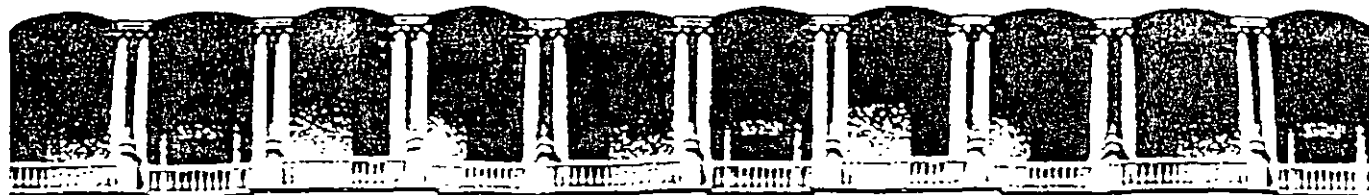


PROGRAMA DEL CURSO DE ³ ALACIONES ELECTRICAS

DEL 30 DE SEPTIEMBRE AL 12 DE OCTUBRE DEL 2002

LUNES 30	17:00 a 19:00	1 - PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS	ING. ANDRES D CHAVEZ SAÑUDO	2
	19:00 a 21:00	2.- INTERPRETACION Y APLICACIÓN DE LAS TARIFAS	ING EFRAIN CABRERA VEGA	2
MARTES 1	17:00 a 19:00	3.- AHORRO DE ENERGIA	ING LEOPOLDO GARCIA LUNA	2
	19:00 a 21:00	4.- CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA	ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN	2
MIERCOLES 2	17:00 a 19:00	5 - CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA	ING ANDRES CHAVEZ SAÑUDO	2
	19:00 a 21:00	6 - SISTEMAS DE EMERGENCIA	ING ANDRES CHAVEZ SAÑUDO	2
JUEVES 3	17:00 a 21:00	7 - DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO	ING. ABEL GARCIA OROPEZA	4
VIERNES 4	17:00 a 21:00	8.- PROTECCION CONTRA SOBRETENSIONES	ING. MIGUEL ANGEL FLORES RANGEL	5
SABADO 5	9:00 a 13:00	9 - ASPECTOS RELEVANTES DE LA NORMA NOM-001-SEMIP-1994	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS	4
LUNES 7	17:00 a 21:00	10 - PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES	ING ANDRÉS CHAVEZ SAÑUDO	4
MARTES 8	17:00 a 21:00	11.- PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS	ING RAUL MENDEZ ALBORES	4
MIERCOLES 9	17:00 a 21:00	12 - SELECCIÓN Y ESPECIFICACION DE CABLES Y ACCESORIOS EN MEDIA TENSION Y DE CONDUCTORES EN BAJA TENSION	ING MARIO CHAVEZ GARCIA	2
JUEVES 10	17:00 a 19:00	13 - SELECCIÓN DE MOTORES	ING FEDERICO HERNANDEZ PALACIOS ING FERNANDO TORRES CASTELLANOS	2
	19:00 a 21:00	14 - SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES	ING SERGIO MARTINEZ NAVARRO	2
VIERNES 11	17:00 a 21:00	15.- SISTEMAS DE TIERRAS	ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY	4
SABADO 12	9:00 a 13:00	16 - CALCULO DE FALLAS	ING FELIPE MARTINEZ CRUZ	5



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS

EXPOSITOR: ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

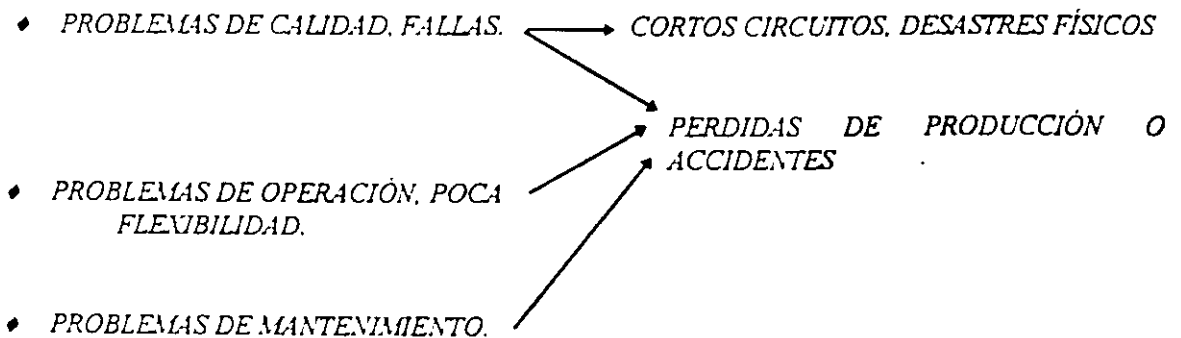
PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

1. INTRODUCCIÓN

LA CONTINUIDAD DE LA PRODUCCIÓN EN UNA PLANTA INDUSTRIAL ES TAN CONFIABLE, COMO LO ES SU SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO.

DOS PLANTAS DIFÍCILMENTE TIENEN LAS MISMAS NECESIDADES, POR LO QUE NO SE PUEDE USAR EL MISMO SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO, SIN EMBARGO, SE DEBEN SEGUIR LAS MISMAS RECOMENDACIONES, CÓDIGOS Y NORMAS DE INGENIERÍA.

FRECUENTEMENTE SE PROYECTA EN BASE AL MENOR COSTO INICIAL, ESTO PUEDE ORIGINAR:



LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA BIEN PLANEADO Y UNA INSTALACIÓN MEDIOCRE, ES GENERALMENTE PEQUEÑA. TÓMESE EN CUENTA QUE EL SISTEMA ELÉCTRICO, EN GENERAL, SERÁ DE ALREDEDOR DEL 2 AL 10 % DEL COSTO GLOBAL DE LA PLANTA.

EL SISTEMA ELÉCTRICO DE UNA PLANTA NO ES UN FIN EN SÍ, SINO FORMA SOLO UNA PARTE DE UN PROCESO PRODUCTIVO, PARTE VITAL POR CIERTO.

NO PLANEÉ UN SISTEMA ELÉCTRICO SIN LA PARTICIPACIÓN DE:

- ♦ *EL PERSONAL DE PRODUCCIÓN DE LA PLANTA. ELLOS CONOCEN EL PROCESO, SABEN CUALES MAQUINAS PUEDEN QUEDAR FUERA DE OPERACIÓN EN UNA EMERGENCIA Y CUALES NO. Y CONOCEN LAS NECESIDADES DE CAMBIOS FUTUROS.*
- ♦ *EL PERSONAL DE MANTENIMIENTO, INDICARÁ, EN BASE A SUS PROGRAMAS, COMO SE DEBE HACER LA INSTALACIÓN PARA DARLE MANTENIMIENTO SIN RIESGO Y CON FACILIDAD, INDICANDO TAMBIEN QUE SISTEMAS QUEDAN CONECTADOS EN CASO DE MANTENIMIENTO.*
- ♦ *EL PERSONAL DE SEGURIDAD.*
- ♦ *EL GRUPO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL QUE PLANEA LA FÁBRICA Y LOS DEMÁS GRUPOS DE CONSTRUCCIÓN, MECÁNICA Y CIVIL, DEBIENDO HABER UNA BUENA COORDINACIÓN ENTRE TODOS.*
- ♦ *PLANEAR LA POSIBLE EXPANSIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO EVITANDO IMPROVISACIONES E INSTALACIONES DEFECTUOSAS.*
- ♦ *ES FRECUENTE QUE QUIENES PLANEAN UNA PLANTA, SE INTERESAN SOBRE TODO EN LAS MAQUINAS DE PRODUCCIÓN, LOS MÉTODOS, Y LA DISTRIBUCIÓN DE PLANTA. ESTE GRUPO Y EL GRUPO DE*

PRODUCCIÓN, TIENDEN A OLVIDAR O MENOSPRECIAR LA INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

MOTIVO POR EL CUAL :

- *EL SISTEMA NO ESTARÁ BIEN DISEÑADO*
- *LOS COSTOS INICIALES SE ELEVARAN*
- *SE VERA AFECTADA SERIAMENTE TODA LA PLANEACIÓN*

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

2. CONSIDERACIONES BÁSICAS DE DISEÑO

2.1 SEGURIDAD.

LOS DOS FACTORES MÁS IMPORTANTES QUE DEBEN CONSIDERARSE EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO SON LA SEGURIDAD DE LA VIDA Y LA PRESERVACIÓN DE LA PROPIEDAD. ES NECESARIO SEGUIR LAS NORMAS, CÓDIGOS Y PRÁCTICAS RECOMENDADAS EN LA SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE LOS MATERIALES Y EQUIPOS.

IGUALMENTE IMPORTANTE ES PROVEER EQUIPO DIMENSIONADO ADECUADAMENTE DE MANERA QUE SE PUEDAN TENER NIVELES DE FALLAS MANEJABLES EN EL SISTEMA, DE ACUERDO CON LOS PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO ESTABLECIDOS.

ALGUNAS DE LAS RECOMENDACIONES DE SEGURIDAD EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS SON:

- *LOS CONDUCTORES ENERGIZADOS DEBEN PROTEGERSE CONTRA CONTACTO ACCIDENTAL, YA SEA INSTALANDO BARRERAS PROTECTORAS O INSTALANDO LOS CONDUCTORES A UNA ALTURA SUFICIENTE QUE NO PERMITA EL CONTACTO ACCIDENTAL.*
- *LAS CUCHILLAS DESCONECTADORAS NO DEBEN OPERARSE MIENTRAS ESTAS LLEVEN CORRIENTE, A MENOS QUE ESTEN DISEÑADAS PARA INTERRUMPIR ESA CORRIENTE. SE DEBERÁN DE EQUIPAR CON BLOQUEOS DE SEGURIDAD Y LETREROS QUE PREVENGAN LA OPERACIÓN.*
- *DEBERÁN INSTALARSE SEÑALES DE PRECAUCIÓN EN EQUIPO ELÉCTRICO ACCESIBLE A PERSONAL NO CALIFICADO O REJAS QUE RODEEN EL EQUIPO.*
- *DEBERÁ INSTALARSE UN ADECUADO SISTEMA DE ATERRIZAMIENTO.*
- *INSTALAR ALUMBRADO DE EMERGENCIA DONDE SEA NECESARIO EN CASO DE FALLA SÚBITA DEL ALUMBRADO NORMAL.*

2.2. CONFIABILIDAD.

LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO REQUERIDA, DEPENDE DEL TIPO DE PROCESO O MANUFACTURA DE LA PLANTA Y DEL COSTO DE ESA OPERACIÓN ESPECIFICAMENTE SI SE INTERRUMPE.

ALGUNAS PLANTAS TOLERAN INTERRUPCIONES MIENTRAS QUE OTRAS REQUIEREN DE UN GRADO MÁS ALTO DE CONFIABILIDAD DE SERVICIO.

EL SISTEMA DEBE DISEÑARSE SIEMPRE PARA AISLAR LAS FALLAS CON UN MÍNIMO DE DAÑOS AL SISTEMA.

EN MÉXICO LAS CIAS. SUMINISTRADORAS OFRECEN LA ENERGÍA A CLIENTES INDUSTRIALES DIRECTAMENTE A VOLTAJES DE 23, 34.5, 69, 85, 115, Y 230 KV, USANDO SUBESTACIONES DEDICADAS.

LOS SERVICIOS DE DISTRIBUCIÓN A VOLTAJES MÁS BAJOS TIENDEN A SER SISTEMAS MÁS VIEJOS Y QUE SON SUSCEPTIBLES DE UNA TASA DE INTERRUPCIÓN MÁS ALTA QUE EN LOS SISTEMAS DE ALTO VOLTAJE.

TAMBIEN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN SUBTERRANEOS DAN UNA CONFIABILIDAD MÁS ALTA QUE LOS AEREOS, AUNQUE TAMBIEN CONLLEVA UN ALTO COSTO DE INSTALACIÓN.

3. ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL

UNA DE LAS PREGUNTAS QUE USUALMENTE SE HACE DURANTE EL DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO ES, COMO HACER UNA COMPARACIÓN CUANTITATIVA DE LA TASA DE FALLA EN TÉRMINO DE SALIDAS FORZADAS EN HORAS AL AÑO PARA DIFERENTES ARREGLOS DEL SISTEMA, INCLUYENDO EL RADIAL, SELECTIVO-PRIMARIO, SELECTIVO SECUNDARIO, ETC.

EL COSTO ESTIMADO DE LAS INTERRUPCIONES DE ENERGÍA EN DIFERENTES PUNTOS DEBE CONSIDERARSE EN LA DECISIÓN DE QUE ARREGLO ELÉCTRICO USAR.

LA DECISIÓN DEBERÁ BASARSE SOBRE EL COSTO TOTAL DE LA OBRA DURANTE LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO EN LUGAR DE SOBRE EL COSTO INICIAL.

EL INCREMENTO DEL COSTO PARA PROVEER DETERMINADOS SERVICIOS ELÉCTRICOS ES USUALMETE PEQUEÑO COMPARADO CON EL COSTO TOTAL DE LA PLANTA.

PARA CALCULAR LA TASA DE FALLA Y LAS SALIDAS FORZADAS POR AÑO, ES NECESARIO CONTAR CON UNA BASE DE DATOS DEL COMPORTAMIENTO DE CADA UNO DE LOS EQUIPOS QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ASI COMO DEL SUMINISTRO POR PARTE DE LA CIA. SUMINISTRADORA.

3.1. SIMPLICIDAD DE OPERACIÓN.

UNA VEZ SATISFECHOS LOS REQUERIMIENTOS DEL PROCESO, LA OPERACIÓN DEL SISTEMA DEBE SER TAN SIMPLE COMO SEA POSIBLE.

3.2. REGULACIÓN DE TENSIÓN.

UNA REGULACIÓN POBRE DE VOLTAGE VA EN DETRIMENTO DE LA VIDA Y OPERACIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO. EL VOLTAGE DE ALIMENTACIÓN DE LOS EQUIPOS DEBE MANTENERSE DENTRO DE LOS LÍMITES DE TOLERANCIA DE TODOS LOS EQUIPOS, BAJO CUALQUIER CONDICIÓN DE CARGA. SE RECOMIENDA HACER USO DE LOS ESTUDIOS DE FLUJO DE CARGAS Y EL CÁLCULO DE ARRANQUE DE MOTORES PARA VERIFICAR LA REGULACIÓN DEL VOLTAGE.

3.3. MANTENIMIENTO.

EL SISTEMA DEBERÁ CONTAR CON PREVISIONES PARA LAS NECESIDADES DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO DESDE EL DISEÑO INICIAL. SE DEBERÁN TENER ACCESOS CON SEGURIDAD Y FACILIDAD A TODO EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN PARA SU INSPECCIÓN, LIMPIEZA Y REPARACIÓN.

3.4. FLEXIBILIDAD.

LA FLEXIBILIDAD EN UN SISTEMA ELÉCTRICO SIGNIFICA TENER CAPACIDAD DE EXPANDERSE O DE ADAPTARSE A LAS NECESIDADES DEL CAMBIO DURANTE LA VIDA DE LA PLANTA. SE DEBE ESTUDIAR SERIAMENTE CONSIDERACIONES TALES COMO, CAPACIDADES DE EQUIPO, ESPACIO PARA EQUIPO FUTURO, Y CAPACIDADES POR INCREMENTO EN LA CARGA.

3.5. COSTO INICIAL

MIENTRAS QUE EL COSTO INICIAL ES IMPORTANTE, LA SEGURIDAD, LA CONFIABILIDAD, EL REQUERIMIENTO DE VOLTAGE, EL MANTENIMIENTO Y LA FLEXIBILIDAD DEBERÁN TAMBIÉN CONSIDERARSE EN LA SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA.

4. GUIA PARA LA PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

EL SIGUIENTE PROCEDIMIENTO PODRÁ GUIAR AL INGENIERO EN EL DISEÑO DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL.

- *LEVANTAMIENTO DE CARGAS*
- *DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA*
- *SELECCIÓN DEL ARREGLO ELÉCTRICO*
- *LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO*
- *SELECCIÓN DEL VOLTAJE DE UTILIZACIÓN*
- *SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA*
- *GENERACIÓN*
- *DIAGRAMA UNIFILAR*
- *ANÁLISIS DE CORTO CIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES*
- *EXPANSIÓN FUTURA*
- *COMUNICACIONES*
- *MANTENIMIENTO*

4.1. LEVANTAMIENTO DE CARGAS

ES NECESARIO OBTENER UN PLANO GENERAL DE LA PLANTA CON LA LOCALIZACIÓN DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES ANOTANDO SUS CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS PRINCIPALES (POTENCIA, TENSIÓN, No. DE FASES, ETC.) DE MODO DE PODER DETERMINAR LA CARGA TOTAL DE LA PLANTA EN KW O EN KVA.. INICIALMENTE LA CANTIDAD CALCULADA DE CARGA PUEDE ESTAR LIMITADA, YA QUE, ALGUNAS CARGAS COMO EL ALUMBRADO O EL AIRE ACONDICIONADO SE PUEDEN ESTIMAR DE TABLAS GENERALES. LA MAYORÍA DE LA CARGA EN PLANTAS INDUSTRIALES ESTA EN FUNCIÓN DE LA MAQUINARIA DEL PROCESO Y ESTA INFORMACIÓN SE TENDRÁ

QUE OBTENER DE LA GENTE DE PRODUCCIÓN Y DISEÑO DE EQUIPO. LA CARGA ESTIMADA DEL SISTEMA REQUERIRÁ CONTINUOS REFINAMIENTOS HASTA LA CONCLUSIÓN DEL TRABAJO.

EN LA MAYORÍA DE LOS CASOS, NO ES FÁCIL OBTENER LA INFORMACIÓN DE LOS EQUIPOS PARA ESTIMAR LA CARGA TOTAL DE LA PLANTA, SIN ENBARGO, PARA NO RETRASAR LA CONSTRUCCIÓN DE LA PLANTA SE PUEDE RECURRIR AL USO DE CARGAS TÍPICAS POR ÁREA O POR FUNCIÓN EN INDUSTRIAS SIMILARES A LA PROYECTADA.

LA TABLA SIGUIENTE MUESTRA LAS DENSIDADES DE CARGA ESTIMADAS EN DIFERENTES TIPOS DE INDUSTRIAS EN E.U.A.

TIPO DE PLANTA	VOLT-AMPERES DEMANDADOS VA / M ²
FÁBRICA DE AEROPLANOS .	162-270
FÁBRICA DE AZÚCAR REMOLACHA	200
FÁBRICA DE PAPEL	150
FÁBRICA TEXTIL	130
MANUFACTURERA DE CIGARRILLOS MANUFACTURA EN GENERAL, QUÍMICOS, EQUIPO ELÉCTRICO	108
TALLER DE REPARACIÓN DE MÁQUINAS, FABRICACIÓN DE PEQUEÑOS APARATOS	80
MANUFACTURA DE LÁMPARAS	54
MANUFACTURA DE PEQUEÑOS COMPONENTES	38

4.2. DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA

LA SUMA DE LOS "VA" NOMINALES DE TODAS LAS CARGAS DE LA PLANTA NOS PROPORCIONA EL TOTAL DE LA CARGA CONECTADA.

PUESTO QUE ALGUNOS EQUIPOS OPERAN A MENOS DE SU CAPACIDAD PLENA Y OTROS LO HACEN INTERMITENTEMENTE, LA DEMANDA RESULTANTE ES MENOR QUE LA INSTALADA, POR LO QUE ES NECESARIO CONSIDERAR EN EL ANÁLISIS, UN FACTOR DE ~~DIVERSIDAD~~ APROPIADO.

A CONTINUACIÓN SE DESCRIBEN ALGUNAS DEFINICIONES RELACIONADAS CON LA DETERMINACIÓN DE LA DEMANDA:

4.2.1. DEMANDA. ES LA CARGA ELÉCTRICA EN LAS TERMINALES DE RECEPCIÓN DE LA ENERGÍA, PROMEDIADA SOBRE EL INTERVALO DE TIEMPO ESPECÍFICO. LA DEMANDA SE EXPRESA EN KW, KVA Ó AMPERES. EL INTERVALO DE TIEMPO ES GENERALMENTE 15 MINUTOS, 30 MINUTOS, Ó 1 HORA, QUE SE BASA EN EL INTERVALO DE MEDICIÓN DE LA DEMANDA DE LA CIA. SUMINISTRADORA.

4.2.2. CARGA PICO. ES LA MÁXIMA CARGA CONSUMIDA O PRODUCIDA POR UNA UNIDAD O GRUPO DE UNIDADES EN UN PERÍODO DE TIEMPO ESTABLECIDO. PUEDE SER LA MÁXIMA CARGA INSTANTÁNEA O LA MÁXIMA CARGA PROMEDIO DURANTE EL PERÍODO.

4.2.3. DEMANDA MÁXIMA. ES LA MAYOR DE LAS DEMANDAS QUE HAN OCURRIDO DURANTE UN PERÍODO DE TIEMPO ESPECÍFICO (PARA LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA ESTE PUEDE SER DE 1 MES).

4.2.4. FACTOR DE DEMANDA. ES LA RAZÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL SISTEMA AL TOTAL DE LA CARGA CONECTADA DEL SISTEMA. EL RESULTADO ES SIEMPRE MENOR O IGUAL A UNO.

4.2.5. FACTOR DE DIVERSIDAD. ES LA RELACIÓN DE LA SUMA DE LAS DEMANDAS MÁXIMAS DE VARIAS SUBDIVISIONES DEL SISTEMA CON LA DEMANDA MÁXIMA TOTAL DEL SISTEMA.

4.2.6. FACTOR DE CARGA. ES LA RAZÓN DE LA CARGA PROMEDIO DURANTE UN CIERTO PERÍODO DE TIEMPO A LA CARGA PICO EN ESE PERÍODO.

PARA EFECTOS PRÁCTICOS SUELE CONSIDERARSE EL FACTOR DE DIVERSIDAD IGUAL A LA UNIDAD Y UTILIZAR FACTORES DE DEMANDA SIMILARES A LOS SIGUIENTES:

TIPO DE CARGA	FACTOR DE DEMANDA ESTIMADO (EN PORCIENTO)
HORNOS DE ARCO	100
SOLDADURAS DE ARCO	30
HORNOS DE INDUCCIÓN	80
ALUMBRADO	100
MOTORES	
1.- USO GENERAL, MÁQUINAS HERRAMIENTAS, GRÚAS, VENTILACIÓN, BOMBAS, ETC.	30
2.- PROCESOS SEMICONTINUOS, PAPELERÍAS, REFINERÍAS, ETC.	60
3.- PROCESOS CONTINUOS TEXTILES, PLANTAS QUÍMICAS, ETC.	90
SOLDADURAS DE RESIDENCIA	20
HORNOS DE RESISTENCIA, CALENTADORES, FUNDIDORAS.	80

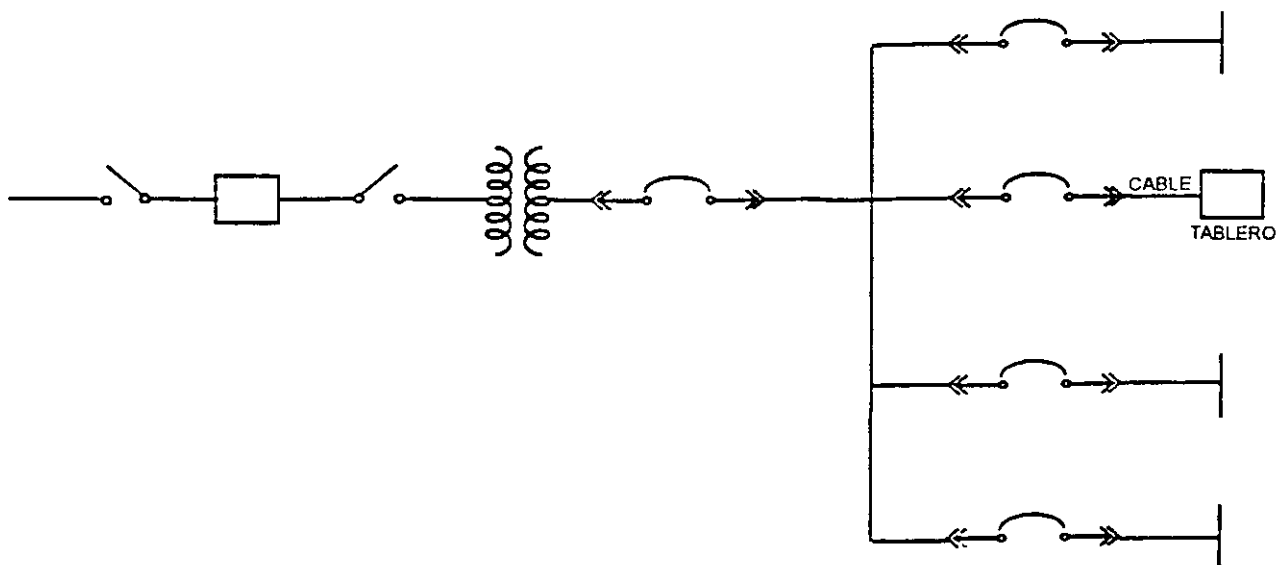
4.3 SELECCIÓN DEL ARREGLO ELECTRICO

PRIMERAMENTE SE DEBEN INVESTIGAR LOS DIFERENTES TIPOS DE ARREGLOS O SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN Y SELECCIONAR EL MÁS ADECUADO A LAS NECESIDADES DEL PROCESO DE MANUFACTURA DE LA PLANTA. EN GENERAL LOS COSTOS DEL SISTEMA SE INCREMENTAN A MEDIDA QUE SE INCREMENTE LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA, SI LA CALIDAD DE LOS COMPONENTES ES IGUAL. PUEDE OBTENERSE LA MÁXIMA CONFIABILIDAD POR UNIDAD DE INVERSIÓN SI SE SELECCIONAN LOS COMPONENTES DEL SISTEMA CON UN BUEN DISEÑO DE CALIDAD.

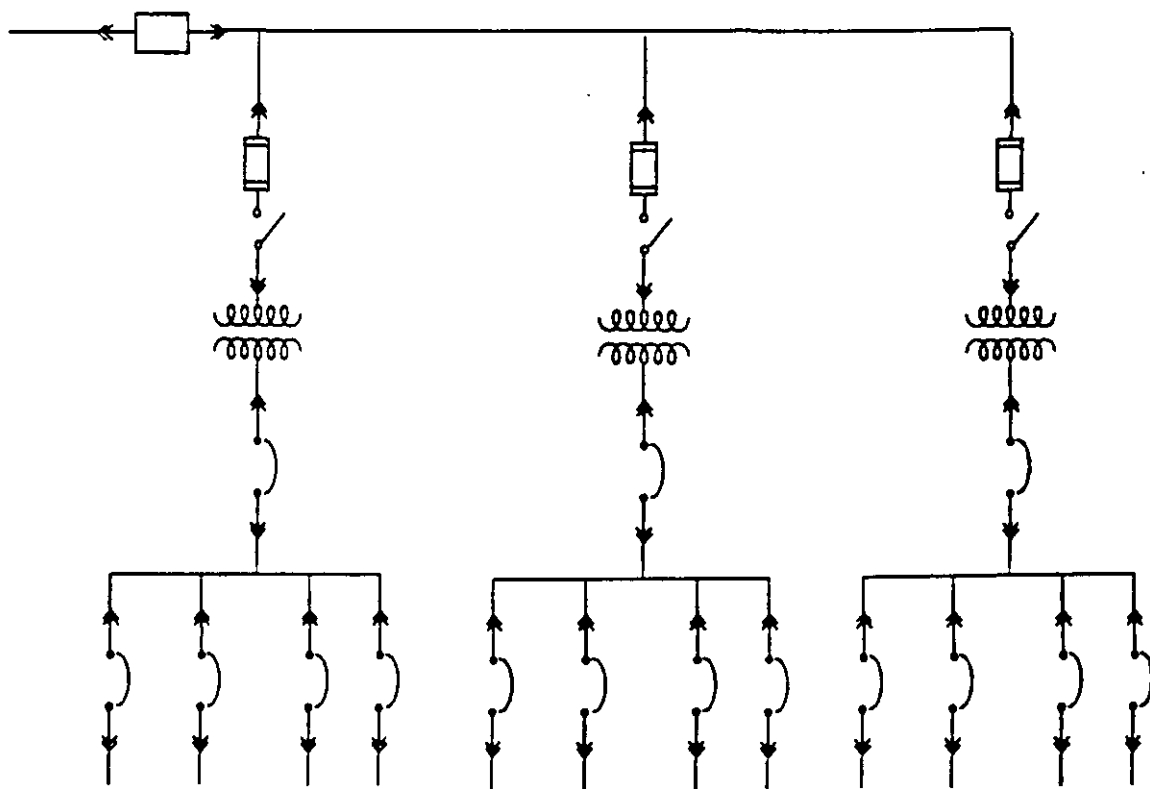
EL PRIMER PASO ES ANALIZAR EL PROCESO DE MANUFACTURA PARA DETERMINAR LA NECESIDAD DE CONFIABILIDAD ASÍ COMO LOS COSTOS OCASIONADOS POR UNA INTERRUPCIÓN DE ENERGÍA.

ALGUNOS PROCESOS SON AFECTADOS MINIMAMENTE POR UNA INTERRUPCIÓN DE ENERGÍA, EN ESTE CASO EL SISTEMA RADIAL SIEMPRE PUEDE SER SUFICIENTE. OTROS PROCESOS INDUSTRIALES, COMO LAS CEMENTERAS, FUNDICIONES, ETC, SÍ SE VEN GRAVEMENTE AFECTADOS POR LAS INTERRUPCIONES, SIENDO JUSTIFICABLE UN ARREGLO DEL SISTEMA MÁS COMPLEJO Y POR LO TANTO MÁS CONFIABLE.

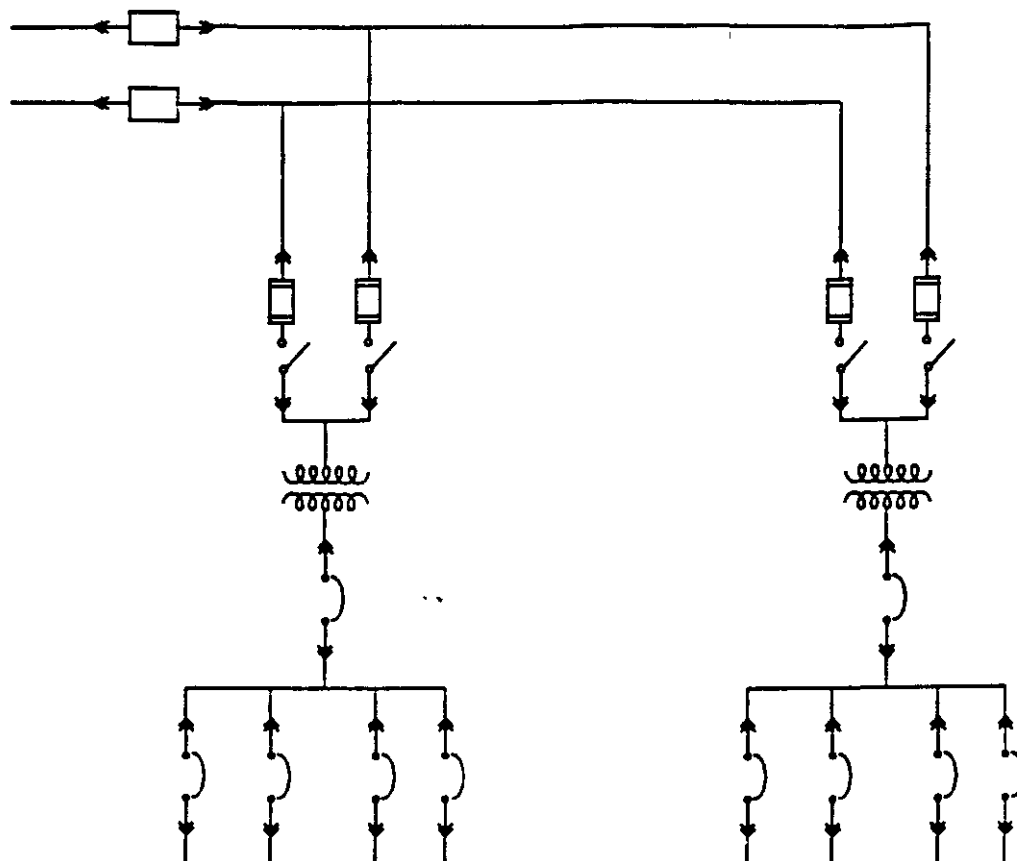
EN PROCESOS CONTINUOS PUEDE SER NECESARIO UN ARREGLO CON CIRCUITOS REDUNDANTES PARA PERMITIR MANTENIMIENTO AL EQUIPO SIN INTERRUPCIÓN DEL PROCESO. ESTOS ARREGLOS AUNQUE LA CONFIABILIDAD ES ALTA, UNA OPERACIÓN SEGURA DEL SISTEMA REQUIERE DE MANTENIMIENTO RUTINARIO. UN SISTEMA AL QUE NO SE LE PUEDA DAR MANTENIMIENTO POR RAZONES DE CONTINUIDAD EN EL PROCESO, ES UN SISTEMA MAL DISEÑADO.



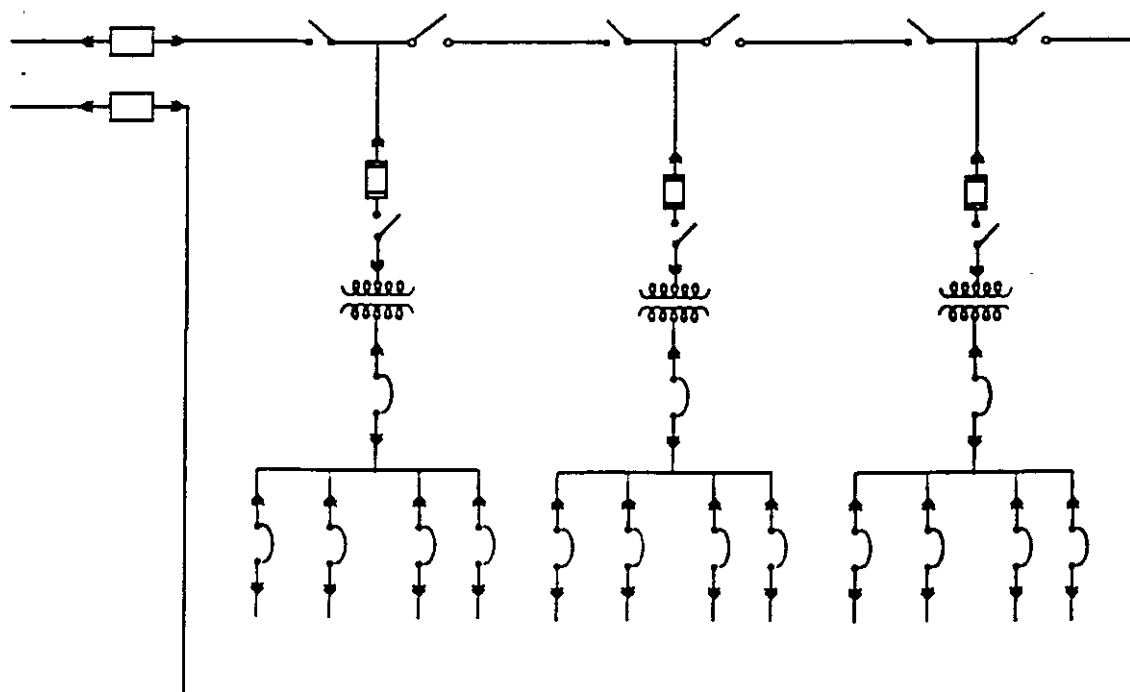
SISTEMA RADIAL SIMPLE



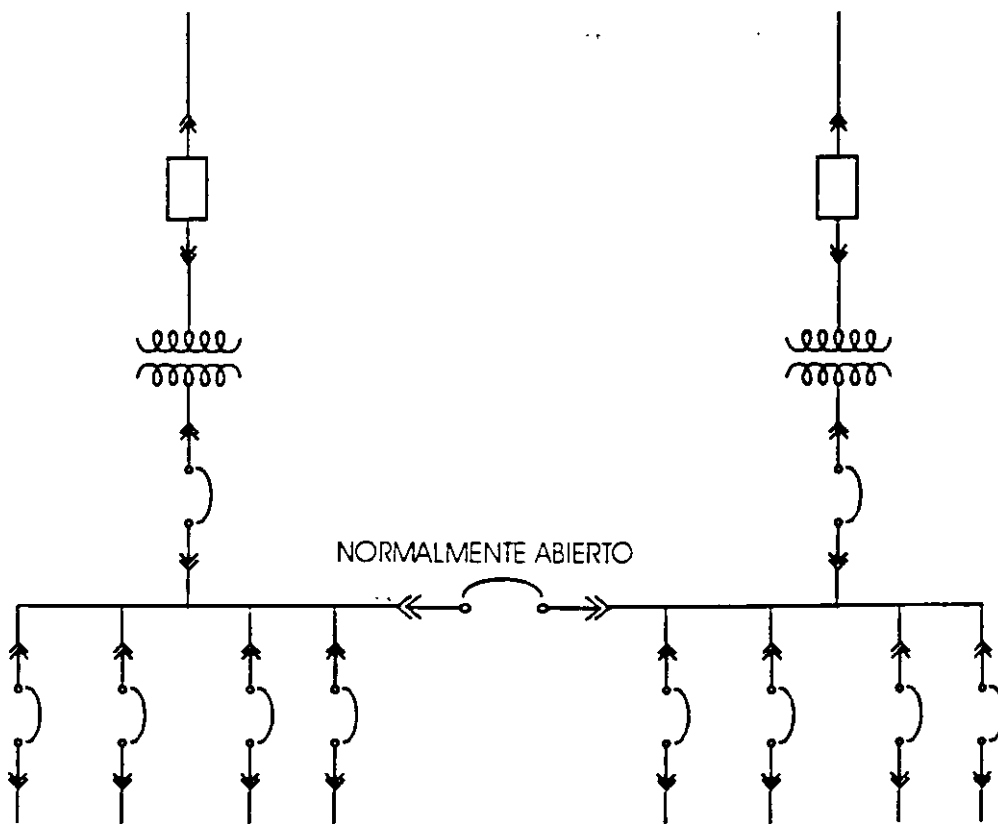
SISTEMA RADIAL EXPANDIDO



SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO



SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO

ALIMENTADORES
PRIMARIOS

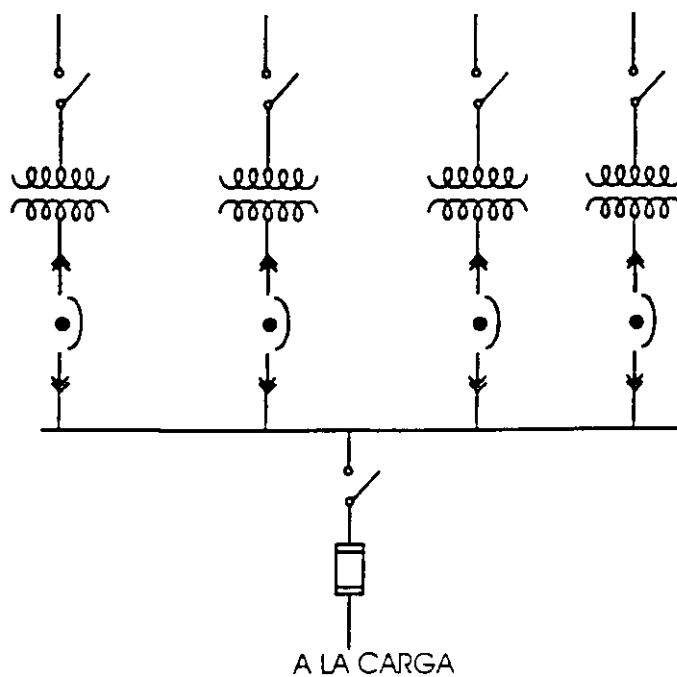
DESCONECTADORES

TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR DE RED

BARRA SECUNDARIA

ALIMENTADORES
SECUNDARIOS



RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS ARREGLOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

<i>SISTEMA</i>	<i>VENTAJAS Y USOS</i>	<i>DESVENTAJAS</i>
<i>1.- RADIAL</i>	• <i>EL MAS ECONÓMICO</i> • <i>EXPANSIÓN SIMPLE</i> • <i>FACIL DE OPERAR</i> • <i>ADECUADO PARA INDUSTRIAS PEQUEÑAS DONDE EL PROCESO PUEDE INTERRUMPIRSE</i>	• <i>CONFIABILIDAD BAJA SI NO SE USAN ELEMENTOS DE BUENA CALIDAD.</i> • <i>UNA FALLA EN EL TRANSFORMADOR DEJA FUERA EL SISTEMA.</i> • <i>EL EQUIPO DEBE DESCONECTARSE PARA DAR MANTENIMIENTO RUTINARIO.</i> • <i>ALTAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.</i>
<i>2.- RADIAL EXPANDIDO</i>	• <i>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR</i> • <i>SE USA CUANDO LA MAGNITUD DE LA CARGA REQUIERE MAS TRANSFORMADORES.</i>	• <i>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR</i>
<i>3.- PRIMARIO SELECTIVO</i>	• <i>MAS CONFIABLE QUE LOS DOS ANTERIORES</i> • <i>SI FALLA UNA ALIMENTACIÓN EL OTRO ABSORBE LA CARGA</i> • <i>BAJAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO</i> • <i>FACILIDAD DE MANTENIMIENTO DEL EQUIPO PRIMARIO DE BUSES Y SECCIONADORES</i> • <i>MAS ACCESIBLE</i>	• <i>MAS COSTOSO QUE LOS ANTERIORES</i> • <i>EN CASO DE FALLA DE UN TRANSFORMADOR SE QUEDA SIN ENERGÍA LA SECCIÓN CORRESPONDIENTE</i>

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
4.- PRIMARIO EN ANILLO	• <i>LIGERAMENTE MAS ECONÓMICO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO</i> • <i>MISMAS VENTAJAS QUE EL PRIMARIO SELECTIVO</i>	• <i>MÁS COMPLICADO DE OPERAR</i> • <i>EXISTE EL RIESGO DE ENERGIZAR UN PUNTO POR DOS LADOS</i>
5.- SECUNDARIO SELECTIVO	• <i>MAS CONFIABLE QUE LOS ANTERIORES</i> • <i>EN CASO DE FALLA DE UN TRANSFORMADOR O UN ALIMENTADOR, ES POSIBLE ALIMENTAR TODA LA CARGA</i> • <i>RESTAURACIÓN RÁPIDA DEL SERVICIO</i> • <i>ESTE ARREGLO COMBINADO CON EL PRIMARIO SELECTIVO DA UN ALTO GRADO DE CONFIABILIDAD</i>	• <i>MAS COSTOSO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO DEPENDIENDO DE SI CADA ALIMENTADOR PRIMARIO DEBA LLEVAR TODA LA CARGA SI UNO DE ELLOS FALLA Y DE LA CAPACIDAD DE RESEVA DE LOS TRANSFORMADORES</i> • <i>OPERACIÓN MAS COMPLICADA</i>
6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES	• <i>ES EL ARREGLO MÁS CONFIABLE PARA CARGAS GRANDES E IMPORTANTES</i> • <i>NO HAY INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO POR FALLA EN UN ALIMENTADOR O EN UN TRANSFORMADOR</i>	• <i>MUY COSTOSO</i> • <i>HAY INTERRUPCIÓN SI HAY UNA FALLA EN EL TABLERO DE BAJA TENSIÓN</i> • <i>ELEVADAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO</i>

4.4.- LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO

EN GENERAL ENTRE MAS CERCA SE LOCALICEN LOS TRANSFORMADORES DEL CENTRO DE CARGA DEL ÁREA SERVIDA, MENORES SERÁN LOS COSTOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN. EN CASO DE DUDA ES IMPORTANTE HACER EVALUACIONES TÉCNICO ECONÓMICAS.

ES IMPORTANTE TAMBIÉN COORDINARSE DESDE EL PRINCIPIO CON LOS PROYECTISTAS PARA DEJAR ESPACIOS DISPONIBLES PARA EQUIPOS, DUCTOS, REGISTROS, ETC; Y PLANEAR LOS TRABAJOS CIVILES NECESARIOS.

4.5. SELECCIÓN DEL VOLTAJE DE UTILIZACIÓN

SELECCIONE LAS MEJORES TENSIONES EN CADA UNO DE LOS NIVELES (BAJA Y MEDIA TENSIÓN), LAS TENSIONES DEL SISTEMA NORMALMENTE INFLUYEN MÁS QUE NINGÚN OTRO FACTOR, EN LA ECONOMÍA TANTO EN LA SELECCIÓN DEL EQUIPO, COMO EN LA EXPANSIÓN DE LA PLANTA.

4.6. SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

TAN PRONTO COMO SEA POSIBLE, DEBE EFECTUARSE UNA REUNIÓN CON LA EMPRESA ELÉCTRICA PARA DETERMINAR LOS REQUERIMIENTOS DEL SERVICIO. RECUERDE QUE SI LA CARGA ES MUY ALTA, LA COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DEBE PLANEAR LOS CAMBIOS A SU RED DE DISTRIBUCIÓN.

4.7 GENERACIÓN.

DE ACUERDO CON LAS NUEVAS LEGISLACIONES EN MATERIA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA Y BASADOS EN LAS CARACTERÍSTICAS DE LA PLANTA Y EN UN ESTUDIO TÉCNICO -ECONÓMICO SE PUEDE DECIDIR SI:

- *CONVIENE COMPRAR LA ENERGÍA.*
- *CONVIENE TENER GENERACIÓN DE EMERGENCIA.*
- *CONVIENE GENERAR TODA LA ENERGÍA.*

GENERALEMENTE, LO MÁS ECONÓMICO, ES COMPRAR LA ENERGÍA, PERO EXISTEN PROCESOS QUE REQUIEREN CONTINUIDAD, COMO SON LOS DE LA INDUSTRIA DEL PAPEL, LA PRETOQUÍMICA, LA DEL ACERO Y CEMENTO, Y PUEDEN SER CANDIDATAS A LOS ÚLTIMOS CASOS. OTRAS INDUSTRIAS DESPERDICIAN MUCHO CALOR O VAPOR QUE SE PRODRIA UTILIZAR PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA.

4.8 DIAGRAMA UNIFILAR

LA FUNCIÓN BÁSICA DEL DIAGRAMA UNIFILAR, ES MOSTRAR TODA LA INFORMACIÓN CONCERNIENTE DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA PLANTA, INCLUYENDO TODOS LOS DETALLES DE CADA ELEMENTO DEL SISTEMA.

LOS SÍMBOLOS COMUNMENTE USADOS EN LOS DIAGRAMAS UNIFIALRES ESTÁN DEFINIDOS EN EL IEEE STANDAR 315-1975.

BASICAMENTE LA INFORMACIÓN QUE DEBERÁ CONTENER EL DIAGRAMA UNIFILAR ES LA SIGUIENTE:

- *TENSIÓN DE SUMINISTRO.*
- *CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.*
- *TIPO, TAMAÑO, CAPACIDAD Y NÚMERO DE CONDUCTORES.*
- *CARACTERÍSTICAS DE TRANSFORMADORES (CAPACIDAD, TENSIONES, CONEXIONES, IMPEDANCIA, ETC.)*
- *IDENTIFICACIÓN DE LOS APARATOS DE PROTECCIÓN (RELEVADORES, FUSIBLES, INTERRUPTORES).*
- *CAPACIDAD DE LAS CARGAS.*

4.9 ANALISIS DE CORTO CIRCUITO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

SE DEBERÁ CALCULAR LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO EN TODOS LOS COMPONENTES DEL SISTEMA. SE DEBERÁ HACER UNA EVALUACIÓN DEL CORTO CIRCUITO SIEMPRE QUE SE EFECTUEN CAMBIOS EN EL SUMINISTRO DE ENERGÍA PRIMARIO QUE PUEDAN AFECTAR SIGNIFICATIVAMENTE LAS CORRIENTES DE FALLA.

ESTOS CAMBIOS PUEDEN INCLUIR, PERO NO LIMITARSE, A LO SIGUIENTE:

A).- CAMBIOS EN EL LADO DE ALTA TENSIÓN

B).-AUMENTO EN LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR O DISMINUCIÓN DE SU IMPEDANCIA

C).- ALIMENTACIÓN PRIMARIA ADICIONAL DE OTRAS FUENTES ALTERNAS

D).- CAMBIO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN TAL, COMO CAMBIAR LA OPERACIÓN DE BUS NORMALMENTE CERRADO

LA COORDINACION DE PROTECCIONES DEBERÁ IGUALMENTE EVALUARSE JUNTO CON EL ANALISIS DE CORTO CIRCUITO SOBRE TODO CUANDO OCURRAN CAMBIOS EN EL SUMINISTRO PRIMARIO. SE DEBERÁ INCLUIR EN EL ANALISIS LA COORDINACIÓN DE LA PROTECCIÓN DE CARGAS CRITICAS COMO LOS SISTEMAS ININTERRUMPIBLES DE ENERGÍA (UPS) DONDE SU DISPOSITIVO DE SOBRECORRIENTE DEBERÁ ACTUAR RÁPIDAMENTE PARA PROTEGER LOS DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS.

4.10 EXPANSIÓN FUTURA

SI ESTA DISEÑANDO LA EXPANSIÓN DE UN SISTEMA EXISTENTE, CUIDE QUE EL EQUIPO SOPORTE LA CARGA ADICIONAL Y EL NUEVO CORTO CIRCUITO, REVISE CARACTERÍSTICAS DE CAPACIDAD NOMINAL, TENSIÓN, CAPACIDAD INTERRUPTIVA, OPERACIÓN DE INTERRUPTORES Y LA COORDINACIÓN DE PROTECCIONES. ESTUDIE LA MEJOR MANERA DE CONECTAR LA PARTE NUEVA CON UN MÍNIMO COSTO DE CONSTRUCCIÓN Y PERDIDAS DE PRODUCCIÓN.

SI LA PLANTA ES NUEVA ES CONVENIENTE PREEVER QUE LA CARGA EN MAYOR O MENOR GRADO HABRA QUE CRECER. CON EL DIAGRAMA UNIFILAR IMAGINE COMO APARECERIA ESTE SI LA CARGA SE DUPLICA O SE TRIPLICA, (ESTO PUEDE SUCEDER EN 15 O 20 AÑOS) Y REPLANTEE QUE PREPARACIONES DEBE TENER PARA ESTAS CONDICIONES, CUIDANDO DESDE LUEGO LOS COSTOS.

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

LO MISMO QUE, EN SU CASO, SI LA INSTALACIÓN ES GEOGRÁFICAMENTE EXTENSA, DEBE INCLUIRSE SU LOCALIZACIÓN.

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

4.11 COMUNICACIONES

DENTRO DE LA PLANEACIÓN DE LA PLANTA, SE DEBERÁ INCLUIR UN SISTEMA CONFIABLE DE COMUNICACIONES QUE INCLUYA BÁSICAMENTE :

- *TELÉFONOS*
- *CIRCUITO CERRADO DE TV PARA EL SISTEMA DE SEGURIDAD*
- *ALARMAS (FUEGO, HUMO O CUALQUIER CONDICIÓN ANORMAL DE OPERACIÓN)*

4.12 MANTENIMIENTO

EL EQUIPO ELÉCTRICO DEBERÁ SELECCIONARSE E INSTALARSE, TOMANDO EN CUENTA, LA OPERACIÓN, LA SEGURIDAD Y LA CONFIABILIDAD.

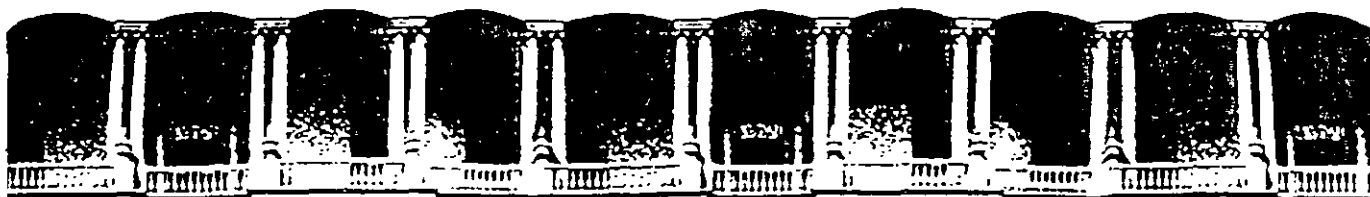
PARA CONTAR CON ESTAS CARACTERÍSTICAS DEBERÁ DE ESTABLECERSE UN PROGRAMA DE MANTENIMIENTO Y ADAPTARLO AL TIPO DE EQUIPO Y DETALLES PARTICULARES DE LA INSTALACIÓN. ALGUNAS PARTES REQUERIRAN DE ATENCIÓN DIARIA, OTRAS SEMANALMENTE Y OTRAS PODRÁN SER CHECADAS O PROBADAS ANUALMENTE O CON MENOS FRECUENCIA..

LAS NECESIDADES DEL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DEBERÁN INCORPORARSE AL DISEÑO ELÉCTRICO PARA PROPORCIONAR ESPACIOS DE TRABAJO, ACCESO FÁCIL A LA INSPECCIÓN, FACILIDADES PARA PROBAR O

TOMAR MUESTRAS DE MATERIALES Y MEDIOS DE DESCONEXIÓN PARA EL PERSONAL DE MANTENIMIENTO.

EL PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DEBERA TENER LOS SIGUIENTES OBJETIVOS:

- LIMPIEZA*
- CONTROL DE HUMEDAD*
- VENTILACIÓN ADECUADA*
- REDUCCION DE LA CORROSIÓN*
- MANTENIMIENTO DE CONDUCTORES*
- INSPECCIONES Y PRUEBAS RUTINARIAS*
- MANEJO DE REGISTROS*
- APLICACIÓN CONSTANTE DE CODIGOS Y NORMAS*



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*PROGRAMAS DE LA CONSERVACIÓN DE LA
ENERGIA*

EXPOSITOR: ING. LEOPOLDO GARCIA LUNA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

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_x, SO_x Y CO₂ 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, I-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
 $\frac{\text{kW x costo}}{\text{días del mes}} \times \text{días facturados} = \text{"\$"}$

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:

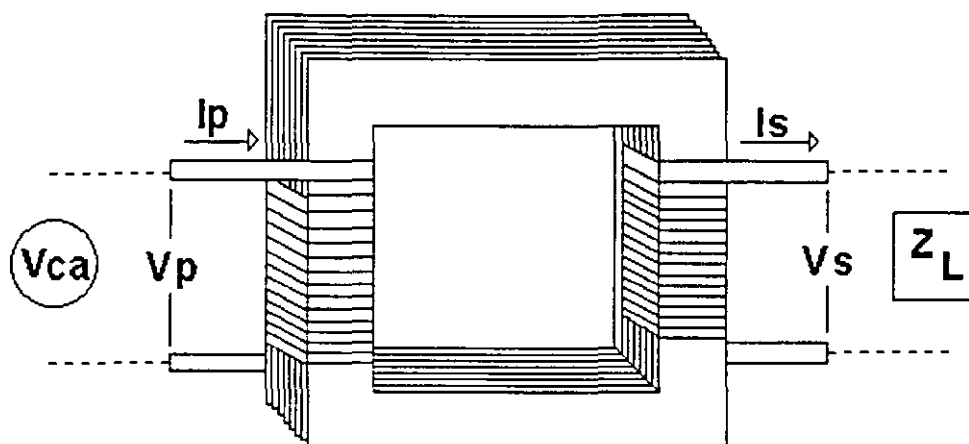


Figura No.- 1 Diagrama eléctrico de un transformador

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 KVA ; 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 Calibre de devanados Temperatura ambiente Frecuencia. Temperatura de elevación. Calidad del material	EDDY FOULCAULT HISTERESIS	Volumen de núcleo Frecuencia Densidad magnética Temperatura ambiente 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 definir o 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 bajas temperaturas y producen una elevación de la temperatura del aceite mayor, característica similar las 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 perdida. 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:

$$\begin{aligned}VL &= S + 8760E FL / R \\VN &= S + 8760E FN / R\end{aligned}$$

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 se 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 pérdidas 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

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

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

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.

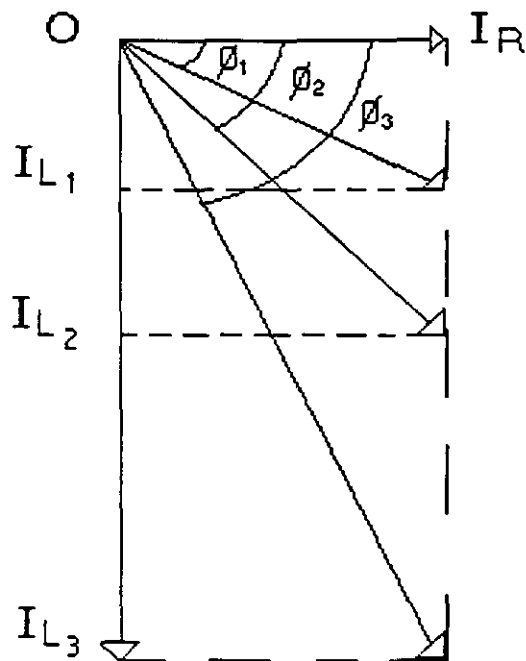


Figura No. 2.- Aumento de la corriente reactiva (I_L) disminución del F.P.

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 $P = 1000 \text{ [N]} \times 1 \text{ [m/s]} = 1000 \text{ Watts}$.

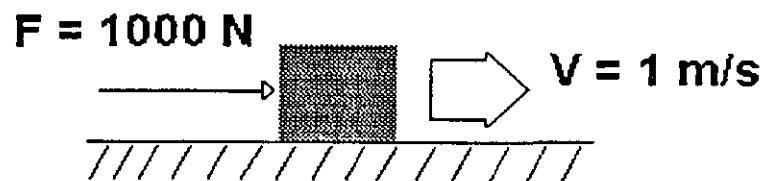


Figura No. 3.- Analogía aplicación de fuerza y velocidad en la misma dirección (Carga Resistiva).

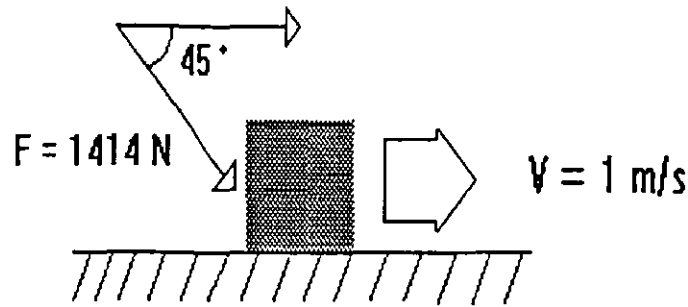


Figura No. 4.- Fuerza y velocidad con diferente dirección (Carga Inductiva)

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:

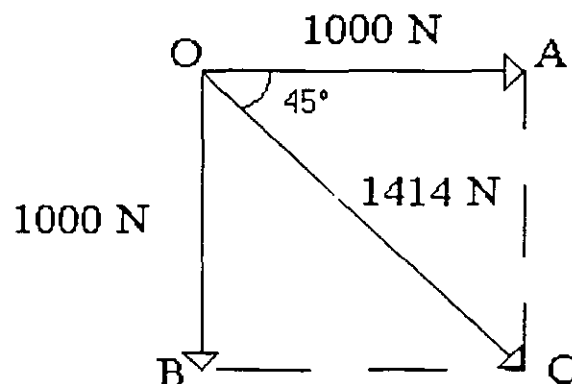


Figura No. 5.- Relación Vectorial de fuerzas.

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 $1000/1414 = 0.7072 = \cos \phi = \cos 45^\circ$, 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.

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

Donde :

V = Voltaje [V]

I = Corriente [A]

$V \times I$ = potencia aparente [VA]

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

I.- 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 sincrónicos o motores sincrónicos.

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

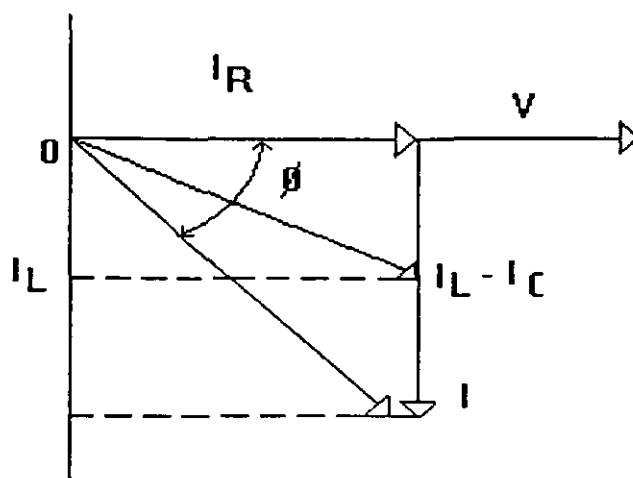


Figura No. 6.- Efecto de la corriente capacitiva (I_c) sobre la corriente inductiva (I_L).

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.- BENEFICIO 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

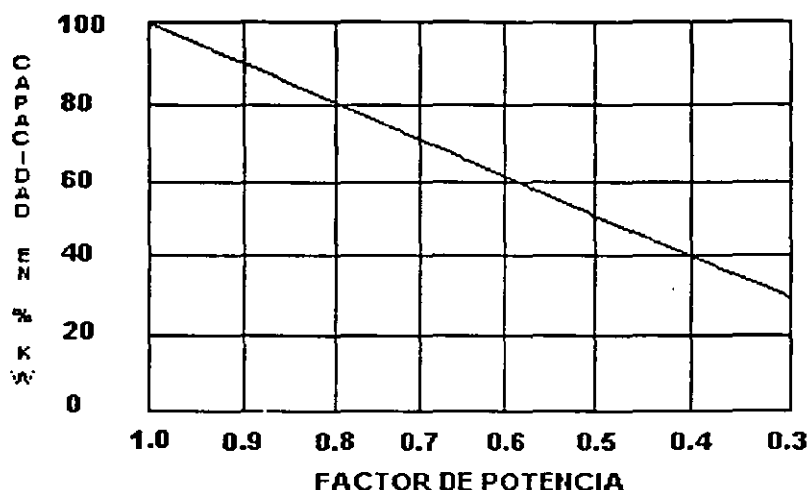


Figura No. 7.- Capacidad de kw x mayor F.P.

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

E₁ = Eficiencia del motor de rendimiento menor

E₂ = 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-económico.

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 vacío, 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 carcasa 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 mas 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 varia 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 corrientes 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 de evaluar 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 color (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	CRI 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. a partir 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 compacto fluorescentes, en versiones autobalastadas de base media, que pueden sustituir a un incandescente propiciando una salida de lumenes 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:

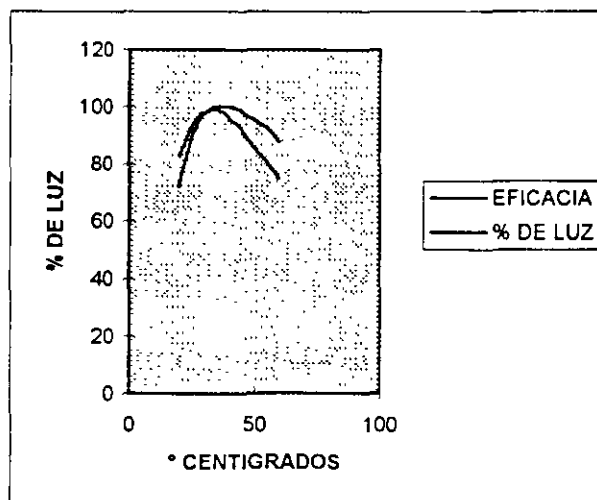
$$\text{Eficacia} = \text{lúmenes} / \text{watt}$$

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 igniter 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 construir 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 sí 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 balastos 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 FOTOSENSORES:

Existen muchos 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 cancelas 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 contruidos 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 y distancias máximas permitidas.

VI.- DIFUSORES ACRÍLICOS

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 el

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:

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

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.

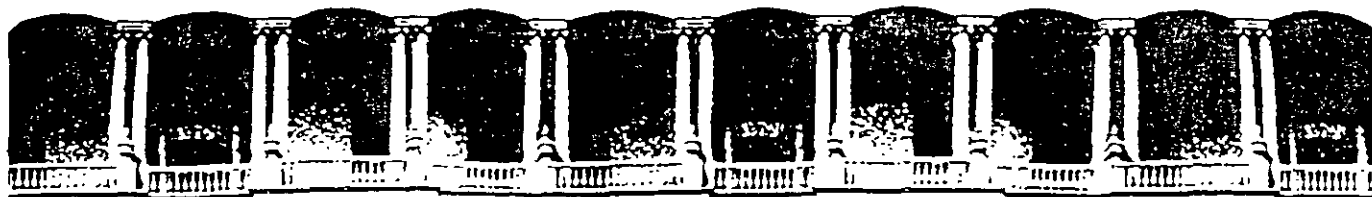
La administración de la demanda tiene objetivos típicos, como es el caso de la reducción, eliminación, el desplazamiento de picos, llenado de "valles" y elevar la eficiencia energética, esto se logra dejando de operar equipos a la hora pico, para ponerlos a funcionar a la hora del "valle" o de baja carga 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 balastos 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.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*CAPACITADORES Y BANCOS DE
CAPACITADORES DE POTENCIA TEORÍA, GUÍA
DE APLICACIÓN Y OPERACIÓN*

EXPOSITOR: ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

CAPACITORES Y BANCOS DE CAPACITORES DE POTENCIA

TEORIA , GUIA DE APLICACIÓN Y OPERACION

INDICE:

I.- INTRODUCCION

II.- EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y AVANCES TECNOLÓGICOS

III.- CORRIENTES ACTIVAS Y CORRIENTES REACTIVAS

III_a.- Cargas Activas y Cargas Reactivas

III_b.- Factor de Potencia

III_c.- Fundamentos del Factor de Potencia

III_d.- Como Mejorar el Bajo Factor de Potencia

III_e.- Beneficios al Instalar Capacitores de Potencia

IV.- EL CAPACITOR DE POTENCIA PARA MEDIA Y ALTA TENSION

IV_a.- Definición

IV_b.- Componentes básicos

IV_{c1}.- Electrodos

IV_{c2}.- Dielectricos

IV_{c3}.- Líquidos Impregnantes

IV_d.- Conexiones Internas

IV_e.- Recipiente (Bota)

IV_f.- Aisladores

IV_g.- Resistencia de Descarga

IV_h.- El Capacitor con Fusibles Internos

V.- DESARROLLO DEL CAPACITOR DE POTENCIA "ALL-FILM" EVALUACION Y EXPERIENCIA EN CAMPO.

V_a.- Introducción

V_b.- Experiencia en el uso del capacitor con dielectrico mixto.

- V_{b1}.- Estadística de Incidentes en Operación
- V_c.- Ensayos de Evaluación Técnica de los Capacitores "ALL-FILM"

VI.- BANCO DE CAPACITORES

- VI_a.- Tipos de Bancos de Capacitores
- VI_{a1}.- Banco de Capacitores para Montaje en Poste
- VI_{a2}.- Bancos de Capacitores Subestación montados en bastidores Abiertos
- VI_{a3}.- Bancos de Capacitores Subestación en Gabinete Cerrado
- VI_b.- Diseño de Bancos de Capacitores para uso Exterior

VII.- GUIA DE APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES DE POTENCIA

- VII_a.- Introducción
- VII_b.- Finalidad de Instalación.
- VII_{b1}.- VARS de Soporte
- VII_{b2}.- Control de Tensión
- VII_{b3}.- Incremento en la Capacidad del Sistema
- VII_{b4}.- Reducción de las Pérdidas del Sistema
- VII_{b5}.- Reducción de los Cargos de Facturación
- VII_c.- Condiciones de Servicio y Rangos Nominales.
- VII_{c1}.- Tolerancias .
- VII_{c2}.- Condiciones Momentáneas de Operación .
- VII_d.- Condiciones de Servicio.
- VII_{d1}.- Condiciones Normales de Servicio.
- VII_{d2}.- Condiciones Anormales de Servicio.
- VII_e.- Aplicación de Capacitores en Líneas de distribución.
- VII_{e1}.- Dimensionamiento y Localización.
- VII_{e2}.- Desconexión de Bancos de Capacitores.
- VII_{e3}.- Características del Equipo de Conexión y desconexión.
- VII_{e4}.- Protección.
- VII_{e5}.- Consideraciones por Armónicas.
- VII_f.- Aplicación de Capacitores en los Sistemas de Transmisión y Distribución.
- VII_{f1}.- Dimensionamiento y Número de Bancos.
- VII_{f2}.- Tamaño Máximo del Banco.
- VII_{f3}.- Configuración del Banco.
- VII_{f4}.- Energización y Desenergización.

- VII_{f4.1}.-Energización de un Banco Aislado
- VII_{f4.2}.-Energización de un Banco "Back to Back"
- VII_{f4.3}.-Desenergización.
- VII_g.- Consideraciones por Armónicas.
- VII_h.- Protección.

VIII.- FILTROS DE ARMONICAS.

IX.- INSPECCION Y MANTENIMIENTO.

- IX_a.- Protección y Seguridad Personal.
- IX_b.- Inspección Inicial, Mediciones y Energización.
- IX_c.- Inspecciones Visual.
- IX_d.- Pruebas en Campo.

X.- CONCLUSIONES.

BIBLIOGRAFIA.

I.- INTRODUCCION:

En 1745 Von Kleist descubre el capacitor , pero poco tiempo después Cananeus y Muschenbroek de forma independiente en Leyden Holanda realizan el mismo descubrimiento.

El capacitor más primitivo consistió de un cilindro de vidrio, recubierto en sus paredes por una lamina metálica, esta lámina se alojaba tanto en el interior como en el exterior del cilindro y tenía la capacidad de almacenar una pequeña cantidad de carga eléctrica. A éste cilindro se le conocía con el nombre de Botella de Leyden.

Wilson en 1746 enuncio que la cantidad de carga almacenada en un capacitor es inversamente proporcional al espesor del medio aislante que separa los electrodos. Fue hasta el año de 1830 cuando Faraday descubrió que la carga almacenada dependía también de la naturaleza del material aislante, y demostró que algunas sustancias como el azufre, vidrio etc. permitían una mayor capacidad de almacenamiento de carga eléctrica que el aire. Fue Faraday quien introduce el concepto de dieléctrico y determino los valores de las primeras constantes dieléctricas conocidas.

La utilización y fabricación de manera industrial del capacitor fue hasta principios del siglo XX. El cual paso de un período de demanda insignificante a representar un instrumento indispensable en la evolución tecnológica industrial.

Una de las principales utilizaciones del capacitor fue inicialmente como supresor de chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción, multiplicándose su utilización hasta en los sistemas de comunicación.

La creación de la telegrafía sin hilos así como la introducción de la radiodifusión, dieron el impulso definitivo a la mejora de las técnicas de diseño y fabricación del capacitor. Los primeros dieléctricos utilizados industrialmente fueron: el papel impregnado con laca, cera de abeja y parafina, más tarde se introdujo el aceite mineral, petróleo, aceite de siliconas como impregnantes del papel. También se han utilizado dieléctricos de vidrio, cerámica, óxidos de aluminio, plástico laminado etc. siempre encaminado a encontrar un dieléctrico con las mejores características para una aplicación específica.

Una de las aplicaciones más importantes en los sistemas eléctricos de potencia encomendada a el capacitor, es la de corregir el factor de potencia en las líneas de transmisión y distribución así como en las instalaciones industriales, logrando con esto el buen aprovechamiento de la energía eléctrica, aumentando la capacidad de transmitir energía de las líneas, la energía activa de los generadores eléctricos , los transformadores y ayudando en la regulación de la tensión en los puntos de consumo. Todo esto a un costo considerablemente bajo, comparado con el que supondría la compra e instalación de nuevas líneas de transmisión y distribución.

El capacitor dedicado a estos fines es el llamado “Capacitor de Potencia.”

II.- EVOLUCION HISTORICA Y AVANCES TECNOLOGICOS.

En 1914 los capacitores de potencia son fabricados con Papel y Aceite Mineral como dieléctricos. En 1932 los impregnantes clorados (PCB's) conocidos comercialmente como askareles son introducidos como impregnantes de los capacitores de potencia, debido a las grandes cualidades dieléctricas así como de ser un líquido casi incombustible. Esto revoluciono la técnica de fabricación de los capacitores de potencia, bajando bruscamente los pesos, costos y tamaños de las unidades capacitivas.

En 1937 otro avance muy significativo y que marco una gran pauta en la utilización de los capacitores de potencia fue la aparición del capacitor para uso intemperie.

Hasta la década de los 60's cada capa de dieléctrico consistía de muchas hojas de papel Kraft, un ejemplo típico era utilizar cuando menos 4 hojas de papel entre los electrodos como se muestra en la figura 1. El rango de pérdidas de este tipo de capacitores era de 2 a 3 Watt/KVAR y el capacitor tenía un peso mayor a 0.8 Kg/KVAR.

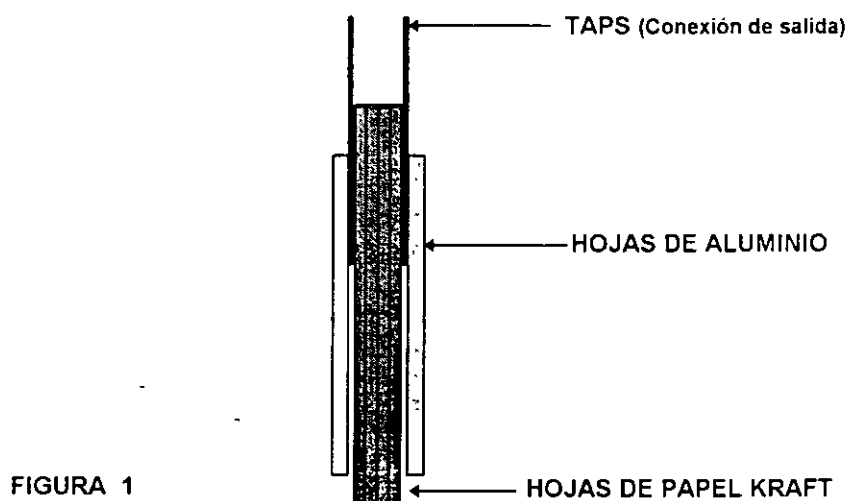


FIGURA 1

A finales de los 60's y principios de la 70's la combinación de papel Kraft y los film de Polipropileno fueron introducidos al mercado, principalmente a el de Estados Unidos, el líquido impregnante era introducido entre las capas con la absorción del aceite en el papel. Con esta técnica de fabricación Papel-Polipropileno (Dieléctrico Mixto) el capacitor más potente que se podía fabricar era de 200 KVAR y con un peso inferior a 0.5 Kg/KVAR y lo más importante es que las pérdidas cayeron a un valor menor de 1 Watt/KVAR, por lo tanto se logro incrementar la eficiencia y la fiabilidad de los capacitores de potencia.

A mediados de los 70's fueron desarrollados los impregnantes sintéticos sin PCB's e introducidos en la fabricación de los capacitores de potencia, esto contribuyo al mejoramiento en el funcionamiento de los capacitores así como al cuidado del medio ambiente.

Debido a la peligrosidad de los Askareles estos debieron ser remplazados lo más rápido posible y sustituidos por impregnantes sin PCB's, por lo cual fueron desarrollados diferentes tipos de aceites sintéticos con grandes cualidades para el uso en capacitores de potencia y sin riesgo alguno para la ecología.

En la década de los 80's fue desarrollado el capacitor All-Film e introducido a los Estados Unidos, sin embargo en ésta década no tuvo mucho auge en la producción mundial sobre todo por los países europeos que consideraban realizar mas estudios para comprobar la fiabilidad de esta nueva tecnología.

En esta misma década, se dieron grandes avances tecnológicos en la fabricación de las delgadas hojas de aluminio, así como de los films de polipropileno, Estos fueron desarrollados con superficies que proveen un medio adecuado para la introducción del líquido impregnante entre los films de polipropileno, con la ausencia de papel Kraft.

En la figura 2 se muestra el arreglo de las hojas de aluminio, los films de polipropileno y también se muestra la colocación de los Taps que sirven para hacer las conexiones de los electrodos fuera de la bobina.

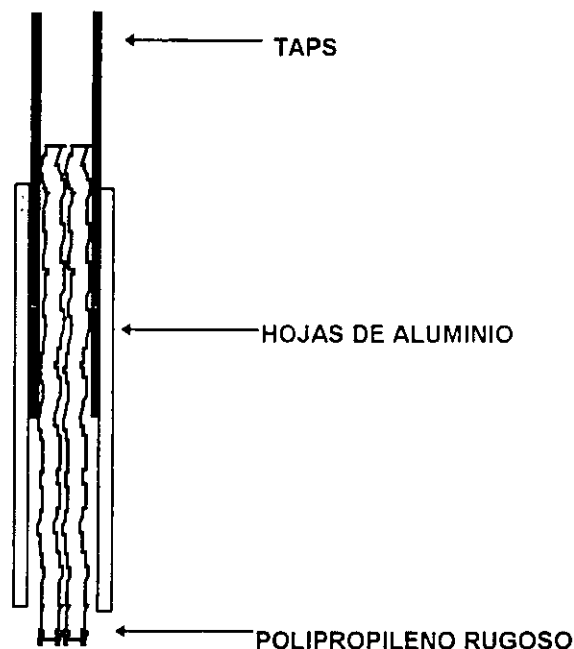


FIGURA 2

Con esta técnica de fabricación se lograron fabricar capacitores con menos de 0.30 Kg/KVAR y con pérdidas de 0.1 Watt/KVAR. En adición a una mejor condición de operación, todos los capacitores All-Film tienen una curva de ruptura del bote bien definida, y gracias a esto se reducen los riesgos substancialmente, al ofrecer una mayor seguridad en la coordinación de las protecciones .

En la década de los 90's algunos fabricantes mejoraron las características de la tecnología convencional, utilizando una conexión mas directa a las hojas de aluminio por medio de clips de alta resistencia y una perfecta interconexión interna de los elementos del capacitor, esto es posible gracias a la fabricación de bobinas con aluminio extendido como se muestra en la figura 3.

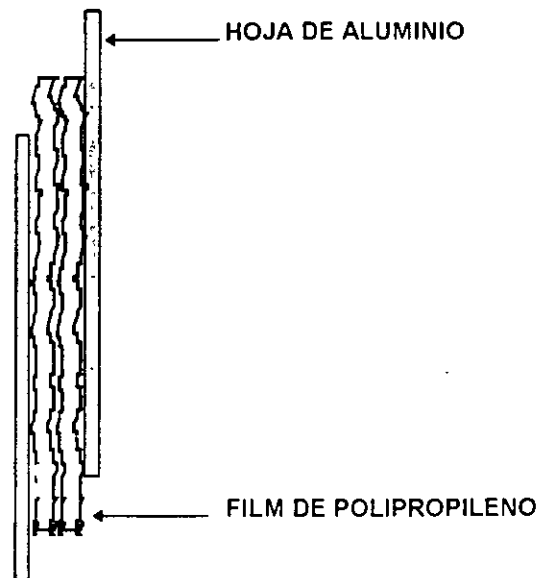


FIGURA 3

Aunado a este revolucionario cambio en la fabricación de capacitores, el aluminio utilizado para éste tipo de tecnología es un aluminio cortado con Laser , con un comportamiento eléctrico muy diferente al aluminio convencional que es cortado mecánicamente.

En un capacitor de potencia, la tensión aplicada en las terminales es dividida en los elementos individuales , de acuerdo al número de grupos serie, la tensión aparece a través del electrodo de aluminio, resultando un esfuerzo eléctrico en el material aislante, producido en el contorno del electrodo como se muestra en la figura 4.

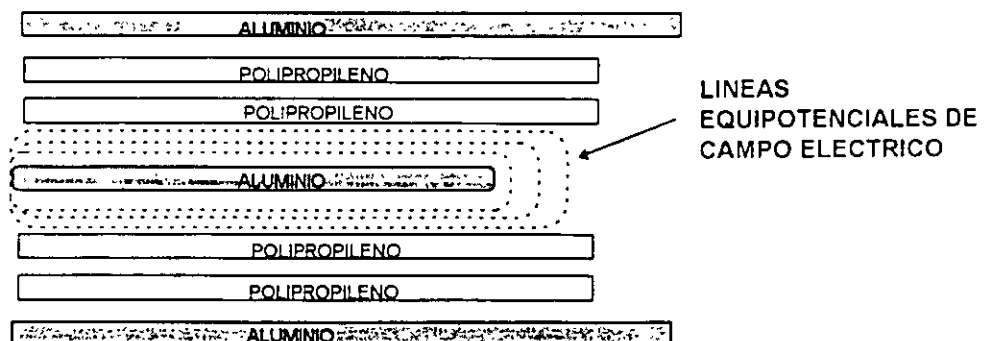


Figura 4

Esto provoca que cuando la tensión en el electrodo es máxima, un esfuerzo de tensión será alcanzado y una multitud de descargas parciales comenzaran a ocurrir a un nivel constante de tensión, esto es conocido como la tensión de inserción de descargas parciales (TID) del sistema dieléctrico. Los factores principales que influyen el nivel TID son: la capacidad del fluido dieléctrico y la geometría de borde de la hoja de aluminio.

Las Características de los bordes de los dos diferentes tipos de aluminio son mostrados en las fig. 5 y 6.

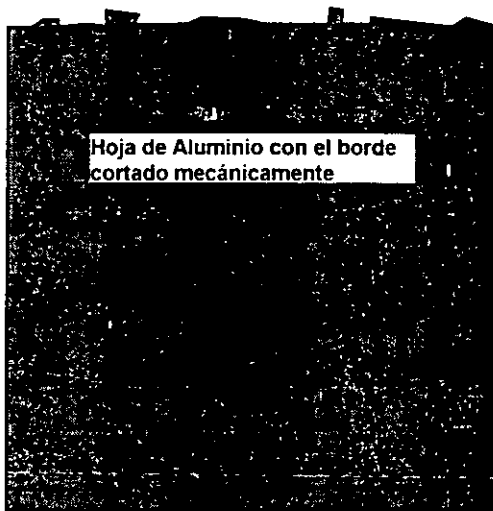


FIGURA 5

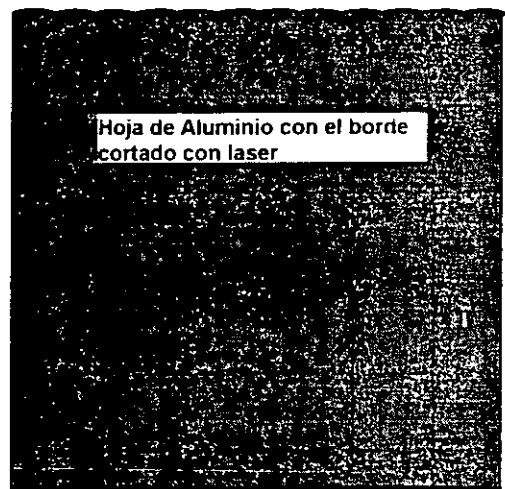
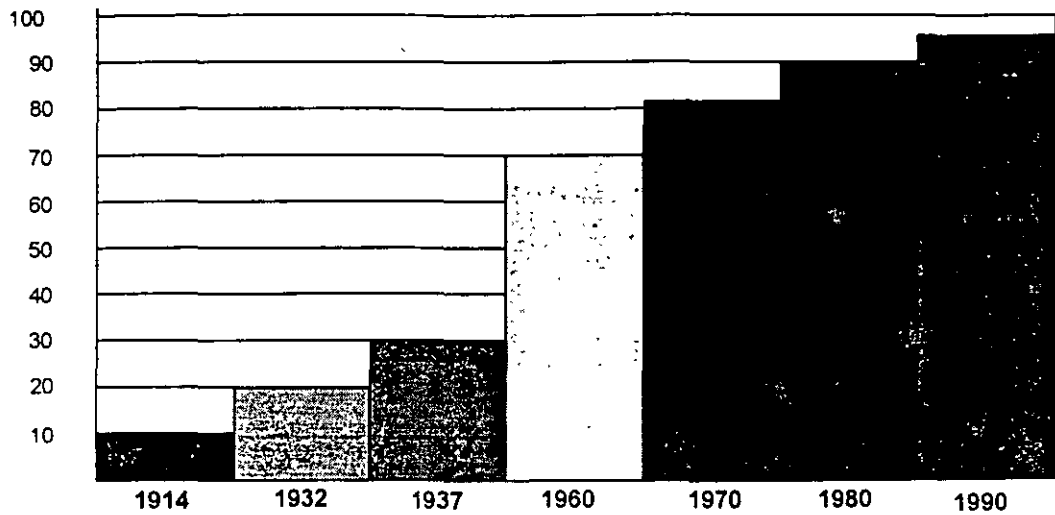


FIGURA 6

En resumen, las características más importantes de cada una de las diferentes etapas de el desarrollo técnico de los capacitores de potencia pueden observarse en las gráficas 1 y 2 y resumidas en los siguientes puntos:

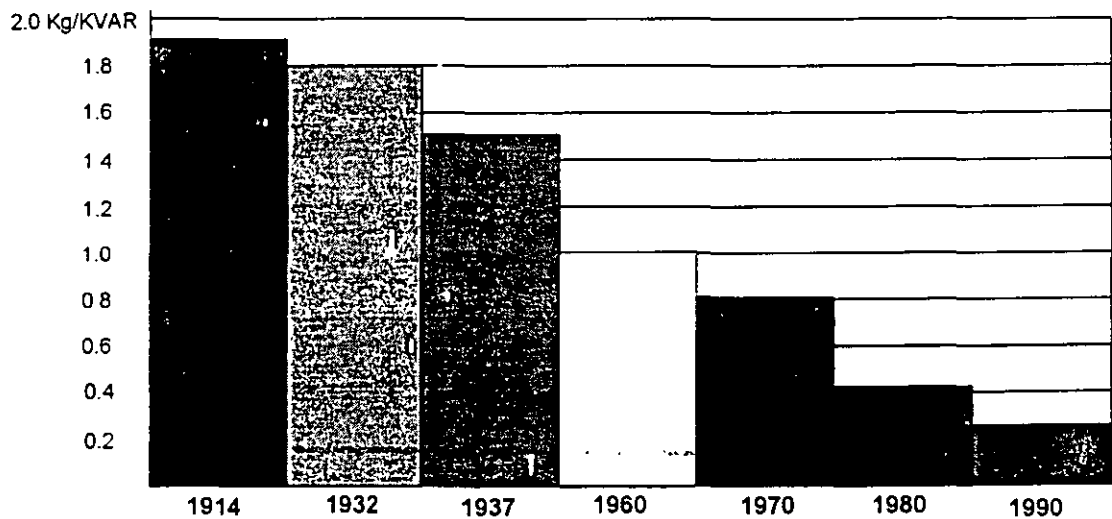
- Papel - Aceite Mineral - Aluminio
- Papel - Askarel - Aluminio
- Papel - Askarel - Aluminio (Servicio intemperie)
- Papel-Polipropileno - Askarel - Aluminio
- Papel-Polipropileno - Aceite Sintético - Aluminio
- All-Film - Aceite Sintético - Aluminio
- All-Film - Aceite Sintético - Aluminio Corte Laser

La Gráfica 1 nos muestra la evolución histórica del capacitor de potencia con respecto a su uso.



GRAFICA 1

La gráfica 2 nos muestra el avance tecnológico del capacitor de potencia desde su utilización en forma industrial.



GRAFICA 2

III.- CORRIENTES ACTIVAS Y CORRIENTES REACTIVAS.

IIIa.- Cargas Activas y Cargas Reactivas.

Las cargas activas toman corrientes que se encuentran en fase con la tensión, y por lo tanto la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, calor o en alguna otra forma de energía que no retorna directamente a la red eléctrica .

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran idealmente desfasadas 90° con respecto a la tensión aplicada y por lo tanto, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, si no que se almacena en forma de un campo eléctrico ó un campo magnético durante $1/4$ de ciclo y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al anterior.

Las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, los transformadores, lamparas fluorescentes, motores eléctricos, hornos de inducción etc. están compuestas tanto por una parte de carga reactiva como de una parte de carga activa, la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En las instalaciones industriales, la corriente reactiva total necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de cualquier planta industrial es de carácter casi siempre inductivo, por consiguiente la corriente se encuentra 90° defasada de la tensión.

En la figura 7 se representa las magnitudes tanto vectorial como en su forma sinusoidal de un esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial.

La figura 8 representa un esquema eléctrico a partir de un generador "G".

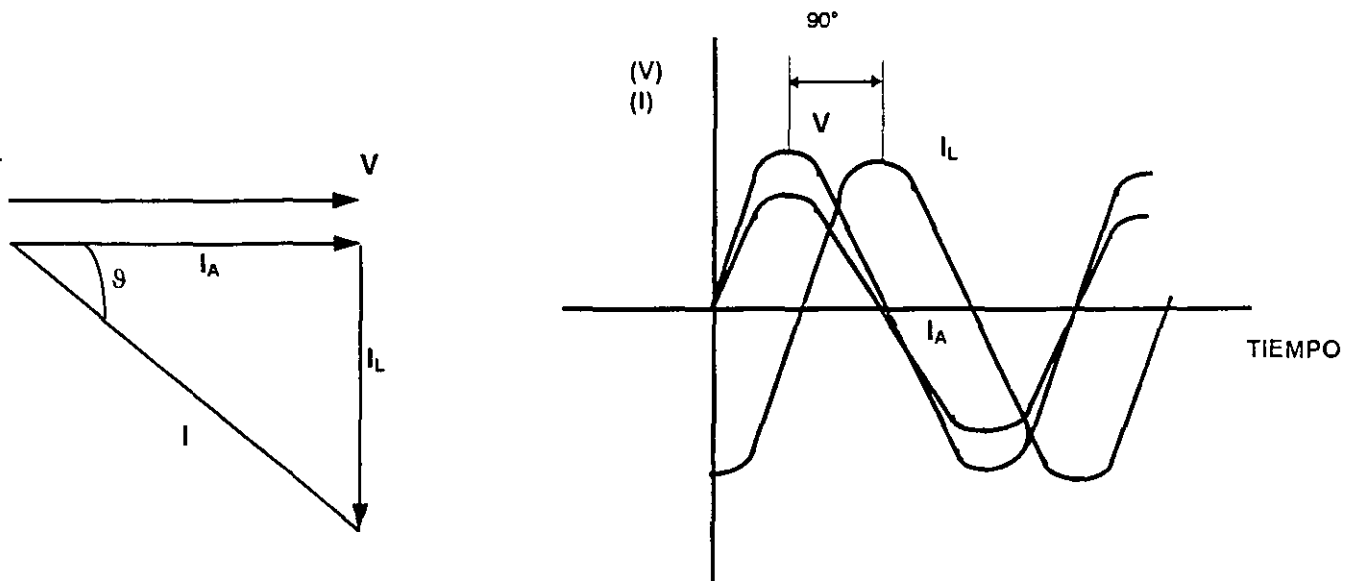


FIGURA 7

Representación de las magnitudes tanto vectorial como en su forma sinusoidal de un esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial.

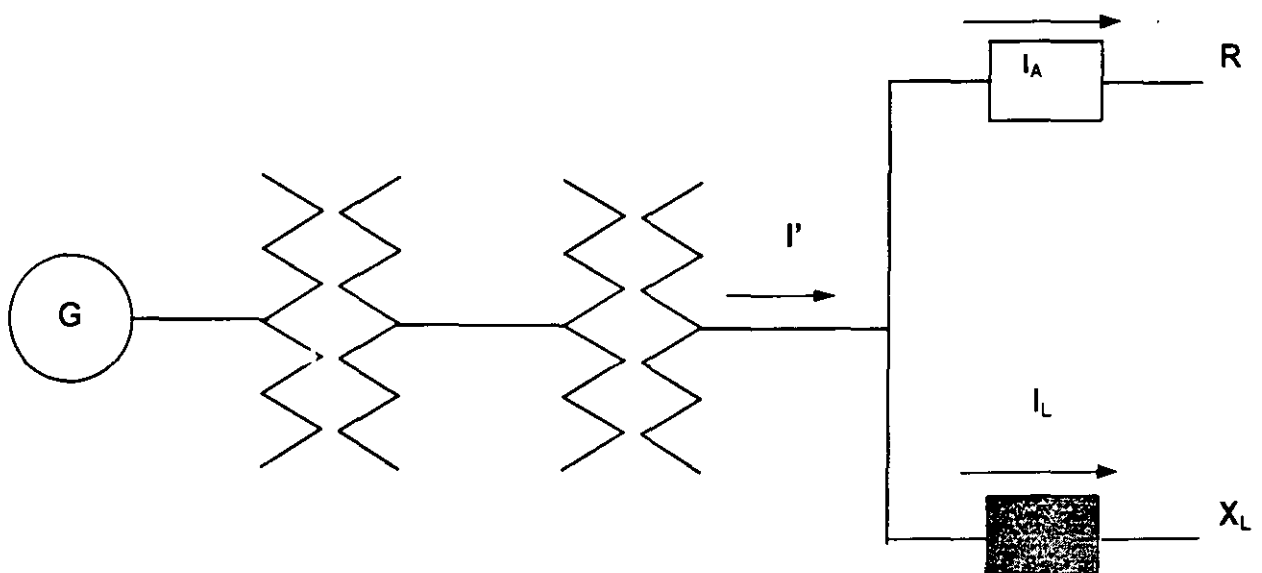


FIGURA 8

Esquema eléctrico a partir de un generador "G".

IIIb.- Factor de Potencia.

Muchos cargas en los modernos sistemas eléctricos de distribución son inductivos, algunos ejemplos de esto son los sistemas que incluyen: motores, transformadores, hornos de inducción etc. Las cargas inductivas necesitan un campo magnético para operar y por tanto requieren de dos tipos de potencia.

- Potencia activa (KW) : lleva a cabo el trabajo creando calor, luz, movimiento, arranque de máquinas etc.

- Potencia reactiva (KVAR) : crea el campo electromagnético.

La potencia activa consume watts y puede ser leída en un wattmetro ; su lectura esta dada normalmente en KiloWatts (KW), La potencia reactiva no crea ningún tipo de trabajo pero circula entre el generador y la carga. La potencia reactiva es medida en KiloVolts Ampere Reactivos (KVAR).

La potencia activa y la potencia reactiva juntas hacen la potencia aparente, la potencia aparente es medida en KiloVolts Ampere (KVA) . El Triángulo de Potencias de la figura 9, es utilizado para ilustrar la relación entre KW, KVAR, y KVA.

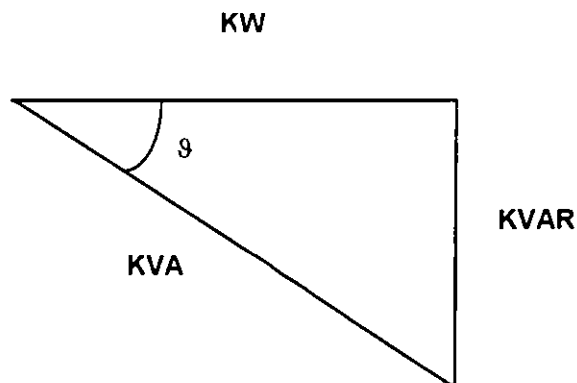


Figura 9 .- Triángulo de Potencias

Por lo tanto $\cos 9 = KW/KVA = F.P.$ a esta relación se le conoce con el nombre de:

"Factor de Potencia"

IIIc.- Fundamentos del Factor de Potencia.

El factor de potencia es la relación de la potencia activa y la potencia aparente, un factor de potencia elevado es un síntoma indicativo de la utilización eficiente de la potencia eléctrica, mientras que un bajo factor de potencia indica una pobre utilización.

Para determinar el factor de potencia (FP) dividimos la potencia activa (KW) entre la potencia aparente (KVA) en un sistema eléctrico de potencia lineal ó sinusoidal, y el resultado es referido al $\cos \Phi$

$$F.P. = KW/KVA = \cos \Phi$$

Por ejemplo supongamos un motor de un molino que opera con 100 KW y la potencia aparente medida y consumida fue de 125 KVA, con los datos anteriores se tendría un factor de potencia:

$$\cos \Phi = KW/KVA = 100/125 = 0.8$$

Nota: Un factor de potencia en un medio ambiente del sistema eléctrico no lineal no mantiene fiel la relación de las fórmulas presentadas, si estas no cuentan con filtros o bobinas de choque instaladas en los sistemas con generadores de armónicos.

En la relación de un triángulo de potencias se demuestra que los KVA decrecen en la medida en que los KVAR se reducen, por ejemplo en un sistema con un factor de potencia de 70 % ($\cos \Phi = 0.7$), se requieren 142 KVA para producir 100 KW, corrigiendo a 95% el factor de potencia se requiere únicamente 105 KVA para producir los mismos 100 KW a un valor de tensión constante.

En la figura 10 se muestra las relaciones anteriores referidas al triángulo de potencias.

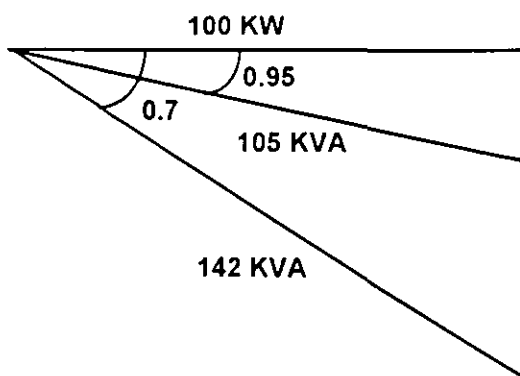


FIGURA 10

Como ejemplo en la tabla de la figura 11, se ilustran los efectos de varios factores de potencia en un sistema eléctrico con una demanda de 100 KW a 480 Volts.

Esta tabla muestra el tamaño del hilo requerido, en los sistemas con 100 % de factor de potencia se utiliza hilo No. 1/0. El mismo sistema con un 60 % de factor de potencia requiere un conductor de 4/0.

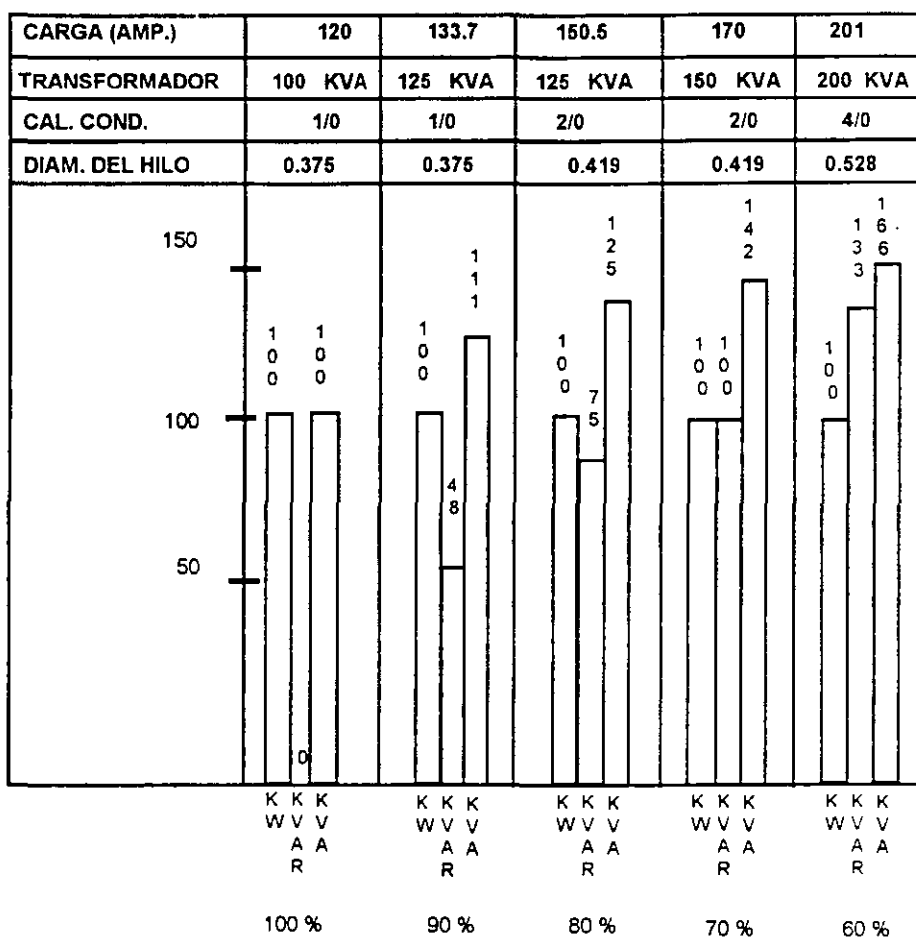


FIGURA 11

La comparación a escala de los dos diámetros de conductores se muestra en la fig. 12.



FIGURA 12

IIId.- Como mejorar el Factor de potencia

Cuando la potencia aparente (KVA), es mayor que la potencia activa (KW), la línea deberá suministrar el exceso de corriente reactiva más la corriente activa. Los capacitores de potencia actúan como generadores de corriente reactiva, ello reduce la cantidad total de corriente que el sistema suministra a la línea.

Teóricamente, los capacitores deberían proveer solamente el 10% de las necesidades de la potencia reactiva, en los sistemas . En la práctica sin embargo, corregir el factor de potencia hasta un valor de 95% produce mas beneficios .

