepción No. 2: Cuando una acometida está compuesta por más de una cubierta, como se permite en la Sección 230-40, Excepción 2, se permitirá conectar con derivaciones al conductor del electrodo de puesta a tierra. Cada una de las derivaciones se extenderá al lado interior de la correspondiente cubierta. La selección del calibre del conductor del electrodo de puesta a tierra se hará de acuerdo con las indicaciones de la Sección 250-94, pero se permitirá dimensionar las derivaciones de acuerdo con lo especificado en la Sección 250-94, para el conductor de mayor calibre de los que sirvan de acometida a la correspondiente caja o cubierta.

Excepción No. 3: Se permitirá un empalme o unión del conductor de puesta a tierra sólo si es efectuado por medios

irreversibles como el conector de tipo compresión o un proceso de soldadura exotérmica.

b) Tipos de conductores de puesta a tierra de equipos. El conductor de puesta a tierra de equipo instalado con los conductores del circuito será una o más de las siguientes opciones o una combinación de ellas: 1) un conductor de cobre u otro material resistente a la corrosión. Ese conductor puede ser sólido o cableado, aislado, recubierto o desnudo, y en forma de alambre o de barra de cualquier forma, 2) tubería rígida metálica, 3) tubería metálica intermedia, 4) tubería eléctrica metálica, 5) tubería metálica flexible cuando ésta y sus accesorios estén aprobados para la puesta a tierra 6) la armadura de los cables de los tipos AC, 7) cable de cubierta mineral aislada y de cubierta metálica, 8) la cubierta metálica de los cables tipo MC o la combinación de esa cubierta con el conductor de puesta a tierra, 9) charolas para cables según es permitido en las Secciones 318-3 (c) y 318-7; 10) otras canalizaciones metálicas eléctricamente continuas, específicamente para el propósito de puesta a tierra, 11) una solera o barra como está permitido en la Sección 365-2 (a).

Excepción No. 1: Los tubos metálicos flexibles u los ductos metálicos flexibles se pueden usar para la puesta a tierra, siempre que se cumpla con las condiciones siguientes:

a) Que la longitud de los tubos y los ductos metálicos no sea mayor que 1.80 m (6 pies) para cualquier trayectoria de retorno a tierra.

b) Que los conductores de circuitos contenidos estén protegidos por dispositivos contra sobrecorriente de capacidad

nominal de 20 A o menor.

c) Que el tubo o conducto termine con accesorios aprobados para la puesta a tierra.

Excepción No. 2: Los tubos metálicos flexibles herméticos a los líquidos pueden usarse para la puesta a tierra, en los tamaños comerciales de 1/14 y menores, si la longitud total es de 1.80 m (6 pies) o menor para cualquier trayectoria de tierra y si terminan con accesorios aprobados para puesta a tierra y los conductores de circuitos contenidos estén protegidos por dispositivos de sobrecorriente de una capacidad de 20 A o menos para tamaños comerciales de 9 mm (3/8 pulgada) a 12 mm (1 1/2 pulgada) y para dispositivos de 60 A o menos, 19 mm (3/4 pulgada) a 32 mm (1 1/4 pulgada).

Excepción No. 3: Solamente para circuitos de corriente directa, el conductor de puesta a tierra del equipo puede instalarse separado de los conductores del circuito.

c) Puesta a tierra adicionales. Se permitirá el uso de electrodos de puesta a tierra adicionales para aumentar los conductores de puesta a tierra de equipos especificados en la Sección 250-91 (b), pero la tierra no debe usarse como único conductor de puesta a tierra de equipos.

250-92 Instalación. Los conductores de puesta a tierra deben instalarse como está especificado en (a), (b) y (c) a continuación:

a) Conductor del electrodo de puesta a tierra. Un conductor del electrodo de puesta a tierra o su cubierta debe estar fijado de manera segura a la superficie que los soporte. Un conductor de cobre o de aluminio de sección transversal de 21.15 mm<sup>2</sup> (4

AWG) o mayor estará protegido, si está expuesto a fuertes daños materiales. Un conductor de puesta a tierra de sección transversal de 13.30 mm<sup>2</sup> (6 AWG) que esté libre de daños mecánicos puede correr a lo largo de una superficie de un inmueble, sin cubierta metálica o protección, donde esté rígidamente fijado por grapas a la construcción, en cualquier otro caso debe colocarse un tubo metálico rígido, tubería metálica eléctrica, tubo metálico intermedio, tubo no metálico rígido, o armadura de cable. Los conductores de puesta a tierra de aluminio con cubierta de cobre o aluminio no se deberán usar cuando estén en contacto directo con obras de albañilería, con la tierra o cuando estén sujetos a condiciones corrosivas. Cuando se use en el exterior, los conductores de cobre o de aluminio cubierto con cobre no se instalarán a una altura menor de 457 mm (18 pulgadas) de la tierra.

b) Cubierta para los conductores de puesta a tierra. La cubierta metálica de los conductores de puesta a tierra deberá ser eléctricamente continua desde el punto de fijación a los gabinetes o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra y deberá estar firmemente fijada a la grapa o accesorios de tierra. Las cubiertas metálicas que no sean físicamente continuas desde el gabinete o equipo hasta el electrodo de puesta a tierra deberán hacerse eléctricamente continuas uniendo cada terminación al conductor de puesta a tierra. Cuando el tubo metálico intermedio es usado como protección de un conductor de puesta a tierra, la instalación debe cumplir con los requisitos del Artículo de canalizaciones.

c) Conductores de puesta a tierra del equipo. El conductor.

de puesta a tierra del equipo se instalará de la manera siguiente:

1) Cuando consiste de una canalización, charola para cable, armadura de cable o cubierta metálica de cables o de un alambre dentro de una canalización, debe ser instalado de acuerdo con las especificaciones aplicables de esta Norma, utilizando accesorios para empalmes y terminales aprobados para ser usados con las canalizaciones o cables que se utilicen. Todas las conexiones, uniones y accesorios deben ser apretados utilizando las herramientas adecuadas.

2) Cuando es un conductor de equipo de puesta a tierra separado de acuerdo con la Excepción de la Sección 250-50 (a) y (b) o debe estar instalado de acuerdo (a) anterior, en lo que respecta a las restricciones en el uso del aluminio y también contra daños mecánicos.

Excepción: Los conductores de sección transversal menores que la sección transversal de  $13.30 \text{ mm}^2$  (6 AWG) no necesitan ser colocados dentro de una canalización o una armadura cuando están colocados en espacios huecos dentro de paredes o tabiques o donde estén instalados de otra manera, pero siempre que no estén expuestos a ningún daño mecánico.

250-93 Sección transversal del conductor de puesta a tierra de sistemas de corriente directa. La sección transversal de conductores de puesta a tierra de un sistema de corriente directa, será como está especificado de (a) a (c) a continuación:

a) No debe ser menor que el conductor del neutro. Cuando un sistema de corriente directa consiste de una unidad de equilibrio de 3 hilos balanceado, o de un devanado balanceado con protección

contra sobrecorriente de acuerdo con los requisitos de la Sección 454-4 (d) la sección transversal del conductor de puesta a tierra no debe ser menor que el conductor del neutro.

b) No debe ser menor que el conductor más grande. Cuando un sistema de corriente directa es distinto del indicado en (a) anterior, el conductor de puesta a tierra no debe ser de sección transversal menor que el conductor de mayor sección transversal alimentado por el sistema.

c) No menor que la sección transversal de  $8.37 \text{ mm}^2$  (8 AWG). El conductor de puesta a tierra no debe ser en ningún caso, menor de sección transversal de  $8.37 \text{ mm}^2$  (8 AWG) de cobre o de  $13.30 \text{ mm}^2$  (6 AWG) de aluminio.

250-94 Sección transversal del conductor del electrodo de puesta a tierra de sistemas de corriente alterna. El tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra de un sistema puesto o no a tierra de corriente alterna no debe ser menor que el indicado en la tabla 250-94.

Excepción No. 1: Sistema puesto a tierra.

a) Conectado a electrodos artificiales como se indica en la Sección 250-83 (a) a (d) la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra y el conductor puesta a tierra del sistema no necesita ser de sección transversal mayor de  $13.30 \text{ mm}^2$  (6 AWG) de aluminio.

b) Cuando se conecta un electrodo empotrado en concreto como en la Sección 250-81 (d) la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra, que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra, no se requiere que sea mayor que la sección transversal de  $21.15 \text{ mm}^2$  (4 AWG) de cobre.

c) Cuando se conecta un anillo de tierra como en la Sección 250-81 (e) aquella parte del conductor del electrodo que es la única conexión al electrodo de puesta a tierra, no se requiere que sea mayor que el conductor usado para el anillo de tierra.

Excepción No. 2: Sistemas no puestos a tierra.

a) Cuando está conectado a electrodos artificiales como se indica en la Sección 250-83 (a) a (d), la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra que es la única conexión entre el electrodo de tierra y el equipo de acometida no necesita ser mayor que la sección transversal  $13.30 \text{ mm}^2$  (6 AWG) de cobre o de sección transversal de  $21.25 \text{ mm}^2$  (4 AWG) de aluminio.

b) Cuando es conectada a un anillo de tierra como en la Sección 250-81 (e), la parte del conductor del electrodo de puesta a tierra, no se requiere que sea mayor que el conductor para el anillo de tierra.

c) Cuando está conectado a un electrodo cubierto con concreto como se menciona en la Sección 250-81 (d) la parte del conductor de puesta a tierra y que es la única conexión al electrodo de tierra no requiere ser mayor de la sección transversal de  $21.15 \text{ mm}^2$  (4 AWG) de cobre.

Cuando no existan conductores de entrada de acometida, el tamaño del conductor del electrodo de puesta a tierra será determinado por equivalencia con el tamaño del conductor de entrada de acometida que sería necesario para la carga por alimentar.

TABLA 250-94. Conductor del electrodo de puesta a tierra para sistemas de corriente alterna.

Calibre del conductor mayor de entrada para acometida o su área equivalente para conductores en paralelo.		Calibre del conductor para electrodo de puesta a tierra	
Cobre	Aluminio o aluminio con recubrimiento de cobre.	Cobre	Aluminio o aluminio con recubrimiento de cobre.
2 o menor	1/0 o menor	8	6
1 ó 1/0	2/0 ó 3/0	6	4
2/0 ó 3/0	4/0 ó 250	4	2
Mayor de 3/0 a 350 kc mil	Mayor de 250 a 500 kc mil	2	1/0
Mayor de 350 a 600 kc mil	Mayor de 500 a 900 kc mil	1/0	3/0
Mayor de 600 a 1 100 kc mil	Mayor de 900 a 1 750 kc mil	2/0	4/0
Mayor de 1100 kc mil	Mayor de 1750 kc mil	3/0	250 kc mil

Nota: Donde se usan múltiples conductores de acometida como se especifica en la sección 230-40, excepción No.2 el calibre equivalente de acometida más grande se determina por la suma de las áreas de los conductores correspondientes.

Nota 1: Ver las restricciones para la aplicación en la Sección 250-92 (a).

Nota 2: Para calibres de conductores de puesta a tierra en sistemas de corriente alterna que van al equipo de acometida ver la Sección 250-23 (b).

250-95 Sección transversal de los conductores de puesta a tierra de equipos. El calibre de los conductores de cobre, aluminio, aluminio con recubrimiento de cobre, para la puesta a tierra de equipos no deberá ser menor que lo indicado en la tabla 250-95.

Cuando los conductores están en paralelo y en canalización múltiple, como está permitido en la Sección 310-4, el conductor de puesta a tierra del equipo, cuando se usa, deben ir juntos. El tamaño de cada uno de los conductores de puesta a tierra del equipo que están en paralelo debe estar basado en la capacidad nominal de corriente de los dispositivos contra sobrecorriente que protegen los conductores de circuito en la canalización y debe estar de acuerdo con la tabla 250-95.

Cuando las secciones transversales de conductores se dimensionan para la compensación de caída de tensión, los conductores de puesta a tierra de equipo, cuando son requeridos, deberán ajustarse proporcionalmente de acuerdo con la escala de medidas de las secciones transversales (AWG).

Cuando se instale un solo conductor de puesta a tierra de equipos para varios circuitos en la misma canalización, se le dimensionará de acuerdo con el mayor de los dispositivos de protección contra sobrecorriente de los circuitos dentro de la canalización.

Cuando los dispositivos de protección contra sobrecorriente consisten de un interruptor con circuito de disparo instantáneo o un motor protector de corto circuito como se menciona en la Sección 430-52, el calibre del conductor de puesta a tierra de un equipo se debe basar en el dispositivo de protección de sobrecarga del motor pero no debe ser menor que la sección transversal que se menciona en la tabla 250-95.