El Triángulo de potencias de la figura 13 muestra la potencia aparente demandada antes y después de agregar capacitores.

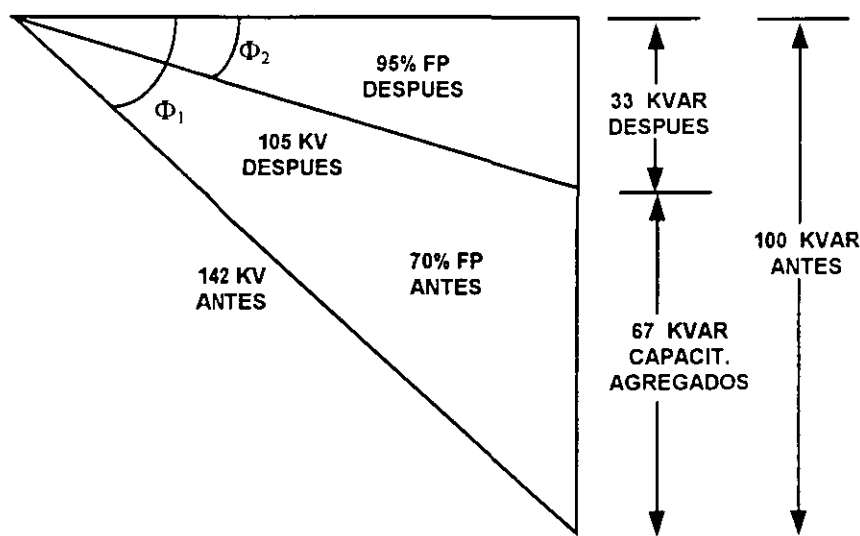


Figura 13

$$\cos \Phi_1 = 100/142 = 70\% \text{ FP}$$

$$\cos \Phi_2 = 100/105 = 95\% \text{ FP}$$

Por la instalación de capacitores de potencia se incrementa el factor de potencia a 95% la potencia aparente es reducida de 142 KVA a solo 105 KVA logrando una reducción de 35 %.

IIIe.- Beneficios al instalar capacitores de potencia.

Reducción en costos de consumo de electricidad

Incremento en la capacidad del sistema

Mejoras en la regulación de la tensión

Reducción en las pérdidas del sistema

Cuando los bancos de capacitores de potencia se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento de capacidad obtenido al pasar de un factor de potencia $\cos \Phi_1$ a un nuevo valor $\cos \Phi_2$, si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en KiloVolt-Ampere, el aumento de potencia activa puede calcularse según la expresión :

$$KW_1 - KW_2 = KVA (\cos \Phi_2 - \cos \Phi_1)$$

$$\Delta KW = 100 ((\cos \Phi_2 / \cos \Phi_1) - 1) \%$$

Además de los beneficios mencionados anteriormente la instalación de bancos de capacitores, produce también una reducción en las pérdidas producidas por efecto Joule, en los tramos de línea que van desde la generación hasta donde se encuentran instalados los bancos de capacitores.

Si llamamos "P" a las pérdidas y "R" a la resistencia ohmica total de una instalación tenemos que:

$$P = RI_A^2 + RI_L^2$$

Si $I^2 = I_A^2 + I_L^2$

entonces: $P = R I^2$

Suponiendo que la demanda activa así como la tensión no cambian cuando tenemos mas pérdidas P_1 con un $\cos \Phi_1$ y unas pérdidas P_2 con un $\cos \Phi_2$

$$I_1 \cos \Phi_1 = I_2 \cos \Phi_2$$

$$P_1 \cos^2 \Phi_1 = P_2 \cos^2 \Phi_2$$

Si $\Delta P = P_1 - P_2 / P \times 100$

Obtendremos finalmente :

$$\Delta P = 100 (1 - (\cos \Phi_1 / \cos \Phi_2)^2) \%.$$

De acuerdo con lo anterior, puede comprobarse que el paso de un factor de potencia de 70% a uno de 85 % produce una disminución de pérdidas por valor de más de 30 %.

En la figura 14 representamos una línea de distribución que parte de un generador G y alimenta una carga Z .

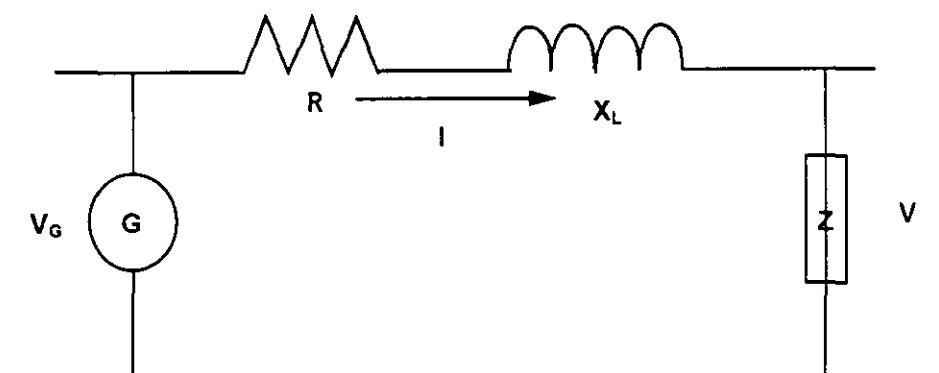


Figura 14

Si llamamos V_G a la tensión del Generador y V a la tensión de la carga Z e I a la corriente que circula por cada fase de la línea representada por R y X_L , podemos ver en el diagrama vectorial de la figura 15 que la caída de tensión total en la línea depende de dicha corriente que circula por R y X_L y por consiguiente la potencia demandada por Z .

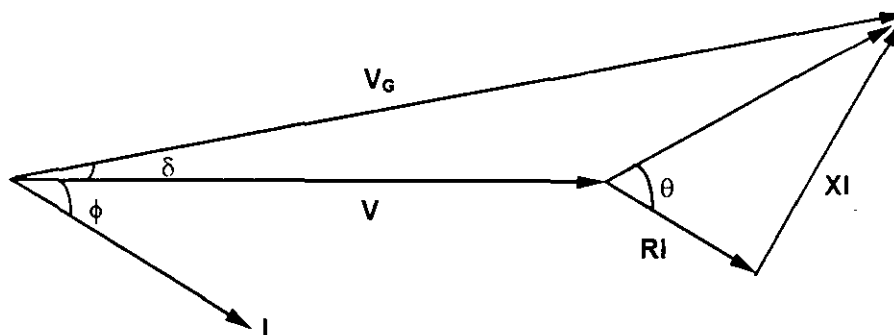


Figura 15. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z de la figura 14

Cuando la carga Z demanda más KW la corriente aumenta y por consiguiente si V_G permanece constante, V disminuye, la disminución incontrolada de la tensión V puede provocar grandes problemas en los centros de consumo.

Una forma económica de regular la tensión consiste en controlar el ángulo θ o bien el ángulo δ , instalando bancos de capacitores en los sistemas ya sea en :

a).- Compensación en la línea : disminuyendo q o sea la relación $Tg \theta = X/R$ la caída total de la línea disminuye y por consiguiente aumenta V .

b).- Compensación en la carga: disminuyendo δ o sea aumentando $\cos \delta$, V_G y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando la tensión V .

IV.- CAPACITOR DE POTENCIA PARA MEDIA Y ALTA TENSION.

IVa.- Definición: la definición del capacitor de potencia se puede enunciar como sigue:

Es un dispositivo que almacena energía en forma de un campo eléctrico, y su formula elemental de la capacitancia se define como :

$$C = k * A/e$$

Donde:

C : Capacitancia normalmente dada en Farads (F)

K: Constante dieléctrica que depende la naturaleza del material (adimensional)

A : Area de los electrodos m²

e : Espesor del dieléctrico normalmente dado en mm.

IVb.- Los componentes básicos

Los componentes básicos y más importantes que forman los capacitores de potencia utilizados en media tensión (3 000 V hasta 38 000 V) así como para la formación de bancos en alta tensión (52 000 V hasta 400 000 V) son los siguientes.

Electrodos

Dieléctrico

Impregnante

Conexiones internas

Recipiente

Aisladores

Resistencia de descarga.

IV_{b1}.- Electroodos:

Los electrodos están formados por hojas de aluminio con una pureza no menor al 99% y un espesor no mayor a 5 μm . Algunos fabricantes utilizan el aluminio cortado a laser para dar mayor calidad a su producto.

IV_{b2}.- Dieléctrico:

Los primeros films utilizados en capacitores, comenzaron a principios de los años 60's. La técnica de fabricación de los films era la misma que se utilizaba en la fabricación de films para embalaje, estos eran transparentes y con una superficie extremadamente lisa, esto dificultaba el trabajo en las máquinas bobinadoras, por la adherencia electrostática que se presentaba. Se inicio entonces la fabricación de los films con una superficie poco rugosa, lo cual le restaba transparencia al film pero permitía trabajar mucho mejor, en estos films era necesario utilizarlos en conjunto con papel Kraft, ya que resultaba imposible con solo el film hacer pasar el impregnante entre las capas.

Con la fabricación de polipropilenos con mayor rugosidad fue posible la fabricación de capacitores ALL-FILM. Las características físicas más importantes de los polipropilenos con respecto a su rugosidad están clasificadas en tres tipos, que dependen del grado de rugosidad en la superficie del polipropileno y que pueden ser medidas con un palpador con el cual podemos obtener la rugosidad media de los films R_a .

La variación en la rugosidad de los 3 films es la siguiente:

Film liso : 0.05 - 0.07 μm

Film poco rugoso: 0.10 - 0.15 μm

Film rugoso: 0.30 - 0.60 μm

Por ejemplo la rugosidad media del Film rugoso $R_a = 0.45 \mu\text{m}$.

Esta rugosidad es la que nos permite con mayor facilidad la penetración del líquido impregnante durante el proceso de impregnación de los actuales capacitores de potencia.

IV_{b3} .- Líquidos impregnantes:

La reposición y cambio de los impregnantes clorados (PCB'S) aproximadamente en los años 70's por las razones bien conocidas, fue el motor que impulso la investigación y desarrollo de los nuevos líquidos impregnantes de los actuales capacitores de potencia. Esta búsqueda de la nueva generación de líquidos impregnantes trata no solo de la sustitución del anterior, sino de encontrar un funcionamiento superior al logrado por sus antecesores los líquidos con (PCB'S).

Desde el punto de vista científico estos nuevos líquidos aparecieron con la capacidad de absorber los gases producidos por la aparición de descargas parciales que provocan la descomposición y pérdidas de propiedades de los impregnantes. A esta propiedad se le conoce con el nombre de “gas-absorbing”, y es un parámetro esencial que influye directamente en el comportamiento del capacitor.

Los líquidos utilizados ahora, para la fabricación de capacitores ALL-FILM, tienen excelentes propiedades “gas-absorbing” inclusive a muy bajas temperaturas, estos líquidos tienen la característica de ser no polares, con una permitividad relativa un poco elevada, estas son dos ventajas desde el punto de vista capacitor ALL-FILM.

De los diferentes líquidos impregnantes comerciales, la mayor parte no polares son utilizados para la fabricación de capacitores de potencia, algunas marcas de las mas comunes son:

PXE (Phenylxylethane) desarrollado en Japón.

CPE (Cumyphenyllethane) utilizado en Japón (KIS1000)

MIPB(Monoisopropylbiphenyle)descubierto en USA (WEMCOL)

M/DBT(Mono-dibenzyltoluene)fabricado en Francia (Jarylec)

DTE (Ditolylether) Fabricado en Alemania

La siguiente tabla muestra la comparación de dos líquidos impregnantes, uno fabricado con PCB'S y otro de la nueva generación de líquidos para capacitores de potencia.

Nombre comercial:	Aroclor 1016	WEMCOL
Resistencia Dieléctrica:	35 KV/mm	60 KV/mm
Tgδ a 100°C :	0.01	0.002
Constante Dieléctrica:	3.1	2.7
Contenido de Cloro:	42 %	0 %
Solubilidad a el agua:	0.1	10
Viscosidad CS :	10	5
Biodegradación:	NO	SI

IV_{b4}.- Conexiones internas:

Las conexiones internas de los modernos capacitores ALL-FILM se realiza de dos formas. Una primera que tiene muchos años de utilizarse y consiste en colocar pequeñas laminillas de cobre estañado llamados Taps, sobre los electrodos de aluminio y que permite realizar las conexiones serie-paralelo para formar un capacitor de potencia. Esto tiene el inconveniente de cuidar el manejo mecánico a las bobinas, ya que cualquier movimiento en estos taps provocarían daños al aluminio, otro inconveniente desde el punto de vista diseño, es el área de contacto entre los electrodos y las terminales ya que esta limitado a el área que abarca el tap, que normalmente es de unos cuantos milímetros, provocando con esto mayores pérdidas en el capacitor.

La segunda es la forma más moderna de interconexión serie-paralelo de los elementos es la de la conexión directa entre los electrodos por medio de clips , el cual permite tener una segura fijación mecánica y reducir las pérdidas interconectando directamente los electrodos. Las principales características de estos clips son:

Cobre estañado ó acero estañado

Capacidad de corto circuito	70 In
Capacidad de operación hasta	150 °C
Soporte a choques térmicos	-40 °C a 200 °C
Fuerza de apertura	20 Kg f
Corriente nominal de utilización	6 Amp.

IV_{b5}.- Recipiente:

Los capacitores modernos utilizan actualmente acero inoxidable en sus recipientes, este recipiente es protegido por una base de primer y pintado con pintura epóxica color gris ASA 70 resistente a la corrosión. Las características eléctricas del capacitor así como las características mecánicas del bote nos definen la curva de ruptura del bote. Una buena selección del material para la fabricación del bote permite realizar una buena coordinación para la protección individual de los capacitores.

IV_{b6}.- Aisladores:

Los aisladores utilizados para interconectar la parte interna y externa de los capacitores son generalmente de porcelana, con herrajes de acero inoxidable y latón. Deben cumplir con los requerimientos de las normas americanas ASNI IEEE e internacionales IEC así como la normatividad de cada región.

Los niveles básicos de aislamiento al impulso, normalmente utilizados en cada unidad capacitiva son desde 30 KV hasta 200 KV y con distancias de fuga que van desde 50 mm hasta 700 mm .

IV_{b7}.- Resistencia de descarga:

La resistencia de descarga es uno de los elementos de seguridad más importante en el capacitor, ya que permite al capacitor descargarse en un tiempo razonable de manera tal que si su desconexión coincide con su valor máximo de carga, éste se descargara a través de dicha resistencia. Permitiendo de esta manera realizar las maniobras necesarias sobre dicho capacitor, sin correr el riesgo de sufrir alguna descarga, que dependiendo de la magnitud podría ser mortal.

El tiempo definido para que el capacitor una vez desenergizado pueda ser tocado, depende de la norma ó especificación con la que es fabricado y varía desde aproximadamente 3 minutos hasta un tiempo máximo de 5 minutos, en ambos casos la tensión residual del capacitor no debe ser mayor a 50 Volts.

Las características más importantes de la resistencia de descarga en la mayoría de los fabricantes son:

Película de carbón

Recubrimiento resistente al líquidos impregnantes

Tolerancia máxima y mínima 2%

Temperatura de operación sin variación en su valor hasta 100 °C

En la figura 16 se muestra un dibujo de un corte de un capacitor de potencia muy común en el mercado. Aunque existen capacitores que cuentan con protección interna a los cuales se les conoce como " Capacitor con fusibles internos".

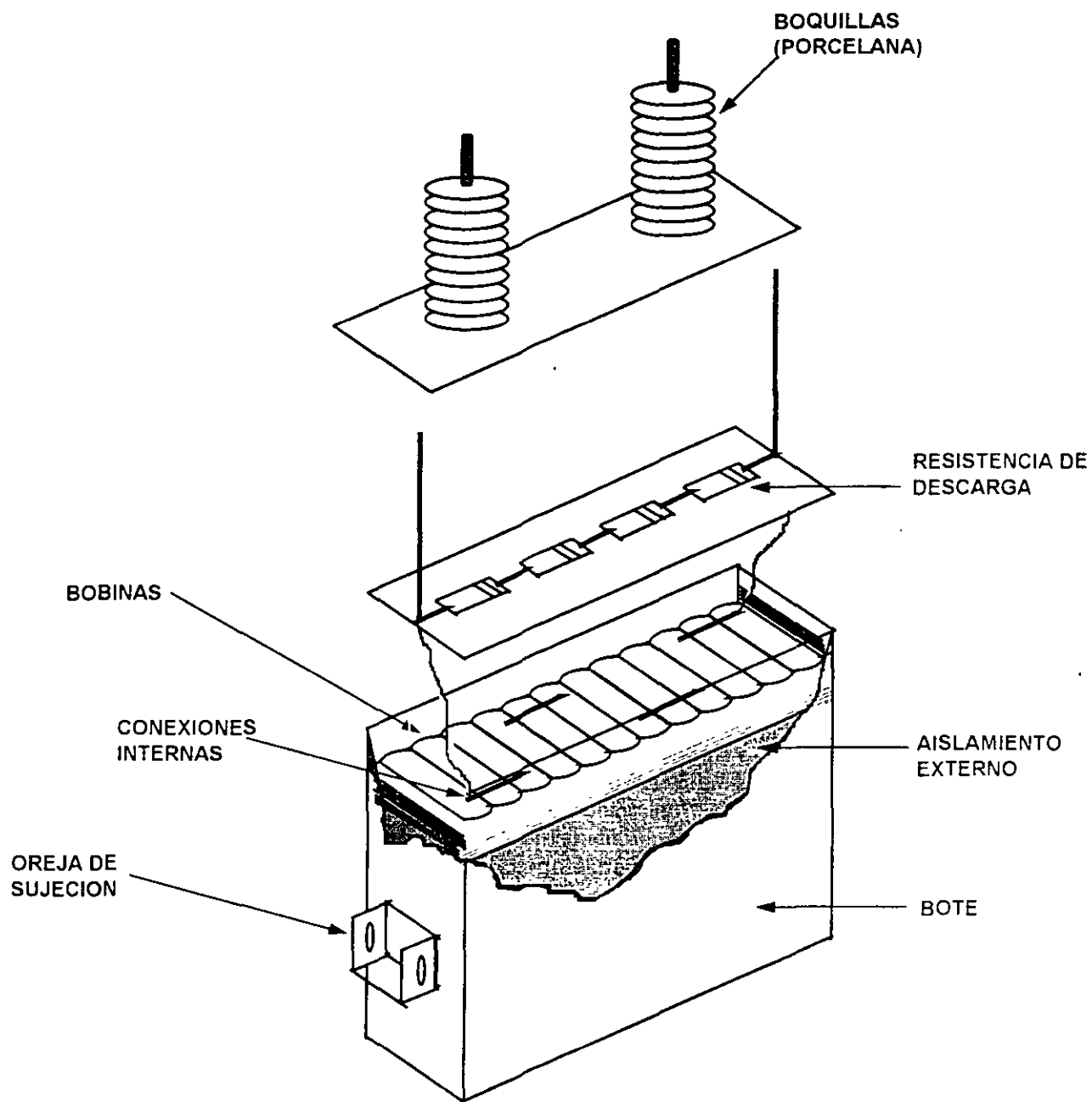
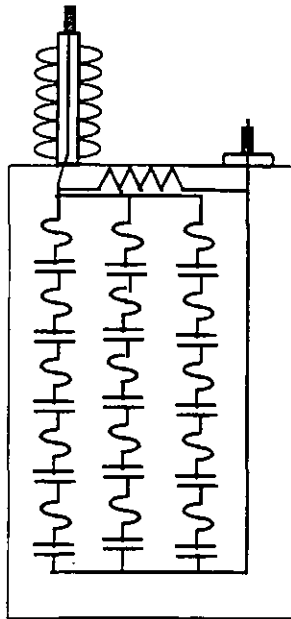


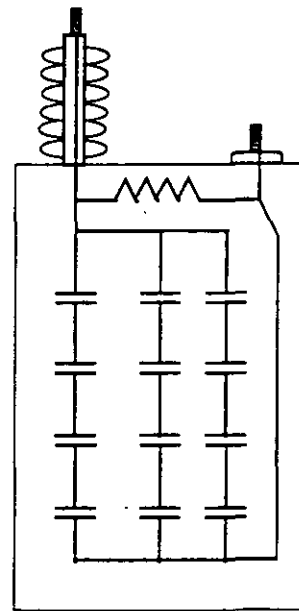
Figura 16.- Corte de un capacitor de potencia con sus componentes más importantes.

IV_c.- El Capacitor con Fusibles Internos .-

Consiste de un paquete individual el cual tiene conectado fusibles en serie con cada bobina . La figura 17 ilustra de una manera general los dos tipos de sistemas.



Diseño con fusibles internos



Diseño para fusibles externos

FIGURA 17

Símbolos:		Resistencia de descarga
		Paquete capacitivo (bobinas)
		Fusible

De la fig. anterior el modo de falla de un paquete de capacitor con fusible interno es descrito comparándolo con una falla de fusible externo.

Descripción de falla con fusibles externos.

Para un capacitor All-Film en el caso de un bobina interna fallada las laminas conductoras son soldadas junto al punto de falla donde se forma el arco. El arco es extinguido muy rápidamente por el corto circuito del paquete, y una pequeña formación de gas produce una presión mayor en el interior del tanque. El paquete fallado cortocircuita a los paquetes adyacentes conectados en serie o paralelo a este, la tensión en la unidad capacitiva deberá ser redistribuida proporcionalmente a través de los grupos series no fallados, la corriente a través del capacitor se incrementara proporcionalmente, y después un suficiente número de grupos series tendera a fallar, el fusible externo operara al incrementarse la corriente , removiendo esta unidad de servicio.

Sistema con fusibles internos en el capacitor.

Una falla ocurre cuando se presenta una ruptura del film , la hojas conductoras son soldadas junto al punto de falla producida por el arco, esto da como resultado , una descarga de los paquetes conectados en paralelo al paquete fallado y un incremento en la corriente a través del fusible conectado en serie al paquete fallado. La combinación de los efectos producidos por el incremento de corriente y descarga en paralelo de las bobinas permite la fusión del fusible conectado en serie a cada bobina.

El mismo problema de la energía de descarga en paralelo puede ocurrir en los capacitores protegidos por fusibles externos, sin embargo para un capacitor con fusible externo, la energía de descarga de las unidades conectadas en paralelo del banco al capacitor fallado es descargado a través del fusible dañado (que es externo al capacitor) , por lo tanto no ocurren arcos en el fluido dieléctrico, y siempre la mayoría de la energía almacenada en el sistema es disipada en el fusible, teniendo solamente el cuidado de no sobrepasar la capacidad de disipación de energía de los fusibles y efectuar una adecuada coordinación utilizando las curvas de fusión de los fusibles, y la curva de ruptura del bote, que debe ser proporcionada por el fabricante de capacitores. Cuando se diseña un banco esto es uno de los puntos más importantes a tomar en cuenta, con el fin de asegurar una buena protección al banco de capacitores y los equipos periféricos.

En un capacitor con fusibles internos existe una analogía en la forma de disipación de la energía almacenada de las bobinas en paralelo y que es disipada en el fusible del paquete fallado, solo que este se encuentra dentro del capacitor y esta energía se queda dentro del mismo.

V.- DESARROLLO DEL CAPACITOR DE POTENCIA "ALL-FILM" , EVALUACION Y EXPERIENCIA EN CAMPO.

V_a.- Introducción:

La experiencia en la utilización de capacitores con dieléctrico "mixto" constituye una referencia para el nivel de calidad a tomar en cuenta en la nueva técnica de fabricación con "ALL-FILM".

El desarrollo de la Tecnología "ALL-FILM" esta fundada básicamente en dos componentes: Films de Polipropileno e impregnantes sintéticos no clorados, que recientemente han tenido avances muy notables . La interacción de estos dos componentes, es la base para el diseño y fabricación de los nuevos capacitores de potencia.

V_b.- Experiencia en el uso de capacitores con dieléctrico mixto.

El papel en los capacitores con dieléctrico mixto es responsable de más de la mitad de las pérdidas, también limita el gradiente nominal de trabajo debido a su valor en rigidez dieléctrica. Su eliminación permite reducir la pérdidas hasta 0.1 W/KVAR y gracias al aumento en el gradiente de voltaje medio también es posible reducir el peso y volumen de los aparatos.

La introducción de la tecnología "ALL-FILM" vino acompañada de una continua evolución en el diseño de los capacitores de potencia : Todo papel (papel Kraft impregnado) , mixto (papel Kraft-Polipropileno impregnado) y "ALL-FILM" (polipropileno impregnado) que permitieron un progreso muy importante en el funcionamiento, reducción de pérdidas, volumen y costo en los capacitores de potencia.

Paralelamente, esta evolución es acompañada de un avance importante en el estudio de la confiabilidad de los nuevos capacitores, y que constituye un excelente criterio para el desarrollo de la nueva tecnología "ALL-FILM".

Tomaremos como referencia un estudio de la experiencia obtenida por la EDF (Electricidad de Francia).

La EDF instaló capacitores con dieléctrico mixto en sus líneas desde 1970. En la Figura 18 se muestra la evolución del los lotes instalados desde esta fecha. La gran mayoría de aparatos esta formada por capacitores de 100 KVAR impregnados con PCB's , sin embargo, el aprovisionamiento de este tipo de aparatos, es prácticamente detenido en 1981. Desde 1978 los impregnantes sin PCB's son utilizados y esto ayudo a resolver el problema de contaminación producida por los impregnantes con PCB's.

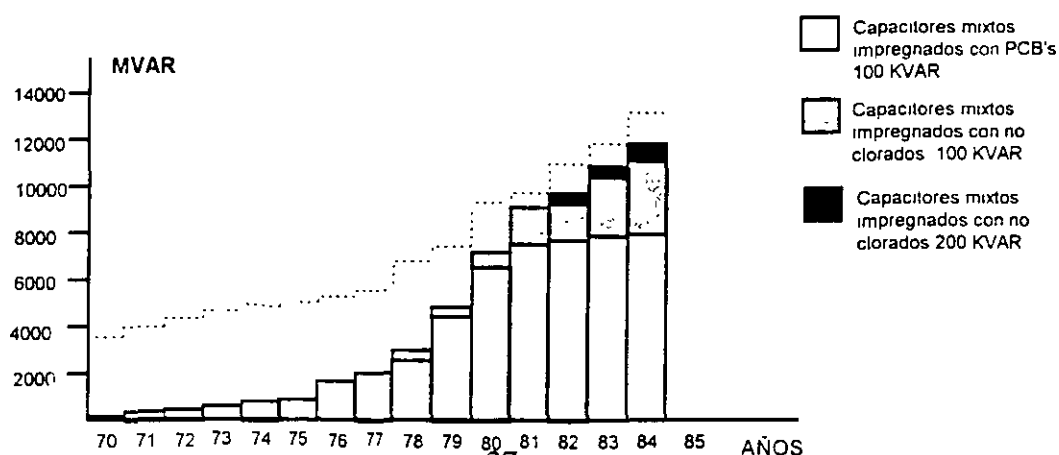


FIGURA 18

V_{b1}.- Estadística de incidentes en operación.

El registro de incidentes en operación, permitió establecer una estadística de fallas en los aparatos. La figura 19 nos muestra el porcentaje de fallas internas por año, observada sobre el total de aparatos en funcionamiento, el valor es dado por año, y este es determinado como el número de averías ocurridas, dividida entre el número de aparatos en servicio.

Solamente las averías internas ocurridas al aparato fueron tomadas en cuenta.

Una evolución desfavorable de estas estadísticas fueron observadas a inicios de los años 70's , el análisis para determinar los mecanismos que puedan afectar la vida útil de los aparatos conducen a introducir el ensayo de aguante, a fin de garantizar en el futuro su buen funcionamiento.

Para el capacitor con dieléctrico mixto, el ensayo se compone básicamente de :

- Un ensayo de envejecimiento acelerado de 5000 hrs a 1.4 veces la tensión nominal del capacitor con una temperatura ambiente de 40 °C , las pérdidas a esta tensión conducen a una temperatura en el seno del dieléctrico de aprox. 80 °C.
- Un ensayo de sobretensión sostenida de 2.25 veces la tensión nominal a frecuencia industrial , con una temperatura en el dieléctrico de aprox. -25 °C.

La introducción de estos ensayos en el procedimiento de calificación antes de la instalación de todos los aparatos en las líneas, se tradujo en un mejor funcionamiento en las estadísticas de incidentes, como se muestra en la Figura 19.

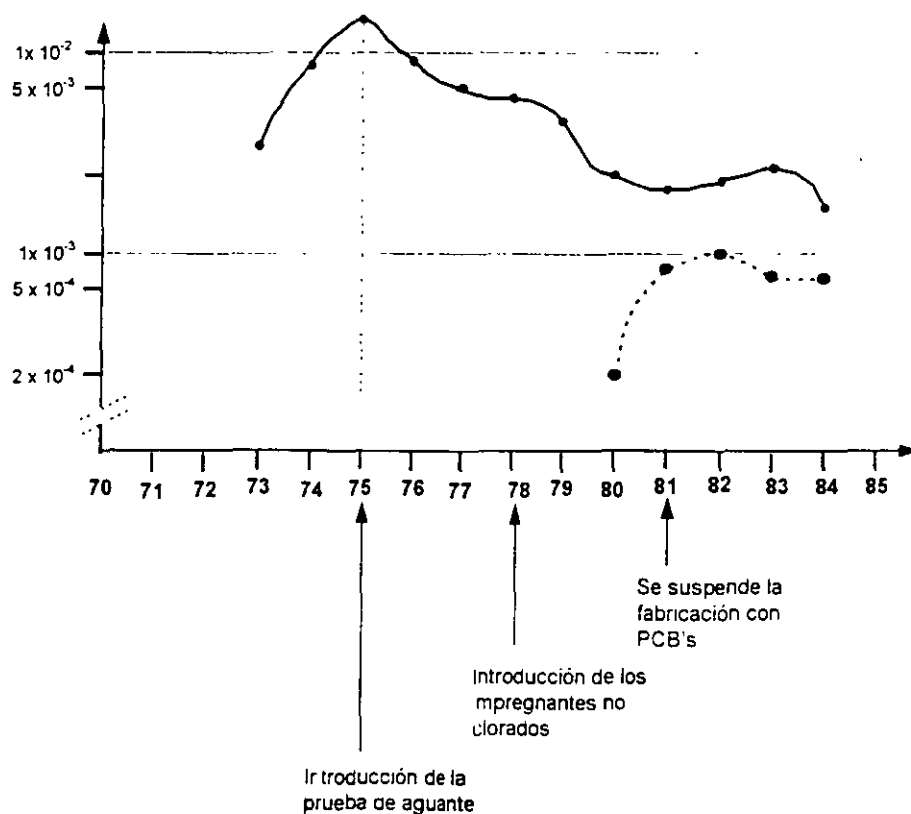


FIGURA 19

En la Figura anterior podemos ver también que los capacitores con impregnantes no clorados presentan globalmente una confiabilidad en el funcionamiento netamente superior al observado en los aparatos de generaciones anteriores. Durante 4 años de funcionamiento, el porcentaje de fallas comprobado fue de 8×10^{-4} fallas por unidad por año

Vc.- Ensayos de Evaluación Técnica de los Capacitores "ALL-FILM".

Con el fin de evaluar el comportamiento de la nueva técnica "ALL-FILM" por la referencia en la experiencia del funcionamiento de los aparatos mixtos, EDF realizó dos ensayos idénticos o derivados de estos, sobre ensambles de modelos de aparatos de diferentes construcciones, todos fabricados con la nueva tecnología "ALL-FILM".

Como principales características de estas muestras se tienen los siguientes valores:

La tensión por elemento varía desde 1450 Volts hasta 2320 Volts y los gradientes de trabajo varían de $46 \text{ V}/\mu\text{m}$ hasta $60 \text{ V}/\mu\text{m}$. Diferentes tipos de films (rugosos por un solo lado, rugoso en ambos lados etc.), de aluminios (lisos y corrugados), así como diferentes tipos de impregnantes que representan a los principales fabricantes actuales. Un total de casi 100 aparatos de 10 construcciones diferentes fueron ensayados.

Independientemente de las mediciones de las características de estos aparatos ó de sus componentes, los ensayos mas significativos para evaluar su límite de funcionamiento y de aguante son los ensayos de sobre tensión sostenida y el ensayo de envejecimiento acelerado.

Ensayo de sobre tensión sostenida

Las modalidades de los ensayos aplicados son idénticos a los mencionados para el diseño mixto, en la práctica este ensayo conserva la misma validez que para los capacitores mixtos y revela el mismo tipo de problema.

En general cuando ocurre una falla del aparato ensayado, la ruptura se produce en la zona de mayor esfuerzo dieléctrico, que es el borde del electrodo de aluminio.

Ensayo de envejecimiento acelerado.

En este ensayo, se registro el tiempo de duración antes de la falla del aparato a 1.4 veces la tensión nominal del capacitor en un ambiente caliente, se pudo observar una buena correlación entre los resultados de este ensayo con el ensayo de los capacitores mixtos y la estadística de incidentes durante la operación.

Este ensayo se efectuó de manera similar que los capacitores con dieléctrico mixto es decir en un ambiente de 40°C y después a una temperatura superior, regulada de tal manera que la temperatura del contenedor alcance 75°C , ésta última condición es tomada en cuenta por dos razones:

- Buscar una reducción en la duración del ensayo
- Obtener en el seno del dieléctrico una temperatura próxima a 80°C , misma que se alcanzo en el diseño mixto con una temperatura ambiente de 40°C , permitiendo comparar más directamente el aguante de los dos dieléctricos.

El análisis de los resultados del ensayo se resume en dos categorías:

La primera categoría de aparato, hace aparecer una disminución en las características de rigidez dieléctrica o una ruptura, después de una duración de horas mas o menos larga (muy aleatoria) en el ensayo a 40 °C. Y rompiendo rápidamente en el ensayo a 75°C.

Un total de cerca de cuarenta aparatos de esta categoría ensayada, dio como resultado una duración de entre 1500 y 13000 hrs a una temperatura de 40 °C y entre 24 y 2000 hrs a 75 °C

Para todos los ensayos, esta experiencia permitió distinguir dos casos de rupturas : las rupturas en el interior de la bobina y las rupturas presentadas en el borde del electrodo de aluminio.

Se comprobó en particular que los aparatos que soportaron más, presentan una concentración de epoxido en el líquido dieléctrico buena, esto se presento en el primer caso. En el otro la rigidez dieléctrica de las bobinas presentaron una fuerte dispersión. Esto confirmo los resultados obtenidos en el laboratorio concerniente a la influencia de aditivos en el epoxido. La duración antes de la ruptura es casi siempre mas corta cuando el gradiente de tensión nominal es más elevado, sin que la influencia de este parámetro tomado del aislamiento sea realmente muy sensible.

La segunda categoría, los modelos ensayados no revelan indicios de ruptura ni disminución en sus características de rigidez dieléctrica, tanto en el ensayo a 40 °C como en el de 75°C.

Como síntesis de los resultados del ensayo de aguante a 1.4 veces la tensión nominal y a una temperatura elevada, se determina que la temperatura es un parámetro muy sensible en el caso particular de capacitores fabricados con "ALL-FILM". Esto revela en la mayoría de los diferentes casos de construcción un envejecimiento del dieléctrico particularmente sensible a la temperatura, éste tipo de envejecimiento no es puesto en evidencia en capacitores con dieléctrico mixto, Sin embargo el valor elevado de la temperatura de ensayo puede levantar ciertas preguntas sobre su representatividad con respecto a su comportamiento de funcionamiento real, ya que en la realidad debido a las bajas pérdidas, la elevada temperatura interna de ensayo es casi imposible alcanzarla.

Sea lo que sea, los buenos resultados adquiridos sobre un número significativo de modelos, permiten constatar que un buen dominio de la concepción y fabricación pueden dar a la técnica del dieléctrico "ALL-FILM" un buen nivel de calidad y de fiabilidad , al menos como el de el dieléctrico mixto.

La introducción de la tecnología con dieléctrico "ALL-FILM" en los capacitores de potencia permiten un aumento muy sensible del funcionamiento en relación al dieléctrico mixto.

- **Reducción considerable en las pérdidas**
- **Aumento en la potencia masica y volumétrica , permitiendo con esto la fabricación costeable de aparatos de gran potencia inclusive con fusibles internos.**

Este progreso esta fundado en el desarrollo de componentes como Films e impregnantes así como en la fabricación de hojas de aluminio con alta tecnología, además de que exista una buena adaptación de estos componentes y una buena relación físico química de los mismos.

VI.- BANCOS DE CAPACITORES

VI.- Tipos de Bancos de Capacitores.

La simplicidad en la aplicación de los capacitores para los sistemas de transmisión y distribución hace posible hacer tres tipos básicos de diseños en los bancos de capacitores.

VI.1.- Banco de Capacitores para montaje en poste.

La aplicación más eficiente de los capacitores de potencia, es conectarlos cerca de la carga. Los bancos de capacitores montados en los postes, proveen una instalación que puede ser localizada cerca de la carga en los sistemas de distribución, estos bancos pueden ser fijos o desconectables, además de poder contar con un control automático de operación, dependiendo de las necesidades del sistema.

Normalmente los rangos mas comunes en los ensambles de los bancos de capacitores para montaje en poste son de 150 KVAR hasta 2400 KVAR, aunque los nuevos diseños con menos volumen permiten incrementar la potencia. Estos bancos son posibles hasta una tensión de 34.5 KV.

La forma más general de protegerlos es proveerlos con una protección por sobrecorriente, para este caso fusibles de potencia limitadores de corriente son utilizados.

La figura 20 Y 21 siguientes nos muestra los dos diseños básicos de bancos de capacitores para montaje en poste.

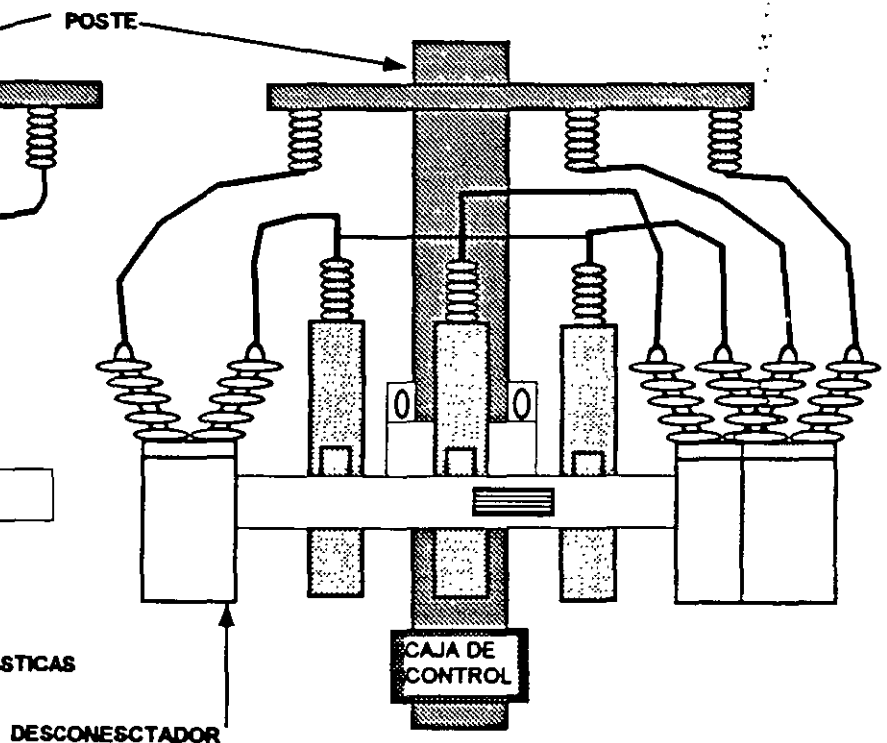
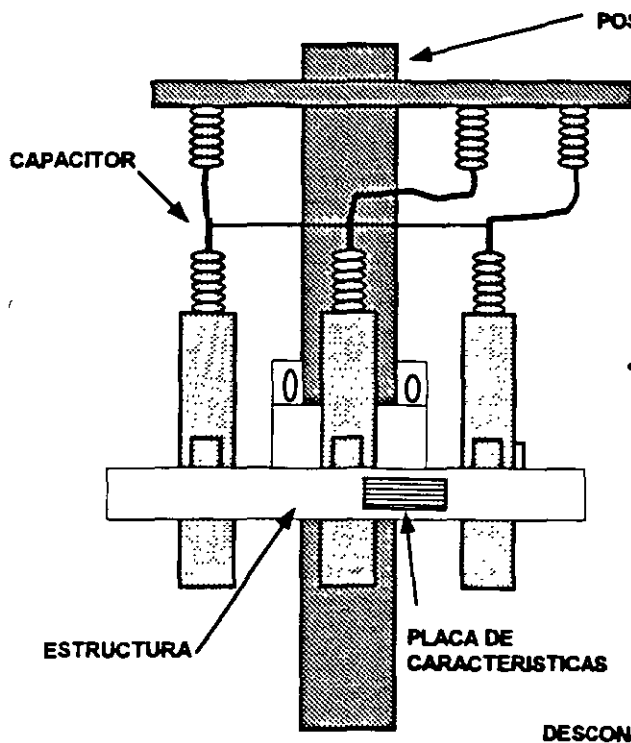


FIGURA 20.- BANCO DE CAPACITORES "POSTE FIJO"

FIGURA 21.- BANCO DE CAPACITORES "POSTE DESCONECTABLE"

VI.2.- Bancos de Capacitores Subestación Montados en Bastidores Abiertos

Los bancos de capacitores subestación montados en bastidores metálicos abiertos, son utilizados para proveer grandes cantidades de KVAR divididas en bloques, en los sistemas de transmisión y distribución y para tensiones de hasta 765 KV. Esto es posible gracias a la conexión de grupos de capacitores conectados en serie, que permiten conectarse en cualquier sistema de tensión. Cada capacitor es individualmente protegido por un fusible tipo expulsión o en algunos casos con fusibles limitadores de corriente.

Las unidades capacitivas pueden ser montadas en los bastidores tanto horizontal como verticalmente en estructuras de aluminio o fierro galvanizado.

Los bancos de capacitores subestación pueden ser suministrados con un esquema de protección por desbalance y con equipo de interrupción. Pueden ser controlados automáticamente en uno o varios pasos dependiendo de las necesidades del sistema, También pueden ser controlados por medio de tiristores de potencia. Esta última aplicación para el diseño de un banco es conocido con el nombre de Compensador Estático de Vars.

La figura 22. nos muestra un arreglo de banco de capacitores subestación típico.

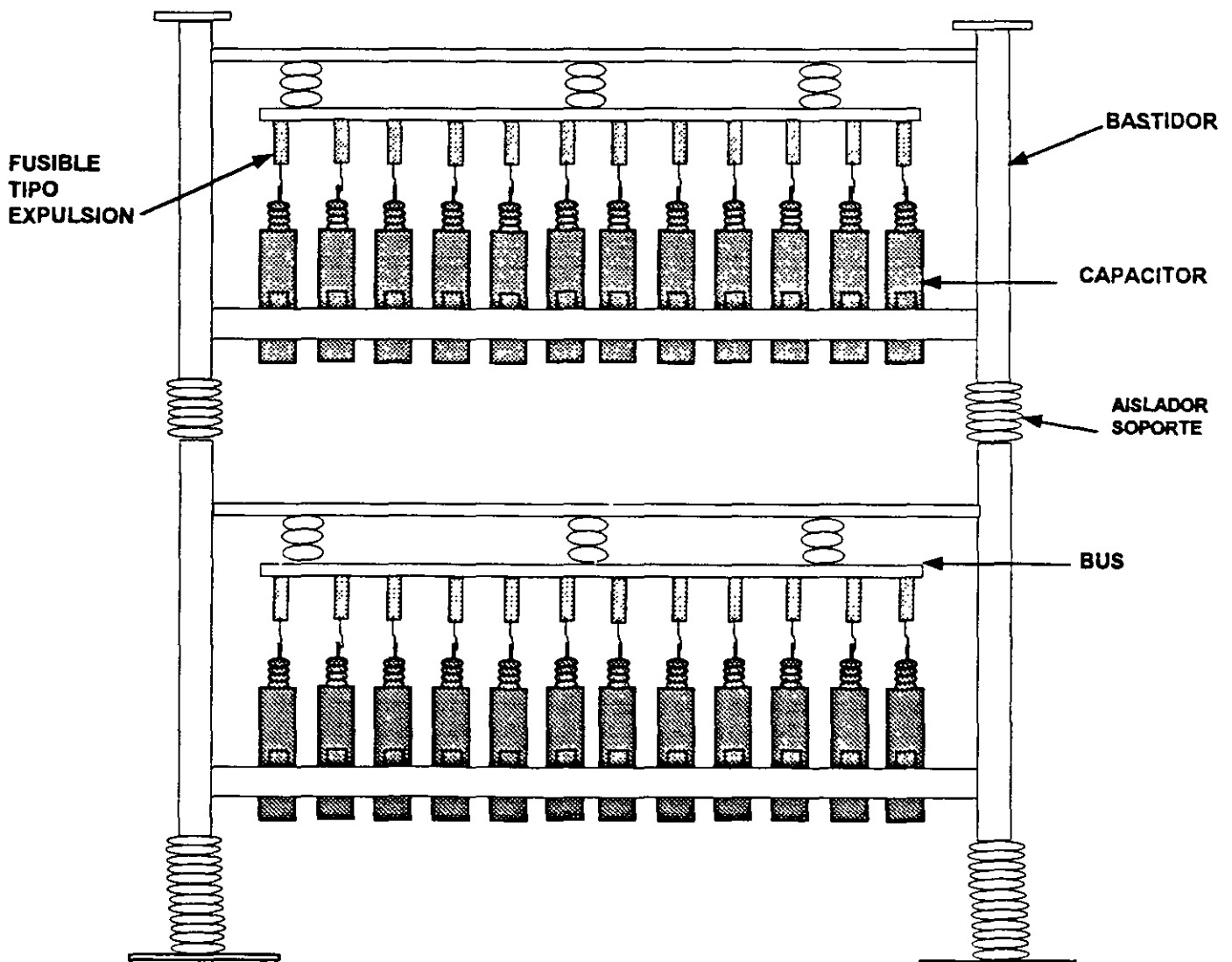


FIGURA 22.- BANCO DE CAPACITORES TIPO SUBESTACION

VI_{a3}.- Bancos de capacitores subestación en gabinete metálico

Los bancos de capacitores en gabinete metálico son utilizados para aplicaciones de mediana potencia en KVAR en los sistemas de distribución. La tensión máxima de servicio es hasta 34.5 KV . Estos bancos son completamente cerrados en el gabinete y son utilizados donde las condiciones de espacio y seguridad son limitadas.

Los capacitores son individualmente protegidos por fusibles limitadores de corriente para una máxima protección y todos los accesos de las puertas cuentan con microinterruptores que se accionan con solo abrir las puertas del gabinete, y a su vez operan el interruptor o desconectador del banco.

Un sistema de puesta a tierra del banco con operación externa deberá ser acondicionado a todos los bancos de capacitores que cuenten con un gabinete metálico.

El diseño del gabinete puede permitir expandirse de manera tal que se puedan agregar compartimientos conteniendo capacitores e interruptores o desconectadores etc .

La figura 23 siguiente nos muestra un gabinete típico que contiene capacitores.

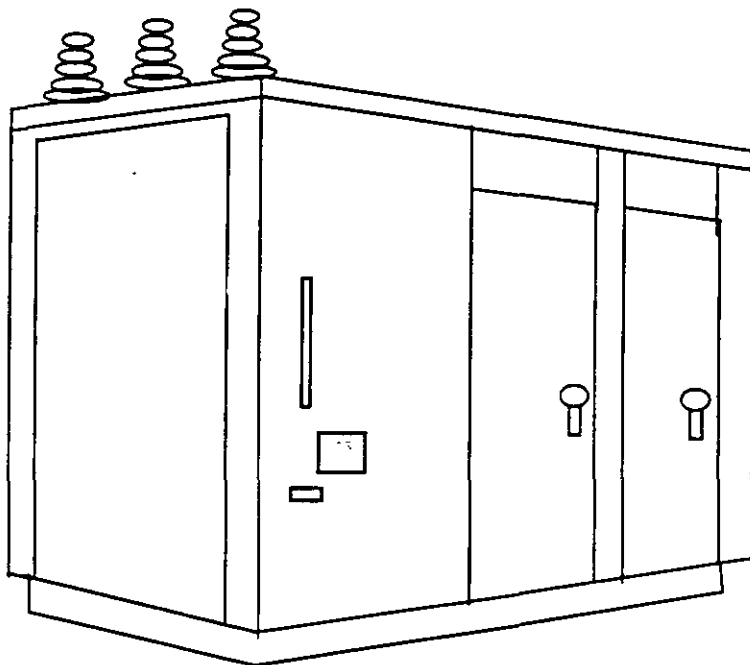


FIGURA 23.- BANCO DE CAPACITORES EN GABINETE CERRADO

V_{1b}.- Diseño de bancos de capacitores para uso exterior

El diseño de los bancos de capacitores para uso exterior es complicado por que depende básicamente del tamaño, del arreglo de la conexión , del tamaño de las unidades capacitivas etc. En pequeños bancos de capacitores el arreglo es relativamente sencillo por que el numero de unidades normalmente es limitado a 3, mientras que los grandes bancos de capacitores son de un número teóricamente infinito.

De forma general daremos una serie de pasos que permiten darse una idea de como se pueden formar los bancos de capacitores.

Paso 1 Determinar el tipo de conexión eléctrica : Delta, Estrella simple, doble estrella en ambos casos existen las modalidades de aterrizarlas o dejar el neutro flotante.

Paso 2 Determinar la potencia en KVAR y la tensión de línea a línea

Paso 3 Determinar la tensión de cada unidad capacitiva, de preferencia tomar como referencia los valores estandarizados en alguna norma o especificación.

Paso 4 Calcular el número de unidades capacitivas por grupos serie por fase

Paso 5 Calcular el numero de unidades capacitivas por grupo serie y los KVAR de cada unidad.

Paso 6 Seleccionar el bastidor (estructura) consistente con la unidad capacitiva y el tipo de montaje del capacitor (vertical u horizontal).

Paso 7 Seleccionar el arreglo del bastidor

Paso 8 Seleccionar el aislamiento entre bastidores individuales

Paso 9 Selección del fusible adecuado para cada unidad capacitiva o grupo de capacitores.

Paso 10 Selección de accesorios adecuados (Cuchilla de puesta a tierra, desconectador, relevadores etc.) y tipo de control y operación.

Ahora ilustraremos un ejemplo sencillo que nos permita la aplicación de los pasos mencionados para la buen diseño y selección de los componentes de un banco de capacitores

Paso 1 Determinación del tipo de conexión eléctrica: Esta selección deberá normalmente ser hecha por el usuario, consideración que será dada por el tipo de protección del banco, la corriente de falla y el tamaño mínimo del banco.

Por ejemplo ilustraremos una banco con conexión estrella con neutro flotante

Paso 2 Determinación de la potencia trifásica y la tensión de línea a línea

Por ejemplo 30 MVAR 115 KV de línea a línea

Paso 3 Determinar la Tensión de la unidad capacitiva.

Idealmente esta consideración deberá ser dada por el usuario, considerando su experiencia en la tensión de operación, la intercambiabilidad de los capacitores con otras instalaciones, la tensión nominal de la unidad capacitiva nos define el numero de grupos serie por fase del banco así como también en gran parte el tamaño total del banco.

Normalmente se toma como referencia las tensiones estándar dadas en las normas. Por ejemplo NEMA. A continuación se dan algunos ejemplos de tensiones estándar.

Tensiones standard de las unidades capacitivas de acuerdo con NEMA.

2400	9540
2770	9960
4160	11400
4800	12470
6640	13280
	13800
7200	14400
7620	19920
7960	21600
8320	

Paso 4 Numero de grupos serie por fase: Para calcular el número de grupos serie por fase, dividimos la tensión del sistema de línea a neutro o la tensión de fase a fase para un sistema de conexión Delta para la tensión de las unidades capacitivas.

Del ejemplo $V_{L-N} = V_{L-L} / 1.73 = 115 / 1.73 = 66.4 \text{ KV L-N}$

$66.4 / 13.28 (\text{valor de la tabla de NEMA}) = 5 \text{ Grupos serie.}$

Paso 5 Calculo del número de unidades capacitivas por grupos serie:

Para calcular el número mínimo de unidades capacitivas por grupo serie es necesario determinar el efecto de la tensión que provocara la falla de alguna unidad en los capacitores remanentes, recordemos que los capacitores individuales están diseñados de acuerdo a los estándares establecidos para operar a una tensión no mayor de 10 % de su tensión nominal.

Determinación de tensiones y corrientes .

El capacitor no deberá operar continuamente a una tensión que exceda 10 % de su tensión nominal, sin embargo es necesario conocer que tensión inmediatamente después habrá en un grupo serie de cualquier banco de capacitores cuando un fusible falle. Cuando el sistema se encuentre a su máximo nivel de tensión de operación.

La figuras 24 y 25 nos muestra el incremento de tensión de las unidades en un grupo desde las cuales, unidades son removidas en una Estrella con neutro flotante que es el ejemplo de la primera figura y una estrella aterrizada o delta. Donde todas la unidades tienen el mismo valor de tensión y KVAR.

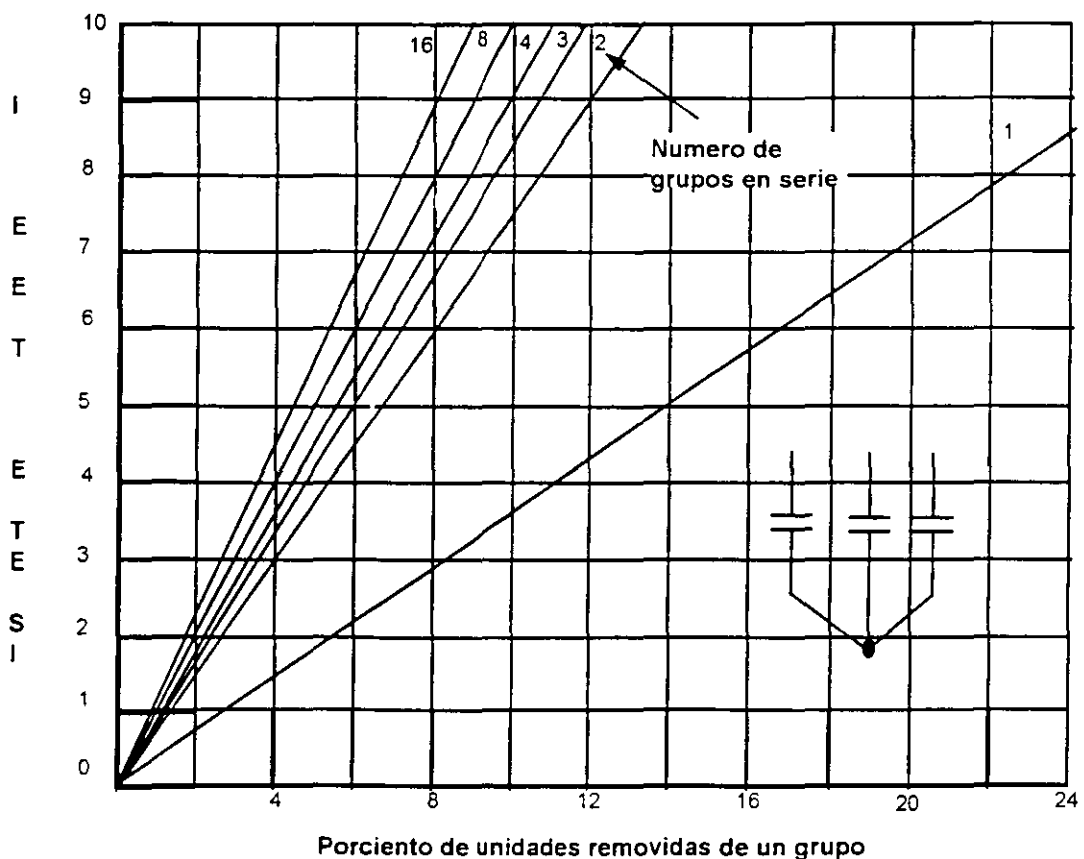


FIGURA 24.

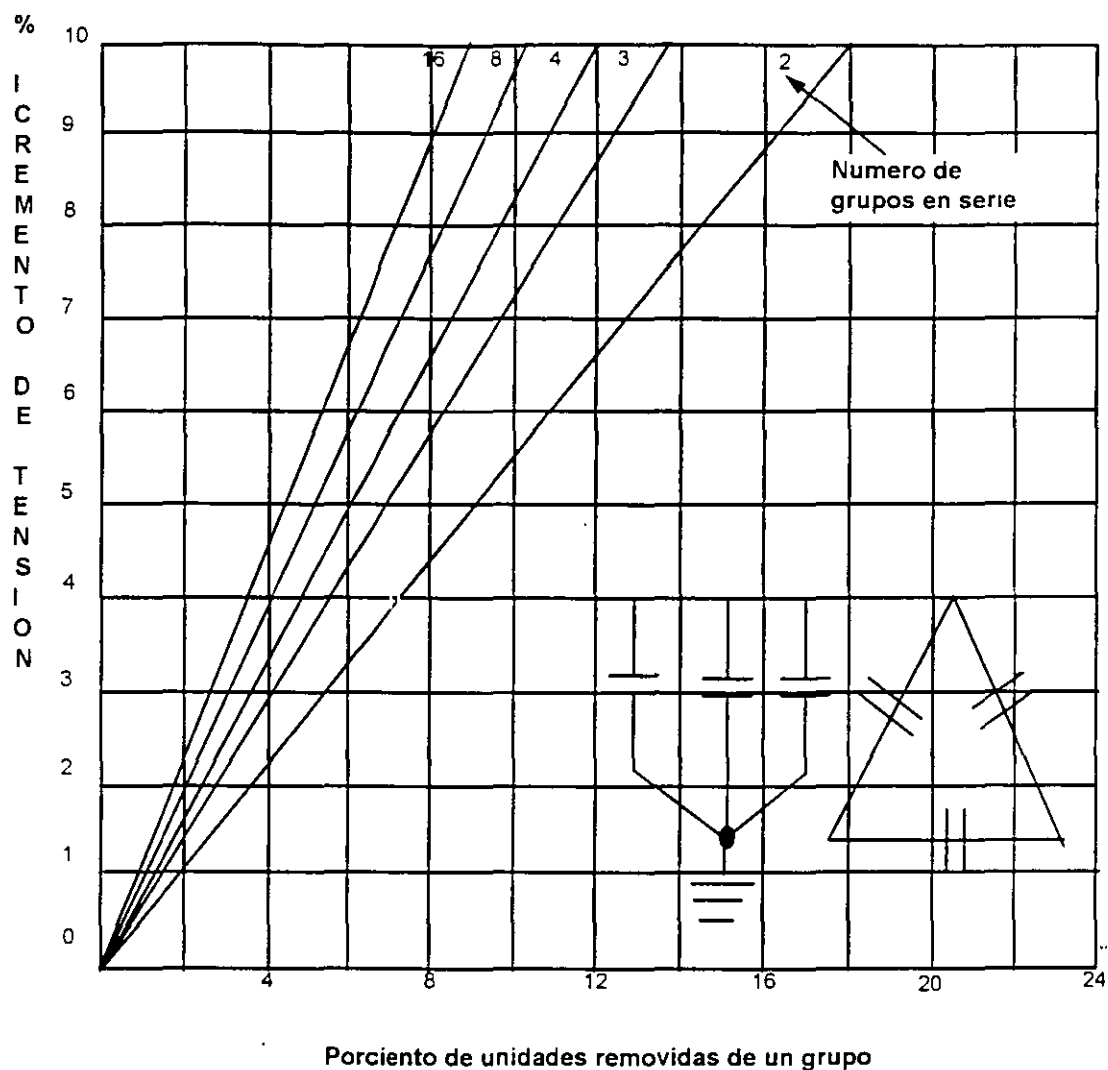


FIGURA 25.

En la figura 26 se muestra el porcentaje de incremento de tensión en las unidades remanentes en un grupo del cual fueron removidas unidades y la corriente que fluirá entre el neutro de las dos estrellas que componen este circuito. De la misma manera que los anteriores esta condición es si y solo si todas las unidades del banco son de la misma tensión y KVAR.

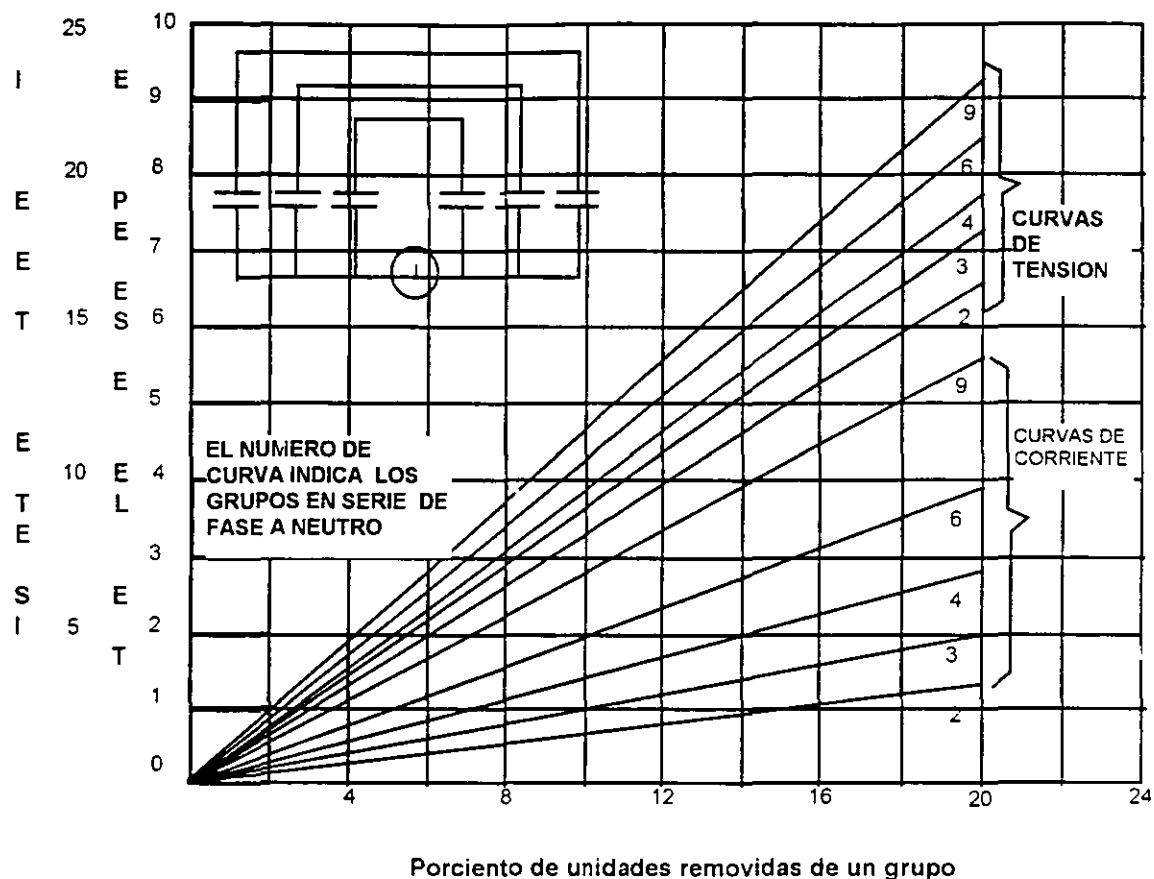


FIGURA 26.

Quando seleccionamos el ajuste del relevador por desbalance en el neutro del banco de capacitores, la curva de la fig. 27 define las sobretensiones permisibles en los bancos de capacitores puede ser tomada en cuenta.

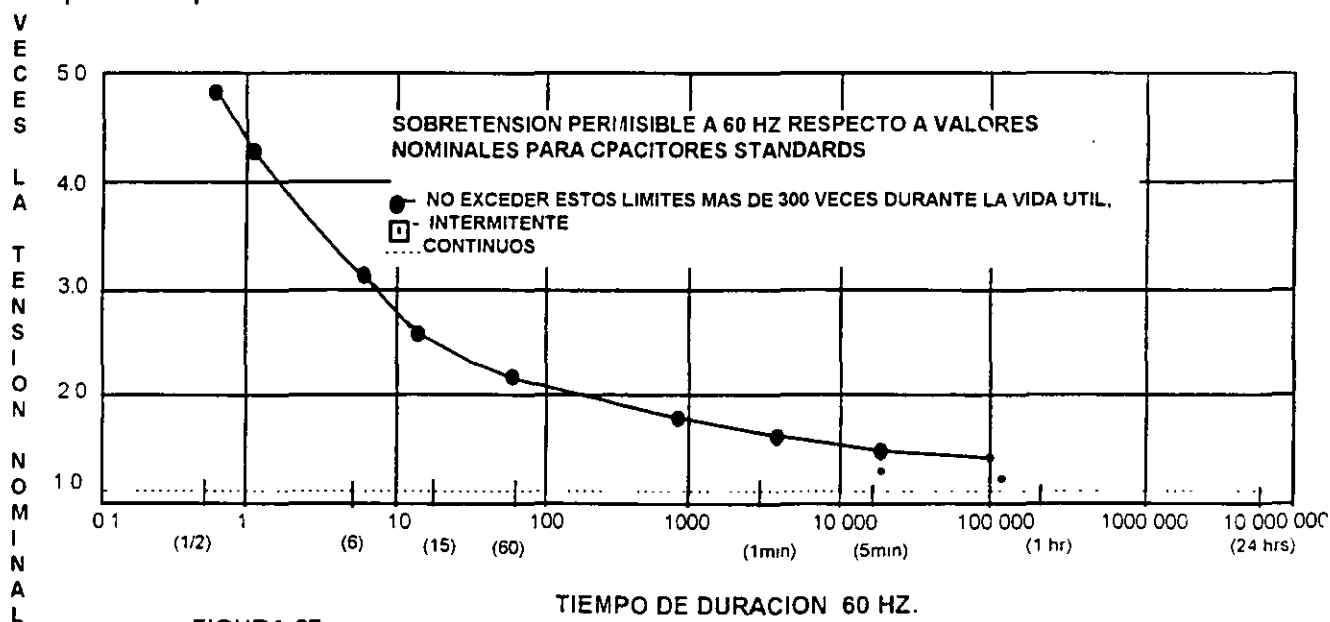


FIGURA 27.

Cuando dos relevadores son utilizados, el primero puede ser utilizado con un bajo ajuste para accionar una alarma y el segundo con un ajuste más alto para hacer operar el interruptor.

Las tensiones y las corrientes pueden ser calculadas por las siguientes ecuaciones refiriéndonos a la figura 28 para identificación.

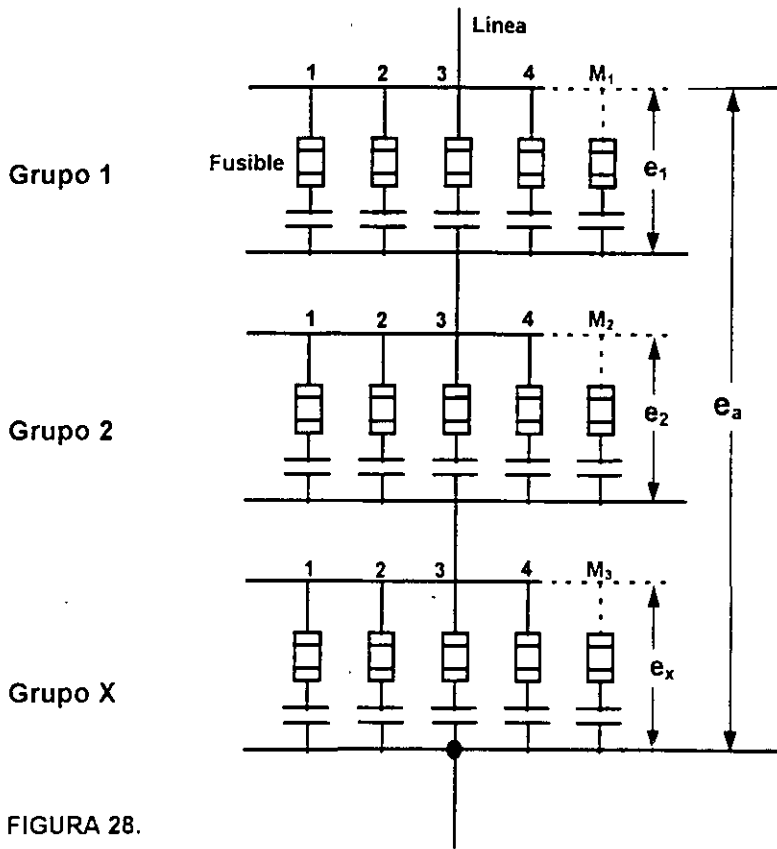


FIGURA 28.

En un banco de capacitores con el neutro aislado la tensión nominal a través del grupo 1 es

$$e_{1N} = (e_{c1}^2/M_1)(e_a) / (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + + e_{cx}^2/M_x)$$

Con N₁ de unidades removidas del grupo 1 la tensión en las unidades remanentes es:

$$e_1 = (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / (3M_1 - N_1)(e_{c1}^2) / (3M_1(M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + + e_{cx}^2/M_x)$$

Con N₁ de unidades removidas para el grupo 1 la tensión del neutro del banco de capacitores cambia e_{N0}.

$$e_{N0} = N_1/M_1 (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / 3(3M_1 - N_1)(e_{c1}^2) / (3M_1(M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + + e_{cx}^2/M_x)$$

La corriente a través del fusible para una unidad capacitiva completamente cortocircuitada en el grupo 1 en veces de la corriente nominal de operación es:

$$I_f = (M_1) (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x) / (3e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

Para un banco de capacitores con el neutro aterrizado :

La tensión e_1 a través del grupo serie 1 es calculado similarmente a un banco de capacitores con el neutro flotante dado en la segunda ecuación.

$$e_1 = (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / ((e_{c1}^2) / (M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

La corriente a través del fusible de un capacitor totalmente cortocircuitado en el grupo serie 1 en veces la corriente normal de operación para un capacitor con el neutro sólidamente aterrizado es:

$$I_f = (M_1) (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x) / (e_{c1}^2/M_1 + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

Donde: X = Número de grupos serie del capacitor

M = Número normal de capacitores por grupo

N = Número de unidades fuera de un grupo

e_1 = Tensión actual del grupo 1

e_{c1} = Tensión nominal del grupo 1

e_a = Tensión nominal de línea a neutro.

Para el caso de 2 Secciones de capacitores con el neutro sólidamente conectado uno con otro y flotante.

La tensión normal a través de varios grupos de capacitores en una instalación consistente de dos secciones similares con el neutro conectado sólidamente uno con otro y flotante es e_{N1} que esta dado en la primera ecuación de este resumen. Con N_1 unidades fuera del grupo 1 en una sección la tensión a través de las unidades remanentes en el grupo 1 es :

$$e_1 = (e_{c1}^2/M_1 - N_1)(e_a) / (6M_1 / N_1)(e_{c1}^2) / (6(M_1 - N_1) + e_{c2}^2/M_2 + \dots + e_{cx}^2/M_x)$$

La corriente en el fusible con el capacitor completamente cortocircuitado en el grupo 1 de una de las dos secciones similares es:

$$I_f = (M_1) (e^2_{c1}/M_1 + e^2_{c2}/M_2 + + e^2_{cx}/M_x) / (6e^2_{c1}/M_1 + e^2_{c2}/M_2 + + e^2_{cx}/M_x)$$

La corriente en la conexión del neutro entre las dos secciones similares del capacitor, con N unidades fuera del grupo 1 en una sección, en términos de la corriente normal de operación del capacitor es :

$$2I_{N0} = (e^2_{c1}) / (6M_1 / N_1)(e^2_{c1}) / (6(M_1 - N_1) + e^2_{c2}/M_2 + + e^2_{cx}/M_x)(N_1/M_1 - N_1)$$

La Tabla 1 nos muestra de manera simplificada la determinación del número de unidades capacitivas por grupo serie.

Numero de grupos serie	Conexión estrella con neutro flotante		Conexión delta ó estrella aterrizada	
	Mínimo No. de unidades por grupo	Mínimo No. de unidades por banco 3Φ	Mínimo No. de unidades por grupo	Mínimo No. de unidades por banco 3Φ
1	4	12	1	3
2	8	48	6	36
3	9	81	8	72
4	9	108	9	108
5	10	150	9	135
6	10	180	9	162
7	10	210	10	210
8	10	240	10	240
9	11	297	11	297
10	11	330	11	330
11	11	363	11	363
12	11	396	11	396
13	11	429	11	429
14	11	462	11	462
15	11	495	11	495

TABLA 1

Ejemplo:

De la tabla anterior se tiene que, para un banco con conexión estrella con neutro flotante utilizando unidades capacitivas que permiten 10% de sobretensión el mínimo número de unidades capacitivas por grupo serie es 10. El mínimo número de unidades capacitivas por el banco trifásico es 150.

Mínimo num. 3 Φ = Num. Grupos serie/Fase X Mín. num/por grupo serie X 3 fases

$$= 5 \text{ grupos serie/fase} \times 10/\text{por grupo serie} \times 3 = 150 \text{ unidades}$$

Seleccionamos los KVAR de la unidad capacitiva =

$$\text{KVAR DE LA UNIDAD} = \text{KVAR}_{\text{TOT}} / \text{Mínimo num. 3 } \Phi = 30\,000 / 150 = 200 \text{ KVAR}$$

Esta valor de capacitor es el que permite el diseño más pequeño y por consecuencia el más económico banco de capacitores de 30 000 KVAR 115 KV.

Aunque se puede diseñar el mismo banco con unidades de 50 KVAR, 100 KVAR y 150 KVAR con la misma confiabilidad, pero el uso de mas unidades lo encarece.

Como una regla de diseño cada grupo serie deberá contener un numero igual de unidades capacitivas

Por ejemplo utilizando unidades capacitivas de 50 KVAR necesitaremos.

$$\text{Mínimo num. 3 } \Phi = \text{KVAR}_{\text{TOT}} / \text{KVAR DE LA UNIDAD} = 30\,000 \text{ KVAR} / 50 \text{ KVAR} = 600 \text{ unidades}$$

Esto quiere decir que es necesario 200 unidades por fase .

Y cada grupo serie deberá tener :

$$\text{Mín. num/por grupo serie} = \text{Mínimo num. 3 } \Phi / \text{Num. Grupos serie} \times \text{Fase} \times 3 \text{ fases}$$

$$= 600 \text{ unidades} / 5 \text{ grupos serie} \times 3 \text{ fases} = 40 \text{ unidades/grupo serie/Fase}$$

De la misma manera utilizando unidades de 100 KVAR son necesarias 300 unidades

esto quiere decir 100 unidades por fase y 20 unidades por grupo serie.

Utilizando unidades de 150 KVAR son necesarias 200 unidades

que quiere decir que es necesario 66.667 unidades por fase que no es posible , sin embargo, el tamaño de banco puede ser revisado de manera tal que sea posible utilizar unidades de 150 KVAR.

Otra regla de diseño de un banco , es que el número de unidades por fase deberá ser siempre divisibles por el número de grupos serie.

Por ejemplo 2 números cercanos y divisibles entre 5 del ejemplo anterior utilizando unidades de 150 KVAR son 65 y 70.

Utilizando 65 unidades por fase tenemos:

$$65 \text{ unidades/fase} / 5 \text{ grupos serie/fase} = 13 \text{ unidades/grupo serie}$$

$$KVAR_{TOT} = 5 \text{ grupos serie/fase} \times 13 \text{ unidades/grupo serie} \times 3 \text{ fases} \times 150 \text{ KVAR/unidad}$$

$$KVAR_{TOT} = 29\,250 \text{ KVAR}$$

Estos 29 250 KVAR calculados deberán ser comparados con los requerimientos del punto 2.

Utilizando 70 unidades por fase

$$70 \text{ unidades/fase} / 5 \text{ grupos serie/fase} = 14 \text{ unidades/grupo serie}$$

$$KVAR_{TOT} = 5 \text{ grupos serie/fase} \times 14 \text{ unidades/grupo serie} \times 3 \text{ fases} \times 150 \text{ KVAR/unidad}$$

$$KVAR_{TOT} = 31\,500 \text{ KVAR}$$

Estos 31 500 KVAR calculados deberán ser comparados con los requerimientos del punto 2

A continuación se presenta un resumen del punto 5

KVAR del Banco 3Φ	Numero de grupos serie	Número de unidades capacitivas p/grupo serie	Número de unidades capacitivas p/banco 3Φ	Potencia de la unidad capacitiva	Tensión de la unida capacitiva
30 000	5	40	600	50	13 280
30 000	5	20	300	100	13 280
29 250	5	13	195	150	13 280
31 500	5	14	210	150	13 280
30 000*	5*	10*	150*	200*	13 280*

* Valor seleccionado

Paso numero 6 Selección del bastidor (estructura) para las unidades individuales.

El armado de las unidades capacitivas montadas en el bastidor que contienen un grupo serie o grupos serie (máximo dos grupos serie por bastidor).

El armado de las unidades es diseñado de manera tal que los capacitores pueden montarse en posición vertical, o cuando se requiera en posición horizontal.

El armado de las unidades son diseñados para varios voltajes de las unidades capacitivas. El armado de las unidades aceptara tanto a los capacitores con un solo bushing como a los de dos bushings. El bastidor de las unidades son fabricados con acero galvanizado o aluminio.

Nota: El arreglo de las unidades en un bastidor con posición horizontal no es recomendado para los capacitores con 2 bushings.

Paso numero 7

Los diferentes arreglos de las unidades capacitivas en los bastidores para formar el banco así como sus característica principales vienen dadas en la tabla anterior.

Paso numero 8

La selección del aislamiento entre los diferentes paquetes de unidades o bastidores depende básicamente del nivel de aislamiento de los grupos serie de capacitores es decir que si en un bastidor se coloca un solo grupo serie el nivel de aislamiento correspondiente al bastidor será el mismo que el de la unidad capacitiva, pero si en el paquete del bastidor existen 2 grupos serie, será necesario aislar los bastidores por lo menos al doble de aislamiento que el requerido en el primer caso.

Paso numero 9

Selección del fusible para cada unidad individual.

Las consideraciones más importante para la selección de un fusible destinado a proteger individualmente la falla de una unidad capacitiva son las siguientes.

Soportar todas las condiciones de operación a las cuales estará sometido el capacitor por ejemplo: presencia de armónicos, sobrtensiones de sistema, sobrecorriente por operación de conexión y desconexión del banco y falta de conocimiento en los mecanismos del sistema.

VII.- GUIA DE APLICACIÓN DE LOS CAPACITORES DE POTENCIA.

VII_a.- Introducción:

El objetivo de este capítulo es intentar cubrir la necesidad de tener un mayor conocimiento en la utilización, aplicación y modo de operación de los bancos de capacitores de potencia así como dar las bases para una confiabilidad y calidad en el diseño, aplicación, selección y protección de los bancos de capacitores de potencia.

VII_{a1}.- La Finalidad de la instalación de los Capacitores de Potencia.

La gran mayoría de los equipos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia son de características inductivas, por tal motivo operan con un factor de potencia (FP) atrasado. Cuando un sistema eléctrico de potencia opera con un FP atrasado, es necesario suministrar un flujo adicional de Volts Amperes Reactivos (VARs), de otro modo el sistema presenta una reducción de su capacidad, incremento de pérdidas y reducción en la tensión nominal del sistema. En la figura 29 se muestra en un triángulo de potencias como la aplicación de capacitores de potencia, incrementa la capacidad del sistema y reduce las pérdidas por la reducción del flujo de VARs.

La carga del sistema es reducida desde unos KVA₁ hasta KVA₂ por la adición de KVAR capacitivos.

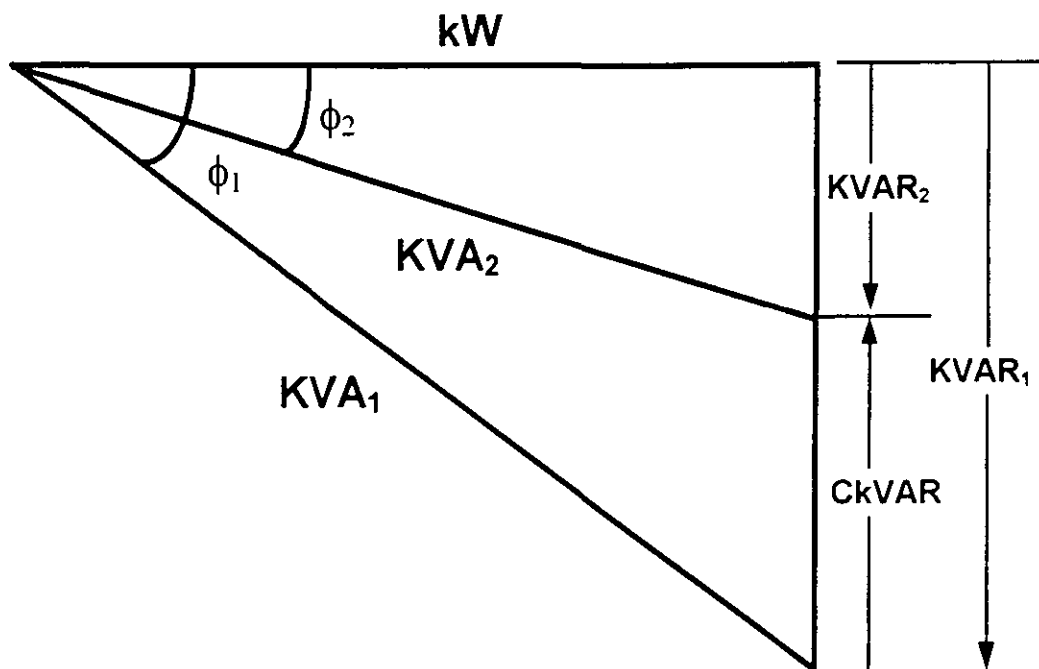


Figura 29 Efecto al agregar capacitores de potencia en paralelo en un sistema eléctrico.

La tabla 2 nos muestra un resumen de los beneficios derivados de los capacitores de potencia conectados en paralelo que son aplicados a los sistemas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Beneficios	Sistemas de transmisión	Sistemas de distribución
VARS de soporte	*	+
Control de tensión	*	*
Incremento en la capacidad del sistema	+	*
Reducción de pérdidas en el sistema	+	*
Reducción en los cargos de facturación	—	*

* Beneficio primario

+ Beneficio secundario

Tabla 2 Resumen de los beneficios cuando utilizamos capacitores de potencia

VII_{a1.1}- VARS de soporte:

Este beneficio viene acompañado de múltiples beneficios, entre ellos, una mejora en el control de la tensión, un aumento en el factor de potencia, reducción de pérdidas en el sistema así como reducción de suministro de energía reactiva requerida a la generación.

Los VARS requeridos en los sistemas de transmisión y distribución deberán ser colocados idealmente lo más cercano a las cargas.

VII_{a1.2}- Control de tensión.

La instalación de capacitores de potencia al sistema dará como resultado un incremento en la tensión del mismo, desde el punto de instalación hasta el punto de generación, en un sistema con factor de potencia atrasado. Esto sucede por que los capacitores pueden reducir la cantidad de corriente reactiva que lleva el sistema, por lo tanto se reducen las caídas de tensión tanto resistiva como reactiva propias del sistema.

La formula que puede ser utilizada para estimar el aumento de tensión que producirán los capacitores es la siguiente.

$$\Delta V = (KVAR) * (X_L) / 10 * (KV)^2$$

Donde:

ΔV = Es el incremento en por ciento de la tensión en el punto de instalación del banco de capacitores.

KVAR = Es la potencia nominal trifásica en KVAR del banco de capacitores.

KV = Es la tensión de línea a línea sin capacitores instalados

X_L = Es la reactancia inductiva propia del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores, dada en ohms.

Los bancos de capacitores son típicamente instalados en los sistemas de transmisión donde proveerá un control de la tensión en una gran cantidad de buses, también son instalados en los buses de distribución así como directamente en el punto de suministro a el cliente, los bancos de capacitores instalados en las líneas de distribución proveen un control de la tensión a lo largo de toda la longitud de la línea.

Los bancos que son instalados con el fin de controlar la tensión son generalmente conectados durante los periodos de cargas pico o en condiciones de bajo voltaje, y son desconectados durante periodos de baja carga o condiciones de alto voltaje.

VII_{a1.3}.- Incremento en la capacidad del sistema.

El incremento en la capacidad del sistema es frecuentemente el beneficio más importante que justifica la instalación de capacitores de potencia en los sistemas de distribución. Esto es particularmente importante cuando las cargas suministradas por el sistema son incrementadas rápidamente.

La instalación de capacitores de potencia en paralelo liberan KVA del sistema y por tanto esta liberación de carga permitirá en el futuro un incremento de la misma.

El FP optimo para un sistema, tomando como base la liberación de carga necesaria, se puede calcular con la siguiente fórmula.

$$FP = \sqrt{1 - (C/S)^2}$$

Donde:

C = Costo por KVAR del banco de capacitores

S = Costo por KVA del equipamiento del sistema

FP = Es el factor de potencia optimo.

La comparación de la fórmula con respecto a el costo del banco de capacitores con el costo de transformadores, reguladores etc, como alternativa como medio de proveer un incremento en la capacidad del sistema, esta dada en la gráfica de la figura 30. El FP optimo como una función de la relación del costo del banco de capacitores contra otro equipamiento del sistema.

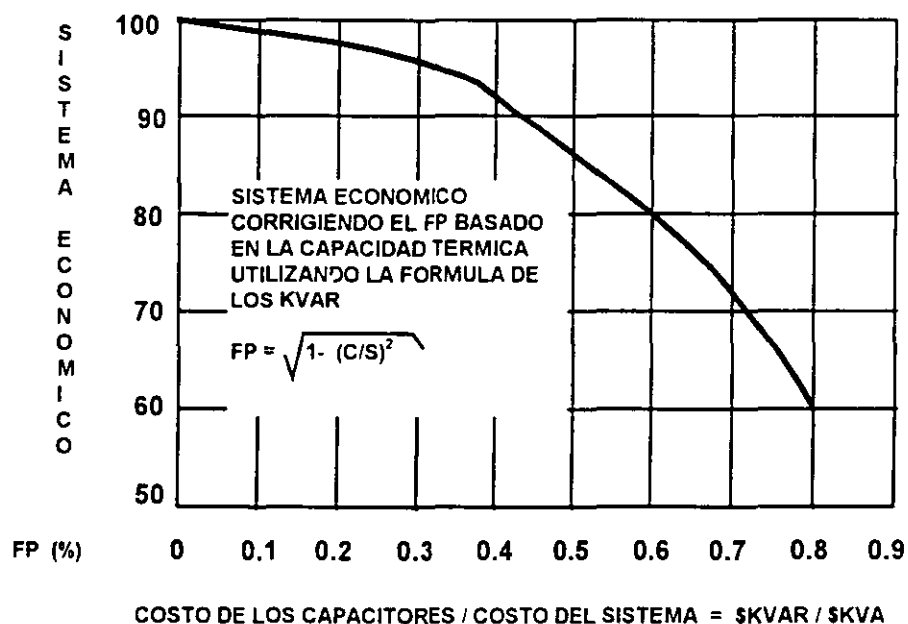


FIGURA 30 .

El factor de potencia requerido para liberar una cantidad de carga deseada del sistema en KVA puede ser determinada por la siguiente fórmula.

$$FP_{\text{nuevo}} = FP_{\text{anterior}} / 1 - KVA_{\text{liberados}}$$

Donde:

FP_{nuevo} = El factor de potencia corregido

FP_{anterior} = El factor de potencia existente

$KVA_{\text{liberados}}$ = Es la cantidad de KVA en p.u. de los KW existentes

Los KVAR capacitivos necesarios para obtener un mejor FP se calculan sustrayendo los KVAR inductivos del anterior FP. La diferencia es la cantidad de KVAR capacitivos que deberán ser agregados al sistema, la siguiente fórmula es un camino conveniente para hacer esto.

$$KVAR = KW [\tan(\cos^{-1} FP_{\text{anterior}}) - \tan(\cos^{-1} FP_{\text{nuevo}})]$$

Donde:

KW = Son los Kilowatts de la carga del sistema

KVAR = Es la cantidad de KVAR que deberán ser agregados.

La tabla 3 puede ser utilizada en lugar de esta fórmula, simplemente es encontrar la fila correspondiente a el factor de potencia existente y la correspondiente columna a corregir el nuevo FP. El número localizado en la intersección deberá ser multiplicado por los kilowatts del sistema, para llegar a la carga capacitiva total necesaria para corregir el nuevo FP.

FACTOR DE POTENCIA A CORREGIR

FACTOR DE POTENCIA ACTUAL

	0.80	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	1.0
0.50	0.982	1.008	1.034	1.060	1.086	1.112	1.139	1.165	1.192	1.220	1.248	1.276	1.306	1.337	1.369	1.403	1.440	1.481	1.529	1.589	1.732
0.51	0.937	0.962	0.989	1.015	1.041	1.067	1.094	1.120	1.147	1.175	1.203	1.231	1.261	1.292	1.324	1.358	1.395	1.436	1.484	1.544	1.687
0.52	0.893	0.919	0.945	0.971	0.997	1.023	1.050	1.076	1.103	1.131	1.159	1.187	1.217	1.248	1.280	1.314	1.351	1.392	1.440	1.500	1.643
0.53	0.850	0.876	0.902	0.928	0.954	0.980	1.007	1.033	1.060	1.088	1.116	1.144	1.174	1.205	1.237	1.271	1.308	1.349	1.397	1.457	1.600
0.54	0.809	0.835	0.861	0.887	0.913	0.939	0.966	0.992	1.019	1.047	1.075	1.103	1.133	1.164	1.196	1.230	1.267	1.308	1.356	1.416	1.559
0.55	0.769	0.795	0.821	0.847	0.873	0.899	0.926	0.952	0.979	1.007	1.035	1.063	1.093	1.124	1.156	1.190	1.227	1.268	1.316	1.376	1.519
0.56	0.730	0.756	0.782	0.808	0.834	0.860	0.887	0.913	0.940	0.968	0.996	1.024	1.054	1.085	1.117	1.151	1.188	1.229	1.277	1.337	1.480
0.57	0.692	0.718	0.744	0.770	0.796	0.822	0.849	0.875	0.902	0.930	0.958	0.986	1.016	1.047	1.079	1.113	1.150	1.191	1.239	1.299	1.442
0.58	0.655	0.681	0.707	0.733	0.759	0.785	0.812	0.838	0.865	0.893	0.921	0.949	0.979	1.010	1.042	1.076	1.113	1.154	1.202	1.262	1.405
0.59	0.619	0.645	0.671	0.697	0.723	0.749	0.776	0.802	0.829	0.857	0.885	0.913	0.943	0.974	1.006	1.040	1.077	1.118	1.166	1.226	1.369
0.60	0.583	0.609	0.635	0.661	0.687	0.713	0.740	0.766	0.793	0.821	0.849	0.877	0.907	0.938	0.970	1.004	1.041	1.082	1.130	1.190	1.333
0.61	0.549	0.575	0.601	0.627	0.653	0.679	0.706	0.732	0.759	0.787	0.815	0.843	0.873	0.904	0.936	0.970	1.007	1.048	1.096	1.156	1.299
0.62	0.516	0.542	0.568	0.594	0.620	0.646	0.673	0.699	0.726	0.754	0.782	0.810	0.840	0.871	0.903	0.937	0.974	1.015	1.063	1.123	1.266
0.63	0.483	0.509	0.535	0.561	0.587	0.613	0.640	0.666	0.693	0.721	0.749	0.777	0.807	0.838	0.870	0.904	0.941	0.982	1.030	1.090	1.233
0.64	0.451	0.477	0.503	0.529	0.555	0.581	0.608	0.634	0.661	0.689	0.717	0.745	0.775	0.806	0.838	0.872	0.909	0.950	0.998	1.068	1.201
0.65	0.419	0.445	0.471	0.497	0.523	0.549	0.576	0.602	0.629	0.657	0.685	0.713	0.743	0.774	0.806	0.840	0.877	0.918	0.966	1.026	1.169
0.66	0.388	0.414	0.440	0.466	0.492	0.518	0.545	0.571	0.598	0.626	0.654	0.682	0.712	0.743	0.775	0.809	0.846	0.887	0.935	0.995	1.138
0.67	0.358	0.384	0.410	0.436	0.462	0.488	0.515	0.541	0.568	0.596	0.624	0.652	0.682	0.713	0.745	0.779	0.816	0.857	0.905	0.965	1.108
0.68	0.328	0.354	0.380	0.406	0.432	0.458	0.485	0.511	0.538	0.566	0.594	0.622	0.652	0.683	0.715	0.749	0.786	0.827	0.875	0.935	1.078
0.69	0.299	0.325	0.351	0.377	0.403	0.429	0.456	0.482	0.509	0.537	0.565	0.593	0.623	0.654	0.686	0.720	0.757	0.798	0.846	0.906	1.049
0.70	0.270	0.296	0.322	0.348	0.374	0.400	0.427	0.453	0.480	0.508	0.536	0.564	0.594	0.625	0.657	0.691	0.728	0.769	0.817	0.877	1.020
0.71	0.242	0.268	0.294	0.320	0.346	0.372	0.399	0.425	0.452	0.480	0.508	0.536	0.566	0.597	0.629	0.663	0.700	0.741	0.789	0.849	0.992
0.72	0.214	0.240	0.266	0.292	0.318	0.344	0.371	0.397	0.424	0.452	0.480	0.508	0.538	0.569	0.601	0.635	0.672	0.713	0.761	0.821	0.964
0.73	0.186	0.212	0.238	0.264	0.290	0.316	0.343	0.369	0.396	0.424	0.452	0.480	0.510	0.541	0.573	0.607	0.644	0.685	0.733	0.793	0.936
0.74	0.159	0.185	0.211	0.237	0.263	0.289	0.316	0.342	0.369	0.397	0.425	0.453	0.483	0.514	0.546	0.580	0.617	0.658	0.706	0.766	0.909
0.75	0.132	0.158	0.184	0.210	0.236	0.262	0.289	0.315	0.342	0.370	0.398	0.426	0.456	0.487	0.519	0.553	0.590	0.631	0.679	0.739	0.882
0.76	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.235	0.262	0.288	0.315	0.343	0.371	0.399	0.429	0.460	0.492	0.526	0.563	0.604	0.652	0.712	0.855
0.77	0.079	0.105	0.131	0.157	0.183	0.209	0.236	0.262	0.289	0.317	0.345	0.373	0.403	0.434	0.466	0.500	0.537	0.578	0.626	0.685	0.829
0.78	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.182	0.209	0.235	0.262	0.290	0.318	0.346	0.376	0.407	0.439	0.473	0.510	0.551	0.599	0.659	0.802
0.79	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.156	0.183	0.209	0.236	0.264	0.292	0.320	0.350	0.381	0.413	0.447	0.484	0.525	0.573	0.633	0.776
0.80	0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.130	0.157	0.183	0.210	0.238	0.266	0.294	0.324	0.355	0.387	0.421	0.458	0.499	0.547	0.609	0.750
0.81		0.000	0.026	0.052	0.078	0.104	0.131	0.157	0.184	0.212	0.240	0.268	0.298	0.329	0.361	0.395	0.432	0.473	0.521	0.581	0.724
0.82			0.000	0.026	0.052	0.078	0.105	0.131	0.158	0.186	0.214	0.242	0.272	0.303	0.335	0.369	0.406	0.447	0.495	0.555	0.698
0.83				0.000	0.026	0.052	0.079	0.105	0.132	0.160	0.188	0.216	0.246	0.277	0.309	0.343	0.380	0.421	0.469	0.529	0.672
0.84					0.000	0.026	0.053	0.079	0.106	0.134	0.162	0.190	0.220	0.251	0.283	0.317	0.354	0.395	0.443	0.503	0.646
0.85						0.000	0.027	0.053	0.080	0.108	0.136	0.164	0.194	0.225	0.257	0.291	0.328	0.369	0.417	0.477	0.620
0.86							0.000	0.026	0.053	0.081	0.109	0.137	0.167	0.198	0.230	0.264	0.301	0.342	0.390	0.450	0.593
0.87								0.000	0.027	0.055	0.083	0.111	0.141	0.172	0.204	0.238	0.275	0.316	0.364	0.424	0.567
0.88									0.000	0.028	0.056	0.084	0.114	0.145	0.177	0.211	0.248	0.289	0.337	0.397	0.540
0.89										0.000	0.028	0.056	0.086	0.117	0.149	0.183	0.220	0.261	0.309	0.369	0.512
0.90											0.000	0.028	0.058	0.089	0.121	0.155	0.192	0.233	0.281	0.341	0.484
0.91												0.000	0.030	0.061	0.093	0.127	0.164	0.205	0.253	0.313	0.456
0.92													0.000	0.031	0.063	0.097	0.134	0.175	0.223	0.283	0.426
0.93														0.000	0.032	0.066	0.103	0.144	0.192	0.252	0.395
0.94															0.000	0.034	0.071	0.112	0.160	0.220	0.363
0.95																0.000	0.037	0.079	0.126	0.186	0.329
0.96																	0.000	0.041	0.089	0.149	0.292
0.97																		0.000	0.048	0.108	0.251
0.98																			0.000	0.060	0.203
0.99																				0.000	0.143
1.00																					0.000

TABLA 3 MULTIPLICADORES DE LOS KILOWATTS PARA CORREGIR EL FP

VII_{a1.4}- Reducción de Pérdidas en el Sistema.

En algunos sistemas de transmisión y distribución, una reducción importante en pérdidas puede ser alcanzada por la instalación de capacitores de potencia en paralelo. La instalación de capacitores de potencia puede reducir el flujo de corriente que pasa a través del sistema desde el punto de instalación hasta el punto de generación. Las pérdidas de potencia son directamente proporcionales a el cuadrado de la corriente, una reducción del flujo de corriente dará como resultado una mucho mayor reducción en las pérdidas. Es recomendable que los capacitores sean instalados lo más próximo a la carga.

La relación de pérdidas del sistema asociada con las cargas locales de la misma, con o sin capacitores instalados , puede ser estimada con la siguiente fórmula. Esta formula asume como constantes los KiloWatts y la tensión a la carga.

Relación de pérdidas = Pérdidas con capacitores/Perdidas sin capacitores

$$= (FP \text{ anterior} / FP \text{ nuevo})^2$$

Esta reducción en pérdidas reducirá los requerimientos necesarios (por ej. combustible) para la generación así como el costo del equipamiento para suministrar las pérdidas en las horas pico.

Reducción en cargos por facturación.

Algunas empresas suministradoras de energía utilizan el consumo KVA para facturar a sus grandes clientes . Con la aplicación de capacitores de potencia se puede reducir el consumo en KVA de las cargas y como consecuencia una reducción al cargo por facturación.

El cargo de facturación por consumo de KVA puede ser calculado por muchas diferentes formas, incluyendo las siguientes:

- a) Una cantidad fija en pesos por cada KVA mas una cantidad fija en pesos por cada KVAR
- b) Una cierta cantidad en pesos por cada KW a un cierto FP, con cargos adicionales por cada KVAR excedido a un mínimo FP requerido.
- c) Un cargo por demanda en KW multiplicado por un factor que incrementa cuando el FP es bajo.
- d) Un cargo fijo por KVA pico.

VII_b.- Condiciones de Servicio y Rangos Nominales de los Capacitores

VII_{b1}.- Rangos nominales estándar:

- a) Tensión rms (Línea a Línea)**
- b) Clase de aislamiento terminal a bote (o tierra).**
- c) Potencia reactiva**
- d) Numero de fases**
- e) Frecuencia**

VII_{b2}.- Tolerancias de los valores nominales.

Los capacitores no tendrán en ningún caso menos de la potencia nominal a tensión y frecuencia nominales pero no mas de 115 % del valor nominal medido a 25 °C.

Los capacitores deberán soportar condiciones de operación de hasta 135% de la potencia nominal. Esta máxima potencia reactiva incluye los siguientes factores que combinados no excederan el valor de 135%.

- a) Un excedente de tensión que provoque un incremento de los KVAR, pero sin sobrepasar los limites de sobretensión establecidos en las normas.**
- b) El excedente en KVAR producido por armónicos.**
- c) Los KVAR excedentes producidos por las tolerancias en el valor de capacitancia de cada unidad.**

Se debe prever en los capacitores de potencia que ninguna de las siguientes limitaciones sean excedidas.:

- a) 135% de los KVAR de placa.**
- b) 110% de la tensión rms nominal así como la tensión de cresta no exceda $1.2 * \sqrt{2}$ de la tensión nominal rms , incluyendo armónicos pero excluyendo transitorios.**
- c) 180% de la corriente rms nominal incluyendo fundamental y armónicos.**

VII.- Condiciones de Operación Momentáneas.

El capacitor deberá resistir en sus expectativa de vida útil, transitorios que tengan tensiones pico de $2 * \sqrt{2}$ veces la tensión rms nominal y otros disturbios inherentes en la operación de los sistemas de potencia.

Las tensiones y potencias nominales estándar se describen en la tabla 4 incluyendo su clase de aislamiento.

Los capacitores de potencia son diseñados para operar a frecuencias nominales de 50 ó 60 Hz .

La temperatura ambiente mínima según las normas americanas para operación continua es de -40 °C , aunque en algunas especificaciones es de hasta -50 °C.

La tabla 5 nos muestra las condiciones de temperatura ambiente que deberán soportar los capacitores fijos o desconectables tipo exterior dependiendo del arreglo del montaje en los bastidores.

Arreglo del montaje	Temperatura ambiente en °C	
	Promedio 24 Hrs	Normal anual
Capacitor solo	46	35
Hilera simple de capacitores	46	35
Múltiples hileras y gradas de capacitores	40	25
Capacitores y equipos en gabinete cerrado	40	25

TABLA 5

Tensión rms (línea a línea)	KVAR	No. de fase	BIL (KV)
216	5,7.5,13,20 y 25	1 y 3	30*
240	2.5,3,5,6,9,10,12,15,18,21,24,27,30	1 y 3	30*
480	5,10,15,20,25,30,35,40,45,50,55,60	1 y 3	30*
600	5,10,15,20,25,30,35,40,45,50,55,60	1 y 3	30*
2400	50,100,150 y 200	1	75
2770	50,100,150 y 200	1	75
4160	50,100,150 y 200	1	75
4800	50,100,150 y 200	1	75
6640	50,100,150,200,300 y 400	1	95
7200	50,100,150,200,300 y 400	1	95
7620	50,100,150,200,300 y 400	1	95
7960	50,100,150,200,300 y 400	1	95
8320	50,100,150,200,300 y 400	1	95
9540	50,100,150,200,300 y 400	1	95
9960	50,100,150,200,300 y 400	1	95
11400	50,100,150,200,300 y 400	1	95
12470	50,100,150,200,300 y 400	1	95
13280	50,100,150,200,300 y 400	1	95 y 125
13800	50,100,150,200,300 y 400	1	95 y 125
14400	50,100,150,200,300 y 400	1	95 y 125
15125	50,100,150,200,300 y 400	1	125
19920	100,150,200,300 y 400	1	125
19920	100,150,200,300 y 400	1	125 y 150
20800*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
21600*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
22800*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
23800*	100,150,200,300 y 400	1	150 y 200
4160 $\frac{Y}{\Delta}$ / 2400	300 y 400	3	75
4800 $\frac{Y}{\Delta}$ / 2770	300 y 400	3	75
7200 $\frac{Y}{\Delta}$ / 4160	300 y 400	3	75
8320 $\frac{Y}{\Delta}$ / 4800	300 y 400	3	75
12470 $\frac{Y}{\Delta}$ / 7200	300 y 400	3	95
13200 $\frac{Y}{\Delta}$ / 7620	300 y 400	3	95
13800 $\frac{Y}{\Delta}$ / 7960	300 y 400	3	95
14400 $\frac{Y}{\Delta}$ / 8320	300 y 400	3	95

* Un solo bushing

* No aplicable para uso interior

TABLA 4

VII_d.- Condiciones de Servicio

VII_{d1}.- Condiciones Normales de Servicio.

Los capacitores operan apropiadamente a sus valores nominales de operación cuando:

- a) La temperatura ambiente este entre los límites especificados (los capacitores pueden ser expuestos directamente a los rayos del sol)
- b) La altitud de operación no exceda 1800 metros sobre el nivel del mar.
- c) La tensión aplicada entre terminales no exceda la tensión nominal por mas que lo permitido en las tolerancias normalizadas.
- d) La tensión aplicada entre terminales y bote no exceda su respectiva clase de aislamiento.
- e) La tensión aplicada no contenga armónicos que excedan los límites especificados.
- f) La frecuencia nominal de operación sea igual a la frecuencia nominal de diseño.

VII_{d2}.-Condiciones Anormales de Servicio.

Si los capacitores son requeridos para operar bajo condiciones anormales de servicio, como las siguientes, la aplicación deberá ser dada para información del fabricante.

- a) Exposición a vapores y humos dañinos.
- b) Exposición a polvos conductores o explosivos.
- c) Exposición a temblores, esfuerzos y choques mecánicos, etc.
- d) Exposición a radiación de calor. (diferentes a la de los rayos solares)
- e) Montaje y arreglos que no prevean una adecuada ventilación.
- f) Operación a temperaturas ambiente fuera de los límites especificados.
- g) Altitud de operación mayor a 1800 metros sobre el nivel del mar.
- h) Exceder las condiciones momentáneas de operación.
- i) Condiciones de servicio diferentes a las listadas en la operación normal de servicio.

VII.- Aplicación de Capacitores de Potencia en las Líneas de Distribución.

Los capacitores de potencia aplicados en los sistemas de distribución son generalmente localizados en las líneas o las subestaciones. Hablaremos del caso específico de la conexión a lo largo de las líneas de distribución, estas pueden estar localizados en postes, en bancos montados en estructuras o en instalaciones subterráneas.

Los bancos para uso en las líneas de distribución siempre cuentan con 3 o 9 unidades capacitivas conectadas en estrella aterrizada, estrella con neutro flotante o delta.

Desde que son conectados a la carga los capacitores localizados en las líneas de distribución representan el más eficiente medio para el suministro de potencia reactiva, requerimientos indispensables para minimizar las pérdidas del sistema.

Los bancos de capacitores en las líneas pueden ser del tipo fijo o desconectable. Para definir su correcta selección es recomendable considerar lo siguiente:

- a) Los banco de capacitores fijos son dimensionados para una mínima condición de carga.
- b) Los bancos desconectables son diseñados para niveles de carga sobre la mínima condición hasta las carga pico.

La curva mostrada en la figura 31 , puede ser determinada por un registro de KVAR ó utilizando un calculo con los valores de KW y FP medidos. Esta curva ilustra una demanda típica de KVAR en un periodo de 24 hrs. El banco fijo satisface los requerimientos base de la carga, mientras que el banco desconectable compensa para los KVAR inductivos pico durante los periodos de carga máxima.

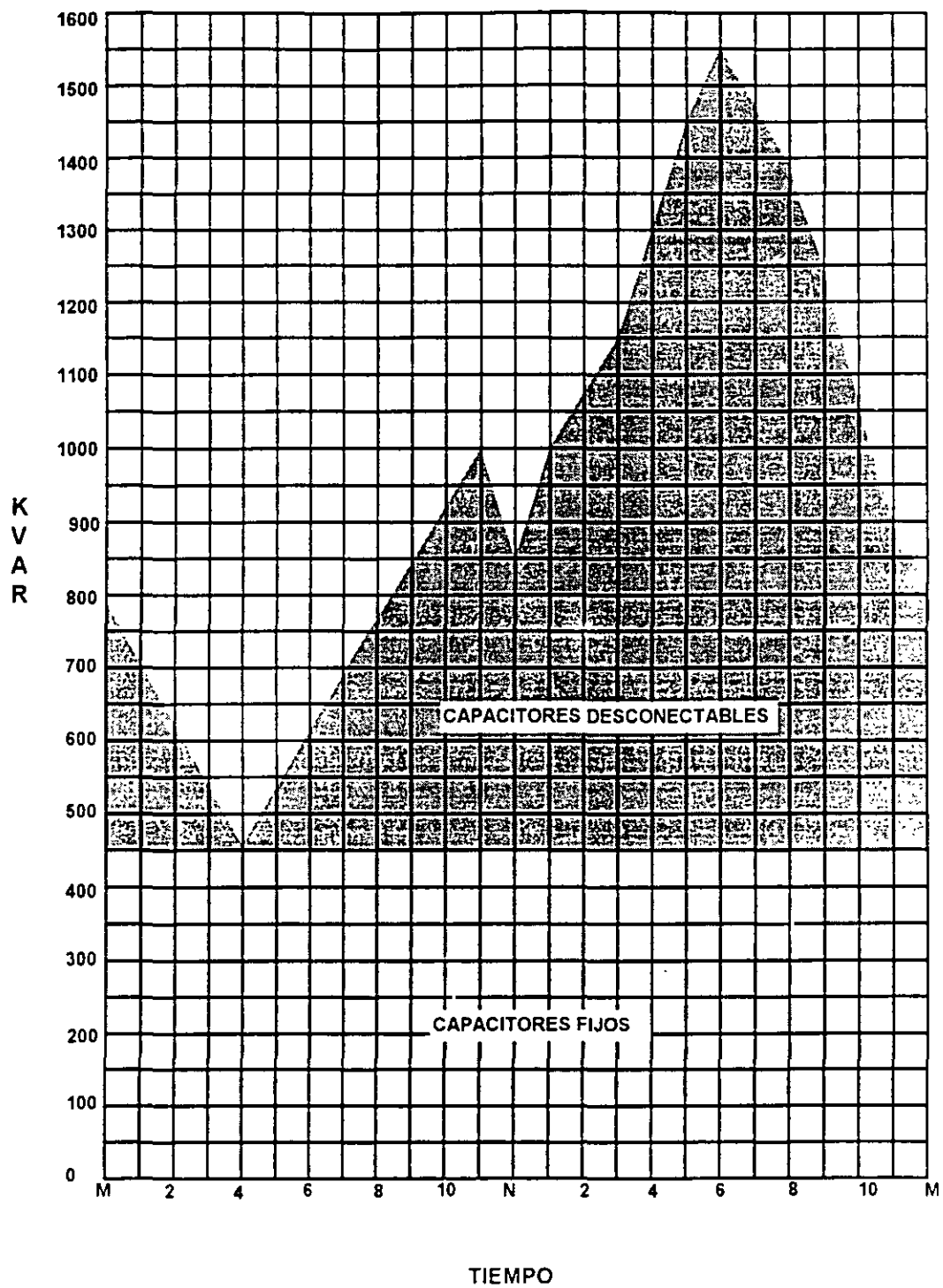


FIGURA 31.

Demanda típica de KVAR en un periodo normal de 24 hrs.

VII_r.- Dimensionamiento y Localización de los Bancos de Capacitores.

Para obtener el óptimo beneficio con la instalación de bancos de capacitores de potencia en los sistemas de distribución, se requiere que dicho banco de capacitores deba ser localizado donde produzca la máxima reducción de pérdidas y provea el máximo beneficio en la regulación de tensión, esto es posible cuando el banco se encuentra lo más cercano posible a la carga.

Cuando lo anterior no es práctico, muchas reglas de acuerdo a la experiencia, tienen que ser utilizadas para la localización de los capacitores, esto incluye lo siguiente.:

- a) Para cargas uniformemente distribuidas, el capacitor deberá ser puesto a $2/3$ de la distancia desde la subestación a lo largo de la línea.
- b) Para cargas uniformemente distribuidas en orden decreciente, el capacitor deberá ser puesto a la mitad de la distancia de la subestación a lo largo de la línea.
- c) Para un aumento máximo de tensión el capacitor deberá ser puesto lo más cercano del final de la línea.

Más específicamente, el banco de capacitores debe localizarse donde las mediciones en campo indiquen una baja tensión ó un bajo factor de potencia. Esta información puede ser obtenida como sigue.:

- a) Por medio de una medición de tensión durante condiciones de máxima carga y carga ligera, en varios puntos del alimentador.
- b) Por medio de mediciones de KW y KVA en los alimentadores durante un período típico de 24 hrs.

Una vez de que estas mediciones fueron obtenidas, la ecuación dada en la cláusula anterior puede ser utilizada para determinar la tensión máxima y los parámetros de KVAR, el banco de capacitores puede ser conectado en estrella aterrizada, estrella con neutro flotante ó delta.

VII_g.- Desconexión de Bancos de Capacitores.

Los capacitores desconectables dan mayor flexibilidad al sistema de control de tensión, factor de potencia y pérdidas, los capacitores desconectables son usualmente utilizados con algún tipo de control automático para su operación (conexión ó desconexión). El control sensa una condición particular, si la condición esta entre el nivel de dispar, los niveles de salida del control iniciaran un cierre ó una señal de apertura a los dispositivos de conexión y desconexión, que deberán operar el banco de capacitores de las líneas de distribución, los controles típicos para operación de bancos de capacitores incluyen lo siguiente:

- a) Tensión.- Mejoramiento ó regulación de la tensión del sistema.
- b) Corriente.- Cuando la magnitud de corriente es directamente relacionada a la demanda de VARS.
- c) Control de VARS.- Cuando el mando principal son el control de VARS.
- d) Tiempo.- La demanda de VARS tiene un alto grado de regularidad con respecto al tiempo.
- e) Temperatura.- Incremento predecible en demanda de VARS con respecto al cambio de temperatura.

Los bancos de capacitores fijos se dejan generalmente energizados, sin embargo en áreas con cambios temporales de demanda, los bancos seleccionados pueden ser manualmente operados sobre una base de uso temporal.

Los equipos de conexión y desconexión de un banco de capacitores operados remotamente son comenzados a utilizar en algunas áreas, esto requiere un banco de capacitores o un grupo de bancos específico que tenga un control capaz de recibir una señal e iniciar la operación de conexión o desconexión del banco de capacitores.

El medio típico para una operación remota requiere de lo siguiente.

- a) Radio.- Es el área permitida para transmitir la información sin interferencia
- b) Onda portadora.- Equipo apropiado para acoplo de la señal, normalmente localizada en la subestación.
- c) Teléfono.- Entrelace de líneas privadas de teléfono.

VII_n.- Características del Equipo de Conexión y Desconexión.

Las características funcionales de un equipo de conexión de un banco de capacitores deberán ser seleccionadas para sus cargas específicas. Las consideraciones esenciales son: corriente continua, corriente de inrush durante la energización, tensión nominal del sistema y tensión transitoria de recuperación durante la desenergización.

Los estándares americanos sugieren una corriente continua nominal para los desconectores de 1.25 veces la corriente nominal del banco de capacitores a tensión nominal para una operación con neutro flotante y 1.35 veces la corriente nominal para operación con neutro a tierra, las corrientes de inrush están definidas en términos de su magnitud de pico y frecuencia.

Los equipos de conexión y desconexión para capacitores deberán ser capaces de resistir corrientes de inrush, las cuales para un banco aislado se calcula de la siguiente manera:

$$I_{pk} = 1.41 \sqrt{I_{sc} \cdot I_1}$$

Donde:

I_{pk} es el valor pico de la corriente de inrush, en amperes.

I_{sc} es la posible corriente trifásica de falla, en amperes.

I_1 es la corriente del banco de capacitores, en amperes.

Cuando dos bancos son operados uno junto a otro, las corriente de inrush pueden ser un punto importante para los equipos de interrupción. Cuando un banco es energizado, la entrada de un segundo banco, puede resultar en una corriente de inrush dentro del segundo banco, debido a la descarga del banco de capacitores desde el momento de energizar el primer banco. La magnitud y frecuencia de la corriente de inrush puede ser calculada como sigue:

$$I_{pk} = 1747 * \sqrt{V_{LL} (I_1 * I_2) / L_{eq} (I_1 + I_2)} \quad (\text{para } f_s = 60 \text{ Hz})$$

$$f_t = 9.5 * \sqrt{f_s V_{LL} (I_1 + I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)}$$

Donde:

f_s Es la frecuencia del sistema en Hertz.

f_t Es la frecuencia de la corriente inrush transitoria, en Kiloherztz.

L_{eq} Es la inductancia equivalente total por fase entre bancos de capacitores en μH

I_1, I_2 Son las corrientes del inicio de conexión de un banco con respecto a uno ya energizado. Cuando el cierre ocurre en la cresta de tensión de la fuente el banco que se encuentra conectado se considera descargado. La corriente utilizada deberá incluir el efecto de operación del banco de capacitores a una tensión arriba de la nominal del valor del capacitor y el efecto de una tolerancia positiva de capacitancia. Con ausencia de una información específica, un multiplicador de 1.15 veces la corriente nominal del capacitor deberá dar un resultado conservador.

I_{pk} Es el valor pico de la corriente de inrush calculada sin circuito amortiguador, en amperes. En circuitos prácticos será alrededor de 90 % de este valor

V_{LL} Es la máxima tensión nominal de línea a línea en Kilovolts.

Es recomendable separar varios cientos de metros los bancos de capacitores para tener aceptable nivel de corriente de inrush, pero para configuraciones donde es

indispensable conectar los bancos juntos es recomendable o puede ser requerido la utilización de reactores limitadores de corriente.

Cuando la operación de un banco es realizada a la tensión nominal del sistema, la tensión de recuperación alcanza hasta 2.0 por unidad para un banco conectado en estrella aterrizada y 2.5 en por unidad para un banco conexión estrella con neutro flotante.

En algunas condiciones la tensión de recuperación puede alcanzar hasta 4.1 en por unidad para un banco estrella con neutro flotante, la tensión inicial a través de los contactos del interruptor siguiendo la apertura de un circuito capacitivo es prácticamente cero, desde el capacitor sobre el lado de la carga de el interruptor tomando la misma tensión instantánea como existió sobre el lado de la fuente. Comúnmente, los circuitos capacitivos no están interrumpiendo hasta que esta corriente es cero. A este tiempo, la tensión del circuito y el capacitor son máximos y del mismo valor. Medio ciclo más tarde la tensión a través de los contactos del interruptor es dos veces el valor de cresta de la fundamental (para una estrella aterrizada) desde entonces el capacitor tiene retenida esta carga y la fuente de tensión ha alcanzado esta cresta de el valor opuesto como se muestra en la figura 32.

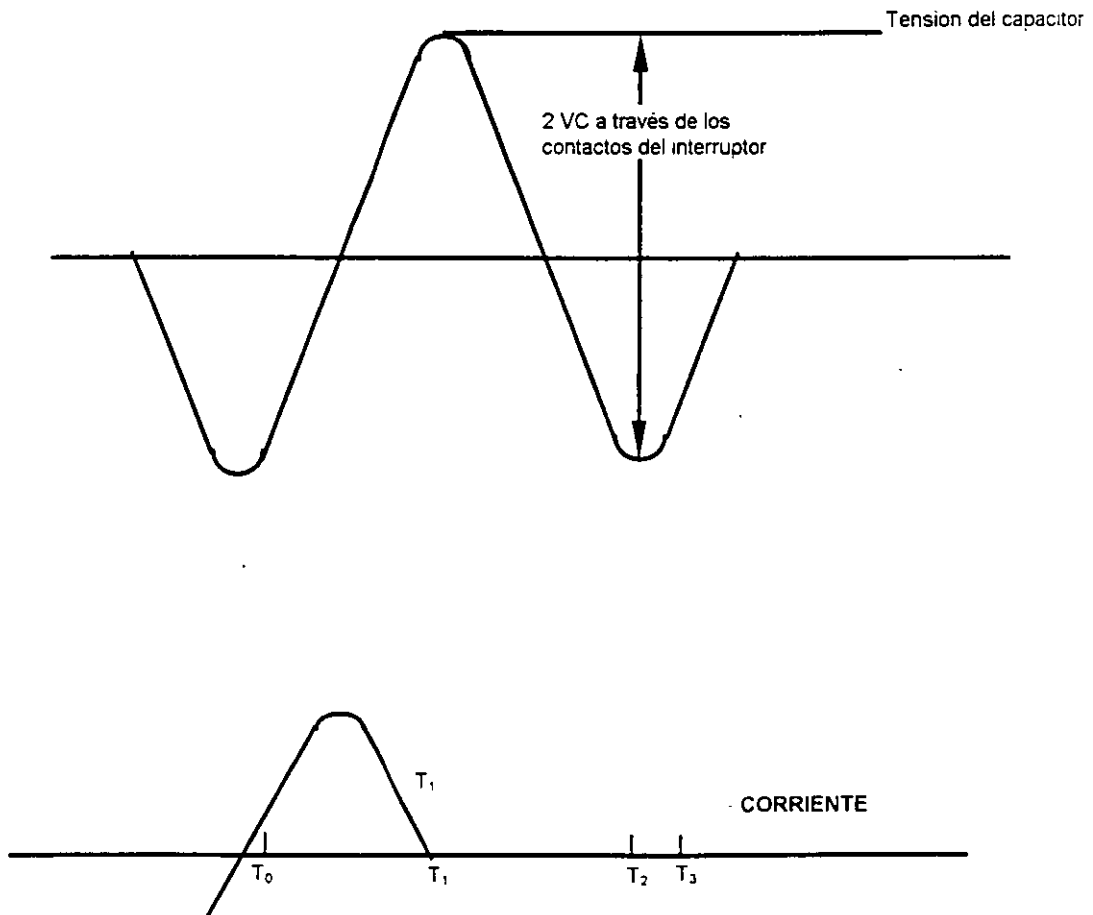


FIGURA 32

Donde:

V_c	Tensión de pico del sistema
T₀	Tiempo de inicio de la apertura del interruptor
T₁	Primer cero de corriente.
T₂	½ ciclo después del primer cero de corriente.
T₃	Interruptor completamente abierto.

VII.- Protección.

Debido al relativo tamaño de los bancos de capacitores utilizados en los alimentadores de las líneas de distribución, los métodos de protección son generalmente menos complejos y mas sencillos de comprender que los utilizados para los bancos subestación. La protección de un bastidor montado en poste, incluye fusibles para capacitores y apartarrayos.

VII₁.- Fusibles.

En los bancos de capacitores para distribución, fusibles en grupo, fusibles individuales, o una combinación de los dos puede ser utilizada. Fusibles en grupo involucra el uso de un solo fusible en serie con toda una fase del banco de capacitores.

Para los fusibles individuales cada unidad capacitiva es operada separadamente. Los fusibles en grupo es el método más comúnmente utilizada en este tipo de aplicación para las líneas de distribución.

Los fusibles para unidades individuales son generalmente no utilizadas en pequeños bancos con conexión estrella con neutro flotante debido a el esfuerzo de sobretensiones sobre las unidades adyacentes a la unidad aislada por la operación del fusible. La función de los fusibles en grupo es detectar la falla escalonada de un solo capacitor y remover el grupo de capacitores de servicio rápidamente previendo la ruptura del bote y daños a otras unidades.

Al mismo tiempo, es necesario que los fusibles en grupo resistan las condiciones normales de operación del banco de capacitores sin operaciones sorpresivas de los fusibles.

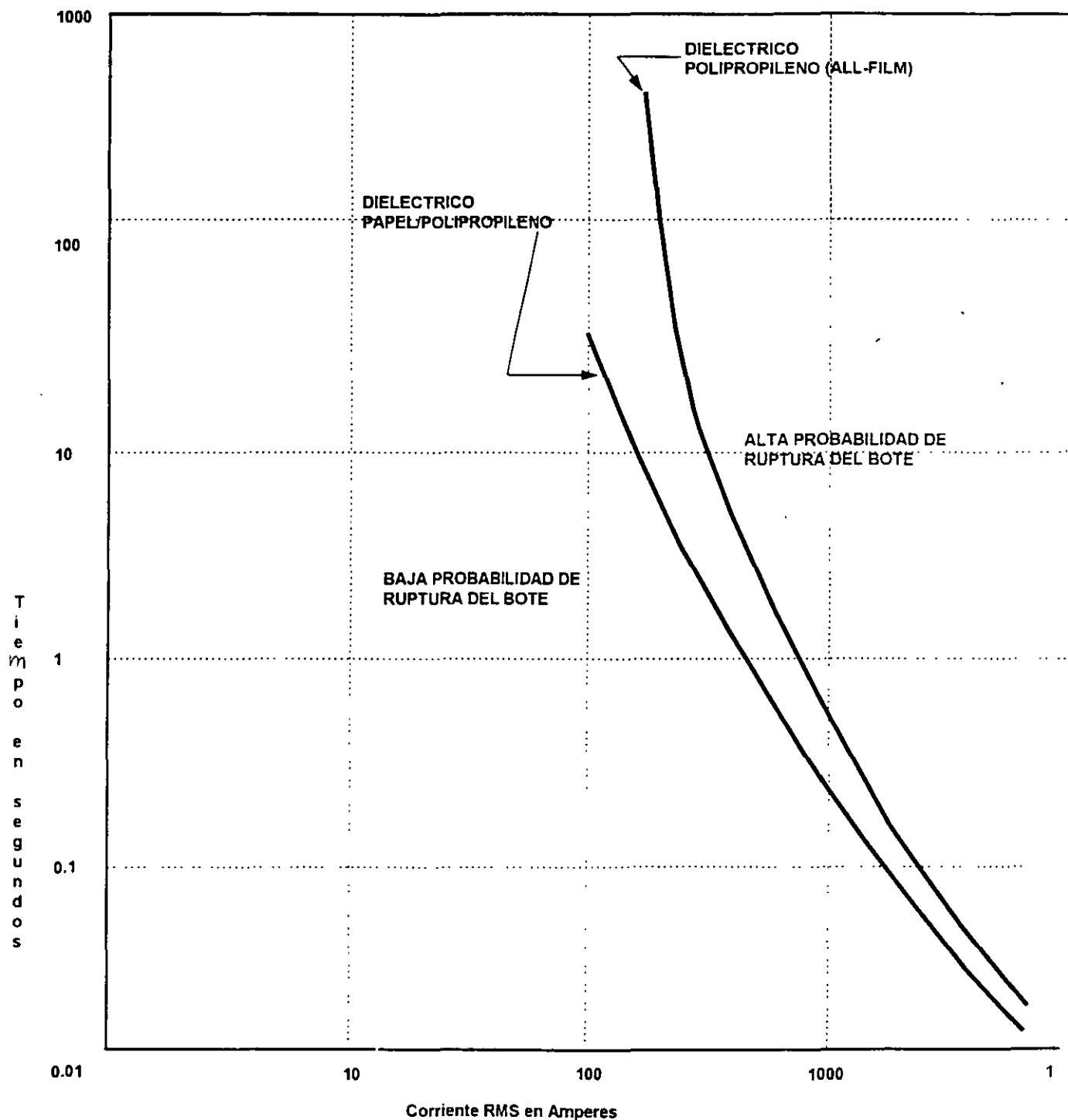
Es necesario que los fusibles en grupo sean dimensionados para resistir las siguientes condiciones:

- a) Corrientes continuas.** Estas incluyen las consideraciones por componentes armónicas, tolerancias de la capacitancia y sobretensiones. Normalmente la capacidad de corriente continua de los fusibles requiere un 125 % a 135 % de la corriente nominal del capacitor dependiendo del tipo de conexión.
- b) Corriente de inrush por operación del banco.** A pesar de que esta es raramente presente en los bancos tipo poste la curva mínima de fusión del fusible deberá ser coordinada con la corriente de inrush del banco para minimizar la posibilidad falsa operación del fusible.
- c) Sobre corrientes.** La sobre corriente debido a impulsos de rayo o a una falla por arco cercana puede ser un problema importante para un banco de capacitores montado en poste, especialmente para los que cuentan con fusibles de bajo amperaje. En áreas donde existen altos incidentes de descargas atmosféricas, fusibles con velocidad de operación lenta y con una gran capacidad a resistir sobretensiones deberán ser utilizados para las necesidades con baja corriente.
- d) Tensión nominal del fusible.** La protección en grupo con fusibles es seleccionada para tensiones de línea a línea para aplicación en bancos estrella aterrizada sobre un sistema de neutro sólidamente aterrizado. Tensiones mayores para un banco en estrella con neutro flotante son necesarias debido a la alta tensión de recuperación a través del fusible cuando la unidad es liberada.

Para minimizar la posibilidad de la ruptura del bote en una unidad fallada y el daño a otras unidades el fusible deberá seleccionarse para:

- a) Interrumpir la corriente máxima de falla a 60 Hz esperada.** En conexiones estrella aterrizada y delta, la corriente máxima es la corriente de falla posible en el sistema donde se encuentra localizado el capacitor. La capacidad de resistencia de cada capacitor varia con el diseño y el tamaño, de esta manera la corriente de falla posible para cada localización deberá ser comparada con la curva de ruptura del bote, la cual es suministrada por cada fabricante. Si la corriente de corto circuito es excesiva, otra opción posible incluye la utilización de fusibles limitadores de corriente para limitar la corriente de falla, conectando el banco en estrella con neutro flotante se reducirá considerablemente la corriente de falla, o moviendo el banco a otra localización con una aceptable valor de corriente de falla.
- b) Coordinación con la curva de ruptura de bote para cada unidad capacitiva.** La curva de liberación total máxima de el fusible debe ser utilizada colocándose a la izquierda de la curva de ruptura del bote. Una curva típica de ruptura del bote es mostrada en la fig.5
- c) Remover la unidad fallada sin evidencias de sobretensiones excesivas en las unidades buenas.** En la aplicaciones estrella con neutro flotante, la tensión de línea a línea deberá ser marcada en la fases buenas durante el corto de una unidad capacitiva. La sobretensión permisible es resumida en la tabla 6. Esta tabla indica el tiempo de liberación de falla deseado menor que 1 seg. Esto es generalmente difícil de llevar a cabo en una protección en grupo con fusibles para un capacitor conectado en estrella con neutro flotante, donde la

corriente de falla es tres veces la corriente normal de fase del banco de capacitores. El buen funcionamiento tiene que ser generalmente llevado a cabo seleccionando el fusible que libera la falla más rápido que resista la corriente continua, la corriente de conexión inrush y los requerimientos de sobrecorriente por descargas atmosféricas. Generalmente, el tiempo de liberación esta en el orden de 15 seg a 2 min. Que puede ser llevado a cabo por una unidad completamente fallada, con un flujo de corriente de tres veces la corriente normal de fase del banco.



VII₂.- Apartarrayos:

Las sobretensiones atmosféricas y la operación de bancos de capacitores puede ocasionar importantes sobretensiones al sistema. Los apartarrayos pueden ser utilizados para limitar estas sobretensiones transitorias.

Rearqueos en el equipo de conexión puede causar altos transitorios, importantes sobretensiones transitorios pueden ocurrir también en el banco de capacitores debido a el aumento de la sobretensión de un circuito resonante en el sistema de potencia asociado con la operación remota de un banco de capacitores, cable, o línea de transmisión .

Generalmente, los apartarrayos son instalados en el sistema del lado del fusible del capacitor y los más cercano posible al banco de capacitores. Las conexiones deberán ser lo mas cortas posibles con el fin de que el esfuerzo de tensión en el aislamiento de la unidad capacitiva sea minimizado.

Colocando el apartarrayos del lado de la fuente del fusible reduce la sobrecorriente a través de este fusible. Esto es muy importante para pequeños bancos de capacitores en sistemas de alta tensión donde el tamaño del fusible es menor que 15 Amp.

VII₃.- Consideraciones por Armónicas.

Los problemas por armónicas pueden dar como resultado la fusión de fusibles, unidades capacitivas falladas y operaciones falsas en los relés. A pesar de que los transformadores de potencia pueden ser productores de armónicas en los sistemas de distribución los equipos que utilizan arcos (Hornos de arco eléctrico, soldadores de arco) o convertidores electrónicos de potencia (computadoras, vareadores de velocidad en motores, motores de C.D., ininterrumpibles fuentes de potencia, etc.) se vuelven una importante fuente de armónicas para los alimentadores.

Con la máxima generación dispersa y almacenada en los sistemas de distribución así como en la expansión del uso de convertidores electrónicos de potencia para otros usos, el problema de armónicos deberá ser tomado en cuenta e investigado cuando un banco de capacitores presente fallas inexplicablemente o simplemente presente un mal funcionamiento.

Las normas americanas recomiendan una distorsión máxima de la tensión de 5% para sistemas eléctricos de potencia hasta 69 KV, La instalación de capacitores de potencia mejora la eficiencia de operación en los sistemas pero también su uso tiene una influencia muy significativa en los niveles de armónicos; los capacitores en si no son una fuente generadora de armónicos, pero proveen una red de caminos para una posible condición de resonancia local.

Los capacitores de potencia instalados tienen una gran influencia en la magnitud de corrientes y voltajes armónicos que se presentan en el sistema, así como en las cargas de los mismos usuarios.

Si los problemas de armónicos son descubiertos, a través de un análisis o por experiencia, las posibles soluciones incluyen lo siguiente:

- a) Poner el neutro flotante en los capacitores conectados en estrella aterrizada.**
- b) Cambio del tamaño del banco o de su localización.**
- c) Agregar un reactor a un banco de capacitores existente.**
- d) Agregar un capacitor filtro**
- e) Controlar el esquema de operación (conexión y desconexión) para evitar resonancia.**

VIIj.- Aplicación de Bancos de Capacitores en Subestaciones.

Aplicación en sistemas de transmisión y distribución conectadas en las subestaciones sin incluir su aplicación en las líneas de distribución.

VIIk.- Tamaño y numero de bancos.

Los requerimientos de capacitancia son determinados por la optimización de múltiples beneficios para un punto definido en el sistema. Los capacitores tipo subestación para distribución son siempre dimensionados para suministrar los requerimientos de VARS de la carga, suministrada por los bancos de transformadores de la subestación. Esto provee la corrección del factor de potencia a la unidad en el lado de alta tensión del transformador y por lo tanto la operación efectiva de la transmisión y subtransmisión de la energía eléctrica. Los capacitores de potencia tipo subestación para transmisión son siempre dimensionados y localizados en base al flujo de carga y al estudio de la estabilidad de la red de transmisión.

Los capacitores minimizan el sistema las pérdidas, incrementando la tensión del sistema e incrementando los márgenes de estabilidad. Después de conocer los requerimientos de VARS, se determina el numero individual de pasos para el tamaño del banco de capacitores tomando en cuenta la ventaja que representa la estandarización del equipo, existen otras limitaciones que pueden influenciar el máximo y mínimo tamaño del banco a utilizar.

VIIk₁.- Máximo tamaño.

El máximo tamaño de los bancos esta influenciado por los siguientes factores:

- a) Cambio en la tensión del sistema debido a la operación de los bancos de capacitores.**
- b) Limitación de la corriente continua del equipo de interrupción.**

Cuando un banco de capacitores es energizado o desenergizado, la tensión a frecuencia fundamental del sistema se incrementa o decrece respectivamente, con el fin de tener un mínimo efecto sobre la carga del usuario, el cambio de esta tensión es siempre limitado a un valor de 2% a 3% , este cambio de tensión (ΔV) puede ser estimado por la siguiente fórmula.

$$\Delta V = (MVAR/MVA_{cc}) * 100 \%$$

Donde:

MVAR Es el tamaño del banco de capacitores en MVAR

MVA_{cc} Es la potencia de corto circuito trifásica disponible en MVA en el punto de

VII.- Localización del Banco

Los valores de corriente continua del equipo de interrupción utilizados en la operación de los bancos de capacitores, puede ser un factor importante que determine la dimensión del banco. El valor de la corriente del equipo es normalmente determinado por la multiplicación de la corriente nominal del banco por 1.25 para una operación del banco con neutro flotante y por 1.35 para un banco con conexión en estrella aterrizada.

VII_m.- Mínimo tamaño del banco.

El mínimo tamaño de un banco de capacitores esta influenciado por los siguientes factores:

- a) Las consideración del desbalance del banco de capacitores.
- b) Coordinación de los fusibles.

Cuando un fusible opera en un banco de capacitores indicando la falla de un capacitor, una condición de desbalance ocurrirá, las unidades remanentes del mismo grupo serie serán sometidas a una sobretensión a 60 Hz . Un criterio común es limitar esta sobretensión a 110% cuando una unidad se encuentre fallada. Para lograr esto es necesario un mínimo numero de unidades conectadas en paralelo.

Cuando un capacitor de un grupo serie esta completamente en cortocircuito los otros grupos serie del banco son sujetos a una sobretensión de 60 Hz hasta que el fusible libera la falla. El fusible debe liberar la falla rápidamente de manera tal que evite la falla del resto de los capacitores en buen estado debido a la sobretensión.

La tabla 6 detalla el numero mínimo de unidades recomendado en paralelo por grupo serie, para limitar la tensión en las unidades remanentes cuando una unidad sale, tomando como referencia el 110% de la tensión nominal.

En la tabla 7 se presentan algunos valores comunes de la tensión máxima permitida en los capacitores estandarizados por algunas normas.

La tabla 8 nos muestra un resumen de la tensión que se presenta en los otros grupos serie de un banco de capacitores cuando una unidad capacitiva es cortocircuitada en la fase "A".

Los valores de las dos tablas anteriores, acopladas con los valores del tamaño del fusible utilizado, deberá indicar el mínimo número de unidades capacitivas que deben utilizarse.

El banco de capacitores debe ser diseñado para que la duración de la sobretensión definido en la tabla 8 no deba exceder el tiempo definido en la tabla 7. El factor que influencia este diseño, incluye la conexión del banco, el número de grupos serie, el numero de unidades paralelo y las características del fusible.

Numero de grupos serie	Y aterrizada o Δ	Y neutro flotante	Y partida neutro flotante
1	—	4	2
2	6	8	7
3	8	9	8
4	9	10	9
5	9	10	10
6	10	10	10
7	10	10	10
8	10	11	10
9	10	11	10
10	10	11	11
11	10	11	11
12 o más	11	11	11

Tabla 6 Mínimo número de unidades recomendadas en paralelo por grupo serie para limitar la tensión a no más de 110% en las unidades remanentes con una unidad fuera.

Duración	Máxima tensión permisible (veces la tensión nominal)
6 ciclos	2.20
15 ciclos	2.00
1 seg.	1.70
15 seg.	1.40
1 min.	1.30

Tabla 7 Máxima tensión permisible en el capacitor.

VIII.- GUIA DE OPERACIÓN DE LOS BANCOS DE CAPACITORES

VIII_a.- Configuración del Banco de Capacitores.

Existen 3 configuraciones básicas en los bancos de capacitores:

- Conexión estrella aterrizada
- Conexión estrella con neutro flotante
- Conexión delta

Esta última conexión es utilizada normalmente en tensiones bajas por ejemplo 2400 volts. Donde un capacitor con valores nominales estándar no es posible conectarlo en conexión estrella. Normalmente las instalaciones de capacitores en estrella son menos complicadas de construir y más económicas.

Numero de grupos serie	Y aterrizada o Δ			Y neutro flotante			Y partida neutro flotante		
	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc	Va	Vb	Vc
1	---	1.00	1.00	---	1.73	1.73	---	1.73	1.73
2	2.00	1.00	1.00	1.50	1.15	1.15	1.71	1.08	1.08
3	1.50	1.00	1.00	1.29	1.08	1.08	1.38	1.04	1.04
4	1.33	1.00	1.00	1.20	1.05	1.05	1.26	1.03	1.03
5	1.25	1.00	1.00	1.15	1.04	1.04	1.20	1.02	1.02

Tabla 8 Tensión en por unidad en los capacitores buenos.

Existen ciertas ventajas y desventajas asociadas con la conexión de bancos de capacitores conectados en estrella aterrizada o estrella con neutro flotante. Las ventajas de la conexión estrella aterrizada comparada con la conexión estrella con neutro flotante son las siguientes:

- a) El costo inicial del banco puede ser menor ya que el neutro del banco no se necesita aislar de tierra al nivel de aislamiento del sistema, como en el caso de una conexión con neutro flotante.
- b) La tensión de restablecimiento del interruptor del banco es reducida.

c) Las cargas mecánicas del diseño de la estructura son reducidas.

Las desventajas de la conexión estrella con neutro aterrizado comparada con la conexión estrella con neutro flotante son las siguientes:

- a) Altas corrientes de inrush que pueden aparecer en las tierras de la subestación y las estructuras que pueden causar problemas a la instrumentación.**
- b) El neutro a tierra puede drenar corrientes armónicas de secuencia cero y causar problemas en la comunicación telefónica.**
- c) El neutro aterrizado provee una baja impedancia en una falla de la red a tierra y puede requerir un reajuste en la calibración de los relees de tierra del sistema.**
- d) En bancos con un solo grupo serie, el neutro aterrizado del banco usualmente hace necesario la utilización de fusibles limitadores de corriente por la magnitud de la falla de fase a tierra.**

Bancos de capacitores conectados en estrella con el neutro a tierra, estrella con neutro flotante y conexión delta pueden estar sometidos a sobretensiones por ferresonancia si estos son operados junto con un banco de transformadores con cierta conexión en los bobinados con equipo de operación monofásicos o si una desconexión en un polo de un equipo trifásico ocurriera, para el banco de capacitores con neutro flotante, si el transformador tiene el neutro aterrizado o incluso si consiste de muchos transformadores monofásicos conectados a lo largo del alimentador, un circuito potencialmente ferresonante existe si el equipo de conexión monofásico es operado.

Los transformadores y apartarrayos tienden a fallar bajo estas condiciones de operación. Si el transformador trifásico es conectado con el neutro flotante, la conexión del banco en estrella con neutro aterrizado deberá evitarse por la misma razón anterior. Aunque la ferresonancia pudiera ocurrir en estos circuitos, esta ocurrencia es muy rara por que la carga resistiva en los transformadores pudiera evitar dicha ocurrencia.

VIII_b.- Conexión y Desconexión de un Banco de Capacitores.

Cuando un banco de capacitores es energizado o desenergizado son producidas corrientes y tensiones transitorias que afectan tanto a el banco de capacitores conectado como al sistema.

VIII_{b1}.- Energización.

VIII_{b1.1}.- Energización en un banco aislado.

En la figura 33 se muestra el circuito equivalente para la energización de un banco de capacitores desde una fuente predominantemente inductiva. Cuando el interruptor es cerrado un flujo de gran magnitud de corriente a una alta frecuencia dentro del capacitor intenta

igualar la tensión del sistema con la tensión del capacitor. Si el interruptor es cerrado en el valor pico de la tensión, la tensión dentro del capacitor intentará inmediatamente incrementarse desde el cero de tensión, que es la condición de desenergización a la tensión pico. En el proceso de llevar a cabo este cambio de tensión, un alto valor de tensión ocurrirá, que será igual a la cantidad de intentos de cambio de tensión. Esta sobretensión es también de la misma alta frecuencia que la corriente de inrush, y rápidamente decaerá a el valor de tensión del sistema. La magnitud de sobretensión para un banco de capacitores solo conectado en estrella con el neutro a tierra, es como máximo de 2.0 en por unidad. (más típicamente este valor esta en el orden de 1.8 en por unidad ver figura 34.)

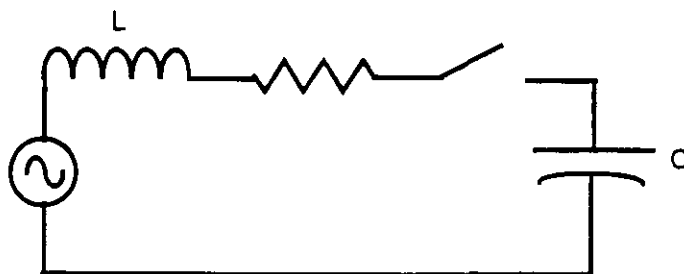


Figura 33 Sistema de energización para un banco aislado

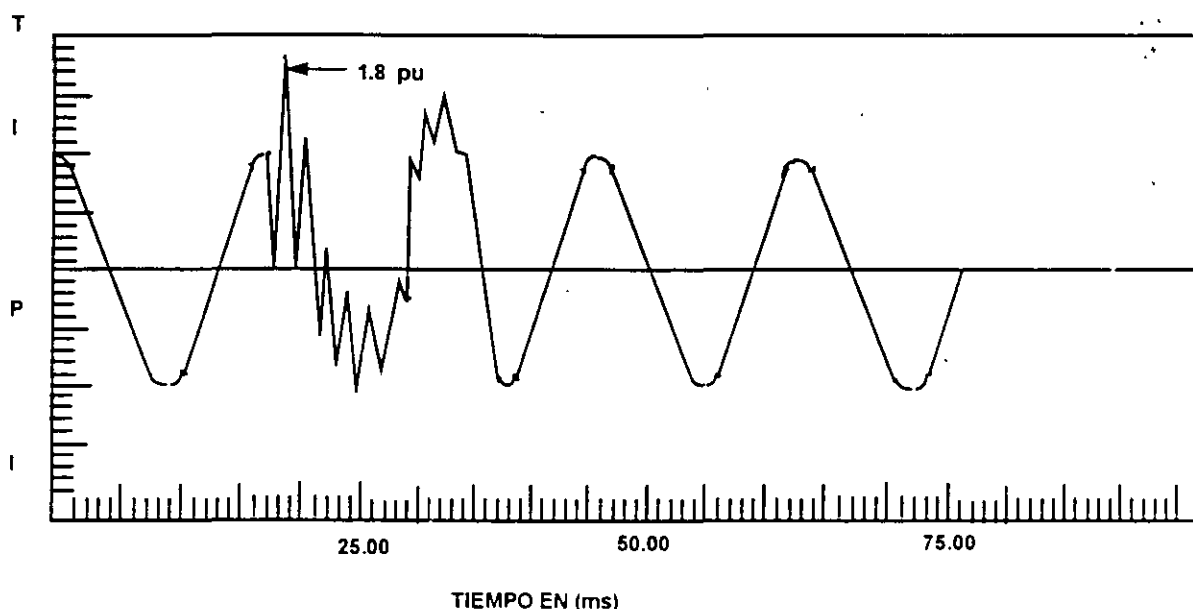


Figura 34

Tensión en el bus para la energización de un banco de capacitores.

Sobretensiones dinámicas.

La energización de un transformador y un banco de capacitores juntos ver figura 35 puede ocasionar excesivas sobretensiones dinámicas que afectan al transformador, los capacitores, los fusibles y los apartarrayos. Este tipo de problema puede ser evidenciado en el banco de capacitores por fallas de algunas unidades y sorpresivas operaciones de los fusibles.

La naturaleza del problema involucra la generación de altas tensiones debido a las corrientes de inrush de los transformadores que son ricas en armónicas para un sistema en el cual la frecuencia natural es cercana a uno de estos armónicos.

La corriente de inrush de los transformadores incluye magnitudes significantes de armónicos de la frecuencia fundamental, por ejemplo: segunda, tercera, quinta, séptima etc. La mayor magnitud suele ocurrir para la armónica de menor orden. Si la impedancia equivalente del sistema a una o mas de estas frecuencias es alto, la tensión en ese punto deberá también ser alto ($V=IZ$).

Esta tendencia sucede cuando un banco de capacitores se conecta en paralelo, causando una resonancia con el sistema, el problema se evidencia en forma de una gran sobretensión, la cual tiene un alto contenido de armónicas, duradero por muchos ciclos. Ver figura 36.

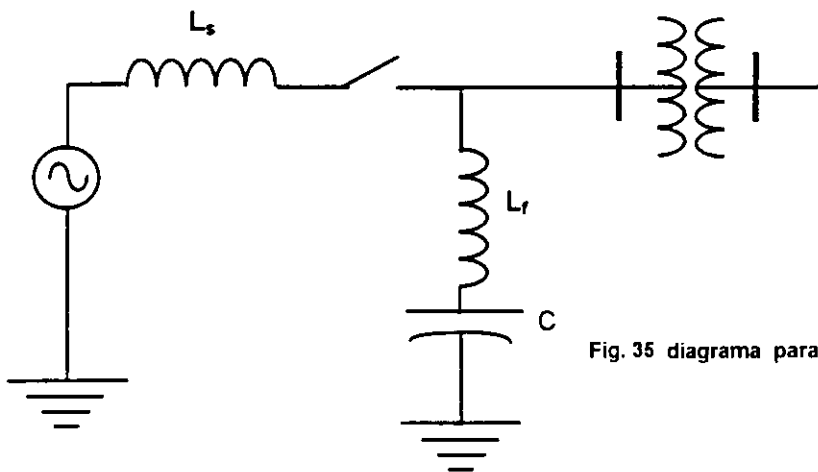
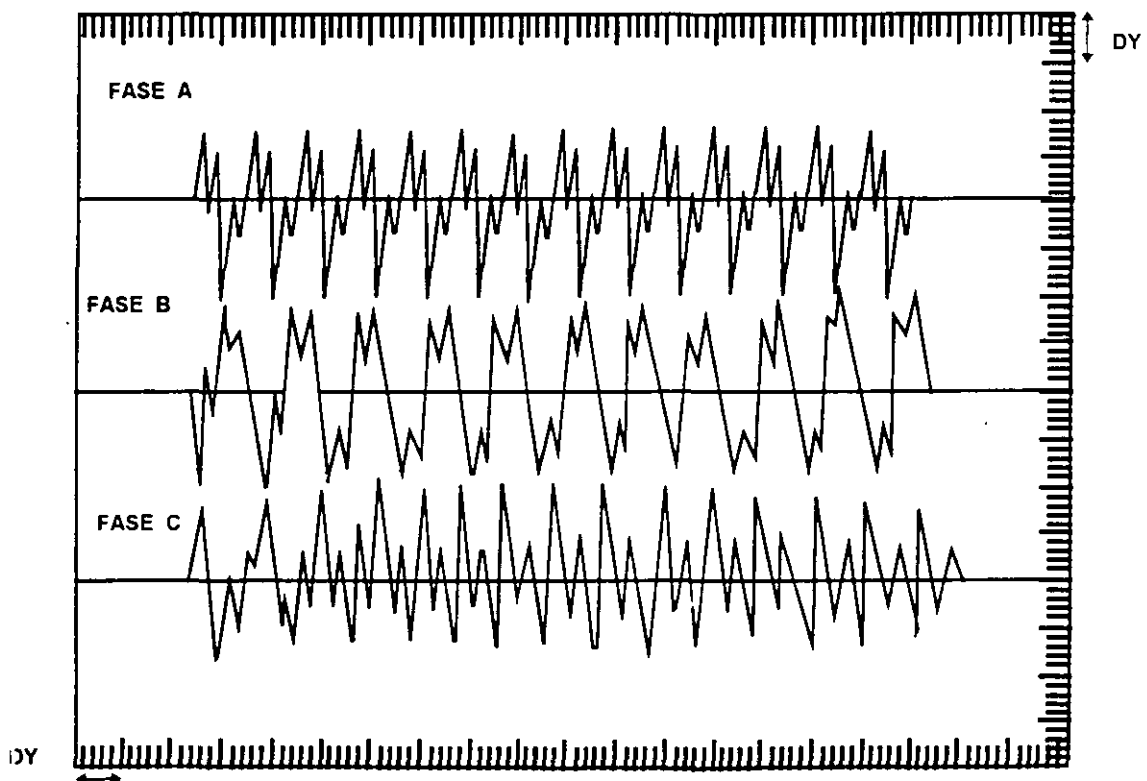


Fig. 35 diagrama para una condición de sobretensión dinámica



Porque los apartarrayos no pueden proteger de una manera efectiva las sobretensiones dinámicas, la operación de los bancos de capacitores y transformadores juntos no es recomendable, a no ser que un estudio detallado muestre que la resultante de las sobretensiones no es excesiva, este tipo de conexión y desconexión es comúnmente dado en los circuitos de distribución donde la componente resistiva de la carga, normalmente amortigua eficazmente este tipo de transitorios.

Aumento de Tensión.

Cuando más de un banco de capacitores es involucrado en el circuito a diferentes niveles de tensión, un incremento de tensión puede ocurrir, este incremento de tensión normalmente toma su lugar en un sistema de bajo voltaje, inductivamente acoplado, cuando un capacitor es conectado en un sistema. En la figura 37 se ilustra un sistema en el cual este fenómeno puede ocurrir.

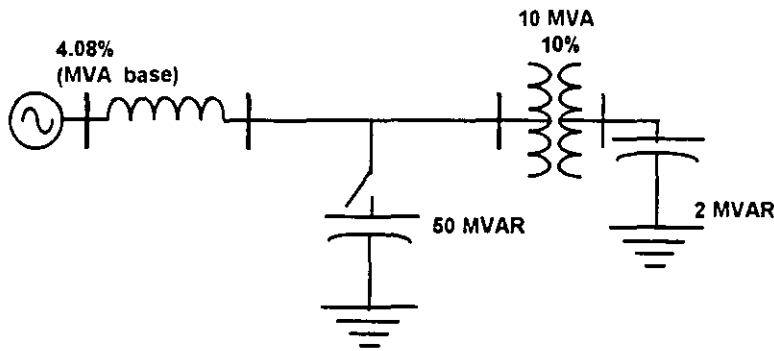


Fig. 37 diagrama del sistema para una condición de sobretensión

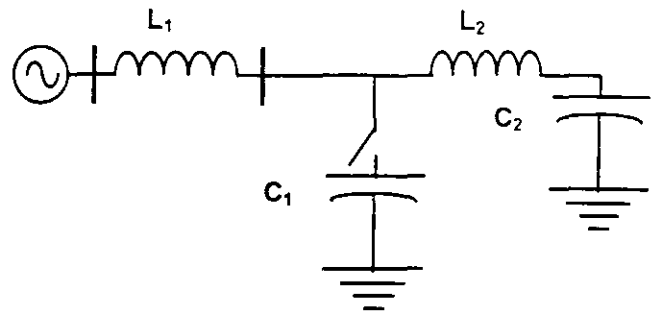


Fig. 38 Circuito equivalente para una condición de sobretensión

La figura 38 muestra el circuito equivalente. Son 2 circuitos acoplados inductivo-capacitivo.

Si la frecuencia de resonancia de estos dos nodos es aproximadamente la misma por ejemplo $L_1 \cdot C_1 = L_2 \cdot C_2$. El aumento de la tensión puede ocurrir por que el circuito de mas baja tensión, comienza a ser inyectado con una fuente de tensión a su frecuencia de resonancia.

La magnitud de la tensión es intensificada cuando el capacitor desconectable es mucho mas grande que el capacitor fijo en los sistemas de baja tensión.

Por ejemplo $C_1 \gg C_2$ y $L_1 \ll L_2$.

Esta magnitud de tensión es lo suficientemente alta para operar los apartarrayos de la subestación en los sistemas de baja tensión.

Esta magnificación de tensión puede ser evidenciada por la falla de equipos y apartarrayos durante la operación remota del banco de capacitores.

Este problema puede ser resuelto como sigue:

- a) Desintonizar el circuito cambiando la posición o el tamaño del banco de capacitores.
- b) Utilizar resistencias de pre-inserción en los interruptores para limitar las magnitudes de sobretensión.
- c) Poner el neutro flotante en los bancos operados remotamente.
- d) Conectar los bancos de gran tamaño en secciones.

La razón para juzgar a este problema es que la operación de un banco de capacitores es un evento muy común, repetitivas sobretensiones pueden dañar los aislamientos de los equipos y resultar como una severa carga para los apartarrayos.

Aislamiento de fase a fase

La energización de un banco de capacitores puede someter a otros equipos a excesivas sobretensiones de fase a fase, especialmente en la conexión delta de los transformadores, un potencial problema se ilustra en la fig. 39.

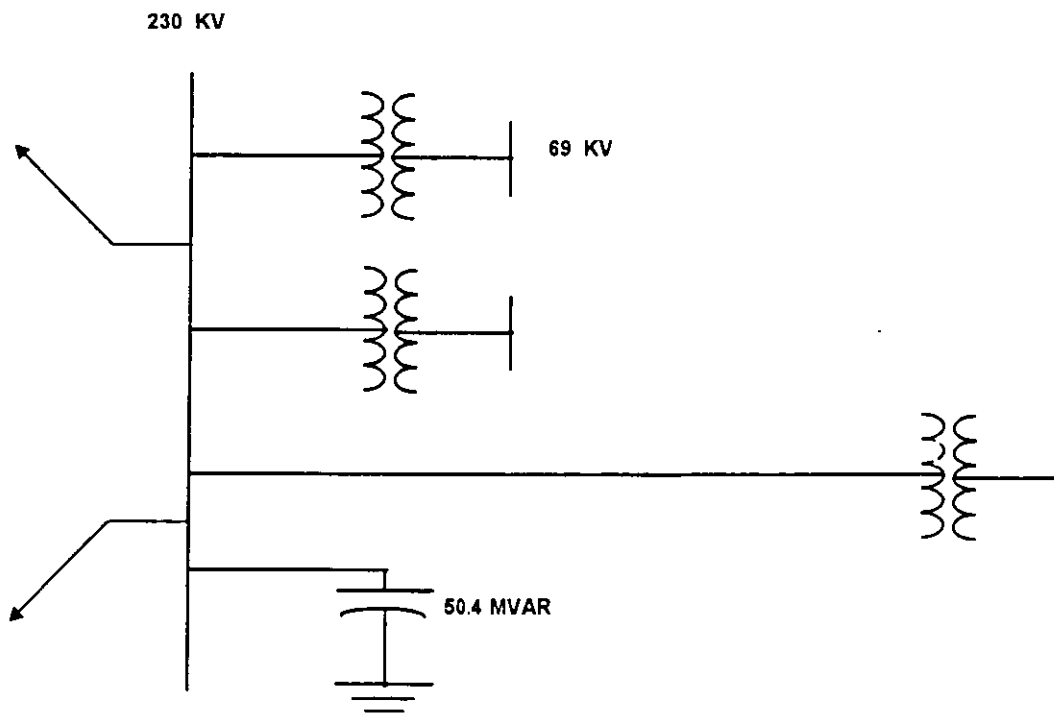


Figura 39 Muestra un sistema con posibles problemas de transitorios en la conexión delta de los transformadores.

Las sobretensiones generadas por la energización de un banco de capacitores viajan en dirección de la línea hacia los transformadores y se duplican en ese punto, y es posible tener una sobretensión de +2.0 por unidad en una fase y -2.0 por unidad en otra de las fases, esto resultara en un 4.0 por unidad de fase a fase. Esto será un problema potencial para los transformadores que son utilizados en esta configuración. Un ejemplo típico de este tipo de transitorios es mostrado en la figura 40 la severidad momentánea del transitorio está en función de la configuración del sistema y puede ser significativamente mayor que el 4.0 por unidad mencionado arriba.

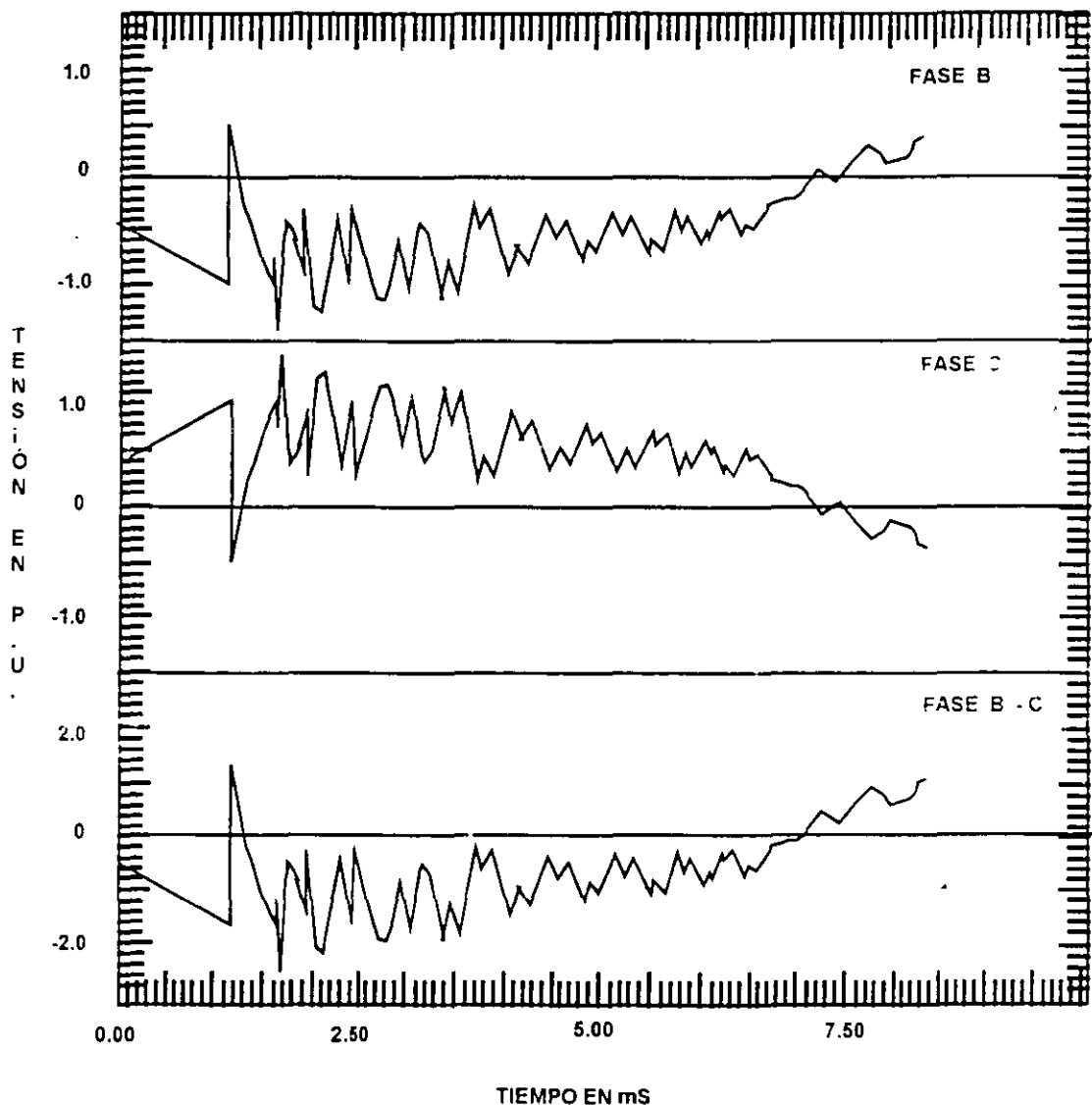


FIGURA 40 Típica forma de onda debida a transitorios durante la operación de un banco de capacitores medida en campo.

Prestrike (Pre-arqueo)

Un prestrike puede ocurrir durante la energización de un banco cuando este es puesto en servicio, un arco se establece dentro del interruptor antes de que hagan contacto físico los contactos, este fenómeno es conocido con el nombre de prestrike (pre-arqueo).

Cuando un prestrike ocurre, normalmente aparece un flujo de corriente de inrush de alta frecuencia. Ciertos interruptores pueden interrumpir esta corriente de alta frecuencia en una corriente cero de alta frecuencia. Cuando el interruptor comienza a arquear, corrientes y tensiones transitorias ocurrirán debido a la carga atrapada en el capacitor.

VIII_{b2}.- Energización de un banco de capacitores Back to Back

Cuando un banco de capacitores es energizado en la proximidad de otro banco previamente energizado deberán de tomarse en cuenta otras consideraciones. Un flujo de corriente de inrush de alta frecuencia es originado cuando el banco entra en operación, sin embargo existe una inductancia limitadora que es la inductancia existente entre el banco y la inductancia propia del sistema. La magnitud y frecuencia de la corriente de inrush, es siempre mucho mayor que la corriente que se presenta durante la energización de un banco aislado, las ecuaciones para el cálculo de estas corrientes se dan a continuación. Estas ecuaciones pueden ser también utilizadas para calcular las corrientes de inrush cuando mas de dos bancos son operados muy cercanos uno del otro proviendo la inductancia equivalente que es propiamente calculada.

$$i_{pk} = 1747 * \sqrt{V_{LL} (I_1 * I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)} \quad (\text{para } f_s = 60 \text{ Hz})$$

$$f_t = 9.5 * \sqrt{f_s V_{LL} (I_1 + I_2) / L_{eq} (I_1 * I_2)}$$

Donde:

f_s Es la frecuencia del sistema en Hertz.

f_t Es la frecuencia de la corriente inrush transitoria, en KiloHertz.

L_{eq} Es la inductancia equivalente total por fase del banco de capacitores en μH

I_1, I_2 Son las corrientes de un banco que comienza a ser conectado y de banco ya energizado. Cuando el cierre ocurre en la cresta de tensión de la fuente el banco que se encuentra conectado se considera descargado. La corriente utilizada deberá incluir el efecto de operación del banco de capacitores a una tensión arriba de la nominal del valor del capacitor y el efecto de una tolerancia positiva de capacitancia. Con ausencia de una información específica, un multiplicador de 1.15 veces la corriente nominal del capacitor deberá dar un resultado conservador.

i_{pk} es el valor pico de la corriente de inrush calculada sin circuito amortiguador, en amperes. En circuitos prácticos será alrededor de 90 % de este valor

V_{LL} es la máxima tensión nominal de línea a línea en Kilovolts.

Esta alta frecuencia de inrush puede exceder la capacidad de corriente momentánea a las frecuencias transitorias de los equipos de interrupción, así como la capacidad de resistir i^2t de los fusibles de los capacitores. Esto también puede causar operaciones falsas de los relés de protección y excesivas tensiones en los transformadores de corriente conectados en el neutro o la fase de un banco de capacitores con conexión en estrella con neutro a tierra.

La operación de bancos cercanos es tipificada por el circuito de la figura 41, la magnitud y frecuencia de las corrientes de inrush es determinada para asegurar la operación adecuada del equipo de conexión, así como la de los relés, fusibles etc. cuando la corriente de inrush es excesiva uno o mas de las siguientes recomendaciones deberán ser tomadas en cuenta.

- a) Poner reactores limitadores de corriente con el fin de disminuir el pico de corriente y el flujo de transitorios de frecuencia oscilatoria.
- b) Agregar resistencia de pre-inserción, estas resistencias son diseñadas para amortiguar el circuito previendo oscilaciones y permitiendo al capacitor cargado regresar al potencial de la línea antes de que los contactos principales del interruptor cierren.
- c) Conectar el banco de capacitores en pequeños incrementos de MVAR.
- d) Controlar el equipo de conexión cerrando en el cero de tensión.

Para controlar las corrientes transitorias de alta frecuencia en la red de tierra de la subestación cuando dos mas bancos en conexión estrella aterrizada se encuentran localizados en el mismo sitio, el neutro del banco puede ser directamente conectado con una sola conexión a tierra.

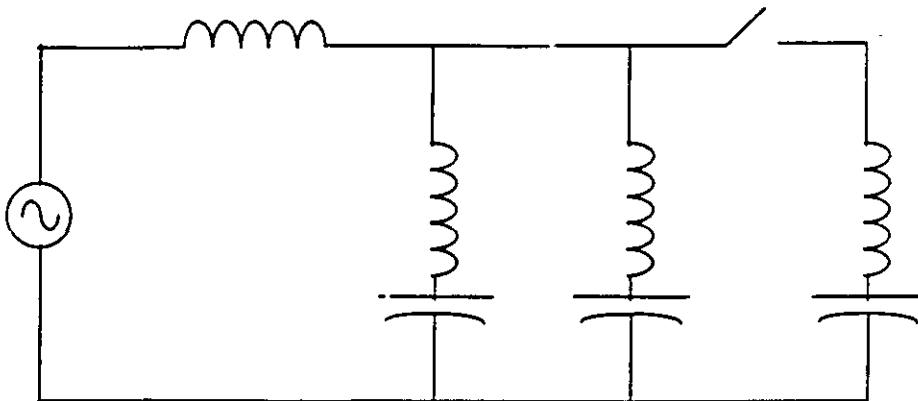


Fig. 41 Circuito desconectable con capacitores Back to Back

VIII_c.- Desenergización .

VIII_{c1}.- Restrike (rearqueo)

Un equipo de interrupción desenergizando un banco de capacitores a la corriente cero, si la corriente es estrictamente capacitiva, la tensión en ese instante es el valor pico. La interrupción inicial de un circuito capacitivo es generalmente muy sencilla, si consideramos que la magnitud de la corriente es muy baja comparada con la corriente de falla. La corriente, sin embargo, puede ser interrumpida cuando los contactos del interruptor están separados un poco. En adición el pico de tensión sobre el lado de la carga del interruptor, y la tensión instantánea en el lado de la fuente del interruptor son de la misma polaridad. La fig. 42 ilustra este fenómeno para un banco conectado en estrella con el neutro a tierra.

Una interrupción exitosa depende de que si el interruptor cuenta con suficiente resistencia para aguantar el valor pico de tensión de recuperación. Medio ciclo después de la interrupción en un banco conectado en estrella con neutro a tierra, aparecen dos veces la tensión nominal del sistema entre los contactos. Si un restrike ocurre en este punto, el capacitor intenta una tensión de recuperación cresta de polaridad opuesta, con esto ocasionara intentos de disparos en la protección, hasta que se alcance la tensión deseada .

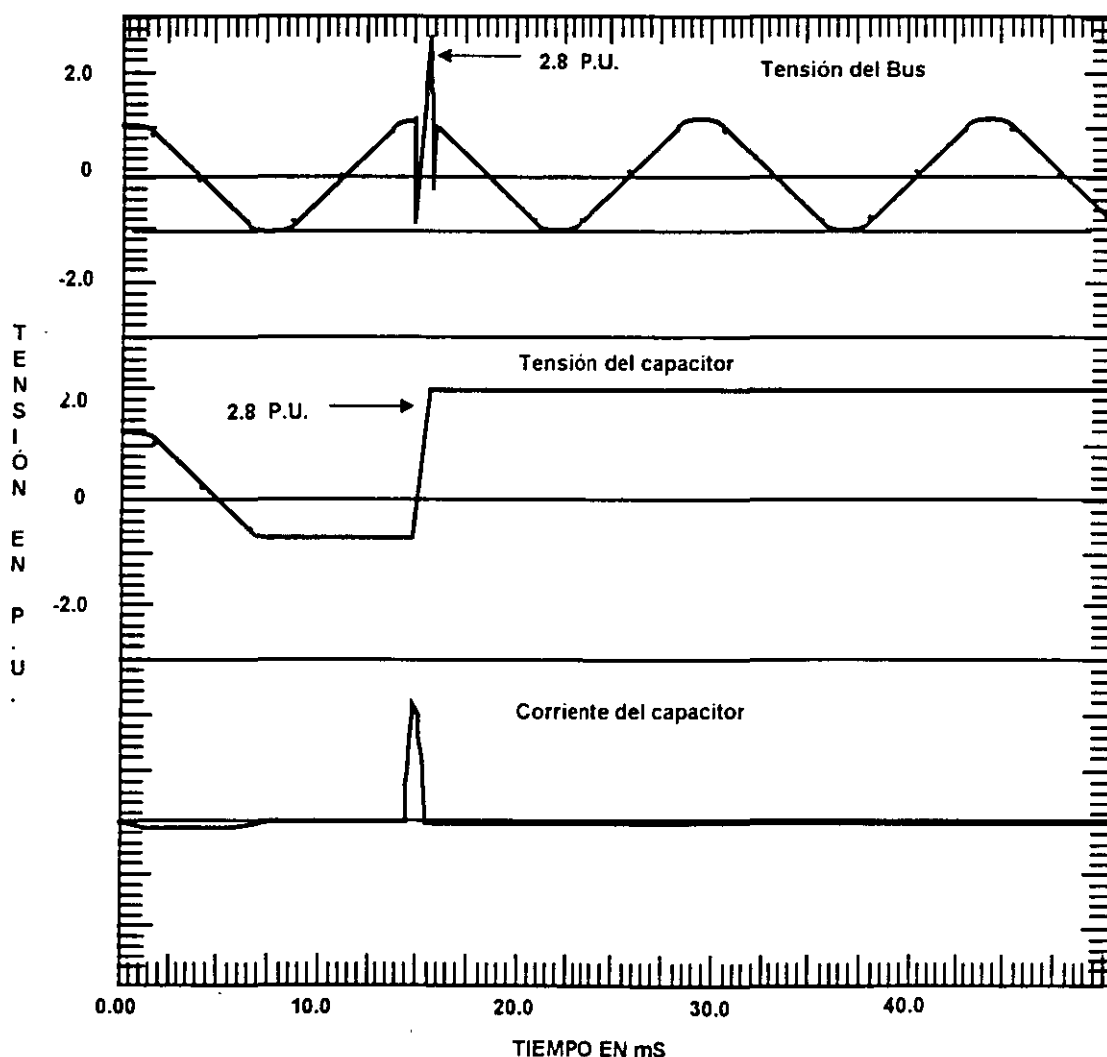


Figura 42 desenergización de un banco de capacitores con restriking en el equipo de interrupción

La forma de onda de la corriente es la corriente de inrush oscilatoria. Si esta inrush es interrumpida en el cero de corriente de alta frecuencia, una tensión de hasta 3 p.u puede ser atrapado por el capacitor y el proceso de restrike y puede continuar con el subsecuente incremento de tensiones. Los bancos conectados en estrella con neutro flotante sometidos a operaciones de conexión y desconexión tienen sobretensiones mayores que las de los bancos conectados con el neutro a tierra, tanto como:

- a) 2.5 por unidad en la primera fase abriendo cuando las otras dos fase abren en el siguiente cruce por cero.
- b) 3.0 por unidad en la primera fase abriendo cuando las otras dos fase se encuentran retrasadas en la apertura.
- c) 4.1 por unidad en la primera fase abriendo cuando una de las otras dos fases se encuentra retrasada en su apertura.

El restrike en los equipos de conexión y desconexión de bancos de capacitores puede resultar en sobretensiones altas en el sistema, que puede dar como resultado en una severa carga de energía a los apartarrayos, o daños a los equipos adyacentes que no se encuentran protegidos adecuadamente

Sin embargo es conveniente escoger un equipo de interrupción que minimice la posibilidad de un restrike. Si estos restrikes son esperados, es conveniente proteger el equipo con un apartarrayos apropiadamente dimensionado. El apartarrayos puede ser analizado tomando en cuenta la energía asociada al restrike, si la capacidad de energía del apartarrayos estándar es excedida, un apartarrayos de mayor capacidad de energía con un nivel de protección de bajas sobretensiones puede ser aplicado en el banco de capacitores.

Liberación de la falla

Las fallas dentro de los bancos capacitores pueden ser liberados por el equipo de desconexión, asociado al banco de capacitores, o por algún otro equipo de desconexión de la subestación. En ambos casos, el equipo de desconexión deberá ser capaz de controlar la tensión de recuperación y la corriente capacitiva de desconexión y conexión que ocurrirá sobre las fases no falladas durante el evento de la liberación de falla. Esto es de un especial interés para los interruptores que pueden ser utilizados para liberar las fallas de corriente, pero que pueden no ser adecuados para operación con cargas capacitivas.

VIII_{c2}.- Corrientes de Outrush (salida de flujo)

Las corrientes de outrush de los grandes bancos de capacitores es importante para los interruptores cercanos a la falla, el resultado es que una corriente de alta magnitud y alta frecuencia puede fluir en un interruptor que no es adecuado para soportar estas condiciones. Las condiciones normalizadas de corriente de inrush son también aplicables a las consideraciones de corrientes de outrush.

El circuito que concierne para el calculo de outrush es ilustrado en la fig. 43 para un solo banco de capacitores. Las limitaciones de criterio son algunas veces el producto $I_{pk} * f$. Es interesante notar que este producto es independiente del tamaño del capacitor. En otras palabras, el requerimiento de inductancia serie es dependiente únicamente de la tensión pico cuando el interruptor cierra durante la falla (ver la ecuaciones de la fig. 44).

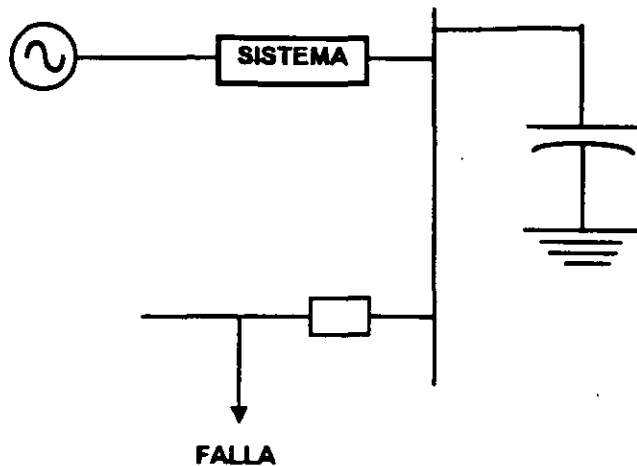


Fig. 43 Diagrama de un sistema con condiciones de outrush

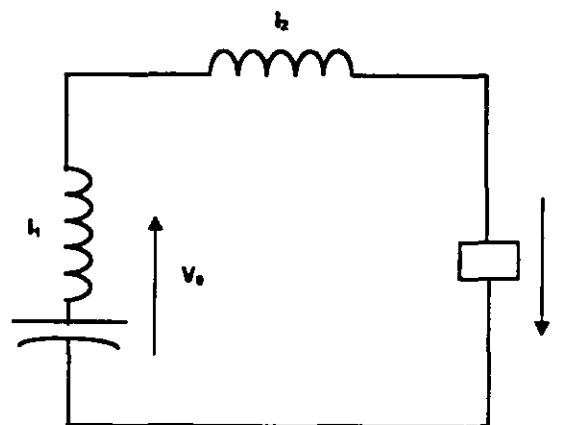


Fig. 44 Circuito equivalente para calculo de la corriente de outrush

Ecuaciones:

$$f = 1 / 2\pi \sqrt{L_{eq} C_1}$$

$$I_{pk} = V_0 \sqrt{C_1 / L_{eq}}$$

$$I_{pk} * f = V_0 / 2\pi L_{eq}$$

Donde:

V_0 = Tensión inicial en C_1

L_1 = Inductancia de la bobina C_1

L_2 = Inductancia entre el capacitor y la falla

$L_{eq} = L_1 + L_2$

Resistencias de cierre no afectaran la corriente o frecuencia de outrush. La corriente total de outrush ocurre cuando éstas son puenteadas.

En un banco de capacitores en paralelo, hay un número de diferentes caminos para la configuración de los capacitores y los reactores serie requeridos. Unas cuantas de estas opciones están indicadas en la fig. 45. Cada opción tiene ventajas y desventajas.

Opción 1 .- Reactores separados para requerimientos de inrush y outrush. Cuando un gran reactor es necesario para limitar la corriente outrush, un reactor común para corrientes limitadoras de outrush, en adición a un pequeño reactor para corrientes limitadoras de inrush, puede ser una buena solución optima. Una opción alterna para este tipo de configuración es mostrada en la configuración b, esta configuración alterna tiene la ventaja requerir únicamente dos reactores, y cumplirá perfectamente los objetivos de control de las corrientes de inrush y outrush.

Opción 2 .- Unicamente reactores limitadores de outrush, Interruptor limitador de inrush. Si la corriente de inrush, para bancos conectados muy cerca uno del otro, puede ser limitado a niveles aceptables uno del otro sin reactores limitadores de corriente, esto es probablemente la configuración más económica. Las resistencia de cierre o un control de cierre que opere los contactos cercano al cero de tensión es un método alterno para limitar la corriente de inrush. El reactor solo es utilizado para limitar las corrientes de outrush a niveles aceptables, una desventaja de esta opción es la magnitud de la alta corriente y frecuencia que pueden ocurrir en el evento de un restrike en la apertura.

Opción 3 .- Dimensionamiento del reactor serie para inrush y outrush en serie con cada banco de capacitores. Si el costo de los reactores no es significativamente dependiente del tamaño de sus milihenrys, entonces esta opción puede ser más económica que la opción 1, sin embargo con dos bancos de capacitores iguales conectados en paralelo el valor del reactor en milihenrys requerido para controlar outrush puede ser más del doble que para un banco solo.

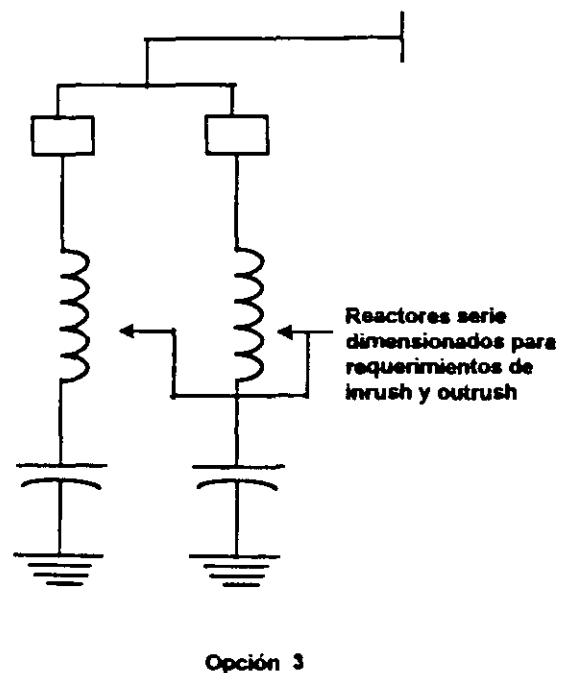
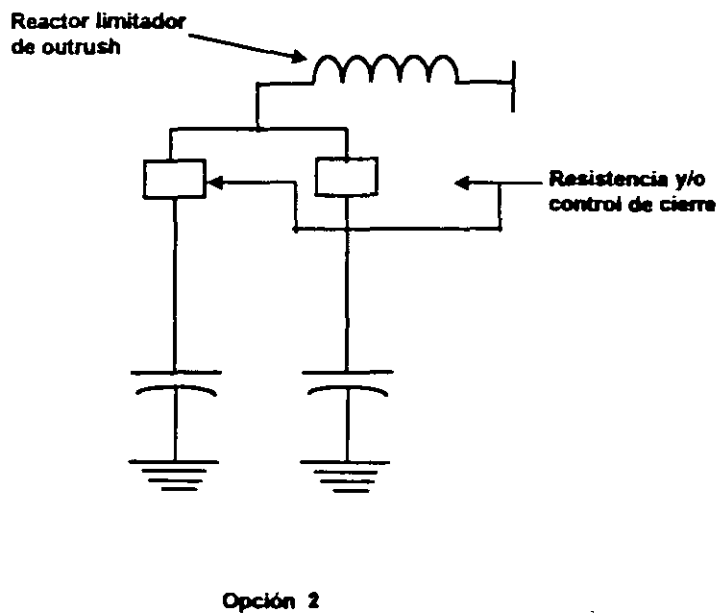
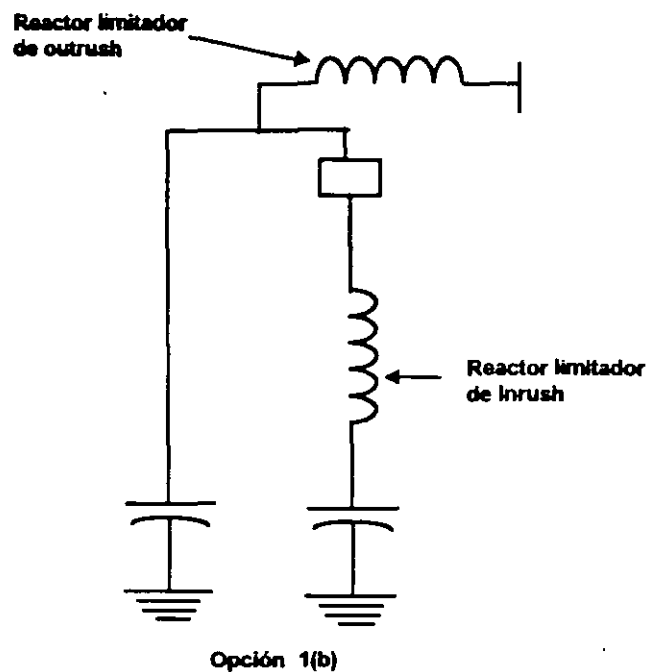
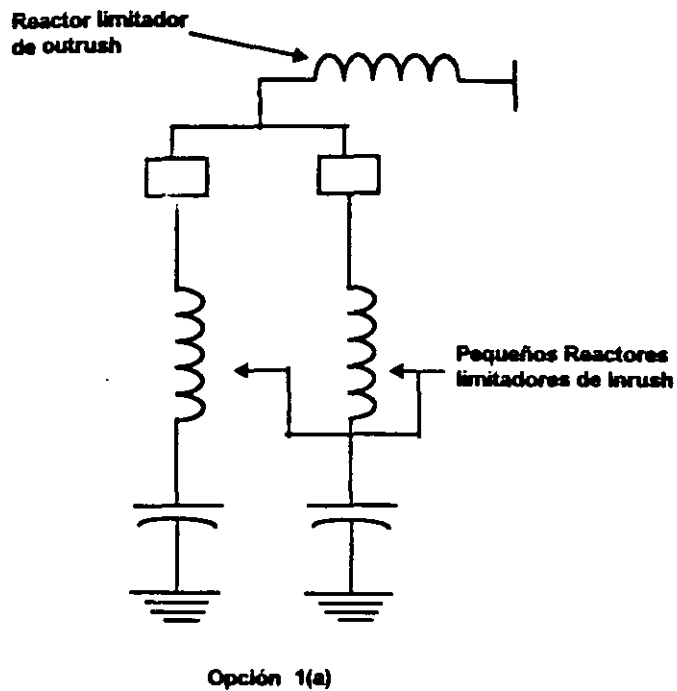


Figura 46 Opciones para el uso de reactores limitadores de corriente con bancos paralelo

VIII d.- ARMONICAS.

Los niveles de tensión y corrientes armónicas en los sistemas de potencia se incrementan.

Una importante razón es la proliferación de equipos que producen armónicos, como por ejemplo: dispositivos convertidores de potencia en estado sólido, estos dispositivos son utilizados en amplios rangos de niveles de potencia, en la rama industrial, comercial y en los hogares para control de la tensión, control de la velocidad, cambios de frecuencia y convertidores de potencia, generalmente a un bajo costo, con un incremento en la eficiencia y un mantenimiento reducido, normalmente hasta que los dispositivos son remplazados. El uso de capacitores de potencia mejora la eficiencia en la operación de los sistemas, también tiene una influencia significativa en los niveles de armónicas, los capacitores no son en si generadores de armónicos, pero proveen un camino para una posible resonancia local o general. Aun cuando los capacitores no generan armónicos pueden influenciar en la magnitud de las tensiones y corrientes armónicas, que ocurren en las líneas del sistema así como en las cargas del consumidor.

La aplicación propia de capacitores en un ambiente de armónicos esta determinada por los siguientes factores:

- a) Limitaciones de la unidad capacitiva .**
- b) Limitaciones en la distorsión de la señal del sistema.**
- c) Otras consideraciones de operación y aplicación de los bancos de capacitores de potencia.**

Limitaciones del capacitor

El efecto de las componentes armónicas en el banco de capacitores causa adicionalmente calentamiento y un mayor esfuerzo dieléctrico. Los estándares internacionales dan las limitaciones de la tensión, corriente y potencia reactiva de los bancos de capacitores, las cuales pueden ser utilizadas para determinar los máximos niveles de armónicos permitidos. Por ejemplo las normas americanas indican que los capacitores pueden operar continuamente entre los límites siguientes.

- a) 110 % de la tensión nominal rms**
- b) 120 % de la tensión nominal pico.**
- c) 180 % de la corriente nominal rms**
- d) 135 % de la potencia reactiva nominal.**

A pesar de sobrepasar en el diseño las condiciones nominales del capacitor para condiciones inusuales, como son los armónicos, muchos problemas se muestran primero en los bancos de capacitores, presentando operación de fusibles o unidades capacitivas falladas. La razón de esto es que son en muchos casos, parte de un nodo resonante, y como consecuencia un incremento en los niveles de los componentes armónicos. La resultante de las tensiones y corrientes armónicas son mas grandes en el banco de capacitores .

VIII.4.1.- Limites de distorsión

La tensión límite de distorsión recomendada es resumida en la tabla 8. En general la distorsión de la forma de onda es usualmente descrita por su distorsión total (THD), esta tensión (THD) es definida como sigue.

$$THD = \sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} V_n^2} / V_1 \cdot 100 \%$$

Donde : THD = Es la distorsión total de armónicas.

V_n = Es la magnitud de la tensión armónica.

V_1 = Es la magnitud de la tensión a frecuencia fundamental.

Nivel de tensión del sistema de potencia (KV)	Tensión total (THD) (%)
69 y Menores	5.0
Mayores a 69 hasta 161	2.0
Mayores a 161	1.5

Tabla 8 .- Limites de distorsión de tensión para sistemas de media y alta tensión.

VIII.- Consideraciones de operación y aplicación.

Otras consideraciones de operación y aplicación que deberán ser incluidas en la evaluación de la condición de armónicas son dadas a continuación.

- a) La tensión de operación del sistema en la localización de los capacitores puede exceder los valores nominales frecuentemente. Aproximándose a 105 %**
- b) Desbalance dentro de un banco de capacitores, especialmente debido a la operación de fusibles individuales, típicamente es permitido alcanzar 10% de sobretensión en un grupo serie, antes de que el esquema de protección por desbalance deje fuera de servicio el banco de capacitores.**
- c) Si un sistema fue analizado para asegurar que el THD es menor que los niveles definidos por las normas bajo condiciones normales de operación, es posible que la distorsión se incrementara significativamente durante condiciones de desbalance en el banco de capacitores.**
- d) A pesar de que la normas indican un límite de corriente de 180 %, las operaciones de fusibles son raras, si los valores nominales de los fusibles son típicamente escogidos basados en corrientes de rango 125 % y 165 % de la nominal del capacitor .**
- e) La tolerancia permitida de los capacitores es de 0 a 15 % con respecto a sus KVAR nominales**

VIII.- PROTECCION

La protección de los bancos de capacitores subestación incluye los siguientes componentes:

- a) Fusibles individuales para las unidades capacitivas.**
- b) Relevador por desbalance de tensión.**
- c) Relevador de sobrecorriente.**
- d) Apartarrayos.**
- e) Relevador para tensión de fase**
- f) Inspección visual periódica.**

VIII.-Fusible Individual para Unidades Capacitivas

La función del fusible del capacitor es sensar e indicar la falla de una unidad capacitiva sola y quitar dicha unidad de servicio rápidamente, previendo la ruptura del bote y daño a otras unidades, al mismo tiempo, es deseable que el fusible resista las condiciones normales del banco sin que ocurran operaciones sorpresivas. Es indispensable que el fusible resista las siguientes condiciones:

- a) Corriente máxima continua. Esto incluye armónicas, tolerancias en la capacitancia y sobretensiones permitidas.**
- b) Operaciones por corrientes de inrush. Esto es en relación a la operación de bancos de capacitores conectados muy cerca uno del otro (back to back). Los reactores limitadores de corriente pueden ser utilizados para cambiar la magnitud y frecuencia de las corrientes de inrush a niveles aceptables, resistencias de amortiguamiento pueden ser utilizadas para amortiguar las corrientes de inrush hasta niveles aceptables. Valores significativamente grandes de I^2t en el fusible pueden ser producidas por (restrike) rearqueos en el equipo de desconexión durante la apertura de un banco.**
- c) Sobrecorriente por descarga atmosférica. Esto es mas relevante en los bancos tipo poste y raramente es un problema para los bancos tipo subestación.**
- d) Corriente de descarga en una unidad fallada. Cuando una unidad capacitiva falla, por ejemplo un corto circuito interno, los capacitores adyacentes conectados en paralelo se descargarán a través de el. El fusible de las unidades buenas deberá resistir esta corriente de outrush de alta frecuencia de la unidad fallada.**

Para asegurar que el fusible liberara la falla apropiadamente, previendo la ruptura del bote de la unidad fallada o de las otras unidades, el fusible deberá dimensionarse como sigue:

- a) Seleccionarse para resistir la corriente máxima seleccionada de 60 Hz.**
- b) Liberar a la unidad fallada sin provocar excesivas sobretensiones en las unidades buenas**
- c) Resistir la energía de descarga de las unidades buenas conectadas en paralelo a la unidad fallada.**
- d) Coordinar adecuadamente con la curva de ruptura del bote de la unidad fallada.**

En algunas aplicaciones puede ser muy difícil reunir todos estos requisitos, para este caso es necesario acordar con el cliente los requerimientos mínimos necesarios para su selección.

VIII₂.- Relevador de sobrecorriente.

Considerar en el ajuste del relevador la magnitud y tiempo de duración de las corriente de inrush y outrush para que no ocurran falsos disparos.

VIII₃.- Relevador de desbalance de neutro.

Cuando un fusible funde en un banco de capacitores, un incremento de tensión a frecuencia fundamental ocurre en las unidades remanentes pertenecientes al mismo grupo serie. Un esquema de detección de desbalance es empleado para monitorear dichas condiciones, y tomar acción cuando se requiera, éste esquema requiere tres niveles de acción.

- a) Alarma para desbalance a bajo nivel, esto es cuando el nivel de sobretensión en las unidades buenas es menor que 110% . El retardo de tiempo es normalmente 4 seg. O más**
- b) Disparo para el equipo de desconexión del banco de capacitores para niveles mayores de desbalance. Sobretensiones en las unidades buenas es mayor que 110%. El ajuste de disparo en tiempo es de 4 a 10 seg.**
- c) Disparo por desbalance severo del banco. El ajuste deberá ser lo mas rápido posible.**
- d) coordinado con el tiempo máximo de la liberación del fusible, el ajuste de retardo de tiempo es casi siempre 0.3 a 0.5 Seg.**

VIII₄.- Apartarrayos.

El apartarrayos puede ser aplicado en los bancos de capacitores para limitar las sobretensiones transitorias en el capacitor así como en otros equipos del sistema. La aplicación de los apartarrayos en los bancos de capacitores en el lado del interruptor, puede ayudar a reducir la tensión de recuperación del interruptor en una conexión estrella con neutro flotante del banco de capacitores.

VIII_{re}.- Relevador de tensión de fase.

Con la conexión de capacitores en las líneas de un sistema, inherentemente se tiene un incremento de tensión en un punto del sistema. Proteger el capacitor y otros equipos de la subestación contra condiciones de prolongadas sobretensiones es necesario contar con un relevador que detecte las condiciones de sobretensión directamente del bus.

VIII_{re}.- Aplicaciones especiales del capacitor.

A continuación se mencionan las aplicaciones especiales para los capacitores de potencia y se describen las consideraciones necesarias para la aplicación en filtros de armónicas.

- a) Filtros de armónicas**
- b) Motores.**
- c) Protección por sobretensión.**

IX.-FILTROS DE ARMONICAS.

Los niveles de tensión y corrientes armónicas en los sistemas de potencia son generalmente incrementados por el aumento en el uso de dispositivos no lineales tales como: los convertidores de potencia en estado sólido, el incremento en la instalación de capacitores de potencia y/o filtros de armónicos para mejorar la eficiencia en la operación de los sistemas, puede producir resonancias paralelo dañinas que son excitadas por cargas productoras de armónicas en los sistemas eléctricos de potencia .

La utilización de capacitores como filtros de armónicas permite el control de dichas componentes armónicas en los sistemas eléctricos de potencia locales, reduciendo la distorsión de la tensión, la instalación de los filtros de armónicas incluye lo siguiente:

- a) Control de la distorsión general de tensión.**
- b) Filtrado por rectificación de cargas y sistemas de hornos de arco.**
- c) Control de corrientes armónicas en las terminales de los convertidores de transmisión de corriente directa y sistemas estáticos de VARS.**

Los filtros paralelo más comúnmente utilizados son: El filtro de sintonización simple, el filtro en doble sintonía y el filtro pasa altas. El tipo de filtro implementado depende de la naturaleza del problema de armónicos que quiera ser resuelta. Los esquemas de los filtros paralelo se muestran en la fig. 46 .

Los límites de sobrecarga permitidos para el diseño de los capacitores por las normas son los siguientes:

- a) KVAR máximo 135 %**
- b) Tensión RMS máxima 110%**
- c) Suma de tensión pico 120%**
- d) Corriente RMS 180 %.**

Estas capacidades de sobrecarga son utilizados para condiciones de contingencia, mientras el capacitor seguirá soportando las condiciones normales de operación. Todos estos parámetros deberán ser verificados cuando los capacitores sean instalados en un medio ambiente de la red donde se considere la presencia de armónicas. Particularmente si el capacitor es parte integral de un filtro.

La utilización de un inductor en serie con un capacitor da como resultado en incremento de tensión en las terminales del capacitor, dadas por la siguiente fórmula.

$$V_{cap} = (n^2/n^2-1) * V_{sist}$$

Donde:

V_{cap} = Tensión de línea a línea del capacitor en volts.

V_{sist} = Tensión de línea a línea del sistema en volts.

n = Armónica sintonizada del filtro.

Quando verificamos el máximo incremento de tensión, las peores condiciones deberán ser tomadas en cuenta. La máxima tensión del sistema junto con la tolerancia máxima de la capacitancia (típicamente 10%) y la máxima tolerancia de la inductancia (típicamente 5%) deberán utilizarse, tomando en cuenta estas tolerancias se obtendrá el máximo aumento de tensión en el reactor.

Quando utilizamos un banco de capacitores en un sistema con una tensión menor que la nominal del capacitor, la siguiente fórmula deberá ser utilizada para determinar los KVAR efectivos.

$$KVAR_{cap} = (V_{sist})^2 / X_c * 1000$$

Donde:

V_{sist} = Tensión de línea a línea en volts.

X_c = Reactancia capacitiva a la frecuencia fundamental.

La presencia del reactor filtro, cambia los KVAR efectivos de salida del banco al nuevo valor de KVAR, que son calculados con la siguiente fórmula.

$$KVAR_{fil} = (V_{sist})^2 / (X_c - X_L) * 1000$$

Donde:

V_{sist} = Tensión de línea a línea en volts.

X_c = Reactancia capacitiva a la frecuencia fundamental.

X_L = Reactancia inductiva a la frecuencia fundamental .

Sin embargo el diseñador puede hacer muchas iteraciones antes de tomar la decisión final en el valor nominal del banco de capacitores, si la compensación reactiva es también requerida para el filtro.

El límite de corriente en los capacitores a pesar de que su valor es de 180% de la corriente nominal, normalmente es menor en la realidad por que las unidades capacitivas individuales son generalmente seleccionadas para operar de 125% a 165% de la corriente nominal.

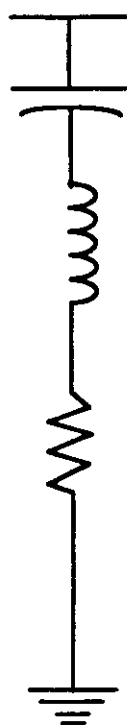
Cuando se diseña un filtro, la tensión rms, la corriente rms y la tensión pico en un banco de capacitores , será limitado a los valores nominales para las condiciones normales de operación especificadas en las normas para estos equipos. Esto es que las capacidades de sobretensión cubran los sobretensiones del sistema y las condiciones de desbalance del banco.

Las componentes armónicas pueden incrementarse significativamente si existen condiciones de desbalance en el banco, los equipos y accesorios del banco deberán especificarse para su aplicación particular, y es conveniente conocer en la medida de lo posible los siguientes datos.

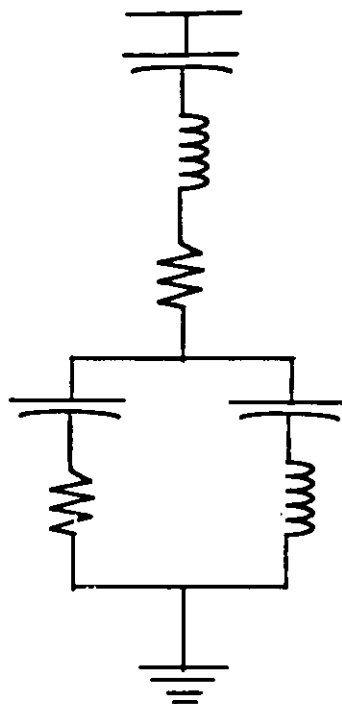
- a) La tensión del sistema de línea a línea.**
- b) La capacitancia del banco en microfarads μF .**
- c) Los valores relevantes de otros componentes del circuito (resistencia en ohms, inductancia en microhenrys etc.)**
- d) La tensión armónica o perfil de corriente a través del filtro o preferentemente a través del banco de capacitores para el rango de frecuencia requerida.**
- e) El ciclo de carga esperado o repetición de valores de sobrecorriente y tensión.**

El fusible del capacitor no fue previsto para proteger la unidad para corrientes de sobrecarga. Cuando una unidad se cortocircuita, el fusible opera y la unidad fallada es aislada, esto minimiza la probabilidad de ruptura del bote y reduce el efecto de la unidad fallada en la operación general del banco y el sistema.

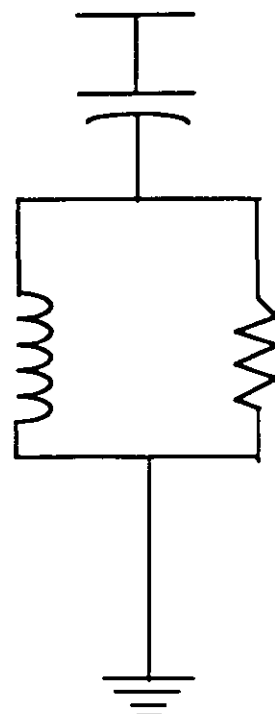
En recientes años la tendencia fue limitar los fusibles a un valor cercano a la corriente nominal del capacitor, intentando con esto obtener mayor rapidez en la operación del fusible cuando una unidad falla. La existencia de corrientes armónicas excesivas pueden causar operaciones en los fusibles no deseadas, estas falsas operaciones causan desbalances de tensión dentro del banco de capacitores, los cuales pueden resultar en unidades capacitivas falladas que de otra manera no deberían de haber ocurrido. Por esta razón el diseño de los filtros de armónicas y la selección de los fusibles debe ser cuidadosamente considerado.



(a) Filtro simple sintonía



(b) Filtro doble sintonía



(c) Filtro pasa altas

Figura 46 Filtros paralelo

X.-INSPECCION Y MANTENIMIENTO.

Todos los bancos de capacitores deberán inspeccionarse y hasta la mediada de lo posible verificar también sus características eléctricas, antes de su instalación, puesta en servicio y periódicamente o como se requiera hasta el final de su vida de servicio. Desde que los capacitores son instalados al sistema, una sola inspección visual no puede determinar la condición de todos los capacitores individuales.

X_a.- Protección y seguridad del personal.

Las prácticas normales de seguridad deberán ser respetadas durante la instalación, inspección y mantenimiento de los capacitores, adicionalmente a los procedimientos que son utilizados particularmente para capacitores deberán ser acompañados por la protección al personal y equipo dado en los códigos de seguridad de cada país.

Las siguientes recomendaciones deberán ser tomadas en cuenta para prever posibles accidentes o daños al personal y equipo.