Excepción No. 1: El conductor de puesta a tierra en los equipos no deberá ser menor que la sección transversal de 0.823 mm<sup>2</sup> (18 AWG) de cobre y no menor que el conductor del circuito, cuando forma parte integral de un conjunto de conductores de acuerdo con la Sección 240-4.

Excepción No. 2: El conductor de puesta a tierra del equipo no requiere ser mayor que la sección transversal de los conductores del circuito que alimentan el equipo.

Excepción No. 3: Cuando una canalización o armadura de cable se usa como conductor de puesta a tierra como está indicado en las Secciones 250-51, 250-57 (a), 250-73 y 250-91 (b).

250-97 Alumbrado de realce. Las partes metálicas separadas que no transportan corriente, de sistemas de alumbrado de realce, deben ser conectadas entre si por un conductor de sección transversal de 2.08 mm<sup>2</sup> (14 AWG) de cobre o de sección transversal de 3.31 mm<sup>2</sup> (12 AWG) de aluminio protegido contra daños mecánicos, si se utiliza para la puesta a tierra del grupo, se debe utilizar un conductor que cumpla con lo requerido en la Sección 250-95.

TABLA 250-95. Calibre mínimo de los conductores de puesta a tierra para canalizaciones y equipos.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo automático de sobrecorriente ubicado antes del equipo, tubería, etc. No mayor de AWG. (amperes)	CALIBRE Conductor de cobre AWG	CALIBRE Conductor de aluminio o conductor de aluminio con recubrimiento de cobre
15	14	12
20	12	10
30	10	8
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
300	4	2
400	3	1
500	2	1/0
600	1	2/0
800	1/0	3/0
1 000	2/0	4/0
1 200	3/0	250 kc mil
1 600	4/0	350 kc mil
2 000	250	400 kc mil
2 500	350	600 kc mil
3 000	400	600 kc mil
4 000	500	800 kc mil
5 000	700	1 200 kc mil
6 000	800	1 200 kc mil

Nota: Véanse las restricciones aplicables a las instalaciones, señaladas en la sección 250-92.

conexión del conductor de puesta a tierra será el primero que haga contacto es decir, que primero entre la pata de conexión de tierra y al desconectarla salga al final.

Excepción: Los equipos con enchufes, contactos y clavijas con patas que no permiten la energización sin continuidad de puesta a tierra.

b) Interruptores. No se colocará ningún interruptor automático en el conductor de puesta a tierra del equipo a tierra de un circuito principal.

Excepción: Cuando la apertura del interruptor desconecte todas la fuentes de energía.

#### K Conexiones del conductor de puesta a tierra.

250-112 Al electrodo de puesta a tierra. La conexión de un conductor de electrodo puesto a tierra a un electrodo puesto a tierra, debe ser accesible y hacerse en un punto de una manera que asegure una puesta a tierra permanente y efectiva. Cuando sea necesario asegurar esa condición para un sistema metálico de tubería que sea usado como electrodo de puesta a tierra, se deberá hacer un puentado efectivo alrededor de todas las uniones y secciones aisladas y de cualquier equipo que sea susceptible de ser desconectado para reparaciones y reemplazos. Los conductores de puesta a tierra deben ser lo suficientemente largos para permitir el reemplazo del equipo sin dañar el puente.

Excepción: Una conexión hecha a un electrodo de puesta a tierra enterrado, clavado o embutido en concreto no requerirá ser accesible.

250-113 A conductores y equipos. Los conductores de puesta a tierra y los puentes de unión deben estar conectados por medios

exotérmicos, de conectores mecánicos, conectores de presión, abrazadera u otros medios aprobados. No debe utilizarse dispositivos de conexión ni accesorios que dependan de soldaduras.

250-114 Continuidad y fijación del conductor de puesta a tierra del equipo de los circuitos derivados a las cajas. Cuando más de un conductor de equipo de puesta a tierra entra en una caja, todos los conductores deberán estar empalmados o unidos dentro de la caja o a la caja con dispositivos aprobados para ese uso. Las conexiones que dependen solamente de soldadura no deberán ser usadas. Los empalmes deberán ser hechos de acuerdo con la Sección 110-14 (b) excepto cuando no se requerido ese aislante. La disposición de las conexiones o remoción de un contacto, aparato u otro dispositivo alimentado desde la caja debe hacerse de tal manera que no interfiera o interrumpa la continuidad de la puesta a tierra.

Excepción: El conductor de puesta a tierra del equipo permitido en la Sección 250-74, Excepción 4 donde no se requiere que el conductor se conecte a otro puesto a tierra del equipo o la caja.

a) Cajas metálicas. Se hará una conexión entre el o los conductores de puesta a tierra del equipo y la caja metálica por medio de un tornillo de puesta a tierra que se utilizará para otro fin, o bien por medio de un dispositivo de puesta a tierra aprobado para tal fin.

b) Cajas no metálicas. El o los conductores de puesta a tierra del equipo que entran en una caja no metálica, estarán dispuestos de manera que pueda efectuarse en esta caja una

conexión a cualquier accesorio o dispositivo que requiera ser puesto a tierra.

250-115 Conexión a los electrodos. El conductor de puesta a tierra deberá estar conectado al accesorio de puesta a tierra por medios exotérmicos, conectores de presión, abrazaderas u otros medios aprobados. No se debe utilizar conexiones que dependan de soldaduras. Las abrazaderas de puesta a tierra deben ser adecuadas para los materiales de los electrodos de puesta a tierra y sus conductores, y cuando se usen en barras, varillas, tubos u otros electrodos enterrados.

No debe conectarse por medio de una abrazadera única o accesorio, más de un conductor al electrodo de puesta a tierra, a menos que la abrazadera o el accesorio sean de tipo aprobado para conductores múltiples.

Se deberá utilizar uno de los métodos indicados en (a), (b), (c) ó (d) siguientes:

a) Una abrazadera con perno de bronce, latón o de hierro puro maleables o de tipo aprobado.

b) Un accesorio de acoplamiento de tubería, vástago u otro dispositivo aprobado, roscado en la tubería o en el accesorio.

c) Una abrazadera con puesta a tierra, aprobada, hecha de hoja de tira metálica que tenga una base metálica rígida en contacto con el electrodo y una tira del mismo material y de dimensiones que no se deformen durante y después de la instalación.

d) Otros medios. Un medio aprobado igualmente efectivo.

Nota: La conexión al electrodo, debe ser accesible para probar su resistencia a tierra y darle mantenimiento.

250-117 Protección de la fijación. Las abrazaderas u otros accesorios de puesta a tierra deben estar aprobados para uso general sin requerir protección o deben estar protegidos contra daños materiales ordinarios como se indica en (a) o (b) a continuación:

a) Colocándolas donde no sea posible que sufran daños.

b) Encerrándolas en cubiertas protectoras de metal, madera o material semejante.

250-118 Superficies limpias. Los revestimientos no conductores (tales como pintura, laca o esmalte) de los equipos a ser puestos a tierra deben quitarse de las roscas y de otras superficies de contacto, para asegurar una buena continuidad eléctrica o conectarse por medio de dispositivos para remover lo que no es necesario.

250-119 Identificación para alambrados de terminales de equipos. Las conexiones para la terminal del conductor de puesta a tierra del equipo debe ser identificado por:

1) Un tornillo con cabeza hexagonal visible de color verde.

2) Una tuerca visible, de color verde, hexagonal.

3) Un conector de presión con alambre de color verde. Si la terminal para el conductor no puesto a tierra es visible, el orificio de entrada se debe marcar con la palabra "verde" o identificado de alguna otra forma con un color verde. Tal como se menciona en el inciso 200-10 (b) de esta normas.

L Transformadores de medición, relevadores, etc.

250-121 Circuitos de transformadores de medición. Los circuitos secundarios de transformadores de medición de corriente y potencial deben ser puestos a tierra si los devanados primarios

están conectados a circuitos con tensión de 300 V o más respecto tierra y si están montados en cuadros de distribución, deben ser puestos a tierra cualquiera que sea la tensión.

Excepción: Circuitos en los cuales los devanados primarios están conectados a circuitos de menos de 1000 V y no hay alambrado o partes energizadas descubiertas o accesibles a personal no calificado.

250-122 Cajas para transformadores de instrumento. Las cajas o recipientes para los transformadores de instrumento deben ser puestos a tierra donde sean accesibles a personal no calificado técnicamente.

Excepción: Las cajas o recipientes de transformadores de corriente, donde el primario es menor de 150 V y son usados exclusivamente para alimentar medidores de corriente.

250-123 Cajas para instrumentos, medidores y relevadores que funcionan con tensión menor de 1000 V. Los instrumentos, medidores y relevadores que funcionen con devanados o partes sometidas a menos de 1000 V deben ser puestos a tierra de la forma indicada en (a), (b) o (c) siguientes:

a) No ubicados en cuadros de distribución. Los instrumentos, medidores y relevadores no ubicados en cuadros de distribución que funcionan con devanados o partes sometidas a tensión de 300 V o más, respecto a tierra y sean accesibles a personal no calificado, deben tener puestas a tierra las cajas y partes metálicas descubiertas.

b) Cuadros de distribución de frente muerto. Los instrumentos, medidores y relevadores en cuadros de distribución (tanto si están alimentados a través de transformadores de

potencial o de corriente, como si están conectados directamente al circuito) y que tengan partes energizadas en los tableros, deben tener las cajas puestas a tierra.

c) Cuadros de distribución de frente vivos. Los instrumentos, medidores y relevadores (tanto si están alimentados a través de transformadores de potencial o corriente, como si están conectados directamente al circuito) montados en cuadros de distribución que tengan partes energizadas descubiertas en el frente de los tableros no deben tener sus cajas puestas a tierra. Debe disponerse, para el operador, de tapete de hule aislante u otro aislamiento adecuado del suelo, si la tensión respecto a tierra excede 150 V.

250-124 Cajas de instrumentos, medidores y relevadores que funcionan con tensiones de 1 kV o más. Cuando los instrumentos, medidores y relevadores tengan piezas portadoras de corriente con tensiones de 1 kV y más respecto a tierra, deben quedar aislados por elevación protegiéndolas con barreras adecuadas de metal puestas a tierra o de material aislante. Sus cajas no se pondrán a tierra.

Excepción: Las cajas de detectores electrostáticos de tierra, cuando las partes internas del instrumento están conectadas a ella y puestas a tierra y el detector de tierra aislado por estar colocado en un sitio elevado.

250-125 Conector de puesta a tierra de instrumentos. El conductor de puesta a tierra para cajas de aparatos y transformadores de medición no debe ser inferior a la sección transversal de 3.31 mm<sup>2</sup> (12 AWG) de cobre o de sección transversal de 5.26 mm<sup>2</sup> (10 AWG) de aluminio. Las cajas de

transformadores de medición, los instrumentos, los medidores u los relevadores de cubierta puesta a tierra o tableros de cuadros de distribución metálicos puestos a tierra, deben considerarse ya puestos a tierra y no necesitan un conductor adicional de puesta a tierra.

**M Puestas a tierra de sistemas y circuitos de tensión de 1 kV o más (alta tensión).**

250-150-Disposiciones generales. Donde los sistemas de alta tensión están puestos a tierra cumplirán con las disposiciones aplicables a las secciones anteriores de este Artículo y con las secciones que siguen que completan y modifican las secciones anteriores.

250-151 Sistemas con neutro derivado. Un neutro de sistema derivado de un transformador de puesta a tierra puede usarse para la puesta a tierra de un sistema de alta tensión.

**250-152 Sistema con neutro sólidamente puesto a tierra.**

a) Conductor neutro. El nivel de aislamiento mínimo para los conductores neutros sólidamente puestos a tierra será de 600 V.

Excepción 1: Se permitirá el uso de conductores de cobre desnudos para el neutro de entrada de acometida o el neutro de partes de alimentadores directamente separados.

Excepción 2: Se permitirá el uso de conductores desnudos para el neutro de partes aéreas instaladas al exterior.

Nota: Ver Sección 225-4 para cubiertas de conductor sin una distancia de 3.00 m (10 pies) en cualquier edificio u otra estructura.

b) Puesta a tierra múltiples. Se permite que el neutro de un sistema con neutro sólidamente puesto a tierra sea puesto a

tierra en más de un punto para:

1) Acometida.

2) Partes de alimentadores directamente enterrados que tengan neutro de cobre desnudo.

3) Partes aéreas instaladas en exterior.

c) Conductor de puesta a tierra del neutro. Puede ser un conductor desnudo si está separado de los conductores de fases y protegido contra daños materiales.