Libramiento y puesta a tierra.

Después de que una banco de capacitores fue desenergizado, es necesario esperarse 15 minutos como mínimo antes de aproximarse, esto permite el tiempo suficiente para que la resistencia de descarga realice su función de disipar la energía almacenada en cada unidad capacitiva. Esta resistencia de descarga esta diseñada para reducir la tensión a través de cada unidad capacitiva a un valor inferior de 50 volts, en menos de 5 minutos; sin embargo el personal deberá siempre aterrizar un cable en las tres fases del banco. En los grandes bancos tipo subestación deberá considerarse la instalación de cuchillas de puesta a tierra permanentes, que pueden ser colocadas junto al banco o ser parte de el.

Regularmente después de que el banco fue aterrizado es recomendable que las unidades individuales sean cortocircuitadas y aterrizadas antes de que el personal haga contacto con ellas, para asegurar que ninguna energía almacenada se encuentre presente.

Deformación de los Unidades Capacitivas.

Excesivas deformación del bote en las unidades capacitivas, son un claro indicativo de una excesiva presión interna, que puede ser causada por sobrecalentamiento o creación de gases durante una condición de probable arqueo interno. Estas unidades deberán ser manipuladas cuidadosamente, es recomendable consultar al fabricante si existen dudas referentes al manejo de dichas unidades.

Fugas en las unidades capacitivas.

Cuando manipulamos capacitores con fuga de líquido, hay que evitar a toda costa el contacto con la piel y prever la entrada en áreas sensitivas del cuerpo, como por ejemplo los ojos. El manejo y destrucción del líquido aislante para capacitores deberá seguir los métodos requerido por las dependencias encargadas de la salud y ecología de cada país.

Líquido combustible.

Algunas unidades capacitivas pueden contener líquido combustible, para este caso su localización deberá condicionarse tomando en consideración la posibilidad de un incendio provocada durante el evento de falla de un capacitor.

Re-energización.

Cuando se retoma un capacitor o banco de capacitores a servicio, es conveniente verificar que todas las conexiones utilizadas para cortocircuitar así como las conexiones de puesta a tierra que fueron colocadas durante el mantenimiento hayan sido removidas, permitiendo un tiempo mínimo de 5 minutos entre desenergización de un banco y reenergización que es el tiempo suficiente para la disipación de la energía almacenada.

X_b - Inspección inicial, mediciones y energización.

La inspección inicial deberá incluir los siguientes puntos:

- a) Verificación mecánica del ensamble del equipamiento de los capacitores con apropiados claros eléctricos y seguridad estructural.
- b) Algunos útiles basados en el uso de la medición de capacitancia de las unidades capacitivas nuevas, indentificandoles de manera tal que sea posible establecer una comparación para mediciones futuras.
- c) Asegurar los accesorios necesarios en el fusible tipo expulsión para una exitosa operación.
- d) Checar las conexiones eléctricas para una adecuada instalación y un buen contacto eléctrico, verificar que las tuercas de las terminales de la unidad tengan el torque apropiado. Checar la conexión del fusible individual, para asegurar que estén bien apretados y tengan buen contacto, verificando el siguiente listado:

- 1) El tubo fusible-capacitor conectado correctamente en su posición del bus con un torque apropiado.
 - 2) Verificar el torque adecuado del fusible en la terminal del capacitor.
 - 3) En el fusible tipo expulsión, asegurar que la cabeza de la canilla haga buen contacto con el tubo-capacitor y asegurar que el listón fusible sea adecuadamente conectado.
-
- e) Limpiar todos y cada uno de los aisladores, fusibles y bushings de los capacitores, para prevenir la posibilidad de acumulación de suciedad que pueda provocar un posible arco eléctrico.
 - f) Inspeccionar los aisladores y bushing de los capacitores de posibles rupturas o estrelladuras.
 - g) Identificación de los daños en bushing e identificación de los posibles fuentes de fuga en los botes.
 - h) Pruebas de operación de todos los controles y carga de interruptores, desconectores y cuchillas de puesta a tierra antes de energizar el banco de capacitores.
 - i) Antes de la energización, verificar que los valores de capacitancia de cada una de las fases sea lo suficientemente cerrada para que permita una buena coordinación con cualquier esquema de protección con relevadores. Como mínimo este desbalance producido por las tolerancias en los valores de capacitancia de las unidades no deberá de resultar en un valor de tensión mayor que 110% de la tensión nominal de la unidad.
 - j) Verificar que el desbalance no afecte la operación correcta de las protecciones.
 - k) Inmediatamente después de la energización verificar que los valores de tensión son muy cerrados a los esperados, verificar que la tensión registrada, la corriente del capacitor y los valores de KVAR se encuentren dentro de los límites permitidos.
 - l) Entre las primeras 8 y 24 hrs después de la puesta en servicio es muy importante recheckar en el banco el estado de todos los fusibles, la deformación de las unidades y el adecuado balanceo de las corrientes de fase.

Inspecciones periódicas, mediciones y mantenimiento.

En los bancos subestación y distribución deberán ser inspeccionados y deberán realizarse periódicamente algunas mediciones eléctricas, hasta donde se requiera durante su vida de servicio. La frecuencia de las inspecciones deberá ser determinada por las condiciones y requerimientos del sistema local.

X_c.- Inspección visual

La inspección deberá incluir cuando menos los siguientes puntos:

- a) checar la posible fusión de fusibles, fuga en los botes, deformación en los botes, botes despintados u oxidados.**
- b) Checar derrames de fluido dieléctrico en las estructuras y el piso.**
- c) Checar la acumulación de suciedad en la superficie de los aisladores y bushing así como posibles rupturas.**
- d) Identificar puntos de calentamiento en las conexiones eléctricas del banco.**
- e) verificar la cantidad de aperturas del interruptor y disparos del equipo de protección.**
- f) Verificar posibles daños por vandalismo o disparos.**

Inspección física y mediciones.

Las inspecciones físicas y mediciones deberán incluir los siguientes puntos importantes:

- a) Verificación de posibles conexiones flojas, cables en mal estado tubos fusibles dañados, resorte del fusible inservible.**
- b) Verificación de fusibles para evidenciar posible calentamiento u otros daños.**
- c) Verificar el ajuste adecuado y operación de los equipos de control, interruptores y transformadores de instrumento.**
- d) El equipo expuesto a zonas con alto nivel de corrosión debe ser repintado tantas veces se considere necesario.**
- e) La capacitancia de las unidades individuales deberá ser medida y comparada con la lectura inicial de preferencia realizada con el mismo equipo de medición.**
- f) Algunas otras operaciones de mantenimiento sugeridas por el fabricante.**

Bancos con fallas excesivas

Los bancos de capacitores con excesivas unidades capacitivas falladas o fusibles operados deberán ser inspeccionados con mayor frecuencia, dichas inspecciones pueden incluir mediciones de transitorios, tensiones y corrientes armónicas producidas en el banco, para asegurar que todos estos parámetros se encuentran dentro de los límites de los rangos del capacitor. El fabricante deberá ser consultado para dar la asistencia necesaria.

X₄- Pruebas en campo.

Muchos equipos eléctricos son disponibles en el mercado para medir capacitancia, factor de potencia, impedancia, resistencia ohmica, resistencia dieléctrica etc. Con la ayuda de alguno de estos equipos es posible detectar un capacitor cortocircuitado o abierto, algunos pueden encontrarse parcialmente fallados y considerarse como buenos. Uno de los equipos mas populares para el campo es un medidor digital de capacitancia, este es un pequeño equipo operado con baterías de baja tensión normalmente da lecturas con mucha precisión sin embargo esta evaluación del estado del capacitor puede fallar debido a que es posible una falla que requiera una tensión más alta para detectar alguna falla interna.

Los bancos de capacitores son generalmente hechos en grupos serie con elementos en paralelo, la medición de capacitancia de una unidad puede ser una indicación directa de la condición interna de la unidad capacitiva. El capacitor estándar especifica que la potencia reactiva a corriente y tensión nominal a la frecuencia industrial no debe ser mayor a 115% de este valor, medido a 25 °C de temperatura interna uniforme, basados en esta tolerancia las unidades capacitivas con lecturas de capacitancia fuera de dicha tolerancia (0 a + 15%) deberán ser remplazadas, sin embargo cuando las lecturas son realizadas a temperaturas mas bajas que 25 °C el valor de la lectura es ligeramente menor a - 0%. En los diseños y tolerancias de manufactura, el fabricante debe ser consultado para detectar el valor de capacitancia cuando el capacitor esta parcialmente fallado.

X.- CONCLUSIONES:

La importancia en el manejo óptimo de la energía eléctrica, es un punto muy importante en el desarrollo de cualquier país, por tal razón, es de vital importancia un conocimiento profundo de los parámetros de operación, así como de todos y cada uno de los componentes que integran todo un sistema eléctrico de potencia.

Un gran porcentaje del uso de la energía eléctrica, es utilizado para la operación de la industria en general, donde una cantidad considerable de carga que representa es de carácter inductivo. Es por esta razón, que es muy importante el conocimiento y control de éste tipo de cargas, ya que una gran cantidad de energía necesaria para el funcionamiento de este tipo de cargas como lo son motores, Hornos de arco etc. es requerida para crear un campo magnético necesario para su operación. Dicha energía es conocida con el nombre de energía reactiva.

Toda la energía requerida para el funcionamiento de las cargas inductivas, cuando no se cuenta con los elementos adecuados para compensar la energía reactiva, debe ser suministrada por el sistema, lo cual provoca como lo hemos visto, grandes pérdidas de energía, así como un gran costo en la generación, la distribución y el consumo.

Para el buen y correcto desarrollo industrial de cualquier país, es necesario que la infraestructura industrial sea provista de un eficaz y económico suministro de energía eléctrica, ya que de no ser así, se corre el riesgo de frenar el impulso industrial debido a la costosa e ineficiente industria eléctrica.

La forma más eficaz y económica utilizada actualmente para compensar la energía reactiva es la utilización de capacitores de potencia. Por esta razón, es importante el buen conocimiento que se tenga de este elemento tan valioso, para el uso y racionalización de la energía eléctrica. Actualmente en los países desarrollados, más del 95% de las pequeñas, medianas y grandes empresas utilizan el capacitor de potencia, como medio para compensar la potencia reactiva.

En los países subdesarrollados en las última 2 décadas se ha incrementado de manera considerable la utilización del capacitor de potencia, para hacer más eficiente los sistemas eléctricos actuales ya que resulta mucho más económico, la instalación de capacitores de potencia en las líneas de transmisión y distribución, que la instalación de nuevas plantas generadoras, nuevas subestaciones y líneas de transmisión y distribución necesarias para suministrar y abastecer toda la demanda requerida en la creciente industria.

El dominio en el diseño y manufactura, así como en la excelente calidad de los materiales utilizados en la fabricación de los capacitores de potencia, ha permitido la proliferación de estos elementos en la industria eléctrica. Actualmente se cuenta con diseños

de muy poco volumen y bajo costo, pero también con características que los hacen extremadamente confiables y seguros en operación. Hay que considerar que las condiciones actuales de operación de los modernos sistemas eléctricos de potencia involucran nuevos parámetros que exigen específicamente al capacitor de potencia una mayor resistencia y características que permitan dar seguridad en la instalación de estos elementos en cualquier parte de las complejas redes de los sistemas eléctricos de potencia.

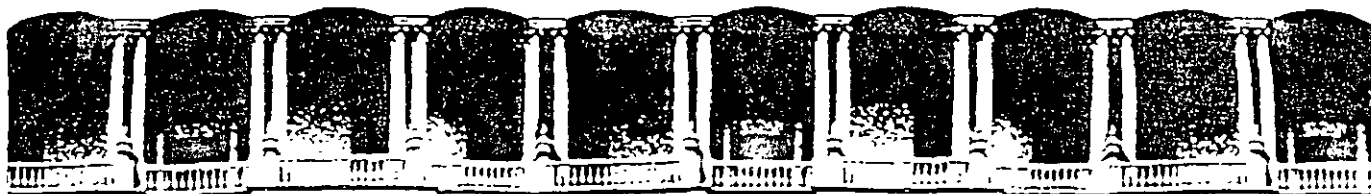
Importantes avances en los estudios de aguante en los nuevos diseños de capacitores de potencia e implementación de simulación de las peores condiciones de operación permiten asegurar el buen funcionamiento, así como una prolongada vida útil.

Por todo lo anterior, es importante que exista un buen conocimiento general de todos los elementos y parámetros que involucren la buena instalación y operación de los capacitores de potencia.

El objetivo de este documento es proporcionar los conocimientos generales referentes al diseño, construcción, selección, aplicación, operación, mantenimiento y pruebas en campo aplicables a los capacitores y bancos de capacitores de potencia, también el de formar un buen criterio para la toma de decisiones en lo referente a la selección, operación y aplicación.

Los complejos sistemas eléctricos actuales requieren, en el caso específico de la utilización de capacitores de potencia un amplio conocimiento en los efectos que se producirán cuando un banco de capacitores es instalado en los diferentes puntos de la red, ya que la instalación de estos elementos en cualquier punto del sistema, sin el conocimiento previo de las características de operación, puede provocar un gran daño en los diferentes elementos que componen el sistema o en su defecto un daño en el propio banco de capacitores.

BIBLIOGRAFIA.



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

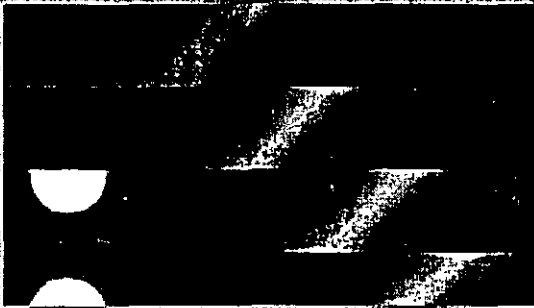
TEMA

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

EXPOSITOR: ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

FACULTAD DE INGENIERÍA

U.N.A.M.



División de Educación Continua

FACULTAD DE INGENIERÍA

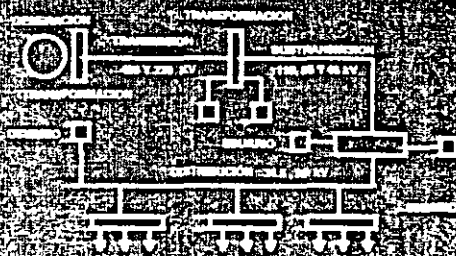
U.N.A.M.

CORRECCIÓN DEL FACTOR DE POTENCIA

Lorenzo G. Julián P.
Sep. 01

División de Educación Continua

EL SISTEMA ELÉCTRICO



CONCEPTOS BÁSICOS

TIPOS DE CARGAS

1- RESISTENCIA

LINEALES 2- INDUCTANCIA

3- CAPACITANCIA

CONCEPTOS BÁSICOS

TIPOS DE CARGAS

1- CARGAS RESISTIVAS
RECTIFICADORES

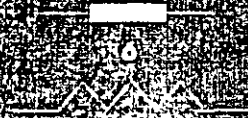
2- CARGAS INDUCTIVAS
MOTORES ELÉCTRICOS

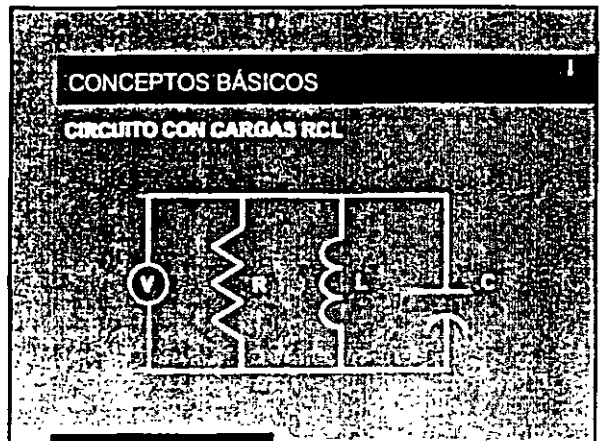
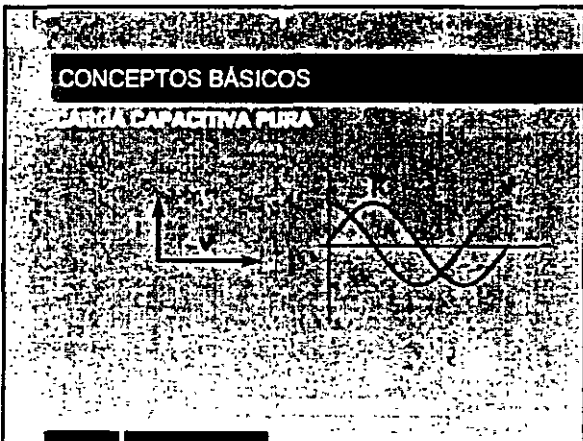
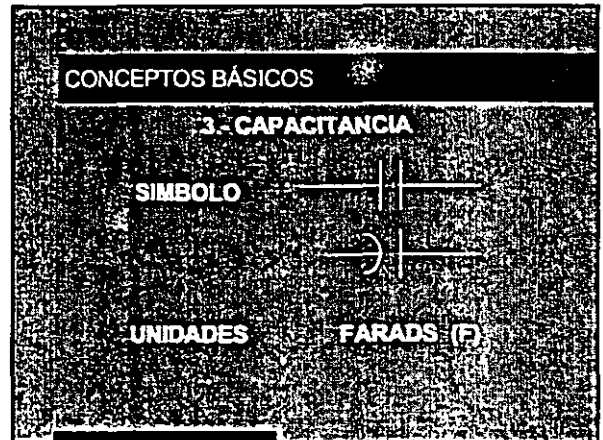
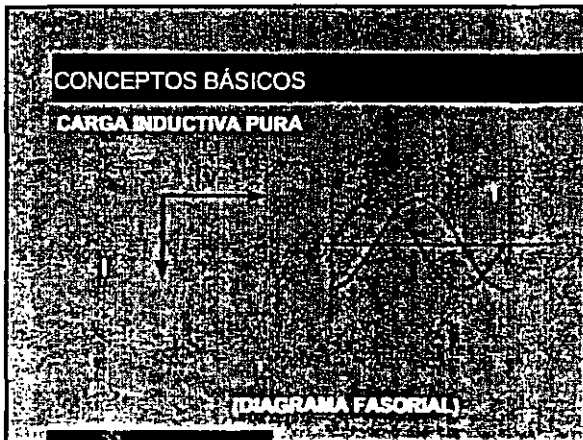
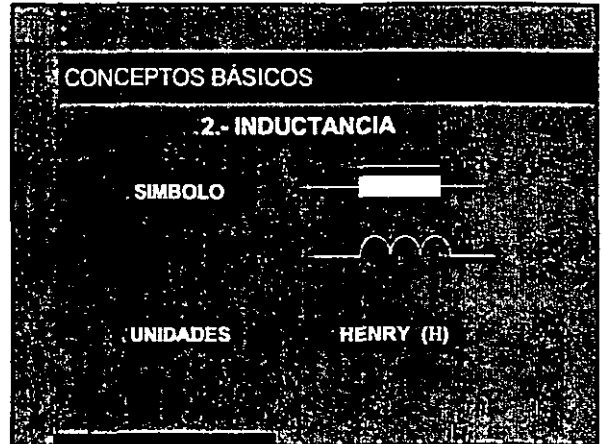
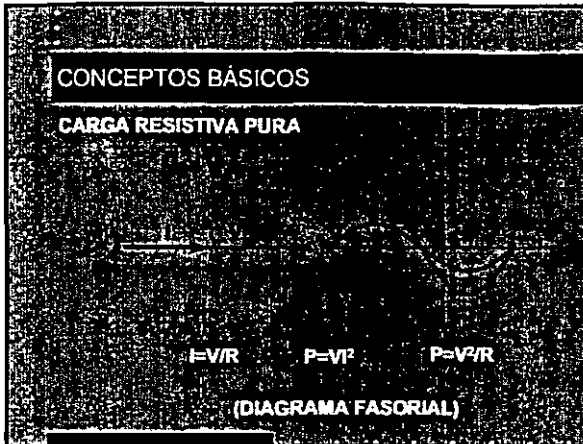
3- CARGAS CAPACITIVAS
CONDENSADORES

CONCEPTOS BÁSICOS

1- RESISTENCIA

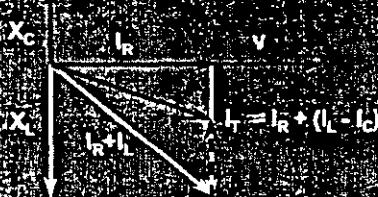
SÍMBOLO





CONCEPTOS BÁSICOS

DIAGRAMA VECTORIAL CIRCUITO RLC



CONCEPTOS BÁSICOS

FACTOR DE POTENCIA

I_A = CORRIENTE ACTIVA

F.P. = $\cos \phi$

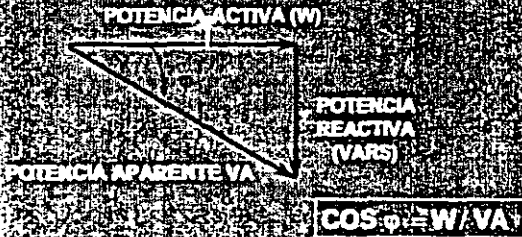
I_L = CORRIENTE REACTIVA

I_T = CORRIENTE TOTAL

$$\cos \phi = I_A / I_T$$

CONCEPTOS BÁSICOS

TRIANGULO DE POTENCIAS



CONCEPTOS BÁSICOS

POTENCIA ACTIVA

CONVIERTE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN OTRAS FORMAS DE ENERGÍA, TALES COMO:

- MECÁNICA
- LUMÍNICA
- TÉRMICA
- QUÍMICA

ESTA POTENCIA ESTÁ EXPRESADA EN WATTS (W)

CONCEPTOS BÁSICOS

POTENCIA REACTIVA

ES LA POTENCIA UTILIZADA PARA LA GENERACIÓN DE UN CAMPO ELÉCTRICO O MAGNÉTICO EN DISPOSITIVOS TALES COMO:

CONCEPTOS BÁSICOS

POTENCIA APARENTE

EL PRODUCTO DE LA CORRIENTE Y EL VOLTAJE ES LLAMADA POTENCIA APARENTE

ES LA RESULTANTE DE LA SUMA DE LOS VECTORES DE LA POTENCIA ACTIVA Y LA POTENCIA REACTIVA

ESTA POTENCIA ESTÁ EXPRESADA EN VOLTAMPERIOS (VA)

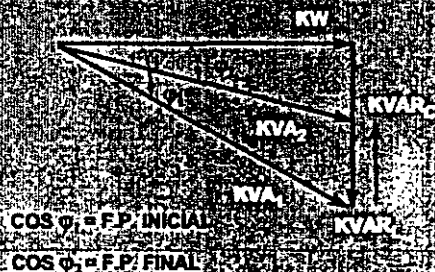
CONSECUENCIAS POR BAJO F.P.

- DISMINUCION EN CAPACIDAD DE CARGA
- PERDIDAS POR EFECTO JOULE
- CAIDA DE TENSION
- PAGO DE PENALIDAD A LA CIA. SUMINISTRADORA

METODOS DE COMPENSACIÓN

- MOTORES SINCRONOS
- CONDENSADORES SINCRONOS
- CAPACITORES DE POTENCIA

CORRECCION DEL F.P.



BENEFICIOS DE LA CORRECCION DEL F.P.

- AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE CARGA
- REDUCCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE
- REGULACION DE LA TENSION
- EVITAR PAGO DE PENALIDAD POR BAJO F.P.

AUMENTO EN LA CAPACIDAD DE CARGA

EjemPlo:
 TRANSFORMADOR DE 500 KVA CON F.P. DE 0.7
 CARGA REAL = 350 KW
 F.P. DE LA INSTALACION CAPACITORES

REDUCCION DE PERDIDAS POR EFECTO JOULE

LA REDUCCION EN % DE LAS PERDIDAS ES:

$$= 100 \left(\frac{1}{\cos \phi_1} - \frac{1}{\cos \phi_2} \right)$$

 NUEVO ESTADO ANTES DE LA CORRECCION DEL F.P.

• REGULACION DE LA TENSION



• REGULACION DE LA TENSION

PASANDO DE ϕ_1 A UN ϕ_2



• EVITAR PAGO DE PENALIDAD POR BAJO F.P.

DEL DIARIO OFICIAL DEL 10 NOV. 1992

RECARGO POR F.P. MENOR A 0.9

$$\frac{3}{5} ((90/FP) - 1) \times 100$$

RECARGO POR F.P. MENOR A 0.9

$$\frac{1}{4} (1 - (90/FP)) \times 100$$

• EVITAR PAGO DE PENALIDAD POR BAJO F.P.

RECIBO CON CARGO POR BAJO F.P.

CONSUMO 130,000 kWh CARGO 23,665.05

AJUSTE POR VAR. DE PRECIO COMB. 1,411.60

TOTAL 133,062.65

CALCULO DEL RECARGO:

$$\frac{3}{5} ((90/60.098) - 1) \times 100 = 18.14\%$$

CARGO POR BAJO F.P. = 23,665.05

GRAN TOTAL = 133,070.60

• EVITAR PAGO DE PENALIDAD POR BAJO F.P.

SI COMPENSAMOS A UN F.P. DE 0.95

CALCULO DE LA BONIFICACION:

$$\frac{1}{4} (1 - (90/95)) \times 100 = 1.3\%$$

$$133,062.65 \times \frac{1.3}{100} = 1,430$$

GRAN TOTAL = 132,632.65

KVAR NECESARIOS PARA PASAR DE UN $FP_1 = 0.69$ A $FP_2 = 0.95$

$$KVAR = KW(TAN(COS^{-1}FP_1) - TAN(COS^{-1}FP_2))$$

$$KW = (130000 \text{ kWh} / 20 \times 24) \times 1.5 = 406$$

$$KVAR = 406 (TAN(COS^{-1}0.69) - TAN(COS^{-1}0.95))$$

$$KVAR = 292$$

AMORTIZACIÓN DE LOS CAPACITORES

COSTO APROX. POR KVAR EN 460 V
\$ 76 PESOS M/N

$$KW = (130000 \text{ kWh}/20 \times 24) \times 1.5 = 406$$

$$KVAR = 406 (\tan(\cos^{-1} 0.65) - \tan(\cos^{-1} 0.95))$$

$$KVAR = 292$$

$$\text{TIEMPO DE AMORTIZACION} = 76 \times 292 / 6428$$

3.5 MESES

DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACION INDUSTRIAL

- POR RECIBOS DE LA COMPAÑIA ELECTRICA
- CON UN FACTORIMETRO ($\cos \phi \cdot Y \cdot KW$)
- CON UN KILOWATHORIMETRO Y UN KILOVARHORIMETRO REGISTRADORES
- WATTMETRO, VOLTMETRO Y AMPERMETRO

$$kVA = \sqrt{3} \cdot (KV)^{-1} ; \cos \phi = KW/kVA$$

RANGOS NOMINALES ESTANDAR (IEEE STD 18)

- TENSION RMS (LINEA A LINEA)
- CLASE DE AISLAMIENTO TERMINALES A BOTE
- POTENCIA REACTIVA EN (KVAR)
- NUMERO DE FASES
- FRECUENCIA DE OPERACION

TOLERANCIAS DE LOS VALORES NOMINALES

- 110 % DE LA TENSION RMS (LINEA A LINEA)
- 180 % DE LA CORRIENTE RMS
- 135 % POTENCIA REACTIVA EN (KVAR)
- 115 % DE LA CAPACITANCIA NOMINAL
- FRECUENCIA DE OPERACION < 60 HZ

CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA LA INSTALACION DE BANCO DE CAPACITORES:

- VENTILACION
- FRECUENCIA Y VOLTAJE DE OPERACION
- PRESENCIA DE ARMONICAS
- CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION
- CORRIENTE NOMINAL DE OPERACION
- PRESENCIA DE RUIDO

TIPOS DE BANCO DE CAPACITORES

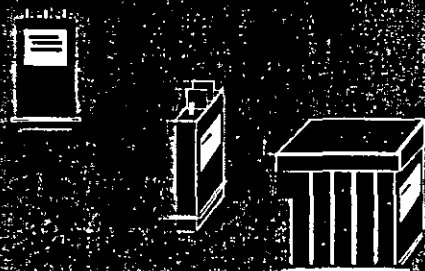
- BAJA, MEDIA Y ALTA TENSION
- EXTERIOR E INTERIOR
- FIJOS O DESCONECTABLES
- EN PISO O TABLERO
- POSTE
- INSTALACION

Características del Sistema

- Estrella con neutro flotante
- Estrella con neutro solidado a tierra
- Doble estrella
- Delta



BAJA TENSION (230 V Y 460 V)



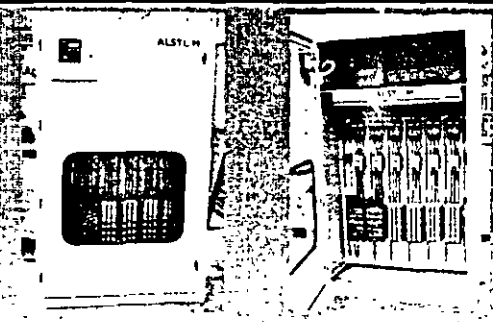
Capacitores Baja Tensión



Módulos Baja Tensión



Bancos Automáticos de Baja Tensión



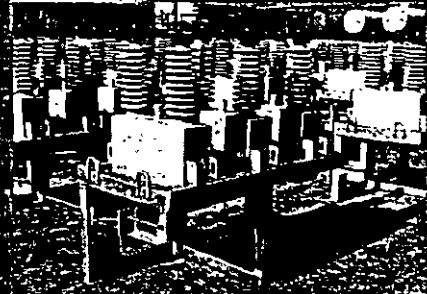
MEDIA TENSION (2400 V Y 19920 V)



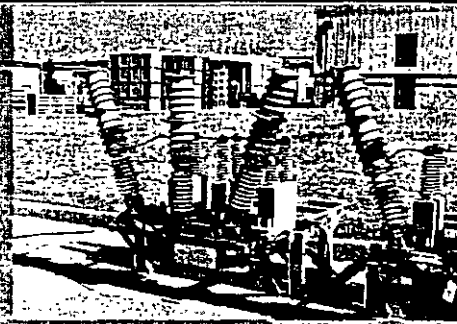
Capacitores Media Tensión



Bancos Fijos de Media Tensión



Bancos Desconectables de Media Tensión



Bancos de Alta Tensión



USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

GENERACIÓN

TRANSMISIÓN

TRANSFORMACIÓN

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA¹



DESEÑADOS EN FUNCIÓN DE LA DEMANDA MÁXIMA

Y POR EL TIEMPO DE VIDA DE LOS EQUIPOS

CON LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



EL USUARIO ES EL RESPONSABLE DE REDUCIR LA EFICIENCIA DEL SISTEMA AL CONECTAR SUS CARGAS SEAN LINEALES O NO LINEALES

Usuario: Dentro y fuera de la compañía Eléctrica

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

LAS CARGAS LINEALES

RESISTENCIA

INDUCTANCIA

CAPACITANCIA

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

LAS CARGAS NO LINEALES

CONVERTIDORES ESTÁTICOS

RECTIFICADORES

EQUIPOS ELECTRÓNICOS

HORNOS DE ARCO

SOLDADORAS

TRANSFORMADORES

REACTANCIAS

PROVOCAN DISTORSIONES EN LA FORMA DE ONDA

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

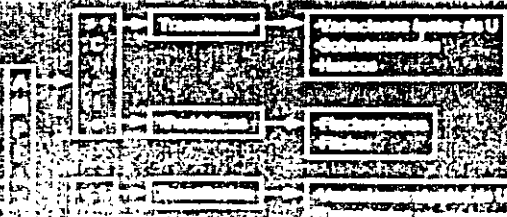
FRECUENCIA

Variaciones de frecuencia en sistemas aislados

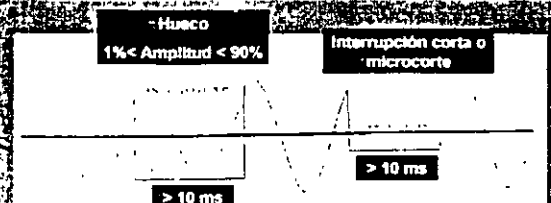
SIMETRÍA DEL SISTEMA TRIFÁSICO

Desequilibrios
Fugas

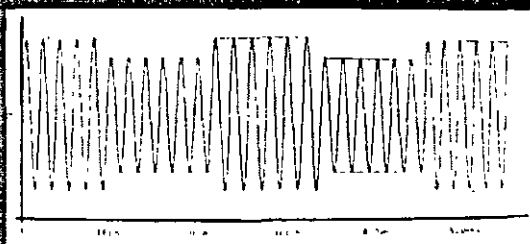
USO RACIONAL DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



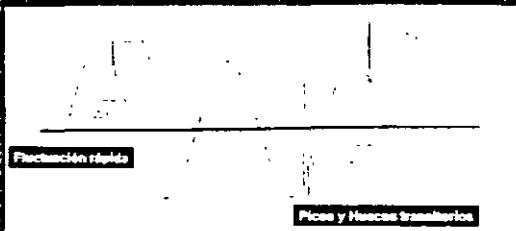
Huecos e interrupciones cortas



Fluctuaciones de Tensión

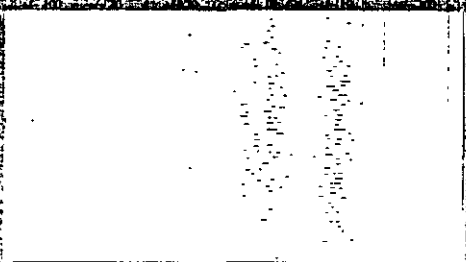


Variación Rápida de Tensión y Transitorios



Parámetro importante: Pendiente = $\Delta V / \Delta t = dV/dt$

ARMÓNICAS: COMPOSICIÓN DE VARIAS FRECUENCIAS Y ONDA TOTAL



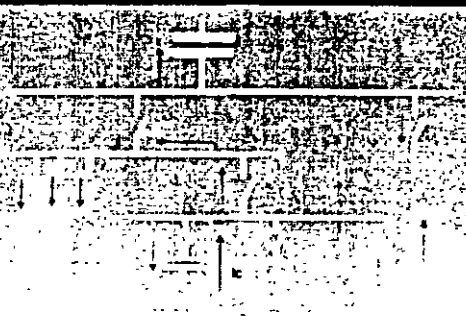
U1 100% U5 20% U7 14.3% U11 9.1% U13 7.7% U17

Compensación y Filtrado de Perturbaciones

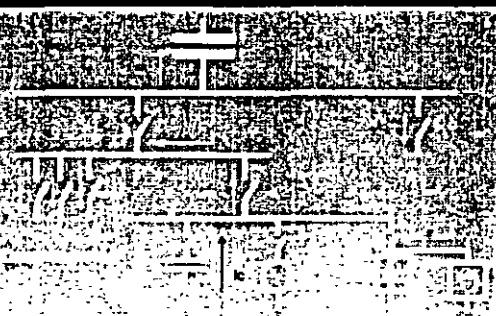
POTENCIA REACTIVA

POTENCIA DE DISTORSIÓN

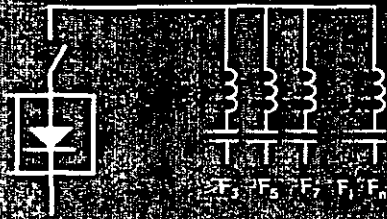
Compensación y Filtrado de Perturbaciones



Compensación y Filtrado de Perturbaciones



Filtro de absorción



Compensación y Filtrado de Perturbaciones

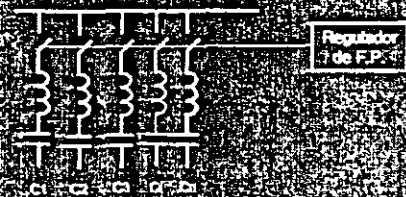
ATENCIÓN

Compensación y Filtrado de Perturbaciones

Resonancia Serie o Paralelo

Sobretensiones

Filtro de rechazo en un banco de compensación



FACULTAD DE INGENIERÍA

U.N.A.M.

GRACIAS

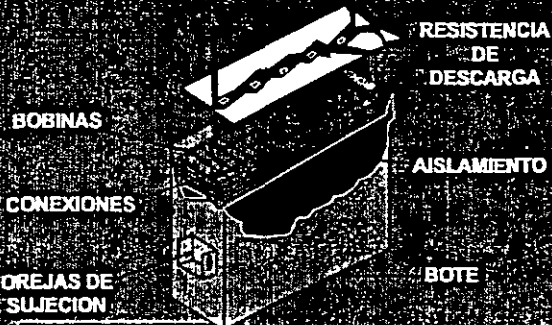
Definición:

Es un dispositivo que almacena energía en forma de un campo eléctrico

$$C = \frac{K \cdot x \cdot A}{d \cdot \epsilon}$$



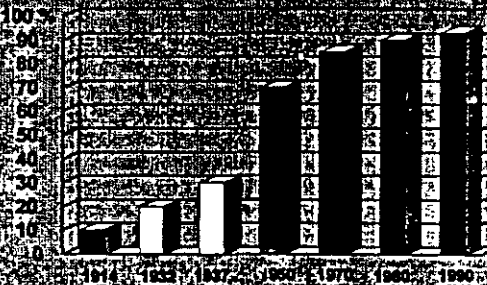
Componentes



Tecnología



Utilización



Componentes de B. de Capacitores

- Capacitores
- Protecciones
- Aislamiento
- Estructuras Metálicas o Gabinetes
- Control

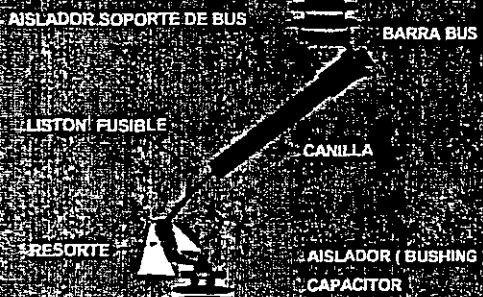
Capacitores

- Potencia
- Tensión
- Frecuencia
- Nivel Básico de Impulso
- Número de Unidades
- Distancia de Fuga
- Temperatura de Operación
- Normas o Especificaciones
- Tensión
- Altitud de Operación

Protecciones (Fusibles)

- Corriente Nominal del Capacitor
- Tensión Nominal
- Fusible tipo expulsión (K)
- Corriente Interruptiva
- Fusible interno

Montaje del fusible



Desconectadores

- Corriente del Banco
- Voltaje de la Línea
- Corriente Capacitiva
- Nivel Básico de Impulso
- Capacidad Interruptiva
- Distancia de Fuga
- Altitud de Operación

Cuchillas Corta-Circuito

- Voltaje de la línea
- Corriente Nominal del Banco
- Distancia de Fuga
- Nivel Básico de Impulso
- Corri. Interruptiva simétrica y asimétrica
- Altitud de Operación

Transformador de Instrumento

- Nivel de Aislamiento
- Relación de Transformación
- Distancia de Fuga
- Nivel Básico de Impulso
- Clase y potencia de Precisión
- Altitud de Operación
- Frecuencia



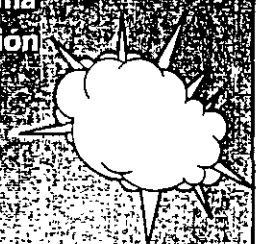
Relevador (Desbalance)

- Corriente
- Tensión
- Nivel de aislamiento
- Rango de Operación
- Voltaje de la Bobina
- Sistema de Alarma
- Frecuencia



Apartarrayos

- Tensión del sistema
- Altitud de operación
- Distancia de fuga
- Contador



Reactores

- Tensión del sistema
- Potencia de corto circuito
- Nivel básico de Impulso
- Distancia de fuga
- Potencia del Banco
- Frecuencia

Aisladores soporte para Bus

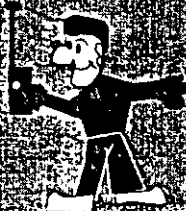
- Tensión del Capacitor
- Distancia de Fuga
- Resistencia mec.

Estructuras o Gabinetes

- Condiciones Ambientales
- Condiciones Sísmicas
- Dimensiones del sitio
- Número de Unidades Capacitivas
- Tensión de operación
- Tipo de conexión
- Accesorios

Control del Banco

- Factor de Potencia
- Corriente
- Tiempo
- Temperatura
- Tensión
- KVAR



Consideraciones para la instalación de un Banco

- A) Ventilación
- B) Frecuencia y Voltaje de Operación
- C) Perturbaciones por armónicos
- D) Condiciones Normales de operación
- E) Corriente nominal de operación
- F) Factores de Campo
- G) Factores de Campo

A) Ventilación

El incremento de temperatura en 20 °C sobre la temperatura nominal de operación degrada a los materiales y reduce la vida útil.

La ventilación para capacitores intermedia es por condición normal (Distancia dada por el fabricante).

Para condiciones cerradas si es necesario instalar ventilación.

B) Frec. y Voltaje de Operación

Los capacitores deben operar a la frecuencia de diseño ó menor a ésta.

$$kVar = (f_{sistema} / f_{diseño}) \times kVar \text{ diseño.}$$

Los capacitores deben operar a la Tensión de diseño ó menor a ésta

$$kVar = (V_{sistema} / V_{diseño})^2 \times kVar \text{ diseño}$$

C) Perturbaciones por armónicas

Equipos que generan armónicos:

- Hornos de Arco.
- Hornos de Inducción.
- Arrancadores de motores.
- Equipos electrónicos.

$$I = 2 \pi f C \cdot kV$$

D) Cond. Anormales de Operación

- 1) Humos y Vapores corrosivos.
- 2) Polvos conductores ó explosivos.
- 3) Choques mecánicos ó vibraciones.
- 4) Radiación de calor.
- 5) Inadecuada Ventilación.
- 6) Rangos de temperatura excesivos.
- 7) Altitud de operación.
- 8) Sobre tensiones.
- 9) Presencia de armónicas.
- 10) Requerimientos específicos.

E) Corriente Nominal de Operación.

$$I = kVar / kV \text{ ----- Amp}$$

En función de la frecuencia:

$$I = 2 \pi f C \cdot kV$$

F) Pruebas en Campo.

- a) Rigidez dieléctrica 75 % Up 10 s
- b) Capacitancia
- c) Resistencia de descarga
- d) Hermeticidad (Fugas)

G) Mantenimiento

Al terminar la instalación verificar:

- Balanceo de tensiones.
- Potencia no exceda del 30 %.
- Inspecciones periódicas (2do año)
- El estado de los fluidos
- Temperatura de operación
- Tensión de operación
- Limpieza de los aisladores y bornes
- Condiciones ambientales (Clima, humedad, presión)

Pasos antes del Mantenimiento

- 1.- Desenergizar el banco (abrir interruptor general).
- 2.- Esperar 15 minutos antes de maniobrar.
- 3.- Aterrizar los puntos de potencial del banco (pértiga).
- 4.- Corto-circuitar las terminales.
- 5.- Inspección visual del banco (unidades falladas).

GRACIAS



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*SISTEMAS DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA
Y NO INTERRUMPIBLES*

EXPOSITOR: ING. ANDRES CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

SISTEMAS DE GENERACION DE EMERGENCIA Y NO INTERRUMPIBLES

INDICE

Numeral	Tema	Página
1	Definición de un sistema de emergencia.	2
2	Aplicación de los sistemas de emergencia y su justificación.	2
2.1	Alumbrado en lugares públicos y plantas industriales	2
2.2	Puesta en marcha del equipo de suministro de servicios en plantas.	3
2.3	Transportación en Edificios y Lugares Públicos (elevadores, escaleras, etc.).	4
2.4	Sistemas de Servicios Vitales en Procesos Industriales.	4
2.5	Aire acondicionado.	5
2.6	Protección contra incendio.	6
2.7	Suministro de energía para sistemas de computo.	7
2.8	Sistemas de Comunicación.	7
2.9	Sistemas de Señalización.	8
3	Sistemas típicos de emergencia.	9
3.1	Generación por motores de combustión interna.	10
3.2	Sistemas de Baterías.	14
3.3	Sistemas no Interrumpibles (UPS).	15
4	Protección.	24
4.1	Protección contra sobrecargas en los sistemas.	24
4.2	Equipo de transferencia.	24
4.3	Generación.	25
4.4	Primotor.	26
4.5	Sistemas Ininterrumpibles. (UPS)	27
4.6	Sistemas de Tierra.	29
5	Evaluación Técnico Económica de un Sistema de Emergencia.	32
5.1	Ecuaciones para determinar el costo de interrupciones del suministro.	32
5.2	Edificios Comerciales.	33
5.3	Pérdidas adicionales debidas a interrupciones de energía.	33
5.4	Determinación de la probabilidad de fallas en el suministro de energía.	33
5.5	Factores que incrementan la probabilidad de fallas en el suministro.	34
5.6	Reservas de potencia.	34
5.7	Conclusión.	34
	Bibliografía de Consulta.	35



1. DEFINICION DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA.

Un Sistema de Emergencia consiste en equipo y circuitos destinados a proporcionar, distribuir y controlar la energía eléctrica de la iluminación y/o la energía que requieren las maniobras cuando el suministro normal de energía se interrumpe.

Los Sistemas de Emergencia generalmente se instalan en lugares de reunión de personas donde se requiere iluminación artificial para la seguridad y el control del pánico. En edificios sujetos a la ocupación de un gran número de persona, como son: Hoteles, Teatros, Auditorios, Estadios, Hospitales e Instituciones similares. Los Sistemas de Emergencia también pueden proporcionar energía eléctrica para funciones tales, como: Ventilación, cuando es necesaria para el mantenimiento de la vida, la detección de fuego, sistemas de alarma, los elevadores, las bombas de agua contra incendios, los sistemas de comunicación y los procesos industriales.

2. APLICACION DE LOS SISTEMAS DE EMERGENCIA Y SU JUSTIFICACION.

Debido al crecimiento y complejidad de los sistemas de suministro y utilización de la energía eléctrica y consecuentemente de la necesidad de una mayor confiabilidad y disponibilidad de la energía. Es importante entender los principios básicos de la aplicación y selección de los sistemas de emergencia.

Los factores principales que determina la aplicación de los sistemas de emergencia son:

- a) El hacer frente a los reglamentos, códigos y leyes que regulan estas necesidades.
- b) El mantener la seguridad y la salud de las personas presentes durante la falla de los sistemas de suministro.
- c) La reducción de las pérdidas al mantener la energía en los procesos de: manufactura, computación, servicios, etc., cuando el suministro normal de energía falla.

Los puntos "b" y "c" requieren de un estudio de evaluación de cargas para poder determinar las necesidades particulares de cada usuario. Para tal cometido posteriormente se ofrece una guía de aplicaciones.

Los factores principales que deben considerarse en la selección de los sistemas de emergencia son:

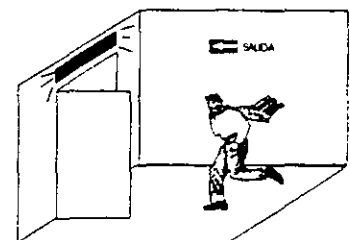
- a) Las características y la importancia relativa de las cargas conectadas.
- b) Las tolerancias en tiempo de fuera de servicio de las cargas.
- c) La facilidad de instalación y mantenimiento de los sistemas. (Incluyendo su capacidad de incremento).
- d) Sus ventajas económicas.

2.1. Alumbrado en lugares públicos y plantas Industriales.

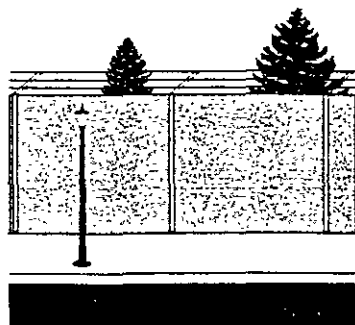
La evaluación de la calidad, cantidad, del tipo y de la duración de la energía de emergencia para el alumbrado, es necesaria para cada aplicación en particular.

2.1.1 Alumbrado de Evacuación de Personal.

El propósito del alumbrado de Emergencia para la evaluación es de evitar lesiones o pérdidas de vida, por lo que debe entrar automáticamente al fallar el suministro normal. El alumbrado de emergencia para la evacuación debe suministrar la suficiente iluminación para permitir una fácil y segura salida del área en consideración.



Alumbrado de evacuación de personal.



Alumbrado Perimetral y de Seguridad.

sea más probable que existan fallas en el sistema y en el interruptor principal. Este requisito se justifica por la necesidad de tener la suficiente luz para reparar el equipo cuya falla causó la pérdida del alumbrado normal.

2.1.2 Alumbrado Perimetral y de Seguridad.

El alumbrado perimetral, y para la seguridad, debe ser necesario para reducir: El riesgo de lesiones, Robos y daños a la propiedad. Este puede no requerirse hasta unos minutos después de ocurrida la falla. Es necesario mantener el Alumbrado Perimetral por todo el tiempo que dura la oscuridad.

2.1.3 Alumbrado de Respaldo para reparación del Equipo

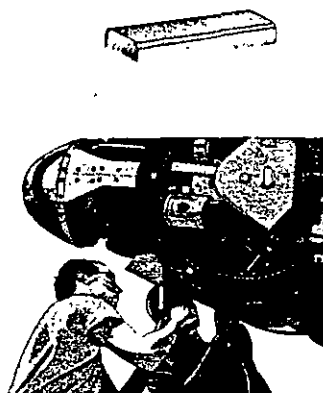
La iluminación para reparación debe instalarse en áreas donde



Alumbrado de respaldo para reparación del equipo

2.1.4 Alumbrado para la Producción.

La interrupción del alumbrado normal puede causar serios cortes en la producción o la pérdida total de ella. Donde NO exista riesgo de la seguridad humana o daños en la propiedad, la decisión de su instalación se debe basar en la evaluación económica de cada caso en particular. El nivel de iluminación debe permitir que la producción continúe ininterrumpidamente.



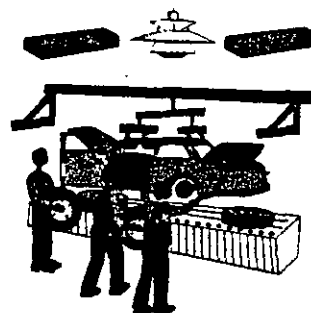
Alumbrado Para la Producción y reducción de riesgos.

2.1.5 Alumbrado para reducir riesgos al operar la Maquinaria.

El operador de una máquina puede estar expuesto a un alto riesgo en los primeros segundos después de haber ocurrido la falla del alumbrado normal.

2.1.6 Alumbrado Suplementario para Sistemas con Lámparas de descarga de alta intensidad.

Si se utilizan lámparas de mercurio en el sistema de alumbrado normal, se deben considerar lámparas incandescentes o fluorescentes para el alumbrado de Emergencia debido a que algunas lámparas de descarga de alta intensidad requieren de un periodo de enfriamiento antes de poder restablecer el arco y un periodo de calentamiento antes de alcanzar su completa luminosidad



Alumbrado suplementario para lámparas de descarga de alta intensidad

2.2. Puesta en Marcha del Equipo de Suministros de Servicios en Plantas.

2.2.1 Introducción.

Si tenemos que poner en marcha una planta, piense ¿Qué pasaría con una caldera "Fría" ó con una planta "Muerta", sin energía eléctrica o vapor? Esta premisa indica "algunas preguntas muy importantes que deben contestarse al estar diseñando los Sistemas de Emergencia. Otras preguntas similares serían:



1. Un Generador de turbina de gas ha sido instalado pero ¿Cómo puede arrancar sin una turbina de vapor, un motor eléctrico u otro primotor que lo lleve a su velocidad de puesta en operación?
2. Un Generador de vapor de arranque manual, pero sin aspiración mecánica de control. ¿Cómo puede arrancarse?
3. Si los impulsores, de vapor o eléctricos, de las bombas contra incendio están fuera de servicio, no pueden ofrecer mayor protección hasta que la energía eléctrica haya sido restablecida.

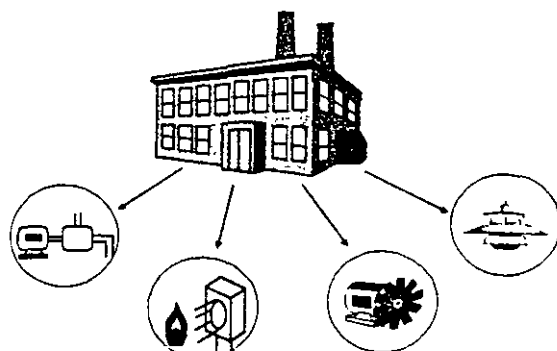


Fig. 2.2-1 Energía de emergencia para puesta en marcha del equipo de suministro en las plantas

Estas declaraciones ilustran que la energía de emergencia para puesta en operación es una de las consideraciones más importantes en el diseño de una planta.

2.3. Transportación en Edificios y Lugares Públicos.

2.3.1 Elevadores.

Cuando existen dos o más elevadores de tres o más pisos, estos deben conectarse a fuentes separadas. En caso de presentarse situaciones donde se requiera energía de respaldo para todos los elevadores, es necesario poder suministrársela en 15 segundos

Se pueden lograr ahorros de energía durante una falla conectando a la fuente la mitad de los elevadores, si se ha previsto que el tránsito de personas pueda ser desviado y la capacidad de los elevadores es la adecuada. La energía debe transferirse al transformador de respaldo un minuto después de la falla del suministro para poder desalojarlo. Una vez desalojado puede dejar de utilizarse hasta que retorne la energía normal.

Cuando el servicio de elevadores es crítico para el personal y los pacientes de un hospital, se debe tener un interruptor de transferencia automática con supervisión manual.

2.3.2 Escaleras Eléctricas.

Las escaleras eléctricas no requieren de energía de emergencia.

2.4. Sistemas de Servicios Vitales en los Procesos Industriales

2.4.1 Sistema de Calefacción.

Los procesos continuos de las plantas industriales necesitan con frecuencia una producción continua de vapor. Los requisitos para la producción continua de vapor son: aire suficiente para la combustión, aire para los instrumentos actuadores, suministro de agua y combustible y suministro continuo de energía eléctrica para la supervisión de la flama. La máxima interrupción de energía tolerable es: El tiempo en que la inercia de los ventiladores o equipo de bombeo puede mantener el flujo o presión del sistema por arriba de los límites mínimos.

Los procesos de calentamiento no críticos debido a necesidades inherentes de tales sistemas, pueden resistir interrupciones de energía de 5 minutos a un máximo de algunas horas.

Otros procesos de calentamiento como los utilizados en la industria textil, son de tal naturaleza que las pérdidas de calor del orden de 10 segundos, causa que el producto quede fuera de especificación. Cabe mencionar que los quemadores de gas y detectores de flama, continúan



siendo sensibles a caídas de tensión del orden de 40% o mayores durante periodos de hasta un segundo o menos.

2.4.2 Sistemas de Refrigeración.

Las necesidades de refrigeración usualmente no son críticas para interrupciones de energía de minutos a algunas horas, sin embargo, estas necesidades pueden hacerse críticas con forme dure la falla. En general puede considerarse un sistema de emergencia en:

- 1) Los alimentos almacenados en restaurantes que requieren refrigeración y puedan verse afectados si la pérdida de energía se prolonga.
- 2) La producción de helados o comida congelada no puede quedar a la mitad de su proceso, debido a que la producción puede perderse durante la falla o en su defecto retrasarse.
- 3) Las pruebas científicas de larga duración que requieran una continuidad para obtenerlas.
- 4) Cuando en ciertos procesos químicos, los aumentos de temperatura puedan causar daños severos o explosiones.

En todos estos casos se requiere que los generadores de emergencia sean arrancados como mínimo de manera manual y supervisados por un sistema de alarmas que notifique a la persona responsable la pérdida de refrigeración.

2.4.3 Producción

La prevención de pérdidas en la producción debidas a fallas en los voltajes de suministro se justifican con la suma total de los ahorros o beneficios al no suspender la producción.

A continuación se dan algunos puntos a considerar en la aplicación de fuentes de emergencia o respaldo.

- 1) La pérdida por el pago de salarios no devengados en la producción durante el tiempo de falla.
- 2) Las pérdidas monetarias y en prestigio ante los clientes que no reciben el producto o lo reciben tarde.
- 3) Los costos de los materiales arruinados.
- 4) Tiempo perdido por el retraso en la producción.
- 5) Tiempo de restitución o puesta en marcha nuevamente del proceso productivo hasta alcanzar la que se tenía antes de la falla.

A menudo en las plantas industriales grandes, se requiere energía eléctrica confiable para:

- a) Las compresoras de aire para la energía neumática.
- b) Bombas de agua de pozos y/u otras fuentes para procesos industriales, sistemas contra incendio, maniobras del personal operario, etc.
- c) Sistemas de suministro de combustible y aire para la combustión.
- d) Sistemas de suministro de vapor.
- e) Sistemas de ventilación.
- f) Transportadores de materias primas en sus procesos de acabado.

2.5. Aire Acondicionado

El acondicionamiento del espacio es el control del medio ambiente para mantener las condiciones estándar o alterar artificialmente los estándares del ambiente en edificios, habitaciones u otros lugares cerrados. El control del medio ambiente puede incluir cualquiera de las siguientes variables.

- | | | |
|-----------------|------------------------|-----------------|
| a) Temperatura. | b) Contenido de Vapor. | c) Ventilación. |
| d) Iluminación. | e) Sonido. | f) Olor. |
| g) Gas. | h) Polvo. | i) Organismos. |



Las cargas de aire acondicionado para el confort del personal normalmente no se consideran como críticas, sin embargo, donde el equipo instalado es sensible a la temperatura, tal es el caso de equipos con componentes de estado sólido, el acondicionamiento de aire puede ser crítico. No se requiere una fuente ininterrumpible para este propósito debido a que la pérdida de energía no causa cambios instantáneos de temperatura. A menudo la energía necesaria para el acondicionamiento ambiental, es importante para definir los requisitos de potencia de las fuentes de emergencia y el usuario debe evaluar hasta sus últimas consecuencias la pérdida de energía.

Algunos ejemplos en donde el acondicionamiento de aire puede justificarse, son los siguientes:

- 1) En las instalaciones de comercio o laboratorios de horticultura con un ciclo programado de temperatura, humedad e iluminación para obtener el rendimiento de la cosecha o los resultados deseables de experimentación.
- 2) Donde los cambios de temperatura e iluminación de los ciclos establecidos pueden inducir periodos de reproducción no esperados como en el caso de la industria avícola.
- 3) Los criaderos de animales tropicales que requieren control de temperatura, ventilación, humedad e iluminación especiales.
- 4) Las operaciones finales y empaquetamiento de material susceptible de contaminación en "cuartos limpios"; donde la interrupción de energía para la producción industrial o bien la operación del equipo de control de contaminación, se pueden ver afectados y provocar salida del personal.
- 5) En las construcciones sin ventanas o en cuartos donde puede haber peligro para los ocupantes durante una falla prolongada.

2.6. Protección Contra Incendio

Existen normas, reglamentos y leyes que regulan los usos de los sistemas de emergencia para sistemas contra incendio. Pero la meta real es la de abolir un fuego destructivo bajo el hecho de que el fuego que empiece pueda ser confinado en el área con un mínimo de daños al personal y la propiedad. En tales casos los conocimientos de los jefes de planta respecto a los riesgos y facilidades que ofrecen los procesos y distintas áreas a los incendios; pueden ser de gran ayuda a fin de reducir las probabilidades de fuego y la extensión de los daños.

Las necesidades eléctricas específicas de los sistemas contra incendio podrían resumirse como sigue:

- 1) Energía Eléctrica (generalmente baterías) para poder arrancar los sistemas de control de las bombas.
- 2) Sistemas de alarma y rociadores de flujo
- 3) Energía para los sistemas de comunicación a fin de notificar a los departamentos implicados con los incendios (bomberos, auxilios médicos, policía, etc.), como guías de asistencia en estos siniestros.
- 4) Iluminación para facilitar las actividades, en los edificios y áreas circundantes durante el incendio.
- 5) Energía para las bombas de pozos o tanques de agua.
- 6) Compresores de aire asociados con tanques de agua a presión para sistemas contra incendio del tipo hidroneumático.
- 7) Comunicación para desalojo del lugar (altavoces).
- 8) Detectores de fuego, gases, calor o humo.
- 9) Alarmas.
- 10) Válvulas de diluvio.
- 11) Compuertas, puertas, etc., operadas eléctricamente.

Un conato de incendio casi siempre garantiza el inicio del paro de actividades en el lugar en que se presente y por esto los requerimientos de energía son obviamente críticos especialmente en los



circuitos de los sistemas contra incendio y en las vitales comunicaciones para la seguridad de las personas. Por estas razones se hace indispensable el considerar las demandas de energía bajo un sistema de emergencia.

2.7. Suministro de Energía para Sistemas de Cómputo

Computadoras, equipos de procesamiento de datos, bancos de memoria de datos y una variedad de modernos equipos de estado sólido son sensibles a mínimas variaciones de voltaje y frecuencia. Estos sistemas requieren de un suministro continuo de energía usualmente esta se satisface mediante una fuente de emergencia en el caso de que la alimentación normal falle.

Para satisfacer las necesidades de los sistemas de cómputo, se dispone de una amplia variedad de equipo como son:

2.7.1 Aisladores de Ruido.

Son dispositivos que emplean técnicas de aislamiento para suprimir el ruido en la línea.

2.7.2 Reguladores de C.A.

Son esencialmente reguladores de tensión diseñados para proporcionar una baja distorsión y una rápida respuesta en la salida.

2.7.3 Centros de Distribución de Energía.

Son consolas modulares que centralizan la energía y el control del equipo del centro de cómputo. Pueden incluir uno o más acondicionadores de línea. Estos centros están usualmente provistos con un cable principal de entrada y llevan paneles de protección, monitores, interruptores y cables de salida.

Las unidades están normalmente construidas en una configuración modular y el rango de capacidades es desde pequeñas unidades portátiles de aproximadamente 1 KVA hasta unidades de 100 a 125 KVA. (ver Fig. 2.7.1)

2.7.4 Sistema ininterrumpible de Energía (UPS).

Están contruidos en módulos y son de capacidad limitada, generalmente entre los 200 VA hasta 500 KVA. durante interrupciones del suministro de energía son capaces de proporcionar continuidad generalmente 15 minutos dependiendo de la carga conectada. La capacidad debe ser determinada en función del tiempo en que se requiera y la demanda del equipo que alimente.

Un equipo de esta naturaleza deberá proporcionar energía de manera ininterrumpida a computadoras y otras cargas críticas sin afectar el funcionamiento normal de estos equipos. El funcionamiento y arreglos principales se tratan en el inciso 3.4 de este documento.

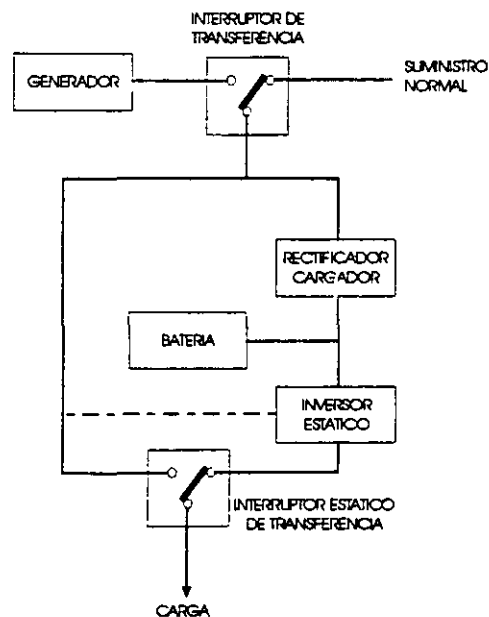


Fig. 2.7.1 Diagrama UPS (Uninterruptible Power Supply)
El sistema ininterrumpible de energía asegura el suministro continuo de energía a computadoras y a otras cargas críticas.

2.8. Sistemas de Comunicación

Los sistemas de comunicación son aquellos medios que requieren energía para la transmisión y/o recepción de información verbal, escrita o de producción de imágenes. Los sistemas más comunes de este tipo:

- 1) Teléfonos
- 2) Teletipos
- 3) Radio
- 4) Televisión.

Las necesidades de uno o de todos los sistemas de comunicación arriba listados, durante una falla de energía pueden justificar el costo del sistema de energía de emergencia. La necesidad de un sistema de emergencia para las comunicaciones es indispensable cuando se dan respuestas satisfactorias a las siguientes preguntas:

- 1) ¿Se necesita un equipo de comunicación para:
 - a) Dar ordenes para salidas de procesos o equipos.
 - b) Para pedir ayuda, advertir y coordinar las maniobras en caso de fuego, disturbios, vandalismo u otras tareas para seguridad del personal de la planta.
- 2) ¿Cómo puede enviarse o recibirse mensajes vitales a una planta remota concernientes a la producción?
- 3) ¿Cómo puede encontrarse a la persona clave, o darle instrucciones?, ¿Cómo ese personal reporta las condiciones a la central de control responsable?

Muchas preguntas más pueden hacerse acerca del mantenimiento de las comunicaciones en condiciones de emergencia, las cuales pueden ahorrar tiempos vitales y acelerar el retorno a las condiciones normales con un mínimo de confusión.

2.9. Sistemas de Señalización.

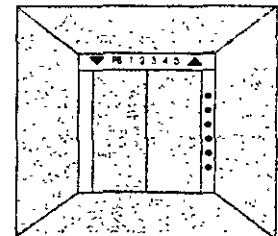
Los circuitos de señalización en comercios e industrias que requieren energía continua en menos de 1 minuto después de ocurrida la falla de suministro son:



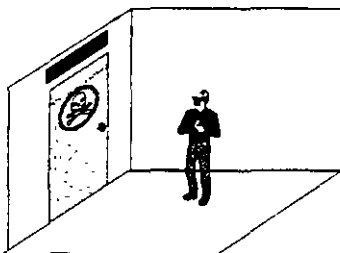
1. Sistemas de alarma para localización y contra fuego.



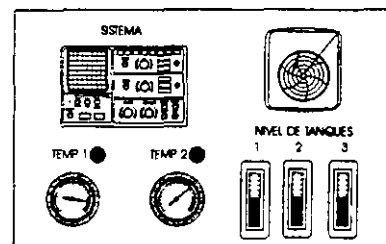
2. Sistemas de iluminación para 3



Sistemas de señalización en elevadores



4. Señales en puertas (de áreas de restricción con cerraduras eléctricas como se tienen en calderas, laboratorios, etc.)



5. Indicadores remotos y locales de niveles de líquidos, de presión, de temperatura, etc.



Muchos de los circuitos de señalización operan con caídas de voltaje de hasta 70%, por lo tanto no requieren de relevadores especiales para su transferencia. Es recomendable que una fuente de energía independiente y única suministre a todas las alarmas contra incendio y a los sistemas de seguridad.

3. SISTEMAS TÍPICOS DE EMERGENCIA.

Los sistemas eléctricos de emergencia son de dos tipos básicos: (1) una fuente de energía eléctrica separada de la fuente primaria operando en paralelo con el suministro, mantiene la energía de las cargas en emergencia o críticas cuando la fuente primaria falla ó (2) una fuente de energía confiable en la cual las cargas críticas son rápida y automáticamente transferidas en el momento de la falla.

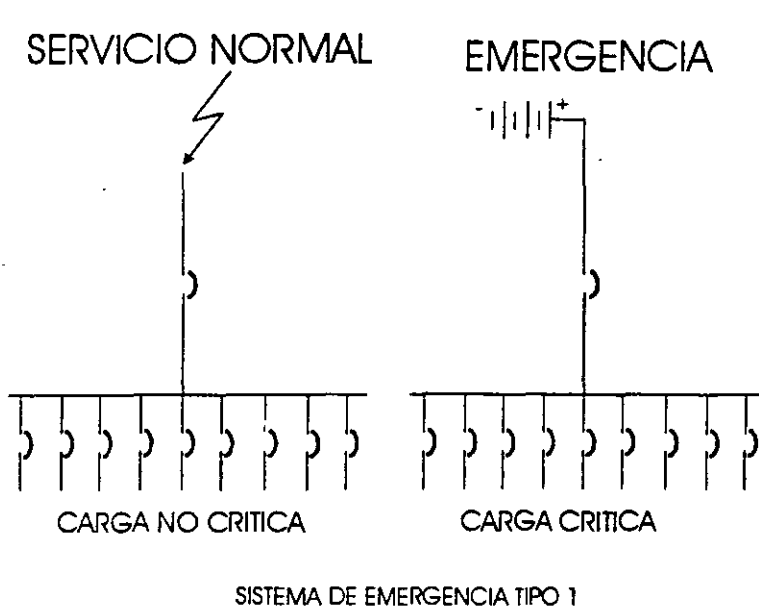


Fig. 3.0.1 Sistema de Emergencia Tipo 1

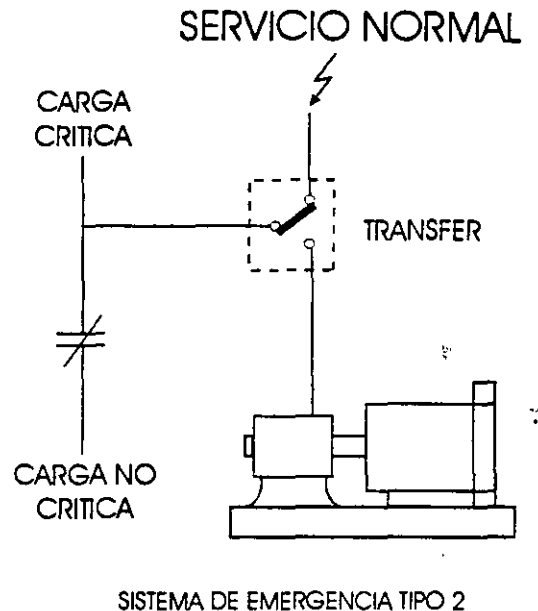


Fig. 3.0.2 Sistema de Emergencia Tipo 2

Los sistemas de emergencia se caracterizan por su rápida disponibilidad de energía eléctrica, pero esta es generalmente limitada y se distribuye en circuitos separados. Existen además sistemas que cuentan con otro de respaldo, sobre todo en los casos en que los tiempos de interrupción del suministro son muy prolongados. Esto es especialmente recomendable sobre todo en lugares muy aislados y con una alimentación radial de la compañía de suministro eléctrico.

Los sistemas de emergencia constan en general, de los siguientes componentes principales:

- 1) Una fuente de energía eléctrica confiable y separada de la fuente primaria o principal.
- 2) Un control de arranque y regulación en caso de seleccionarse como fuente de respaldo un conjunto de generación propio o instalado en el lugar donde se va a utilizar.
- 3) Controles que transfieran la carga de la fuente de emergencia a la primaria y viceversa.

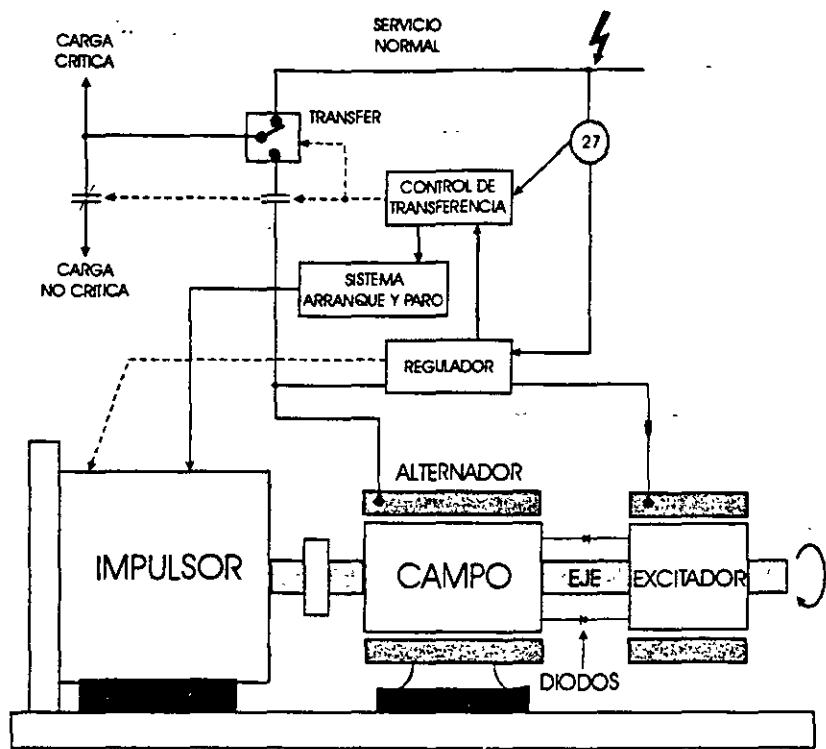


Fig. 3.0.3. Componentes de un Sistema de Emergencia

El equipo de generación propio generalmente está formado por un generador de C.A. impulsado por un primotor, el cual puede ser una máquina de combustión interna o una turbina de gas o vapor.

3.1. Generación por Motores de Combustión Interna

El conjunto motor-generador acoplados a motores de combustión interna se fabrican desde 1 kVA hasta 1,000 kVA y pueden ser paralelados para proporcionar gran capacidad de energía, regularmente son de motores de cuatro tiempos con combustibles de gasolina, diesel o gas.

Los motores de gasolina son satisfactorios para instalaciones pequeñas hasta 150 kVA. Arrancan rápidamente y tienen bajos costos iniciales. Sus desventajas son: altos costos de operación, grandes peligros asociados con el almacenamiento y manejo de gasolina y su necesidad de inspección y mantenimiento frecuente.

Los motores de gas natural y licuado de petróleo (L.P.), tienen los mismo costos que los de gasolina aproximadamente y están disponibles hasta capacidades de 600 kVA. Pueden arrancar rápidamente después de un período prolongado de paro, debido a su combustible limpio. La vida del motor es más alta y requieren menos mantenimiento que el de gasolina.

Los motores diesel son un poco más costosos pero a la vez más robustos y confiables. El costo del combustible es menor y el peligro de explosión o incendio es muy reducido, con relación al de gasolina. (ver tablas 3.1.1 y 3.1.2a y 3.1.2b)

Tabla 3.1-1 Impulsores de combustión interna

COMBUSTIBLE	K cal.	B.T.U.
Gasolina	7,654 / litro	115,000 / galón.
Gas	22.3 / litro	2,500 / pie Cub.
Diesel	0,319 / litro	140,000 /galón.

Kcal (Kilocaloría) = Cantidad de calor para elevar la temperatura de un Kilogramo de agua en un grado centígrado.
B.T.U. (British Thermal Unit) = Cantidad de calor para elevar la temperatura de una libra de agua en un grado Fahrenheit.



Tabla 3.1-2a. Ventajas entre diferentes tipos de motores de combustión interna

	GASOLINA	DIESEL	GAS
1	Satisfactorio en instalaciones pequeñas Bajo costo inicial	Más costoso pero más robusto y confiable	Costo similar al motor de gasolina
2	Arranque rápido	Menor costo de operación El manejo y almacenamiento de su combustible es menos peligroso	Arranque rápido después de un periodo de paro prolongado Mayor tiempo de vida que el de gasolina.
3	Bajo costo de piezas de repuesto		Requiere menos mantenimiento que el motor de gasolina
4		Disponible en capacidades de 2.5 a 1000 kVA.	Disponible en capacidades hasta 600 kVA.

Tabla 3.1-2b Desventajas entre diferentes tipos de motores de combustión interna

	GASOLINA	DIESEL	GAS
1		Alto costo en tamaños pequeños	
2	Alto costo de operación Grandes peligros asociados con el manejo u almacenamiento de la gasolina		La selección de este motor depende de la disponibilidad de su combustible
3	Inspección y mantenimiento frecuentes		
4	Disponibles solo hasta 150 kVA.		

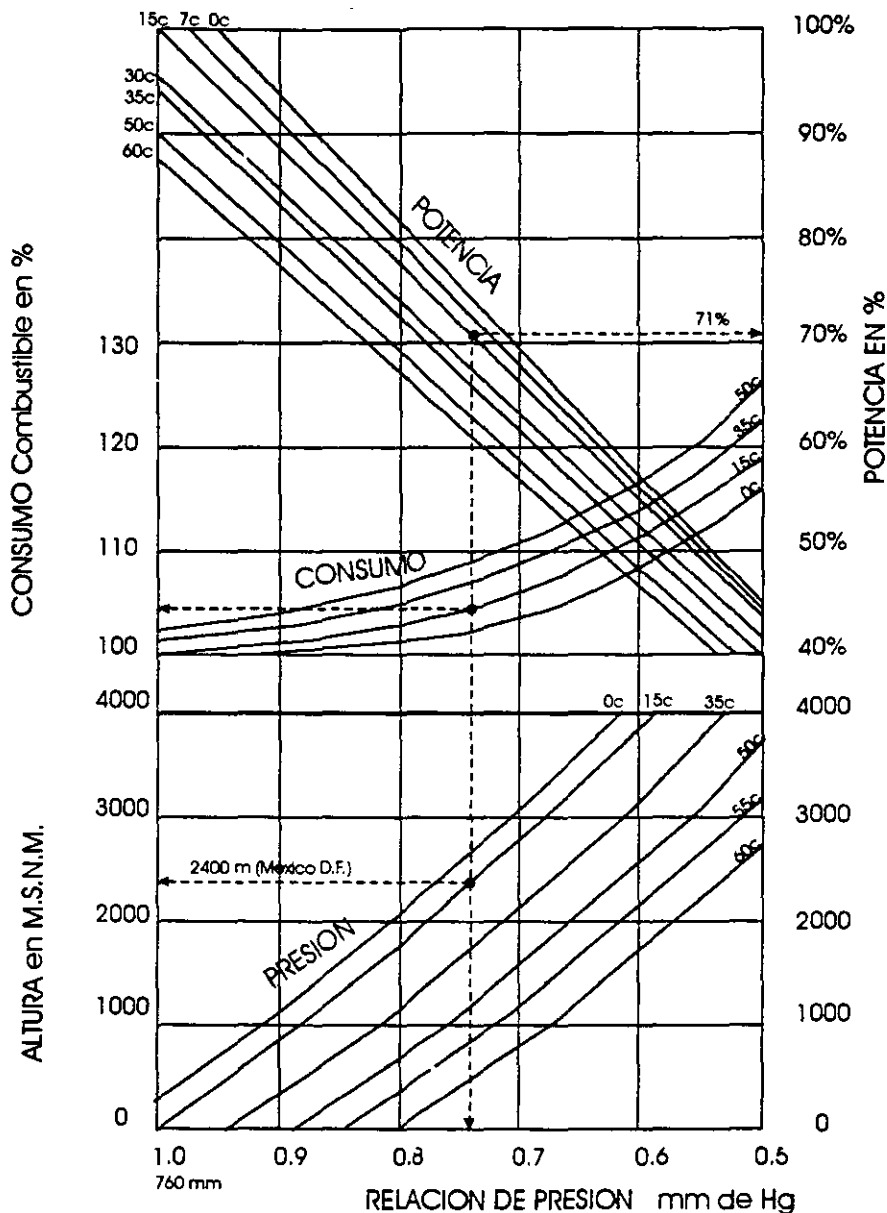
1. Costo inicial 2. Operación 3. Mantenimiento 4. Tamaños disponibles

3.1.2. Generación por Turbinas.

Las turbinas de gas empiezan a tener una mayor aceptación como primotores para unidades de soporte de energía. Son considerablemente más pequeñas y ligeras que los motores de pistones de potencia equivalente. No requieren agua para su enfriamiento, están virtualmente libres de vibraciones y pueden responder rápidamente a los cambios de carga. Su arranque puede ser automático o manual (por un motor eléctrico energizado por baterías ó bien por un sistema de aire comprimido ó por un pequeño motor diesel).



FACTORES DE CORRECCION PARA ALTITUD Y TEMPERATURA PARA MOTORES



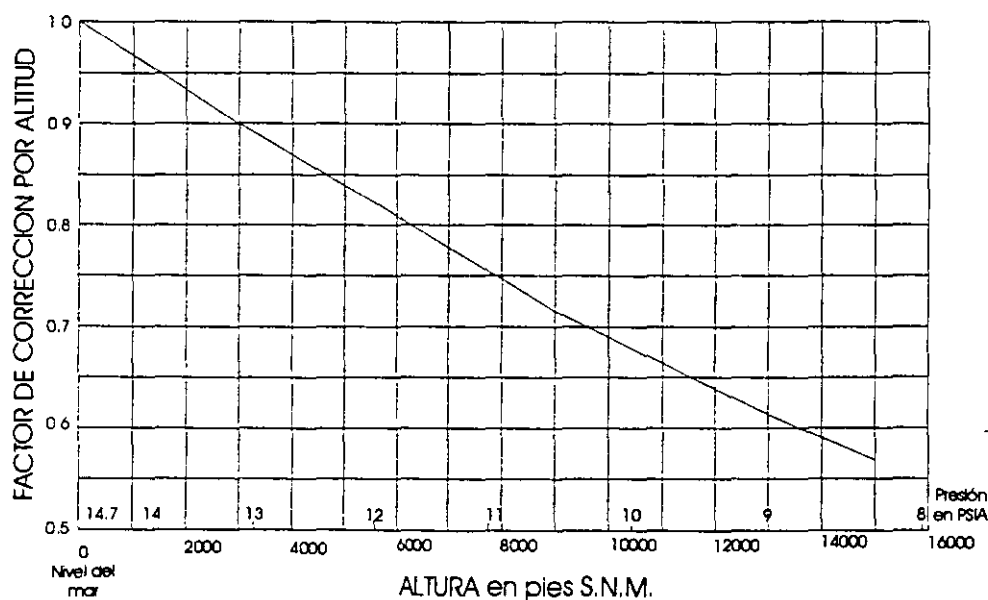
Las turbinas de gas impulsoras de los generadores tardan de 40 segundos a varios minutos en poder tomar carga y se utilizan cuando se necesita energía por varias horas o días. Una alta temperatura de aire en la entrada así como la altitud a la que operen, puede reducir substancialmente la potencia de salida y con esto su eficiencia; razón por la cual se deben de tomar en cuenta estas limitaciones al hacer el balance de las diferentes opciones de compra. A fin de ampliar los criterios de selección de las turbinas de gas, como impulsores, la tabla 3.1.2-1 nos ofrece una comparación de las ventajas y desventajas de las Turbinas de gas Vs. Motores diesel.



Tabla 3.1.2-1- Ventajas y desventajas de los motores diesel Vs. Turbinas de gas

Características		Ventajas / Desventajas	Equipo
1	Combustible	Ambos pueden quemar el mismo combustible	
2	Arranque	Ambos tienen alta confiabilidad de arranque sin embargo, el motor diesel acepta carga plena en 10 seg. mientras que las turbinas normalmente requieren de 30 a 90 seg.	Diesel
3	Ruido	Las turbinas de gas son más silenciosas y producen menos vibraciones	Gas
4	Capacidad	No se disponen de turbinas de gas menores de 500 kW, mientras que las unidades diesel existen desde 16 kW en adelante	Diesel
5	Enfriamiento	Los motores diesel en altas capacidades normalmente requieren de agua para su enfriamiento y las turbinas solo requieren de aire para su enfriamiento	Gas
6	Instalación	El tamaño de las turbinas de gas es considerablemente menor, requieren poco enfriamiento y producen pocas vibraciones, por tanto el costo de su instalación es bajo	
7	Costo	Los motores diesel son más baratos, pero..... en inversión total la turbina es competitiva debido a su bajo costo de instalación.	
8	Funcionamiento	Las turbinas de gas responden rápidamente a los cambios bruscos de carga	Gas
9	Mantenimiento	La turbina de gas es mecánicamente más simple que los motores diesel, sin embargo, el servicio de reparación y piezas de reposición es más común para los motores diesel	Diesel
10	Eficiencia	Los motores diesel son más eficientes que las turbinas, pero el consumo de combustible en los cambios bruscos de carga es mucho menor en las turbinas	

FACTOR DE CORRECCION POR ALTITUD PARA TURBINAS DE GAS





3.2. Sistemas de Baterías.

La batería es la fuente más confiable para situaciones de emergencia o respaldo y aplicada con otros equipos pueden aún configurarse un sistema superior. Las baterías se instalan mediante conexiones en serie de celdas individuales para alcanzar los voltajes requeridos.

Existen básicamente dos tipos de baterías: las baterías de ácido-plomo y las de níquel cadmio (alcalinas). Las ácidas son más económicas que las alcalinas en su costo inicial, sin embargo este ahorro de capital puede ser compensado en las alcalinas debido a que tienen mayor vida, son de construcción más robusta y requieren menos mantenimiento, sin embargo, esto puede ser rebatido por la necesidad de ocupar más celdas alcalinas con 1.2 v / celda contra 2v / celda de las ácidas.

Tabla 3.2.1 Tipos de Baterías

Características	Acido Plomo (Acidas)		Níquel-Cadmio
	Plomo / Calcio	Plomo / Antimonio	(Alcalinas)
Placa positiva	Plomo Calcio	Plomo Antimonio	Níquel
Placa negativa	Plomo	Plomo	Cadmio
Electrolito	Acido Sulfúrico	Acido Sulfúrico	Hidróxido de Potasio en agua
Operación	- Pobre en altas temperaturas - Altas descargas propias - Poco confiable en operaciones cíclicas - Pobre en descargas rápidas.	- Buena para operaciones cíclicas	- Satisfactoria a cualquier temperatura. - Sin descargas propias. - La mejor en operaciones cíclicas. - Buena en descargas rápidas.
Costo	Bajo	Mediano	Alto
Vida útil	12-15 años	10 a 12 años	20 a 23 años.
Voltaje nominal para un sistema de 120V	2V / celda * 60 Celdas	2V / celda * 60 Celdas	1.2V / celda * 92 Celdas
Voltaje de recarga para un sistema de 120v	120% del Voltaje nominal * 143 v		
Voltaje de Flotación para un sistema de 120 v.	107.5% del Voltaje nominal * 129 v		
Voltaje Final para un sistema de 120 V	87.5% del Voltaje nominal * 105 v		

El número de celdas en una batería de un sistema específico es función del voltaje disponible para cargar la batería y del nivel requerido en el voltaje al final del periodo de descarga.

Tabla 3.2.2 Número de Celdas para Diversos Voltajes.

Voltaje Nominal	120 V	48 V	24 V	12 V
No. celdas (Acidas)	60	24	12	6
No. de celdas (Alcalinas)	92	37	19	10
Voltaje de Recarga	143 V	58 V	30 V	15.5 V
Voltaje de Flotación	129 V	51 V	26 V	13 V
Voltaje Final	105 V	42 V	21 V	10.5 V



3.2.1 Ciclo de recarga/igualación/descarga.

En las baterías ácidas, aún sin descargarlas externamente el voltaje de las celdas tiende a bajar al mínimo en aproximadamente 30 a 90 días. Este bajo voltaje de celdas hace necesario un incremento del 10% al voltaje nominal durante 25 o 30 horas. Las baterías alcalinas tienen menos descargas "propias", ya que si no son descargadas por circuitos externos, mantienen 1.2 veces por muchos meses. Ambos tipos de baterías necesitan aproximadamente el 110% de su voltaje nominal para poder llegar al estado de carga completa.

Para dimensionar apropiadamente cualquier batería su ciclo de trabajo debe contemplarse basándose en:

- 1) La cantidad de amperes-hora que entrega
- 2) El tiempo que se requiere para la descarga, esto es, el tiempo que durará conectada en condición de emergencia
- 3) El voltaje final del ciclo de descarga.
- 4) La temperatura de operación.
- 5) La secuencia de conexión de cargas

Las dimensiones de la batería, en cuanto a capacidad se refiere, deberá ser la adecuada para soportar la carga crítica hasta que pueda ser retirada o desconectada ordenadamente o bien hasta que la energía retorne o una fuente de respaldo pueda ser arrancada y conectada.

Su aplicación se ha extendido mucho en sistemas de comunicación, alumbrado de emergencia, arranque y sistemas de sistemas contra incendio, maniobras de operación en interruptores de potencia en subestaciones eléctricas y arranque de los motores de plantas de emergencia.

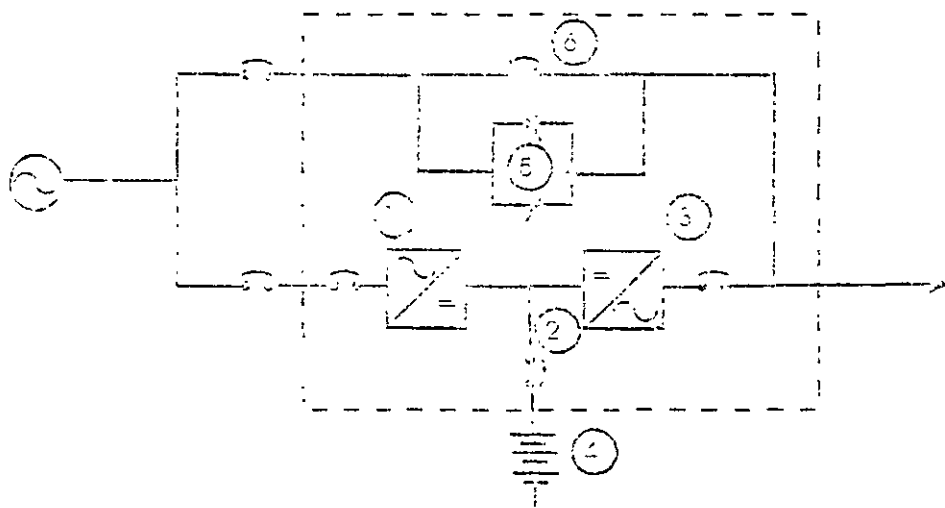
3.3 SISTEMAS NO INTERRUPTIBLES (UPS)

El desarrollo tecnológico que la electrónica ha tenido en los últimos años, permite disponer en la actualidad de equipos de suministro de energía eléctrica basándose en componentes de estado sólido (transistores, circuitos integrados, tiristores de potencia, etc.)

En México ya tienen aplicación en sistemas de emergencia y en muchos casos como suministro de energía continua. Su utilización se ha generalizado en sistemas de computo, comunicaciones, funciones de control que sean críticas y apoyo en sistemas de soporte de la vida en hospitales.

3.3.1 Descripción básica de sus componentes

El sistema no interruptible se muestra en el diagrama unifilar de la figura 3.3.1 y consiste básicamente de:



1. **Rectificador.** Convierte la corriente alterna proveniente de la línea en energía de corriente directa para mantener la alimentación de plena carga del inversor (3) y la corriente de flotación de la batería (4).
2. **Barras Colectoras de Corriente Directa.** Interconectan las terminales de la línea de energía de corriente directa del rectificador (1) a la batería (4) así como la alimentación del inversor (3).
3. **Inversor.** Convierte la energía de corriente directa proveniente del rectificador o de la batería, en energía de corriente alterna mediante el empleo de puentes inversores electrónicos basados en tiristores de potencia y filtros capacitivos-inductivos.
4. **Batería.** Proporciona energía de corriente directa al inversor durante los tiempos de falla del suministro principal de la línea de alimentación, o bien, si fuera el caso, durante las fallas que se presenten en el rectificador (1).
5. **Interruptor Estático.** Bajo condiciones de falla en el inversor (3), transfiere la energía eléctrica del UPS a la línea de alimentación con la que está permanentemente sincronizada. El tiempo que emplea es prácticamente instantáneo (5 a 10 mseg.); con lo cual no se ve afectada la operación del equipo crítico de la carga.
6. **Interruptor de "bypass".** Cierra en forma automática después de que la carga crítica ha sido transferida del sistema no interrumpible a la línea por el interruptor estático, sustituyendo a este último de manera permanente.

3.3.2 Funcionamiento de un Equipo no Interrumpible.

3.3.2.1 Operación Normal.

Durante la operación del equipo no interrumpible, la corriente alterna proveniente de la línea que alimenta al rectificador para convertirla en corriente directa; esta es aplicada al inversor electrónico el cual mediante el empleo de tiristores y filtros capacitivos-inductivos convierte la energía de corriente directa en energía de corriente alterna que es proporcionada a la carga crítica. Una pequeña parte de la energía es utilizada para mantener en flotación la batería. Bajo esta condición de operación el equipo no interrumpible actúa como un excelente regulador de energía de corriente alterna, amortiguando considerablemente las sobretensiones producidas en la línea de suministro por las maniobras de apertura y cierre de interruptores ("switches"); así como transitorios de rayos en líneas de alta tensión que puedan afectar el voltaje secundario de los transformadores de alimentación principal.

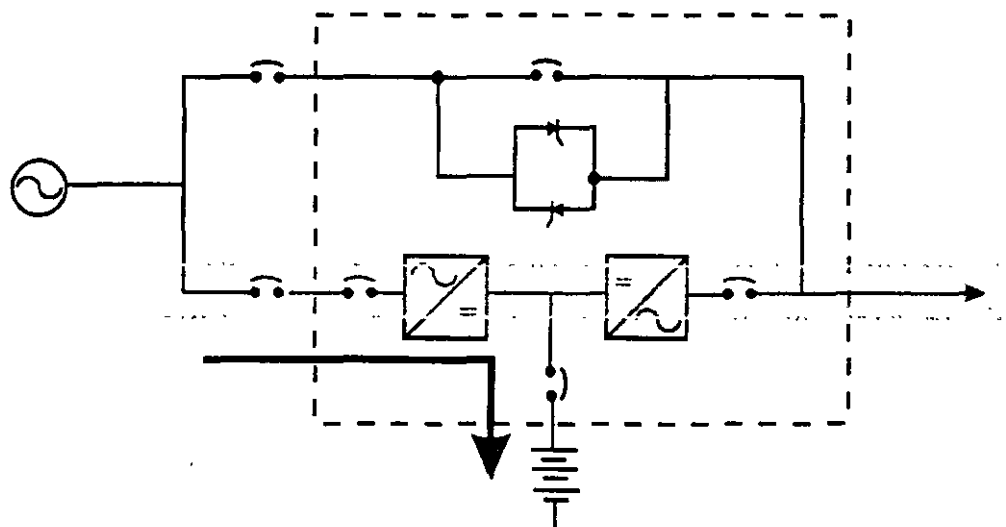


Fig. 3.3.2

3.3.2.2 Operación con Baterías.

La figura 3.3.2, ilustra la condición de falla de alimentación de C.A. en la línea. Cuando esto ocurre, el rectificador entra en una condición de apagado y por lo tanto se desconecta. La batería proporciona entonces la energía que requiere el inversor para seguir alimentando la carga crítica,



que dando el control de frecuencia a cargo de un oscilador local a base de un cristal, perdiéndose así la función de sincronismo con la línea en virtud de no tener potencial en la alimentación. Cabe mencionar que en ningún momento se pierde el flujo de energía hacia la carga debido a que la batería está permanentemente conectada a las barras colectoras de corriente directa.

El tiempo de alimentación de energía que regularmente se prevé para la batería, es del orden de 15 minutos, aunque si se requiere, puede hacerse el diseño para que soporte tiempos mayores; pero esto implica por supuesto mayor costo. Existen alarmas de bajo voltaje cuando la energía de la batería está siendo cedida a la carga y de continuarse la demanda, entonces se efectúa un disparo automático del sistema, por esta razón entre otras, es necesario estimar el tiempo requerido para salvaguardar los sistemas de la carga crítica conectada al equipo no interrumpible.

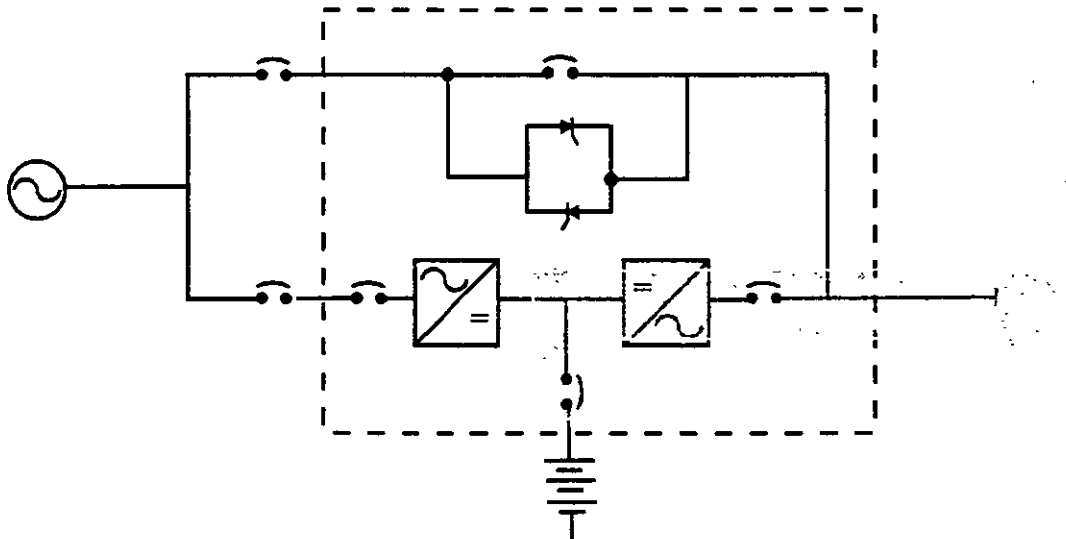


Fig. 3.3.3

3.3.2.3 Operación de Recarga de Baterías.

Si antes de que se presente el disparo del sistema por bajo voltaje en la batería se restituye la alimentación de C.A.; el rectificador se conecta automáticamente y proporciona una corriente para mantener la operación durante el tiempo que duró la falla en la línea. El rectificador es diseñado para soportar la corriente total que demandan el inversor y la batería.

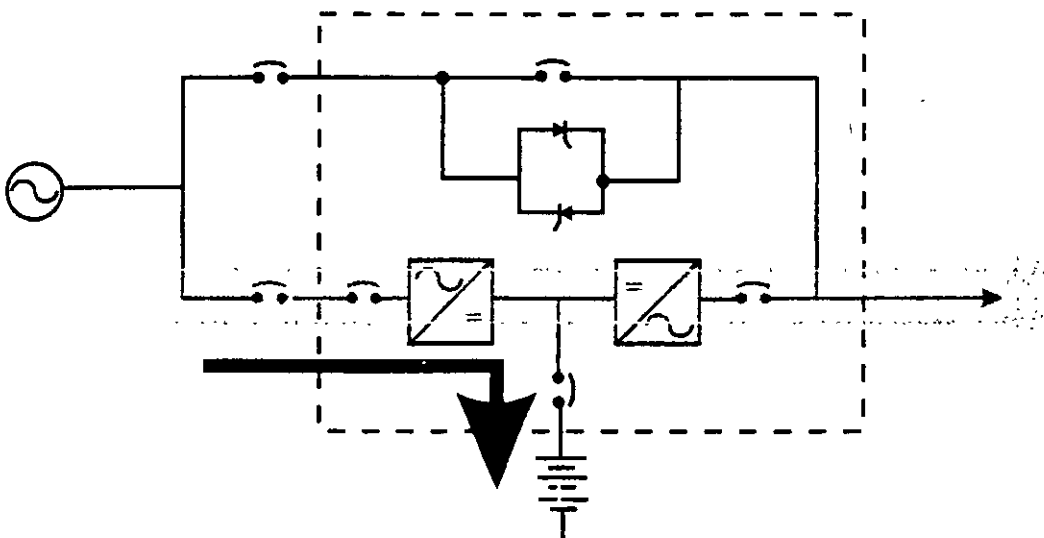


Fig. 3.3.4

3.3.2.4 Operación de transferencia a la Línea.

El equipo no interrumpible puede ser transferido a la fuente de alimentación cuando ocurre una sobrecarga del inversor o bien cuando exista falla en el mismo. Bajo cualquiera de estas condiciones se genera una señal de comando sobre el interruptor de salida del inversor, sobre el interruptor estático y sobre el interruptor de "by pass". Estos tres elementos tienen tiempos de operación diferentes y ocurren en tres diferentes pasos que se ilustran en la fig. 3.3.5 a, b, y c.

El más rápido de estos elementos es el interruptor estático que consiste en 3 interruptores de estado sólido (tiristores), uno por cada fase. La conducción se inicia aproximadamente 1/4 de ciclo después de haber recibido la señal de disparo en las compuertas de los tiristores, quedando así conectada la carga, tanto al equipo no interrumpible como a la línea.

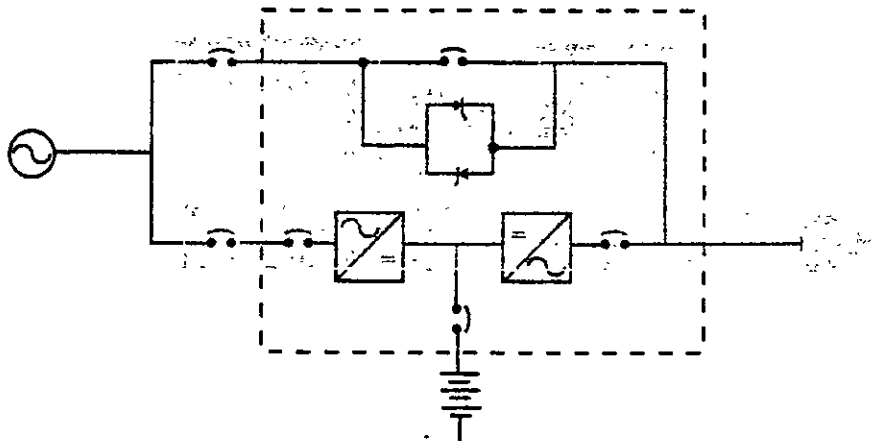


Fig. 3.3.5 a

Aproximadamente 2 o 3 ciclos después se abre el interruptor de salida del inversor y la carga es ahora soportada por la línea a través del interruptor estático.