250-153 Sistemas con neutro a tierra a través de una impedancia. Los sistemas con neutro puesto a tierra a través de una impedancia deben cumplir con las disposiciones de (a) a (d) siguientes:

a) Ubicación. La impedancia de puesta a tierra se insertará en el conductor de puesta a tierra entre el electrodo de puesta a tierra del sistema de suministro y el punto neutro del transformador de distribución o del generador.

b) Identificado y aislado. Cuando se usa el conductor neutro de un sistema puesto a tierra por medio de una impedancia este debe estar identificado y también completamente aislado con el mismo grado de aislamiento de los conductores de fases .

c) Conexión del neutro del sistema. El neutro del sistema no se conectará a tierra, sino a través de la impedancia de puesta a tierra del neutro.

d) Conductores de puesta a tierra de equipos. Los conductores de puesta a tierra de equipos pueden ser desnudos y se conectarán a la barra de tierra y al conductor del electrodo y se prolongarán hasta la tierra del sistema.

250-154 Puesta a tierra de sistemas que alimentan equipos portátiles o móviles. Los sistemas que alimentan equipos de alta tensión portátiles o móviles, diferentes de subestaciones instaladas para servicios provisionales, deben cumplir del inciso (a) al inciso (f) siguientes:

a) Equipo portátil o móvil. Los equipos de alta tensión portátiles o móviles deben alimentarse con un sistema que tenga su neutro puesto a tierra a través de una impedancia. Cuando se utiliza un sistema de alta tensión conectado en delta para alimentar equipos portátiles, el sistema neutro debe derivarse.

b) Partes metálicas descubiertas no energizadas. Las partes metálicas descubiertas de equipos portátiles o móviles no destinadas a transportar corriente deben conectarse con un conductor de puesta a tierra del equipo al punto en el cual la impedancia del neutro está puesta a tierra.

c) Corriente de falla de tierra. La tensión desarrollada entre la estructura del equipo portátil o móvil y tierra, por la circulación de la corriente máxima de falla o tierra, no debe sobrepasar 100 V.

d) Detección de fallas a tierra y relevadores de protección. Se deberá proveer la detección de fallas a tierra y los relevadores necesarios para que produzca la desconexión automática de cualquier componente de un sistema de alta tensión en el cual se ha producido una falla a tierra. La continuidad del conductor de puesta a tierra del equipo debe estar constantemente supervisada, de manera que se desconecte automáticamente el alimentador de alta tensión del equipo portátil o móvil al producirse una pérdida de la continuidad del conductor de puesta

a tierra del equipo.

e) Aislamiento. El electrodo de puesta a tierra de cualquier equipo portátil o móvil de un sistema con impedancia al neutro debe aislarse y separarse de cualquier otro sistema de tierra por lo menos 6 m (20 pies) y no debe tener una conexión directa con tuberías enterradas, cercas metálicas, etc.

f) Cables portátiles y conectores. Los cables portátiles y conectores de alta tensión para interconexión de los equipos portátiles, cumplirán los requisitos de la parte C del Artículo 400 para cables y la Sección 710-45 para conectores.

250-155 Puesta a tierra de equipos. Todas las partes metálicas de equipos fijos o portátiles no destinadas a transportar corriente asociadas a cercas, gabinetes, edificios y estructuras de soporte, se pondrán a tierra.

Excepción No. 1: Cuando están separadas de tierra y ubicadas de manera que impidan que cualquier persona que esté en contacto con tierra pueda conectar tales partes metálicas cuando el equipo está aislado.

Excepción No. 2: Los aparatos de distribución montados en postes como está indicado en la Sección 250-42, Excepción 3.

Los conductores de puesta a tierra que no sean parte integral de un conjunto de cables, no deben ser de sección transversal menor de 13.30 mm<sup>2</sup> (6 AWG) de cobre o de sección transversal de 21.15 mm<sup>2</sup> (4 AWG) de aluminio.

250-156 Diseño de sistema de tierra. En subestaciones de mediana y alta tensión para diseñar una red de tierras es necesario aplicar los principios de esta norma, así como tener presente en el diseño los potenciales de paso y toque que

salvaguarden la vida de las personas.

## **ARTICULO 2103.- METODOS DE PUESTA A TIERRA.**

### **2103-1. Objeto y campo de aplicación.**

El objeto de esta Sección es proporcionar métodos prácticos de puesta a tierra, como uno de los medios de salvaguardar al público y a los operarios del daño que pudiera causar el potencial eléctrico.

Esta Sección solo se refiere a los métodos para conectar a tierra los conductores y el equipo de líneas eléctricas y de comunicación, los requisitos que establecen en qué casos estos elementos deben estar conectados a tierra, se encuentran en otras secciones de esta Norma.

Algunas de las conexiones a tierra aquí indicadas estarán ubicadas en las plantas generadoras o en las subestaciones y deben considerarse en el diseño y construcción de estas instalaciones.

#### **A. Punto de Conexión del Conductor de Puesta a Tierra.**

##### **2103-2. Sistemas de corriente directa.**

###### **a) Hasta 750 V.**

En sistemas de corriente directa hasta de 750 V, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe hacerse solo en la fuente de alimentación. Para sistemas de 3 hilos, esta conexión debe hacerse al neutro.

###### **b) Más de 750 V.**

En sistemas de corriente directa de mas de 750 V, que requieran estar conectados a tierra, la conexión debe hacerse tanto en la fuente de alimentación como en los centros de carga. Esta conexión debe hacerse al neutro del sistema. El electrodo

de tierra puede estar ubicado dentro o externamente a los centros de carga.

### 2103-3. Sistemas de corriente alterna.

#### a) Hasta de 750 V.

La conexión a tierra de un sistema trifásico conexión estrella de 4 hilos, o de un sistema monofásico de 3 hilos, que requieran estar conectados a tierra, debe hacerse al conductor neutro. En otros sistemas de una, dos o tres fases, asociados con circuitos de alumbrado, la conexión a tierra debe hacerse al conductor común asociado con los circuitos de alumbrado.

La conexión a tierra de un sistema trifásico de 3 hilos, derivado de un transformador conectado en delta, o conectado en estrella son conexión a tierra, el cual no sea para alimentar circuitos de alumbrado, puede hacerse a cualquiera de los conductores del circuito o bien a un neutro derivado en forma separada.

La conexión a tierra debe hacerse en la fuente de alimentación y en el lado de la carga de todo equipo de servicio.

#### b) Más de 750 V.

b.1) Conductor sin pantalla (ya sea desnudo, forrado, o aislado sin pantalla). La conexión a tierra debe hacerse al neutro, en la fuente de alimentación. Se pueden hacer, si se desea, conexiones adicionales a lo largo de la trayectoria del neutro, cuando éste sea uno de los conductores del sistema.

#### b.2) Cable con pantalla.

1. Interconexión de la pantalla del cable con la tierra de apartarrayos. Las pantallas de los cables deben unirse con el sistema de tierra de apartarrayos.

2. Cable sin chaqueta aislante. La conexión debe hacerse al neutro del transformador de alimentación y en las terminales del cable.

3. Cable con chaqueta aislante. Se recomienda hacer conexiones adicionales entre la pantalla sobre el aislamiento del cable (o armadura) y la tierra del sistema. En líneas de cable con pantalla de múltiples conexiones a tierra, la pantalla (incluyendo armadura) debe conectarse a tierra en cada unión del cable expuesta al contacto del personal.

c) Conductor de puesta a tierra separado.

Si se usa un conductor de puesta a tierra separado, añadido a un cable subterráneo, debe ser conectado en el transformador de alimentación y en los accesorios del cable cuando se requiera que éstos vayan conectados a tierra. Este conductor debe estar colocado en la misma trinchera o banco de ductos (o el mismo ducto si éste es de material magnético) que los conductores del circuito.

Excepción: El conductor de puesta a tierra para un circuito instalado en un ducto magnético, puede estar en otro ducto si el ducto que contiene el circuito está unido a dicho conductor en ambos extremos.

2103-4. Cables mensajeros y retenidas.

a) Cables mensajeros.

Los cables mensajeros que requieran estar conectados a tierra, deben conectarse a los conductores de puesta a tierra en los postes o torres, a los intervalos máximos indicados a continuación:

a.1) Cuando el cable mensajero es adecuado para conductor

de puesta a tierra del sistema (Ver Sección 2103-12, incisos a, b y d), una conexión como mínimo, en cada 400 m de línea.

a.2) Cuando el cable mensajero no es adecuado para conductor de puesta a tierra del sistema, una conexión como mínimo, en cada 200 m de línea, sin incluir las tierras en los servicios a usuarios.

b) Retenidas.

Las retenidas que requieran estar conectadas a tierra, deben conectarse a:

b.1) Estructuras de acero puestas a tierra, o a una conexión efectiva a tierra en postes de madera, o concreto.

b.2) Un conductor de línea (neutro) que tenga cuando menos una conexión a tierra como mínimo en cada 400 metros, además de las conexiones a tierra en los servicios a usuarios.

2103-5 Corriente en el conductor de puesta a tierra.

Los puntos de conexión a tierra deben estar ubicados en tal forma que, bajo condiciones normales, no haya un flujo de corriente inconveniente en el conductor de puesta a tierra. Si por el uso de múltiples conexiones a tierra, se tiene un flujo de corriente inconveniente en un conductor de puesta a tierra, se recomienda tomar una o más de las siguientes medidas.

1. Eliminar una o más de las conexiones a tierra.
2. Cambiar la localización de las conexiones a tierra.
3. Interrumpir la continuidad del conductor entre las conexiones a tierra.
4. Otras medidas efectivas para limitar la corriente, de acuerdo con un estudio confiable.

La conexión a tierra en el transformador de alimentación,

no debe ser removida.

Las corrientes instantáneas que se presentan bajo condiciones anormales, mientras los conductores de puesta a tierra están desempeñando sus funciones de protección, no se consideran como inconvenientes.

El conductor debe tener capacidad para conducir la corriente de falla prevista, sin sobrecarga térmica o la formación de tensión excesiva.

Ver la Sección 2103-12.

#### 2103-6. Conexión a tierra de cercas metálicas.

Toda cerca metálica que se cruce con líneas suministradoras debe conectarse a tierra, a uno y otro lado del cruce, a una distancia sobre el eje de la cerca y no mayor a 45 m. En caso de existir una o más puertas o cualquier otra condición que interrumpa la continuidad de la cerca, ésta debe aterrizar en el extremo más cercano al cruce con la línea.

Esta conexión a tierra debe efectuarse uniendo todos los elementos metálicos de la cerca.

### B. Conductores de Puesta a Tierra y Medios de Conexión.

#### 2103-9. Composición de los conductores de puesta a tierra.

En todos los casos, los conductores de puesta a tierra deben ser de cobre u otros metales o aleaciones que no se corroan excesivamente durante su vida útil prevista, bajo las condiciones existentes y, de ser posible, no deben tener empalmes. Si los empalmes son inevitables, deben estar hechos y conservados en tal forma que no se incremente considerablemente la resistencia del conductor, y deben tener adecuadas características mecánicas y de resistencia a la corrosión. Para apartarrayos y detectores de

tierra, el conductor de puesta a tierra debe ser tan corto y exento de curvas cerradas (ángulos menores de 90) como sea posible.

El armazón metálico de un edificio o de otra construcción, puede servir como conductor de puesta a tierra y como un aceptable electrodo de tierra.

#### 2103-10. Desconexión del conductor de puesta a tierra.

En ningún caso debe insertarse un dispositivo de desconexión en el conductor de puesta a tierra, excepto cuando su operación ocasione también la desconexión automática de los conductores del circuito que alimenta al equipo, conectado a tierra por medio de dicho conductor.

Excepción. Se permite la desconexión temporal del conductor de puesta a tierra para propósitos de prueba, hecha bajo supervisión competente.

#### 2103-11. Medios de conexión.

La conexión del conductor de puesta a tierra y los diferentes elementos a que está unido, debe hacerse por medios que igualen las características del propio conductor y que sean adecuados para la exposición ambiental. Estos medios incluyen soldaduras, conectores mecánicos o de comprensión y zapatas o abrazaderas de tierra.

#### 2103-12. Capacidad de corriente y resistencia mecánica.

La "capacidad de corriente de tiempo corto" de un conductor de puesta a tierra desnudo, es la corriente que éste puede soportar durante el tiempo que circula la corriente, sin fundirse o cambiar su estado, bajo las tensiones aplicadas. Si el conductor de puesta a tierra es aislado, su "capacidad de corriente de corto tiempo" es

la corriente que puede conducir durante el tiempo prescrito, sin que se dañe el aislamiento. Cuando en un local existen conductores de puesta a tierra en paralelo, puede considerarse la capacidad de corriente total incrementada.

a) Para sistemas conectados a tierra en un solo punto.

El conductor de puesta a tierra para un sistema conectado a tierra en un solo punto, por medio de un electrodo o grupo de electrodos debe tener una "capacidad de corriente de corto tiempo" adecuada para la corriente de falla, que puede circular por el propio conductor durante el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si este valor no puede ser fácilmente determinado. La capacidad de corriente permanente del conductor de puesta a tierra no debe ser menor que la corriente a plena carga del transformador u otra fuente de alimentación.

b) Para sistemas de C.A. con múltiples conexiones a tierra.

El conductor de puesta a tierra para un sistema de corriente alterna con tierras en más de un lugar, excluyendo las tierras en los servicios a usuarios, debe tener una capacidad de corriente continua, en cada localización, cuando menos igual a un quinto de la capacidad de los conductores del sistema al que esté unido. (Ver también el inciso e) de esta sección).

c) Para apartarrayos primarios.

El conductor de puesta a tierra debe tener adecuada "capacidad de corriente de corto tiempo", bajo las condiciones de corriente excesiva causada por una onda. En ningún caso, el conductor de puesta a tierra de un apartarrayos individual debe ser de área de

sección transversal menor de  $13.30 \text{ mm}^2$  (No. 6 AWG) de cobre, o  $21.15 \text{ mm}^2$  (4 AWG) de aluminio.

Cuando la flexibilidad del conductor de puesta a tierra es vital en la operación del apartarrayos, tal como cerca de la base del mismo, debe emplearse conductor flexible adecuado.

d) Para equipo, mensajeros y retenidas.

El conductor de puesta a tierra para equipo, canalizaciones, mensajeros, retenidas, cubiertas metálicas de cables y otras envolventes metálicas de conductores, debe tener la "capacidad de corriente de corto tiempo" adecuada para la corriente de falla disponible y el tiempo de operación del dispositivo de protección del sistema. Si no se provee protección contra sobrecorriente o falla, la capacidad de corriente del conductor de puesta a tierra debe determinarse con base en las condiciones de diseño y operación del circuito, pero no debe ser de área de sección transversal menor de  $8.37 \text{ mm}^2$  (No. 8 AWG) de cobre.

Cuando las envolventes metálicas de conductores y sus uniones a las cubiertas de equipo, tienen la continuidad y capacidad de corriente requeridas, se pueden usar como medio de puesta a tierra del equipo.

e) Límite de la capacidad de corriente.

El conductor de puesta a tierra no necesita tener mayor capacidad de corriente que cualquiera de las siguientes:

1.- La de los conductores de fase que suministrarían la corriente de falla.

2.- La corriente máxima que puede circular por el conductor,

hacia el electrodo a que esté unido. Para un conductor simple de puesta a tierra, esta corriente sería igual a la tensión de suministro dividida entre la resistencia del electrodo (aproximadamente).

f) Resistencia mecánica.

Todo conductor de puesta a tierra debe tener resistencia mecánica adecuada para las condiciones a que esté sometido, dentro de límites razonables. Además, los conductores de puesta a tierra sin protección, deben tener una resistencia a la tensión no menor que la del área de sección transversal de  $8.37 \text{ mm}^2$  (No.8 AWG) de cobre suave.

2103-13. Guardas y protección.

a) Los conductores de puesta a tierra para sistemas conectados a tierra en un solo punto y aquellos conductores expuestos a daño mecánico, deben protegerse. Sin embargo, no requieren protegerse donde no estén fácilmente accesibles al público, ni donde conecten a tierra circuitos o equipo con múltiples conexiones a tierra.

b) Cuando se requiera protección, los conductores de puesta a tierra deben protegerse por medio de guardas adecuadas al riesgo razonable a que estén expuestos. Se recomienda que las guardas se extiendan por lo menos 2.50 metros arriba del suelo o plataforma en que los conductores son accesibles al público.

c) Los conductores de puesta a tierra que no tengan guardas, deben protegerse fijándolos estrechamente a la superficie del poste u otro tipo de estructura, en áreas donde estén expuestos a daño mecánico y, de ser posible, colocándolos en la parte de la

estructura menos expuesta.

d) Las guardas usadas para conductores de puesta a tierra de equipo de protección contra descargas atmosféricas, deben ser de material no magnético si envuelven completamente al conductor o si no están unidas en ambos extremos al propio conductor de puesta a tierra.

#### 2103-14. Sistemas subterráneos.

a) Los conductores de puesta a tierra usados para conectarse a los electrodos y que se colocan directamente enterrados, deben ser tendidos flojos o deben tener suficiente resistencia mecánica para evitar que se rompan fácilmente por movimientos de la tierra o asentamientos normales del terreno.

b) Los empalmes y derivaciones sin aislamiento de conductores de puesta a tierra directamente enterrados, deben ser hechos con soldadura o con dispositivos de compresión, para minimizar la posibilidad de aflojamiento o corrosión. Se debe reducir al mínimo el número de estos empalmes o derivaciones.

c) Las pantallas sobre aislamiento de cables, conectadas a tierra, deben unirse con todo aquel equipo eléctrico accesible conectado a tierra en los registros, pozos o bóvedas.

Excepción. Esta interconexión puede omitirse cuando exista protección catódica.

d) Debe evitarse que elementos magnéticos tales como acero estructural, tuberías, varillas de refuerzo, etc., no queden interpuestos entre el conductor de puesta a tierra y los conductores de fase del circuito.

e) Los metales usados para fines de puesta tierra, que estén en contacto directo con la tierra, concreto o mampostería, deben estar probados como adecuados para tal uso.

Nota 1. En la actualidad, no está probado que el aluminio sea adecuado para este uso.

Nota 2. Los metales de diferentes potenciales galvánicos, que se unan eléctricamente, pueden requerir de protección contra corrosión galvánica.

f) Cuando las pantallas o armaduras sobre el aislamiento de cables, que generalmente van conectadas a tierra, se aislen de ésta para minimizar las corrientes circulantes en la pantalla, deben ser aisladas donde estén accesibles al contacto del personal.

Las conexiones de transportación y los puentes de unión deben tener aislamiento para 600 V, a menos que la tensión normal en la pantalla exceda de este nivel, en cuyo caso el aislamiento debe ser adecuado para la tensión a tierra existente.

Los puentes de unión y sus medios de conexión deben ser de tamaño y diseño adecuados para soportar la corriente disponible de falla, sin dañarse el aislamiento de los puentes o las conexiones de la pantalla.

2103-15. Conductor de puesta a tierra común para el circuito, canalizaciones metálicas y equipo.

Si la capacidad de conducción de corriente del conductor de puesta a tierra del circuito, satisface también el requerimiento para la conexión a tierra del equipo, este conductor puede usarse para ambos fines.

Dentro de dicho equipo se incluyen los armazones y cubiertas de los componentes auxiliares y de control del sistema eléctrico, canalizaciones metálicas, pantallas de cables y otras envolventes.

**2103-16. Separaciones de conductores de puesta a tierra.**

a) Excepto como lo permite el inciso b) siguiente, los conductores de puesta a tierra para equipo y circuitos de las clases indicadas a continuación, deben correr separadamente hasta sus propios electrodos.

a.1) Apartarrayos de circuitos de más de 750 V y armazones de equipo que opere a más de 750 V.

a.2) Circuitos de alumbrado y fuerza hasta de 750 V.

a.3) Puntas de pararrayos (protección contra descargas atmosféricas), a menos que estén conectadas a una estructura metálica puesta a tierra.

Como otra alternativa, los conductores de puesta a tierra pueden correr separadamente hasta una barra colectora de tierra o un cable de tierra del sistema, que esté conectado a tierra en varios lugares.

b) Los conductores de puesta a tierra para cualquiera de las clases de equipo indicadas en los subincisos a.1) y a.2) anteriores, pueden conectarse entre sí, utilizando un solo conductor, siempre que:

b.1) Haya una conexión directa a tierra en cada localización de apartarrayos.

b.2) El conductor neutro secundario sea común con el conductor neutro primario, o los dos estén conectados entre sí.

c) Los circuitos primario y secundario que utilicen un conductor neutro común, deben tener cuando menos una conexión a tierra por cada 400 m de línea, sin incluir las conexiones a tierra en los servicios de usuarios.

d) Cuando se usen electrodos independientes para sistemas separados, deben emplearse conductores de puesta a tierra separados. Si se usan electrodos múltiples para reducir la resistencia a tierra, éstos pueden unirse entre sí y conectarse a un solo conductor de puesta a tierra.

e) Se recomienda que los electrodos artificiales para apartarrayos de sistemas eléctricos no conectados a tierra, operen a potenciales que excedan de 15 kV entre fases, estén separados cuando menos 6.0 m de cables de comunicación subterráneos.

### C. Electrodos de puesta a tierra

#### 2103-20. General.

El electrodo de puesta a tierra debe ser permanente y adecuado para el sistema eléctrico de que se trate. Un electrodo común (o sistema de electrodo) debe emplearse para conectar a tierra el sistema eléctrico y las envolventes metálicas de conductores y el equipo servido por el mismo sistema. El electrodo de tierra debe ser alguno de los especificados en las Secciones 2103-21 y 2103-22.

#### 2103-21. Electrodos existentes.

Para efectos de esta Sección, se entiende por "electrodos existentes" aquellos elementos metálicos instalados para otros fines diferentes al de puesta a tierra.

a) Sistemas de tubería metálica para agua.

Los sistemas subterráneos de tubería metálica para agua fría, pueden usarse como electrodos de tierra.

Nota. Estos sistemas normalmente tienen muy baja resistencia a tierra. Se recomienda su uso cuando estén fácilmente accesibles.

Las tuberías de agua con uniones aislantes no son adecuadas para usarse como electrodos de tierra.

b) Sistemas locales de tuberías de agua.

Las tuberías metálicas enterradas, conectadas a pozos y que tengan suficiente baja resistencia a tierra, pueden usarse como electrodos de tierra.

c) Varillas de refuerzo de acero en cimientos o bases de concreto.

El sistema de varillas de refuerzo de un cimiento o base de concreto, que no esté aislado del contacto directo con la tierra y se extienda cuando menos 1.0 m abajo del nivel del terreno, constituye un efectivo y aceptable electrodo de tierra.

Cuando la estructura de acero (columna, torre, poste, etc.) soporta dicho cimiento o base, se use como un conductor de puesta a tierra, debe ser conectada a las varillas de refuerzo por medio de la unión de éstas con los tornillos de anclaje, o por medio de cable que una directamente las varillas de refuerzo con la estructura arriba del concreto.

Los amarres de acero comúnmente usados, se considera que proveen una adecuada unión entre las varillas del armado de refuerzo.

Nota. Cuando las varillas de refuerzo no están conectadas

adecuadamente a una estructura arriba del concreto, y ésta queda sometida a corrientes de descarga a tierra (aun conectadas a un electrodo que no sean las varillas), hay posibilidad de daño al concreto interpuesto, debido a la corriente que busca camino hacia tierra a través del concreto, que es mal conductor.

#### 2103-22. ElectrodoS artificiales.

##### a) General.

Cuando se usen electrodoS artificiales, éstos deben penetrar, tanto como sea posible, dentro del nivel de humedad permanente.

Los electrodoS deben ser de un metal o aleación que no se corroa excesivamente bajo las condiciones existentes y durante la vida útil de los mismos.

Toda la superficie externa de los electrodoS debe ser conductora; esto es, que no tenga pintura, esmalte u otra cubierta aislante.

##### b) Barras enterradas (clavadas).

Las barras deben tener una longitud de 2.40 m como mínimo, y estar enterradas hasta una profundidad no menor que esta longitud. El extremo superior de las barras debe quedar al mismo nivel que el terreno o abajo de éste, a menos que tenga una protección adecuada. Cuando se usen barras múltiples para reducir la resistencia a tierra, se recomienda que su separación no sea menor que el doble de su longitud.

Las barras de fierro o acero deben tener un diámetro mínimo de 16.0 mm. Las barras de acero inoxidable y las que tienen revestimiento de cobre o acero inoxidable, deben tener un diámetro

mínimo de 12.7 mm.

c) Alambre, tiras o placas.

En áreas de alta resistividad del suelo o con capas de roca superficiales, o cuando se requiere menor resistencia que la asequible con barras enterradas, puede ser más útil el uso de uno o varios de los siguientes electrodos:

c.1) Alambre desnudo de 4.5 mm de diámetro o mayor, enterrado a una profundidad de 50 cm como mínimo, y de longitud total no menor de 30 metros, tendido más o menos derecho, constituye un aceptable electrodo artificial. El alambre puede ser de un solo tramo o de varios tramos conectados entre sí por sus extremos o en cualquier punto.

El alambre puede tomar la forma de una malla con muchos tramos paralelos distribuidos en un arreglo de dos dimensiones.

En este caso, donde se encuentre lecho de roca, la profundidad puede ser menor de 50 cm.

c.2) Tiras metálicas con longitud total no menor de 3.0 m y superficie total (tomando en cuenta ambos lados) no menor de 0.50 m<sup>2</sup>, enterradas a una profundidad de 50 cm como mínimo, constituyen aceptables electrodos artificiales.