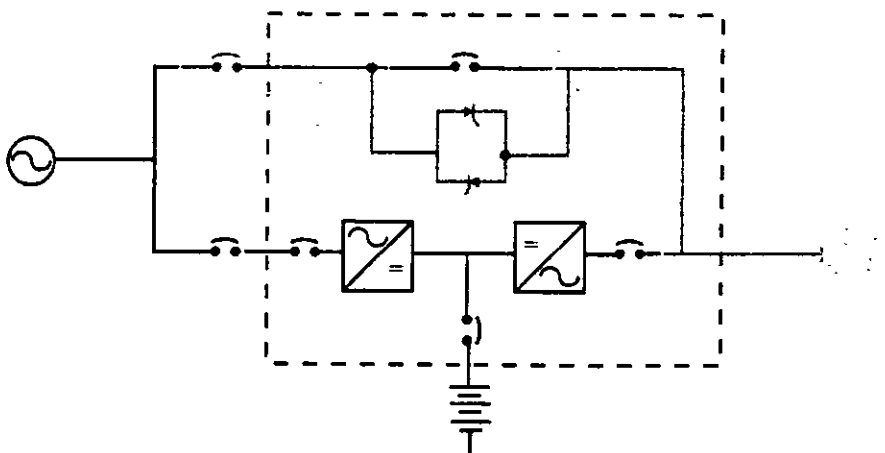


Fig. 3.3.5 b

El paso final de la secuencia de transferencia se efectúa aproximadamente entre los 8 y 10 ciclos, cuando el interruptor de "bypass", cierra y puentea la corriente que circulaba a través del interruptor estático.

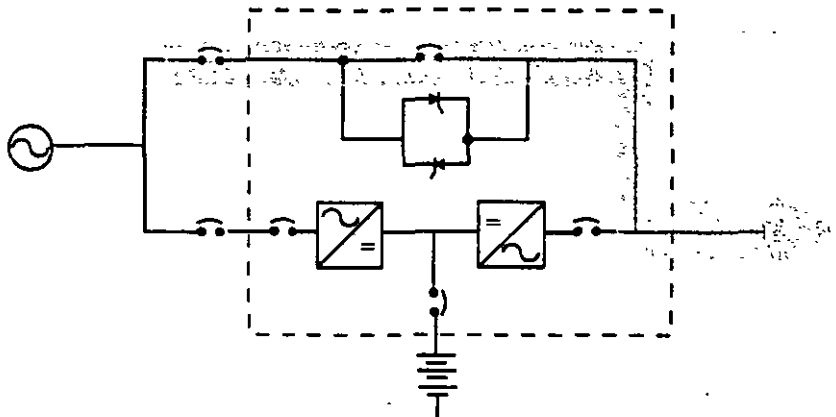


Fig. 3.3.5 c

La secuencia descrita anteriormente es comúnmente conocida como "make-before-break", cuya interpretación en este caso sería la de "conectar-antes de-desconectar", refiriéndonos a conectar la línea antes de desconectar el equipo no interrumpible, haciéndose la transferencia sin ocasionar trastornos a la carga crítica.

3.3.2.5 Transferencia de la Línea al Equipo no Interrumpible.

En la figura 3.3.6, para transferir la carga de la línea de alimentación al equipo no interrumpible, se cierra el interruptor de salida del inversor quedando así conectada la carga a través del interruptor de "bypass" en paralelo. Cuando el equipo no interrumpible soporta la mayor parte de la carga se abre el interruptor de "by pass" separándose así la línea. El tiempo que dura esta transferencia es de aproximadamente $\frac{1}{2}$ segundo y aquí también se establece una vez más el modo de operación "make-before-break".

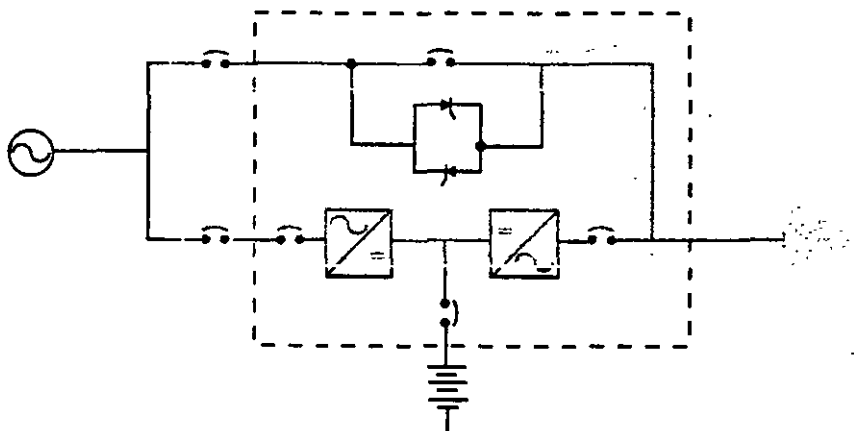


Fig. 3.3.6

3.3.3. Configuraciones típicas de equipos no interrumpibles.

Existen diferentes y variados configuraciones de equipos no interrumpibles, los que a continuación se explican son algunos de los más usuales. Es importante mencionar que la aplicación de ellos dependerá fundamentalmente de las condiciones técnico-económicas que en cada caso prevalezcan.

3.3.3.1 Sistema no Redundante

La configuración básica continuamente en un solo rectificador, una batería y un inversor operando continuamente en la línea de alimentación de C.A. Se fabrican en potencias que van desde los 250 VA hasta 500 KVA. El diagrama unifilar se ilustra en la figura 3.3.7.

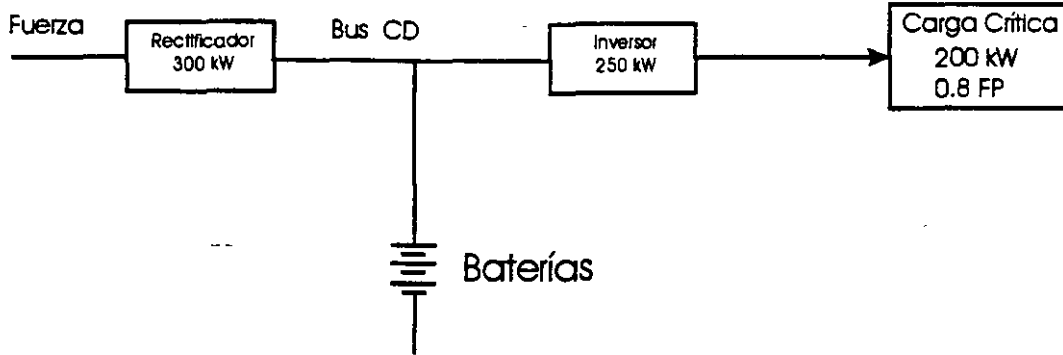


Fig. 3.3.7

El sistema rectifica la C.A. y se alimenta al inversor manteniendo en flotación la batería. No se cuenta con opción de transferencia de ningún tipo y solo se depende del tiempo que duren las baterías para alimentar la carga crítica durante fallas de la línea. En cada caso de ser breves las fallas (generalmente menor a 15 min.) el rectificador restituye la carga de las baterías, el sistema proporciona además:

- (1) Energía eléctrica ininterrumpible.
- (2) Bajo mantenimiento debido a no existir partes en movimiento
- (3) Buena eficiencia en la conversión de energía mediante el empleo de componente de estado sólido.

La disponibilidad del equipo del sistema para servicio normal es generalmente alta y puede ser calculada mediante el uso de la siguiente fórmula:

$$A = \frac{TPF}{TPF + TPR}$$

Donde :

A= Disponibilidad del equipo

TPF = Tiempo promedio entre fallas (horas o días)

TPR = Tiempo promedio de reparación (horas o días)

El sistema tiene la ventaja de ser muy simple y de bajo costo y como desventaja; el quedar totalmente fuera cuando su inversor falla. Su selección dependerá fundamentalmente del aspecto económico y del tiempo permitido para permanecer con la carga crítica fuera de servicio en caso de falla.

Este último inconveniente se supera si se incluye un interruptor estático para efectuar la transferencia de carga a la línea; realizándose de acuerdo al esquema que se explicó en el inciso 3.3.2. anterior; aclarando que, de seleccionarse este arreglo, se deberá estar seguro que la fuente de alimentación tenga características de muy buena estabilidad en voltaje y tensión con el fin de poder efectuar una transferencia satisfactoria. La inclusión del interruptor estático incrementa el costo aproximadamente en un 10% respecto al sistema no redundante.

3.3.3.2 Sistema Redundante.

La figura 3.3.8 muestra un sistema con dos unidades no interrumpibles operando en paralelo redundante. Cada una de las unidades deberá ser seleccionada a la capacidad total de la carga crítica con el fin de que en caso de falla de uno de ellos, el otro pueda sustituirlo sin afectación al equipo conectado en la salida del sistema. Es posible agregar más unidades pero siempre conservando el criterio de que cuando falle uno de ellos el resto pueda tomar la carga total. Usualmente se duplican los circuitos del rectificador, inversor, control de frecuencia e interruptores de salida, no siendo necesario hacer lo mismo con las baterías; sin embargo, el arreglo permite tener una mayor disponibilidad del sistema y obviamente mejores condiciones de operación respecto al no redundante.

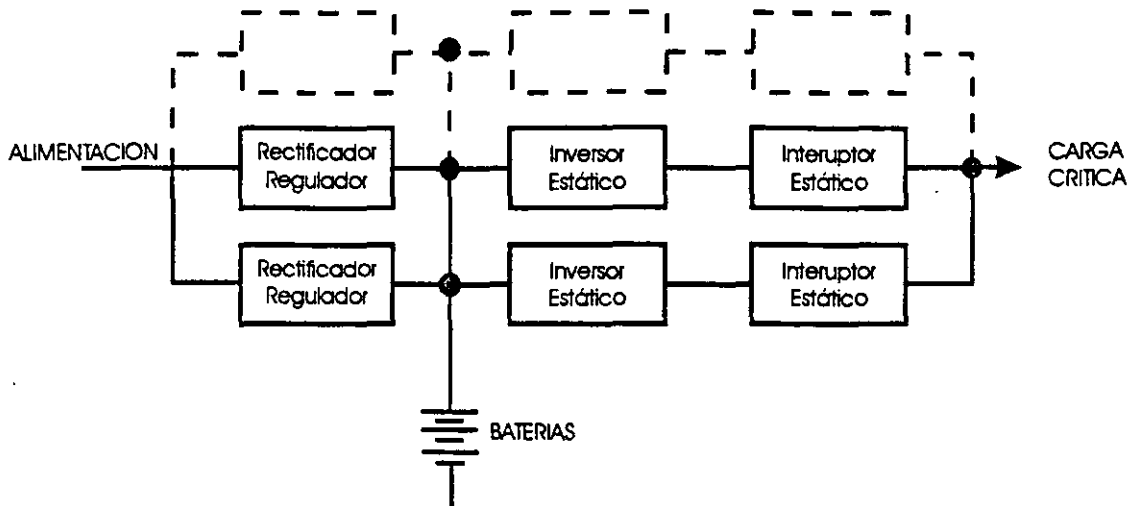


Fig. 3.3.8

La redundancia del sistema consiste básicamente en tener el menor número de equipos en paralelo para soportar los requerimientos de la carga crítica más uno adicional para tener la redundancia.

Un número de equipos en paralelo no necesariamente incrementan la disponibilidad del sistema debido a que se tiene un mayor número de componentes sujetas a falla.

El costo de un sistema redundante es aproximadamente:

$$S = (N+1)/N$$

Como puede apreciarse es mayor que en el sistema no redundante, donde N es igual al número de equipos correspondientes al sistema no redundante.

3.3.3.3 Sistema paralelo- redundante de carga compartida

La figura de abajo muestra un sistema paralelo redundante de equipos no interrumpibles. La confiabilidad del arreglo mostrado es verdaderamente monstruosa y generalmente se utiliza para sistemas con una gran demanda de energía en la carga, misma que no puede ser suspendida durante 24 horas, como ejemplo podría citarse el Sistema Bancario que requiere atención continua al público, como es el caso de los llamados cajeros automáticos que operan inclusive los sábados y domingos.

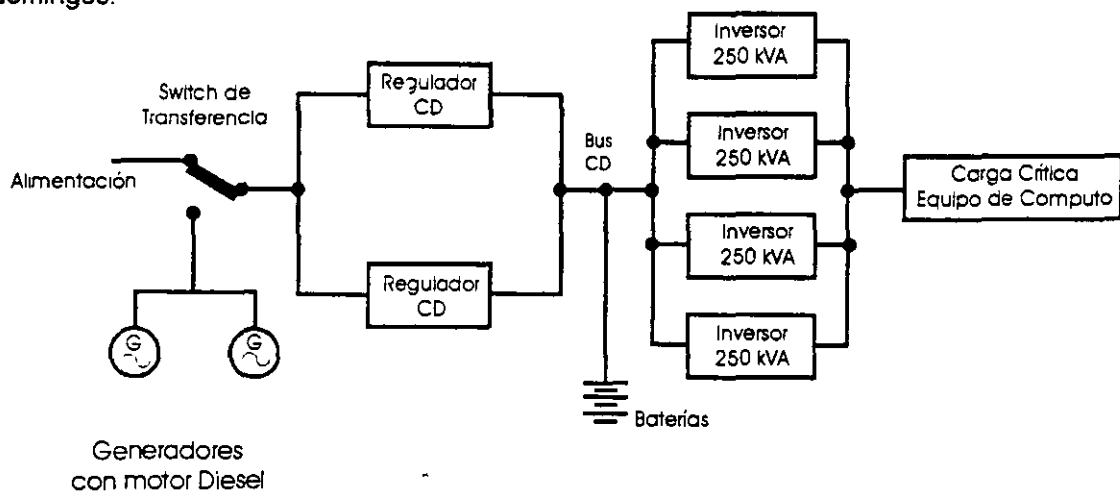


Fig. 3.3.9



La característica de carga compartida se aplica tanto a la alimentación de la línea con la planta de emergencia de combustión interna como en los rectificadores e inversores de los equipos ininterrumpibles. Es muy recomendable cuando el arreglo con interruptor estático de transferencia a la línea no puede aplicarse, debido a que los parámetros de frecuencia y voltaje en la línea son inestables.

3.3.4 Especificación de un Equipo no Interrumpible

La tabla mostrada en la siguiente hoja, es una guía para especificar un equipo no interrumpible y fue tomada como referencia del "Orange Book" (Recomendaciones para Sistemas de Emergencia y Respaldo en Aplicaciones Industriales y Comerciales del IEEE). Está escrita en idioma inglés para evitar confusiones en la traducción. Es conveniente insistir que sirve como guía y en cada caso será necesario considerar las necesidades específicas del problema que se esté analizando.

Input (rectifier/Charger)	
Voltage	208 V or 480 V, $\pm 10\%$, 3 phase
Power Factor	Minimum 0.8 at rated load
Frequency	50 or 60 Hz, $\pm 5\%$
Harmonic content of current	10% (5% preferred)
Startup current limiting	Maximum 25% of full load current (energizing rectifier transformer with inverter at no load).
Startup "walk in"	15 to 30 s to full load
Steady-state current limiting	Adjustable, with two standard settings: 1) For utility power, 125% rated load 2) For emergency power, 100% rated load plus 5 kVA
Output (Inverter)	
Voltage	208 V or 480 V, 3 phase, 3 or 4 wire.
Regulation	1) $\pm 2\%$ for balanced load 2) $\pm 3\%$ for 20% unbalanced load (100%, 100%, 80%)
Line drop compensation	0 to 5%, adjustable
Transient response	1) $\pm 5\%$ for loss or return of ac input power 2) $\pm 5\%$ for 50% load step 3) $\pm 10\%$ for bypass or return from bypass
Transient recovery	Return to steady-state conditions within 100 ms after a disturbance
Harmonic content of voltage	4% total, 3% any single harmonic
Phase displacement	1) $120^\circ \pm 1^\circ$ for balanced load 2) $120^\circ \pm 0^\circ$ for 20% unbalanced load
Frequency	50 or 60 Hz
Regulation	± 0.1 Hz
Line sync range	± 0.5 to 1.0 Hz, adjustable
Slow rate	1 revolution / Hz/s
Current capability	
Overload	125% for 10 min and 150% for 10s.
Fault clearing	150% to 300% for 10 cycles, maximum limited for self-protection.
DC link (Battery)	
Battery type	Lead acid or nickel cadmium (NiCAD)
Float voltage	Lead acid 2.3-2.25 V/cell NiCAD 1.4-1.42 V/cell
Equalize voltage	Lead acid 2.35 V/cell NiCAD 1.6 V/cell
End voltage	Lead acid minimum 1.8 V/cell NiCAD minimum 1.1 V/cell (setting also determined by inverter input voltage window)
Recharge time	10 times discharge time
Energy storage capacity	Sized to requirement (normally 15 min.)
General	Characteristics and



Requirements. 3 phase Output ratings Efficiency	32.5 to 600 kVA at 0.8 power factor 77% to 90% (improves as kVA rating increases)
Dimensions and weight Controls	Depends on kVA rating Startup, emergency shutdown, synchronous transfer to bypass and all adjustment functions required for operation and maintenance
Meters	AC volt and ammeters with phase selector switches for both input and output, DC voltmeter and charge/discharge ammeter
Alarms	Indicating 10 to 20 special conditions or malfunctions such as output over-and under voltage, battery discharge, fan failure, auto bypass, etc.
Environmental Ambient temperature	Within 0° to 40°C operating and -20° to 70°C non operating
Relative humidity	0 to 95% at any operating temperature
Reliability	MTBF 200 000 h minimum (includes available utility power via bypass)
Maintainability	MTTR 40 min. maximum (when parts are on site)
Available Options Frequency conversion	50 to 60 Hz or 60 to 50 Hz (only for redundant type UPS without bypass)
Expandability	Can be paralleled with like UPS modules.
Electromagnetic interference suppression	Suppression of radiated on all sides and conducted on input, output, and control cables
Acoustical noise suppression	Maximum 76 dB at 5 ft from surface
Extended operating temperature capability	From 40°C to 50°C
Automatic battery equalizing charge	Activated and timed after each battery discharge
Circuit breaker motor operators	For input, output, and battery circuit breakers
Mimic bus	An illuminated one-line diagram indicating operational status
Remote status monitoring and alarm panel	Monitors special conditions and malfunctions up to 500 ft away
Additional meters	Input and output wattmeters, elapsed time and frequency meters rectifier output dc ammeter
Special conditions to be identified by user	Damaging fumes Excessive moisture Excessive dust Abrasive dust Steam Oil vapor Explosive mixtures of dust or gases Salt air Abnormal vibration, shocks, or tilting Weather or dripping water Special transportation or storage conditions (user to identify method of handling equipment) Extreme or sudden changes in temperature Unusual space and weight limitations Unusual operating duty Unusually high system impedance Seismic considerations Electromagnetic fields Radioactive levels above natural background Abnormally high system voltages to ground Nonlinear load or one generating excessive harmonic or ripple current Inability for the de source to accept a current in the reverse direction Acoustical noise limitations Type of battery or power supply provided by user



4. PROTECCION

4.1 Protección contra sobrecorrientes en los sistemas

En la protección del equipo contra sobrecorrientes se debe determinar la magnitud de las corrientes de falla en los sistemas de emergencia, de respaldo y suministro normal, así como en los equipos de transferencia e interrupción. Por lo regular los sistemas de emergencia y respaldo no tienen corrientes de falla tan altas como las del suministro normal, de tal suerte que la corriente que determina la capacidad interruptiva de los equipos es la de corto circuito disponible en el sistema de suministro normal. La evaluación de las corrientes de falla de los generadores de emergencia y respaldo, servirá para asegurarnos que sea la suficiente para operar el equipo de protección de los equipos derivados que se encuentran coordinados con el equipo de sobrecarga de la alimentación normal. Las corrientes subtransitorias y la velocidad de amortiguación de la corriente de falla pueden ser muy importantes en estos casos, ya que ellas determinan la clase (o bondad) de coordinación que es necesaria entre los equipos que se utilizan para obtener la coordinación y selectividad apropiadas.

En el estudio de protección y coordinación que se haga, es necesario obtener las características de cortocircuito específicas del generador, directamente del fabricante; así como las curvas tiempo corriente de los fusibles, interruptores y relevadores a utilizar.

4.2 Equipo de transferencia.

Se debe dar mayor atención a los interruptores de transferencia debido a que la capacidad de corriente de falla y normal de diseño de los interruptores, es una parte muy importante en la aplicación de proyectos de protección, en virtud de que deben ser capaces de cerrar con altas corrientes de "in rush", soportar corrientes de falla sin daño de sus contactos y ser apto para severos ciclos de trabajo con corriente de plena carga.

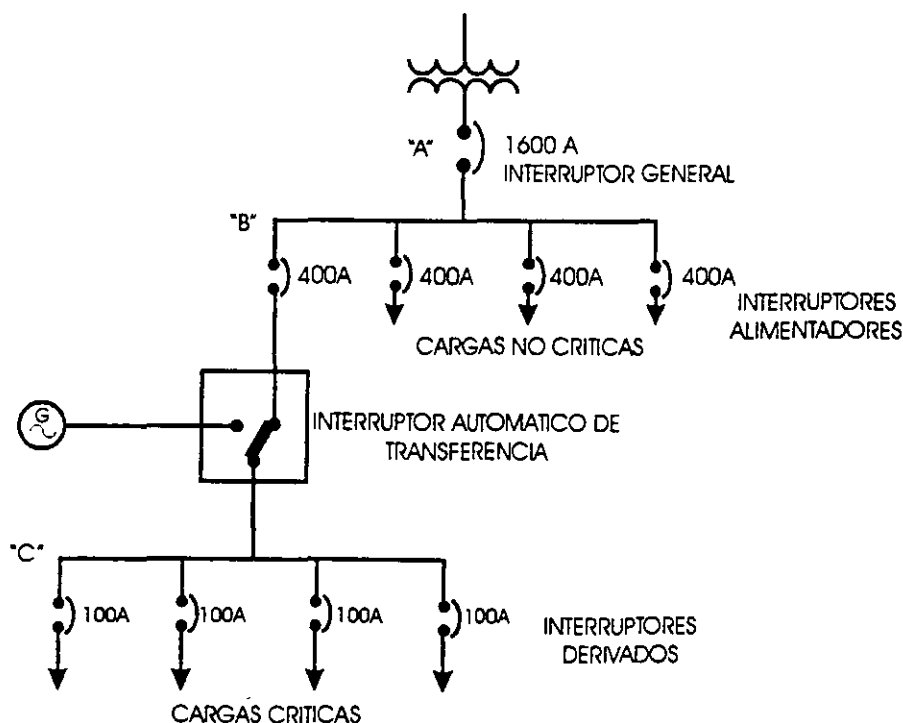


Fig. 4.2.1 Diagrama Unifilar.



En la aplicación de la protección es necesario consultar a los fabricantes sobre los métodos de prueba aplicables a los interruptores de transferencia, fusibles e interruptores termomagnéticos. La coordinación de aparatos de protección debe hacerse con capacidades de corriente en amperes RMS simétricos. Si un fusible o interruptor va a ser empleado, la relación X/R de la corriente de prueba puede ser un gran auxiliar para determinar la mejor protección. La relación X/R de los circuitos determina la máxima corriente pico disponible e indirectamente los esfuerzos magnéticos que puedan ocurrir.

4.2.1 Protección con interruptores.

Usualmente se requiere un retardo de tiempo en el interruptor principal de alimentación al equipo de transferencia, que se ilustra en la figura 4.2.1 como interruptor "B", con el objeto de proporcionar una selectividad adecuada. Esto se obtiene mediante el empleo de interruptores electromagnéticos o termomagnéticos con características de tiempo corto que además protegen adecuadamente el equipo de transferencia, contra los daños ocasionados por la energía térmica I^2t . La coordinación se deberá efectuar también con el interruptor general de la subestación de servicio así como con el interruptor de mayor capacidad que tenga conectada la carga del sistema de emergencia, mostrados en la figura con interruptores "A" y "C" respectivamente.

4.2.2 Protección con fusibles.

Los fusibles pueden interrumpir sin peligro de altas corrientes de corto circuito de manera más rápida que los interruptores termomagnéticos, sin embargo una ventaja de estos últimos sobre fusibles, es la posibilidad de operación múltiple de los polos para eliminar la operación monofásica. La corriente pico que deja pasar el fusible y la energía I^2t que pasa a través de él, debe coordinarse con las características del equipo de transferencia a fin de evitar daños que puedan destruirlo.

4.2.3 Protección de interruptor de transferencia estático.

La corriente de corto circuito disponible es especialmente crítica en la aplicación de los interruptores de transferencia estáticos por lo que deben coordinar apropiadamente el tiempo en que el fusible libera la falla y la capacidad del interruptor estático para minimizar los efectos sobre este último. Los interruptores termomagnéticos son considerados como lentos comparados con los fusibles cuando se trata de proteger los equipos estáticos, razón por la cual, siempre se utilizan fusibles. Como en todos los equipos de estado sólido deberá considerarse también una protección de transitorios de voltaje a fin de que no afecten los tiristores del interruptor estático.

4.3 Generación.

Cuando se está utilizando el sistema de emergencia el generador es la parte más crítica. Por tal razón su diseño de protección debe asegurar su confiabilidad.

El diseño de protección debe basarse en la evaluación de los costos de las pérdidas de las cargas críticas y la de la destrucción de las fuentes de emergencia.

4.3.1 Protección de las bobinas principales.

La protección de las bobinas principales con interruptores electromagnéticos de características ajustables en tiempo ofrecen una mayor flexibilidad de coordinación. Los interruptores termomagnéticos son más económicos y pequeños pero más difíciles de coordinar con otros aparatos de sobrecorriente, los fusibles, por supuesto, son los equipos más simples y económicos, tienen alta confiabilidad cuando se aplican apropiadamente pero no ofrecen la flexibilidad de los interruptores.

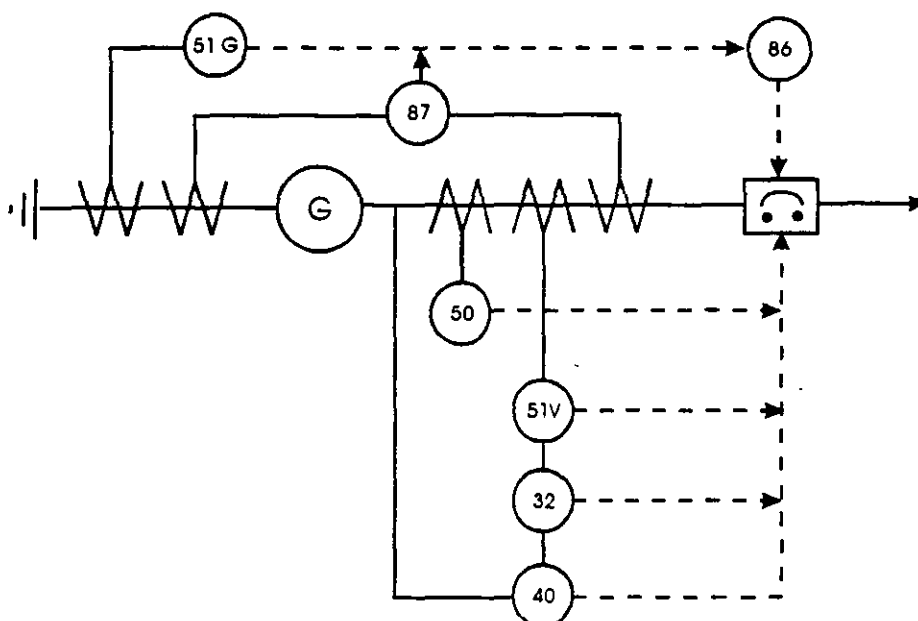
En los generadores pequeños la operación selectiva puede causar problemas cuando se dispone de corriente de corto-circuito limitada y es necesario ajustar el regulador de voltaje para lograr una corriente de falla apropiada para la selectividad necesaria.



El colapso del generador debido a la lenta operación de un equipo de sobrecorriente puede desenergizar toda carga crítica negando la inherente confiabilidad de la coordinación apropiada del sistema.

La protección de los generadores grandes puede variar de un simple termomagnético a un electromagnético con un sistema complejo de relevadores para iniciar el disparo, los cuales pueden ser:

- 50 Relevador de sobrecorriente instantáneo
- 51V Relevador de sobrecorriente de tiempo de línea.
- 51G Relevador de sobrecorriente de tiempo de tierra.
- 32 Relevador direccional de potencia.
- 40 Relevador de campo.
- 86 Relevador de corriente para secuencia de fases.
- 87 Relevador de protección diferencial.



4.3.2 Protección del rotor.

Un interruptor de campo es un medio positivo de protección del rotor de los daños por sobrecorrientes debidas a la mala aplicación ó falla de los componentes del sistema de excitación. Pero no se debe asumir que un interruptor de campo proporcione la protección adecuada a las bobinas principales.

4.3.3 Operación en paralelo

La protección de generadores cuando dos ó mas se operan en paralelo, es necesariamente más refinada que la de un solo generador, debido a que se necesita aumentar protección para: flujo inverso de potencia, inspección de sincronismo y desconexión de carga. La aplicación de relevadores direccionales de potencia debe ser cuidadosamente realizada ya que la sensibilidad de los relevadores puede causar disparos indeseables ó daños a los generadores.

4.4 Primotor.

La forma más directa de protección de sobrecarga manteniendo cierto grado de confiabilidad, es la desconexión de carga.

Dependiendo de la severidad del problema de estabilidad se puede emplear la interrupción total ó por medio de la supervisión de frecuencia iniciar la desconexión parcial de la carga. Por ejemplo



cuando se esta utilizando generación múltiple es necesario utilizar una desconexión automática instantánea para compensar la necesidad de generación en la perdida de un generador para poder asegurar la disponibilidad de energía remanente.

En generadores con cargas importantes es práctica común la combinación de la interrupción instantánea de parte de carga y la utilización de relevadores de baja frecuencia para desconexiones múltiples. Este tipo de protecciones requiere un estudio de estabilidad que determine la frecuencia de cada paso de desconexión, así como, su tiempo y la cantidad de carga a desconectar. La salida de voltaje del conjunto de generación decrece en forma proporcional a la frecuencia (velocidad del primotor) por lo que, en algunos casos, se utilizan relevadores de voltaje que por reducción de hasta el 50% de la carga permiten el retorno de los primotores a su velocidad de régimen.

La protección del primotor por medio de la supervisión del voltaje y de la frecuencia, no debe eclipsar la importancia del acoplamiento con el generador apropiado ó de las características del par del primotor.

La aplicación de los relevadores direccionales de potencia es una forma de protección de primotores, ellos deben prever la motorización de los generadores, cuando dos ó más generadores operan en paralelo y en otras aplicaciones protegen contra sobrecargas al conjunto de generación por medio de una rápida operación impiden que la energía fluya en el sistema de suministro.

Para prevenir disparos molestos en la sincronización de generadores, se debe proporcionar un tiempo de retardo en la operación de los transitorios de flujos de energía en reversa presentes cuando el primotor está en condición de girar en sincronismo.

4.5 Sistemas ininterrumpibles (UPS)

4.5.1 Protección de Baterías

Las baterías aportan la confiabilidad inherente en un UPS y la protección deberá ser de primordial importancia. Algunas importantes áreas son sobrecarga, régimen de descarga y sus limites, temperatura ambiente y detección de tierras.

Las sobrecargas causan gasificación y degradación de las baterías ácidas. Los gases pueden también ocasionar corrosión de las terminales. Una operación sostenida a altas temperatura causa corrosión interna de las rejillas y de las placas de las baterías.

Una alarma y disparo por bajo voltaje, puede prevenir la descarga innecesaria de las baterías y el daño consecuente.

Prolongadas corrientes de sobrecarga pueden causar gasificación en las celdas ventiladas y calentamiento en las cerradas. En algunas celdas se protege contra las sobrecargas mediante desviaciones de las corrientes de carga.

El incremento de la temperatura ambiente afectada directamente algunas baterías ácidas mediante el incremento del consumo de agua, corrosión en las rejillas y la producción de hidróxido. Esto es para decir que la operación a temperaturas mayores que las recomendadas acorta la vida de las baterías.

4.5.2 Protección del cargador de baterías.

Diversos dispositivos de protección para cargadores de baterías incluyen limitadores de corriente de salida, supresores de sobretensiones y fusibles e interruptores. Un limitador de corriente de salida proporciona una protección contra sobrecarga del cargador, un limite típico puede estar

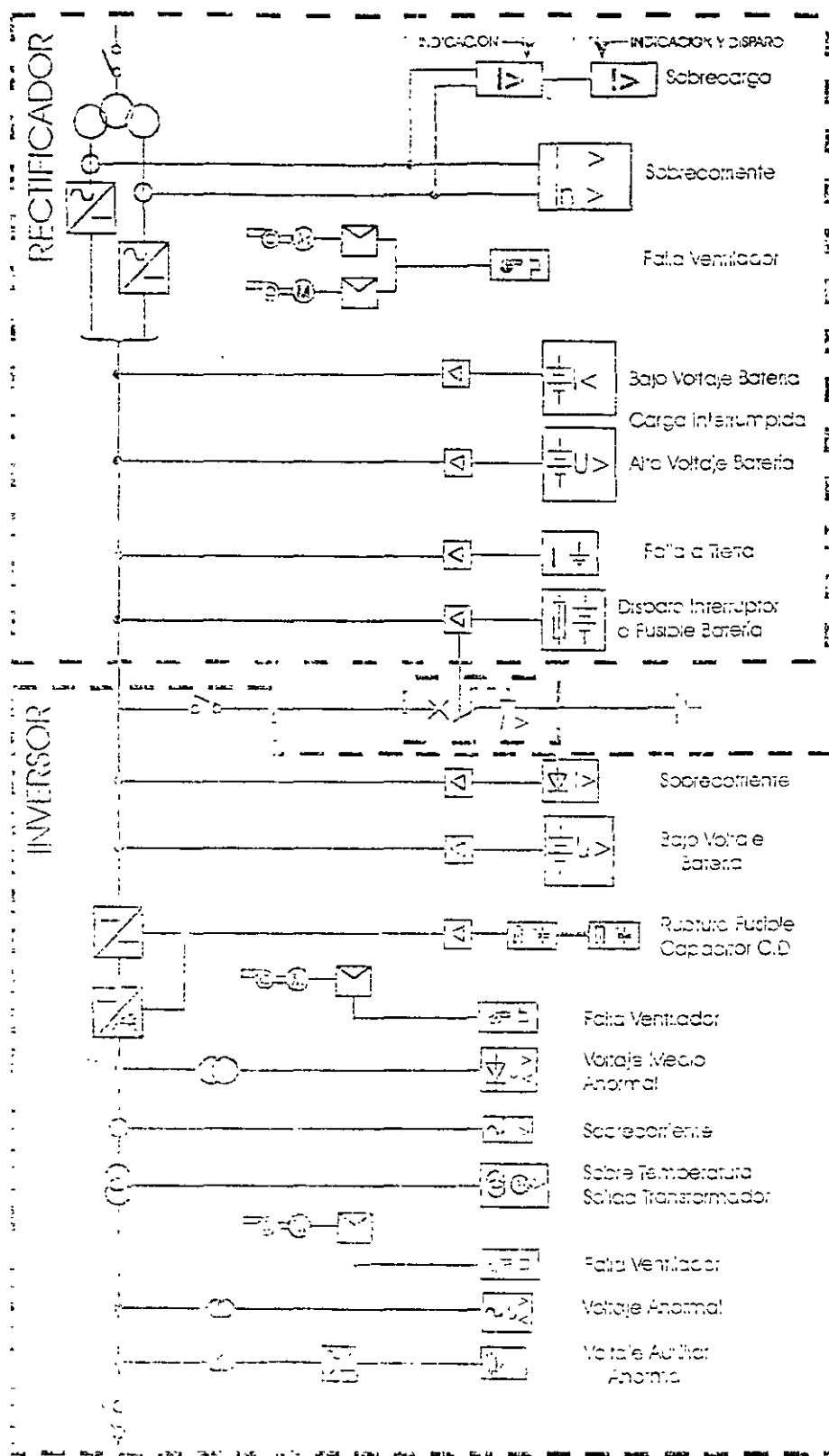


Fig. - 5 Protección Sistemas Interrumpibles UPS's



125% del régimen de carga y para cortos periodos de tiempo la batería puede suministrar mayor carga si ésta es requerida. Algunos dispositivos limitadores de corriente proporcionan una interrupción automática del cargador cuando existen corrientes de cortocircuito. Los supresores de sobretensiones pueden estar provistos por el fabricante en la entrada y salida del cargador para protegerse contra transitorios en la línea. Interruptores de entrada y salida agregan protección contra sobrecarga así como proporcionan flexibilidad.

Los dispositivos complementarios opcionales que pueden incluirse en cargadores de baterías son voltmetro, detector de tierras ó luces detectoras de tierras, desconexión ó alarma por falla en el suministro y relevadores de sobre y bajo voltaje de C. D.. Un relevador de C.A. para falla en el suministro que protege la batería contra descargas innecesarias a través del cargador.

4.5.3 Protección del inversor.

Los inversores son comúnmente protegidos a la entrada y a la salida con interruptores ó fusibles. Las prolongadas condiciones de corto circuito, switcheos, fuera de fase y conexiones equivocadas de polaridad en forma accidental son ejemplos de las condiciones que se protegen mediante interruptores y fusibles. Los limitadores de corriente en circuitos de salida, como con cargadores de baterías, son proporcionados por la mayoría de fabricantes.

Los inversores pueden estar diseñados para suministrar alguna capacidad de sobrecarga extra. Valores típicos de capacidad de sobrecarga pueden ser 125% para 10 minutos y 150% para 10 seg. Sensores de bajo voltaje pueden estar previstos para desconectar el inversor si el voltaje de la batería cae abajo de un valor predeterminado.

Un aspecto importante para la adecuación de la aplicación de inversores es una ventilación adecuada. Bajo condiciones de operación normal, los inversores pueden desprender una considerable cantidad de calor, por lo que se deberá tener cuidado no solo de proveer la adecuada ventilación sino también de prevenir bloqueos de está ventilación.

4.6 Sistema de tierras.

La primer consideración de diseño de los sistemas de emergencia es la satisfacción de la continuidad del servicio. El sistema de tierras empleado y el arreglo de su equipo pueden afectar la continuidad del servicio.

Los conductores de tierras y sus conexiones deberá arreglarse en forma tal, que eviten la dispersión de corriente de neutro y que la corriente de falla a tierra pueda fluir por los caminos predichos de baja impedancia; los cuales deben proteger al personal de choques eléctricos y asegurar la operación de los circuitos y equipo de protección. Donde las cargas entre fase y neutro sean grandes, los sistemas requieren aterrizarse sólidamente. Sin embargo, los sistemas de 600V y 480V donde las cargas son de fase a fase y el neutro no se utiliza, se puede utilizar los sistemas con alta resistencia de neutro a tierra ó los sistemas no aterrizados para proveer un alto grado de continuidad de servicio.

4.6.1 Sistemas sólidamente aterrizados con neutro interconectado.

Un sistema con neutro aterrizado (Fig. 4.6.1) y sólidamente conectado en el switch de transferencia (no switchado) para interconectar el suministro normal con el generador de emergencia y aterrizado del lado de carga del medio desconectador de servicio, **NO ES RECOMENDADO**, debido a que la corriente de dispersión fluyendo a través de los circuitos de baja impedancia de tierra puede afectar la operación de los equipos de protección de falla a tierra.

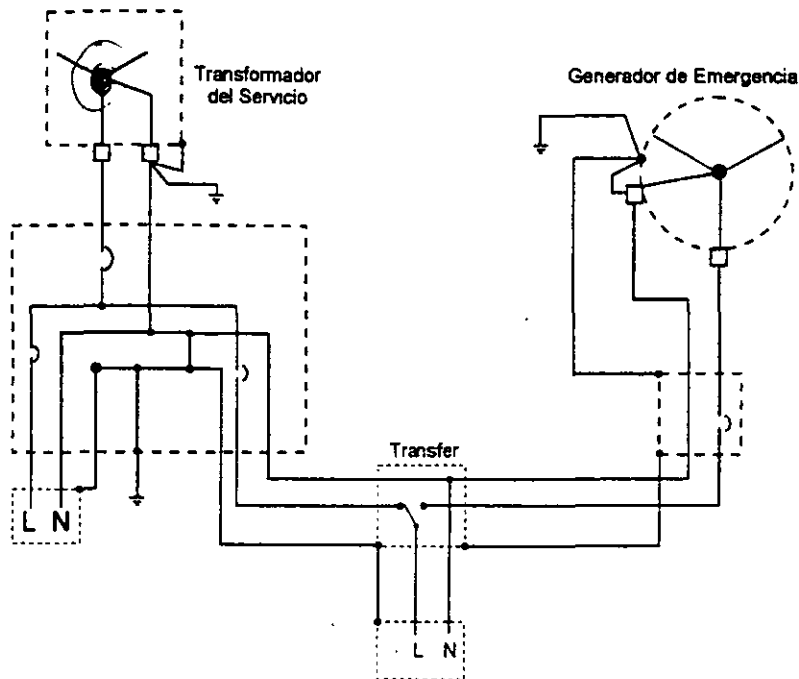


Fig. 4.6.1 Sistema Sólidamente Aterrizado con Neutro Interconectado

4.6.2 Sistemas sólidamente aterrizados con neutro transferido.

Donde el neutro del sistema es transferido del suministro normal al sistema de emergencia se crean dos sistemas radiales separados. Los sistemas creados deberán aterrizarse en o después del equipo de desconexión (fig. 4.6.2).

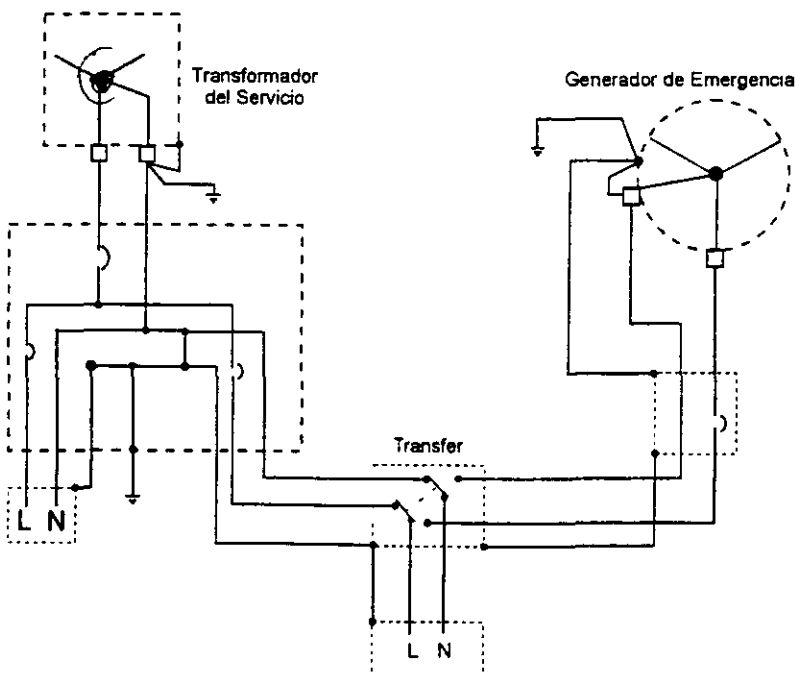


Fig. 4.6.2 Sistema Sólidamente Aterrizado con Neutro Transferido.

En los sistemas radiales el aterrizaje no intencional del neutro puede causar corrientes circulantes (que operen los equipos de protección de falla a tierra), por lo que se debe tomar precauciones

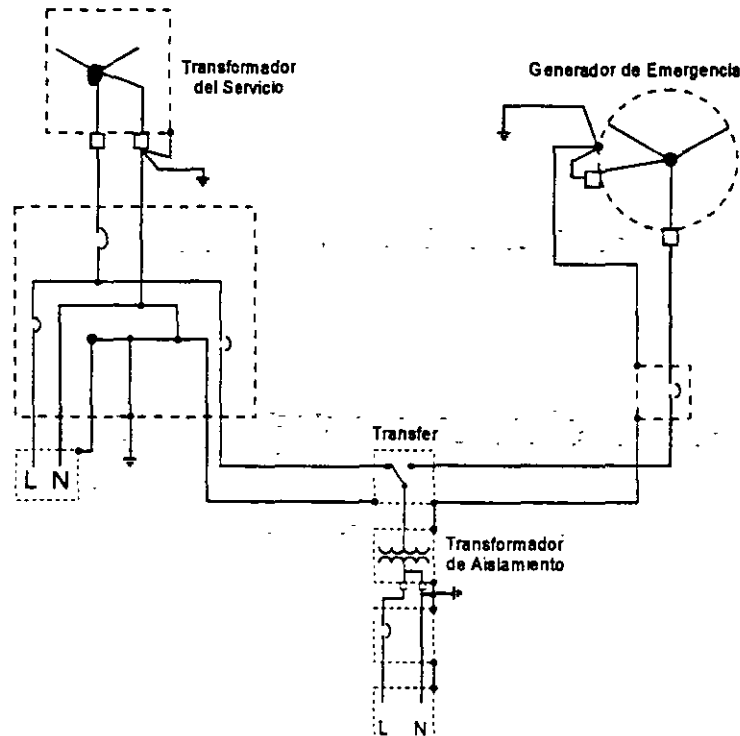


Fig. 4.6.3 Sistema Sólidamente Aterrizado con Transformador de aislamiento para carga Transferible

4.6.3 Sistemas sólidamente aterrizados con transformador de aislamiento para carga transferible. Donde una carga transferible es alimentada por un sistema derivado de un transformador de aislamiento y del equipo de transferencia localizado antes del transformador de aislamiento, como se ilustra en la fig. 4.6.3 El transformador de aislamiento permite que las cargas (transferibles) de fase a neutro sean alimentadas sin neutro aterrizado en los alimentadores, el neutro de la carga es proporcionado por el secundario del transformador.

Cualquier corriente de neutro ó falla a tierra en el secundario del transformador no tienen efecto en el equipo de protección de falla a tierra en el servicio ó en el generador de emergencia.

4.6.4 Sistemas con neutro aterrizado a través de una resistencia.

Cuando no se requieren conductores de neutro, debido a que las cargas se conectan entre fases, se puede conectar éste (el neutro) a tierra por medio de una alta resistencia para limitar la corriente de falla a tierra. Este tipo de conexión por lo regular se utiliza en generadores de emergencia (a 480V ó 600V) donde las cargas críticas de 3 fases, 3 hilos son permanentemente conectadas. Los sistemas con neutro aterrizado a través de

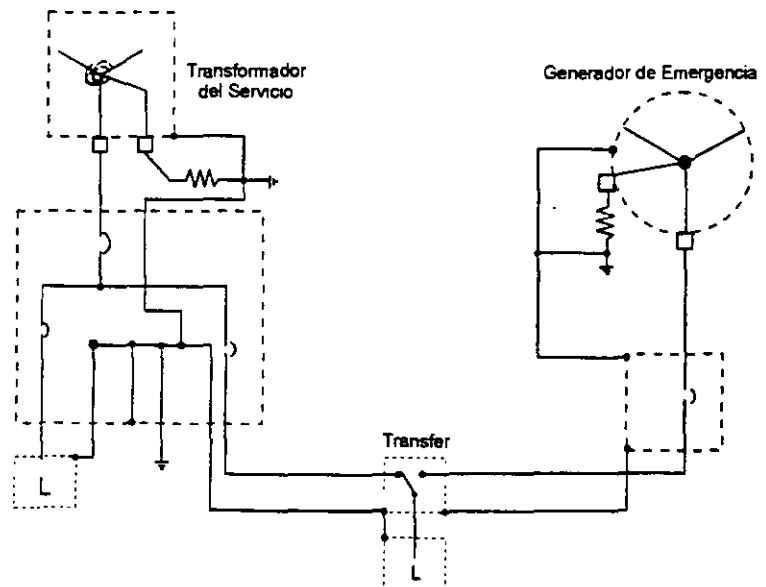


Fig. 4.6.4 Sistema con Neutro Aterrizado a través de una Resistencia



alta resistencia proporcionan un alto grado de continuidad de servicio, debido a que el equipo de protección no es disparado por una primer falla a tierra.

Donde la carga crítica de 3 fases, 3 hilos es relativamente grande comparada con las cargas que necesitan aterrizaje sólido, se puede utilizar tanto el servicio de suministro normal como el generador de emergencia con neutros aterrizados a través de una resistencia (fig. 4.6.4), cuando las cargas que requieren neutro sólidamente aterrizado se alimentan por medio de un transformador de aislamiento switchado del servicio normal al generador de emergencia por medio de un transfer (no mostrado en la fig. 4.6.4).

Los sistemas con neutro aterrizado a través de una resistencia alta, no deben ser utilizados a menos que, los sistemas sean equipados con indicadores y alarmas de falla a tierra y que personal calificado esté siempre disponible para localizar y remover rápidamente la falla.

5. EVALUACION TECNICO ECONOMICA DE UN SISTEMA DE EMERGENCIA

Costos, pérdidas reales y potenciales deben ser calculadas ó estimadas para justificar un sistema de emergencia en establecimientos industriales, comerciales y de servicio.

Una estimación de los costos asociados con cada suspensión en el suministro de energía deberá ser calculado y registrado en una bitácora con la fecha, duración y condiciones existentes en ese momento.

5.1 Ecuaciones para determinar el costo de interrupciones del suministro.

Una estimación del costo de una interrupción del suministro de energía desde el punto de vista de "dinero contante" puede ser calculada como sigue:

$$\text{Costo Total de Falla} = E + H + I$$

Donde:

E= Costo de labor por los empleados afectados, en pesos.

H= Costo de material afectado por la interrupción en pesos

I = Costo para restablecer la eficiencia que se tenía previa a la interrupción, en pesos.

El valor de E, H e I pueden ser calculados como sigue:

$$E = AD (B + C)$$

$$H = FG$$

$$I = JK (B+C)+LG$$

Donde:

A= Número de empleados productivos afectados.

B= Salario promedio por hora de los empleados afectados, en pesos.

C= Gastos generales por hora de los empleados afectados, en pesos (Ejem. Jornadas especiales, horas extra, etc.)

D= Duración de la interrupción de energía, en horas.

F= Unidades de material desperdiciado debido a la interrupción de energía.

G= Costo por unidad de material desperdiciado debido a la interrupción, en pesos.

J= Tiempo de reinicio hasta alcanzar la eficiencia normal.

K= Número de empleados involucrados en el reinicio.

L= Unidades de material desperdiciado durante el tiempo de reinicio.



Después de haber sido calculado el costo de la interrupción se le debe restar cuando sea el caso el ahorro debido a las utilidades inherentes al producto, para llegar a un costo total ocasionado únicamente por la suspensión del suministro de energía eléctrica.

5.2 Edificios comerciales.

Para establecimientos comerciales un calculo similar puede ser efectuado con base en la duración de la interrupción costos de labor, pérdida de beneficio en ventas, pérdidas debidas a robos y costos de reinicio.

5.3 Pérdidas adicionales debidas a interrupciones de energía.

En adición a las pérdidas relativas al "dinero contante" están aquellas más difíciles de calcular pero que se deben incluir cuando se disponga de información, tales son:

- 1) Depreciación prorrateada de los costos de capital
- 2) Depreciación de la calidad de los materiales en proceso.
- 3) "Costo" del dinero invertido en materiales ó máquinas no usadas.

Otras pérdidas pueden ocurrir bajo condiciones especiales ó no usuales. En una planta industrial operando al 100% de capacidad, cualquier pérdida en la producción da como resultado una pérdida del beneficio. El costo de gastos prorrateables y generales variables también representan una pérdida. El gasto para una planta de emergencia tiene una justificación adicional bajo éstas condiciones.

5.4 Determinación de la probabilidad de fallas en el suministro de energía.

La probabilidad de fallas en el suministro deben ser determinadas mediante un estudio estadístico de la planta o de la compañía suministradora.

Ejemplos de fallas de energía, se muestran en la tabla 5.4.1.

ESTADISTICA DE INTERRUPCIONES DE ENERGIA

Fecha	Tiempo	Duración	Línea Alimentadora
9 Marzo	09:52	10 min	14
11 Junio	21:53	12 seg.	14
11 Junio	22:13	9 seg.	14
15 Julio	20:40	5.5 seg.	13+22
17 Julio	19:13	1-2 min.	14(9 veces)

Ya que el costo de una falla de interrupción de suministro de energía es pagado por el usuario, es importante que él relacione la confiabilidad, duración y calidad de la energía de emergencia en caso de requerirlo.



5.5 Factores que incrementan la probabilidad de fallas de suministro.

Cuando se alcanza ó se excede la carga a la cual el sistema está diseñado, la probabilidad de falla se incrementa.

Existe una probabilidad similar cuando el sistema se torna más complejo y cuando el equipo envejece.

5.6 Reservas de potencia.

Las reservas de potencia en el área de usuarios deberán ser investigadas. Un adecuado margen de reserva arriba de las demandas de carga pico proporciona una guía a la confiabilidad del servicio debido a que el margen está previsto para algunas contingencias.

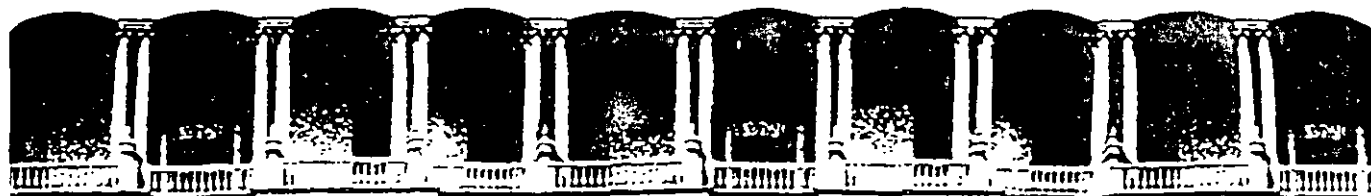
5.7 Conclusión

La evaluación, justificación y decisión para la compra e instalación de alimentación de respaldo, planta de emergencia ó equipo ininterrumpible de energía ó una combinación de estos sistemas, debe incluir la consideración de todos los requerimientos de energía eléctrica, así como el estudio Técnico-Económico completo para todas y cada una de las necesidades involucradas en condiciones de una falla en el suministro eléctrico.



BIBLIOGRAFIA DE CONSULTA

- 1.- Orange book
IEEE Std 446-1980
Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial
And Commercial Applications
- 2.- Buff book
IEEE Std 242-1975
Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial
Power Systems
- 3.- Gray book
IEEE Std 241-1974
Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings
- 4.- Industrial Power Systems Handbook
BEEMAN D. L.
McGraw-Hill
- 5.- Revistas técnicas:
Electrical Construction and Maintenance
de los meses. Enero 1978
Mayo 1982
- 6.- Folletos técnicos.
E S B DE MEXICO, S.A. DE C.V. EXIDE
Sistemas de Conversión de Energía
- 7.- Protection of Computers against Transients, Interruptions, and Outages
Presented at the 1987 IEEE Industry and General Applications Group Annual Meeting, BURCH,
B. F. JR.
- 8.- Lighting Handbook
KAUFMAN, J. E.
- 9.- Standard Handbook for Electrical Engineers
FINK, D. G., and CARROLL



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*CONTROL DE TENSION EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA*

EXPOSITOR: ING. ANDRES CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

3.1	TENSIONES DEL SISTEMA -----	1
3.2	CONTROL DE TENSION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA -----	4
3.3	LIMITES DE TOLERANCIA EN TENSIONES -----	6
3.4	SELECCION DE TENSIONES -----	12
3.5	EFECTO DE LA VARIACION DE TENSION EN LOS EQUIPOS-----	15
3.6	CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES -----	19
3.7	EFECTOS DEL ARRANQUE DE MOTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICO -----	26
3.8	EJEMPLO SIMPLIFICADO DEL CALCULO DE PERFIL DE TENSIONES EN UNA PEQUEÑA INDUSTRIA -----	29
3.9	EJEMPLO DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA POR EL ARRANQUE DE MOTORES -----	33
3.10	NORMA NMX-J-98. -----	46

3.1 TENSIONES DEL SISTEMA

Los siguientes terminos y definiciones se utilizan para identificar las tensiones y las clases de tensiones utilizadas en el sistema electrico de distribución.

TENSION DEL SISTEMA

Es el valor dado por la raíz cuadratica media de la tension fase a fase de una porción de un sistema electrico de C. A.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA :

Es la tensión a la cual una porción del sistema esta diseñado, y para que ciertas características de operación de sistema estén relacionadas. Cada tensión nominal pertenece a una porción del sistema y esta limitada por los transformadores de distribución.

TENSION MAXIMA DEL SISTEMA :

Es la mayor tensión del sistema que ocurre bajo condiciones normales de operación, y para que el equipo y otros componentes estan diseñados ,para proporcionar una operación continua sin afectar su regimen.

TENSION DE SERVICIO :

Es la tensión en el punto en el cual se conecta el equipo eléctrico del usuario al equipo electrico de suministro.

TENSION NOMIAL DE UTILIZACION :

Es la tension en los puntos de conexion terminal del equipo de utilización.

3.1.1 CLASES DE TENSION

BAJA TENSION Tensiones nominales del sistema de 1000 V. o menos.

MEDIA TENSION Tensiones nominales mayores a 1000 V. y menores de 100 000 V.

ALTA TENSION Tensiones iguales o mayores de 100 000 V. e iguales o menores de 230 000 V.

TABLA Nº 1: TENSIONES DE SISTEMA, SERVICIO Y UTILIZACION APLICABLES EN LA REPUBLICA MEXICANA.

TRANSMISION	DISTRIBUCION PRIMARIA		DISTRIBUCION SECUNDARIA	
C. F. E. (VOLTS)	C. F. E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)	C. F. E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)
EXTRA ALTA TENSION 400000	MEDIANA TENSION 34500 (1) 23000 13800	23000 13800 4160 2400	BAJA TENSION 220 - 127	480 - 277 440(+) 220 - 127
ALTA TENSION 200000				
115000				
85000				
69000				

NOTAS : (1) TENSION DE SUBTRANSMISION
(+) TIENDE A DESAPARECER.

3.1.2 APLICACION DE TENSIONES DEL SISTEMA

Dependiendo del tamaño de la planta, de las compañías de servicio eléctrico y de evaluaciones económicas que consideren las tarifas y los costos de equipo, la planta industrial podría conectarse a cualquiera de las tensiones del sistema como se muestra a continuación:

Plantas pequeñas, o de algunos cientos de KVA. como maximo.

Se pueden conectar a la red de baja tensión, o a un transformador especial de la compañía eléctrica, o tener su propio transformador y red secundaria

Plantas medianas de algunos miles de KVA.

Se pueden conectar a la red primaria de distribución y esta red de media tensión puede extenderse dentro de la fabrica. La planta proporciona los transformadores de MT/BT y la red de distribución secundaria.

Plantas grandes de varios miles de KVA.

Se puede conectar al sistema de transmisión y puede proporcionar la subestación reductora, la red de distribución primaria, los transformadores de MT/BT y las redes secundarias.

3.2 CONTROL DE TENSION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

La figura muestra el diagrama unifilar típico de un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

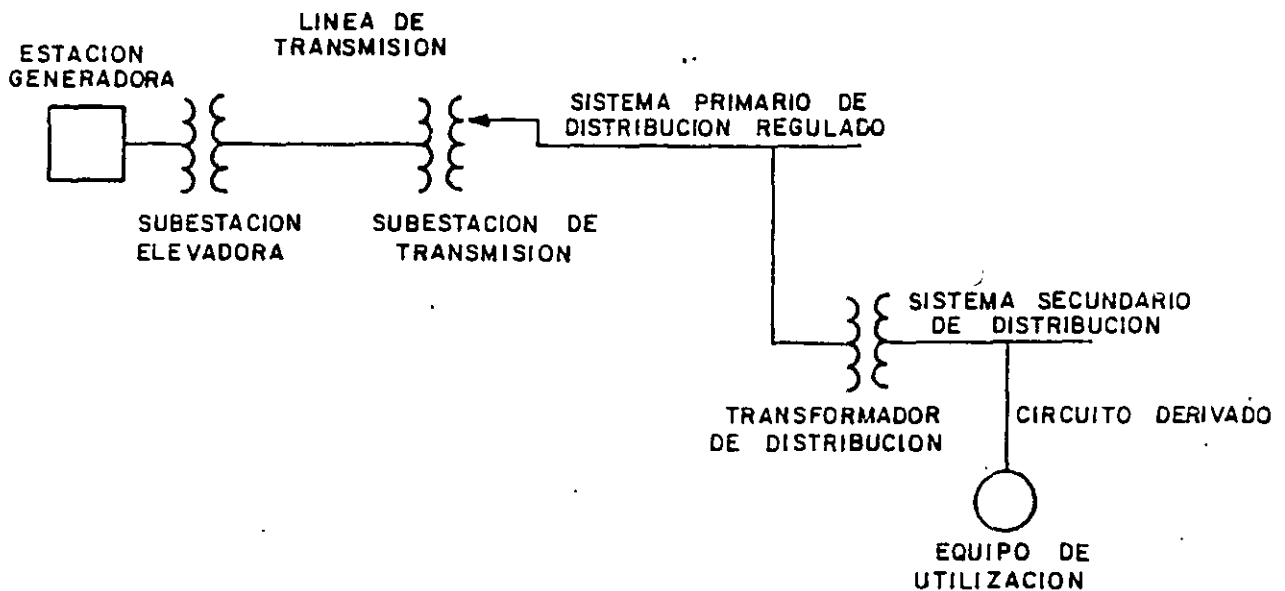


FIG. Nº 1 SISTEMA TÍPICO DE UNA COMPAÑIA ELECTRICA EN GENERACION , TRANSMISION Y DISTRIBUCION .

Se aplica control de tensión, cuando se requiere, con el propósito de proveer tensión satisfactoria a las terminales de equipo de utilización. Los transformadores que se utilizan para reducir la tensión de la línea de transmisión están generalmente equipados con cambiador de derivaciones con carga el cual modifica la relación de transformación hacia la carga con el objeto de mantener la tensión de distribución primaria dentro de un ancho de banda a pesar de las fluctuaciones de tensión de la línea de transmisión.

Generalmente, los controles del regulador están equipados con compensadores que elevan la tensión cuando se incrementa la carga y disminuyen cuando la carga se reduce, para compensar las excursiones de tensión del lado primario del sistema de distribución. Esto previene la elevación de tensión a valores excesivos durante condiciones de carga ligera cuando la caída de tensión del lado primario del sistema de distribución es baja. Esto se ilustra en la fig. 2.

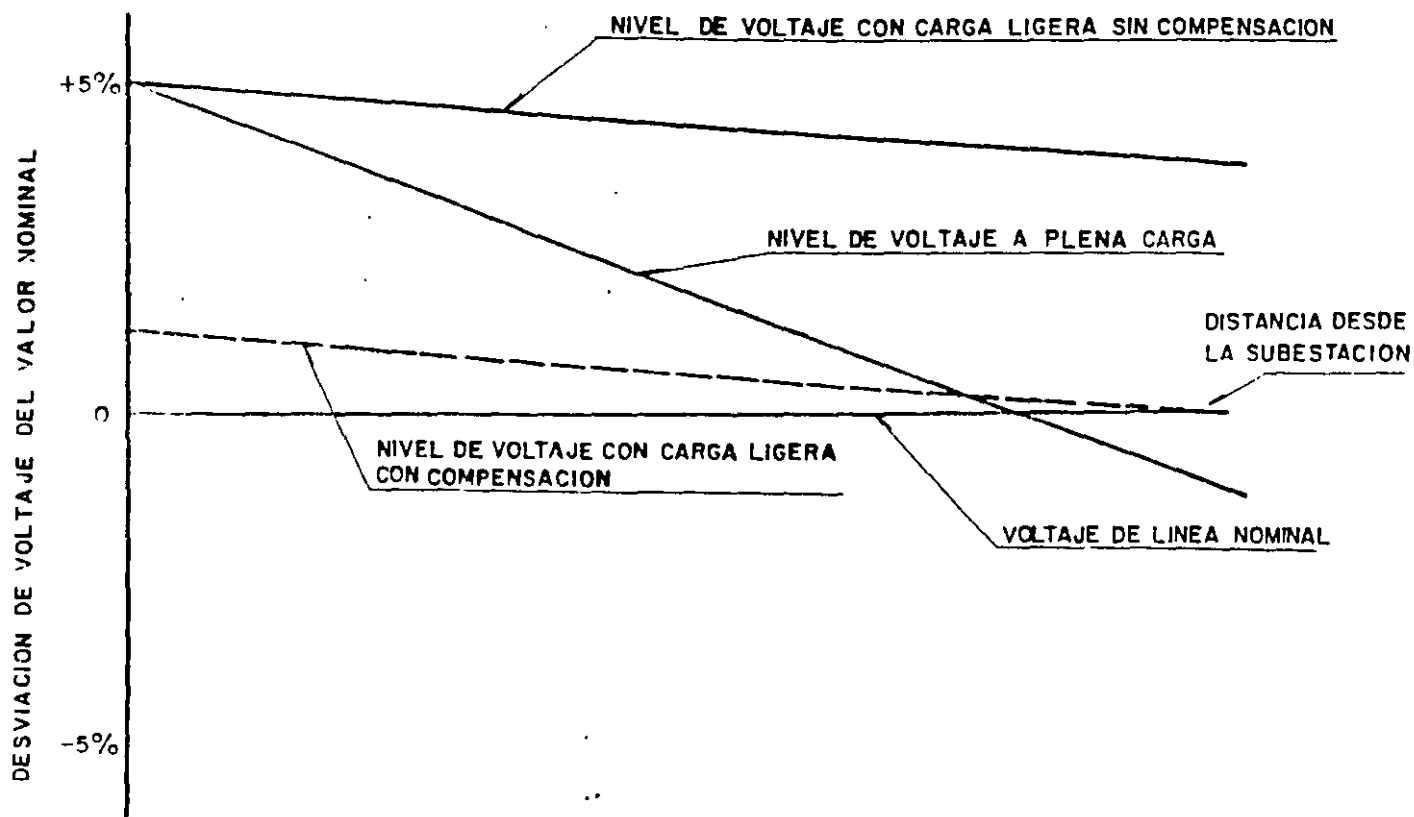


FIG.º 2 EFECTO DE COMPENSACION POR REGULACION EN SISTEMAS DE VOLTAJE DE DISTRIBUCION PRIMARIA CASO IDEAL

3.3 LIMITES DE TOLERANCIA EN TENSIONES

3.3.1.- ANSI C84-1-1989

Los límites de tolerancia en tensiones estan basados en la Norma ANSI C84-1989. En esta norma se indican las tolerancias de +/- 10% de tensión permitidas para motores. Ya que los motores representan la mayor parte de los equipos de utilización en sistemas de distribución industrial, se le ha dado consideración primordial para el establecimiento de las tolerancias normalizadas.

La mejor forma de mostrar las tensiones en un sistema eléctrico de distribución es utilizando la base de 120 V. Esto cancela las relaciones de transformación entre sistemas, de tal forma que el voltaje real varia solamente originado por las caidas de tensión en el sistema. Cualquier tensión puede ser convertida a una base 120 Volts mediante la división del voltaje real entre la relación de transformación a la base de 120 volts. Por ejemplo, la relación de un sistema de 480 V es $480/120 = 4$, por lo que para una tensión de 460 V en un sistema de 480 V sera $460/4 = 115$ V en la base de 120 V.

Los limites de tolerancia de un motor de 460 V en la base de 120 V se vuelve 115 V mas 10% ó 126.5 V y 115 V menos 10% ó 103.5 V. El problema es decidir como esta tolerancia de 23 V debe ser dividida entre el sistema de distribución primario, el transformador de distribución y el sistema de distribución secundario, el cual puede elevar la regulación del sistema de distribución. La solución se muestra en la tabla 2.

Los limites de tolerancia del motor sobre la base de 120 V de 126.5 V máximo fue elevada 0.5 V a 127 V máximo y 104 V mínimo para eliminar el VOLT fraccionario. Estos valores representan los limites de tolerancia para el rango B. Se asigno 13 V de caída en el sistema de distribución primario, estableciendo un mínimo de 114 V para la tensión primaria de servicio. Se permitio 4 V de caída en el transformador de distribución resultando en 110 V la tensión mínima de suministro. El valor resultante de 6 V, ó 5%, fué hecho para coincidir con el valor de caída de tensión que el National Electric Code exige.

El límite del rango A fue establecido para reducir los límites de tolerancia de 127 V a 126V e incrementar el límite de tolerancia mínima de 104 V a 108 V .este ancho de banda de 18 V fue entonces distribuido como,sigue : 9 V a la caída de tensión máxima del alimentador de distribución del primario,para proporcionar una tensión mínima de 117 V ;3 V para la caída de tensión en el transformador de distribución, para tener una tensión mínima de 114 V ;y 6 V para la caída de tensión del cableado del usuario para tener una tensión mínima de utilización de 108 V.

TABLA No 2.-. Perfil normalizado para un sistema regulado de distribución de potencia, base 120 Volts.

	RANGO A (VOLTS)	RANGO B (VOLTS)
TENSION MAXIMA PERMITIDA	126 (125*)	127
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION LINEA PRIMARIA DE DISTRIBUCIÓN	9	13
MINIMA TENSION PRIMARIA DE SERVICIO	117	114
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION EN EL TRANSFORMADOR	3	4
MINIMA TENSION SECUNDARIA DE SERVICIO	114	110
TOLERANCIA PARA EL CABLEADO SECUNDARIO	6 (4+)	6 (4+)
MINIMA TENSION DE UTILIZACIÓN	108 (110+)	104 (106+)

* Para tensión de utilización de 120 a 600 V.

+ Para circuitos de alumbrado.

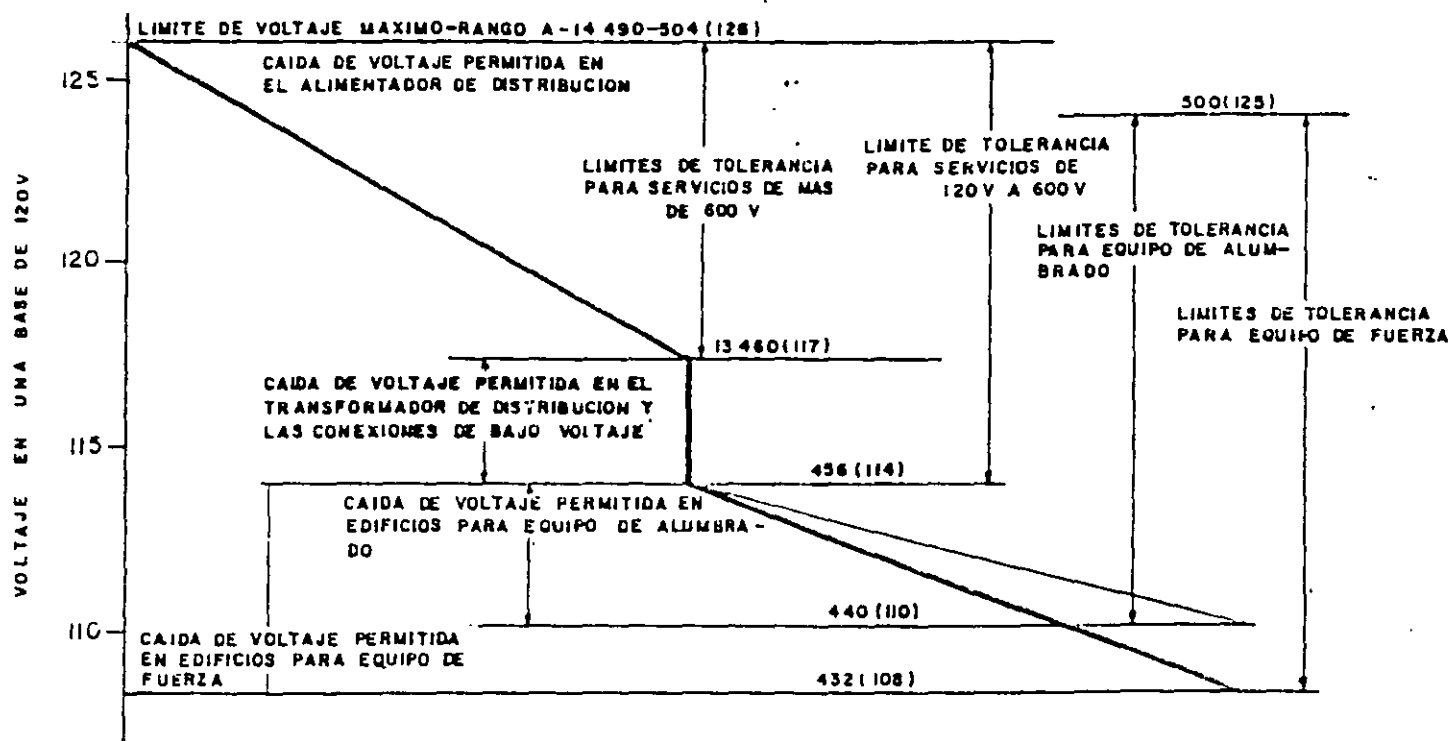


FIG. Nº 3 PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO

NOTA: TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO:

MEDIA TENSION	13800 V.
BAJA TENSION	480 V.

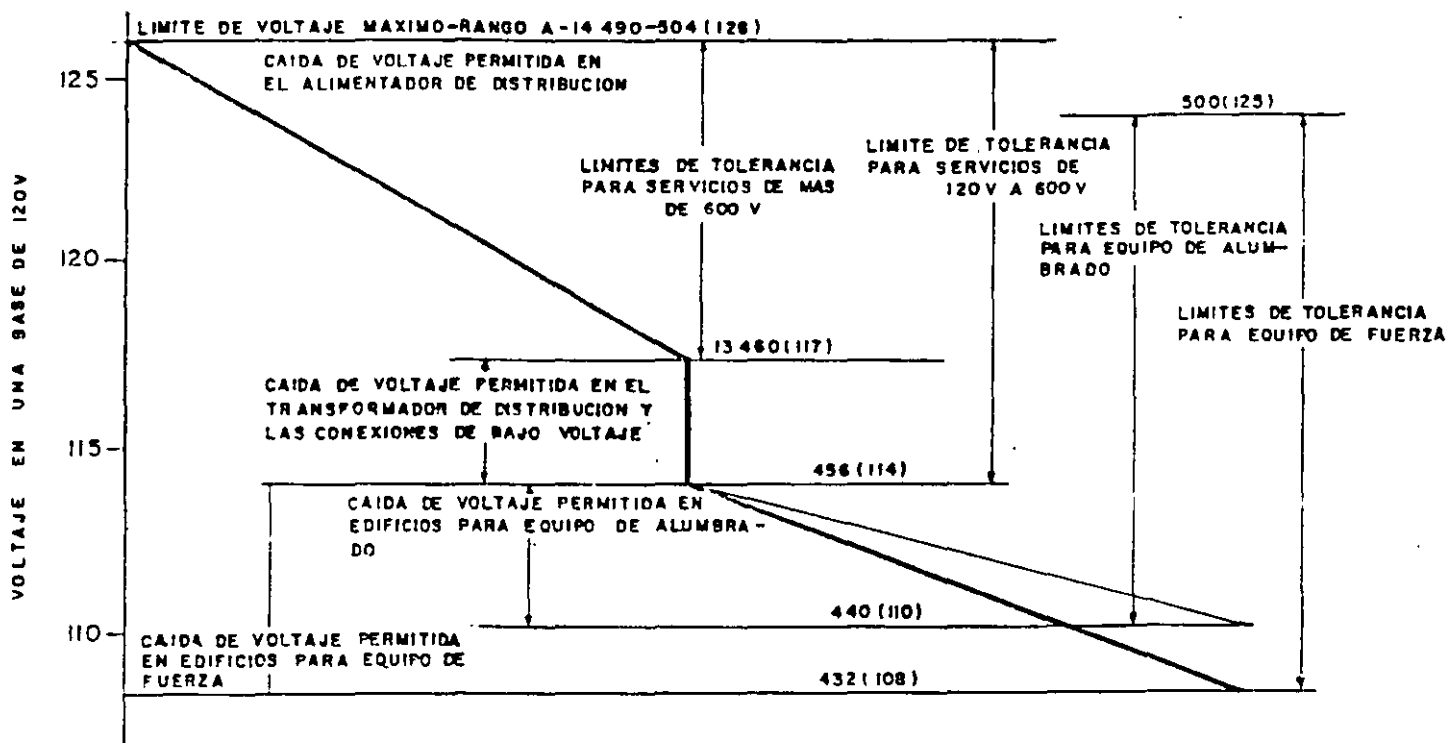


FIG. N°3 PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO

NOTA: TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO:

MEDIA TENSION	13800 V.
BAJA TENSION	480 V.

3.3.2.- PERFIL DE TENSIONES PARA UN SISTEMA DE DISTRIBUCION REGULADO

La figura 3 muestra el perfil de tensiones usando los limites del rango A de la tabla 2. Suponiendo una tensión de distribución nominal primaria de 13800 V, el rango A de la tabla 2 pide que esta tensión sea mantenida para proporcionar un máximo de 126 V y un mínimo de 117 V en la base de 120 V. Y aunque el multiplicador para convertir del sistema de 120 V al de 13800 V es $13800/120 = 115$ V, el límite de tensión para el sistema de 13,800 es de $115 \times 126 = 14,490$ V máximo y $115 \times 117 = 13,460$ V mínimo.

Si un transformador de distribución con relación de 13,800/480 V se conecta en un alimentador de 13,800 V la tabla No 2 rango A, requiere que la tensión secundaria de servicio de 480 V sea mantenido por la compañía suministradora entre un máximo de 126 V y un mínimo de 114 V a una base de 120 V. Puesto que la base multiplicadora es $480/120 = 4$, el valor real de $4 \times 126 = 504$ V máximo y $4 \times 114 = 456$ V mínimo.

3.3.3 USO DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DEL TRANSFORMADOR

Normalmente éste tipo de transformadores cuenta con 2 derivaciones de 2.5% arriba y dos de 2.5% abajo , y por lo general se emplea bajo las siguientes condiciones:

- 1.- Cuando el "ancho de banda" del sistema primario de distribución está arriba o abajo de los límites requeridos para proporcionar un adecuado "ancho de banda" secundario.

Ejemplo:

Un transformador de 13,200 - 480 V conectado a un sistema de 13,800 V se tendría una tensión secundaria de 502 V. Si se usa el cambiador de derivaciones de +5% se tendría una tensión de 482 V que sería más adecuada.

El caso contrario:

Para un transformador de 13,200-480 V conectado a un sistema de 13,200 V, pero localizado cerca de la subestación, por lo que podría variar la tensión de la red, entre los siguientes valores:

13,200 V a 13,860 V (+5%) y la tensión secundaria variara por lo tanto de: 480 V a 504 V.

Si se usa el cambiador de derivaciones de +2.5% Se tendrán:

468 V a 491 V (más adecuado para la correcta operación)

- 2.- Para proporcionar "ancho de banda" adecuados a la tensión nominal del equipo de utilización.

Por ejemplo para un sistema de 480v si los motores tienen una tensión de placa de 460v, usando el cambiador de derivaciones normal la tensión podrá variar de 440 a 500 V que estaría dentro de los límites.

Pero si los motores están a 440 V, conviene usar el cambiador de derivaciones +5% para que la tensión varíe de: 418-475 V, qué es el "ancho de banda" más adecuado para el motor de 440 V.

Cabe hacer notar que los cambiadores de derivaciones de un transformador no deben usarse para corregir caídas excesivas en el sistema secundario de distribución (más de 5%) ni un voltaje abajo de los límites fijados para el sistema de distribución primario.

3.4 SELECCION DE TENSIONES

Este es uno de los aspectos mas importantes en el diseño de los sistemas de fuerza.

Los niveles de tensión primarios son determinados por la compañía suministradora. Estas tensiones pueden usarse internamente en la planta.

Dado que los niveles de tensión en sistemas de distribución se han estado incrementando, los equipos se han venido adecuando a ello. Así es posible tener dentro de un edificio industrial, las siguientes tensiones:

- | | |
|------------------------|--|
| -De 15 a 25 KV | Se pueden emplear sin problemas. |
| -De 25 a 35 KV | Es conveniente hacer un estudio económico para decidir su uso. |
| -De 35 KV hacia arriba | Es conveniente reducir a una tensión menor para su distribución. |

3.4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCION DE LA TENSION

- 1.- Tensión nominal de los dispositivos o aparatos por alimentar.
- 2.- Tensión primaria disponible de la compañía eléctrica. Este voltaje no siempre es el más adecuado, para conectar cargas directamente a él, pero puede usarse para alimentar a subestaciones dentro de la fabrica.
- 3.- La distancia a la cual se lleva la energía, que implica hacer estudios técnico-económicos para decidir su mejor opción.

En plantas grandes es común tener tres o más niveles de tensión:

- | | |
|-----------------|---|
| + 480 V. | para utilización. |
| + 2.4 O 4.16 KV | para motores grandes o como tensión de distribución de la planta. |
| + 13.8 O 23 KV. | Como tensión de distribución de la planta o como alimentación general de la compañía eléctrica. |

3.4.2 ¿ QUE SISTEMA ES MAS CONVENIENTE: 480 Ó 220 V.?

A menudo nos hacemos la pregunta ¿Cuál es más económico, 220/127 o 480/277 ? En general podemos decir que 220/127 es más económico siempre y cuando cumpla con las siguientes condiciones:

- a) Que el 70% de la carga se alimente a 127 V.
- b) Que la carga no exceda de 300 KVA como es el caso de tiendas,talleres y fabricas pequeñas

Como una referencia general pueden utilizarse los valores indicados en las tablas 3 y 4.

TABLA No 3.- Guía para seleccionar la tensión en terminos de magnitud de la carga.

VOLTS DEL SISTEMA	KVA. DEL SISTEMA
480	750 - 1,500 KVA.
2,400	Hasta 3,000 KVA (1)
4,160	del 1,500 a 10,000 KVA
4,160 ó 13,800 (2)	10,000 a 20,000 KVA
13,800	mayores de 20,000 KVA

NOTA:

Esta guía es solo representativa y puede varia considerablemente en casos particulares.

(1) Es poco usual que 2400 V. Se utilice como tensión de distribución principal, pero pueden existir motores a está tensión.

(2) Hacer estudio comparativo, cualquiera puede funcionar.

TABLA No 4.- Selección de la tensión, basada en los requerimientos tensión de alimentación de motores.

VOLTS DEL SISTEMA	VOLTAJE DEL MOTOR	POTENCIA DEL MOTOR
220		125 HP
480	460	HASTA 250 HP
2,400	2,300	200 - 1,000 HP
4,160	4,000	300 - 4,000 HP
13,800	13,200	500 HP o mas

3.5 EFECTO DE VARIACION DE TENSION EN LOS EQUIPOS.

MOTORES DE INDUCCION. Ver tablas 5 y 6 anexas. En general, los afecta más una tensión ligeramente menor que una mayor.

MOTORES SINCRONOS. Se afectan en igual forma que los de inducción excepto en la velocidad (que depende de la frecuencia) y en el par de arranque que varía directamente con la tensión.

LAMPARAS INCANDESCENTES. Los efectos son más críticos ver TABLA 7.

LAMPARAS FLUORESCENTES. Se afecta menos que las incandescentes, pueden operar satisfactoriamente en un rango de $\pm 10\%$ pero una variación de $\pm 1\%$ afectará en forma directa la producción de lúmenes emitidos (luz).

LAMPARAS DE ALTA INTENSIDAD DE DESCARGA. Si no se usan balastos regulados, y si la tensión varía en 10% los lúmenes emitidos variarían en -30% si se usan balastos de potencia constante, con una tensión 10% menor, la variación de lúmenes será de 98% .

Pero si la variación es mayor o igual al 20% de bajo voltaje el arco se extingue si esto sucede frecuentemente, disminuirá sensiblemente la vida de la lámpara.

PROCESO DE CALOR CON LAMPARAS INFRROJASO RESISTENCIAS. En el caso de las resistencias se ve afectado el proceso en función del cuadrado de la tensión. En el caso de las lámparas, como su resistencia varía con el calor, se afecta ligeramente menor al cuadrado de la tensión.

CAPACITORES. La potencia reactiva varía con el cuadrado de la tensión por lo que una caída del 10% reduce en 19% la potencia reactiva, lo que a su vez reduce en ese porcentaje los beneficios de este tipo de equipos.

DISPOSITIVOS OPERADOS POR SOLENOIDE. La fuerza de atracción varía con el cuadrado de la tensión, pero en lo general están diseñados para operar en $+10\%$ y -15% variación de voltaje.

DISPOSITIVOS OPERADOS POR SELENOIDE.— Por lo general suceden cuando existen cargas monofasicas y no están bien distribuidas. Se puede expresar matemáticamente como:

$$\text{Desbalanceo de la tensión entre fases} = \frac{\text{Desviación máxima respecto al voltaje promedio}}{\text{Voltaje entre fases.}}$$

Dadas las corrientes de secuencia negativa que circulan internamente en el motor, estas producen un calentamiento como se observa en las siguientes tablas:

TABLA No. 5 ELEVACION DE LA TEMPERATURA DE OPERACION DE LOS MOTORES DEBIDO A LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA.

TIPO DE MOTOR	CARGA	% DE DESBALANCE EN TENSION	% DE CALENTAMIENTO EXTRA	CLASE DE AISLAMIENTO	ELEVACION DE TEMPERATURA (°C) OPERACION
MARCO "U"	NOMINAL	0	0	A	60
	NOMINAL	2	8	A	65
	NOMINAL	3 1/2	25	A	75
MARCO "T"	NOMINAL	0	0	B	80
	NOMINAL	2	8	B	86.4
	NOMINAL	3 1/2	25	B	100

TABLA No.-6 EFECTO GENERAL DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAS CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION DE ARMAZON "U"

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110% DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y MAXIMO DE TRABAJO	(VOLTAJE)	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
VELOCIDAD SINCRONA	CONSTANTE	NO CAMBIA	NO CAMBIA
PORCIENTO DE DESLIZAMIENTO	(VOLTAJE)	AUMENTA 23%	DISMINUYE 17%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE LA VEL. SINCRONA	DISMINUYE 1.5%	AUMENTA 1%
EFICIENCIA A:			
PLENA CARGA:		DISMINUYE 2%	AUMENTA .5 A 1%
3/4 DE CARGA		NO CAMBIA	NO CAMBIA
1/2 CARGA		AUMENTA 1 A 2%	DISMINUYE 1 A 2%
FACTOR DE POTENCIA A:			
PLENA CARGA		AUMENTA 1%	DISMINUYE 3%
3/4 DE CARGA		AUMENTA 2 A 3%	DISMINUYE 4%
1/2 CARGA		AUMENTA 4 A 5%	DISMINUYE 5 A 6%
CORRIENTE A PLENA CARGA		AUMENTA 11%	DISMINUYE 7%
CORRIENTE DE ARRANQUE	(VOLTAJE)	DISMINUYE 10 A 12%	DISMINUYE 10 A 12%
ELEVACION DE LA TEMPERATURA A PLENA CARGA		AUMENTA 6 A 7°C	DISMINUYE 1 A 2°C
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	(VOLTAJE 2)	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO-SIN CARGA ESPECIFICA		DISMINUYE LIGERAMENTE	AUMENTA LIGERAMENTE

TABLA No.- 7 EFECTO GENERAL DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAS CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION DE ARMAZON "T"

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110 % DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y MAXIMO DE TRABAJO	(VOLTAJE)	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
% DESLIZAMIENTO	(VOLTAJE)	AUMENTA 20 A 30%	DISMINUYE 15 A 20%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE LA VELOCIDAD SINCRONA	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE
EFICIENCIA A : PLENA CARGA 3/4 DE CARGA 1/2 CARGA		DISMINUYE 0 A 2% NO CAMBIA AUMENTA 0 A 1%	DISMINUYE 0 A 3% NO CAMBIA DISMINUYE 0 A 5%
CORRIENTE A PLENA CARGA		AUMENTA 5 A 10%	DISMINUYE LIGERAMENTE O AUMENTA A 5%
CORRIENTE DE ARRANQUE	(VOLTAJE)	DISMINUYE 10 %	AUMENTA 10%
ELEVACION DE LA TEMPERATURA A PLENA CARGA	..	AUMENTA 10 A 15%	AUMENTA 2 A 15%
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	(VOLTAJE) 2	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO SIN CARGA ESPECIFICA		DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE

3.6 CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CONDUCTOTES Y TRANSFORMADORES.

La formula general de la caida de tensión se puede obtener de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

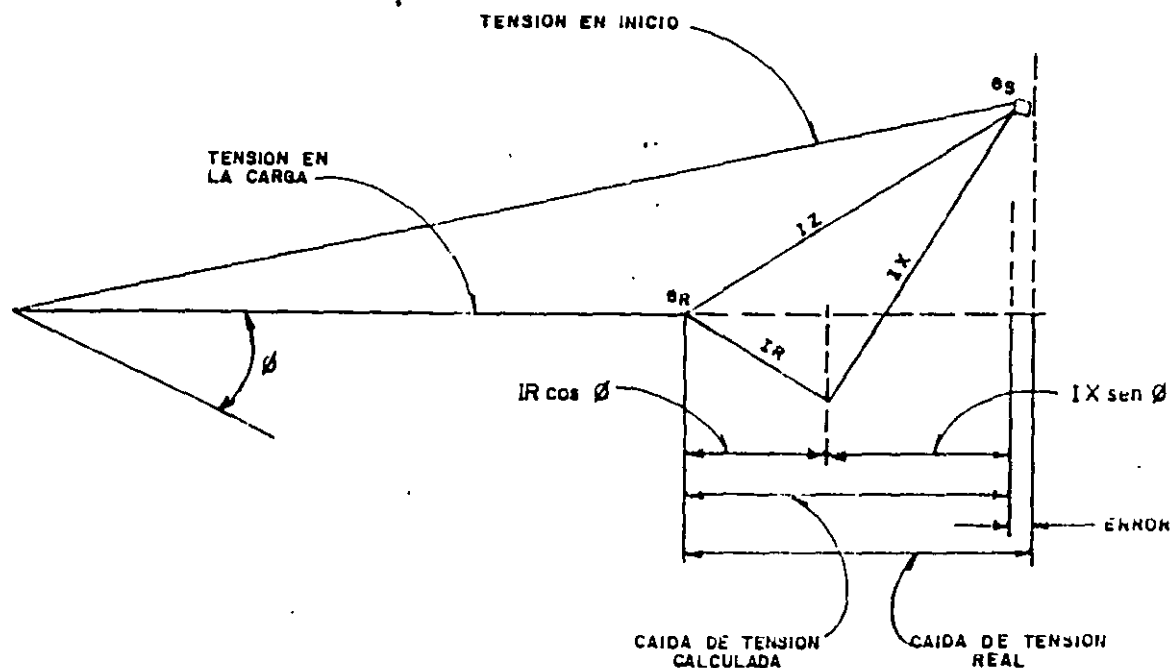


DIAGRAMA FASORIAL DE RELACION DE TENSION

$$V = IR \cos \varnothing + IX \sin \varnothing$$

V = Caída de tensión, línea a neutro.

I = Corriente.

R = Resistencia del conductor, corregida a 75° c (carga promedio) o 90°.

C = (carga máxima). Depende si se usan ductos magnéticos o no magnéticos

X = Reactancia, depende del tamaño del conductor, si está en ductos magnéticos o no magnéticos y de la separación entre conductores.

$\varnothing$ = Angulo entre la corriente y la tensión de la carga (al neutro).

3.6.1 USO DE TABLAS PARA EL CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

Las tablas anexas son suficientemente precisas para los cálculo de caídas de tensión, se presentan cuatro secciones para el cálculo de caídas de tensión de conductores: para conductores de cobre y aluminio en ducto magnéticos y no magnéticos. Los valores están dados para la caída que se produce en los conductores de diferentes calibres 10,000 Amperes por metro .

EJEMPLO DEL USO DE LAS TABLAS :

Sea un circuito con conductores de cobre calibre 500 MCM en tubería conduit (magnética), la longitud del circuito es de 60 metros y la carga de 800 A. a un factor de potencia de 80%. ¿ Cual es la caída de tensión al neutro ?.

Se calculan los amperes-metro del circuito: $800 \text{ Amp} \times 60 \text{ m} = 48,000 \text{ Amp-m.}$

De acuerdo a la tabla, la caída de tensión para 10,000 Amp-m, tiene un calibre de 500 MCM, factor de potencia de 0.8 y ducto magnético es: 2.79 Volts,

Por lo que para 48,000 Amp se tiene:

$$\frac{48,000}{10,000} \times 2.79 = 13.392 \text{ Volts (entre fases)}$$

Para el neutro $V = \frac{13.392}{\sqrt{3}} = 7.71 \text{ V.}$

**CAIDA DE TENSION DE LINEA A LINEA EN SISTEMA TRIFASICO POR 10000 A.M.
CON UNA TEMPERATURA DE 60°C EN EL CONDUCTOR Y A UNA FRECUENCIA DE 60 Hz.**

FACTOR DE POTENCIA
DE LA CARGA
(ATRASADO)

CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG o Kcmil)

	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	4/0	3/0	2/0	1/0	1	2	4	6	8*	10*	12*	14*
Sección 1: Conductores de Cobre en Conduit Magnético.																							
1.00	0.92	1.01	1.11	1.15	1.21	1.36	1.64	1.97	2.23	2.56	3.02	3.61	4.20	5.59	6.90	8.55	11.18	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.64	1.71	1.80	1.87	1.94	2.10	2.33	2.64	2.89	3.29	3.61	4.27	4.93	6.25	7.56	9.21	11.51	17.43	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50
0.90	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.33	2.56	2.89	3.12	3.61	3.94	4.27	5.26	6.25	7.56	9.21	11.18	17.10	26.32	39.48	62.51	98.70	157.92
0.80	2.17	2.23	2.33	2.40	2.45	2.63	2.79	3.12	3.29	3.61	3.94	4.60	5.26	6.25	7.56	9.55	10.52	15.79	24.01	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	2.33	2.40	2.50	2.56	2.63	2.73	2.89	3.19	3.29	3.61	3.94	4.27	4.93	5.82	6.90	8.22	9.67	14.47	21.71	32.37	49.35	78.96	125.02
Sección 2: Conductores de Cobre en Conduit no Magnético.																							
1.00	0.75	0.85	0.92	0.93	1.08	1.25	1.48	1.80	2.03	2.40	2.89	3.29	4.27	5.26	6.90	8.55	10.85	17.43	27.63	42.77	69.09	108.57	174.37
0.95	1.31	1.41	1.48	1.54	1.64	1.77	2.03	2.33	2.63	3.02	3.29	3.61	4.93	5.92	7.23	8.86	11.18	17.43	26.47	42.77	65.80	105.28	164.50
0.90	1.34	1.57	1.71	1.77	1.80	1.94	2.23	2.50	2.79	3.12	3.61	3.61	4.93	5.92	7.23	8.86	10.85	16.77	25.99	39.48	62.51	98.70	157.92
0.80	1.77	1.80	1.87	1.94	2.03	2.17	2.40	2.64	2.89	3.19	3.61	3.61	4.80	5.99	6.90	8.22	10.19	15.46	23.68	36.19	55.93	88.83	141.47
0.70	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.27	2.43	2.73	2.89	3.19	3.61	3.61	4.60	5.26	6.90	7.89	9.21	14.14	21.05	31.61	49.35	78.96	125.02
Sección 3: Conductores de Aluminio en Conduit Magnético.																							
1.00	1.36	1.48	1.61	1.71	1.80	2.07	2.43	2.99	3.29	3.94	4.60	5.59	6.90	8.55	10.85	13.81	17.10	27.63	42.77	69.09	108.57	171.08	—
0.95	2.02	2.13	2.30	2.40	2.50	2.73	3.09	3.61	3.94	4.60	5.26	5.92	7.56	8.86	11.18	13.81	17.43	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50	—
0.90	2.27	2.36	2.50	2.59	2.69	2.89	3.25	3.94	4.27	4.60	5.26	5.26	6.25	7.56	8.86	11.18	13.48	16.77	25.99	39.48	62.51	98.70	157.92
0.80	2.50	2.63	2.73	2.79	2.89	3.12	3.29	3.94	4.27	4.60	5.26	5.92	7.23	8.55	10.52	12.83	15.46	24.01	36.19	55.93	88.87	141.47	—
0.70	2.63	2.73	2.86	2.92	3.02	3.22	3.61	3.94	4.27	4.60	5.26	5.59	6.90	7.89	9.54	11.84	14.14	21.38	32.90	49.35	78.96	121.73	—
Sección 4: Conductores de Aluminio en Conduit no Magnético.																							
1.00	1.18	1.28	1.44	1.54	1.67	1.94	2.30	2.89	3.29	3.94	4.60	5.59	6.90	8.55	10.85	13.81	17.10	27.63	42.77	69.09	108.57	171.08	—
0.95	1.71	1.84	1.97	2.07	2.20	2.43	2.79	3.29	3.61	4.27	4.93	5.92	7.23	8.86	11.18	13.61	17.10	26.97	42.77	65.80	105.28	164.50	—
0.90	1.87	2.00	2.13	2.23	2.33	2.59	2.92	3.61	3.94	4.27	4.93	5.92	7.23	8.55	10.85	13.48	16.45	25.99	39.48	62.51	98.70	157.92	—
0.80	2.07	2.17	2.33	2.40	2.50	2.73	3.02	3.61	3.94	4.27	4.93	5.59	6.90	8.22	10.19	12.50	15.13	23.68	36.19	55.93	88.87	138.18	—
0.70	2.17	2.27	2.40	2.46	2.56	2.73	3.02	3.61	3.61	4.27	4.60	5.26	5.59	7.56	8.21	11.18	13.81	21.05	32.37	49.35	78.96	121.73	—

* Conductor Solido.

PARA CONVERTIR LA CAIDA DE TENSION A	MULTIPLIQUE POR
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A LINEA	1.15
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A NEUTRO	0.577
TRES FASES, LINEA A NEUTRO	0.577

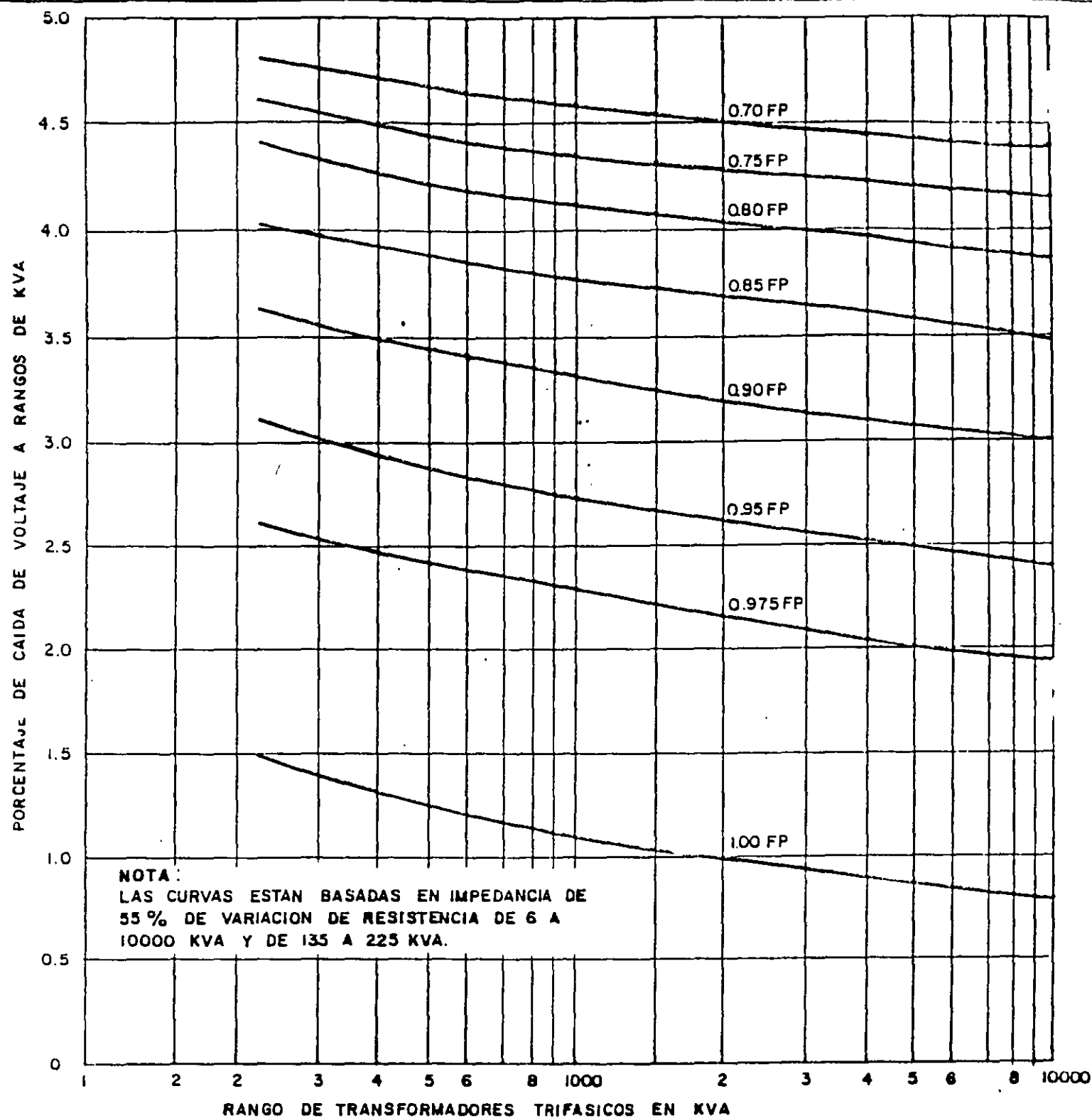


FIG. Nº 5 CURVAS DE CAIDAS DE TENSION APROXIMADAS PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS, 225-10000 KVA , 5- 25KV.