Las tiras de metal ferroso deben tener un espesor no menor de 6.0 mm y las de metal no ferroso, no menor de 2.0 mm.

c.3) Placas o láminas metálicas que tengan 0.20 m<sup>2</sup> o más de superficie en contacto con la tierra, enterradas a una profundidad de 1.50 . como mínimo, constituyen aceptables electrodos artificiales.

Las placas o láminas de metal ferroso deben tener un espesor no menor de 6.0 mm y las de metal no ferroso, no menor de 2.0 mm.

d) Placas o alambres colocados al extremo de postes.

d.1) General. En áreas de muy baja resistividad del suelo, se pueden aceptar como electrodos artificiales los descritos en los subincisos d.2) y d.3) siguientes, aunque son inadecuados en la mayoría de otros lugares. Donde se ha probado que estos electrodos tienen baja resistencia a tierra, pueden usarse para las aplicaciones establecidas en la Sección 2103-4, subincisos a.1) y b.2), la Sección 2103-16, inciso c) y la Sección 2103-32, inciso c); sin embargo, estos tipos de electrodos no deben ser los únicos existentes en lugares donde hay transformadores.

d.2) Placas al extremo de postes. Con las limitaciones indicadas en el subinciso d.1) anterior, una placa doblada sobre la base de un poste de madera, puede considerarse como un aceptable electrodo de tierra. La placa debe ser de un espesor no menor de 6.0 mm si es de metal ferroso y no menor de 2.0 mm, si es de metal no ferroso. Además, la superficie de la placa en contacto directo con la tierra, no debe ser menor de 500 cm<sup>2</sup>.

d.3) Alambres enrollados al extremo de postes. Con las limitaciones indicadas en el subinciso d.1) anterior, el electrodo de tierra puede ser alambre fijado al extremo de un poste previamente a su colocación. El alambre debe tener una longitud no menor de 3.70 mm<sup>2</sup> en contacto directo con la tierra y ser de área de sección transversal no menor de 13.30 mm<sup>2</sup> (No.6 AWG) de cobre. Dicho alambre debe extenderse hasta la base del poste.

e) Electrodo embebido en concreto.

Un alambre, varilla o placa estructural metálicos, que cumplan con la Sección 2103-14 inciso e), embebidos en concreto que no esté aislado del contacto directo con la tierra, constituyen aceptables electrodos de tierra. La profundidad del concreto, con respecto a la superficie del terreno, no debe ser menor de 30 cm, recomendándose una profundidad de 75 cm.

El alambre debe ser cuando menos de un área de sección transversal de 21.15 mm<sup>2</sup> (No. 4 AWG) si es de cobre, o de diámetro no menor de 12.7 mm si es de acero. La longitud mínima del mismo debe ser de 6.10 m, que debe estar completamente dentro del concreto, excepto en la conexión exterior. El conductor debe estar tendido tan recto como sea posible.

Los elementos metálicos pueden estar colocados en tramos cortos, ordenados dentro del concreto y conectados entre sí (como es el caso del armado de refuerzo de una base de estructura).

Nota 1. La menor resistencia a tierra por unidad de longitud del alambre, será resultado de una instalación recta del mismo.

Nota 2. No se requiere que la configuración exterior del concreto sea regular, sino que puede moldearse en una excavación irregular, como en terreno rocoso.

Nota 3. Los electrodos embebidos en concreto son, con frecuencia, más prácticos y efectivos que las varillas, tiras o placas directamente enterradas.

**D. Medios de conexión a Electrodo**

2103-26. General.

Hasta donde sea posible, las conexiones a los electrodos deben ser accesibles. Los medios para hacer estas conexiones deben proveer la adecuada sujeción mecánica, permanencia y capacidad de conducción de corriente, tal como los siguientes:

a) Una abrazadera, accesorio o soldadura permanentes y efectivos.

b) Un conector de bronce con rosca, que penetre bien ajustado en el electrodo.

c) Para construcciones con estructura de acero, en las que se empleen como electrodo las varillas de refuerzo embebidas en concreto (del cimiento), debe usarse una varilla de acero similar a las de refuerzo para unir, mediante soldadura, una varilla principal de refuerzo con un tornillo de anclaje.

El tornillo debe ser conectado sólida y permanentemente a la placa de asiento de la columna de acero soportada en concreto. El sistema eléctrico puede conectarse entonces, para su puesta a tierra, a la estructura del edificio, usando soldadura o un tornillo de bronce que se sujete en algún elemento de la misma estructura.

d) Para construcciones con estructuras de concreto armado, en las que se emplee un electrodo consistente en varillas de refuerzo o alambre embebidos en concreto (del cimiento), se debe usar un conductor de cobre desnudo de calibre adecuado para satisfacer el requisito de la Sección 2103-12, pero de área de sección transversal no menor de  $21.15 \text{ mm}^2$  (No.4 AWG) que se conecte a las varillas de refuerzo o al alambón, mediante un conector adecuado

para cable de acero.

El conector y la parte expuesta del conductor de cobre, se deben cubrir completamente con mastique o compuesto sellador, antes de que el concreto sea vaciado, para minimizar la posibilidad de corrosión galvánica.

El conductor de cobre debe sacarse por arriba de la superficie del concreto en el punto requerido por la conexión con el sistema eléctrico. Otra alternativa es sacar al conductor por el fondo de la excavación y llevarlo por fuera del concreto para la conexión superficial, en este caso el conductor de cobre desnudo no debe ser de área de sección transversal menor que  $33.62 \text{ mm}^2$  (No.2 AWG).

#### 2103-27. Punto de conexión a sistemas de tuberías.

a) El punto de conexión de un conductor de puesta a tierra a un sistema de tubería metálica para agua fría, debe estar lo más cerca posible de la entrada del servicio de agua al edificio o cerca del equipo a ser conectado a tierra donde resulte más accesible. Entre este punto de conexión y el sistema subterráneo de tubería, debe haber continuidad eléctrica permanente, por lo que deben instalarse puentes de unión donde exista posibilidad de desconexión, tal como en los medidores de agua y en las uniones del servicio.

b) Los electrodos artificiales o las estructuras conectadas a tierra, deben separarse por lo menos 3.0 m de líneas de tubería usadas para la transmisión de líquidos o gases inflamables que operen a altas presiones ( $10.5 \text{ kg/cm}^2$  o más), a menos que estén unidos eléctricamente y protegidos catódicamente como una sola

unidad.

Debe evitarse la instalación de electrodos a menos de 3.0 m de distancia de dichas líneas de tubería. pero en caso de existir, deben ser coordinados de manera que se asegure que no se presenten condiciones peligrosas de corriente alterna y no sea nulificada la protección catódica de las líneas de tubería.

#### 2103-28. Superficies de contacto.

Cualquier recubrimiento de material no conductor, tal como esmalte, moho o costra, que esté presente sobre las superficies de contacto de electrodos en el punto de la conexión, debe ser removido completamente donde se requiera, a fin de obtener una buena conexión.

### E. Resistencia a tierra de Electrodos

#### 2103-32. General.

El sistema de tierras debe consistir de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener una resistencia a tierra suficientemente baja para minimizar los riesgos al personal en función de la tensión de paso y de contacto (se considera bueno un valor de  $10\Omega$ , en terrenos con alta resistividad éste valor puede llegar a ser hasta de  $25\Omega$ ; si la resistividad es mayor a  $3000\Omega\text{-m}$  se permiten  $50\Omega$ ) y para permitir la operación de los dispositivos de protección.

##### a) Plantas generadoras y subestaciones.

Cuando están involucradas tensiones y corrientes muy altas, se requiere de un sistema enmallado de tierra con múltiples electrodos y conductores enterrados y otros medios de protección.

b) Sistemas de un solo electrodo.

Los sistemas con un solo electrodo deben utilizarse cuando el valor de la resistencia a tierra no exceda de 25 ohms en las condiciones más críticas.

Para instalaciones subterráneas el valor recomendado de resistencia a tierra es 5 ohms.

c) Sistemas con múltiples conexiones a tierra.

El neutro, cuya capacidad de corriente debe ser adecuada al servicio de que se trate, debe estar conectado a un electrodo artificial en cada transformador y en otros puntos de la línea, de tal manera que se tenga una conexión a tierra como mínimo, en cada 400 m de línea sin incluir las conexiones a tierra en los servicios de usuarios.

Nota. Los sistemas de múltiples conexiones a tierra que se extienden a través de distancias considerables, dependen más de la cantidad de los electrodos de tierra que de la resistencia a tierra de cualquier electrodo individual.

F. Método de Puesta a Tierra para Aparatos de Comunicación

2103-36. Teléfonos y otros aparatos de comunicación en circuitos expuestos al contacto con líneas de suministro eléctricos y a descargas atmosféricas.

Los protectores y, cuando se requiera, las partes metálicas no portadoras de corriente expuestas, ubicadas en las centrales telefónicas o en instalaciones exteriores, deben conectarse a tierra en la forma siguiente:

a) Electrodo

El conductor de puesta a tierra debe conectarse a un electrodo aceptable, como los descritos en la Subsección C. Otra alternativa es hacer esta conexión a la cubierta metálica del equipo del servicio eléctrico o al conductor del electrodo de tierra, cuando el conductor neutro del servicio eléctrico esté conectado a un aceptable electrodo de tierra en el edificio.

b) Conexión del electrodo.

El conductor de puesta a tierra debe ser preferentemente de cobre, de área de sección transversal no menor de  $2.08 \text{ mm}^2$  (No. 14 AWG) o de cualquier otro material de capacidad de conducción de corriente equivalente que no sufra corrosión bajo las condiciones de uso. La conexión de este conductor al electrodo de tierra debe hacerse por medio de un conector adecuado.

c) Unión de electrodos.

Debe colocarse un puente de unión de área de sección transversal no menor a  $13.30 \text{ mm}^2$  (No. 6 AWG) de cobre, u otro material de capacidad de conducción de corriente equivalente entre el electrodo de los equipos de comunicación y el electrodo del neutro del sistema eléctrico, cuando se usen electrodos separados en la misma edificación.

## ARTICULO 2403 - SISTEMA DE TIERRAS

### 2403-1 Generalidades.

Las subestaciones deben tener un adecuado sistema de tierras al cual se deben conectar todos los elementos de la instalación que requieran la conexión a tierra para:

a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la

circulación de las corrientes a tierra, ya sean debidas a una falla a tierra del sistema, o a la operación de un apartarrayos.

b) Evitar que durante la circulación de corrientes de falla a tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación (ya sea sobre el piso o con respecto a partes metálicas puestas a tierra) que puedan ser peligrosas para el personal, considerando que las tensiones tolerables por el cuerpo humano deben ser mayores que las tensiones resultantes en la malla.

c) Facilitar la operación de los dispositivos de protección adecuados, para la eliminación de las fallas a tierra.

d) Proporcionar mayor confiabilidad y seguridad al servicio eléctrico.

e) Evitar la aparición de potencial en el neutro de un sistema en estrella aterrizado.

Los elementos principales del sistema de tierras son:

1) Red o malla de conductores enterrados, a una profundidad que usualmente varía de 0.30 a 1.0 m.

2) Electrodo de tierra, conectados a la red de conductores y enterrados a la profundidad necesaria para obtener el mínimo valor de resistencia a tierra.

3) Conductores de puesta a tierra, a través de los cuales se hace la conexión a tierra de las partes de la instalación o del equipo.

4) Conectores, pueden ser a compresión o soldables.

2403-2 Características del sistema de tierras.

a) Disposición física. El cable que forme el perímetro exterior de la malla, debe ser continuo de manera que encierre toda el área en que se encuentra el equipo de la subestación, con ello se evitan altas concentraciones de corriente y gradientes de potencial en el área y las terminales cercanas.

La malla debe estar constituida por cables colocados paralela y perpendicularmente, con un espaciado adecuado a la resistividad del terreno y preferentemente formando retículas cuadradas.

Los cables que forman la malla deben colocarse preferentemente a lo largo de las hileras de estructuras o equipo, para facilitar la conexión a los mismos.

En cada cruce de conductores de la malla, éstos deben conectarse rígidamente entre sí y en los puntos adecuados conectarse a electrodos de tierra de 2.40 m de longitud mínima, clavados verticalmente. Donde sea posible, construir registros en los mismos puntos y como mínimo en los vértices de la malla.

En subestaciones tipo pedestal se requiere que el sistema de tierra quede confinado dentro del área que proyecta el equipo sobre el suelo.

Excepción : En las subestaciones tipo poste o pedestal se acepta como sistema de tierras la conexión del equipo a uno o más electrodos. La resistencia a tierra total debe cumplir con los valores del inciso c) de ésta Sección.

b) Las características de los sistemas de tierra deben cumplir con lo aplicable del Artículo 250.

c) Resistencia a tierra de la malla. La resistencia total de la malla con respecto a tierra debe determinarse tomando en cuenta los siguientes parámetros:

Longitud total de elementos enterrados.