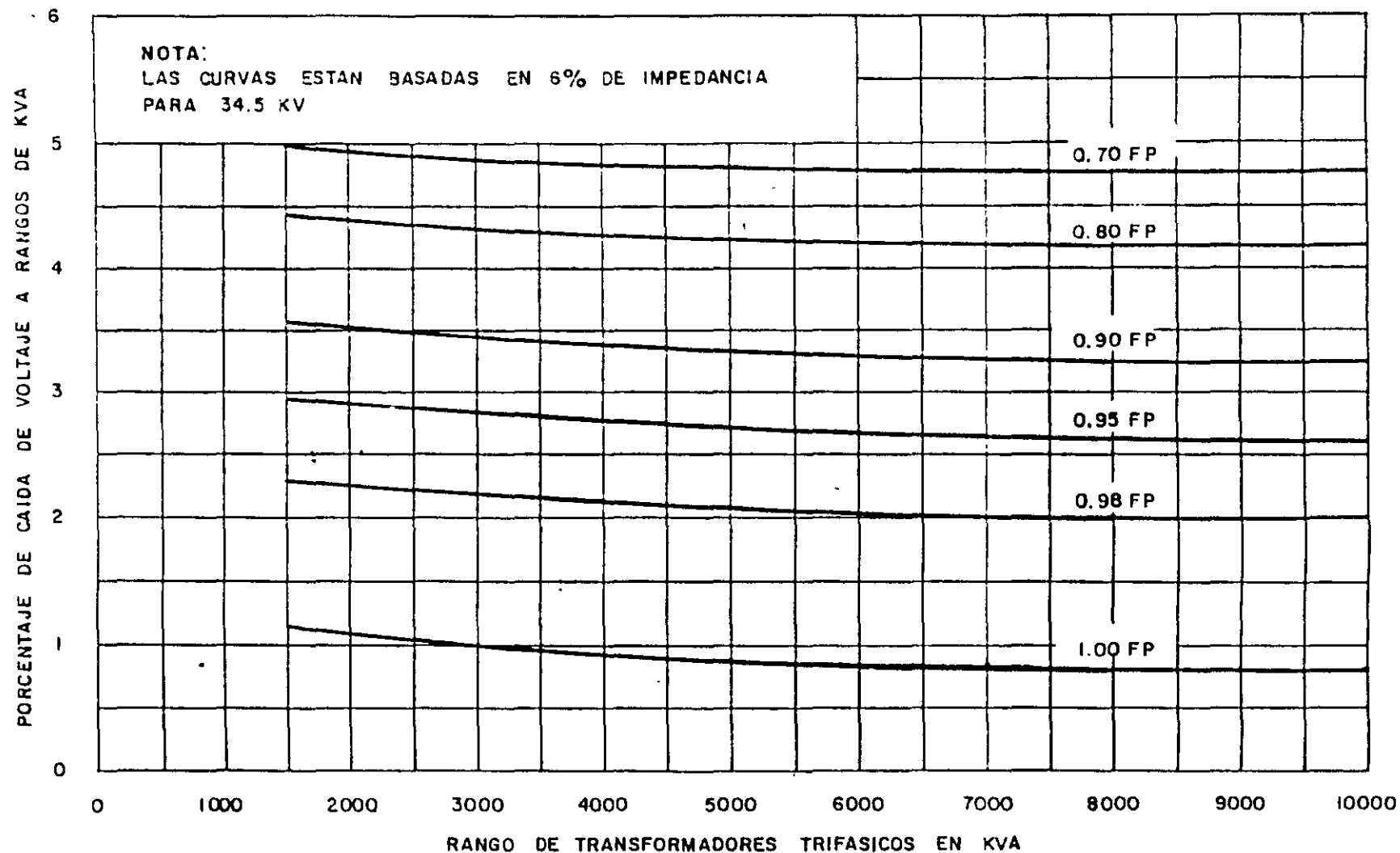


FIG. Nº 6 CURVAS DE CAIDA DE TENSION APROXIMADAS PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 1500 A 10000 KVA Y 34.5 KV

3.6.2 CAIDA DE TENSION EN TRANSFORMADORES

Para el cálculo de la caída de tensión se emplean las figuras 5 y 6, y sirven para transformadores de tensiones primarias de 5 a 25 KV y de 34.5 KV, de los tipos aceite y seco , trifásicos o monofásicos. Para el caso de un transformador monofásico, se multiplican los KVA por 3.

EJEMPLO:

Sea un transformador trifásico de relación 4,160/480 V, 2,000 kVA de capacidad. La carga es de 1,500 kVA a 0.85 De F.P.

SOLUCION:

Como primer paso se utiliza la figura No 5 para transformadores de 5 a 25 kV, con el valor de 2,000 kVA. En seguida intersectar con la curva de 0.85 de f.p. Y busque el % de caída en el eje vertical , dando por resultado:

Porciento de caída a plena carga = 3.67

$$\text{Porciento de caída a 1,500 KVA} = 3.67 \times \frac{1500}{2,000} = 2.75$$

$$\text{Caída de tensión real} = 0.0275 \times 480 = 13.2 \text{ Volts}$$

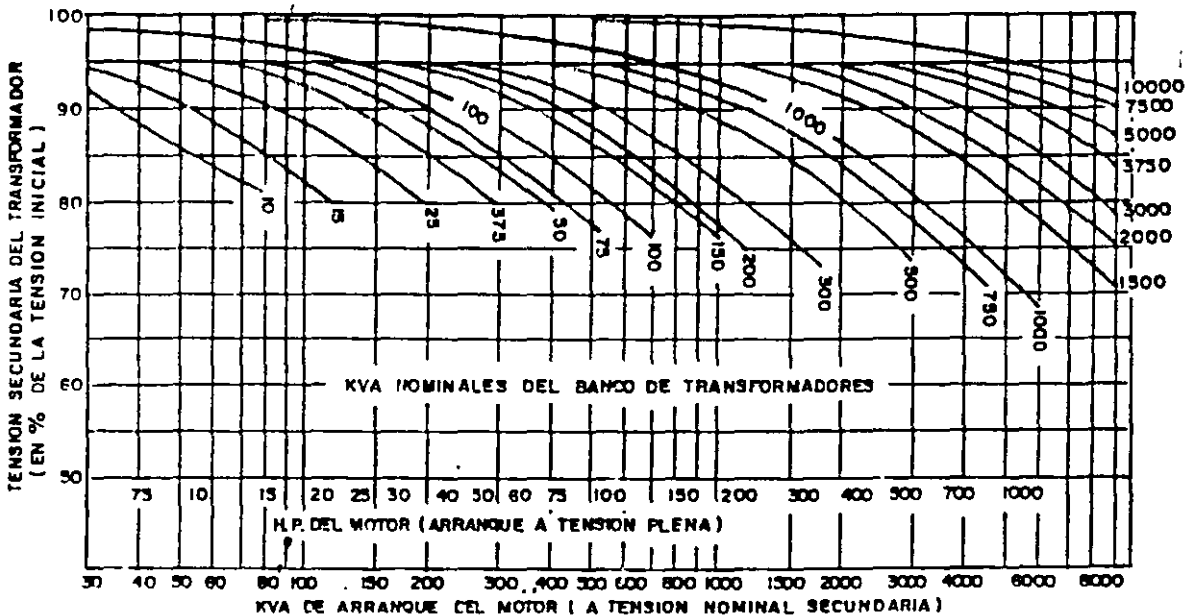
3.7 EFECTO DEL ARRANQUE DE MOTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

Las corrientes de arranque de los motores están dadas de acuerdo a las letras de código en el artículo 430 de la NOM-001-SEMP-1994, por lo general es de 5 a 7 veces la corriente nominal

Esta corriente elevará la caída de tensión en los conductores y en los transformadores, causando perturbaciones a otros equipos, especialmente al de alumbrado.

La caída de tensión más importante del sistema se da en los transformadores y una forma de calcularla es usando la figura 7.

Si se desean cálculos más exactos, tendrá que considerar la impedancia del transformador y la de los cables; de ahí se determinara si es problematica o no para el sistema.



NOTAS

1. ESCALA DEL MOTOR EN H.P. BASADA EN LA CORRIENTE DE ARRANQUE APROXIMADAMENTE 5.5 VECES LA CORRIENTE NOMINAL.

2. LOS KVA DE CORTO CIRCUITO EN EL PRIMARIO, SE SUPONEN COMO SIGUE:

BANCO EN KVA	CORTO CIRCUITO EN KVA EN EL PRIMARIO
10-300	25,000
500-1000	50,000
1500-3000	100,000
3750-10000	250,000

3. SE SUPONEN LOS SIGUIENTES VALORES DE IMPEDANCIA

BANCO EN KVA	IMPEDANCIA DEL BANCO
10-50	3 %
75-150	4 %
200-500	5 %
750-2000	5.5 %
3000-10000	6.0 %

4. VALORES REPRESENTATIVOS DE CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA PRIMARIO COMO UNA FRACCION DEL TOTAL DE LA CAIDA, SE MUESTRAN A CONTINUACION:

BANCO EN KVA	CAIDA DEL SISTEMA / CAIDA TOTAL
100	0.09
1000	.29
10000	.44

3.7.1 METODOS DE ARRANQUE DE MOTORES

La secuencia de arranque de varios motores debe programarse, a fin de evitar su arranque simultáneo por la magnitud de la corriente de arranque.

Si se desea reducir la corriente de arranque, existen varios métodos, cuyos resultados se resumen a continuación.

TABLA N°10.- COMPARACION ENTRE METODOS DE ARRANQUE DE MOTORES.

TIPO DE ARRANCADOR	TENSION EN EL MOTOR (%V. DE LINEA)	PAR DE ARRANQUE (% DE PAR A TENSION PLENA)	CORRIENTE DE LINEA (% DE CORRIENTE A TENSION PLENA)
TENSION PLENA	100	100	100
AUTO TRANSFORMADOR			
TAP A 80%	80	64	68
TAP A 65%	65	42	46
TAP A 50%	50	25	30
TIPO DE RESISTENCIA AJUSTADO A 80%	80	64	80
REACTOR			
50 %	50	25	50
45 %	45	20	45
37.5 %	37.5	14	37.5

TABLA Nº 11.- RESUMEN DE NIVELES CRITICOS DE TENSION EN EL SISTEMA CUANDO SE ARRANCAN MOTORES

LOCALIZACION DE LA CAIDA DE TENSION	VOLTAJE MINIMO ACEPTABLE
TERMINALES DE MOTOR	80%
OTROS MOTORES POR REACELERAR	71%
CONTACTORES (CIERRE DE BOBINA)	85%
CONTACTORES (RETENCION DE BOBINA)	80%
CONTROLES ESTATICOS	90%
CAMBIOS NOTADOS EN EL ALUMBRADO	3% DE VARIACION DE VOLTAJE

3.8 EJEMPLO SIMPLIFICADO DEL CALCULO DE PERFIL DE TENSIONES EN UNA PEQUEÑA INDUSTRIA.

En la figura anexa se muestra un ejemplo de cual podría ser un perfil de tensiones para una planta en la zona centro del país.

Los tres puntos a considerar son:

- a) La S.E. reductora de 85 - 23 KV de la Compañía Suministradora y su red de distribución en 23 KV.
- b) El transformador de distribución del cliente industrial
- c) La red de distribución en baja tensión dentro de la fabrica

A) S.E. REDUCTORA DE 85-23 KV DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA.

Para compensar la caída de tensión en la línea de distribución de media tensión (Alimentador), L. y F. En sus subestaciones eleva la tensión de 21,500 a 22,037 V., en la hora de mayor carga haciéndose ésto de manera automatica.

Por el propio desarrollo que ha tenido la red de distribución en media tensión en L. y F., Se trabaja en el 80% de las subestaciones con una tensión nominal de 21,500 Volts, elevandose está hasta un 2.5% Arriba para compensar la caída de la línea.

En las horas de poca carga, está tensión baja en forma automatica al valor de 21,500 V. o ligeramente arriba de él.

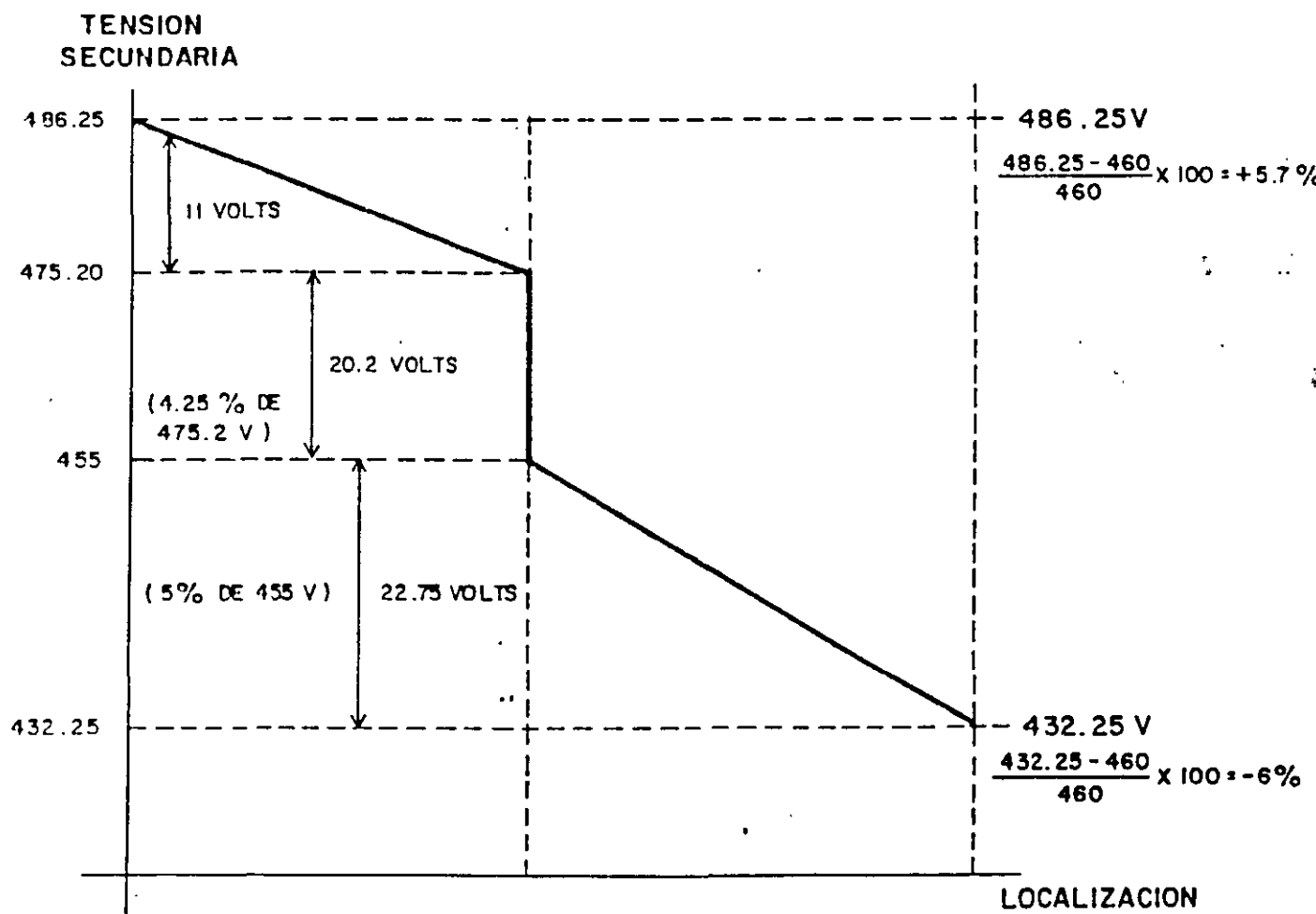
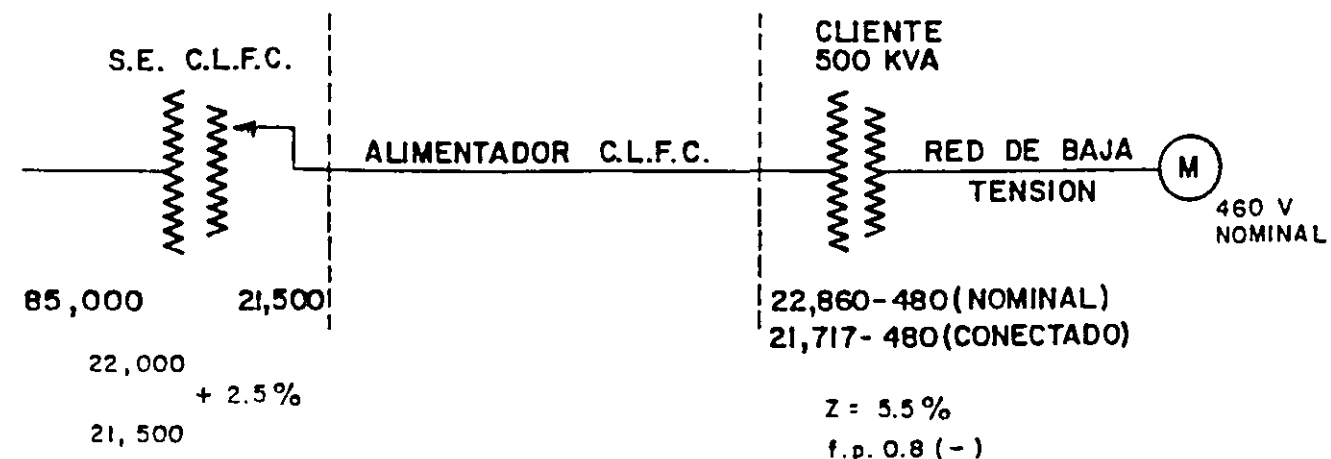


FIG. N°8 PERFIL DE TENSION DE UNA PLANTA EN LA ZONA CENTRO DEL PAIS.

B) TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION MEDIA - BAJA TENSION.

Dadas las condiciones de operación de la línea de distribución se puede operar con un transformador con las siguientes características:

Transformador trifásico, con conexión Delta-Estrella, capacidad 500 kVA, tensión nominal de 22,860 - 480 / 277 V, con cambiador de derivaciones en 4 pasos de 2.5% cada uno, dos arriba y dos abajo; impedancia 5.5%.

Dada la tensión nominal de la red de 21,500 Volts conviene operar el transformador con el cambiador de derivaciones dos pasos abajo, o sea -5%, por lo que la relación de transformación queda:

$$n = \frac{22,860 \times 0.95}{480} = \frac{21,717}{480} = 45.244$$

La caída de tensión en el transformador la calculamos a partir de la gráfica de la figura 5, se supone que el transformador está trabajando a plena carga con el factor de potencia de (-) 0.8, el porcentaje de caída de tensión es de 4.25%.

C) RED DE DISTRIBUCION EN BAJA TENSION.

De acuerdo con las normas NOM-001-SEMP-1994 el cálculo de la caída de tensión puede permitir hasta el 5%.

El perfil de tensión de la figura se hace referido al valor en baja tensión que se tendría en el punto de suministro, el motor.

La variación en la línea de 21,500 a 22,000 se refleja en baja tensión como se indica a continuación:

$$\frac{22,000}{n} = \frac{22,000}{45,244} = 486.20 \text{ V,}$$

$$\frac{21,500}{n} = \frac{21,500}{45,244} = 475.20 \text{ V.}$$

Para calcular la caída de tensión en el transformador de 500 kVA, se aplica la tensión de 475.20 V.

Esto es :

$$Et = 0.0425 \times 475.20 = 20.2 \text{ V.}$$

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

$$Vst = 475.20 - 20.2 = 455 \text{ V.}$$

Al valor anterior se le aplica el 5% de la caída de tensión en la red de baja tensión:

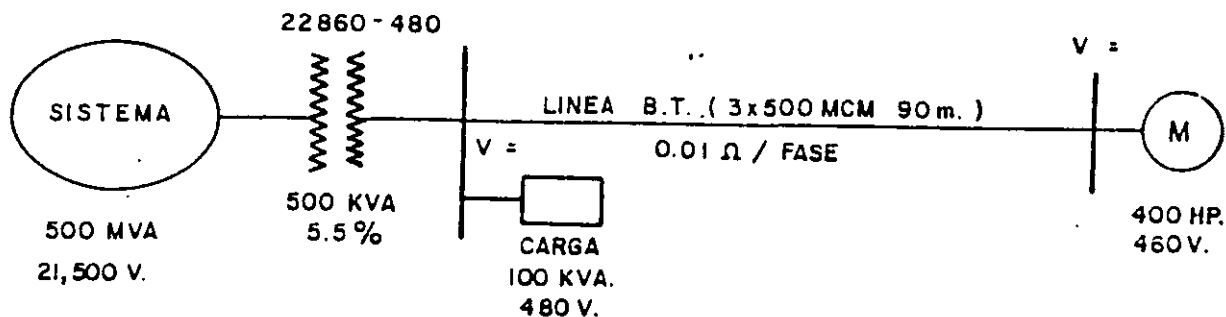
$$Ebt = 455 \times 0.05 = 22.75 \text{ V.}$$

La tensión más baja que podría haber en el motor será:

$$Vm = 455 - 22.75 = 432.25 \text{ V.}$$

Que es un 6% abajo de la tensión nominal de 460 Volts, lo cual es aceptable.

3.9 EJEMPLO DE CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA POR EL ARRANQUE DE MOTORES.



Ejemplo:

Dado el sistema anterior cual será la tensión V_1 en la carga adyacente al transformador de 500 KVA durante el arranque del un motor de, 400 H.P. ?, y ¿Cuál será la tensión V_2 en el propio motor durante su arranque?.

Solución:

Dadas las características se tratará el problema en forma muy parecida a un estudio de corto circuito. Empleando el método de "POR UNIDAD" para reducir las impedancias del sistema a una sola base.

Datos Base:

Potencia base: 500 KVA

Tensión base: 0.48 KV

1.- CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS.

Por simplificación del ejemplo, los valores de impedancia que se consideran están dados en valor absoluto. Así se puede sumar aritmeticamente haciendo caso omiso del ángulo. En un caso real se recomienda tomar en cuenta los valores vectoriales para mayor exactitud.

a) Sistema:

$$\text{Transformador; } Z_{\text{sistema}} = \frac{500}{500,000} = 0.001 \text{ p.u.}$$

b) Carga Adyacente:

$$I = \frac{100}{3 \times 0.48} = 120 \text{ A.}$$

$$Z_c = \frac{V}{I} = \frac{480 / \sqrt{3}}{120} = 2.3 \text{ OHMS.}$$

c) Motor de 400 H.P. al arranque:

Se considerará que 1 H.P. $\approx$ 1 KVA y una corriente de arranque de 6 veces la nominal. La tensión nominal del motor es de 460 V.

$$I_{\text{nom.}} = \frac{400}{3 \times 0.46}$$

$$Z_{MA} = \frac{V_{f-n}}{I_{nom} \times 6} = \frac{460 / 3}{\frac{400}{3 \times 0.40} \times 6}$$

$$Z_{MA} = 0.088 \text{ OHMS}$$

$$Z_{MA} = (0/1) = \frac{0.088 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000^2}$$

$$\underline{Z_{MA} = (0/1) = 0.191}$$

EN POR UNIDAD:

$$Z(o/1) = \frac{Z \text{ ohms} \times KVA}{(KV)^2 \times 1000}$$

$$Z(o/1) = \frac{2.3 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 5 (o/1)$$

$$\underline{Z(o/1) = 5}$$

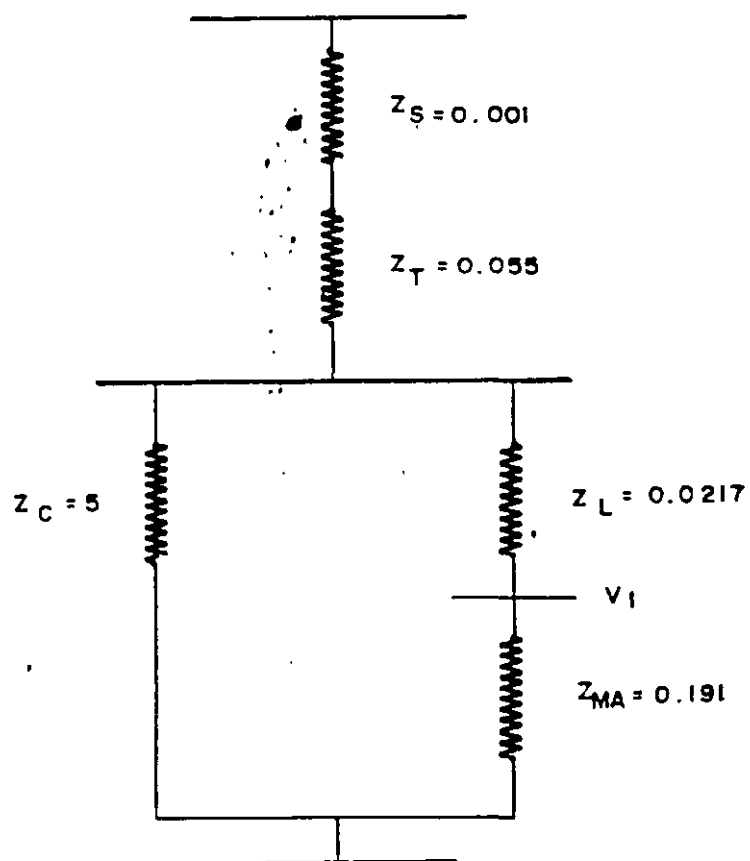
LINEA EN BAJA TENSION:

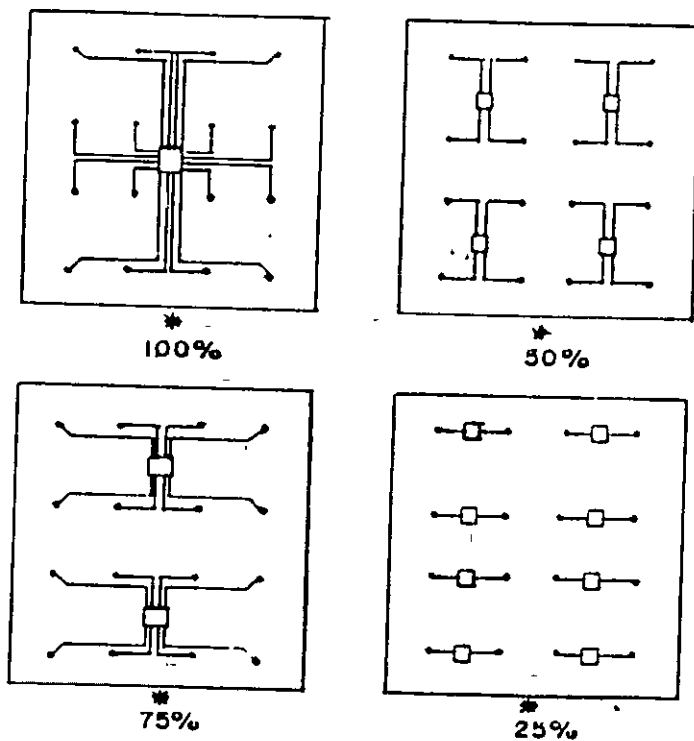
$$Z_L = 0.01 \text{ OHMS}$$

$$Z_{(o/1)} = \frac{0.01 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 0.0217 \text{ p.u.}$$

$$Z_L = (o/1) = 0.0217$$

EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS RESULTANTE:





* LONGITUD DE ALIMENTADORES EN D.T.

FIG. 10 DIAGRAMA UNIFILAR QUE MUESTRA COMO DISMINUYE LA LONGITUD DEL CABLE DE UN ALIMENTADOR SECUNDARIO, AL AUMENTAR EL NUMERO DE SUBESTACIONES EN ESTA AREA .

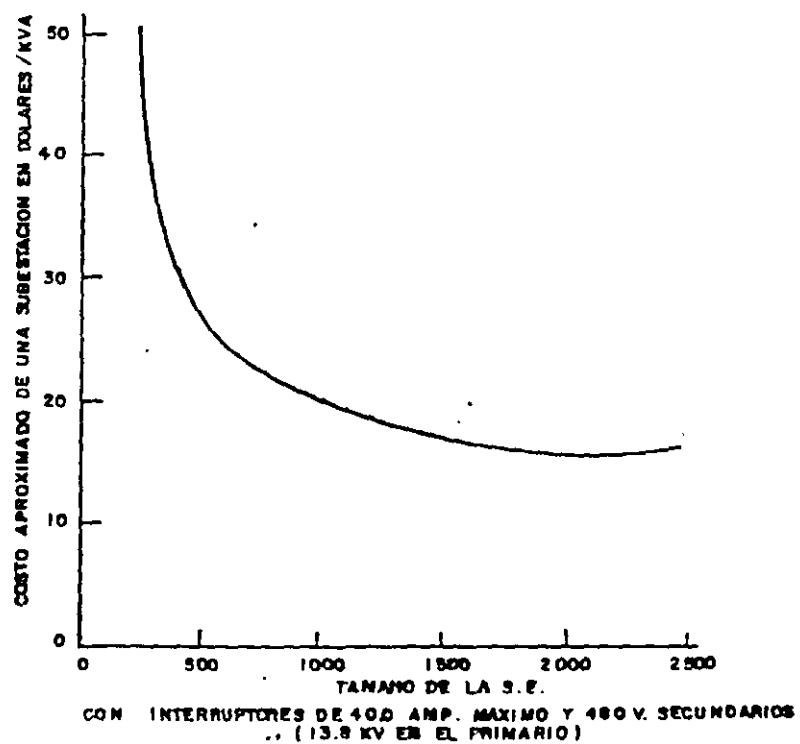


FIG. II. PATRON TIPICO DE COSTO-KVA DE UNA SUBESTACION

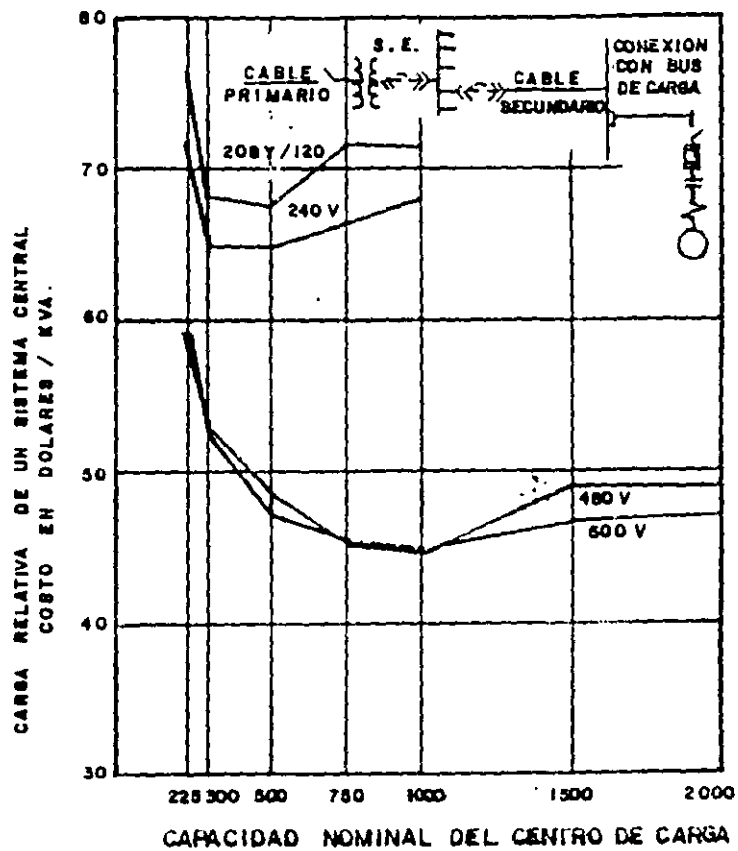


FIG. 12 . COSTO COMPARATIVO DE UN SISTEMA DE CARGA RADIAL A 208Y / 120-, 240-, 480-, Y 600V.

PARA TENSION DE UTILIZACION SELECCIONAR 480 V.

EXISTE MENOR DISRIONIBILIDAD DE MOTORES, CONTRO-
LES, ETC. DE 550 A 600 V. QUE PARA 440 V.

480 VS. 240

	<u>240 V</u>	<u>480 V.</u>
DISPONIBILIDAD DE EQUIPO	MISMO	
COSTO	135 %	100 %
PERDIDAS	MAYORES	MENORES
CAIDA DE TENSION	MAYORES	MENORES

FIG.13 FACTORES COMPARATIVOS PARA LA SELECCION
DE LA TENSION DE UTILIZACION EN CLASE 600V.

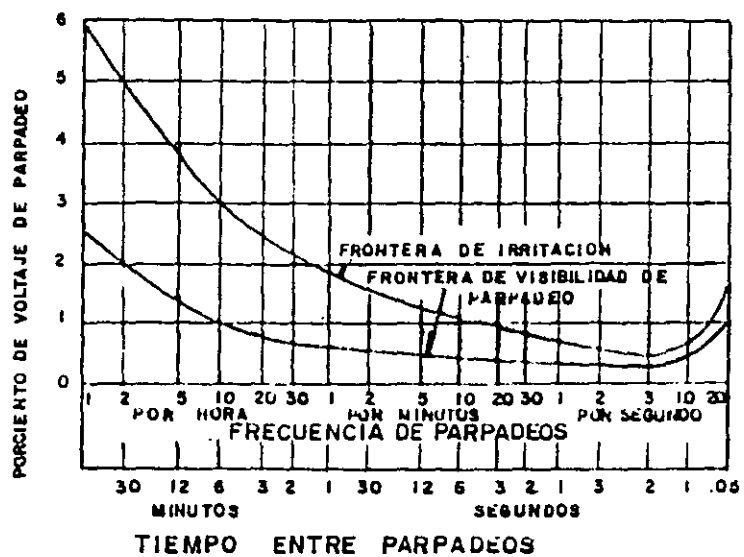


FIG.14 EFECTO DE TENSIONES RECURRENTES DE PARPADEO EN LAMPARAS INCANDESCENTES

3.10 NORMA NMX - J - 98

TENSIONES NORMALIZADAS PARA EQUIPO Y SISTEMAS ELECTRICOS (60 Hz) NMEX-J-98

1.- OBJETIVO Y CAMPO DE APLICACION:

Esta Norma Mexicana establece los valores de tensiones nominales de sistema, servicio y utilización, aplicables en toda la República Mexicana; así como, las tolerancias de operación para dichos valores a una frecuencia de 60 Hz y tensiones mayores de 100 V y hasta 400 kV.

El propósito de esta Norma es:

- (1) Lograr un mejor conocimiento de las tensiones que están asociadas con sistemas eléctricos, a fin de lograr una operación y diseño económicos.
- (2) Establecer una nomenclatura uniforme, en cuanto a la terminología utilizada para las tensiones.
- (3) Establecer una normalización de tensiones nominales y sus tolerancias para la operación de sistemas eléctricos.
- (4) Establecer una normalización de clases de tensiones de equipos y sus tolerancias.
- (5) Coordinar las tensiones de sistema con las de servicio y utilización; así como, sus tolerancias.
- (6) Establecer las bases para el desarrollo y diseño de equipo; a fin de lograr una mejor armonización, de acuerdo a las necesidades de los usuarios.
- (7) Proveer una guía, con respecto a la selección de tensiones para la exigencia de nuevos sistemas eléctricos y para cambios en los existentes.

2.- REFERENCIAS :

Para la correcta aplicación de esta norma, es necesario consultar y aplicar las siguientes Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas vigentes:

NOM-001-SEMP Relativa a las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.

NOM-008-SCFI Sistema general de unidades de medida.

3.- DEFINICIONES :

3.1.1. SISTEMA ELECTRICO.

El sistema al cual se conectan los equipos utilizados para distribuir energía eléctrica de la fuente al equipo de utilización. Parte del sistema puede pertenecer al suministrador o al usuario.

3.1.2. TENSION DEL SISTEMA.

Es la tensión entre dos puntos de una parte del sistema eléctrico de corriente alterna. Cada sistema de tensión o de tensiones, pertenece a una parte del sistema que está limitado por transformadores o equipo de utilización, todas las tensiones son a partir de la raíz cuadrática media de fase a fase, o fase a neutro.

3.1.3. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA

Es la tensión por la cual una parte del sistema está designado y el cual opera con alguna de las características del mismo y al que está relacionado.

3.1.4 TENSION DE SERVICIO.

Es la tensión en el punto donde el sistema eléctrico del suministrador y del usuario se conectan.

3.1.5. TENSION DE UTILIZACION.

Es la tensión en las terminales de línea del equipo de utilización.

3.1.6. TENSION NOMINAL DE UTILIZACION.

Es el valor de tensión de ciertos equipos de utilización usados en el sistema.

Las tensiones nominales del sistema contenidas en la tabla 1, se aplican a todas las partes del mismo; tanto para el suministrador como para el usuario. Los rangos se dan separadamente para la tensión de servicio y la tensión de utilización, siendo éstas normalizadas para diferentes lugares. Se entiende que la tensión en los puntos de utilización es menor que en el punto de suministro.

Atendiendo a esto último, y al hecho de que la potencia integral de los motores, o los equipos de aire acondicionado y refrigeración, o ambos, pueden constituir una alta concentración de carga en algunos circuitos, los índices de tensión de tales equipos y de los motores y su sistema de control son generalmente mas bajos que la tensión nominal del sistema. Esto corresponde al rango de tensiones de utilización de la tabla 1. Otro equipo de utilización es generalmente referido a la tensión nominal del sistema.

3.1.7. CLASE DE TENSION DEL SISTEMA

3.1.7.1. BAJA TENSION.

Es la clase de tensión nominal del sistema de 1000 V o menos.

3.1.7.2. MEDIA TENSION.

es la clase de tensión nominal del sistema mayor que -- 1000 V y hasta 34 500 V.

3.1.7.3. ALTA TENSION.

Es la clase de tensión nominal del sistema mayor a - - 34 500 V e igual o menor que 230 000 V.

3.1.7.4. EXTRA ALTA TENSION.

Es la clase de tensión nominal del sistema mayor a - - 230 000 V.

3.1.8. TENSIONES PREFERENTES.

Son aquellas que se deben usar en todo el sector

eléctrico.

3.1.9. TENSIONES RESTRINGIDAS.

Son aquellas que debido al grado de desarrollo y al valor de las instalaciones, no es posible eliminarlas, siendo inevitable en el futuro aceptar algunas ampliaciones a las mismas.

3.1.10 TENSIONES CONGELADAS.

Son aquellas que se van eliminando progresivamente hasta su desaparición, operando la tensión preferente más próxima.

4.0 SELECCION DEL SISTEMA NOMINAL DE TENSIONES'

Cuando un nuevo sistema o un nuevo nivel de tensión se integra a uno existente, debe seleccionarse uno o mas de los sistemas nominales preferentes de tensión mostrados en negrillas en la tabla 1. La selección lógica y económica depende de varios factores tales como, el tipo y tamaño del sistema.

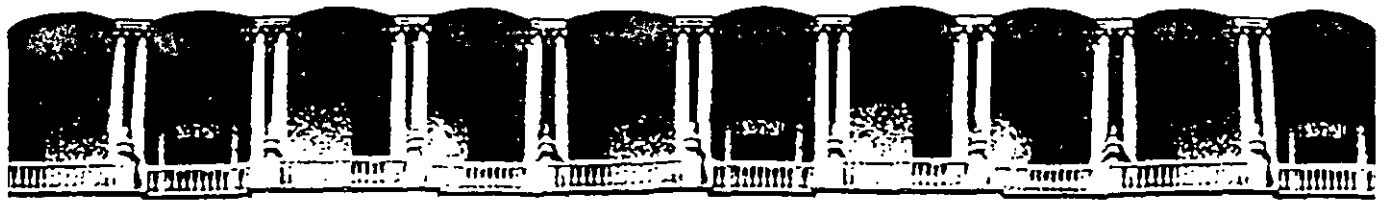
Otras tensiones utilizadas en sistemas existentes, se muestran en letra clara factores económicos requieren que estas tensiones continúen en uso y en algunos casos, puede ser necesario que su uso se extienda; no obstante, es conveniente evitar su utilización en nuevos sistemas o en nuevos niveles de tensión.

Los sistemas de 4160, 6900 y 13800 son particularmente adaptables para sistemas industriales que suministran energía, principalmente a cargas polifásicas, incluyendo motores de gran capacidad porque estas tensiones corresponden a motores de 4000, 6600 y 13200 V.

5.0. E S P E C I F I C A C I O N E S :

Para cualquier sistema eléctrico de tensión nominal, las tensiones existentes en varios puntos y períodos de cualquier sistema eléctrico, o en cualquier grupo de sistemas, o en la industria, usualmente deberán ser distribuidas dentro de las tensiones mínimas y máximas mostradas en la tabla 1. El diseño y operación de sistemas eléctricos y el diseño de equipos alimentados de tales sistemas, deben ser coordinados con respecto a estas tensiones. Estos límites, sólo aplican para mantener niveles de tensión y no de fallas momentáneas

que pueden resultar de causas; tales como, operaciones de maniobra, corrientes de arranque de motores y cualquier otra condición transitoria.



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

ANEXO

EXPOSITOR: ING. ABEL GARCIA OROPEZA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

	NO HAY INTERRUPCION DE SERVICIO POR FALLA EN UN ALIMENTADOR O EN UN TRANSFORMADOR.	• EN EL TABLERO DE BAJA TENSION. ELEVADAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO.
--	---	---

EVALUACIÓN DE ARREGLOS DE ACUERDO Al std. IEEE 493-1997, LIBRO DORADO DEL IEEE.

En la tabla anexa se analizan 7 arreglos: 1).- Radial simple. 2).- Primario Selectivo en la acometida de 13.8 KV. 3).- Primario selectivo lado carga del interruptor de 13.8 KV. 4).- Primario selectivo hacia el lado primario del transformador. 5).- Secundario selectivo. 6).-Radial simple con transformador de reserva. 7).- Radial simple con generación.

**EL ARREGLO MÁS CONFIABLE ES EL SECUNDARIO
SELECTIVO.**

Sin embargo, si observamos los costos del estudio complementario (ver tablas Anexas). Se llega a los siguientes resultados:

	Radial simple	Primario selectivo acometida en 13.8 KV	Primario selectivo al primario del transformador	Secundario selectivo	Radial simple con cogeneración
Costo global Dólares E.U	309,840	186,895	410,521	225,325	208,530
	1.0	0.6	1.33	0.727	0.673

PROTECCION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

2.0 INTRODUCCION

El termino "Industrial". como se usa en este capítulo, se refiere a las plantas, edificios y complejos donde se efectuan procesos de manufactura. El uso específico del área determina la categoría del diseño eléctrico. Mientras que las plantas industriales están primordialmente orientadas a las máquinas y a la producción, los edificios comerciales, residenciales, e institucionales están orientados hacia la gente y el público. El objetivo fundamental de una planta industrial es proporcionar condiciones ambientales, seguras eficientes energéticamente y atractivas para la manufactura, investigación, desarrollo y manejo de productos industriales. El diseño eléctrico debe satisfacer este criterio para lograr el objetivo.

Los equipos de protección deben aislar del sistema eléctrico suministrador del daño causado por sobrecorrientes que puedan provocar perdida del equipo, falla del sistema, y daños al personal. Este capítulo presenta los principios para la adecuada protección del sistema eléctrico y sus equipos, introduce los diversos dispositivos de protección de reciente utilización y sugiere técnicas para la aplicación y coordinación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente.

La fig. 1 ilustra el principio básico de la protección primaria en la cual alrededor de cada elemento del sistema se establece un área de protección de tal forma que cada una puede ser aislada mediante un dispositivo de interrupción. Cualquier falla del equipo que ocurra dentro del área ocasionará la apertura de todos los interruptores que suministren energía a dicha área.

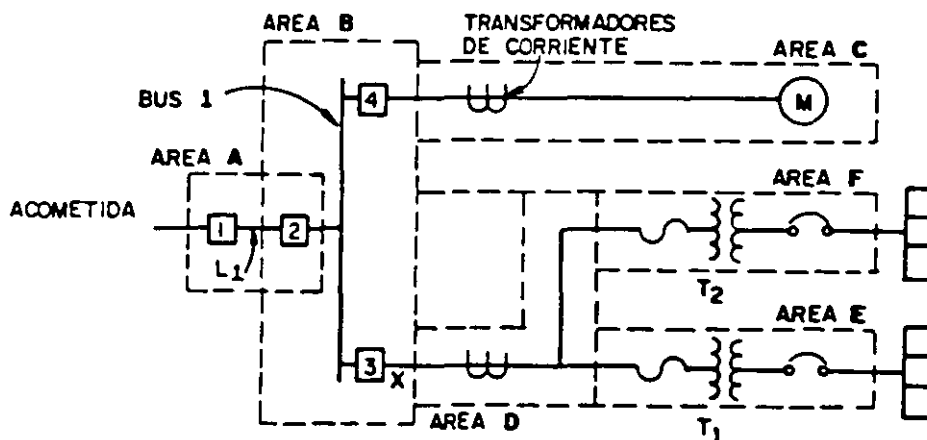


FIG. 1.- DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRANDO ZONAS DE PROTECCION

2.1 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION

Debido a la diversidad de las causas de falla que afectan a un sistema eléctrico. La protección contra sobrecorrientes se considera un arte.

Cualquier esquema de protección debe tener las siguientes características:

- * SENSIBILIDAD**
- * SELECTIVIDAD**
- * VELOCIDAD**
- * CONFIABILIDAD**
- * COSTO**

SENSIBILIDAD.

El equipo de protección debe ser capaz de detectar las fallas, dependiendo de la ubicación en el sistema, y operar con señales relativamente pequeñas.

SELECTIVIDAD.

Se obtienen cuando los dispositivos de protección están coordinados adecuadamente, con el objeto de que opere el dispositivo de protección mas cercano a la falla, quedando el inmediato anterior como respaldo, sin interrumpir la alimentación en las areas restantes del sistema.

VELOCIDAD.

Es fundamental la velocidad con que se despejen las sobrecorrientes para disminuir al máximo los daños en la zona de falla, esta depende de la magnitud de la sobrecorriente y de la coordinación con otros dispositivos.

CONFIABILIDAD.

Esta se logra cuando los dispositivos de protección no actúen en falso, es decir, que no abran el circuito por corrientes de energización, condiciones transitorias o de estado estable no peligrosas para el sistema.

COSTO.

Este factor es de suma importancia ya que influye en el grado de protección de un sistema, la economía se logra con una buena selección de los dispositivos de protección.

Una vez conocidas las características del sistema que se va a proteger, la secuencia a seguir para el sistema de protección es:

- * SELECCIONAR LAS CAPACIDADES DE CORRIENTE NOMINAL Y DE CORTO CIRCUITO DE CADA ELEMENTO DEL SISTEMA: INTERRUPTORES DE MEDIA TENSION Y BAJA TENSION.
- * APLICAR EL EQUIPO DE PROTECCION CORRESPONDIENTE.
- * HACER LOS AJUSTES NECESARIOS EN LOS EQUIPOS Y EL ESTUDIO DE COORDINACION CORRESPONDIENTE.

Al ocurrir una falla, la corriente de corto circuito circulará por una serie de elementos, que estarán sujetos a esfuerzos térmicos, mecánicos y magnéticos.

Es importante recordar que la severidad de una falla, radica en la magnitud y el tiempo de interrupción de la misma.

Todos los elementos de un sistema tienen límites de corriente, la protección no debe permitir que la sobrecarga rebase estos límites.

Se analizarán los límites de los siguientes elementos:

- * TRANSFORMADORES
- * CONDUCTORES
- * MOTORES
- * TABLEROS Y BARRAS COLECTORAS

Dispositivos de detección de fallas que se tratarán son:

- * FUSIBLES EN M.T. Y B.T.
- * RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEOS Y CON RETARDO DE TIEMPO 50/51 (ACTÚAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)
- * RELEVADORES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNÉTICOS O DE CAJA MOLDEADA
- * INTERRUPTORES TERMOMAGNÉTICOS
- * RELEVADORES TÉRMICOS DE SOBRECARGA

2.4 EQUIPO DE PROTECCION

2.4.1 FUSIBLES

El fusible es un dispositivo de protección o seguridad, de operación térmica diseñado para interrumpir un circuito eléctrico, cuando por él circula una sobrecorriente que puede dañar a los equipos conectados al mismo.

Parametros de los fusibles:

*** CORRIENTE MINIMA DE FUSION.**

Es la corriente mínima que provoca la operación del elemento sensible a la corriente en un tiempo especificado y bajo condiciones establecidas. Siempre es mayor que la corriente nominal. Ver fig. 2

*** TIEMPO DE FUSION O PREARQUEO.**

Es el tiempo desde el instante en que el fusible detecta la sobrecorriente, hasta el momento en que ocurre la fusión y la separación del elemento sensible a la corriente.

*** TIEMPO DE ARQUEO.**

Es el tiempo inmediatamente después de haber terminado la fusión hasta la extinción total del arco.

*** TIEMPO DE INTERRUPCION TOTAL.**

Es la suma de los tiempos de fusión y de arqueo.

*** CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.**

Es la corriente de corto circuito que fluiría en un circuito eléctrico, si no fuera limitada por la apertura de un fusible limitador.

*** CORRIENTE INSTANTANEA DE PASO LIBRE O CORRIENTE PICO DE FUGA.**

Es la corriente máxima que circula por un fusible, durante el tiempo total de interrupción.

*** CARACTERISTICA $I^2 t$.**

Es la energía resultante del flujo de corriente a través del fusible y se aplica normalmente para el tiempo de fusión, el de arqueo o el de interrupción total, es la energía requerida por el fusible para operar.

*** CAPACIDAD INTERRUPTIVA.**

Es la máxima corriente simétrica R.C.M. o la más alta corriente directa que un fusible puede interrumpir sin destruirse.

*** CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO - CORRIENTE.**

Son las curvas que muestran la relación entre la corriente alterna simétrica R.C.M. o la corriente directa y el tiempo de operación de los fusibles, generalmente dentro del intervalo de 0.01 a 1,000 segundos. También se les conoce como características de tiempo inverso.

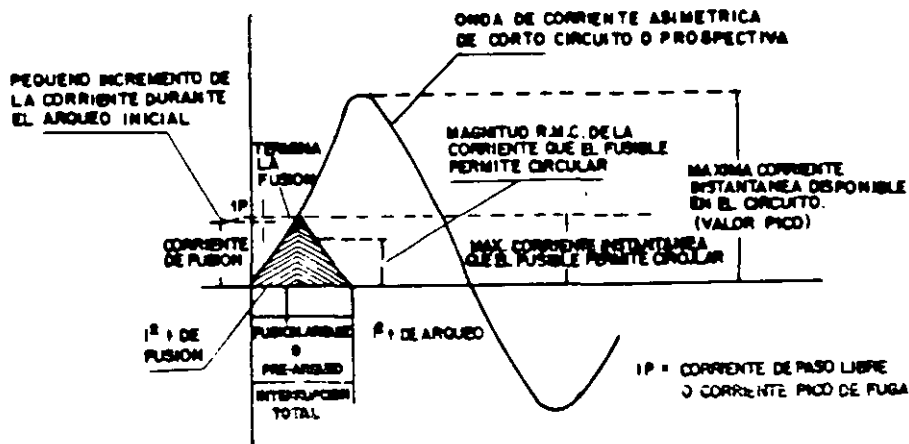
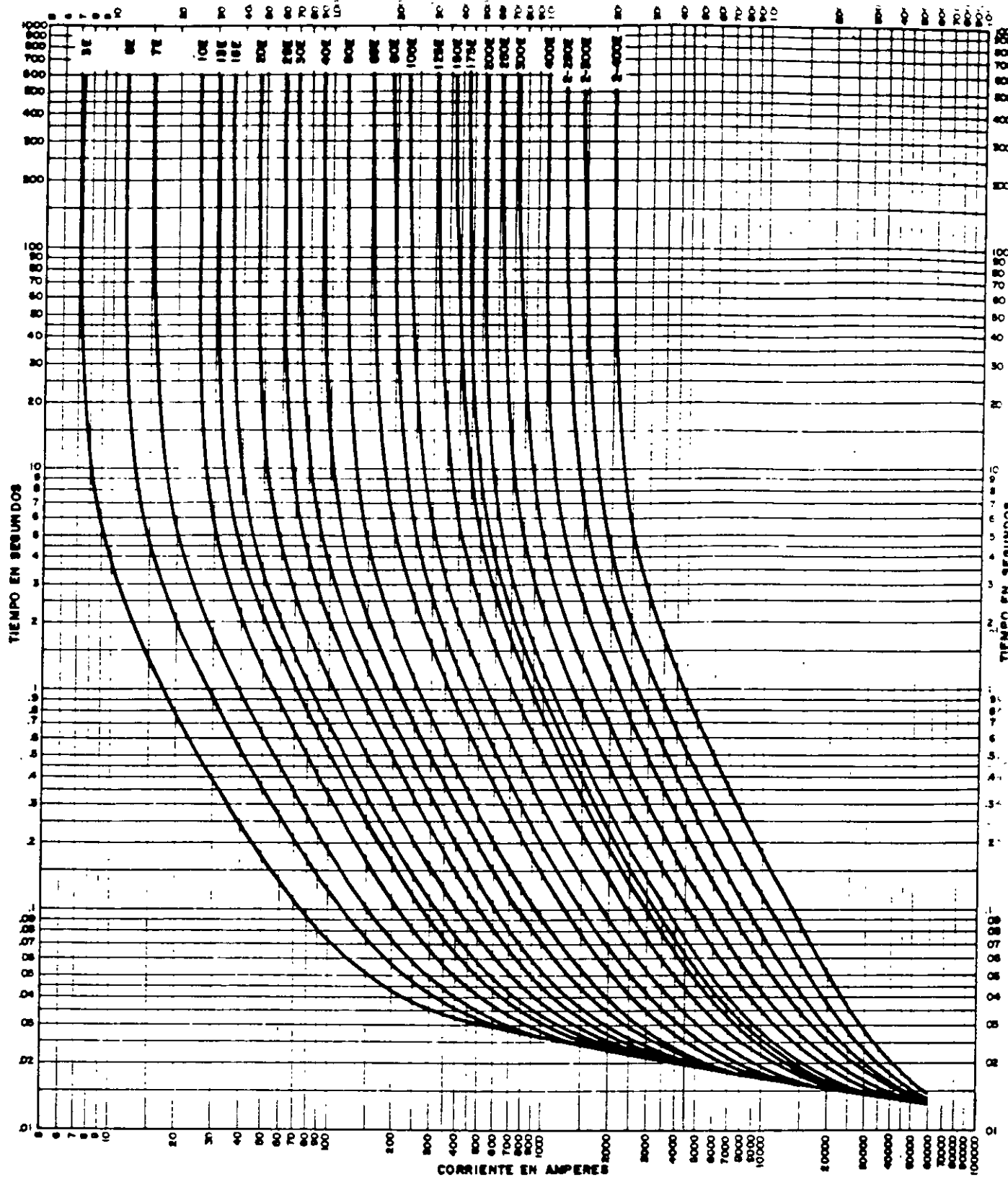


FIG. 2.- REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE.



CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE
 DE LIBRAMIENTO TOTAL
 FUSIBLE SM — VELOCIDAD ESTANDARD

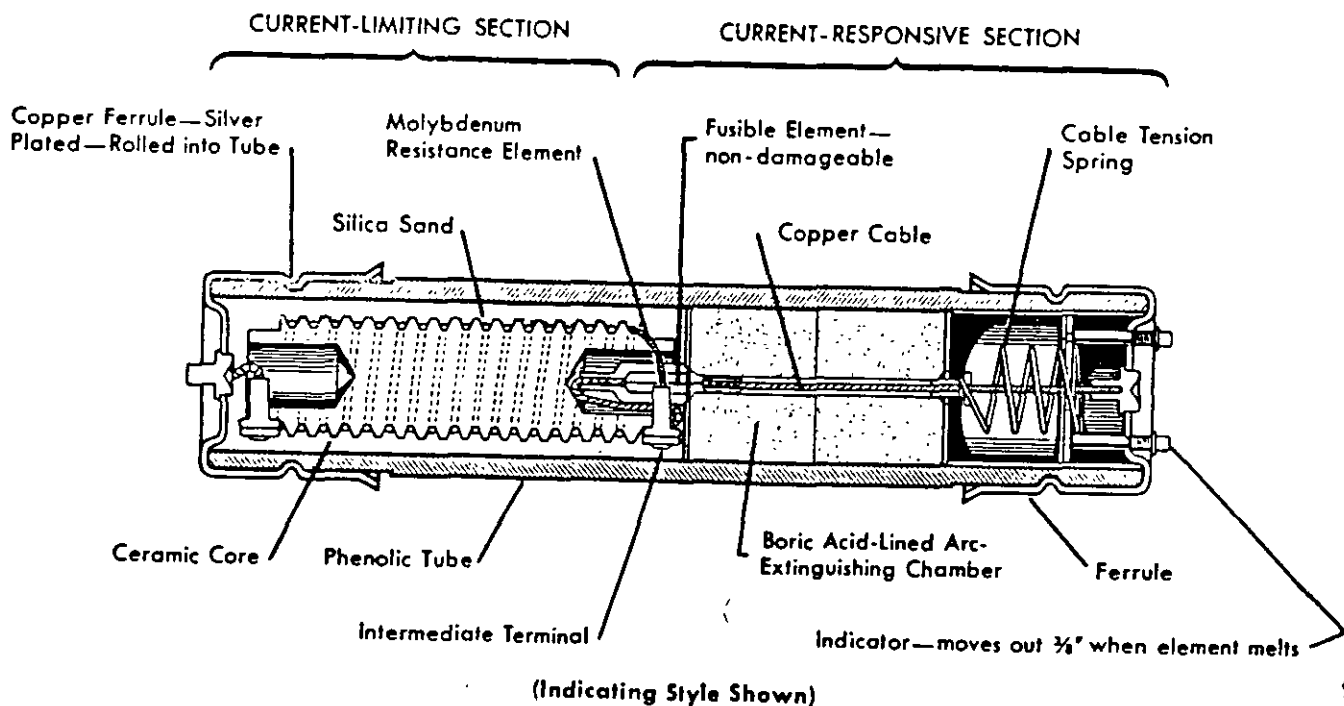
FUSIBLES EN MEDIANA TENSION.

Existen dos tipos principales: fusibles de potencia limitadores de corriente y fusibles tipo expulsión.

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

Se designa así al fusible que interrumpe una sobrecorriente, limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalará, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla. El valor pico depende de la relación X/R del circuito y a medida que se reduce dicha relación la energía específica $I^2 t$, que debe contemplar el fusible también se reduce. Ver fig. 2.

El fusible limitador de corriente esta integrado por uno o más elementos de cintas metálicas perforadas o con determinada configuración dentro de un tubo aislante, resistente a grandes presiones originadas por la energía térmica generada durante el arqueo. Las cintas metálicas (comúnmente de plata) o elementos sensibles a la corriente están rodeados íntimamente por arena silica (SiO_2) o de cuarzo con la finalidad de extinguir el arco eléctrico producido por alguna falla y soportar la alta presión durante su operación. (Ver fig. 3).



Durante la operación por corto circuito, con valores de corriente comprendidos entre su rango limitador de corriente, el fusible operará simultáneamente en todas las zonas que se diseñen para esta finalidad (perforaciones o secciones transversales reducidas) generando tensiones de arco, en cada una de estas secciones reducidas, de aproximadamente 50 volts. (plata) que al reaccionar con la arena silica que lo rodea se forman fulguritas, dando lugar a la inserción de una alta resistencia en un tiempo muy pequeño, originando así la aparición de una tensión de arco casi instantánea a través del fusible de magnitud apreciablemente mayor a la tensión normal del sistema. Y puesto que la magnitud de resistencia ohmica del fusible, durante el arqueo y posterior a este, es muy grande, origina en el circuito eléctrico un factor de potencia cercano a la unidad (durante el tiempo que toma el fusible para interrumpir la falla) y motiva a la corriente a alcanzar a la tensión; lográndose la extinción total muy cerca del cero de tensión.

La buena operación de un fusible limitador de corriente dependerá de la tensión de arco generada y sostenida a través de los múltiples arcos que se originen durante la operación del mismo.

Básicamente existen tres tipos de fusibles limitadores de corriente en función del tipo de diseño.

*** FUSIBLES DE RESPALDO (BACK-UP).**

Es aquel que puede interrumpir cualquier corriente desde su valor máximo hasta su corriente mínima de ruptura (Diseñado para tiempo corto).

*** FUSIBLE DE PROPOSITOS GENERALES (GENERAL PURPOSE).**

Es el que puede interrumpir cualquier corriente desde su máxima nominal, hasta una corriente que funda el elemento en una hora (3600 Seg.)

*** FUSIBLE DE RANGO PLENO O RANGO COMPLETO.**

Puede interrumpir cualquier corriente desde su máximo nominal hasta cualquier corriente que funda el fusible en un tiempo mayor a una hora.

Los fusibles limitadores de corriente se emplean en la protección de transformadores de potencial y de cargas pequeñas (hasta de 3,000 KVA.), en circuitos de alta capacidad de corto circuito.

Un aspecto importante en el uso de fusibles es prevenir la operación monofasica del desconectador, esto puede crear problemas muy serios de desbalanceo en equipos, ocasionando fenómenos de sobretensiones por ferresonancia.

La corriente de pico de fuga de los fusibles limitadores de corriente, no debe sobrepasar el valor de la corriente momentánea que puede soportar los interruptores y tableros que se encuentran después de los fusibles. Con esta precaución, los tableros e interruptores pueden operar en sistemas con un corto circuito mas elevado que su capacidad.

FUSIBLES TIPO EXPULSION.

Esta formado por un pequeño eslabón fusible, generalmente, de sección transversal constante (a excepción de los fusibles de doble elemento o en ocasiones de los llamados fusibles fraccionarios de muy baja corriente nominal), y de longitud muy corta. El material de este elemento puede ser de plata, cobre, plomo, estaño o aleaciones de plata, cobre, níquel-cromo, plomo-estaño, el cual al fundirse por elevación de temperatura como consecuencia de una sobrecorriente, origina un arqueo, generando gases des-ionizantes, fibras del material vecino (acido bórico, melamina, resinas fenólicas, vulcanizadas, resinas termo plásticas, tetracloruro de carbono, hexafloruro de azufre y otras), provocando gran turbulencia alrededor del arco, de manera que cuando la corriente pasa por un valor natural cero, el canal del arco se reduce a un mínimo, quedando interrumpido el flujo de corriente, expulsando los gases hacia el exterior del fusible.

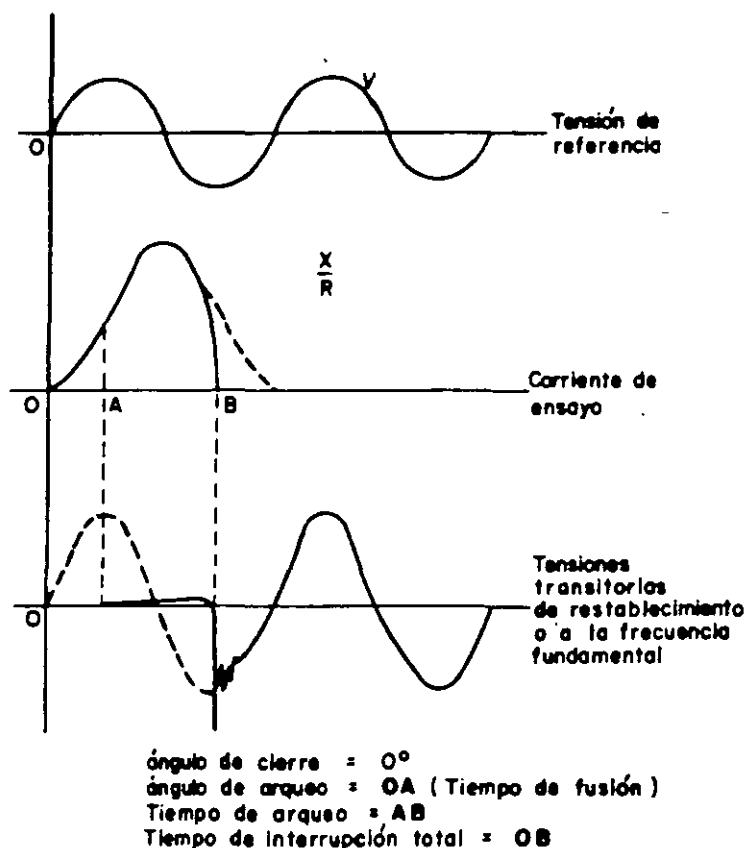


FIG. 6.- INTERRUPTON DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION.

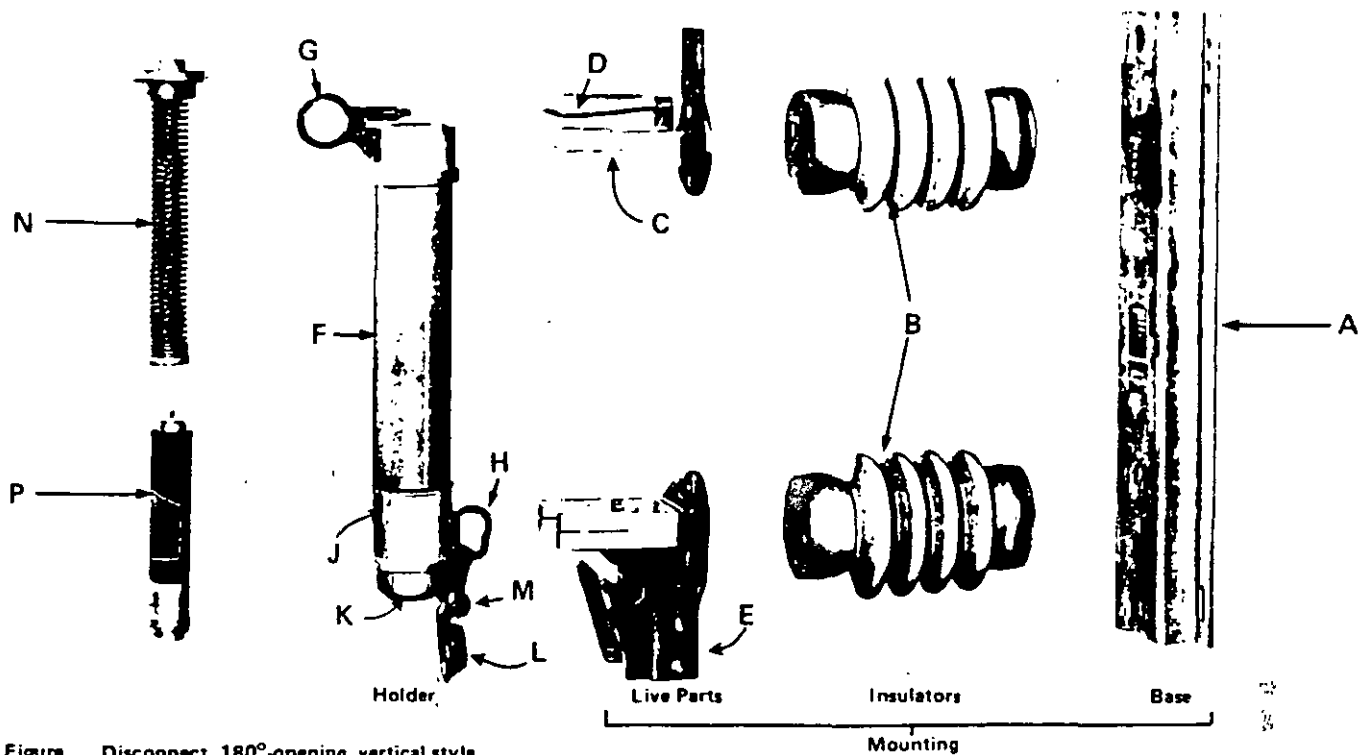


Figure Disconnect, 180°-opening, vertical style.

- A Galvanized formed steel channel, 3/16-inch thick.
- B Standard station post type or standard pin type insulators, wet-process porcelain, gray glaze.
- C Heavily silver-clad copper contacts — backed up by 1/4-inch galvanized steel yoke and stainless-steel loading springs.
- D Fuse-holder latch — spring bronze with galvanized steel stop.
- E Bronze hinge. Guide surfaces on inner faces prevent tipping of the holder as it is opened or closed
- F Porcelain jacket over glass-epoxy sleeve. (Porcelain is corrugated on 34.5-kv rating only)
- G Bronze pull-ring — pivots to pry up latch.
- H Bronze lifting eye.
- J Silver-surfaced ferrules.
- K Clamping nut and collet — ensure low-resistance contact between holder and refill unit.
- L Gravity-operated rain shield — minimizes entry of water or dirt when the holder is left hanging open (for short periods of time only).
- M Trunnions — with cams to prevent holder from tipping in the hinge as fuse is opened or closed.
- N Spring-and-cable assembly — included with each holder. Stainless-steel spring provides high-speed elongation of arc when fuse operates. Copper cable carries load (and fault) current.
- P Refill unit — expendable. See construction details on page 10.

Fig. 7 --
Fusible de potencia.

CONSTRUCTION

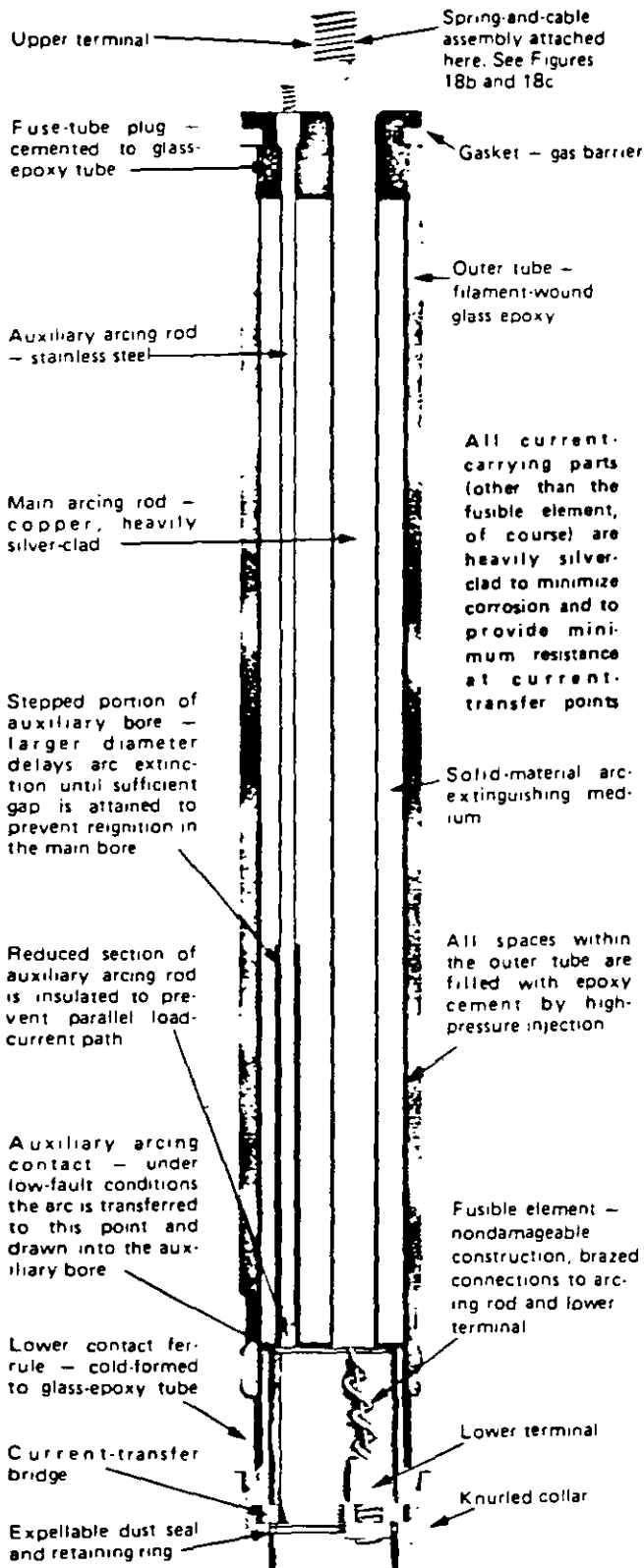


Figure . Cutaway view of typical SM refill unit (34.5-kv rating illustrated)

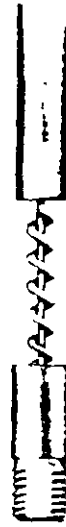


Figure Nondamageable silver fusible element for refill units rated 10E amperes and larger. These ratings employ the silver fusible element, strain wire construction, which is not damaged by overloads or transient faults approaching the minimum melting current



Figure Nondamageable nickel-chrome fusible element for refill units rated 5E and 7E amperes. The pretensioned nickel-chrome wire weakens abruptly at a temperature well below its melting point and separates before its cross-section changes.



Figure Nondamageable low-current, nickel-chrome fusible element for refill units rated 1/2, 1, 2, and 3E amperes. In these ratings, the nickel-chrome wire is too fine to withstand the full force of the drive spring. An assembly of levers in effect multiplies the tensile strength of the wire to permit the desired pretensioning without jeopardizing the security of the hair-like element

Los fusibles tipo expulsión se pueden clasificar en función de su capacidad interruptiva:

- * FUSIBLES DE POTENCIA (ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA).
- * FUSIBLE TIPO LISTON PARA CORTOCIRCUITO FUSIBLE (BAJA CAPACIDAD INTERRUPTIVA), en la actualidad ya hay para alta capacidad interruptiva conocidos como fusibles tipo ablativo.

Las características de respuesta de un fusible están definidas por las curvas tiempo-corriente mínima de fusión y curvas tiempo-corriente de interrupción total, que pueden ser modificadas por efectos del medio ambiente, efecto de la variación transitoria de la onda de corriente, y factores inherentes al diseño.(Ver Fig. 9).

En general los fusibles mas utilizados son los de eslabón de respuesta rápida tipo X. Y de respuesta lenta tipo T, que se diferencian por sus curvas tiempo-corriente, las cuales para una misma capacidad son idénticas en los puntos de 300 y 600 segundos, y para altas corrientes el fusible tipo T opera en mayor tiempo. (Ver Fig. 10).

Los fusibles tipo expulsión se emplean preferentemente en exteriores para proteger alimentadores, transformadores y bancos de capacitores.

Cuando se coordinan dos fusibles, el fusible del lado de la carga debe tener un valor $I^2 t$ menor que el de línea. Cuando se aplica en un switch de seguridad, el fusible debe de tener un valor $I^2 t$ menor que el switch.

FUSIBLES DE BAJA TENSION.

No limitadores de corriente, clases H y K de acuerdo a nomenclatura de underwriters laboratories (U.L.).

* CLASE H.

Pueden ser renovables o no. Hasta 600 A. Puede tener doble elemento (Inst. y Tiempo) o solo instantáneo. No tienen capacidad interruptiva pero deben de haber sido probados a 10,000 A. Los fusibles renovables son riesgosos.

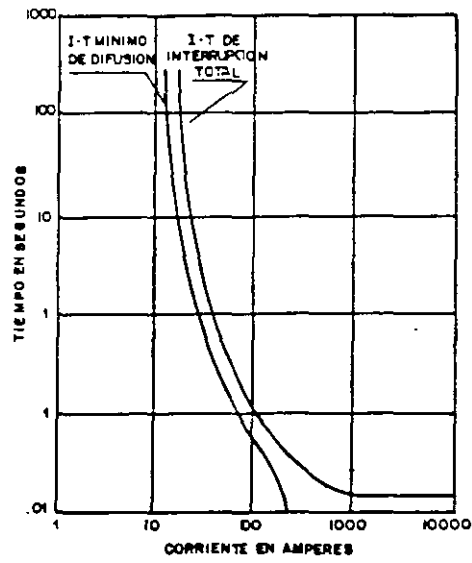


FIG. 9.- CURVAS CARACTERISTICAS CORRIENTE - TIEMPO DE OPERA-
BE UN FUSIBLE TIPO EXPULSION.

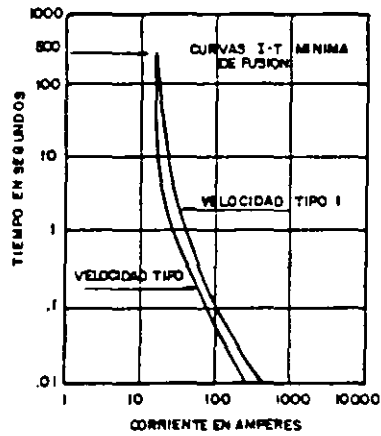


FIG. 10.- FUSIBLES TIPO ESABON DE UNA MISMA CORRIENTE
NOMINAL Y DIFERENTE VELOCIDAD DE RESPUESTA.

*** CLASE K.**

De alta capacidad interruptiva. Igual tamaño clase H, pero son garantizados a 50,000, 100,000 o 200,000 A. Pueden tener elemento de tiempo.

*** LIMITADORES DE CORRIENTE.**

Su uso es más frecuente cuando la corriente de corto circuito disponible esta más allá de la capacidad del equipo. Se coordinan con interruptores. Los más importantes, de acuerdo a clasificación U.L. son los clase J. y clase L.

*** CLASE J.**

Hasta 600 A. No son intercambiables con clase H. Ni clase K. 200,000 A. De capacidad interruptiva, la corriente de pico de fuga y los valores de $1^2 \cdot T$ dependen para cada caso.

*** CLASE L**

De 601. A 6,000 A. Con C.I. de 200,000 A.

2.4.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA.

Un interruptor termomagnético es básicamente un desconectador manual con carga, provisto de elementos automáticos para operar con sobrecorrientes, están integrados por tres elementos básicos:

- * ELEMENTOS DE DISPARO**
- * MECANISMO DE OPERACIÓN**
- * CAMARAS DE ARQUEO**

La función de los elementos de disparo se componen de dos operaciones: Cuando se presenta una sobrecorriente por sobrecarga prolongada actúa el disparo de tiempo, y en caso de un corto circuito actúa el elemento instantáneo.

DISPARO DE TIEMPO.

Esta operación se efectúa a través de una acción térmica. El interruptor esta provisto de un elemento térmico (bimetálico) compuesto de dos o más metales soldados entre si con diferente coeficiente de dilatación, al circular la corriente de sobrecarga por este dispositivo, la temperatura de eleva hasta deformarlo, accionando el gatillo de disparo abriendo el interruptor en un tiempo determinado.

DISPARO INSTANTANEO.

Este disparo se produce al presentarse una falla de corto circuito, esta corriente energiza un selenoide, que atrae la armadura del cerrojo de disparo abriendo instantáneamente el interruptor.

CAMARAS DE ARQUEO.

En estos dispositivos se efectúa el cierre y apertura de contactos, el arco es dividido, enfriado y extinguido reduciendo la erosión de los contactos y proporcionando mayor capacidad interruptiva.

En los interruptores con disparo magnético ajustable, este se puede calibrar dentro de un amplio rango de valores de la corriente de disparo.

Existen interruptores termomagnéticos desde un polo 15A hasta 3 polos 1200 A o mayores con disparo térmico y magnético, con unidades de disparo en estado sólido existen hasta 4000A. El voltaje nominal de los interruptores varía de 120 hasta 600 V, y las capacidades interruptivas varían desde 5 KA hasta 200 KA.

En la tabla 1 se muestran las características principales y dimensiones aproximadas de interruptores termomagnéticos desde 15 A hasta 1200 A.

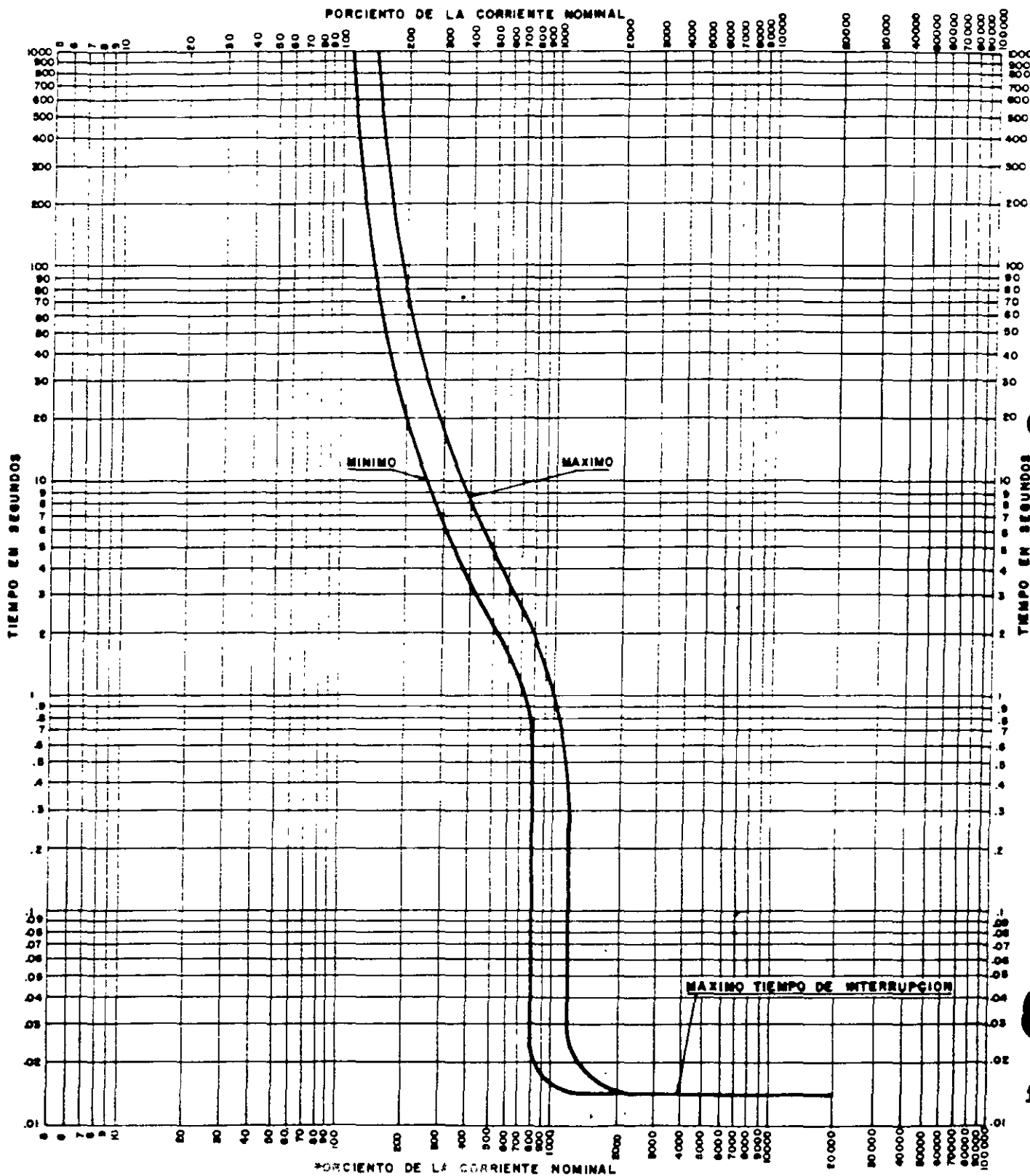
TABLA 1

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Tipo de Interruptor	Cap. Nom. Amp.	No. de Polos	Volt. Nom. Max.		Capacidades Nominales de Interrupción registrada en los Lab. de las Cíes. de Seg. — Amperes Efectivos Simétricos							
			C.A.	C.D.	C.A.					C.D.		
					120/240	240	277	480	600	125	250	
0.200	TQL, TQAL, TQB	10-50	1	120/240		5,000						
		10-100	2	120/240		5,000						
		10-100	2	240			5,000					
		10-100	3	240			5,000					
	THQL, THQAL, THQB	10-50	1	120/240		10,000						
		10-100	2	120/240		10,000						
		10-100	2	240			10,000					
		10-100	3									
E100	TE	15-100	1	120	125	10,000					5,000	
		15-100	2-3	240	250		10,000					
	TEF	15-100	1	277	125			14,000			10,000	5,000
		15-100	2	480	250		18,000		14,000			
		15-100	2	600	250		18,000		14,000	14,000		10,000
		15-100	3	480	250		18,000		14,000			10,000
		15-100	3	600	250		18,000		14,000	14,000		10,000
	THEF	15-30	1	277	125			65,000			20,000	10,000
		15-100	2	480	250		65,000		25,000			
		15-100	2	600	250		65,000		25,000	18,000		20,000
		15-100	3	480	250		65,000		25,000			20,000
		15-100	3	600	250		65,000		25,000	18,000		20,000
	225	TFJ, TFK	70-225	2		250		25,000		22,000	22,000	
			3			25,000		22,000	22,000		10,000	
THFK		70-225	2		250		65,000		25,000	22,000		
			3			65,000		25,000	22,000		20,000	
J400	TJJ, TJK4	125-400	2		250		42,000		30,000	22,000		
			3			42,000		30,000	22,000		10,000	
	THJK4	125-400	2		250		65,000		35,000	25,000		
			3			65,000		35,000	25,000		20,000	
K1200	TKM8	300-800	2		250		42,000		30,000	22,000		
			3			42,000		30,000	22,000		10,000	
	TKM12	600-1200	2, 3	600			42,000		30,000	22,000		
							65,000		35,000	25,000		
	THKM8	300-800	2		250		65,000		35,000	25,000		
			3			65,000		35,000	25,000		20,000	
	THKM12	600-1200	2, 3	600			65,000		35,000	25,000		

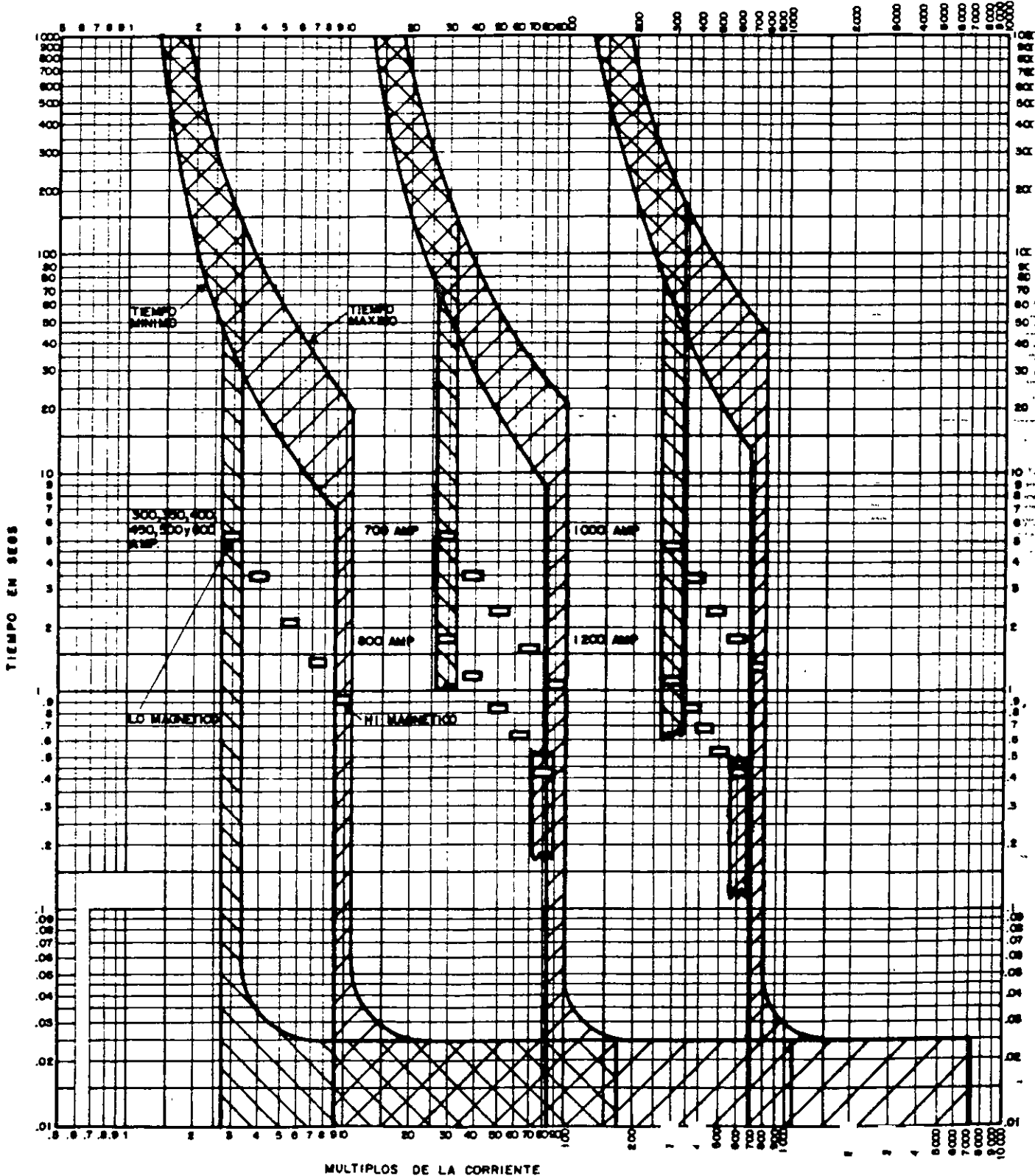
En la Fig. 11 se ilustra una curva típica tiempo corriente de un interruptor termomagnético marco 100 A, la calibración de disparo magnético para estos interruptores es fija.

FIGURA 11



La Fig. 12 muestra la curva de un interruptor termomagnético en los cuales es posible calibrar el disparo magnético.

FIGURA 12



2.4.3 INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS.

Este tipo de interruptores son mas robustos, sofisticados y de mayor capacidad que los anteriores, su operación se realiza mediante sensores de corriente y relevadores integrados al mismo (últimamente de estado solido).

TIEMPO LARGO.

Disparo ajustable a: 0.4, 0.5, 0.63, 0.8 y 1.0 veces la corriente del sensor. Curvas de tiempo, mínima 40 seg. media 180 seg., máxima 480 seg.

TIEMPO CORTO.

Disparo ajustable a: 2, 3, 4, 6, 8 y 10 veces la corriente del sensor. Curvas de tiempo, mínima a 0.1 segs., media a 0.2 segs. y máxima a 0.3 segs.

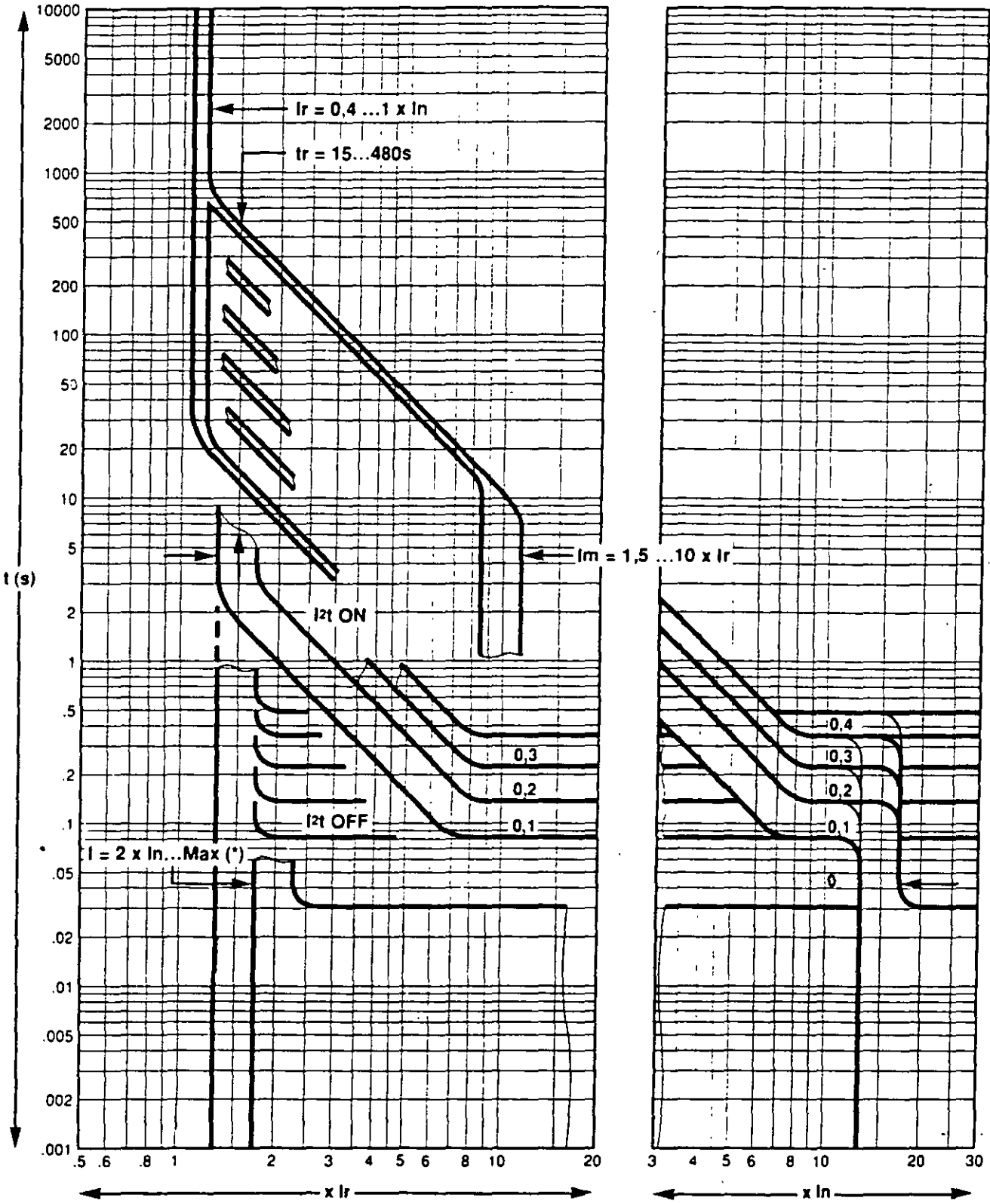
INSTANTANEO.

Disparo fijo a: 28 veces la corriente del sensor. Ajustable en algunos modelos.

FALLA A TIERRA.

Disparo ajustable a: 0.2, 0.3, 0.4, 0.5 y 0.6 veces la corriente del sensor de falla a tierra. Retardo ajustable a: 0.1, 0.2, 0.3 y 0.4 segs.

La Fig. 13 ilustra la curva típica para un interruptor electromagnético con relevador de estado solido.



In: calibre nominal del sensor
 Ir: umbral de protección LR
 (tr: temporización)
 Im: umbral de protección CR
 (tm: temporización)
 I: umbral de protección instantánea

***Max**

In (A)	630	800	1200/1600	2000	2500	3000/3200
Max = In x... (N-H)	28	28	24	20	14	12
Max = In x... (L)	14	10	8	6	6	-

2.4.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE.

Son dispositivos de protección más complejos y versátiles que los hasta ahora analizados, su función es detectar las sobrecorrientes y mandar señales de apertura a los interruptores, por lo tanto los relevadores e interruptores forman un equipo, y ambos deben ser planeados juntos.

PRINCIPIOS DE OPERACION.

Electromecánicos.

- * POR ATRACCION ELECTROMAGNETICA.
- * POR INDUCCION ELECTROMAGNETICA.

Estáticos o de estado sólido.

- * POR CIRCUITOS ELECTRONICOS.

De acuerdo a su comportamiento se clasifican en:

- * TIEMPO LARGO INVERSO
- * TIEMPO CORTO INVERSO
- * TIEMPO MEDIO INVERSO
- * TIEMPO STANDARD INVERSO
- * TIEMPO MUY INVERSO
- * TIEMPO EXTREMADAMENTE INVERSO

En sistemas industriales los mas frecuentemente usados son los de tiempo standard inverso (IAC 51) y de tiempo muy inverso (IAC 53).

El relevador de tiempo inverso es mejor que el de tiempo muy inverso, donde hay una amplia variación de niveles de corriente de corto circuito, debido al cambio de fuentes de potencia en uso.

El relevador de tiempo muy inverso es adecuado en sistemas de distribución alimentados por grandes sistemas de potencia, debido a que en fallas pequeñas es lento, y rápido en altos voltajes de falla.

Una vez seleccionado el modelo del relevador, a continuación se selecciona el rango de corriente de los elementos de tiempo inverso e instantáneo. Los rangos, como el de 0.5 -2 A. Pueden usarse donde se requiera una corriente pequeña de Pick-Up, como es el caso de las corrientes de tierra o neutro. Para protección de fase se recomienda el rango de 2 - 16 A. Por ejemplo.

RANGO	TAPS DISPONIBLES
2-16	2.0, 2.5, 3.0, 4.0, 5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0, 12.0,16.0.

Las curvas también pueden moverse verticalmente (Ver figs. 14 y 15).

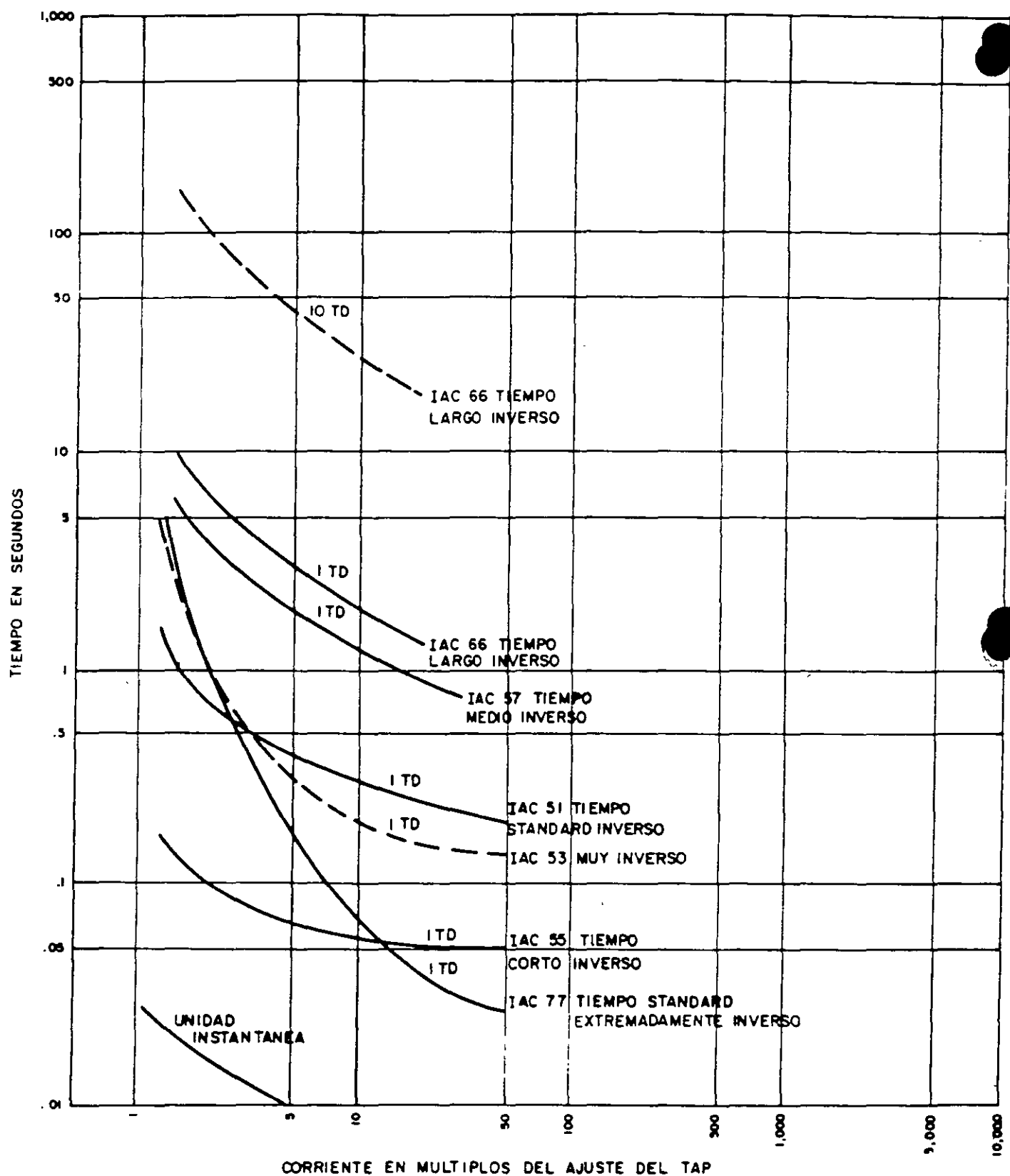


FIG. 14- CURVAS COMPARATIVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE INDUCCION MAS COMUNES, CON EL DISPARO INSTANTANEO. (TD= AJUSTE DE TIEMPO)

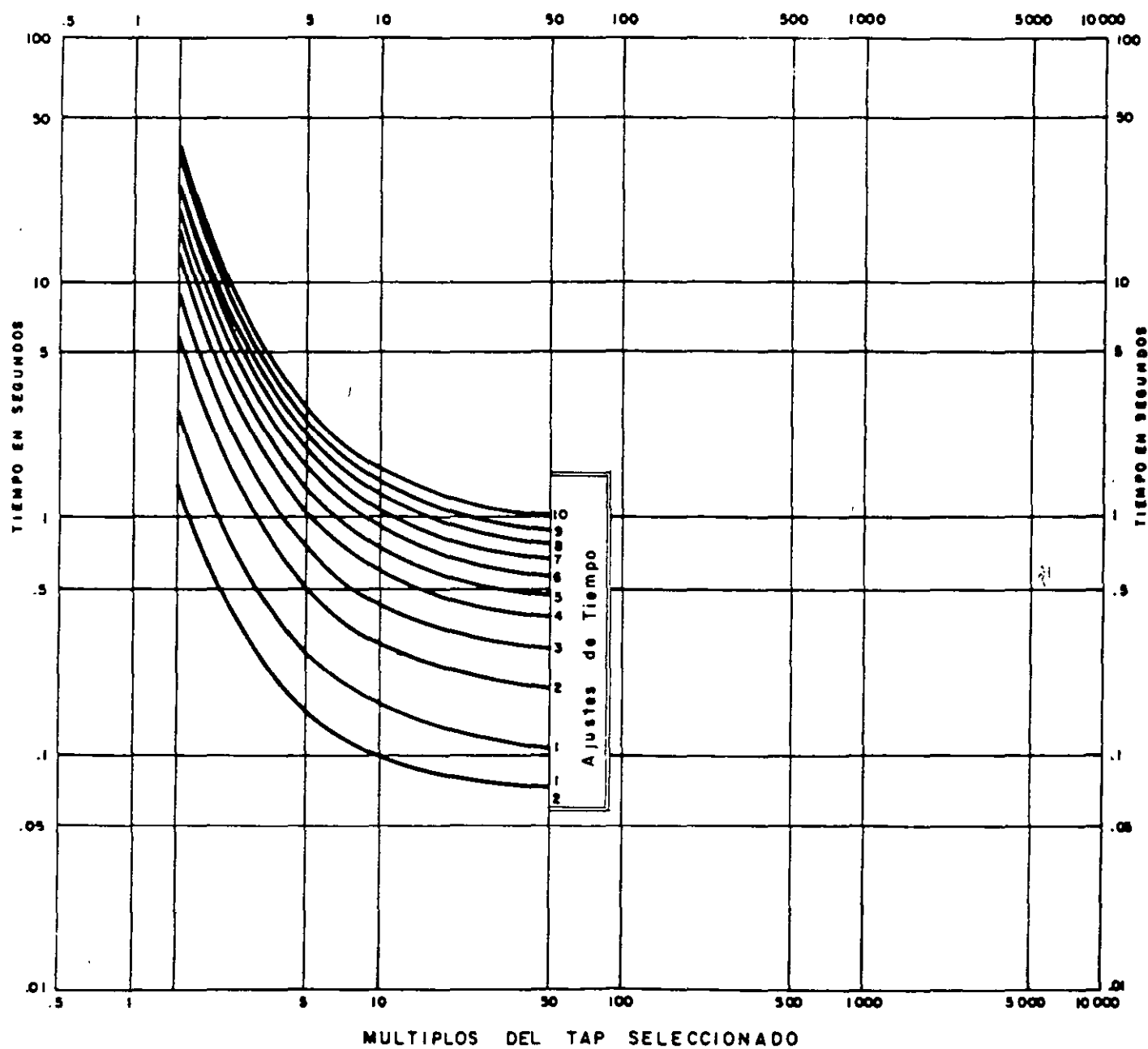


FIG. 15.- CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC.23

2.5 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

Es necesario establecer los limites superiores e inferiores de corriente, en los que trabajará el equipo a proteger, por ejemplo:

- 1.- Condiciones de Operación
- 2.- Requerimientos mínimos de protección
- 3.- Niveles de corriente máximos que pueden soportar los equipos (antes de dañarse).