Resistividad eléctrica del terreno.

Area de la sección transversal de los conductores mínima aceptable es  $107.2 \text{ mm}^2$  de cobre (4/0 AWG).

Profundidad.

La resistencia eléctrica total del sistema de tierra debe conservarse en un valor (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) menor a:  $25\Omega$  para subestaciones hasta 250 kVA y 34.5 kV,  $10\Omega$  en subestaciones mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV y de  $5\Omega$  en subestaciones que operen con tensiones mayores a 34.5 kV.

Deben efectuarse las pruebas necesarias para comprobar que los valores reales de la resistencia a tierra de la malla se ajustan a los valores que da el diseño; asimismo, repetir periódicamente estas pruebas para comprobar que se conservan las condiciones originales, a través del tiempo y de preferencia en época de estiaje, para verificar que se mantienen dentro de límites aceptables.

Excepción: Para terrenos con resistividad mayor a  $3000\Omega\text{-m}$ , se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

2403-3 Puesta a tierra de cercas metálicas.

Debido a que las cercas metálicas son usualmente accesibles al público y pueden ocupar una posición sobre la periferia de la malla de tierras donde los gradientes de potencial son más altos, se

deben tomar las siguientes medidas:

a) Si la cerca se coloca dentro de la zona correspondiente a la malla, se debe prolongar ésta a 1.50 m fuera de la cerca, como mínimo.

b) Si la cerca se encuentra fuera de la zona correspondiente a la malla, debe colocarse por lo menos a 2.0 m del límite de la malla.

#### 2403-4 Puesta a tierra de rieles y tuberías de agua.

a) Rieles. Los rieles de escape (espuelas) de ferrocarril que entren a una subestación no deben conectarse al sistema de tierras de la subestación, porque se transfiere un aumento de potencial a un punto lejano durante un cortocircuito; o bien, si la puesta a tierra es en un punto lejano, se introduce el mismo peligro pero en el área de la subestación.

Para evitar estos riegos deben aislarse uno o más pares de juntas de los rieles donde éstos salen del área de la red de tierras.

b) Tuberías de agua. Las tuberías metálicas de agua que estén enterradas dentro de la subestación deben ser conectadas al sistema de tierras de la misma subestación, preferentemente en varios puntos.

La misma regla debe seguirse con tuberías de gas y con las cubiertas metálicas de los cables que están en contacto con el terreno.

#### 2403-5 Puesta a tierra de partes no conductoras de corriente.

a) Las partes metálicas expuestas que no conducen corriente,

del equipo eléctrico, deben conectarse a tierra en forma permanente, tales como armazones de generadores y motores, cubierta de tableros, tanques de transformadores e interruptores, así como las defensas metálicas del equipo eléctrico (incluyendo barreras, cercas de alambre etc.).

b) Con excepción de equipo instalado en lugares húmedos o lugares peligrosos, las partes metálicas que no conducen corriente, pueden no conectarse a tierra, siempre que sean normalmente inaccesibles o que se protejan por medio de resguardos, o bien, por las distancias que se señalan para protección de partes vivas en la Sección 2404-1 a).

Esta última protección debe impedir que se puedan tocar inadvertidamente las partes metálicas mencionadas y simultáneamente, algún objeto conectado a tierra.

c) Las estructuras de acero de la subestación, en general, deben conectarse a tierra.

#### 2403-6 Conexión a tierra durante reparaciones.

El equipo o los conductores que operen a más de 600 V entre fases y que se tengan que reparar cuando se desconecten de su fuente de abastecimiento, deben conectarse a tierra por algún medio apropiado, antes y durante la reparación.

#### 2403-7 Detectores de tierra.

Las subestaciones que alimentan circuitos que no estén permanentemente conectados a tierra deben tener un detector, que pueda usarse para determinar la existencia de tierra en cualquiera de los circuitos que salgan de ella.

## CUESTIONARIO

- 1.- Se puede usar el ademe metálico de un pozo como electrodo de tierra, porqué.
- 2.- Describa un contacto polarizado.
- 3.- El conductor de puesta a tierra puede ser aislado, en que casos.
- 4.- Se deben conectar a tierra las tuberías de agua.
- 5.- Se puede usar como electrodo de puesta a tierra de equipos, las bajadas de los apartarrayos.
- 6.- Cual es el calibre mínimo permitido del conductor de puesta a tierra y en que casos se usa.
- 7.- Cual es el conductor adecuado de puesta a tierra para canalizaciones y equipos protegidos con un interruptor de 30 amperes.
- 8.- Las pantallas de los cables se deben unir a los conductores de puesta a tierra de los apartarrayos, y en que casos.

- 9.- Si no existe falla alguna, y circula corriente por los conductores de tierra, que se debe hacer.
- 10.- Se deben conectar a tierra las cercas metálicas y por que.
- 11.- Cual es el calibre mínimo del conductor de puesta a tierra de los apartarrayos primarios.
- 12.- Cual es la distancia mínima que debe haber entre los conductores de los circuitos y las bajadas de los pararrayos.
- 13.- Cual es la distancia mínima entre los conductores de comunicación subterránea y los conductores de puesta a tierra de los apartarrayos que operan arriba de 15 kV.
- 14.- Cuales son los electrodos existentes.
- 15.- Cuales son los electrodos artificiales.
- 16.- Cuales son las funciones de los sistemas de tierra en las subestaciones de mediana y alta tensión.
- 17.- Cuales son las características más importantes del sistema de tierra.

VARIOS.

6.1.- Corrosión en los sistemas de tierras.

Los sistemas de tierras se componen de elementos que van enterrados directamente, en contacto directo con el suelo, el cual por lo general está húmedo, estos elementos, se ven atacados por la corrosión. Así, es común encontrar redes de tierra que no funcionen en forma adecuada, porque algunos de sus elementos se han corroído.

Entre los casos más comunes donde se presenta la corrosión están; lugares donde se rectifica la corriente, como centros de cómputo, vías de tranvía, trolebuses, metro etc. Lugares cercanos a canales de aguas residuales, ya que a éstas aguas se les agregan sustancias químicas que atacan a los metales y el cobre no es la excepción, sin embargo es necesario considerar que, un metal enterrado tiende a corroerse con el transcurso del tiempo.

6.1.1.- Corrosión por efecto galvánico.

Otra forma de corrosión en los metales se da por el efecto galvánico que es producto de unión de metales diferentes como se muestra en la figura 6.1.

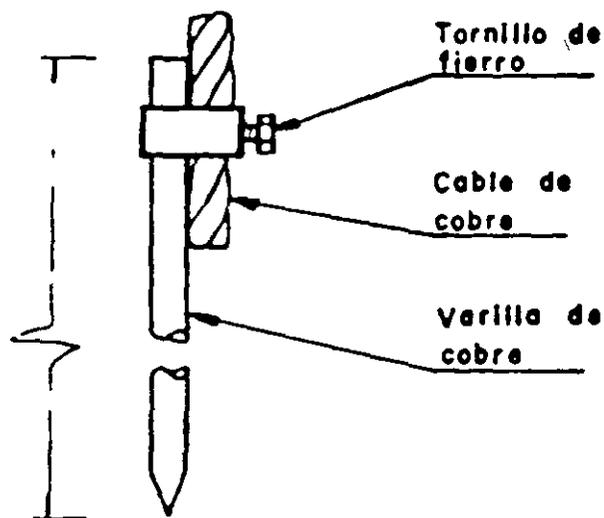


Fig. 6.1.- Efecto galvánico entre la unión del hierro con el cobre, donde el hierro se va a corroer.

Los metales tienen un potencial propio el cual se da en la tabla siguiente:

MATERIAL	POTENCIAL	FUNCION
Potasio	- 2.922	A N O D I C O S <hr/> CA TO DI COS
Magnesio	- 2.340	
Aluminio	- 1.670	
Zinc	- 0.762	
Cromo	- 0.710	
Hierro	- 0.440	
Niquel	- 0.250	
Hidrógeno	0.000	
Cobre	+ 0.345	
Plata	+ 0.800	
Platino	+ 1.200	
Oro	+ 1.680	

Para que exista corrosión por efecto galvánico se debe cumplir con lo siguiente:

1.- Unir dos metales diferentes y entre más activo o anódico, se corroe más rápido, es decir entre mayor diferencia de potencial entre ambos metales, la corrosión será mayor.

2.- Cuanto más se incremente la diferencia de potencial, la corrosión por efecto galvánico será mayor.

Este caso es muy común entre las conexiones de cobre con fierro, y se da mucho entre los conectores y mordazas. El aluminio es muy sensible a este proceso.

3.- Si la unión de los metales se encuentra inmersa en un electrolito, la corrosión se acelera.

4.- Si unimos fierro con cobre, pero la masa de fierro es mucho más grande que la del cobre, se disminuye la corrosión.

#### 6.1.2.- Protección contra la corrosión.

Cuando se presenta la corrosión en un sistema de tierras es conveniente protegerlo en forma adecuada. El método de la protección catódica es el más usual para proteger elementos metálicos enterrados, a continuación se da una definición de la protección catódica: "Es la reducción o eliminación de la corrosión, haciendo al metal un cátodo por medio de una corriente

directa impresa o empleando un ánodo de sacrificio el cual puede ser de magnesio, aluminio o zinc".

Para aclarar esto, podemos ampliar los conceptos de la corrosión electro-química, esto es, existe un flujo de corriente eléctrica de ciertas áreas de un metal a través de una solución capaz de conducir electricidad, agua salada por ejemplo.

El término ánodo es usado para describir la parte del metal que se corroe y de donde sale la corriente para entrar en la solución.

El término cátodo es usado para describir la parte del metal en que la corriente deja la solución y entra al metal, ver figura 6.2.

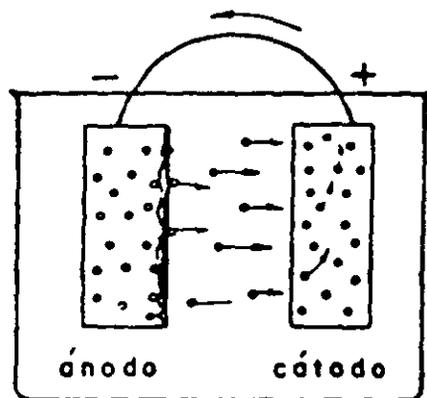


Fig. 6.2.- Flujo de corriente entre un ánodo y un cátodo en un electrolito.

La solución capaz de conducir electricidad se llama electrolito, el electrolito que forma un medio corrosivo puede ser una solución, agua de lluvia o un medio húmedo, como el suelo por ejemplo.

### 6.1.3. Protección Catódica.

Este método consiste en cambiar el área anódica que se desea proteger por una catódica eliminando la corrosión. Esto se puede lograr aplicando una corriente directa eléctrica al metal que se corroe volviéndolo un cátodo.

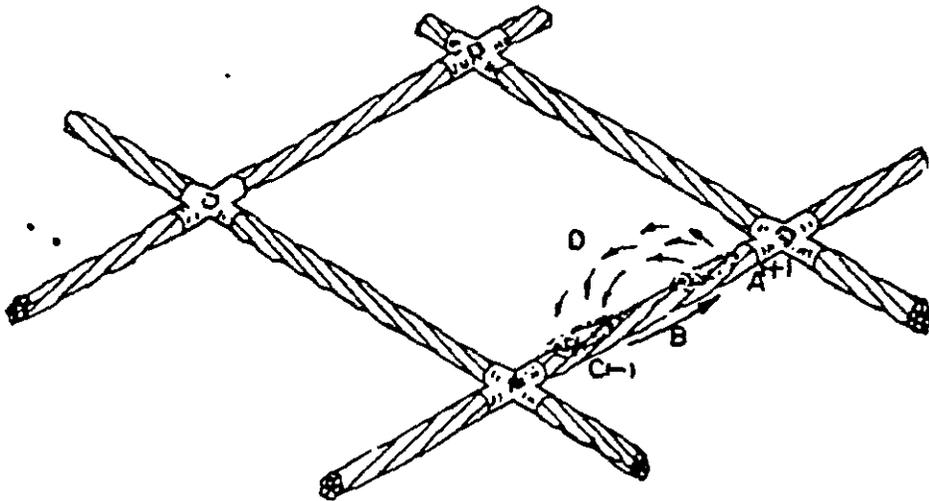


fig 6.3.- Flujo de corriente directa en una malla que presenta corrosión.

C.- Area catódica sin corrosión.

B.- Flujo de corriente a través del conductor regresa la corriente del área catódica al área anódica, cerrando el circuito.

A.- Area anódica, cuando la corriente deja el metal para entrar en el terreno que lo circunda, el metal es corroído en este punto.

D.- Flujo de corriente a través del terreno del área anódica a la catódica.