2.5.1 CONDICIONES DE OPERACION.

Las protecciones deben ser insensibles a las corrientes normales o transitorias, como por ejemplo:

- * CORRIENTE A PLENA CARGA.
- * SOBRECARGAS PERMISIBLES.
- * ARRANQUE DE MOTORES.
- * CORRIENTES TRANSITORIAS (INRUSH)

Estos datos pueden obtenerse de los fabricantes de equipo, en las placas de datos de los aparatos o en los valores de norma. Cuando no se disponga de datos, las siguientes aproximaciones son normalmente adecuadas:

MOTORES:

Un H.P. es aproximadamente igual a un KVA. para motores de inducción con F.P. = 0.8., en motores sincronicos con F.P. = 1, un H.P. es igual a 1.25 KVA.

Factor de servicio igual a 1. Por lo tanto no hay capacidad para sobrecargarlo.

Corriente transitoria de INRUSH igual a 1.76 para M.T. y 1.5 para motores en B.T., veces la corriente a rotor bloqueado, con una duración de 0.1 seg.

La corriente de rotor bloqueado es igual a 6 veces la corriente a plena carga en motores de inducción. Para motores sincronicos con cargas de baja inercia, este valor es 6 veces. Con cargas de alta inercia, la corriente de rotor bloqueado será de 9 veces. El tiempo de duración es de 5 a 30 seg., dependiendo de la inercia de la carga.

TRANSFORMADORES.

Capacidad de sobrecarga. Depende del tipo de enfriamiento usado.

T I P O	KVA	EN FRIAMIENTO		T E M P E R A T U R A		
		T I P O	F A C T O R	E L E V A C I O N	F A C T O R	
S E C O	< 2500	A A F A	1.0 1.3	150	1.0	
L I Q U I D O T I P O C E N T R O D E C A R G A	< 2500	O A	1.3	55/65 65	1.12 1.0	
	< 500	F A	1.0	55/65 65	1.12 1.0	
	> 500 < 2000	F A	1.15	55/65 65	1.12 1.0	
	> 2000 < 2500	F A	1.25	55/65 65	1.12 1.0	
	L I Q U I D O S U B E S T A C I O N P R I M A R I A	T O D A S	O A	1.0	65 55/65	1.0 1.12
			F A	1.3	55 55/65	1.0 1.12
F O A			1.67	55 55/65	1.0 1.12	

De lo anterior, se puede establecer que la capacidad del transformador es, la corriente a plena carga multiplicada por el factor de enfriamiento y por el factor de elevación de temperatura.

Corriente de Inrush por magnetización.

Corriente de Inrush por magnetización.

- * 12 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SUBESTACION Y PEDESTAL.**
- * 8 VECES LA CORRIENTE A PLENA CARGA PARA UNIDADES TIPO CENTRO DE CARGA.**
- * 8-25 VECES LA CORRIENTE DE PLENA CARGA PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO PARA DISTRIBUCION EN BAJA TENSION.**

La corriente transitoria de magnetización (INRUSH). Se origina debido a la energización del transformador y cuando por alguna razón se abate momentáneamente la tensión en el lado de la fuente, su magnitud depende del flujo residual en el núcleo del transformador y el punto sobre la onda de tensión cuando ocurre la energización.

La corriente transitoria de carga fría, se produce debido a la energización súbita del transformador con alguna carga, posterior a una interrupción.

CABLES.

La capacidad de sobrecarga depende del tipo de instalación y aislamiento. Las tablas de conductores en el National Electric Code (N.E.C.), o las tablas de sobrecarga del manual técnico de cables de energía de CONDUMEX u otro fabricante sirven de guía.

2.5.2. REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION .

Los códigos y estandares limitan los ajustes de los equipos de protección.

MOTORES.

Para motores arriba de 600 volts, el N.E.C. en su artículo 430, parte J. recomienda que cada motor sea protegido contra sobrecargas peligrosas mediante protección térmica interna o externa. La protección contra corrientes de falla es mediante interruptores o fusibles.

Para motores abajo de 600 V., el N.E.C. en su artículo 430, parte C, recomienda:

Proteccion contra sobrecarga.

- * MOTORES CON FACTOR DE SERVICIO NO MENORES A 1.15:125%
- * MOTORES CON ELEVACION DE TEMPERATURA NO MAYOR A 40 GRADOS: 125%
- * PARA LOS MOTORES RESTANTES: 115%

Para protección de sobrecorrientes, el N.E.C. recomienda un dispositivo de valor nominal o ajustado a:

- * TIEMPO INVERSO EN INTERRUPTORES 250%
- * DISPARO INSTANTANEO EN INTERRUPTORES 700%
- * FUSIBLES SIN RETARDO DE TIEMPO 300%
- * FUSIBLES DE DOBLE ELEMENTO, CON RETARDO DE TIEMPO 175%

Si la protección contra corto circuito forma parte de una combinación interruptor - arrancador, se puede elevar el valor de ajuste instantáneo, a no más de 1,300 %.

TRANSFORMADORES

T R A N S F O R M A D O R E S D E M A S D E 6 0 0 V .

MAXIMO RANGO O AJUSTE PARA EL DISPOSITIVO CONTRA SOBRECORRIENTE						
P R I M A R I O			S E C U N D A R I O			
M A S D E 6 0 0 V			M A S D E 6 0 0 V .		6 0 0 V . O M E N O S	
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR	RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O RANGO DEL FUSIBLE	AJUSTE DEL INTERRUPTOR O RANGO DEL FUSIBLE *
NO MAS DE 6%	600 %	300 %	300 %	250 %	125 %	250 %
MAS DE 6% Y NO MAS DE 10%	400 %	300%	250 %	225%	125 %	250 %

* CUANDO LAS CONDICIONES DE MANTENIMIENTO O SUPERVISION ASEGUREN QUE SOLO PERSONAL CALIFICADO MANTENDRA Y CONTROLARA LA INSTALACION DEL TRANSFORMADOR, SE PERMITIRA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE COMO SE ESPECIFICA.

CABLES:

El N.E.C. recomienda que los cables sean protegidos contra sobrecorrientes como sigue:

Cable alimentador menor o igual a 600 V. Dentro de su ampacidad (artículo 240 - 3) Ver tabla 2.

Cable alimentador arriba de 600 V., un fusible seleccionado para una corriente permanente que no exceda 3 veces la ampacidad del conductor, o un interruptor que tenga un ajuste de disparo no mayor de 6 veces la ampacidad del conductor (artículo - 240 -100).

TABLA 2

CAPACIDADES DE CORRIENTE PERMISIBLES EN CONDUCTORES AISLADOS DE 0-2000 VOLTS, 60° a 90°C

NO MAS DE TRES CONDUCTORES EN TUBERIA, CABLE O TIERRA (DIRECTAMENTE ENTERRADOS) BASADA EN UNA TEMPERATURA AMBIENTE DE 30°C

CALIBRE	60°C (140°F)	75°C (167°F)	85°C (185°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°F)	85°C (185°F)	90°C (194°F)	CALIBRE
AWG MCM	TIPOS RHW T TW UF	TIPOS FEPW RH RHW RUH THW THWN XHHW USE ZW	TIPOS V MI	TIPOS TA TBS SA AVB SIS FEP FEPB RHH THHN XHHW	TIPOS RHW T TW UF	TIPOS RH RHW RUH THW THWN XHHW USE	TIPOS V MI	TIPOS TA TBS SA AVB SIS RHH THHN XHHW	AWG MCM
C O B R E					A L U M I N I O				
18				14					
16			18	18					
14	20	20	25	25					12
12	25	25	30	30	20	20	25	25	10
10	30	35	40	40	25	30	30	35	8
8	40	50	55	55	30	40	40	45	6
6	55	65	70	75	40	50	55	60	4
4	70	85	95	95	55	65	75	75	3
3	85	100	110	110	65	75	85	85	2
2	95	115	125	130	75	90	100	100	1
1	110	130	145	150	85	100	110	115	0
0	125	150	165	170	100	120	130	135	00
00	145	175	190	195	115	135	145	150	000
000	165	200	215	225	130	155	170	175	0000
0000	185	230	250	260	150	180	195	205	
250	215	255	275	290	170	205	220	230	250
300	240	285	310	320	190	230	250	255	300
350	260	310	340	350	210	250	270	280	350
400	280	335	365	380	225	270	295	300	400
500	320	380	415	430	260	310	335	350	500
600	355	420	460	475	285	340	370	385	600
700	385	460	500	520	310	375	405	420	700
750	400	475	515	535	320	385	420	435	760
800	410	490	535	555	330	395	430	450	800
900	435	520	565	585	355	425	465	480	900
1000	455	545	590	615	375	445	485	500	1000
1250	495	590	640	665	405	485	525	545	1250
1500	520	625	680	705	435	520	565	585	1500
1750	545	660	705	735	455	545	595	615	1750
2000	560	685	725	750	470	560	610	630	
F A C T O R E S D E C O R R E C C I O N									
TEMPERATURA AMBIENTE °C	PARA TEMPERATURAS AMBIENTE SUPERIORES A 30°C MULTIPLIQUE LAS CAPACIDADES DADAS POR EL FACTOR DE CORRECCION APROPIADO PARA ENCONTRAR LA CORRIENTE MAXIMA PERMISIBLE								TEMPERATURA AMBIENTE °F
31-40	.82	.88	.90	.91	.82	.88	.90	.91	85-104
41-45	.71	.82	.88	.87	.71	.82	.85	.87	105-122
46-50	.58	.75	.80	.82	.58	.75	.80	.82	123-141
51-60		.58	.67	.71		.58	.67	.71	142-158
61-70		.35	.62	.58		.35	.52	.58	159-176

2.5.3. NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS.

MOTORES:

Es el tiempo que un motor puede permanecer con el rotor bloqueado.

TRANSFORMADORES:

Los requerimientos de diseño mediante los cuales los devanados pueden soportar, sin daño, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por las corrientes de corto circuito externas al mismo, están contenidos en las normas "IEEE Std. C57.109-1993 (Revisión de IEEE C57.109-1985)

Estos Estandares establecen 4 categorías de transformadores:

CATEGORIA	KVA MONOFASICOS	KVA TRIFASICOS
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1 667	501 - 5 000
III	1 668 - 10 000	5 001 - 30 000
IV	> 10 000	> 30 000

CATEGORIA I

Se recomienda usar la curva térmica de la pag. No. 34.

Se debe usar la siguiente expresión:

$$I^2t = 1\,250 \quad (\text{Para 60 Ciclos})$$

Donde:

I = Corriente de Corto Circuito Simétrica dada en número de veces la Corriente Nominal.

t = Duración de la Corriente de Corto Circuito en segundos.

CATEGORIA II

Se recomienda usar las curvas de la pag. No. 35 .

Si el transformador esta expuesto a menos de 10 fallas externas en su vida se usa la curva del lado derecho. Si esta expuesto a más de 10 fallas durante su vida, se usa una combinación térmica de la derecha hasta 0.7 P.U. de la falla máxima y a partir de ahí se aplica la curva de la izquierda, basada en la formula:

$$I^2 t = K$$

Donde:

I = Corriente de falla en No. de veces la corriente nominal.

t = Tiempo en segundos (su valor es de 2 seg. para la falla máxima.)

K = Constante por determinar

EJEMPLO:

Para un transformador de 5% de impedancia, se determina el valor de K :

$$I^2 t = K \quad t = 2 \text{ segs.}$$

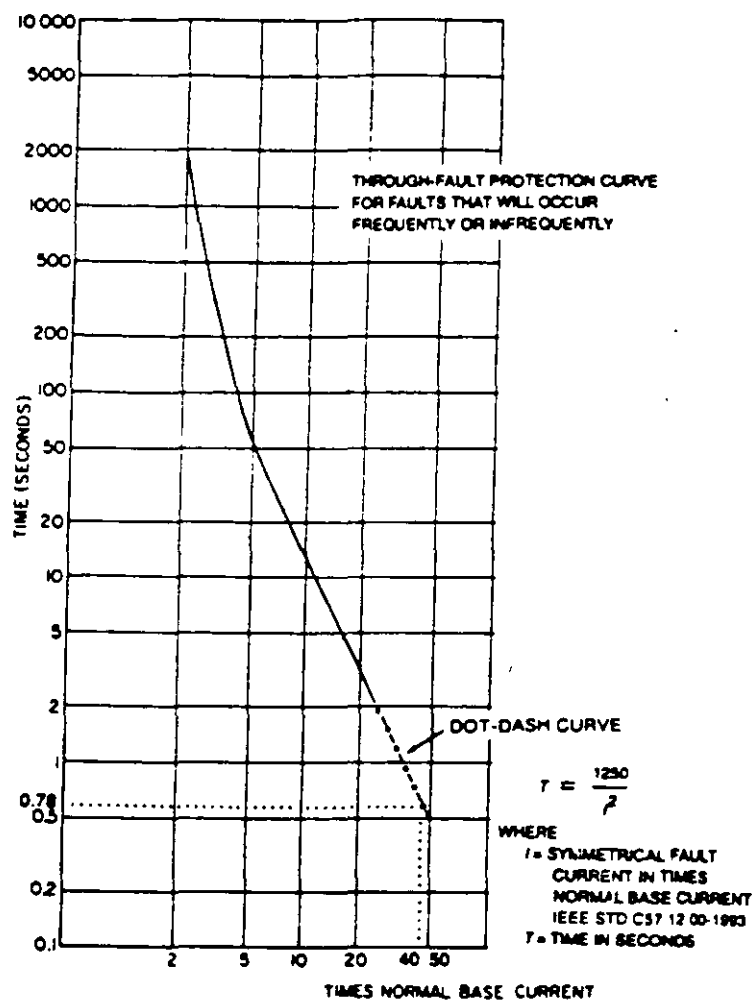
$$I = 20 \text{ veces } I_{\text{nom.}}$$

$$K = 20^2 * 2 = 800$$

A partir de $I^2 t = 800$ se traza la curva en las gráficas tiempo corriente que debe insertar en el lado izquierdo la vertical correspondiente a 0.7 P.U. de la corriente de falla máxima y del lado derecho a la vertical correspondiente a 1.0 P.U. de la falla máxima.

CATEGORIA III. Y IV.

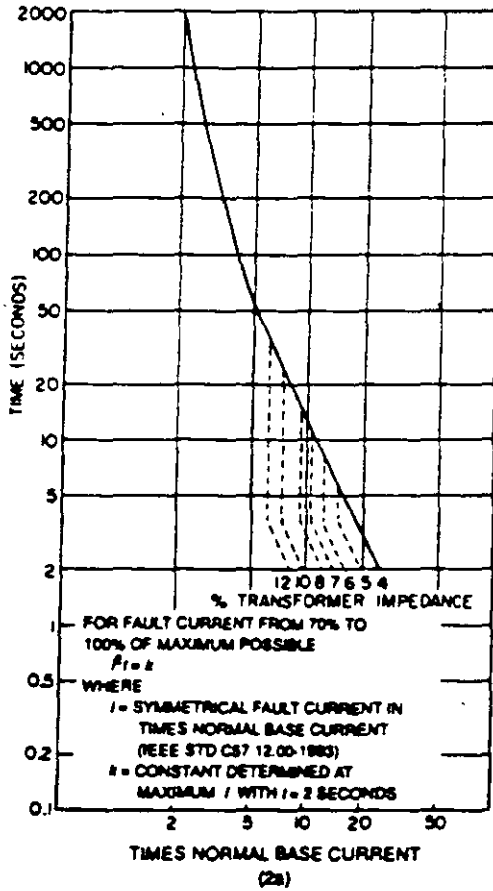
Se recomiendan las curvas de la pag.36 el criterio para determinar cuales son frecuentes y cuales no lo son.



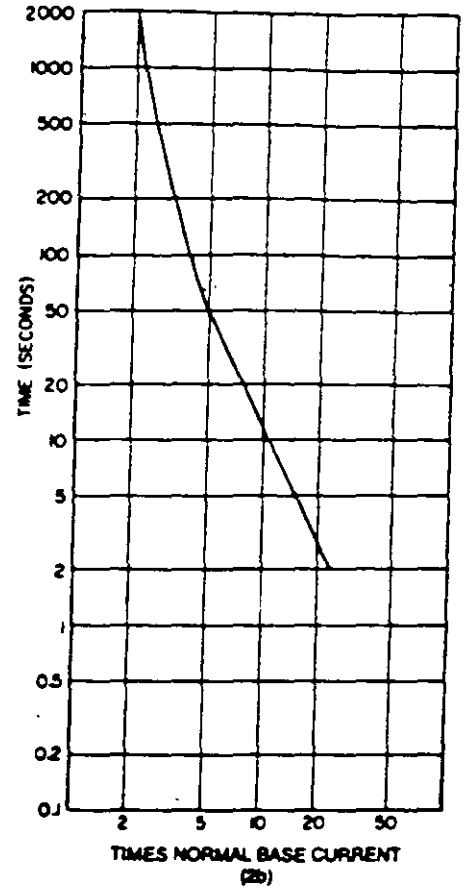
NOTE—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 1—Category I transformers
5 to 500 kVA single-phase
15 to 500 kVA three-phase

THROUGH-FAULT PROTECTION
CURVE FOR FAULTS THAT WILL
OCCUR FREQUENTLY (TYPICALLY
MORE THAN TEN IN A
TRANSFORMER'S LIFETIME)
(SEE 4.2.1)



THROUGH-FAULT PROTECTION
CURVE FOR FAULTS THAT WILL
OCCUR INFREQUENTLY (TYPICALLY
NOT MORE THAN TEN IN A
TRANSFORMER'S LIFETIME)*
(SEE 4.2.2)

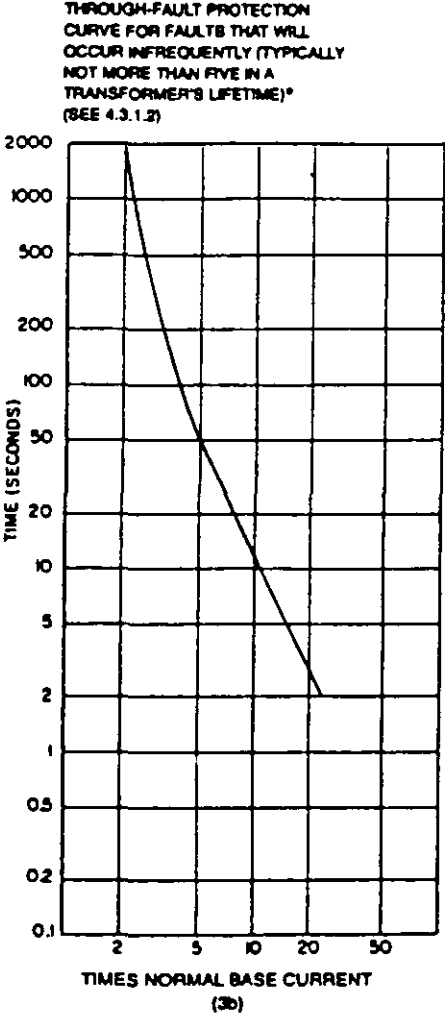
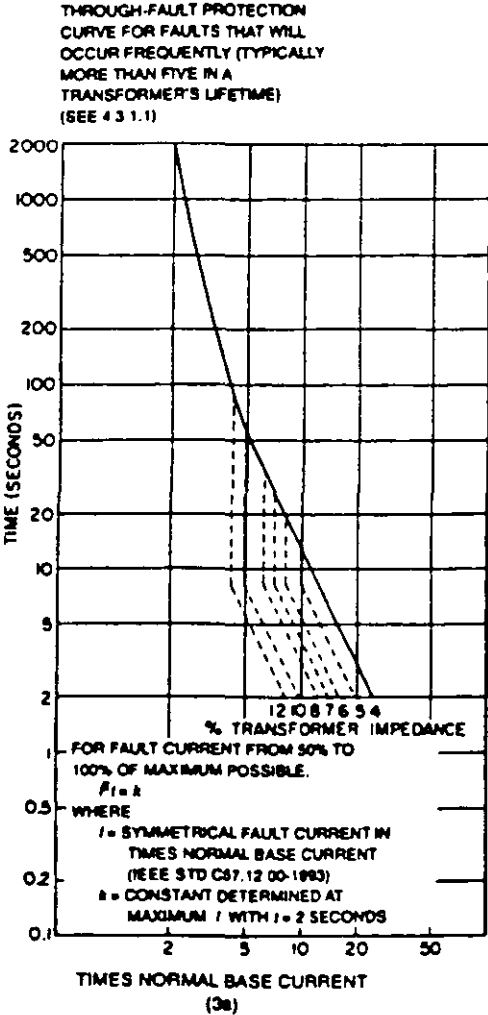


*This curve may also be used for backup
protection where the transformer is exposed
to frequent faults normally cleared by high-
speed relaying.

NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short circuit impedances as noted in 2a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

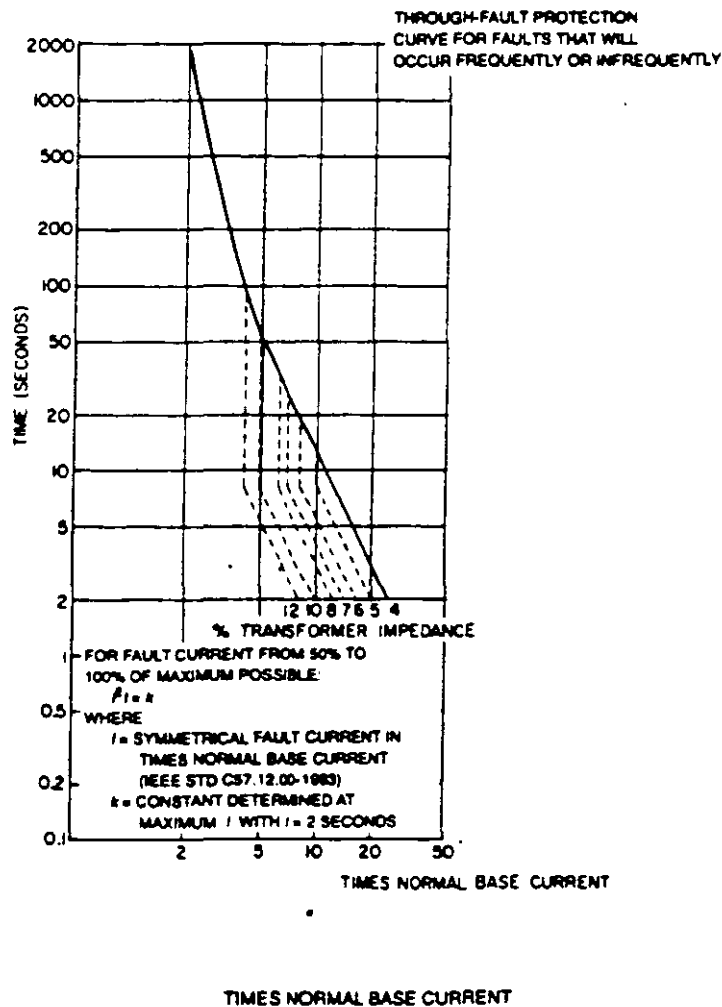
Figure 2—Category II transformers
501 to 1667 kVA single-phase
501 to 5000 kVA three-phase



*This curve may also be used for backup
protection where the transformer is exposed
to frequent faults normally cleared by high-
speed relaying.

- NOTES
- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted in 3a.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 3—Category III transformers
1668 to 10 000 kVA single-phase
5001 to 30 000 KVA three-phase



NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

Figure 4—Category IV transformers
Above 10 000 kVA single-phase
Above 30 000 kVA three-phase

2.6 ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES

La siguiente información se requiere para un estudio de coordinación.

- a) Un diagrama unifilar del Sistema que incluya los valores nominales de los equipos.**
- b) Diagramas esquematicos que muestren las funciones de los dispositivos de disparo.**
- c) Un análisis de corto circuito que proporcione los valores de corriente de falla máxima y mínima que se espera fluyan a través del equipo de protección, cuyo comportamiento se va a estudiar bajo diversas condiciones de operación.**
- d) Cargas normales de cada circuito y la carga de operación máxima y mínima prevista y requerimientos especiales de operación.**
- e) Impedancias de máquinas y equipo y todos los datos necesarios para establecer los ajustes de los dispositivos y evaluar el comportamiento del equipo asociado, como las relaciones de transformación y exactitud de los transformadores de corriente y de potencial.**
- f) Todos los requerimientos especiales de la Compañía suministradora, incluyendo la curva característica tiempo- corriente del equipo de protección inmediato del lado línea del sistema.**
- g) Instructivos y manuales del fabricante, curvas características tiempo-corriente, y la capacidad interruptiva de todos los equipos de protección del sistema.**
- h) El reglamento de instalaciones eléctricas en vigor (NEC, NOM) como referencia.**

2.7 EJEMPLO DE APLICACION DE PROTECCIONES Y COORDINACION.

Paso No. 1 Corrientes normales de operación.

A) Motor de Bomba, 200 H.P.

CPC Corriente de plena carga = $\frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$
 (1 HP. = 1 KVA.)

CPC = $\frac{200}{1.732 \times 0.44}$ = 262 A.

CRB CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO = 6 x CPC, durante 8 seg.

CRB = 6 x CPC. = 6 x 262 = 1 574 A.

Máxima corriente de arranque = 1.5 x CRB, durante 0.1. seg.

MCA = 1.5 x 1574 = 2597 A.

B) Corrientes adicionales en el tablero de Servicios Generales, debido a otras cargas.

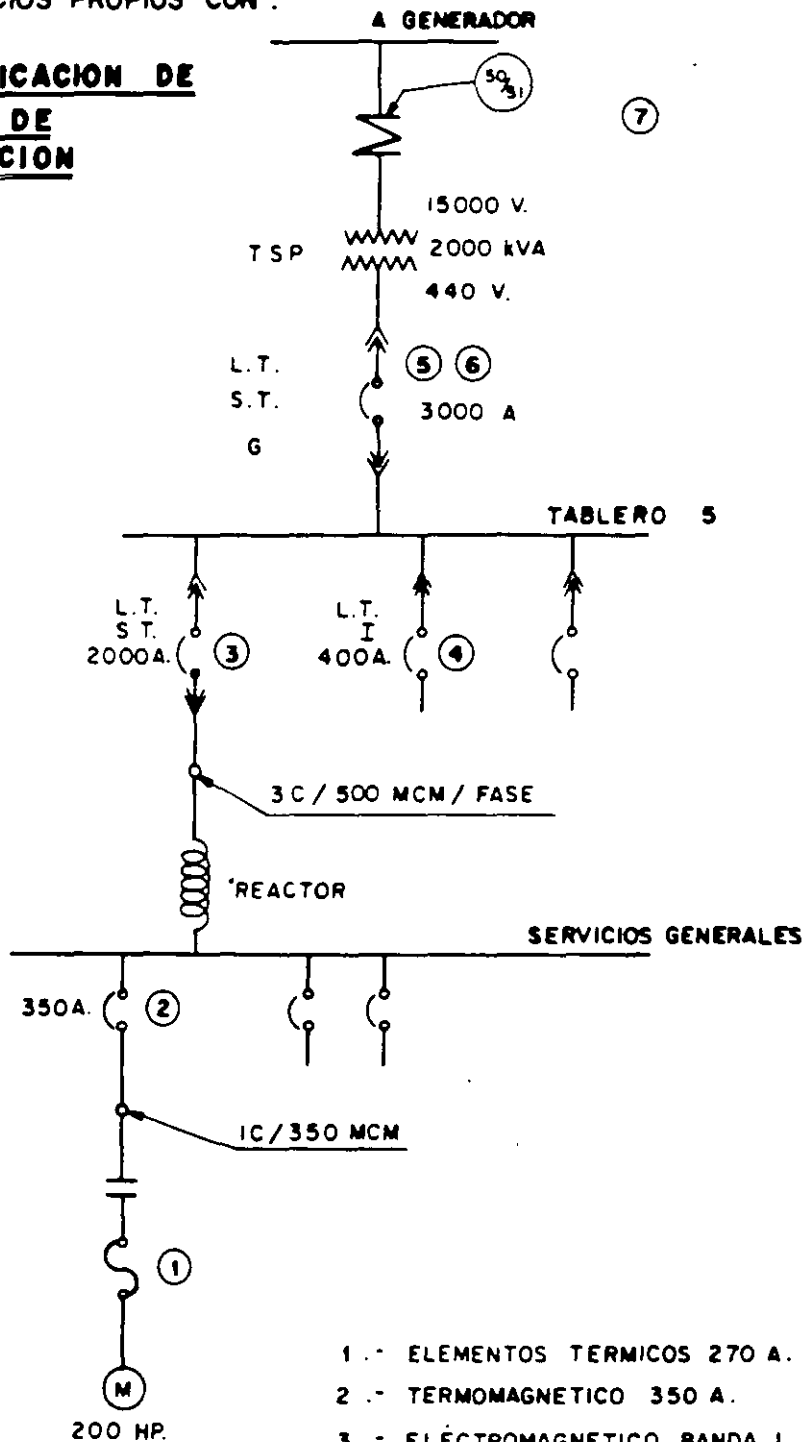
Alimentador a	Cargas adicionales	=	1 353 A.
Servicios	CPC Bomba No. 1	=	262 A.
Generales	Corriente total	=	<u>1 615 A.</u>

C) Corriente en tablero 5 Servicios Propios.

	Alimentador a Servicios Generales	=	1 615 A.
Tablero 5	Cargas adicionales	=	800 A.
	Corriente Total	=	<u>2 415 A.</u>

DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO
DE SERVICIOS PROPIOS CON :

**IDENTIFICACION DE
EQUIPO DE
PROTECCION**



- 1.- ELEMENTOS TERMICOS 270 A.
- 2.- TERMOMAGNETICO 350 A.
- 3.- ELECTROMAGNETICO BANDA L.T. Y S.T.
- 4.- ELECTROMAGNETICO BANDAS L.T., I
- 5.- ELECTROMAGNETICO PROTECCION FASE, S.T. Y L.T.
- 6.- BANDA DE TIERRA
- 7.- RELE 50/51 IAC 53B

D) Transformador de Servicios Propios.

$$\text{I.H. Corriente del lado de alta} = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$$

$$\text{I.H.} = \frac{2\,000}{1.732 \times 15} = 77 \text{ A}$$

$$\text{I.X. Corriente del lado de baja} = \frac{\text{VA}}{\sqrt{3} \times \text{V}}$$

$$\text{I.X.} = \frac{2\,000}{1.732 \times 0.44} = 2\,624 \text{ A.}$$

**CTM = Corriente de magnetización transitoria (INRUSH) = 8 x In.
Durante 1 Seg.**

$$\text{CMT} = 8 \times 77 = 616 \text{ A.}$$

PASO No. 2 Cálculo de corrientes de corto circuito.

Estas fueron calculadas por separado y se muestran en el diagrama unifilar anexo. (Ver fig. de la Pag. No.42)

De acuerdo con la velocidad de relevadores o la del equipo de desconexión, se debe considerar si se toma en cuenta la corriente subtransitoria o transitoria.

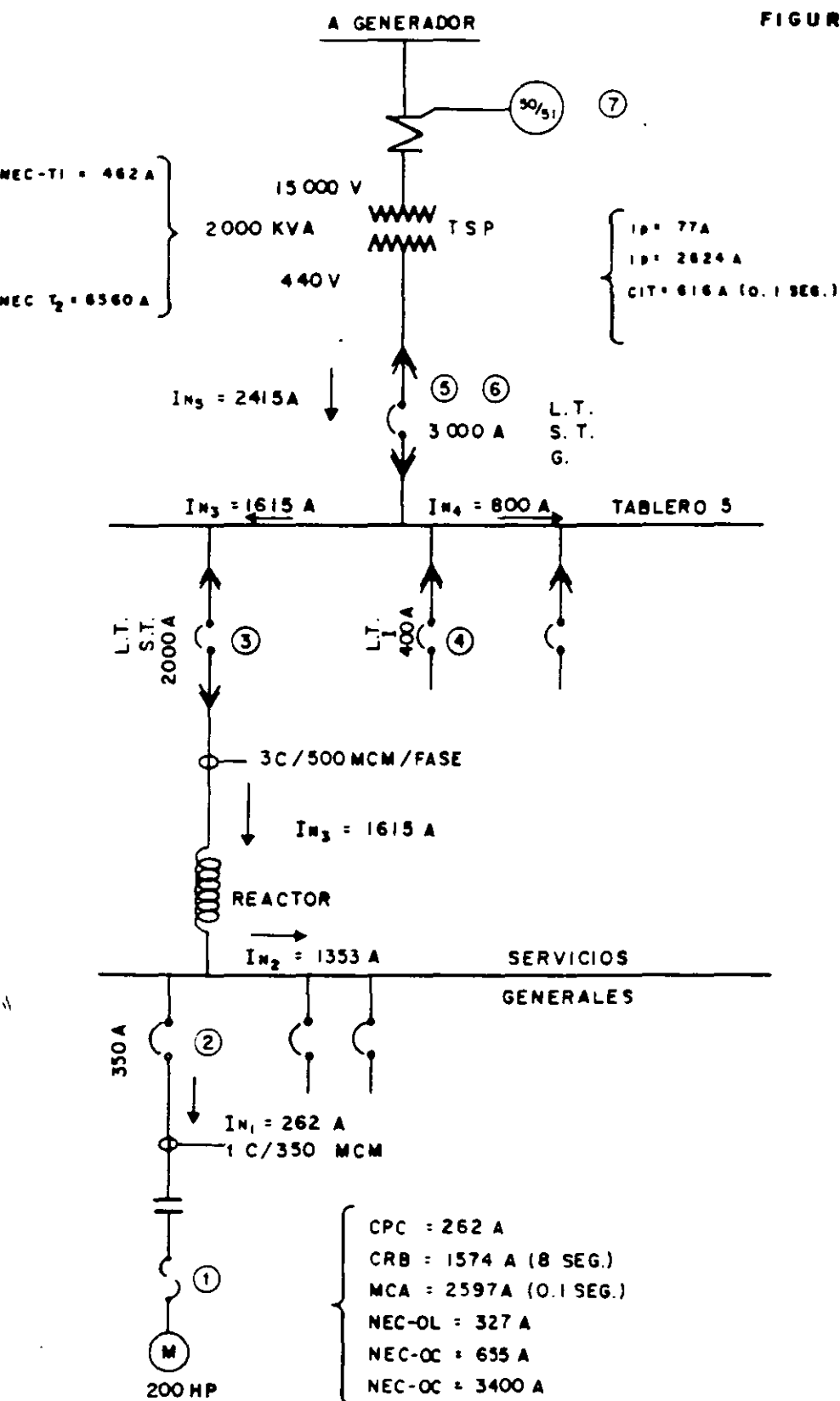


FIGURA: DIAGRAMA UNIFILAR DE
TABLERO DE SERVICIOS
PROPIOS CON.

CORRIENTES NORMALES DE
OPERACION Y REQUERIMIENTOS
DE PROTECCION

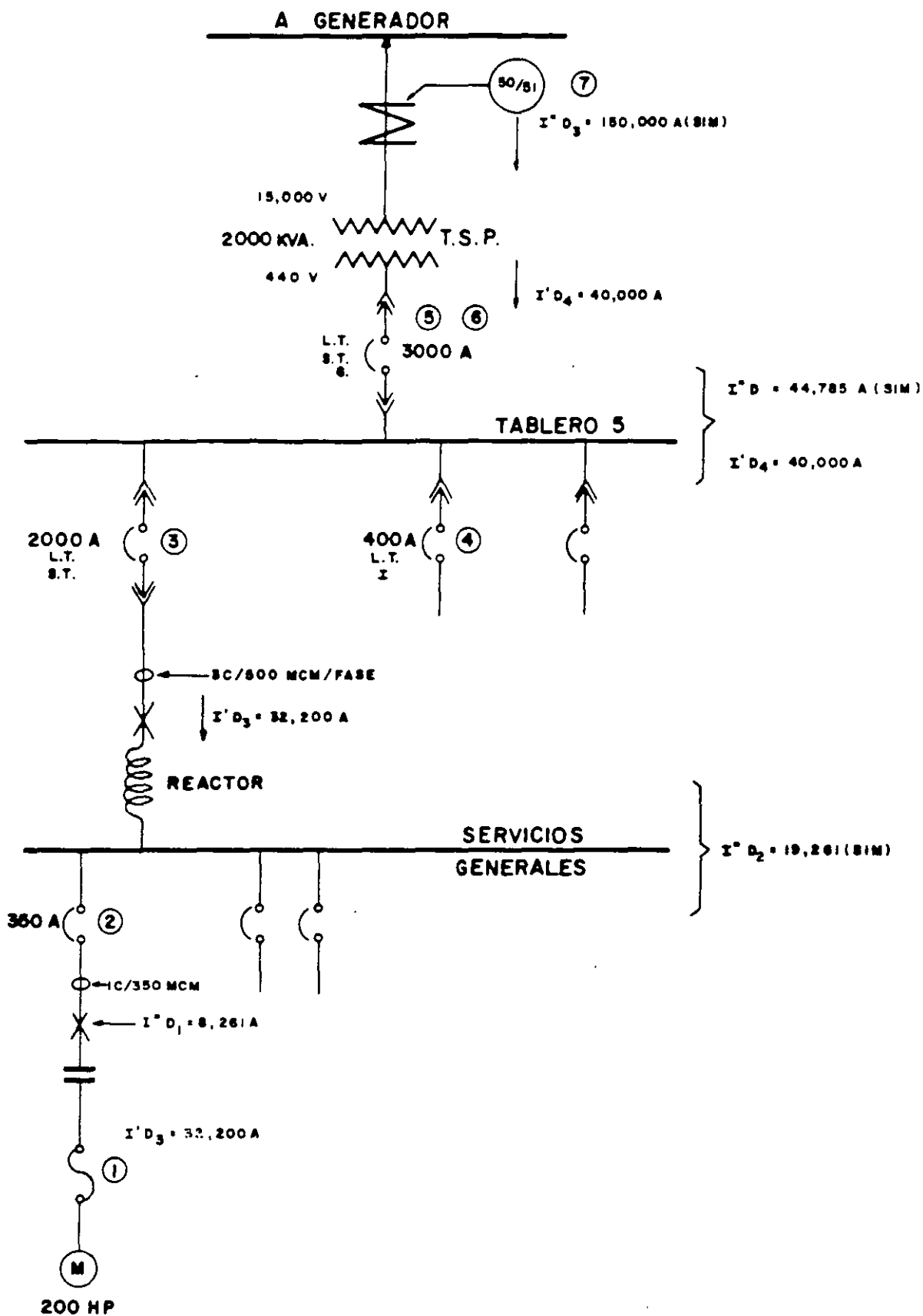


DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS
PROPIOS CON CORRIENTES DE FALLA

APARATO DE PROTECCION

CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO SE DEBE CONSIDERAR

Banda instantánea de electromagnéticos, instantánea en termomagnéticos y relevadores 50/51.

**I''
(SUBTRANSITORIA)**

Bandas de tiempo corto y tierra en electromagnéticos unidad de tiempo relevadores 50/51.

**I'
(TRANSITORIA)**

PASO No. 3 Determinación de requerimientos de protección en equipos

A) MOTOR DE LA BOMBA.

SOBRECARGA.

Como se trata de un motor con factor de servicio de 1.15. La máxima sobrecarga es de 25% por lo tanto, el valor "NEC" de sobrecarga es:

$$\text{NEC} - \text{OL} = 1.25 \times \text{CPC}$$

$$\text{NEC} - \text{OL} = 1.25 \times 262 = 327 \text{ A.}$$

SOBRECORRIENTE.

Como el protector es un termomagnético, se debe tener 250 % de I_n como máximo para la curva de tiempo inverso y 1,300 % para el elemento instantáneo, por lo que:

$$\text{NEC} - \text{OC1} = 2.5 \times \text{CPC}$$

$$= 2.5 \times 262 = 655 \text{ A.}$$

$$\text{NEC} - \text{OC2} = 13 \times \text{CPC}$$

$$= 13 \times 262 = 3\,400 \text{ A.}$$

B) CABLES:

Los cables deberán de protegerse contra los daños por la elevación de temperatura que se presente durante un corto circuito, procurando limitar este daño a 1% en la vida útil del cable para cada falla. La Asociación Estadounidense "INSULATED POWER CABLE ENGINEERS ASSOCIATION" (IPCEA) recomienda una serie de temperaturas máximas que se deben de alcanzar dependiendo del tipo de aislamiento del cable.

La siguiente tabla nos proporciona una idea de los limites de temperatura que pueden soportar los distintos tipos de cables.

DESIGNACION N.E.C.	MAXIMA TEMP. CONTINUA °C.	MAXIMA TEMP. TRAN. EN EL CONDUCTOR °C.
XHHW, RHH, RHW (600 V-5KV. SOLO)	90	250
XHHW (SOLO 600 V)	90	250
RHW (SOLO 600 V) RHH	75	200
THW, THWN (600 V)	75	150
PVC	90	150
POLIETILENO, THHN	75	150

Conocidos los límites de temperatura, se puede determinar la corriente de corto circuito con las siguientes formulas:

CONDUCTORES DE COBRE.

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0297 \text{ Log. } \frac{T2 + 234}{10 T1 + 234}$$

CONDUCTORES DE ALUMINIO.

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0125 \log. \frac{T2 + 228}{T1 + 228}$$

Donde:

- I = Amperes RMS durante todo el intervalo de flujo de corriente.
- t = Duración del flujo de Corriente de C.C. en seg.
- CM = Sección del conductor en Circular Mils.
- T1 = Temperatura inicial del conductor (°C).
- T2 = Temperatura final del conductor (°C).

Para el estudio de coordinación se ponen como datos T1 y T2 (75 y 150 grados C para los cables de este estudio, THW) y de ahí se dibuja la curva tiempo corriente del cable en particular sobre el papel LOG - LOG.

Los buses tienen también un cierto limite de temperatura al que deben calentarse en el caso de un corto circuito, este esta dado por la siguiente expresión:

$$I = 1974 (A) \sqrt{\frac{\log. \left(\frac{TM - TA}{10 \cdot 234 + TA} + 1 \right)}{33 S}}$$

En donde:

- I = Corriente de corto Circuito en amps.
- A = Sección transversal de las barras en mm .
- TM = Temperatura de fusión del cobre (1083 °C).
- TA = Temperatura ambiente (°C).
- S = Duración del Corto Circuito en segs.

C) TRANSFORMADOR DE 2 000 KVA.

Para el transformador de 2 000 KVA, el valor de tiempo-corriente que puede soportar para el caso de una falla externa se determina a partir de la Norma IEEE Std.C57.109-1993.

CATEGORIA II.

$$I_{\max} = \frac{1}{0.0575} = 17.39 \text{ (Veces } I_n, 5.75\% Z.)$$

El 70 % de I_n :

$$(0.7) I_{\max} = (0.7) (17.39) = 12.173$$

$$(0.7) I_{\max} = (I.H.) (12.173) = (77) (12.173)$$

$$I = 937 \text{ A.}$$

Hasta 937 A. Debe emplearse la curva térmica de la Norma anterior C57.109-1993. A partir de ahí, debe utilizarse la expresión:

$$I^2 t = K \quad t = 2 \text{ seg. para } I_{\max}.$$

$$K = \left(\frac{1}{0.0575} \right)^2 (2) = 605$$

Para el 70% de la falla máxima se calcula t_1 :

$$[(0.7) (17.39)]^2 t_1 = 605$$

$$t_1 = 4.08 \text{ SEG.}$$

Para el 100% de la falla máxima $t_2 = 2 \text{ seg.}$

Los valores obtenidos se grafican en las curvas tiempo-corriente No. 4 (Ver pag. No.56)

PASO No. 4 Elaboración de Curvas Tiempo-Corriente.

A) Curva Tiempo-Corriente No.1.

Muestra la porción del circuito más alejada de la fuente incluyendo:

Motor de 200 HP, con su perfil de operación (MCA, CRB, CPC y duración).
Se muestran los requerimientos NEC- OL y NEC-OC.

Cable de 350 MCM. Se traza su curva determinando dos puntos de ella:

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0297 \log. \frac{T2 + 234}{10 \frac{T1 + 234}$$

$$T1 = 75^{\circ}\text{C}$$

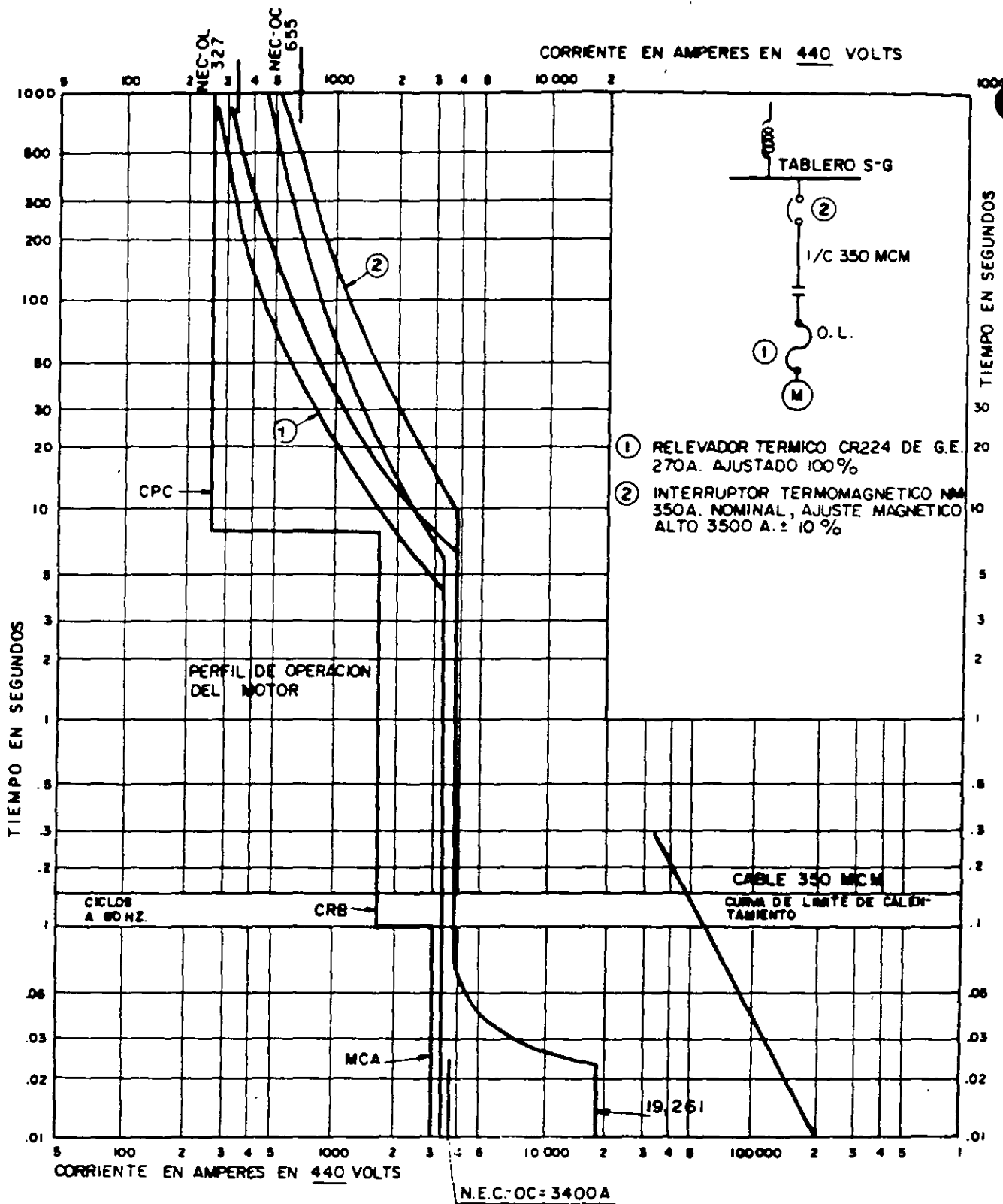
$$T2 = 150^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Para } t = 0.01 \text{ Seg.} \quad I = 185\,292 \text{ A.}$$

$$\text{Para } t = 0.1 \text{ Seg.} \quad I = 58\,596 \text{ A.}$$

Elemento térmico para protección de sobrecarga al motor, tipo CR224 de G.E., 270 A, ajustado al 100% queda entre la C.P.C. y el valor NEC-OL.

Interruptor termomagnético de 350 A, con ajuste magnético de 350 +/- 10% amperes; este valor coincide con el valor NEC-OC2. La curva del interruptor se corta en 23 113 A que es el corto circuito asimétrico en el tablero de servicios generales. (Ver fig. de la pag. No.49).



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

No. 1

MOTOBOMBA DESAGÜE, ALIMENTADOR, TERMOMAGNETICO
EN TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

DIBUJADO POR J. A. MTZ. M.
COMPONENTE MOTOBOMBA DESAGÜE
LOCALIZACION TAB. SERVS. GRALES.

B) Curva Tiempo - Corriente No. 2.

Se muestra la coordinación del interruptor termomagnético 2 y el relevador de estado solido del interruptor electromagnético 3 esta hoja contiene: (Ver Fig. Pag. No.51).

- * Interruptor Termomagnético.
- * Límite de calentamiento de 1 cable de 500 MCM.
- * Interruptor Electromagnético, sensor a 2000 A, banda de tiempo largo (L.T.) ajustada a 1.0 la corriente del sensor y tiempo mínimo; se busca estar a la derecha de In 3. Banda de tiempo corto, ajustada a 3 veces (6000 A) y curva de 0.11 seg. se procura estar a la derecha de In 2 + MCA (3950 A) esta curva se corta en ID4 = 40 000 A.

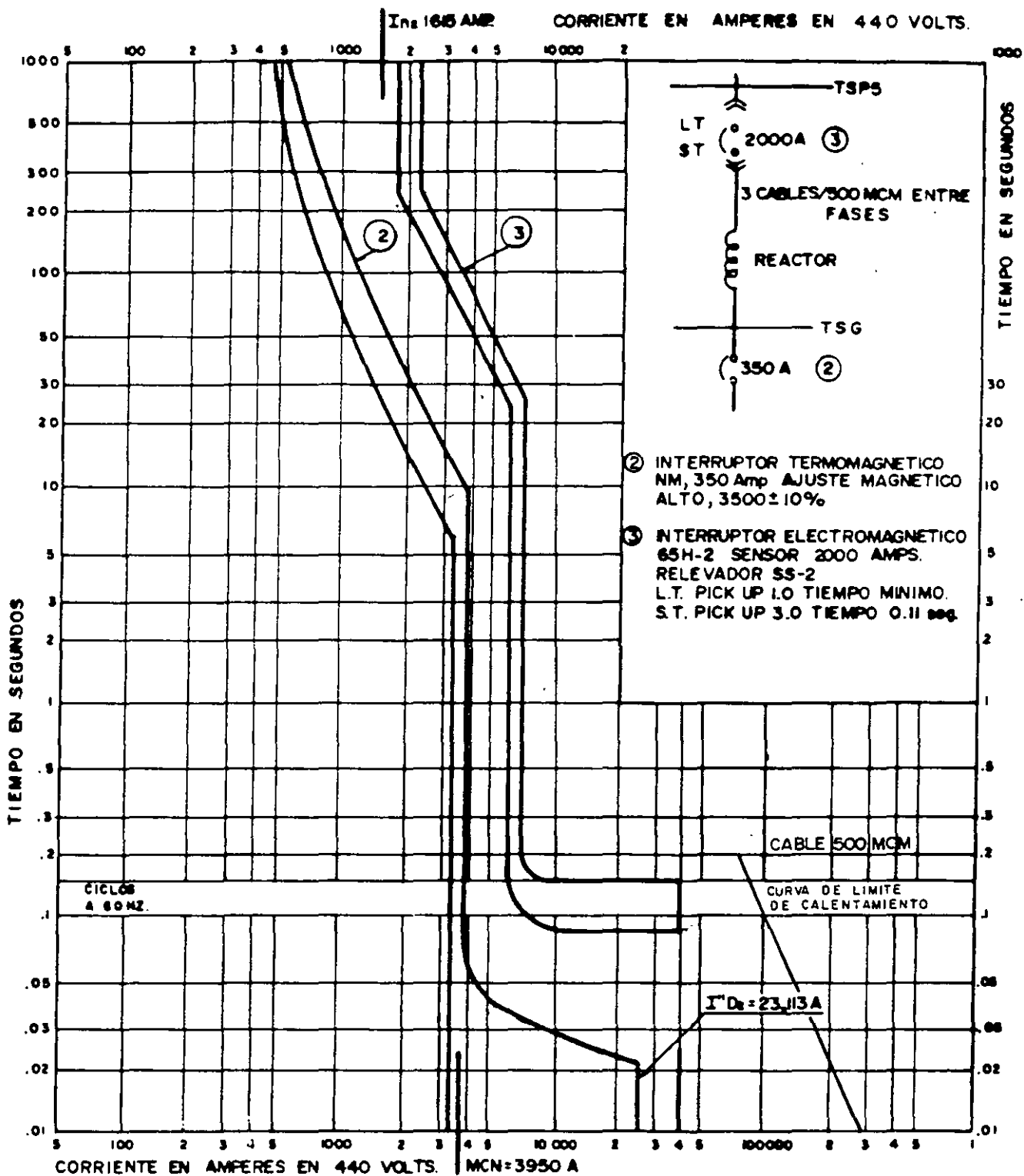
C) Curva Tiempo - Corriente No. 3

Se refieren a la coordinación entre los interruptores electromagnéticos derivados y el principal del tablero No. 5 de servicios propios.

Interruptor derivado de 400 A (No. 4) banda instantánea: Se ajusta al valor máximo, $12 \times = 4\ 800\text{ A}$, con objeto de tener cierta selectividad con los interruptores termomagnéticos del tablero que este interruptor alimenta, en fallas menores a 4800 A, operan los termomagnéticos y si esta es mayor, operan tanto principal como derivados. Esta porción instantánea de la curva se corta a 53 742 A., valor de la falla trifasica asimetrica en ese punto. La banda L.T. se ajusta a 1.0 X, curva mínima.

Interruptor principal, 3000 A, dispositivos de protección de fase No. 5 para proteger el transformador, la banda L.T. y quedar a la izquierda de 250% de I.X. (6 560 A.).

- * Debe permitir que el transformador lleve su plena capacidad en forma permanente, (2 624 A.).
- * Debe proteger a la barras colectoras, de 3000 A.
- * Debe coordinarse con los dispositivos 3 y 7



CURVAS TIEMPO CORRIENTE Nº 2	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE		No. 2
	COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE		FECHA ABRIL - 95.
	BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO		DIBUJO AVIÑA
	525 SG	CORRIENTE INT 525 SG	LOCALIZACION TAB 5SP

Se selecciona un Pick-Up de 1.0 y la curva mínima para la banda L.T. la banda de tiempo corto se ajusta a la derecha de la banda S.T. del dispositivo No. 3; se selecciona $3 \times = 9\,000\text{ A}$ y un ajuste de tiempo de 0.25 seg. la curva se corta a 40 000 A, valor de la corriente transitoria ID4.

BANDA DE TIERRA G.

Tiene por objeto proteger contra fallas de arqueo. La falla probable mínimo de arqueo es el 19% de la falla trifásica:

$$I_{\text{arc}} = 0.19 \times 44\,785 \quad (\text{Este valor se tomo del calculo por separado de C.C.}).$$

$$I_{\text{arc}} = 8\,509 \quad (\text{Valor mínimo})$$

Por lo tanto, el valor de falla puede variar desde 8 509 hasta 44 785 A. simétricos. ¿Qué daños causa esto al equipo ?. La siguiente expresión muestra los daños.

$$I_n \times 250 = I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ y}$$

Para un circuito de 400 A.

$$I_{\text{arc}}^{1.5} \times t = 400 \times 250 = 100\,000$$

$$\text{Si } 8\,509 < I_{\text{arc}} < 44\,785$$

Se calcula la curva y se traza.

Para un circuito de 3 000 A.

$$I_{arc}^{1.5} t = 3\,000 \times 250 = 750\,000$$

$$\text{Donde } 8\,509 < I_{arc} < 44\,785$$

Ajustando la protección de tierra a $0.75 \times 3000 = 2250$ y la curva de tiempo a 0.08 seg., se protege contra daños en el circuito de 3000 A el circuito de 400 A, solo queda protegido mediante su banda instantánea. Ver fig. de la pag. No .

D) Curva Tiempo-Corriente No. 4

Se coordinan el relevador IAC 53 en 15 KV con el relevador de estado sólido del interruptor principal en baja tensión.

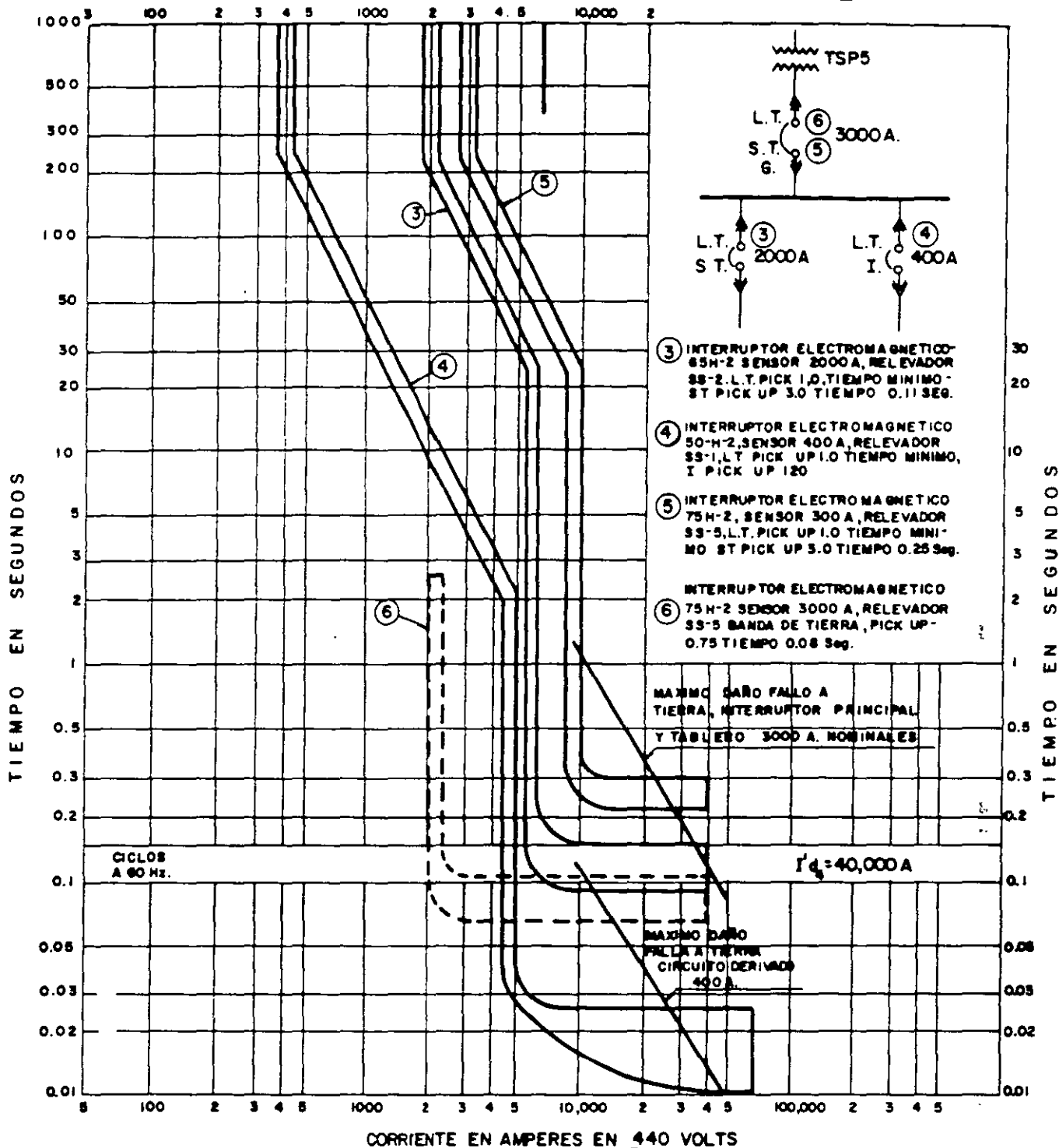
La tensión base es de 15 KV y todas las corrientes se calculan en esa base:

$$3\,000 \text{ AMPERES } \quad 3\,000 \times \frac{440}{15\,000} = 88 \text{ A.}$$

Así se procede para los demás valores, refiriendo con esto los valores en B.T. al lado de 15 KV.

Relevador 50 / 51. Su parte de sobrecorriente, ANSI 51,7. Se debe ajustar considerando lo siguiente:

- * Debe coordinarse con el interruptor en baja tensión.
- * Debe quedar a la izquierda del valor fijado por el NEC para alta tensión (400 % I.H. , 308 A).
- * Debe cordinarse con la curva de la Categoría II.



CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

Nº

3

COORDINACION ENTRE INTERRUPTORES ELECTRO-
MAGNETICOS PRINCIPAL Y DERIVADOS EN TABLE-
RO 5 DE SP.

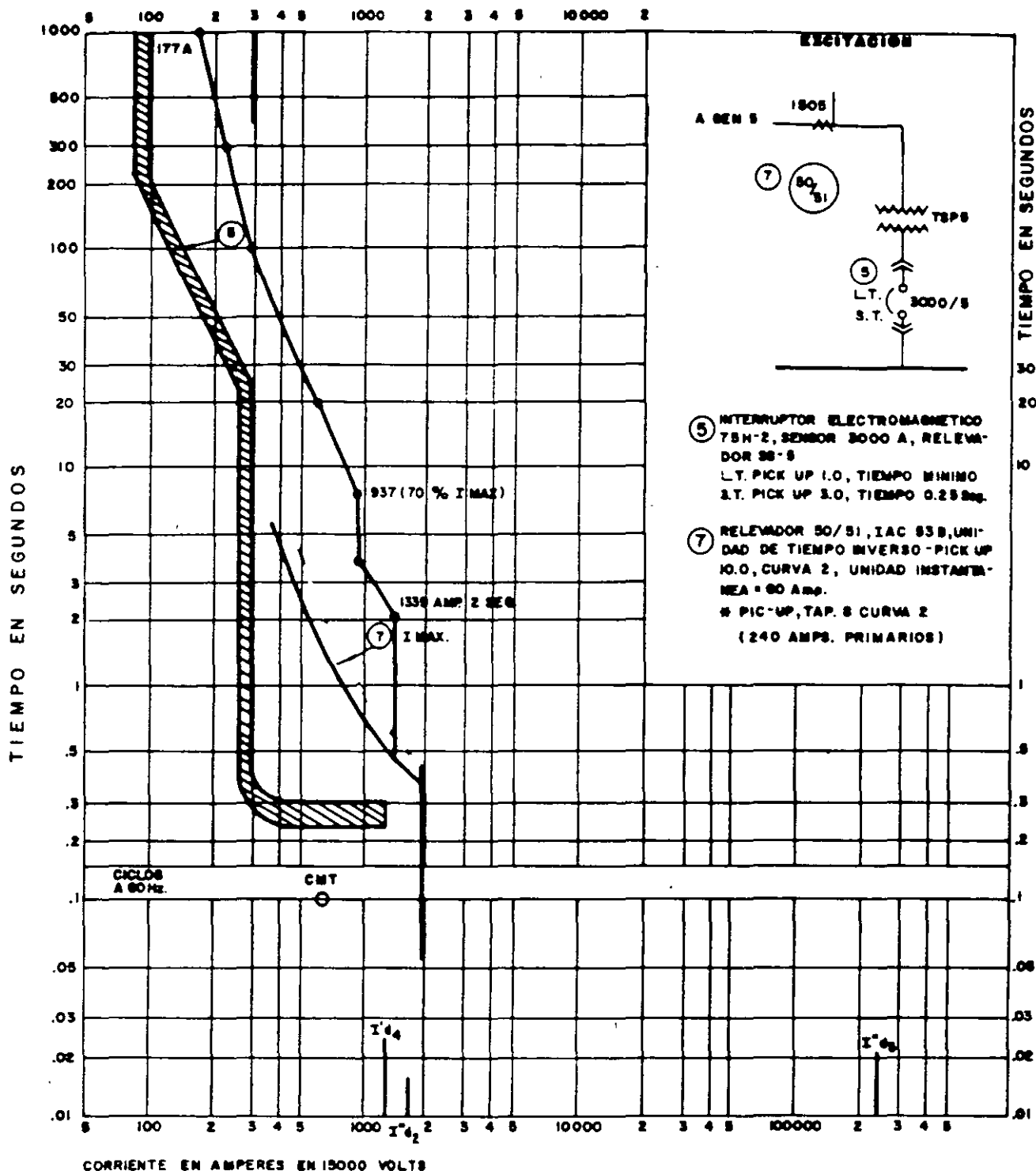
DIBUJADO POR G. G. R.
COMPONENTE INTS. VARIOS
LOCALIZACION TAB. 5 SP.

Para cumplir con lo anterior, el relevador se ajusta a un PICK-UP de 300 A primarios (dada la relación de los T.C., $150 / 5 = 30$, el TAP debe ser de 10), la curva de tiempo seleccionada es la No. pag.

Dado que este relevador 50 / 51 es sensible a las fallas subtransitorias y asimetricas, el instantáneo debe ajustarse a un valor mayor que 44 785 A, la corriente de la falla en el secundario (1 313.7 A. referidos al primario). Se selecciona un ajuste de 60 Amperes, equivalentes a:

$$60 \times \frac{150}{5} \times \frac{15\,000}{440} = 51\,136 \text{ A.}$$

$$51\,136 > 4\,785$$



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

Nº

4

COORDINACION ENTRE RELEVADOR 50/51,

LADO 15000 V. E INTERRUPTOR PRINCIPAL

LADO 440 V.

DIBUJADO POR G. G. R.

COMPONENTE RELEVADOR E INT.

LOCALIZACION TAB. DUPLEX Y TSP5

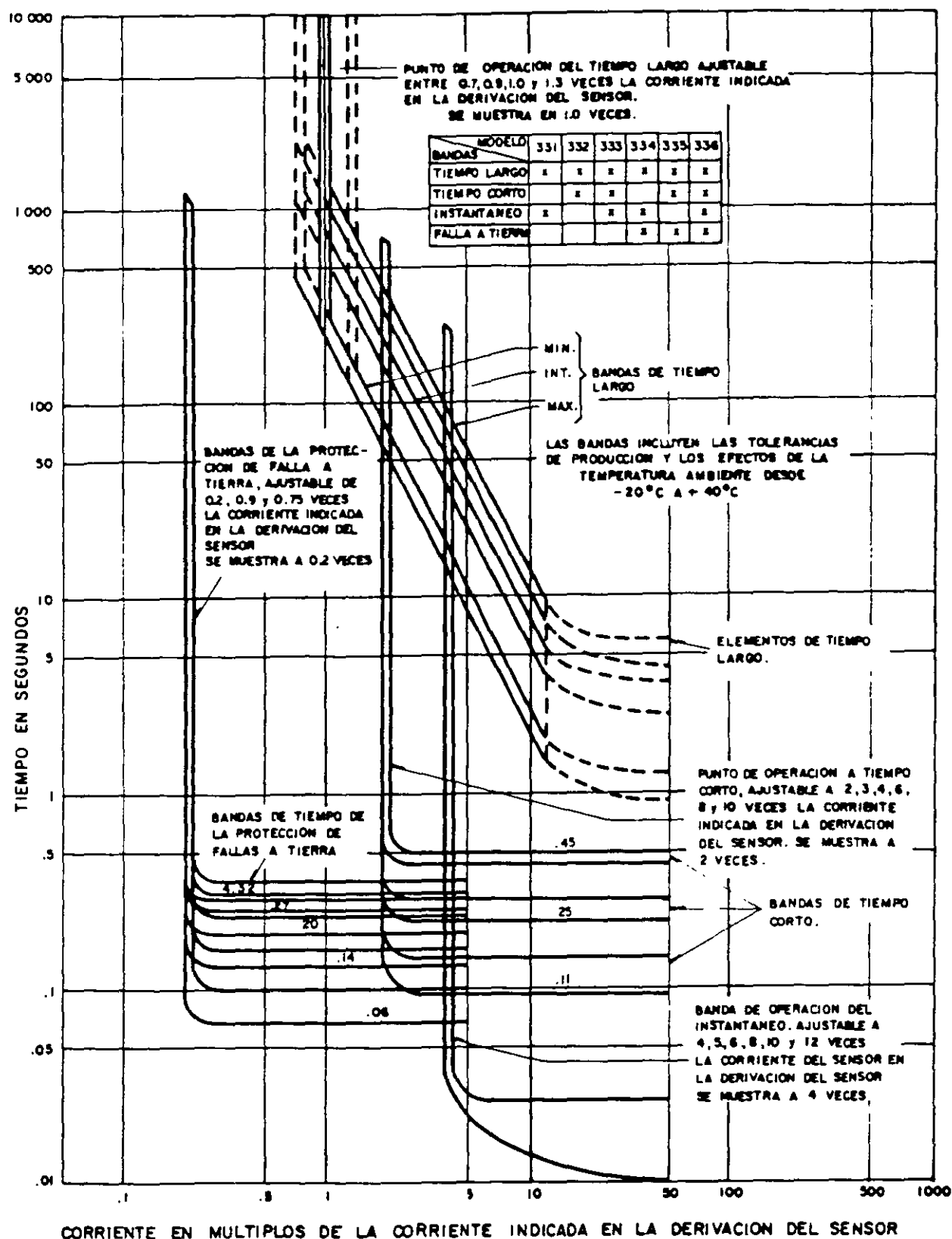


FIG. 13.- CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS

2.8 FALLAS DE ARQUEO.

Tipos de falla en baja tensión.

Falla Franca o Sólida.

Limitada por la Impedancia del Sistema.
Raramente ocurre en circuitos prácticos.
Trifásicos, bifásicos, fase-tierra.

Falla de Arqueo.

Puede originarse entre fases pero inevitablemente involucrará la tierra. Puede ser causada por fallas de aislamientos, accidentes de construcción, roedores etc.

Corrientes de fuga en aislamientos.

Del orden de miliamperes, sucede en herramientas portátiles, aparatos electrodomésticos, etc.

¿ Qué son las fallas de arqueo ?

- * Aunque la falla se origina entre fases, inevitablemente se manifestará a tierra.
- * El valor de la falla sólida a tierra:

$$IF = \frac{3 \ E \ L - N}{Z1 + Z2 + Z0 + 3ZG}$$

Z1 SEC (+)

Z2 SEC (-)

Z0 SEC (0)

ZG IMPEDANCIA A TIERRA

Cuando la falla no es sólida, existe un arco cuya corriente es un porcentaje de la falla solida, pero de un valor de Iarc y Varc difíciles de predecir. Sin embargo, las recomendaciones de protección aconsejan situar el valor mínimo entre un 19% a un 38% de la falla sólida en un sistema de 480 / 277 V. Más abajo de este rango se considera que la falla se autoextingue.

Dado los bajos valores que pueda tener IARC, es probable que la protección de sobrecorriente de fase (PSCF) no la detecte.

Si esto sucede, la corriente puede durar varios segundos o minutos y su efecto es altamente destructivo, dada la gran cantidad de energía que se libera a través del arco y no se disipa en el resto del sistema (buses, cables, etc.) como en el caso de la falla sólida.

Otra característica de las fallas de arco es que en la inmensa mayoría de los casos se presenta exclusivamente en sistemas de 480 / 277 V, debido a que la tensión teórica necesaria para la reignición del arco es 375 VOLTS y este sistema si la proporciona ($277 \times 2 = 391 > 375 \text{ V.}$).

Así resulta que teóricamente es poco probable que en un sistema de 220 / 127 V. Se presente una falla de arco y no se autoextinga.

Las recomendaciones no aconsejan proteger contra este tipo de falla en sistemas de 220 / 127 V. (NEC, etc.). Sin embargo existen algunos casos reportados donde estas fallas no se autoextinguir.

¿ Como se debe de proteger un circuito contra fallas de arco a tierra ?

1.- Calibrar si las condiciones de carga lo permiten, la PSCF entre un 19% y un 38% del valor de la falla sólida (para efectos prácticos) si estamos cerca del transformador.

I FASE - TIERRA = I TRIFASICA

2.- Si las condiciones de carga o de coordinación no permiten calibrar la PCSF en forma adecuada, se recomienda un sistema de protección de fallas a tierra.

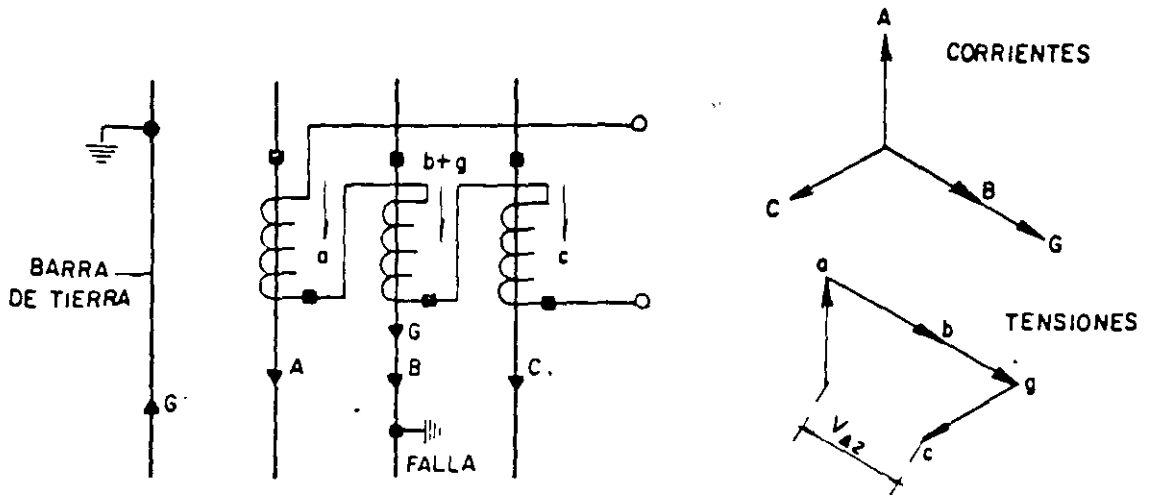
SISTEMAS DE PROTECCION DE FALLAS A TIERRA (PFAT)

- * Desbalanceo de tensiones en delta abierta.
- * Corriente residual.
- * Sensor dona abrazando 3 fases y neutro.
- * Sensor corriente de regreso por el neutro del transformador.

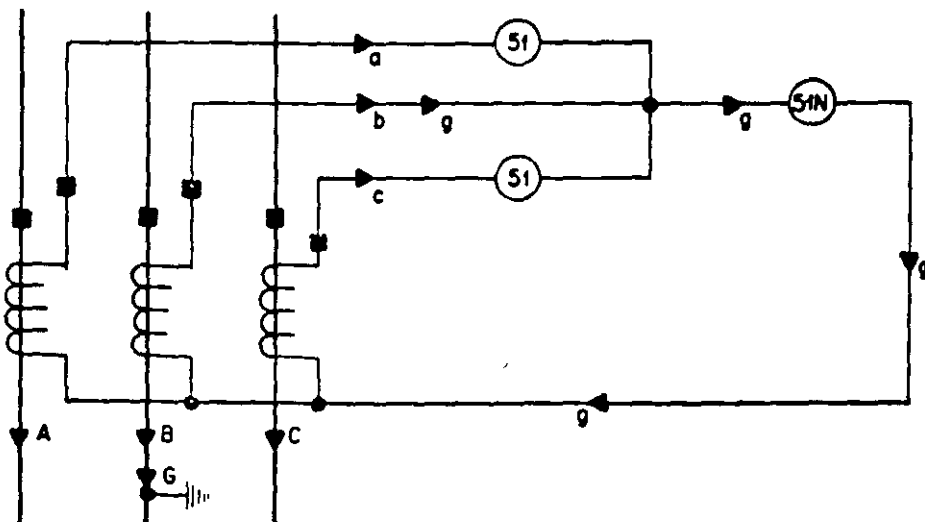
Ya se ha seleccionado el equipo, ¿ existe algún criterio para determinar la frontera de los daños admisibles en fallas a tierra? Si:

Ver diagramas de protección anexos. Pag. No. 60 y 61 .

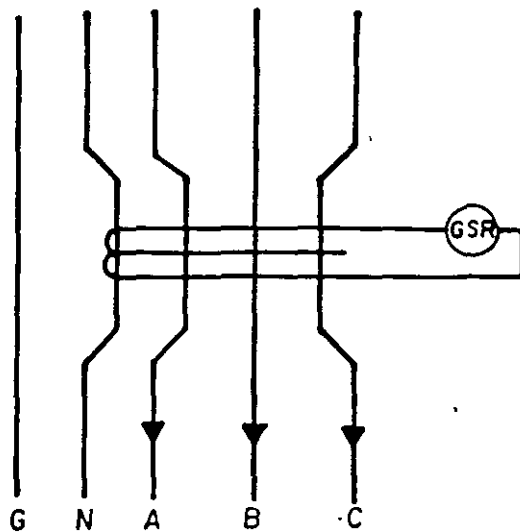
SISTEMAS DE P. F. A. T.



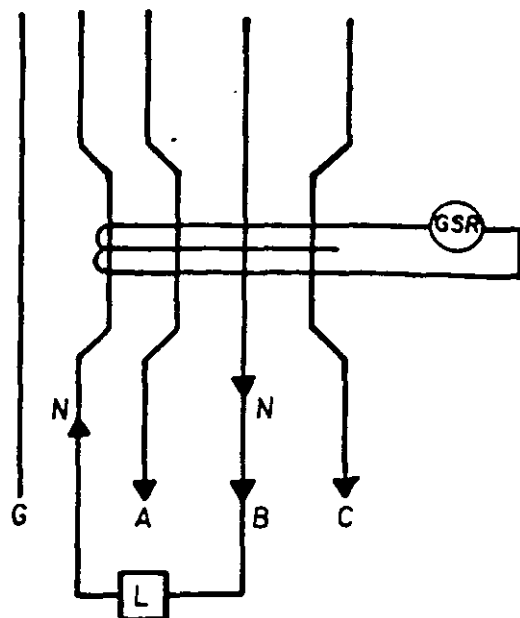
DELTA ABIERTA



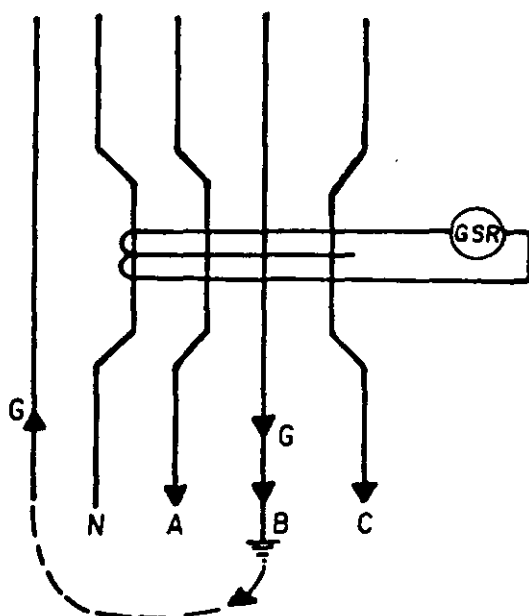
CORRIENTE RESIDUAL



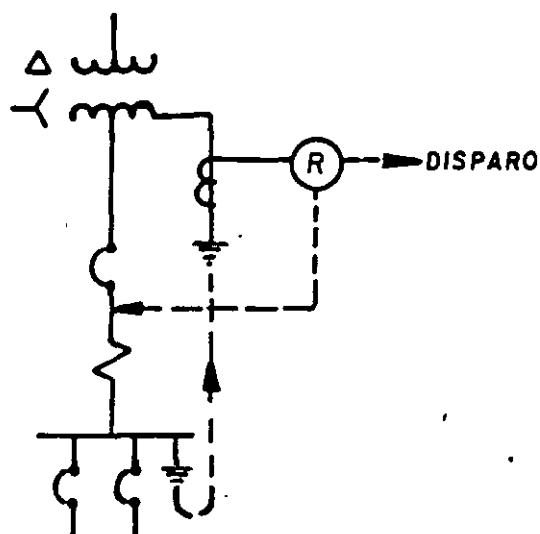
SENSOR DE TIERRA
(CORRIENTES BALANCEADAS)



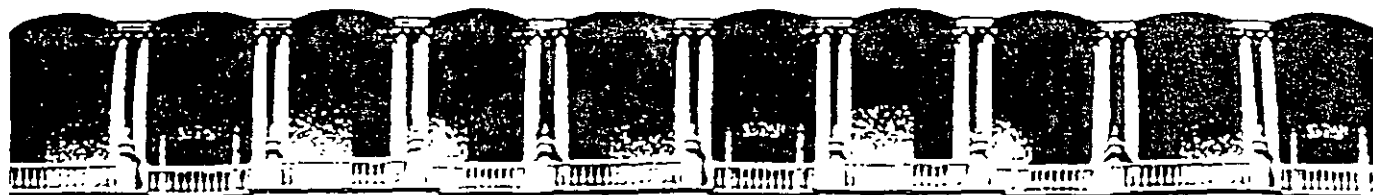
SENSOR DE TIERRA
(MAXIMO CASO DE DESBALANCEO)



SENSOR DE TIERRA
(CONDICION DE FALLA, EL RELEVADOR OPERA)



PROTECCION EN REGRESO
CIRCUITO DE TIERRA



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS
ATMOSFÉRICAS*

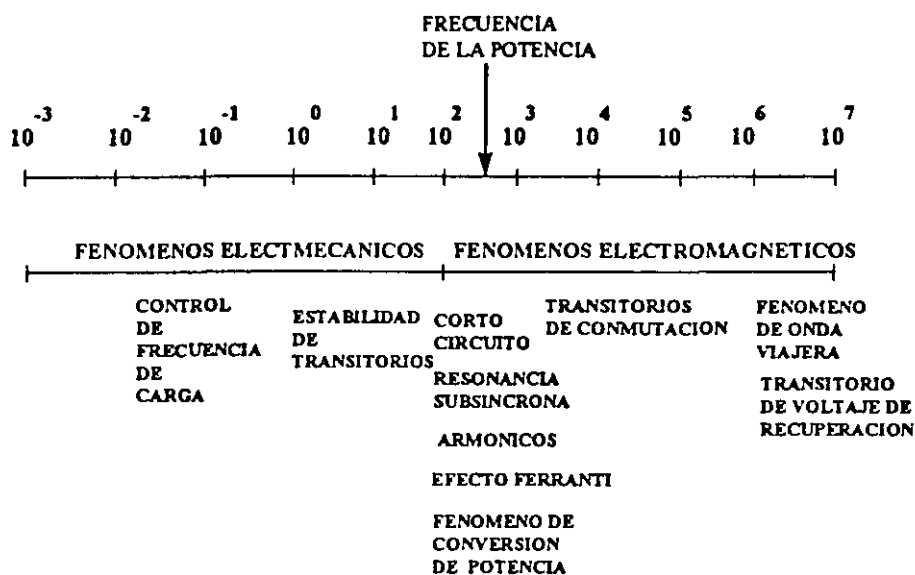
EXPOSITOR: ING. M. ÁNGEL FLORES RANGEL
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

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

CATEGORIA:

DURACION:

• <i>VOLTAJE DE SISTEMA</i>	<i>CONTINUO</i>
• <i>SOBREVOLTAJE TEMPORAL</i>	<i>MAS GRANDE QUE UN PERIODO DE LA FRECUENCIA DEL SISTEMA</i>
• <i>SOBREVOLTAJE</i>	<i>POCOS MIMISEGUNDOS MENOS.</i>
	<i>DURACION DEL FRENTE</i>
• <i>FRENTE SUAVE DE SOBREVOLTAJE</i>	<i>30 μs A 5000 μs</i>
• <i>FERNTE RAPIDO DE SOBREVOLTAJE</i>	<i>0.1 μs A 30 μs</i>
• <i>FRENTE MUY RAPIDO SOBREVOLTAJE</i>	<i>MENOS QUE 0.1 μs</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 apartarrays.

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*

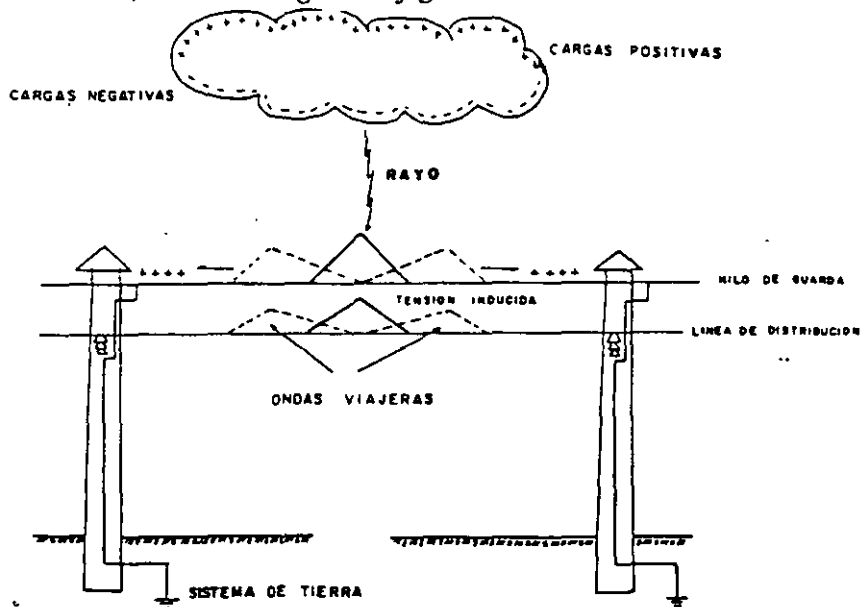
La aparición de la sobretensión por descarga eléctrica se puede deber a

- *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.

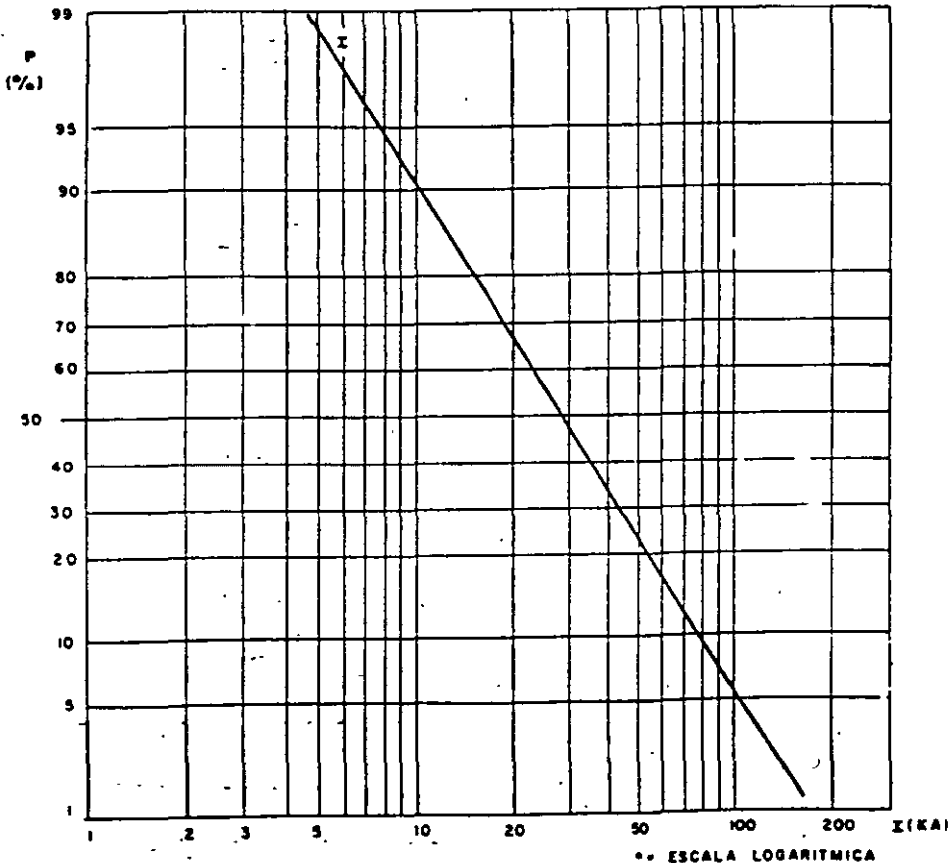
La onda viajera de corriente y voltaje se ve distorsionada por

- 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.

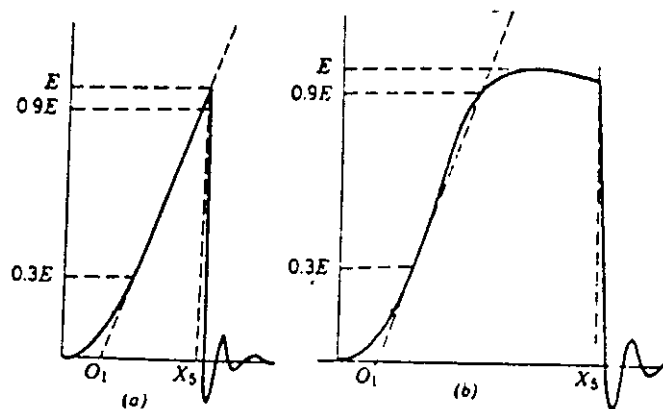
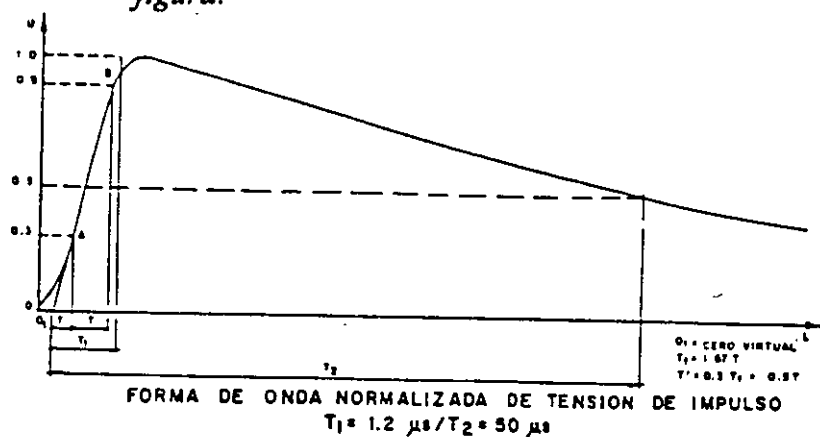
Se ha encontrado que el valor medio de la distribución de corriente medida es de alrededor de 30 kA, ver la siguiente figura:



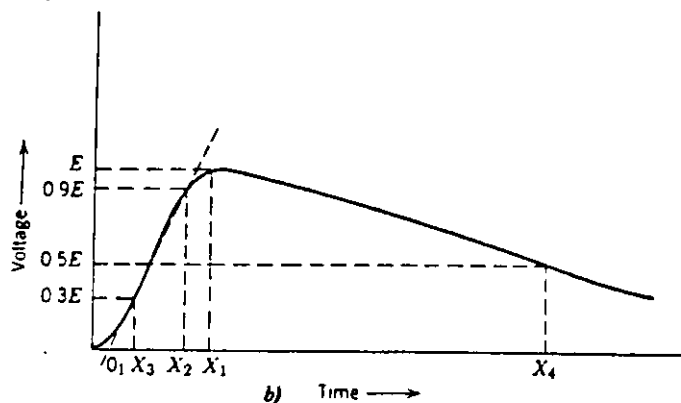
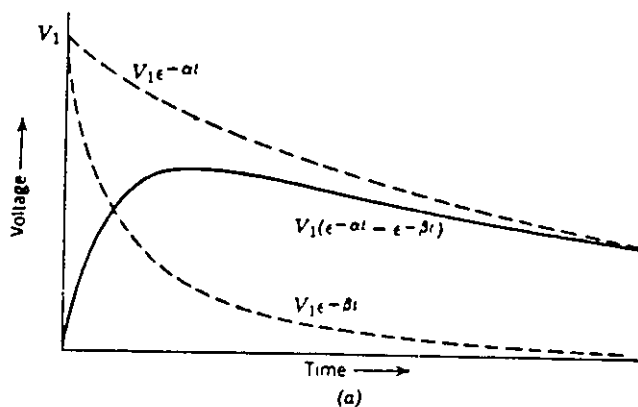
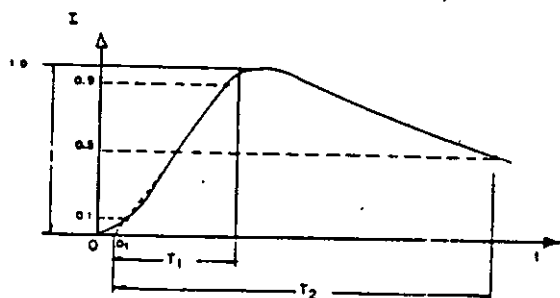
Para el caso de sobretensión por inducción se produce:

- 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:

$$\text{COEFICIENTE DE REFLEXION} = \Gamma = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad -1 \leq \Gamma \leq 1,$$

$$\text{COEFICIENTE DE REFRACCION} = 1 + \Gamma = \frac{2 Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad 0 \leq 1 + \Gamma \leq 2$$

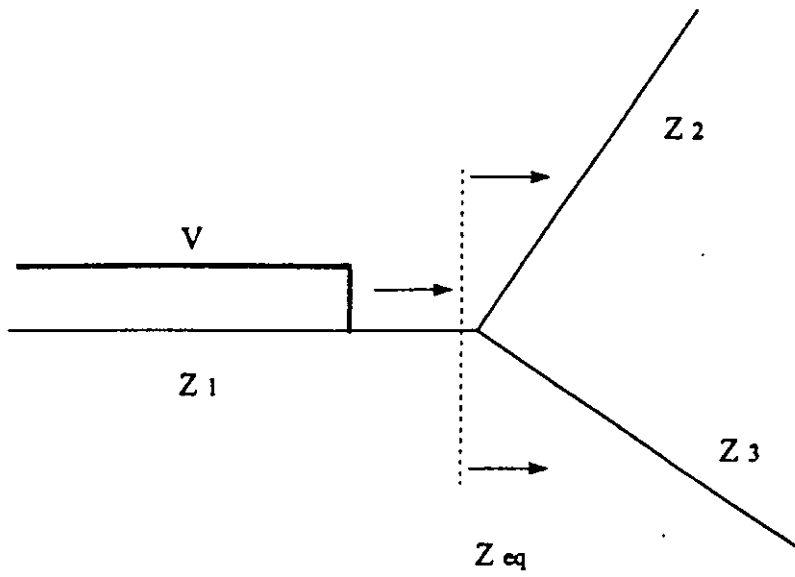
Para una unión si

- $Z_1 < Z_2$, 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.