Como se observa en la figura la corriente fluye directamente de las áreas anódicas a las catódicas y completa el circuito a través del conductor, cuando el flujo de corriente va del terreno al cable o al área catódica, no hay corrosión. Cuando se protege una malla de tierras en forma catódica, el objetivo es que la red de tierras en su totalidad reciba la corriente del medio ambiente, entonces la red será un cátodo y la corrosión se detiene. ver fig. 6.4.

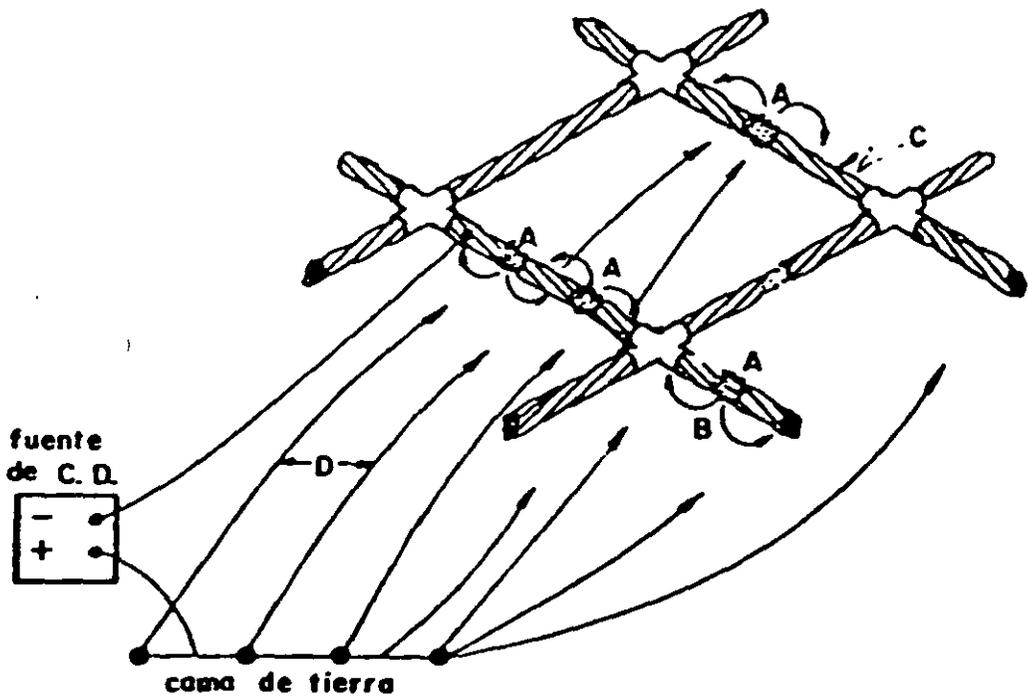


Fig. 6.4.- Uso de corriente directa para detener la corrosión.

A.- Areas que originalmente son anódicas.

B.- Líneas de flujo de corriente que se neutralizan con la protección.

C.- Malla protegida.

D.- Líneas de flujo de corriente de la cama de tierra a la superficie protegida.

De la figura 6.4 podemos observar que la protección catódica provoca un flujo de corriente a través del medio de la cama de tierra, compuesta por ánodos de sacrificio o material de consumo, donde ocurre la corrosión, no se ha detenido con la aplicación de la protección catódica pero se ha transmitido a otro lugar, el material anódico se gasta por lo que hay que reponerlo.

#### 6.1.4.- Fuentes de Corriente para la Protección Catódica.

Para convertir la red de tierras en un cátodo se necesita un flujo de corriente eléctrica para lo cual existen diferentes alternativas:

a) Anodos galvánicos (sacrificio).

Un ánodo es el miembro que se corroe, dando un flujo de corriente hacia la red protegida, cediendo sus electrones, es decir, su material, se puede aplicar o conectar directamente.

Ver fig.6.5

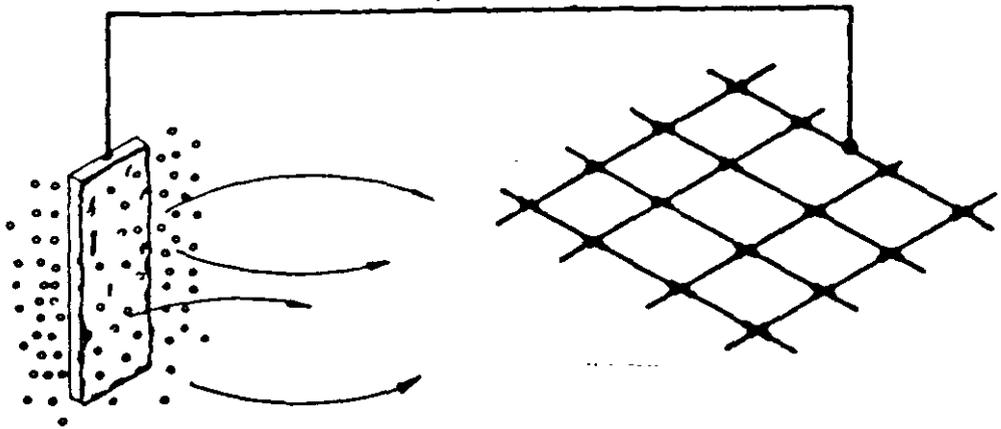


Fig.6.5. Principio de la protección catódica usando ánodos de sacrificio.

Existen varios requisitos para que funcionen los ánodos de sacrificio.

1.- El potencial entre el ánodo y la malla a proteger debe ser suficientemente grande para convertirla de ánodo a cátodo.

2.- El material del ánodo debe tener suficiente energía eléctrica para tene una vida útil duradera.

3.- Los ánodos deben tener una buena eficiencia ya que los metales se pasivan, es decir se autoprotegen de la corrosión, bajando su rendimiento.

El contenido de la energía eléctrica de un ánodo depende de las características del metal usado.

Por ejemplo un ánodo de zinc puro tiene una energía contenida de 372 amperes hora por libra, no convertimos a kilogramos porque en el mercado se consiguen los ánodos en peso por libras.

b) Sistemas de corriente impresa.

En este método la protección catódica se logra por medio de una fuente de energía externa de corriente directa. Consiste en conectar un potencial entre la red de tierras y la cama de tierras compuestas por ánodos de sacrificio. La terminal positiva siempre se debe conectar al material de sacrificio y la terminal negativa a la estructura a proteger. La fuente de energía más común es un rectificador. Ver. fig. 6.6.

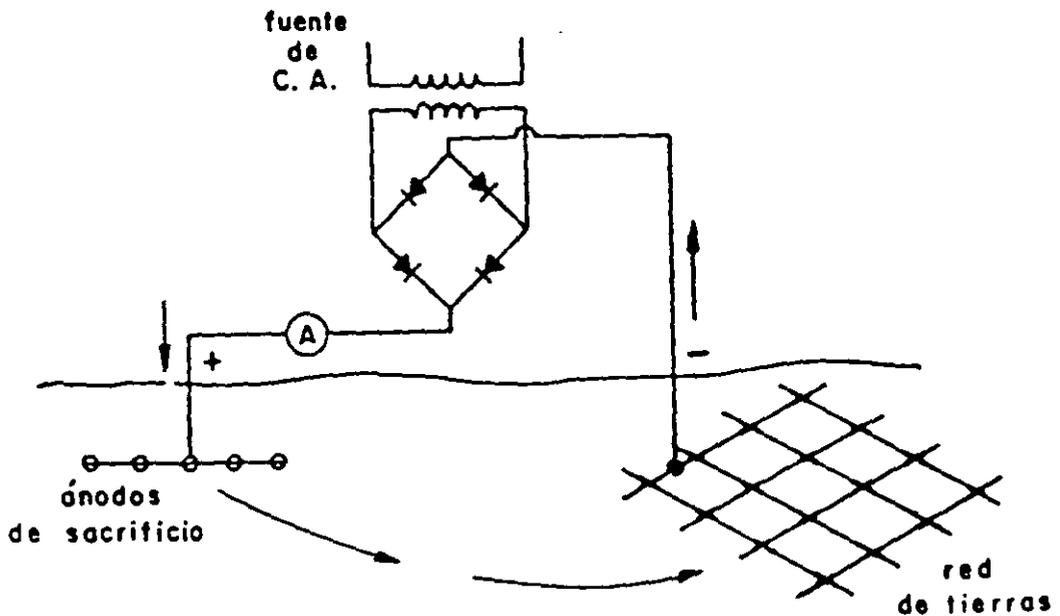


Fig.6.6.- Circuito básico de una protección catódica con energía externa rectificada.

### 6.1.5. Potencial del Medio Ambiente.

Las mediciones de potencial son usadas comúnmente como base para un criterio de la protección, si la corriente fluye hacia la red de tierras hay un cambio en el potencial de la red con respecto al medio. Es lógico que al existir una corriente haya una caída de tensión, por la resistencia que encuentra el flujo de corriente. El resultado es que la red protegida es más negativa con respecto al medio que la rodea.

Ver fig. 6.7

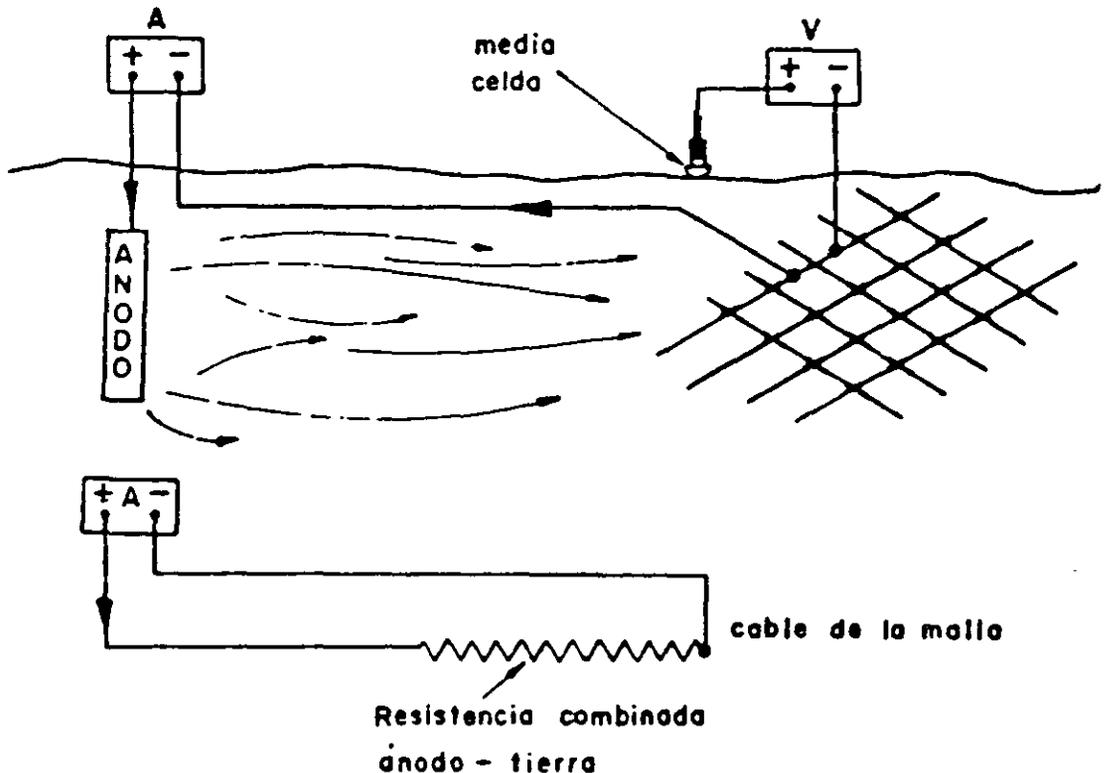


Fig. 6.7.- Protección catódica que muestra un voltímetro que mide el potencial respecto a tierra cuando se energiza la fuente de Corriente Directa y su diagrama eléctrico.

### 6.1.6. Media Celda.

Hasta aquí, no se había mencionado la medición de voltaje entre una red de tierras y el medio que lo rodea, ésta, se puede lograr a través de un electrodo de referencia conocido como media celda, mostrado en detalle en la fig. 6.8.

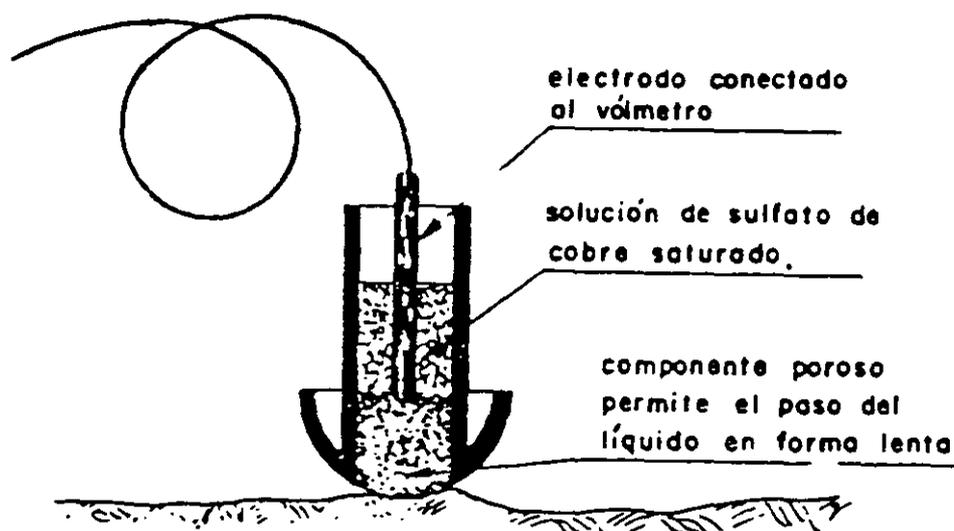


fig.6.8. Media celda de sulfato de cobre saturado (SO, Cu/Cu)

Si se tiene un potencial negativo de  $-0.85$  V. de CC en la malla a proteger, la protección contra la corrosión es adecuada.

Existen otros elementos para la media celda aparte del sulfato de cobre saturado, como se muestra en la tabla siguiente:

Tipo de electrodo de referencia	Corrección de la lectura con respecto al electrodo de Sulfato de Cobre Saturado.
Calumel Saturado	Agregue -0.072 volts
Cloruro de Plata/Plata (Solución 0.1 NKCL)	Agregue -0.010 volts
Zinc Puro (Especial de alto grado)	Agregue -1.10 volts

#### 6.1.7. Resistividad del medio.

Este tema se trató ampliamente en el capítulo uno inciso seis, la medición se puede efectuar con el método de Wenner u otros. La importancia de la resistividad radica que es inversamente proporcional a la corrosión, es decir para una resistividad alta la corrosión es baja, para un terreno con baja resistividad la corrosión es alta.

Esto se considera normal por lo que se muestra en la siguiente tabla:

Resistividad Ohms-metro (@-m)	Grado de Corrosión
5 o menos	Muy corrosivo
5 a 10	Corrosivo
10 a 20	Moderadamente Corrosivo
20 a 100	Medianamente Corrosivo
100 o más	Progresivamente menos corrosivo

## 6.2 Tierras de Seguridad.

Como se mencionó, la importancia de los sistemas de tierras radica en que su función principal es la de proteger la vida humana y a los equipos, en este inciso, se verán las tierras que se usan para proteger el personal que labora en instalaciones durante el mantenimiento y que se ve expuesto a accidentes por errores si no se protege en forma adecuada.

### 5.2.1.- Sistemas aéreos.

Los alimentadores aéreos de mediana tensión, así como, los de baja tensión están expuestos a la acción de agentes externos como; viento, lluvia, vandalismo, etc. De aquí que necesiten un mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo. Se han dado casos de accidentes por la repentina energización de las líneas mientras se encuentran trabajando en ellas, sin embargo, si en el lugar de trabajo se encuentran las tierras de seguridad en forma adecuada los trabajadores están protegidos.

El procedimiento para la instalación de las tierras de protección es el siguiente:

- 1.- Se verifica que la línea esté desenergizada, lo cual se logra mediante bastones o pértigas con detectores de energía.

2.- Se instala un corto circuito trifásico y a tierra cerca de los medios de seccionamiento, es decir a cuchillas o interruptores abiertos. Ver fig. 6.9

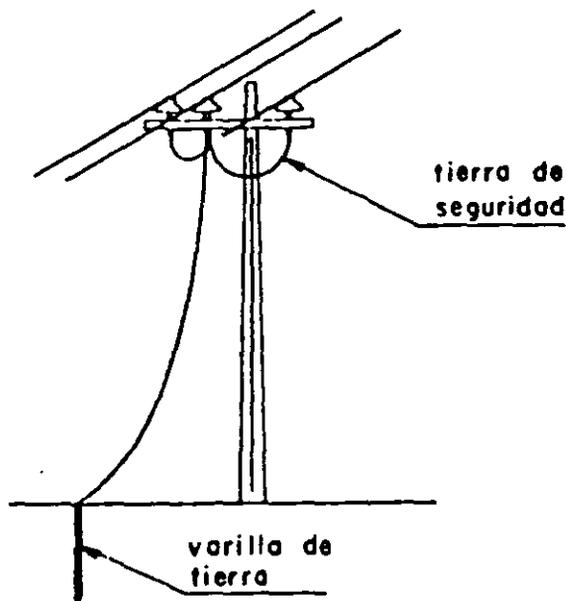


Fig. 6.9 Forma de puesta a tierra.

Primero se instala la varilla de tierra, debe tener un valor de resistencia a tierra baja, se coloca el cable a la varilla, se coloca el puente entre las fases. Para retirarlo es en secuencia invertida, es decir hasta el final se desprende la varilla de tierra.

3.- Se checa si hay plantas de emergencia cerca o zonas con fraude y se asegura que no existan regresos de potencial. Si se energiza un contacto de baja tensión, a través del transformador habrá alta tensión en la línea, pudiendo dañar al personal.

El cable de la tierra debe ser lo más flexible posible para evitar rupturas o ser de cable con forro transparente para ser revisado antes de usarlo. Este cable no debe estar muy holgado ya que si un trabajador se encuentra cerca del cable y por alguna circunstancia se energiza la línea en ese momento, no habrá tensiones peligrosas, pero el cable al energizarse y conducir corriente, tendrá un esfuerzo elec. magnético y se estirará subitamente pudiendo golpear al trabajador. Algunas formas inconvenientes se muestran en la fig. 6.10.

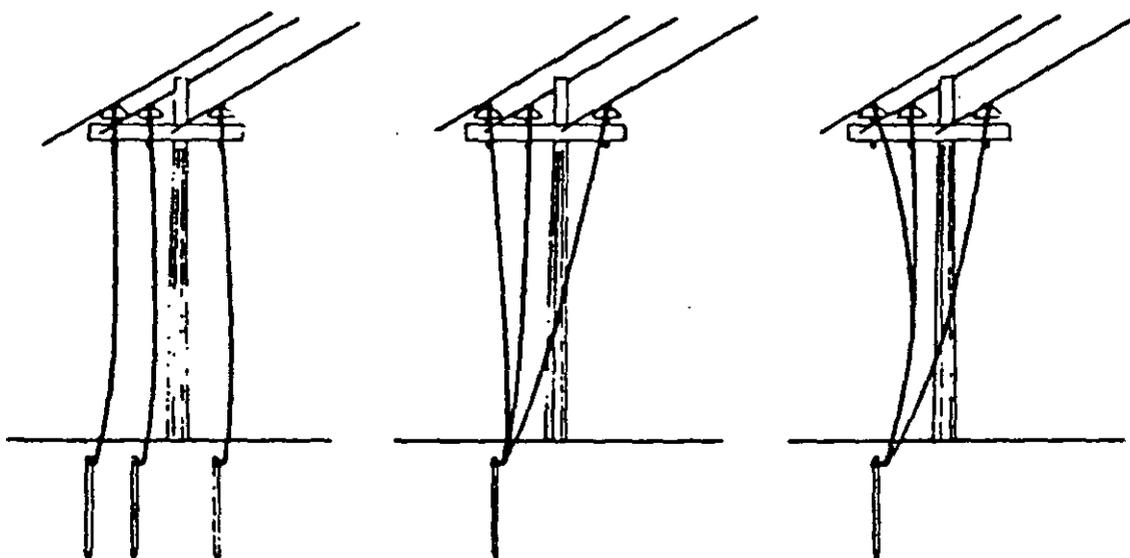


Fig. 6.10. Formas incorrectas de conexión a tierra.

#### 6.2.2.- Sistemas de Distribución Subterráneas

En este tipo de instalaciones vale la pena poner un poco más de interés ya que en los sistemas aéreos solo se coloca la tierra en los puntos de seccionamiento que están abiertos, mientras que, en los sistemas subterráneos, hay que colocar tierras en las

boquillas de alta y baja tensión de los transformadores y checar si hay planta de emergencia, si hay, es conveniente verificar que no exista la posibilidad de un retorno de la energía.

Los procedimientos de puesta a tierra son similares;

1.- Se verifica el potencial en el bus de Alta Tensión con una pértiga que señala la presencia de potencial (Para checar el funcionamiento de la pértiga).

2.- Se abre el interruptor general.

3.- Se vuelve a checar con la pértiga, ahora la ausencia de potencial.

4.- Si no hay potencial, se procede a colocar el puente entre las boquillas de alta y baja tensión y a tierra descargando el potencial remanente por defecto capacitivo de los cables o capacitores.

5.- La tierra puede ser la de la subestación, es decir no es necesario colocar un electrodo.

6.- Para normalizar el servicio se procede en forma inversa, se recomienda verificar que no quede ningún puente entre las boquillas.

En el caso de sistema subterráneos las longitudes de los cables de puesta a tierra pueden ser menores que en los usados en línea aérea por lo que se pueden usar cables desnudo de longitud más cortas.

La instalación de tierras de seguridad en forma adecuada puede evitar accidentes y aunque colocar las tierras en forma correcta puede ser tedioso, vale la pena hacerlo.

### 6.3.- Tierras para pararrayos.

Una definición de pararrayos es la que dice que es un dispositivo que capta las descargas atmosféricas, ofreciendo una trayectoria adecuada a tierra, donde disipa la energía del rayo, sin causar daños en su trayectoria. Esta definición aunque parece sencilla no es tan fácil de cumplir, esto es porque los rayos como muchos elementos de la naturaleza, no se controlan. Lograr que la descarga del rayo pase a tierra en forma directa sin causar daño, no es tan sencillo, sobre todo porque en la actualidad los equipos se componen con partes electrónicas que son muy sensibles a las sobretensiones, de aquí que los sistemas de tierras para los pararrayos necesitan cumplir con ciertos requisitos, los efectos de las descargas no están estudiados al cien por ciento por lo que es posible que en un futuro los reglamentos se modifiquen.

El número de electrodos de tierra está en función del número de bajadas del pararrayos, mientras que en la protección tipo "Franklin" es una, en el tipo "Jaula de Faraday" son varias, una por cada 30 metros de perímetro protegido o cuando menos 2.

Cada conductor de bajada debe terminar en un electrodo de tierra ya que la trayectoria a tierra debe ser lo más directa posible. Los conductores de tierra y los electrodos no se deben

usar en otras aplicaciones, es decir deben ser exclusivamente de los pararrayos, incluso deben estar separados dos metros de cualquier otro conductor eléctrico, pero si no se puede lograr ésto, es recomendable interconectar en una tierra común todos los conductores de tierra, incluyendo pararrayos, servicio eléctrico teléfonos, y otros sistemas de puesta a tierra, antenas, sistemas de tuberías metálicas de agua, etc.

Desde luego los sistemas de tierras para pararrayos se diseñan con las bases que se han visto en los capítulos anteriores.

En cuanto al valor de la resistencia a tierra que deben tener la tierra de los pararrayos, en las normas Americanas no se menciona algún valor mientras que en la norma Británica (CP326), se recomienda un valor de 10 Ohms como máximo, sin embargo y como opinión personal y todavía no demostrable, el valor de resistencia a tierra de los pararrayos debe ser muy similar al de otras tierras cercanas, para evitar arqueos y a la vez debe ser un valor, lo más bajo posible, en la Norma Nacional se recomienda un valor máximo de 10 Ohms.

En cuanto a los pararrayos, que son los equipos o dispositivos usados en la protección de los sistemas eléctricos solo queda mencionar que se conectan al sistema de tierras propio de la subestación y que también es recomendable que la bajada a tierra sea lo más directa posible y el electrodo se encuentre cerca.

## BIBLIOGRAFIA BASICA

TAGG GF

EARTH RESISTANCES

ANSI/IEEE Std 80-1986

IEEE GUIDE FOR  
SAFETY IN AC  
SUBSTATION GROUNDING

ANSI/IEEE Std 142-1982

IEEE GREEN BOOK  
IEEE RECOMMENDED  
PRACTICE FOR  
GROUNDING OF  
INDUSTRIAL AND  
COMMERCIAL POWER  
SYSTEMS

BRITISH STANDARD  
CODE OF PRACTICE  
CP 326-1965

THE PROTECTION OF  
STRUCTURE AGAINST  
LIGHTNING

BRITISH STANDARD  
CODE OF PRACTICE  
CP 1013-1965

EARTHING

NFPA 78-1989

LIGHTNING PROTECTION  
CODE

NACE

BASIC CORROSION  
COURSE

NOM-001-SEMP-1994

NORMA OFICIAL MEXICANA  
RELATIVA A LAS INSTALACIONES  
DESTINADAS AL SUMINISTRO Y  
USO DE LA ENERGIA ELECTRICA