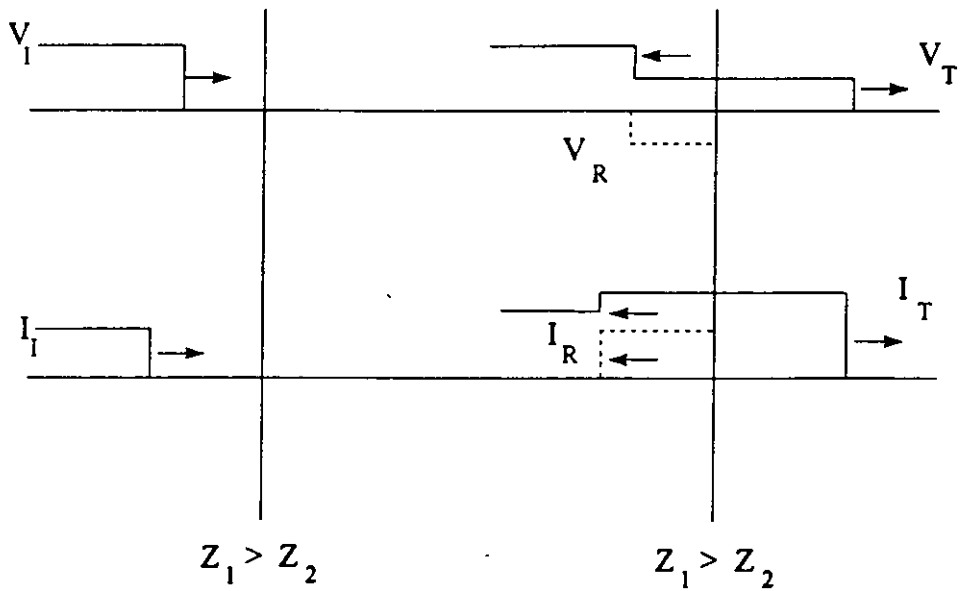
La unión con dos líneas en bifurcación nos produce los siguientes coeficientes de reflexión y refracción:

$$\Gamma = \frac{Z_{eq} - Z_1}{Z_{eq} + Z_1} = \text{COEFICIENTE DE REFLEXIÓN}$$

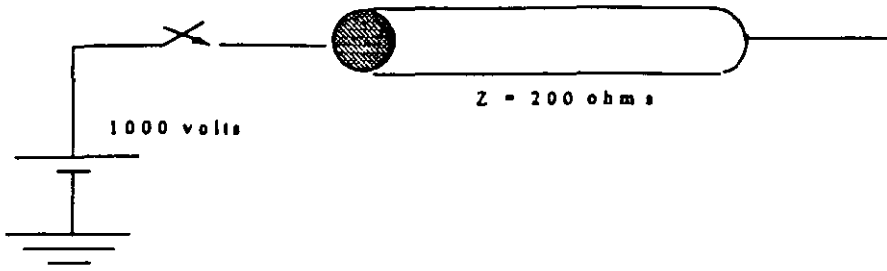
$$Z_{eq} = \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}, \quad 1 + \Gamma = \text{COEFICIENTE DE REFRACCION}$$



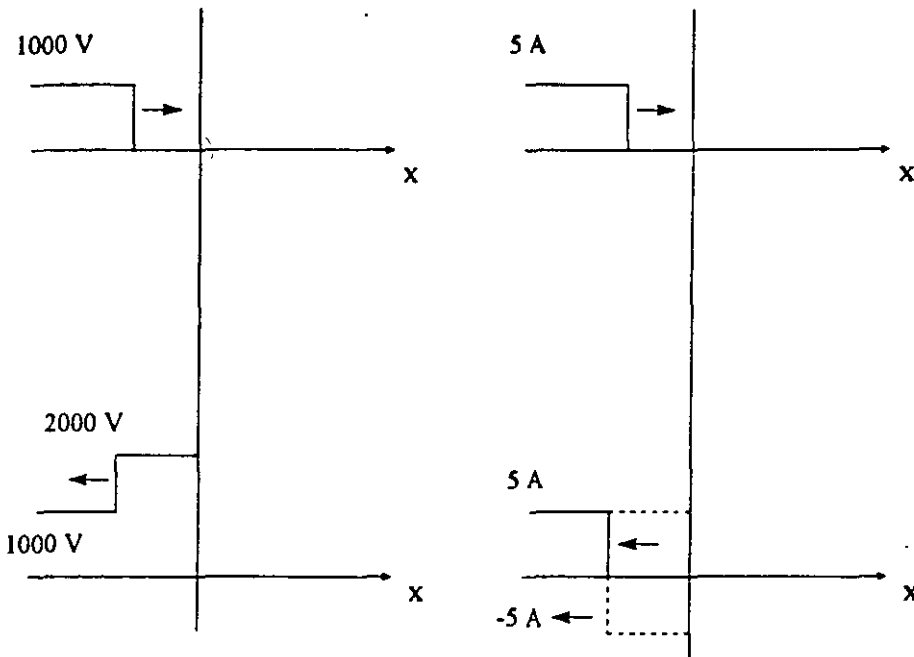
La siguiente figura muestra como se comporta una onda incidente de voltaje y corriente



CASO DE LA LINEA TERMINADA EN UN CIRCUITO ABIERTO



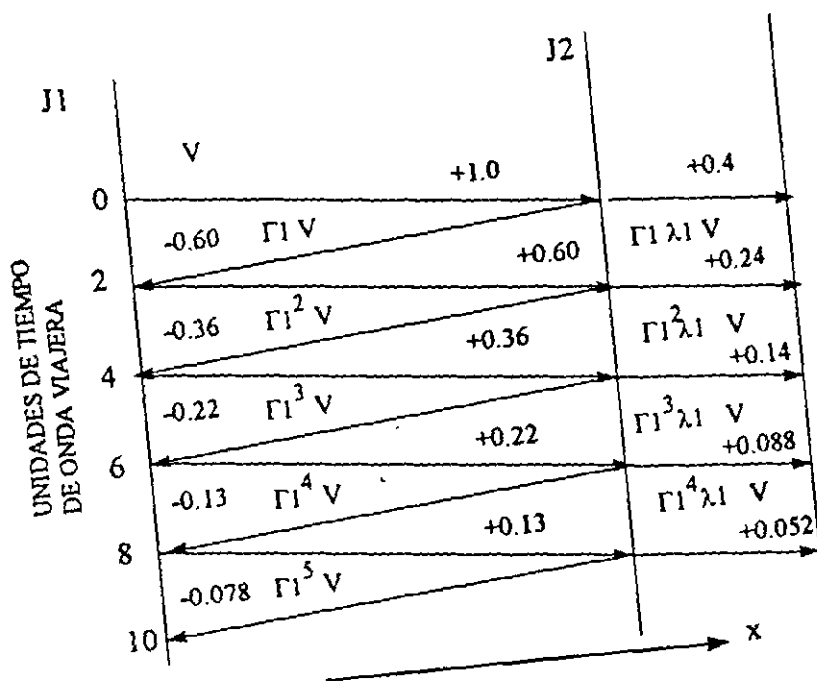
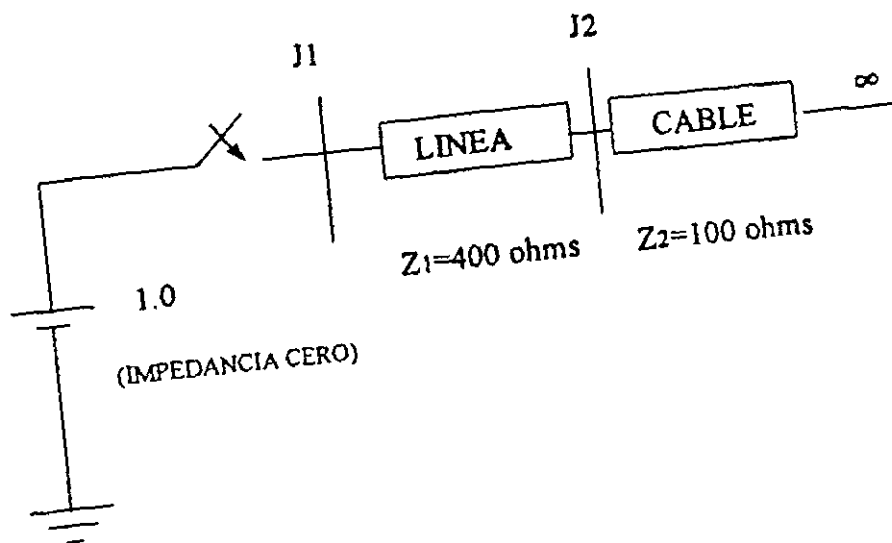
$$\Gamma = \frac{\infty - 200}{\infty + 200} = 1, \quad 1 + \Gamma = 2$$



DIAGRAMAS DE LATTICE

- Son diagramas de espacio - tiempo
- Herramienta para estudio de los efectos de multiples reflexiones

Considérese el siguiente caso de una línea 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*

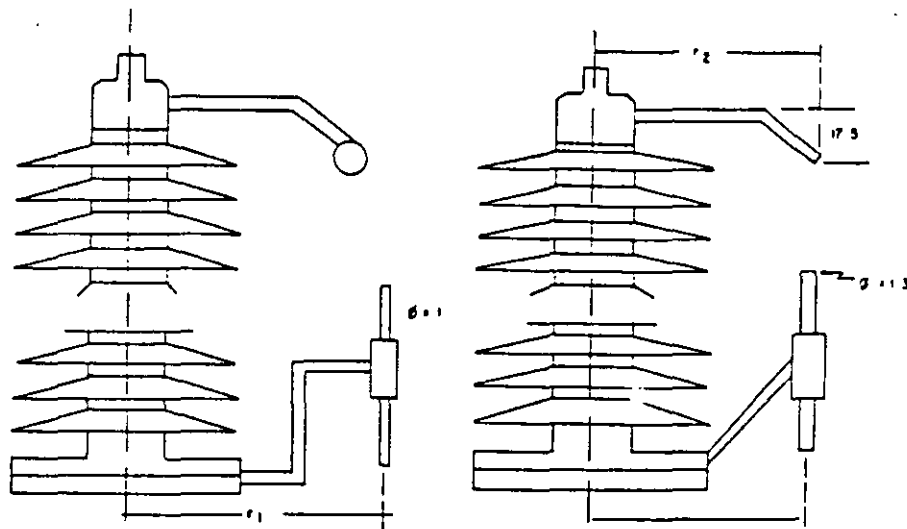
Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los siguientes factores:

- *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 ₁ cm	r ₂ 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).

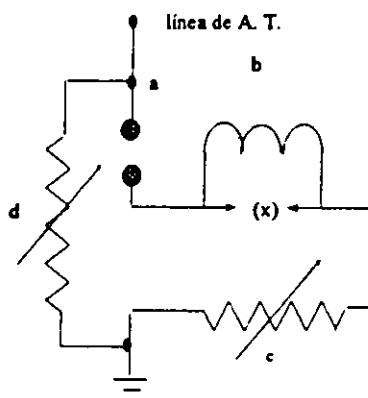
Características

- 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:

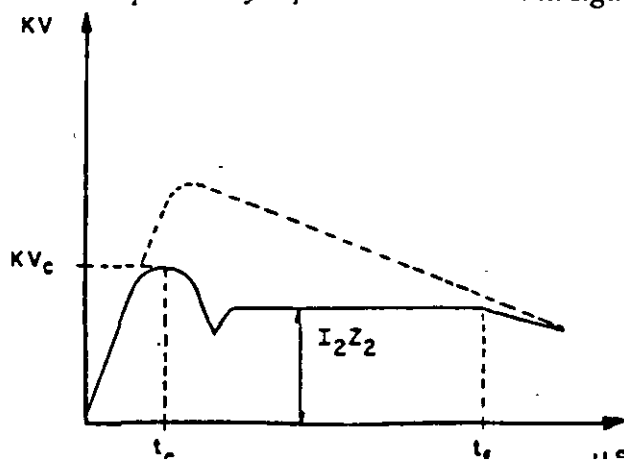
- Explosores de arco
- Sistema de extinción del arco
- Resistencia no lineal limitadora de corriente ($I = k E^n$)
- Resistencia en derivación no lineal.



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:



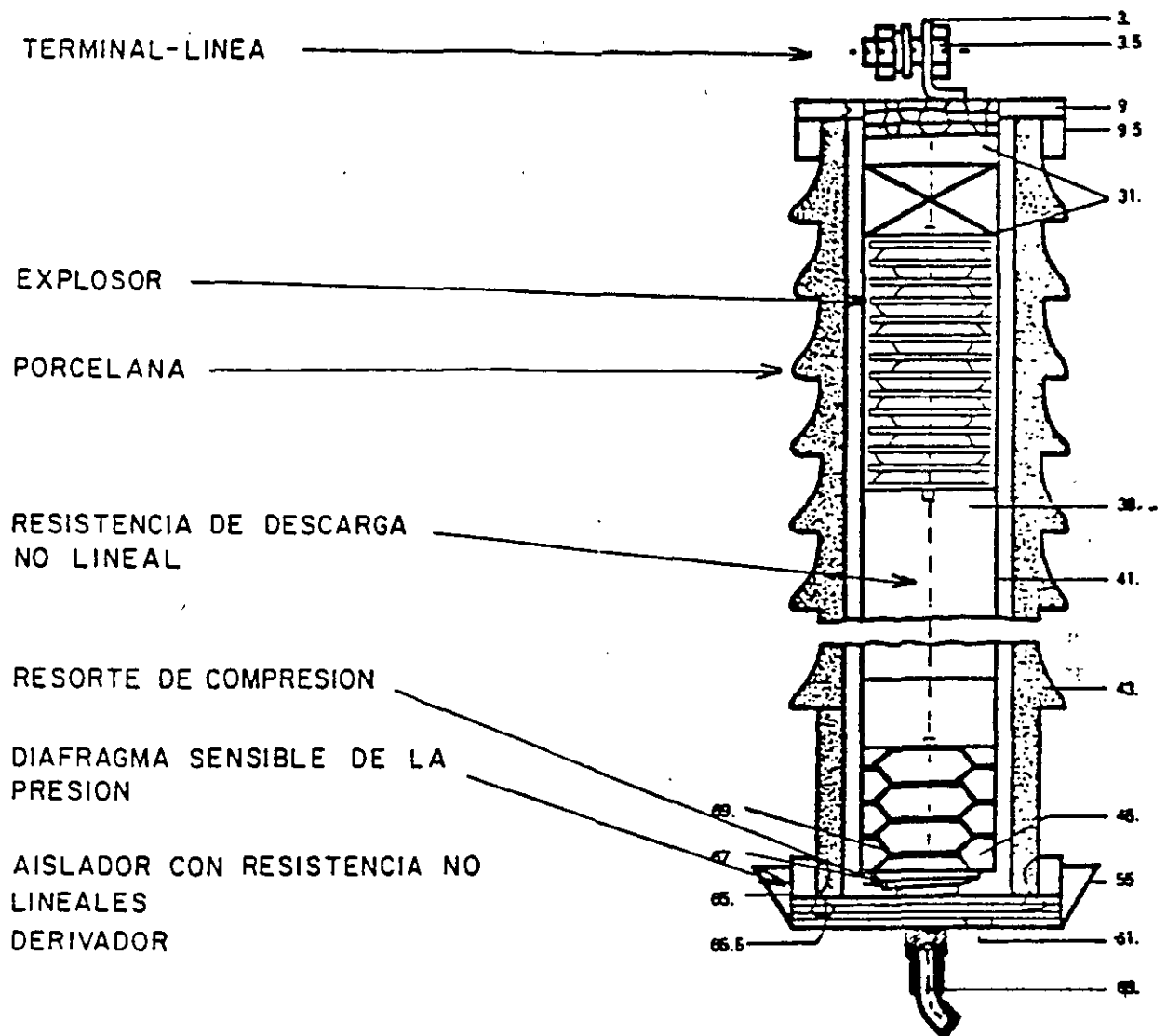
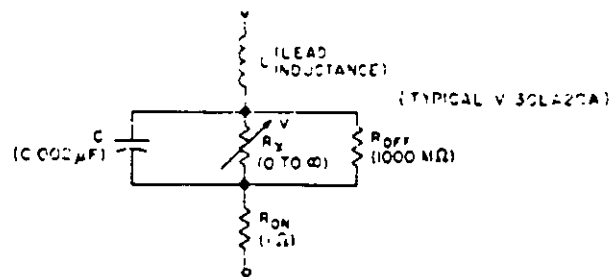


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

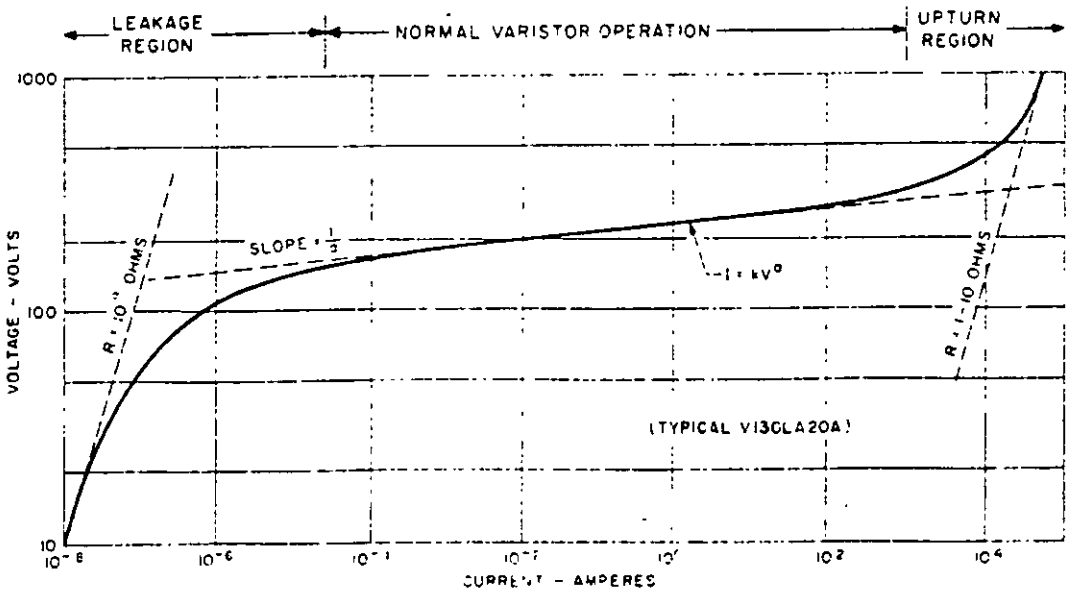
La siguiente figura muestra el modelo eléctrico equivalente del varistor en forma simplificada.



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.

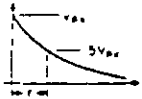
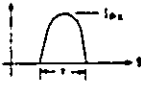
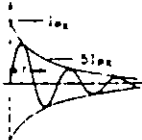
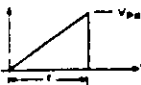
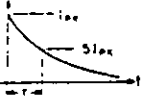
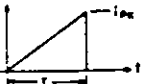
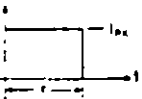


Los varistores son elementos hechos de oxido de metal, siendo éstos elementos similares a los apartarrayos en subestaciones pero para aplicaciones industriales, comerciales, militares o domésticas. La especificación de estos elementos básicamente están relacionados con su voltaje nominal de operación 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:

$$E = \int_0^{\tau} V_C(t) I(t) \Delta t = K V_C I \tau$$

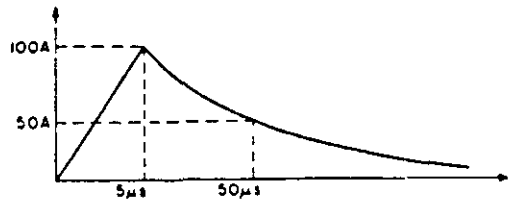
Donde E es la energía absorbida por el varistor, V_C es el voltaje de corte o de cebado, τ es la duración del impulso y K es una constante, cuyos valores pueden ser determinados a partir de la siguiente tabla.

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.

$$E = KV_c I \tau = (0.5)(500)(100)(5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

$$E = KV_c I \tau = (1.4)(500)(100)(50 - 5)(10^{-6}) = 3.28 \text{ J}$$

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 ATERRI-ZAMIENTO (C_a)
ATERRIZADO	A	No establecido	No establecido	-
	B	≤ 3	≤ 1	0.8
	C	> 3	> 1	1.0
AISLADO	D	- 40 a - ∞	-	1.1
	E	0 a - 40	-	Requiere tensión nominal especial

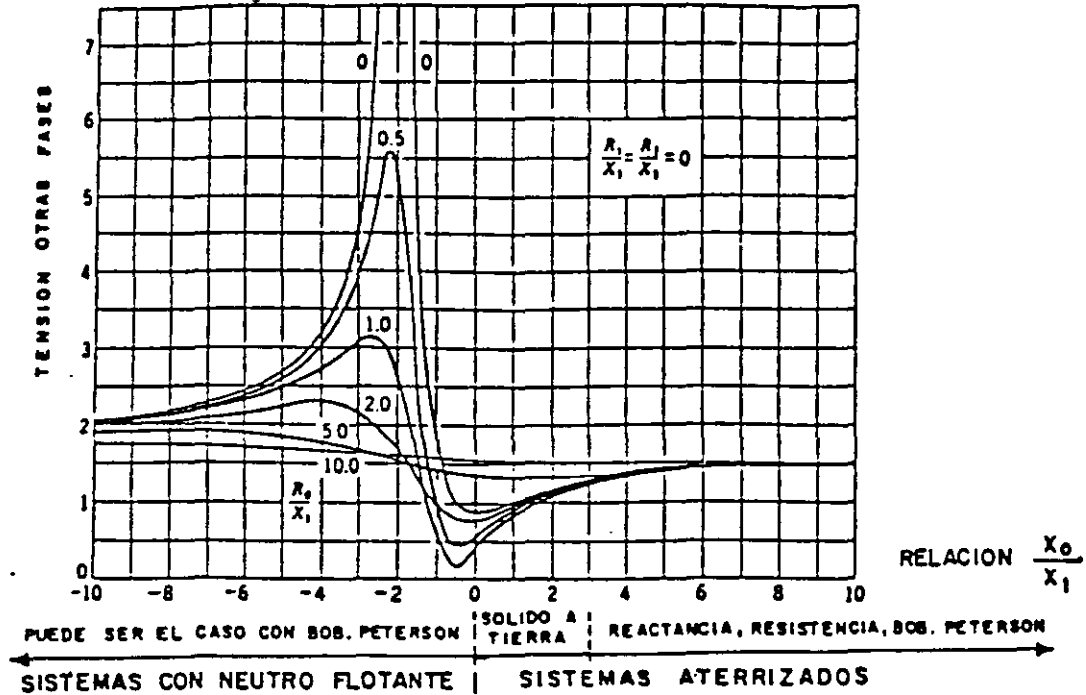
Donde:

- 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	∞
-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 μ 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	MAXIMA DESCARGA ONDA	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DES- CARGA 8/20 μ s					
	C62.1 1971	C62.1 1974	1.2/50 μ s kV cresta	250/2500 μ s kV cresta		1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40. kA
3	11	11	10	8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8	8.3	10.
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15.
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	19.
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	24.
9	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	29.
12	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	39.
	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48.
	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58.
	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	68
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	77.
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	87
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	96.

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:

$$C_i = \frac{BIL}{V_{km} (1 + 0.66 T_i)} = \frac{BIL}{1.1 V_{km}},$$

$$C_D = \frac{BIL}{V_{kVD} (1 + 0.66 T_D)} = \frac{BIL}{1.3 V_{kVD}}$$

$$1.2 \leq C_i \leq 1.4,$$

$$1.2 \leq C_D \leq 1.4.$$

Donde:

BIL Nivel Básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger

V_{kv} Tensión de descarga al impulso, onda 1.2/50 μ s del apartarrayos.

V_{kvD} Tensión de descarga del apartarrayos, para la onda 8/20 μ 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 apartarráyos autovalvulares:

LINEA TIERRA TENSION NOMINAL ¹ KV RMS	DESCARGA A 60 Hz KV RMSA	DESCARGA ONDA 1.2/50 ² KV cresta	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 ³					
			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 (Ca)
El factor de aterrizamiento (Ca) 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 apartarráyos

(3) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarráyos.

Tolerancia de respuesta de los apartarráyos.

Tipo de apartarráyos	Descarga al impulso de onda	descarga de corriente de onda
Distribución	0.15	0.20
Estación	0.10	0.15

Los apartarráyos 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

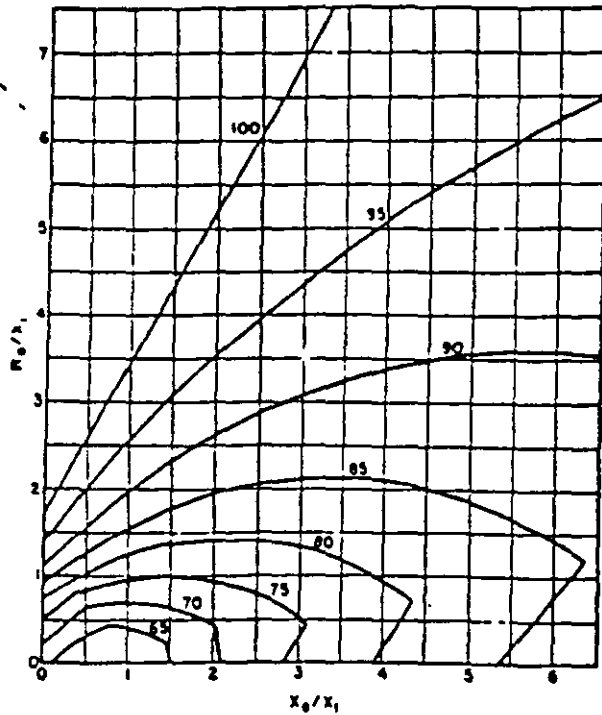
$$S = 150 \frac{V_{KVAP}}{n}$$

En donde:

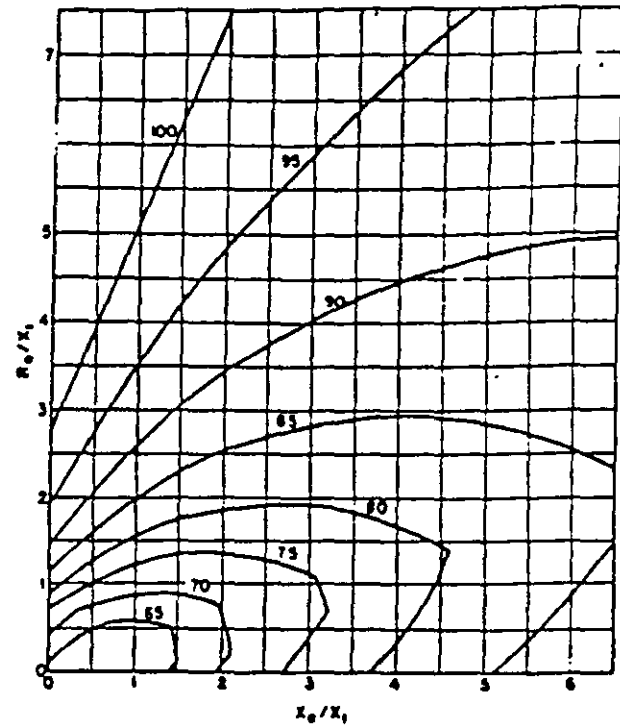
S = Distancia máxima permisible de instalación del apartarráyos con relación al aparato protegido en (m)

V_{KVAP} = Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda, de operación del apartarráyos.

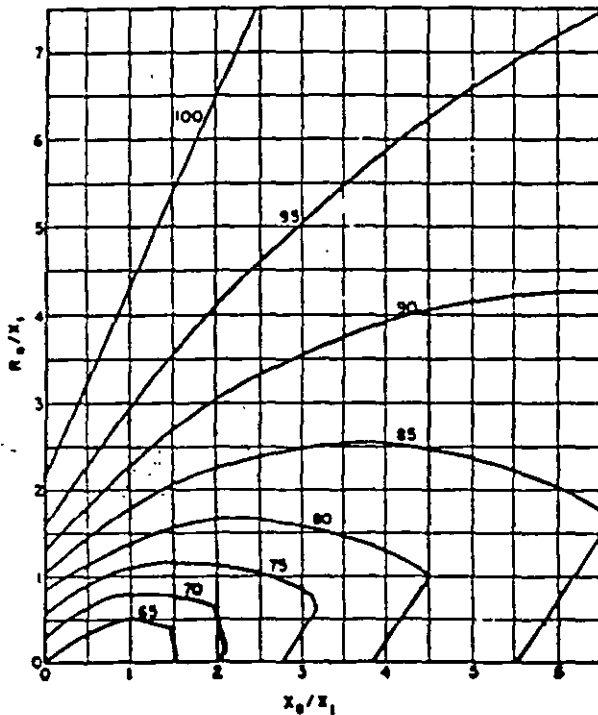
n = Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarráyos en KV/ μ s



(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:

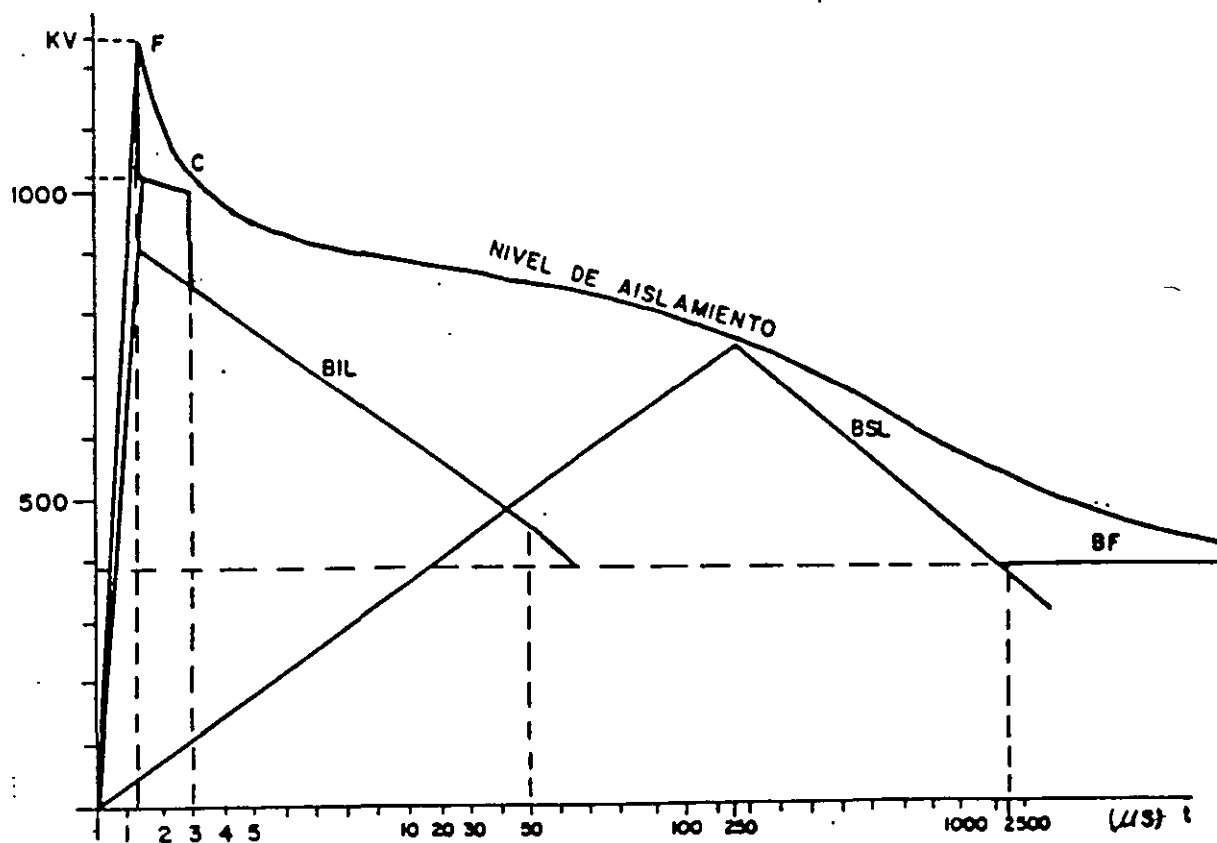
SOBRETENSIONES	FORMA	ORIGEN
FRENTE DE ONDA	RAMPA . TIEMPO DE DURACIÓN MENOR A 1.5 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE GRAN MAGNITUD, CORTADA EN EL FRENTE.
ONDA CORTADA	TRAPECIO. TIEMPO DE DURACION 1.2 A 3 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE MEDIANA MAGNITUD, CORTADA EN LA COLA..
IMPULSO DE RAYO (BIL)	ONDA COMPLETA EXPONENCIAL 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

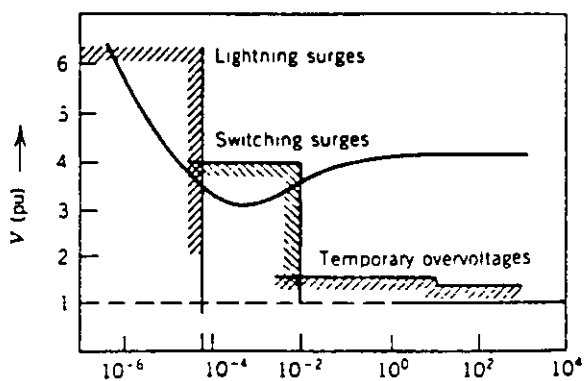
Considérese un transformador sumergido en aceite de 230 Kv en A.T. conectado en delta con un nivel básico de impulso de 900 Kv, sus devanados de alta tensión deben poder soportar sin dañarse las siguientes sobretensiones, de acuerdo a las normas ANSI-C57-12-00.

<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:

VOLTAJE BASE (KV)	60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO (KV)			TABLERO	1.2 X 50 μ S PRUEBA DE IMPULSO (KV CRESTA, ONDA COMPLETA)			TABLERO
	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO		TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	
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		

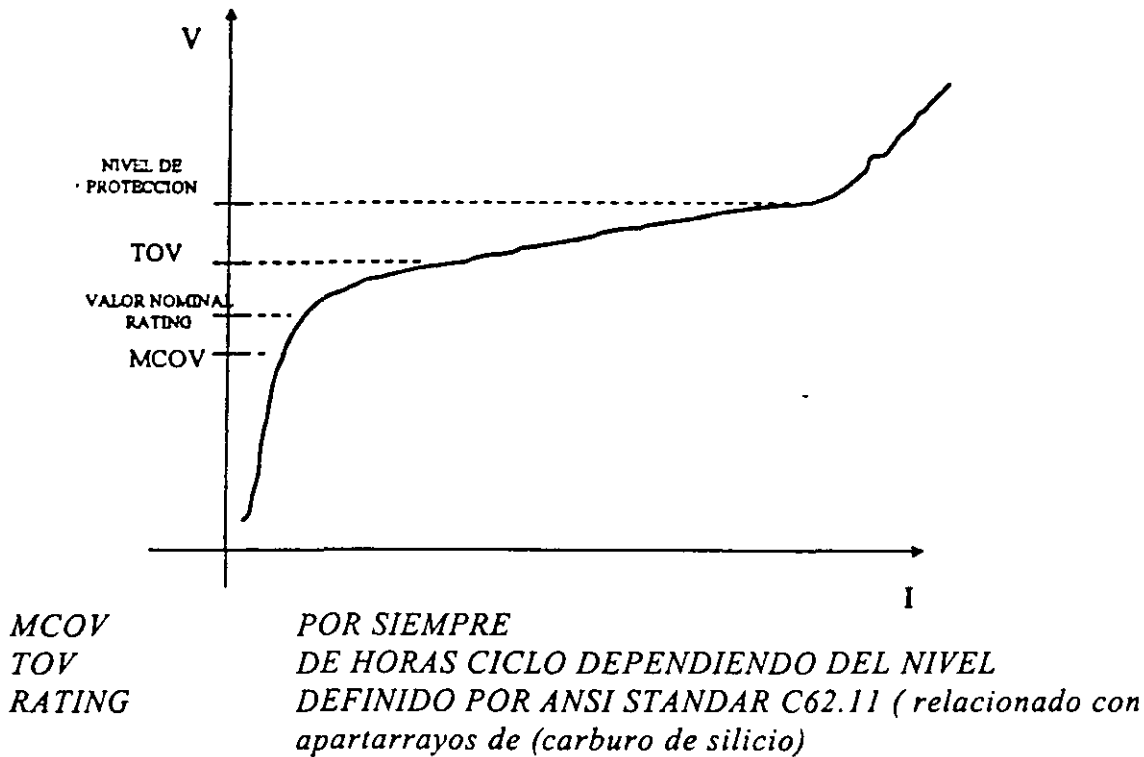
ANSI C37.4a-1958 (R 1971); ANSI C37.6-1971; ANSI C37.41-1969(R 1974); IEEE Std 20-1973 (ANSI C37.13-1973); IEEE Std 462-1973 (ANSI C57.12.00-1973).

LOS VOLTAJES ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEMENTE DISPONIBLES COMO OPCIONES

MCOV (MAXIMUM CONTINUOUS OPERATING VOLTAJE)

Es el máximo voltaje el cual puede ser continuamente aplicado a través del apartarrayo sin afectar la capacidad del apartarrayo.

OPERACION DE UN APARTARRAYO



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 energia 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 ?.

$$MCOV = \frac{242 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 139.718 \text{ V} \cong 140 \text{ KV}$$

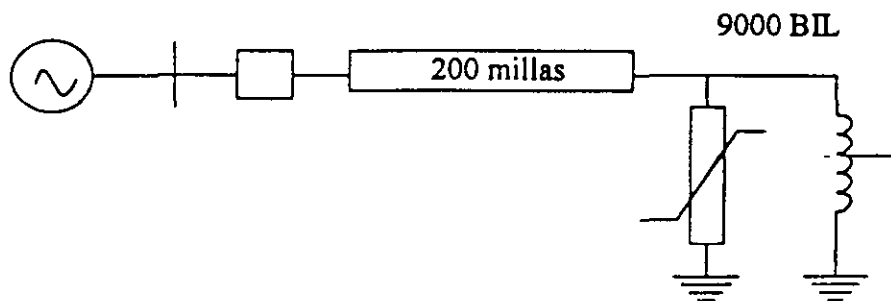
PROBLEMA

¿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 minimo 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 energización 2.50 p. u.

Condiciones estándar.

SOLUCION

REQUERIMIENTOS DE MCOV (DE LINEA A TIERRA)

$$V_{LG} = \frac{362 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 209 \text{ KV}$$

$$\text{MCOV MINIMO} = 209 \text{ KV}$$

REQUERIMIENTOS DE TOV

$$V_{TOV} = 1.30 \left(\frac{362}{\sqrt{3}} \right) = 271 \text{ KV}, \text{ para un segundo, basado sobre el tiempo de respuesta del interruptor.}$$

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.

- Chopped Wave Withstand
Front-of Wave Protective Level

≥ 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.

- Switching Surge Withstand (BSL)
Switching Surge Protective Level ≥ 1.15
- Full Wave Withstand (BIL)
Impulse Protective Level ≥ 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) (FOW) FRONT-OF WAVE PROTEC- TIVE LEVEL kV CREST	(5) MAXIMUM DISCHARGE VOLTAGE (kV CREST) AT INDICATED IMPULSE 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	8.9	5.4	0.5
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	11.6	12.3	13.1	14.0	14.7	16.9	10.3	0.5
6.0	5.1	7.3	17.9	13.6	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	26.6	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	36.6	39.1	41.8	43.9	50.3	30.6	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	52.6	128	96.8	102	106	113	121	127	148	88.3	0.5
48	39	56	136	103	108	113	120	128	135	156	93.8	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	56	85	191	148	154	160	169	179	188	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	356	235	1.0
132	107	155	353	273	285	295	312	331	346	390	258	1.0
144	117	170	382	296	309	320	338	356	375	423	280	1.0
168	136	198	448	345	360	373	394	418	437	493	328	1.0
172	140	203	457	353	369	382	404	429	448	505	334	1.0
180	146	212	477	369	385	399	422	448	468	528	349	1.0
182	156	226	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	465	1.0
258	209	304	683	528	551	571	604	641	670	756	516	2.0
264	214	311	699	540	564	584	618	655	685	773	530	2.0
276	224	325	730	565	589	611	646	685	716	808	554	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 sobrevoltage 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

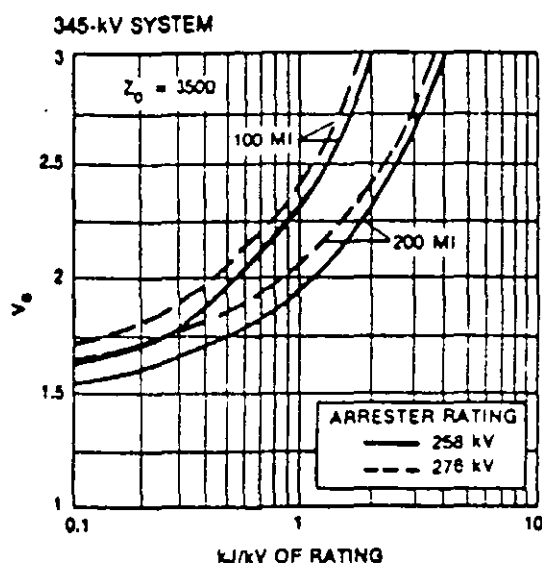


Figure Prospective switching surge V_s (Per unit of $345\sqrt{2}/\sqrt{3}$) vs arrester discharge energy.

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.

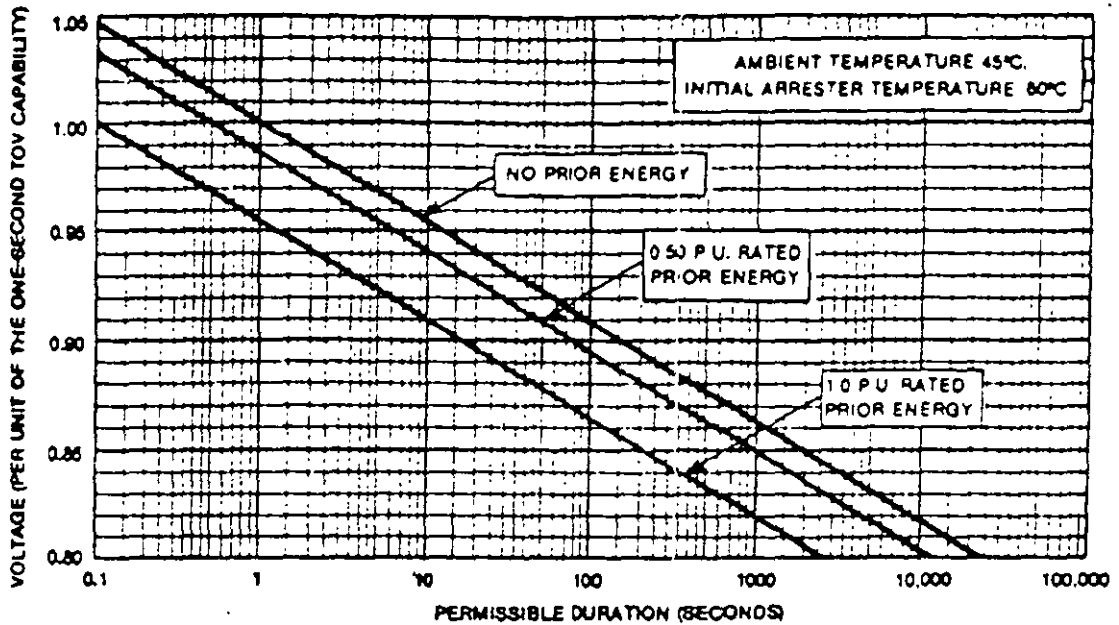


Figure 1. Temporary power frequency overvoltage capability expressed in per unit of the one-second TOV capability for various initial absorbed energies.

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

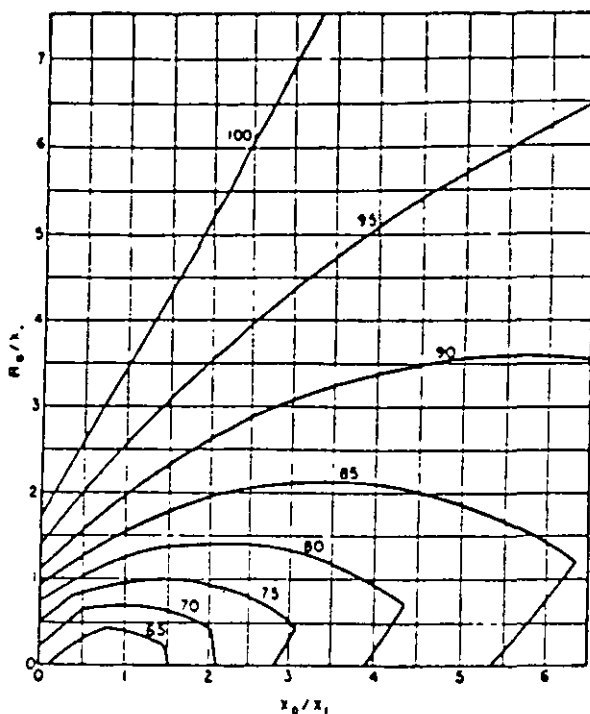
SELECCIÓN DE APARTARRAYOS AUTOVALVULARES Y DE EXPULSION

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 ciento, 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 para 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.

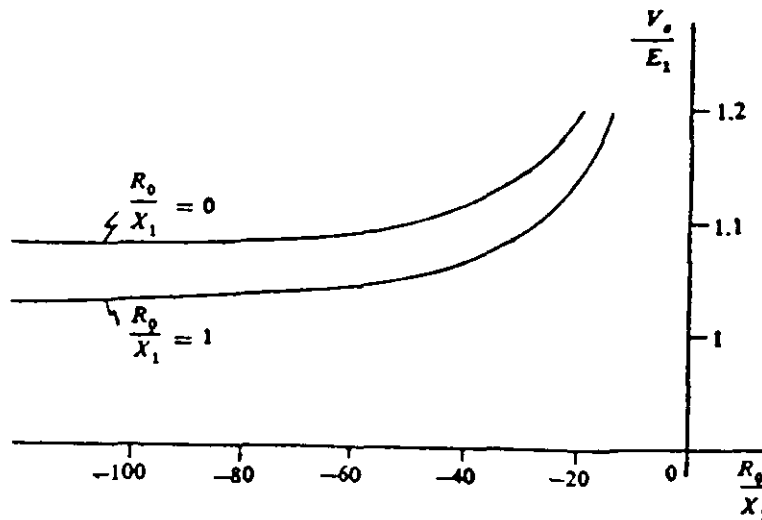
Ejemplo:

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:

$$230 \text{ kV} \times 1.05 \times 1 = 241.5 \text{ kV}$$

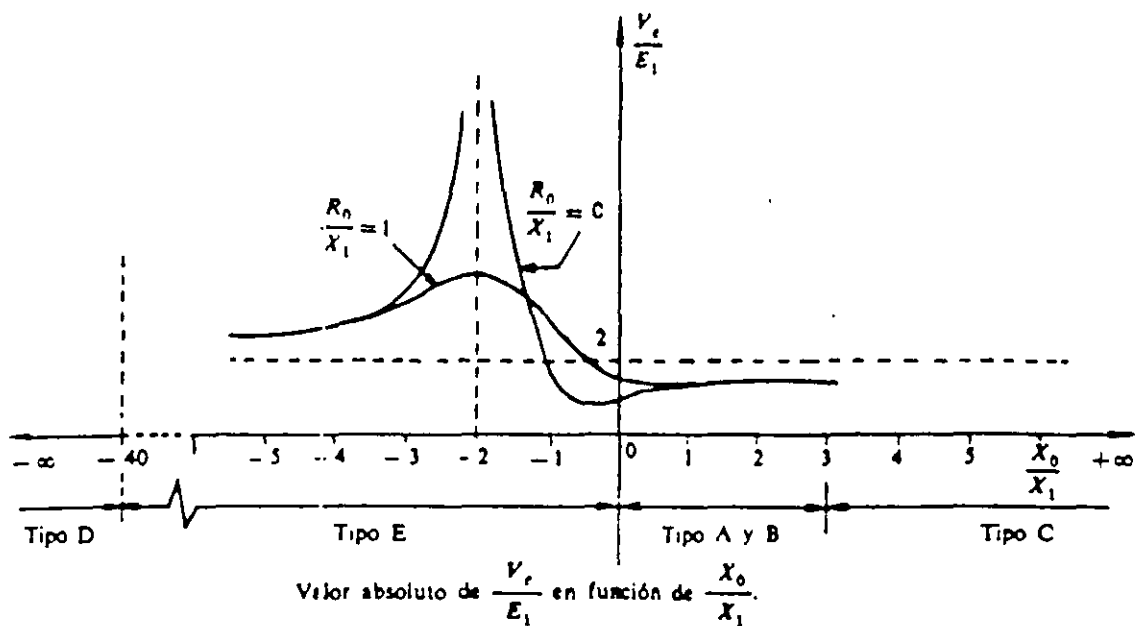
En la práctica se tomará el valor normalizado inmediatamente superior que es de 242 kV.

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.

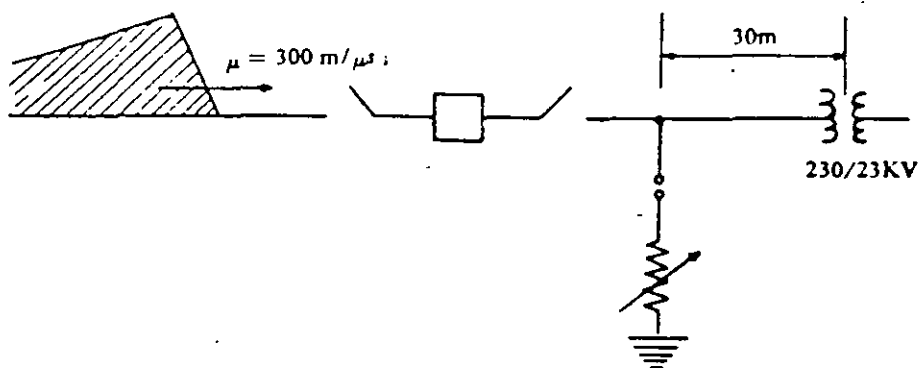
Para el caso de sistemas del tipo E, en los cuales se tiene el neutro aislado y $-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$, los sobrevoltajes que pueden presentarse en las fases no afectadas al ocurrir una falla a tierra son muy altos, especialmente si la relación $\frac{X_0}{X_1}$ es del orden de -2, como puede apreciarse 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 consierando 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 / μ 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 / μ seg.

Entoces el voltaje que aparece en el transformador es:

$$E = 500 + 2 \cdot 1000 \cdot \frac{30}{300} = 700 \text{ kV}$$

Entonces lo anerior 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.

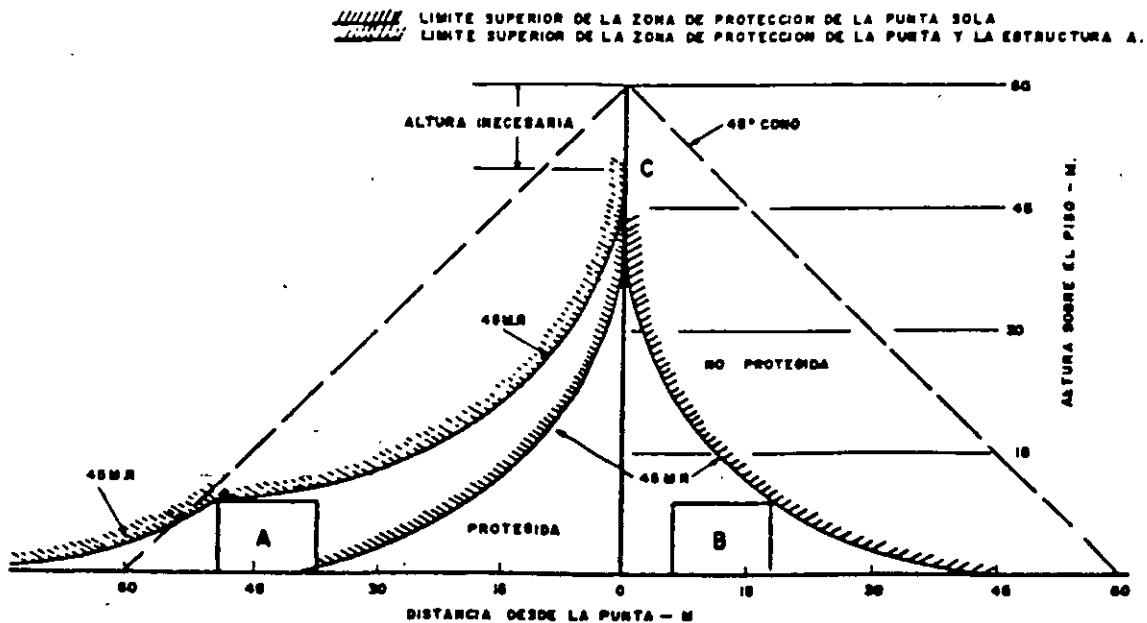
SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS

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

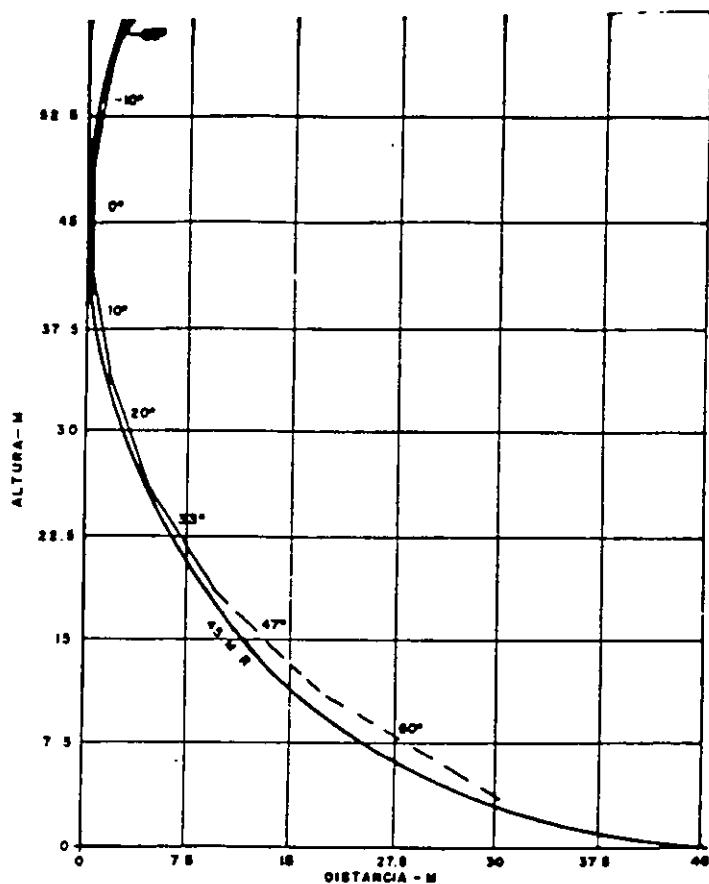
ANALISIS DE PROTECCION PARA ASEGURAR EL 99.5% DE PROTECCION



A este criterio se le conoce como criterio de 45 metros.

CARACTERISTICAS DEL CRITERIO DE 45 METROS

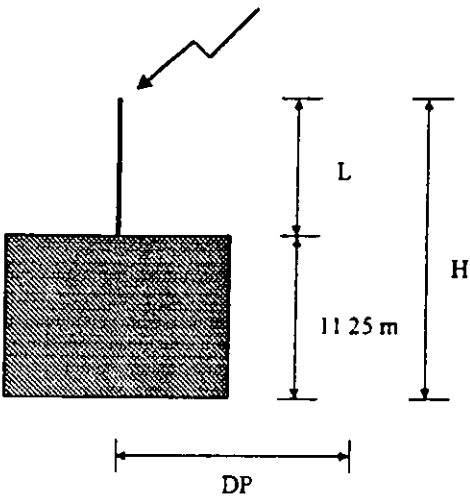
- Un objeto está protegido si ninguna parte de éste se encuentra arriba de la superficie del arco de una circunferencia de radio de 45 metros.
- Se tiene un 99.5% de protección
- Se puede aumentar a 99.9 % si se reduce a 37.5 metros el radio de la circunferencia
- Algún objeto que se encuentre más de 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 pararrayo.

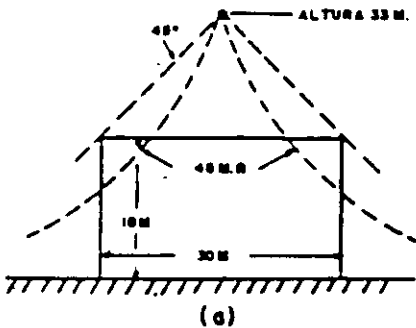
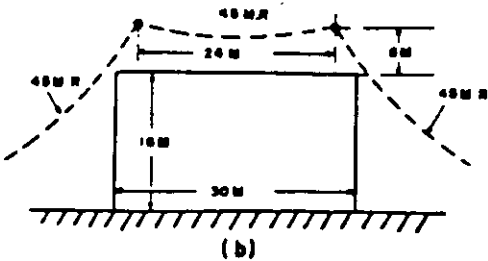
PROTECCION DE UN OBJETO DE 11.25 DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS

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.

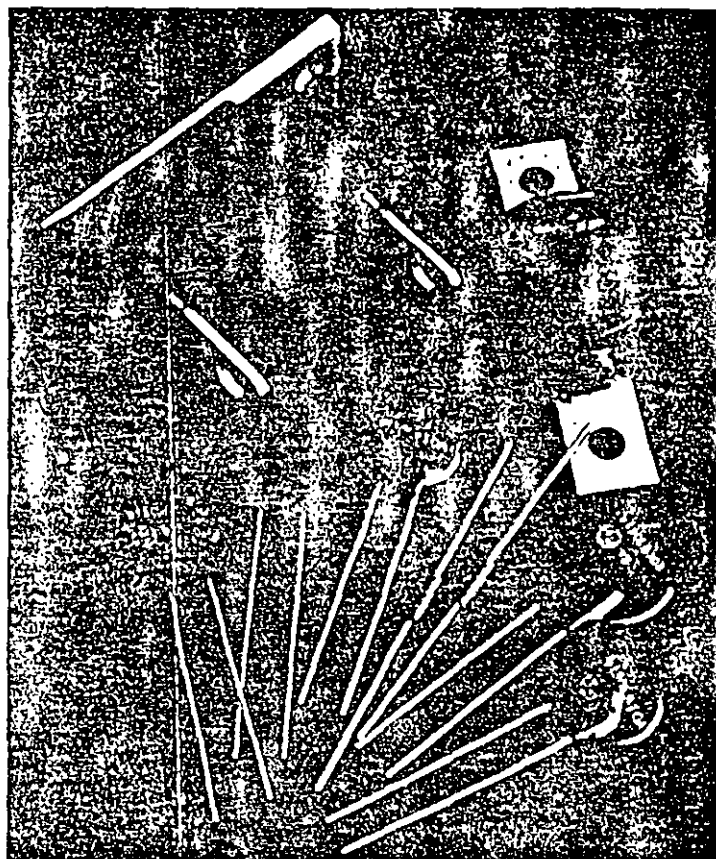
GE-MOV® II zinc oxide varistors are voltage dependent, symmetrical resistors which perform similar to back-to-back zener diodes in circuit protection and offer advantages in performance and economics. When exposed to high energy voltage transients, the varistor impedance changes from a very high standby 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 ($< 50 \text{ nsec.}$)
- 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
- $> 1000 \text{ V}$ 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																	
		15	35	75	95	130	150	275	290	420	480	550	575	1000					
		VOLTS — DC																	
		30	40	60	80	100	120	140	160	180	200	300	400	500	600	700	800		
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_m), 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-

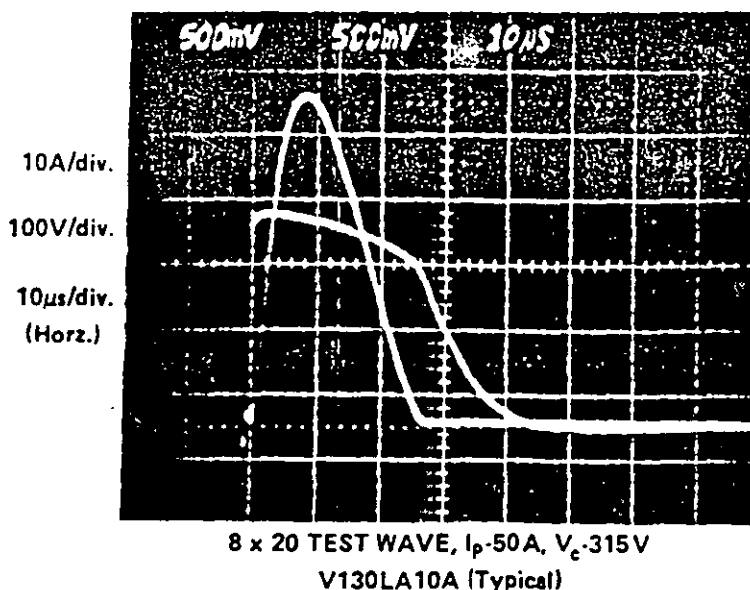
ergy absorbed in a varistor the following equation applies:

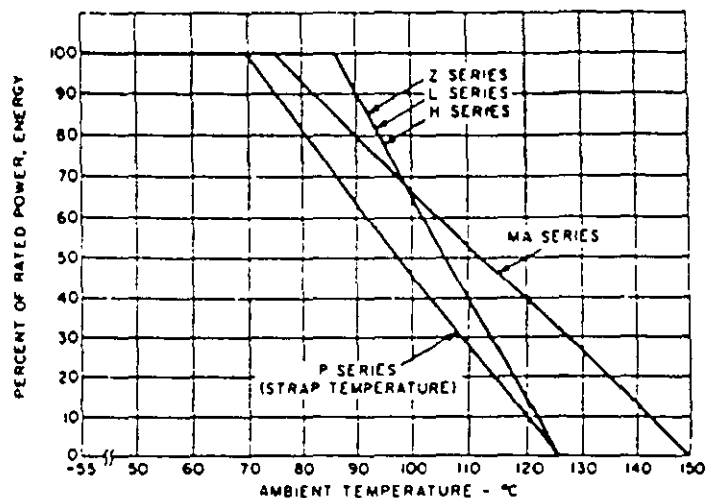
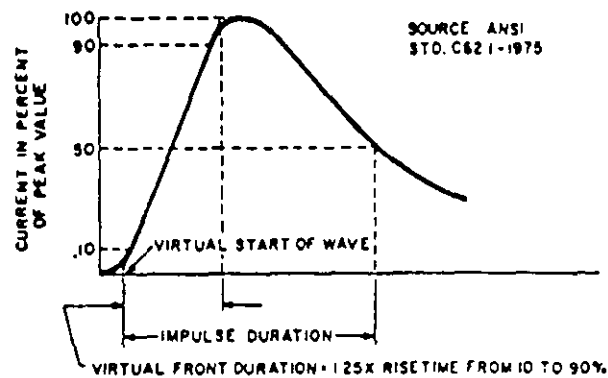
$$E = KV_c I \tau$$

where I is the peak current applied, V_c is the clamp voltage which results, τ 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_m) 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_m) 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.





PEAK CURRENT TEST IMPULSE WAVE
 μs front duration $\times 20 \mu\text{s}$ (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, $I_D = 20 \mu\text{A}$ typical, $200 \mu\text{A}$ maximum at $T_A = 25^\circ\text{C}$ 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 $10 \times 1000 \mu\text{s}$ 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 $8 \times 20 \mu\text{s}$ 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, 1 mA is applied for a duration of 20 microseconds to 5 seconds. For ac conditions, 1 mA peak 60 Hz wave is applied.
CLAMPING VOLTAGE, V_c	Maximum terminal voltage measured with an applied $8 \times 20 \mu\text{s}$ 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	$+75^\circ\text{C}$	$+85^\circ\text{C}$	$+85^\circ\text{C}$	$+75^\circ\text{C}^*$	$+85^\circ\text{C}^*$
Storage Temperature	-55 to $+150^\circ\text{C}$	-40 to $+125^\circ\text{C}$	-40 to $+125^\circ\text{C}$	-40 to $+125^\circ\text{C}$	-40 to $+125^\circ\text{C}$
HiPot Encapsulation, Volts DC For 1 Minute	1000	2500	2500	not applicable	2500
Voltage Temperature Coefficient	$-0.03\%/^\circ\text{C}$	$-0.05\%/^\circ\text{C}$	$-0.05\%/^\circ\text{C}$	$-0.05\%/^\circ\text{C}$	$-0.05\%/^\circ\text{C}$
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.



GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
MA

RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

MODEL NUMBER	MAXIMUM RATINGS (25°C)				CHARACTERISTICS				
	CONTINUOUS		TRANSIENT		V _{NOM} VARISTOR VOLTAGE @ 1.0 mA DC CURRENT		MAXIMUM CLAMPING VOLTAGE, V _C @ I _P = 2A (8 x 20 μs)	TYPICAL CAPACITANCE	MODEL SIZE (mm)
	DC VOLTAGE	RMS VOLTAGE	ENERGY (10 x 1000 μs)	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)					
	V _{DCM}	V _{acm}	W _{tm}	I _{tm}			TEST V _C	f = 0.1-1 MHz	
	VOLTS	VOLTS	JOULES (WATT-SEC)	AMPERES	VOLTS	TOL. %	VOLTS	PICOFARADS	
V33MA1A V33MA1B	23 26	18 20	0.13 0.15	40	33 33	20 10	73 67	300	3 3
V39MA2A V39MA2B	28 31	22 25	0.16 0.18	40	39 39	20 10	86 79	250	3 3
V47MA2A V47MA2B	34 38	27 30	0.19 0.21	40	47 47	20 10	99 90	210	3 3
V56MA2A V56MA2B	40 45	32 35	0.23 0.25	40	56 56	20 10	117 108	180	3 3
V68MA3A V68MA3B	48 56	38 40	0.26 0.30	40	68 68	20 10	138 127	150	3 3
V82MA3A V82MA3B	60 66	45 50	0.33 0.37	40	82 82	20 10	163 150	120	3 3
V100MA4A V100MA4B	72 81	57 60	0.40 0.45	40	100 100	20 10	200 185	100	3 3
V120MA1A V120MA2B	97 101	72 75	0.40 0.50	100	120 120	15 10	220 205	40	3 3
V150MA1A V150MA2B	121 127	88 92	0.50 0.60	100	150 150	15 10	255 240	32	3 3
V180MA1A V180MA3B	144 152	105 110	0.60 0.70	100	180 180	15 10	310 290	27	3 3
V220MA2A V220MA4B	181 191	132 138	0.80 0.90	100	220 220	15 10	380 360	21	3 3
V270MA2A V270MA4B	224 235	163 171	0.90 1.0	100	270 270	15 10	460 440	17	3 3
V330MA2A V330MA5B	257 274	188 200	1.0 1.1	100	330 330	15 10	570 540	14	3 3
V390MA3A V390MA6B	322 334	234 242	1.2 1.3	100	390 390	15 10	670 640	12	3 3
V430MA3A V430MA7B	349 365	253 264	1.5 1.7	100	430 430	15 10	740 700	11	3 3

Note: Power dissipation of transients not to exceed 200 milliwatts.



GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
Z
RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

MAXIMUM RATINGS (25°C)						CHARACTERISTICS					MODEL SIZE (mm)	
MODEL NUMBER	CONTINUOUS		TRANSIENT			V _{NOM} VARISTOR VOLTAGE @ 1mA DC TEST CURRENT		MAXIMUM CLAMPING VOLTAGE @ TEST CURRENT (8 x 20 μs)		TYPICAL CAPACITANCE f = 0.1-1 MHz		
	DC VOLTAGE	RMS VOLTAGE	DC VOLTAGE 5 MIN.	ENERGY (10 x 1000 μs)	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)							
	V _{DCM}	V _{acm}	V _{TM}	W _{tm}	I _{tm}	V _{NOM}		V _c	I _p			
	VOLTS	VOLTS	VOLTS	JOULES	AMPS	VOLTS	±TOL.%	VOLTS	AMPS	PICOFARADS		
V18ZA1 V18ZA3	14	10	18	0.5 3.0	250 1000	18	20	42 39	5 10	2,500 12,000	7 14	
V22ZA1 V22ZA3	18	14	22	0.6 3.0	250 1000	22	15	47 43	5 10	2,000 10,000	7 14	
V24ZA1 V24ZA4 V24ZA50	20 16 ^o	15 14	24	0.8 4.0 50.0*	250 1000 2000	24 24+	10 20	52 48 45	5 10 20	1,700 8,500 20,000	7 14 20	
V27ZA1 V27ZA4 V27ZA60	22 21 ^o	17	27	0.8 4.0 60.0*	250 1000 2000	27 27+	15	57 53 50	5 10 20	1,700 8,500 18,000	7 14 20	
V33ZA1 V33ZA5 V33ZA70	26 27 ^o	20 21	33	1.0 5.0 70.0*	250 1000 2000	33 33+	10	68 64 58	5 10 20	1,400 7,000 15,000	7 14 20	
V36ZA80	31 ^o	23	36	80.0*	2000	36+	10	63	20	12,000	20	
V39ZA1 V39ZA6	31	25	39	1.2 6.0	250 1000	39	10	79 76	5 10	1,200 6,000	7 14	
V47ZA1 V47ZA7	38	30	47	1.4 7.0	250 1000	47	10	92 89	5 10	1,000 5,000	7 14	
V56ZA2 V56ZA8	45	35	56	1.7 8.0	250 1000	56	10	107 103	5 10	800 4,000	7 14	
V68ZA2 V68ZA10	56	40	68	2.0 10.0	250 1000	68	10	127 123	5 10	700 3,500	7 14	
V82ZA2 V82ZA12	66	50	82	2.5 12.0	250 1000	82	10	152 147	5 10	600 3,000	7 14	
V100ZA3 V100ZA15	81	60	100	3.0 15.0	250 1000	100	10	180 175	5 10	500 2,500	7 14	
V120ZA1 V120ZA6	102	75	114	5.0 18.0	1000 4000	120	10	205 210	10 50	200 1,200	7 14	
V150ZA1 V150ZA8	127	95	143	6.0 22.0	1000 4000	150	10	250 255	10 50	170 1,000	7 14	
V180ZA1 80ZA10	153	115	171	7.0 27.0	1000 4000	180	10	295 300	10 50	140 800	7 14	

o: Power dissipation of transients not to exceed 0.25, 0.6, 1.0 watts for sizes 7, 14, 20 respectively.

1mA DC test current.

* Energy rating for impulse duration of 100 milliseconds decay time to one-half of peak current value.

o I_D = 200 μ A typical, 3 mA maximum.



GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES

L

RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

MODEL NUMBER	MAXIMUM RATINGS (25 °C)				CHARACTERISTICS							MODEL SIZE (mm)
	CONTINUOUS		TRANSIENT		V _{NOM} VARISTOR PEAK VOLTAGE			MAX. CLAMPING VOLTAGE V _C @ TEST CURRENT (8 x 20 μs)		TYPICAL CAPACITANCE f = 0.1-1 MHz		
	RMS VOLTAGE	DC VOLTAGE	ENERGY (10 x 1000 μs)	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)								
	V _{acm}	V _{DCM}	W _{tm}	I _{tm}	MIN.	MAX. @ 1 mA DC	MAX. @ 1 mA AC	V _C	I _p	PICOFARADS		
	VOLTS	VOLTS	JOULES	AMPERES	VOLTS	VOLTS	VOLTS	VOLTS	AMPS			
V95LA7A V95LA7B	95	130	20	4000	134	151 165	207 170	280 250	50 50	1250 1250	14 14	
V130LA1 V130LA2 V130LA10A V130LA20A V130LA20B	130	175	4 8 30 50 50	500 1000 4000 6000 6000	184	255 232 232 232 220	273 254 254 254 238	390 340 340 340 325	10 10 50 100 100	180 180 1000 1900 1900	7 7 14 20 20	
V150LA1 V150LA2 V150LA10A V150LA20A V150LA20B	150	200	4 8 30 55 55	500 1000 4000 6000 6000	212	284 268 268 268 243	301 282 282 282 255	430 395 395 395 360	10 10 50 100 100	150 150 800 1600 1600	7 7 14 20 20	
V250LA2 V250LA4 V250LA15A V250LA20A V250LA40A V250LA40B	250	330	8 15 30 55 90 90	500 1000 3000 4000 6000 6000	354	453 429 429 429 429 413	509 472 472 472 472 428	730 650 650 650 650 620	10 10 50 50 100 100	110 110 500 500 1000 1000	7 7 14 14 20 20	
V275LA2 V275LA4 V275LA15A V275LA20A V275LA40A V275LA40B	275	369	8 15 30 55 100 100	500 1000 3000 4000 6000 6000	389	515 473 473 473 473 453	579 522 522 522 522 495	775 710 710 710 710 680	10 10 50 50 100 100	100 100 450 450 900 900	7 7 14 14 20 20	
V300LA2 V300LA4	300	405	8 15	500 1000	420	565 517	607 579	870 775	10 10	90 90	7 7	
V320LA15A V320LA40A V320LA40B	320	420	60 100 100	4000 6000 6000	462	565 565 540	635 635 580	850 850 810	50 100 100	380 750 750	14 20 20	
V420LA20A V420LA40A V420LA40B	420	560	75 160 160	4000 6000 6000	610	748 748 690	800 800 752	1120 1120 1060	50 100 100	500 1000 1000	14 20 20	
V460LA20A V460LA40A V460LA40B	460	615	80 170 170	4000 6000 6000	640	825 825 790	878 878 800	1240 1240 1160	50 100 100	450 900 900	14 20 20	
V480LA20A V480LA40A V480LA80A V480LA80B	480	640	70 90 175 175	3000 4000 6000 6000	670	825 825 825 790	914 914 914 876	1240 1240 1240 1160	50 50 100 100	450 450 900 900	14 14 20 20	
V510LA20A V510LA40A V510LA80A V510LA80B	510	675	70 90 180 180	3000 4000 6000 6000	735	910 910 910 860	970 970 970 914	1350 1350 1350 1280	50 50 100 100	400 400 800 800	14 14 20 20	
V550LA20A V550LA40A V550LA80A V550LA80B	550	700	80 100 210 210	3000 4000 6000 6000	775	1000 1000 1000 960	1060 1060 1060 1010	1500 1500 1500 1410	50 50 100 100	370 370 750 750	14 14 20 20	
V575LA20A V575LA40A V575LA80A V575LA80B	575	730	80 100 210 210	3000 4000 6000 6000	805	1000 1000 1000 960	1060 1060 1060 1010	1500 1500 1500 1410	50 50 100 100	370 370 750 750	14 14 20 20	
V1000LA80A V1000LA160A V1000LA160B	1000	1200	180 350 350	4000 6000 6000	1425	1800 1800 1650	1900 1900 1750	2700 2700 2420	50 100 100	200 400 400	14 20 20	

Note: Power dissipation of transients not to exceed 0.25, 0.6, 1.0 watts for 7, 14, 20 respectively.



GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
P

RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

MODEL NUMBER	MAXIMUM RATINGS (25°C)					CHARACTERISTICS				
	CONTINUOUS		TRANSIENT			V _{NOM} VARISTOR PEAK VOLTAGE @ 1 mA AC		MAXIMUM CLAMPING VOLTAGE, V _C @ TEST CURRENT (8 x 20 μs)		TYPICAL CAPACITANCE
	RMS VOLTAGE	DC VOLTAGE	ENERGY (10 x 1000 μs)	MAXIMUM POWER DISSIPATION*	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)					
	V _{acm}	V _{DCM}	W _{tm}		I _{tm}	MIN.	MAX.	V _C	I _p	f = 0.11 MHz
	VOLTS	VOLTS	JOULES	WATTS	AMPERES	VOLTS	VOLTS	VOLTS	AMPS	PICOFARADS
V130PA 10A 20A 20B 20C	130	175	30 50	8 15	4000 6000	184	254 254 254 230	360 360 340 325	50 100 100 100	1800 2400
V150PA 10A 20A 20B 20C	150	200	30 50	8 15	4000 6000	212	301 301 301 255	420 420 395 360	50 100 100 100	1500 2000
V250PA 20A 40A 40B 40C	250	330	50 90	7 13	4000 6000	354	472 472 472 428	675 675 675 620	50 100 100 100	900 1200
V275PA 20A 40A 40B 40C	275	369	50 90	7 13	4000 6000	389	522 522 522 495	740 740 710 680	50 100 100 100	800 1100
V320PA 40A 40B 40C	320	420	100	12	6000	462	635 635 550	850 810 780	100 100 100	1000
V420PA 20A 40A 40B 40C	420	560	80 160	5 10	4000 6000	610	800 800 800 752	1160 1160 1120 1020	50 100 100 100	900 1200
V460PA 20A 40A 40B 40C	460	612	90 170	5 10	4000 6000	640	878 878 878 800	1280 1280 1240 1160	50 100 100 100	800 1100
V480PA 40A 80A 80B 80C	480	640	100 180	5 10	4000 6000	670	914 918 918 878	1280 1280 1240 1160	50 100 100 100	800 1100
V510PA 40A 80A 80B 80C	510	675	100 180	5 10	4000 6000	735	970 970 970 914	1410 1410 1350 1280	50 100 100 100	750 1000
V550PA 40A 80A 80B 80C	550	700	120 210	5 9	4000 6000	775	1115 1115 1115 1010	1560 1560 1500 1410	50 100 100 100	700 900
75PA 40A 80A 80B 80C	575	730	120 210	5 9	4000 6000	805	1115 1115 1115 1010	1560 1560 1500 1410	50 100 100 100	700 900
V660PA 100A B C	660	850	250	9	6000	940	1265 1265 1100	1820 1730 1650	100 100 100	800

*Note: Average power dissipation of transients rated for up to 5-minute periods on a non-repetitive basis.



GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
HE

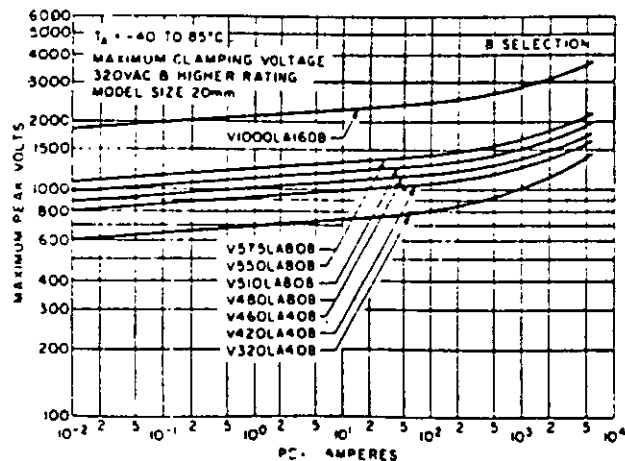
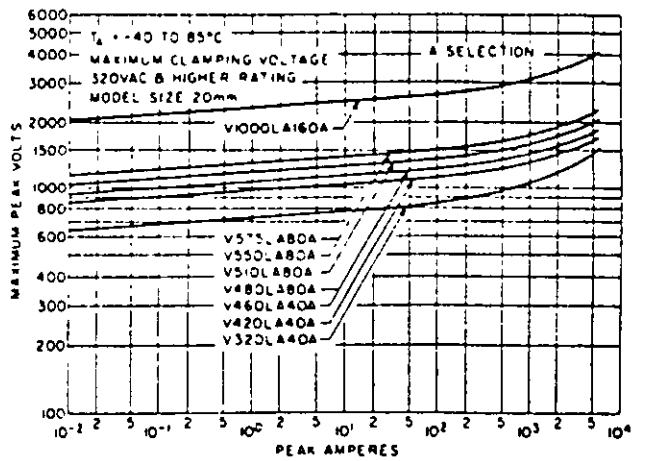
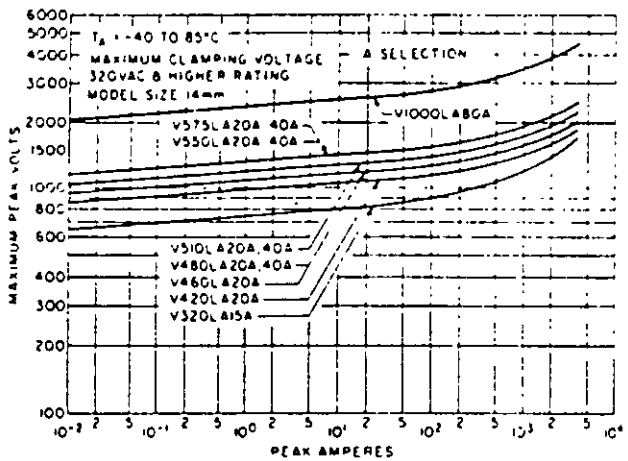
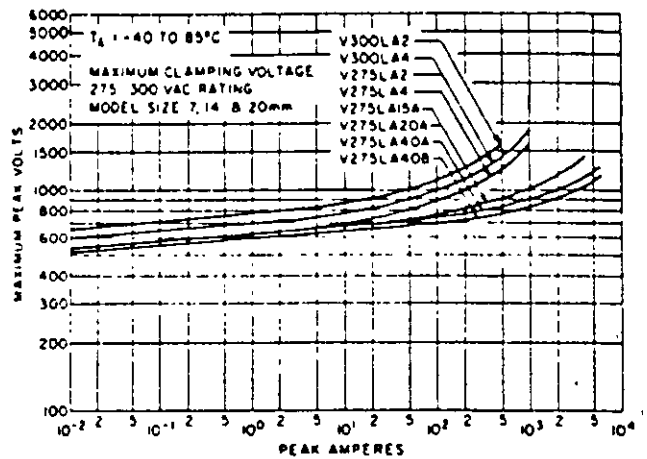
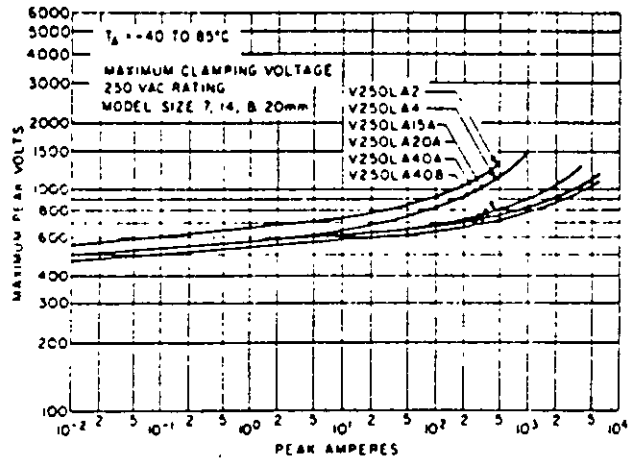
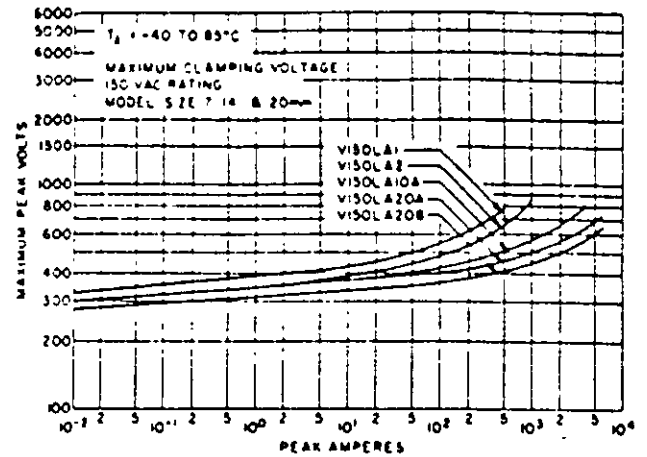
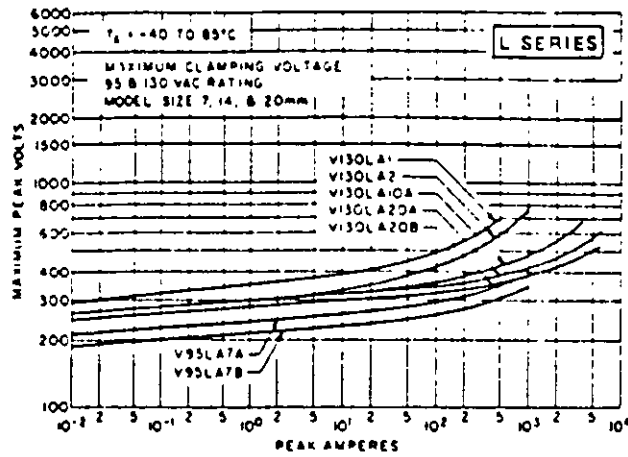
RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

MODEL NUMBER	MAXIMUM RATINGS (25°C)				CHARACTERISTICS			
	CONTINUOUS		TRANSIENT		V _{NOM} VARISTOR PEAK VOLTAGE @ 1 mA AC		MAXIMUM CLAMPING VOLTAGE, V _C @ 300 AMPS (8 x 20 μs)	TYPICAL CAPACITANCE
	RMS VOLTAGE	DC VOLTAGE	ENERGY (10 x 1000 μs)	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)				
	V _{acm} VOLTS	V _{DCM} VOLTS	W _{tm} JOULES	I _{tm} AMPERES	MIN. VOLTS	MAX. VOLTS	V _C VOLTS	f = 0.1-1 MHz PICOFARADS
V130HE150	130	175	200	15,000	184	254	365	4700
V150HE150	150	200	220	15,000	212	282	425	4000
V250HE250	250	330	330	20,000	354	472	690	2500
V275HE250	275	369	360	20,000	389	522	760	2250
V320HE300	320	420	390	20,000	462	635	860	1900
V420HE400	420	560	400	25,000	610	800	1200	1400
V480HE450	480	640	450	25,000	670	914	1320	1300
V510HE500	510	675	500	25,000	735	970	1450	1200
V575HE550	575	730	550	25,000	805	1060	1600	1100
V660HE600	660	850	600	25,000	940	1265	1850	900

The HE Series GE-MOV® II varistor is especially suited to industrial applications where ruggedness and electrical isolation requirements are of prime importance. Employing a 32mm isolated varistor disc which is directly connected to 1.6mm x 13mm strap leads, the High Energy varistor series is lowest in package inductance. By combining the rugged terminal construction with the large area varistor, disc current ratings up to 25,000 amperes have been achieved with clamp ratios at 300 amperes of less than two. These high current ratings, accompanied by energy ratings of up to 600 joules, allow varistors to be used for protection of switching transients with AC motors in the hundred horsepower range, as well as other industrial applications where system power levels exceed 25 kVA.

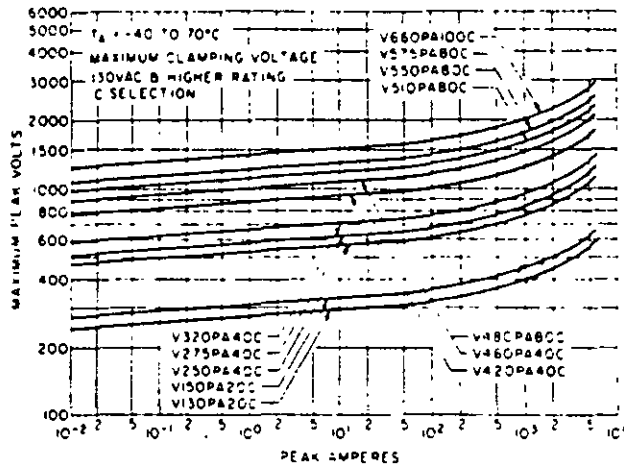
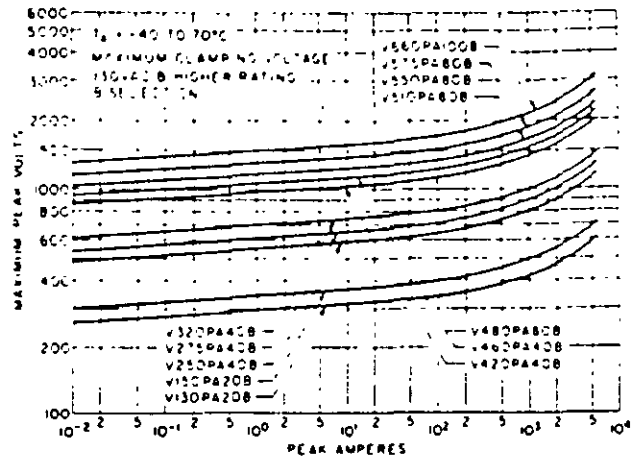
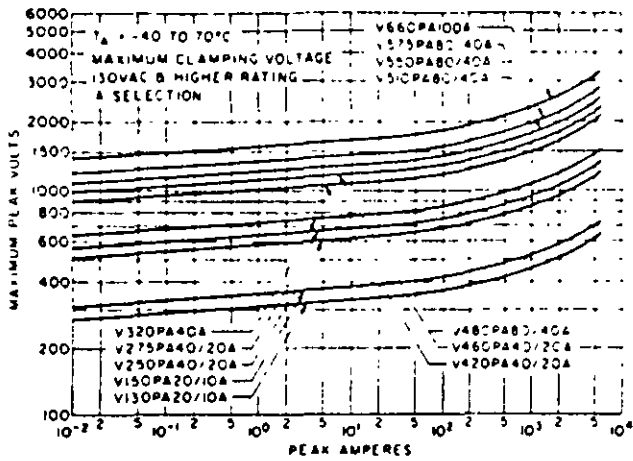
Maximum Weight	120 gm
Isolation Voltage Between Terminal and Baseplate.	2500V
Minimum Strike and Creep Distance	
Terminal To Terminal	1.4 in (3.5cm)
Terminal To Baseplate	0.80 in (2.0cm)

TRANSIENT V-I CHARACTERISTICS

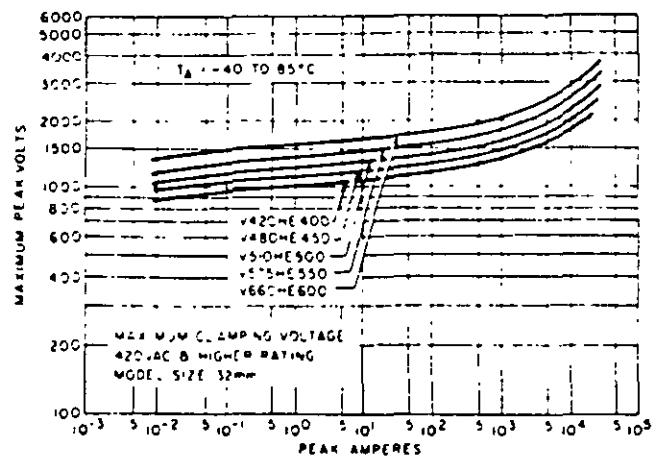
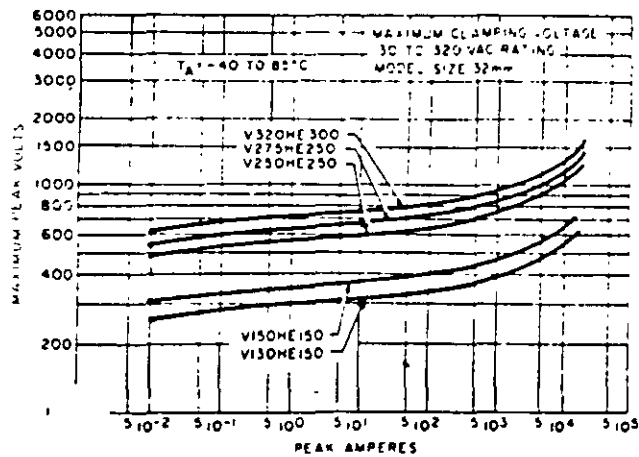


TRANSIENT V-I CHARACTERISTICS

P SERIES

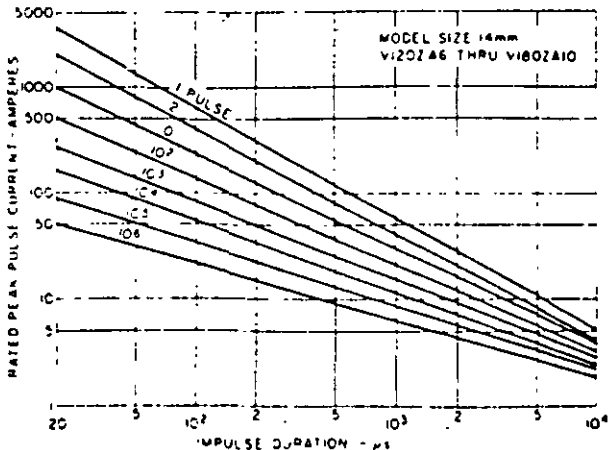
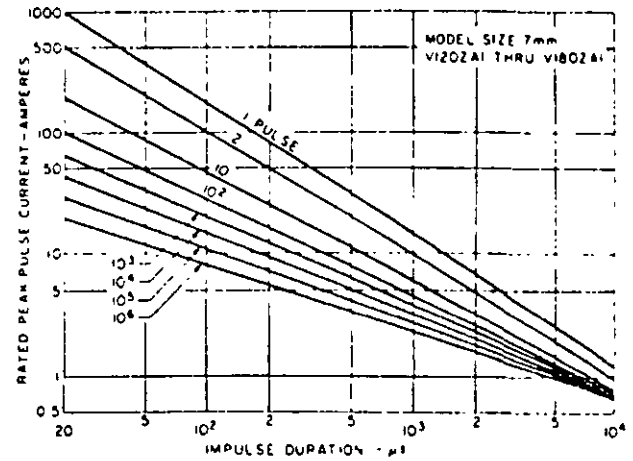
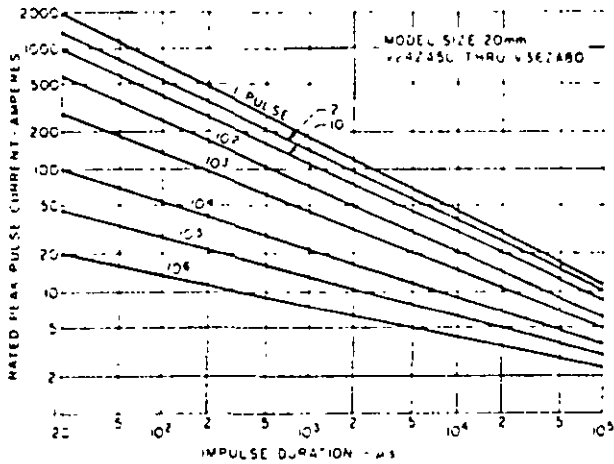
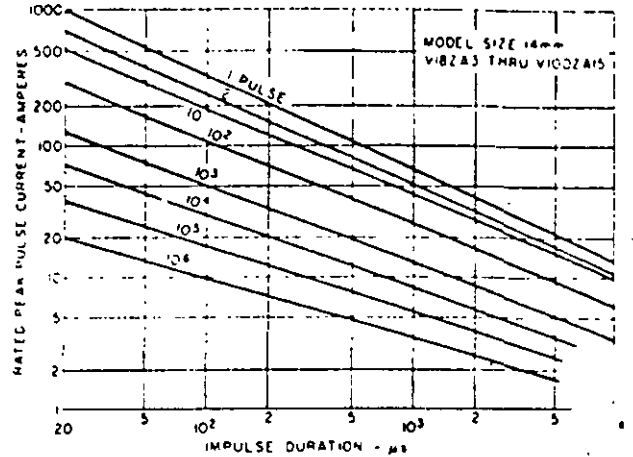
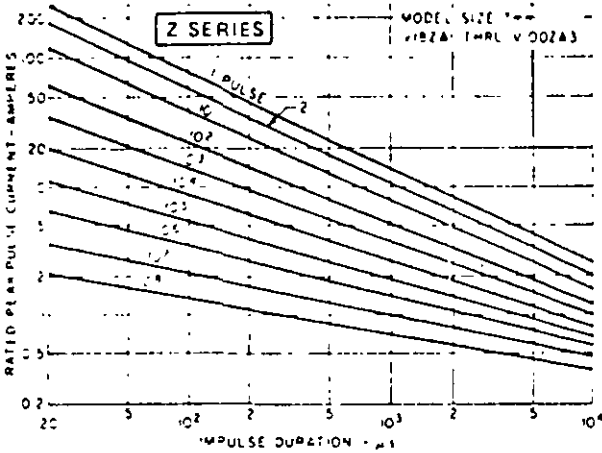
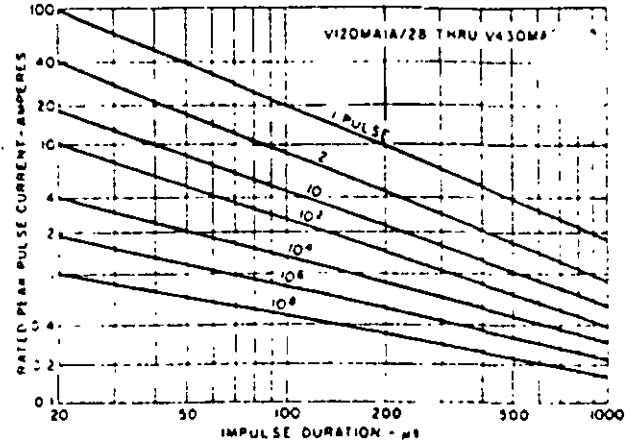
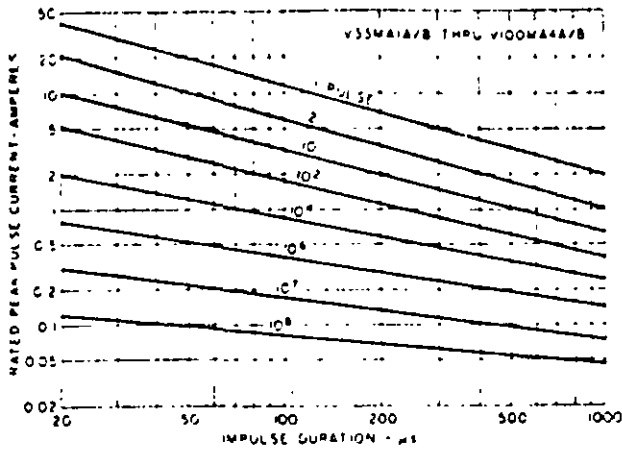


HE SERIES



MA SERIES

PULSE LIFETIME RATINGS



NOTE.

End of lifetime is defined as a degradation failure which occurs when the device exhibits a shift in the varistor voltage at one (1) milliampere in excess of $\pm 10\%$ of the initial value. This type of failure is normally a result of a decreasing V_1 value, but does not prevent the device from continuing to function. However, the varistor will no longer meet the original specification. Note: for models V24ZA50, V27ZA60, V33ZA70 and V36ZA80 the applicable test current is 10mA.

COMPARACIÓN DE LOS MÉTODOS DE DISEÑO PARA PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (PARARRAYOS)

MÉTODO DE LA VARILLA FRANKLIN

- *Viejo concepto de protección contra descargas atmosféricas*
- *Basado en la tecnología que data de 1752, cuando Benjamin Franklin lo empezó primeramente experimentando con el mecanismo pararrayos.*
- *Ofrece un cono de protección basado sobre la altura de instalación encima de la estructura.*
- *Supone un ángulo positivo de las proyecciones y de los componentes estructurales dentro del cono son considerados para ser protegidos contra descargas atmosféricas directas.*
- *Simple de aplicar*
- *Útil para estructuras de bajo a ,media altura.*
- *Sin embargo las terminales o varillas necesitan estar al menos 0.5 m arriba de la altura de la proyección y los conductores*
- *Los conductores de bajada son espaciados en al menos cada 30 metros para una tierra mallada..*

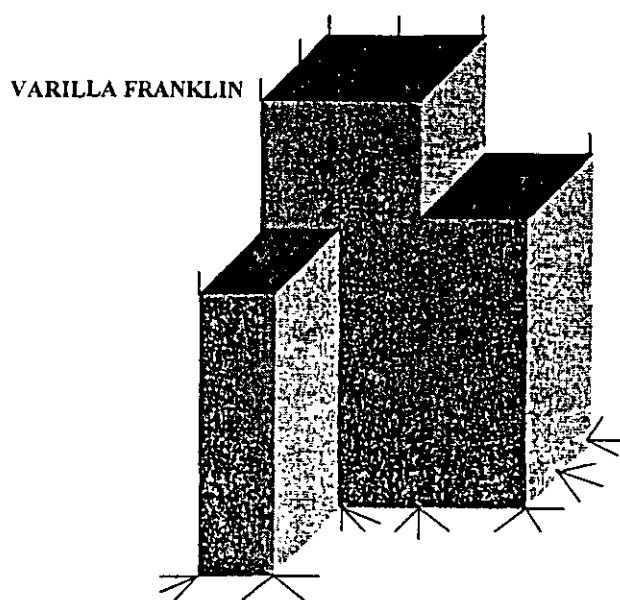


Fig. No. 0. Método de la varilla de Franklin

MÉTODO DE DISEÑO DE JAULA DE FARADAY

- *Concepto de diseño es también basado sobre la vieja tecnología (como la varilla de Franklin)*
- *Puede ser muy caro de instalar*
- *El sistema trabaja sobre el principio de una jaula de metal al ser instalado ese encierra la estructura completamente, y además protege a la estructura de los efectos de descargas atmosféricas directas.*
- *La jaula tradicional de Faraday puede incluir terminales o varillas aéreas horizontales donde los conductores externos que descienden verticalmente desde a terminales aéreas, las cuales pueden ser horizontalmente depositadas en un conjunto de intervalos.*
- *Posibilidad remanente para el acoplamiento magnético para destruir la sensibilidad del equipo electrónico, debido a la amplia apertura entre los conductores.*

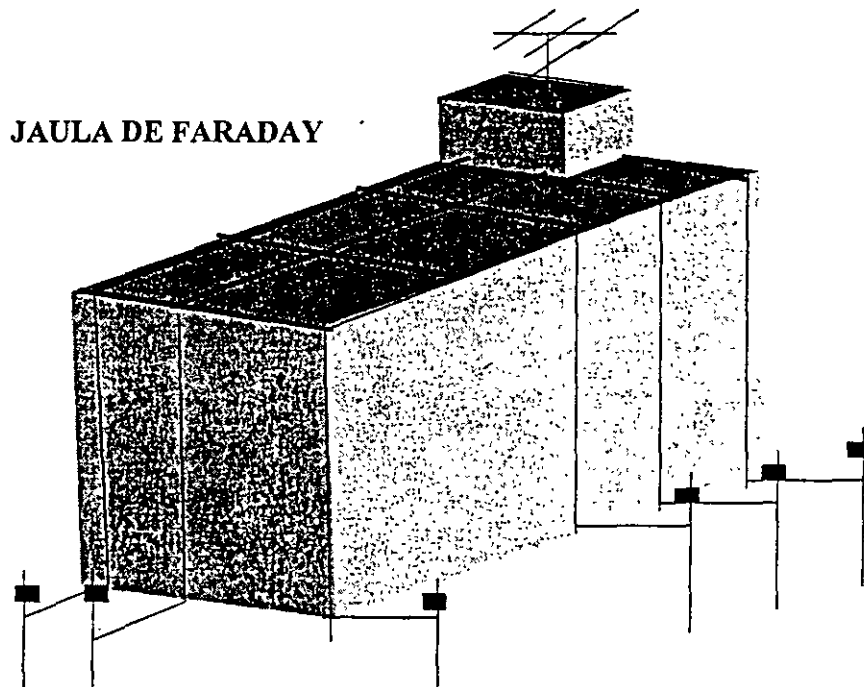


Figura No. 1. Método de la Jaula de Faraday

DISEÑO DE ESFERA RODANTE

- *Método de diseño más complicado usado por los diseñadores de protección de descargas atmosféricas convencionales.*
- *Una esfera imaginaria es rodada sobre la estructura y si la esfera toca al edificio, esto es considerado para requerir una terminal o varilla aérea.*

- La principal limitación del método de la Esfera Rodante es que indica igual posibilidad para la iniciación primaria para todos los puntos del edificio, sin tomar en cuenta la intensificación del campo eléctrico creada por la forma geométrica.
- Puede ser muy caro como el método que conduce a un sobre diseño.
- La esfera es de un radio específico de 45 metros para un nivel de protección estándar (descargas de kA y arriba ó 93 % de nivel estadístico. Un radio de 20 metros es recomendado para protección de zonas conteniendo sustancias o materiales inflamables o explosivos.

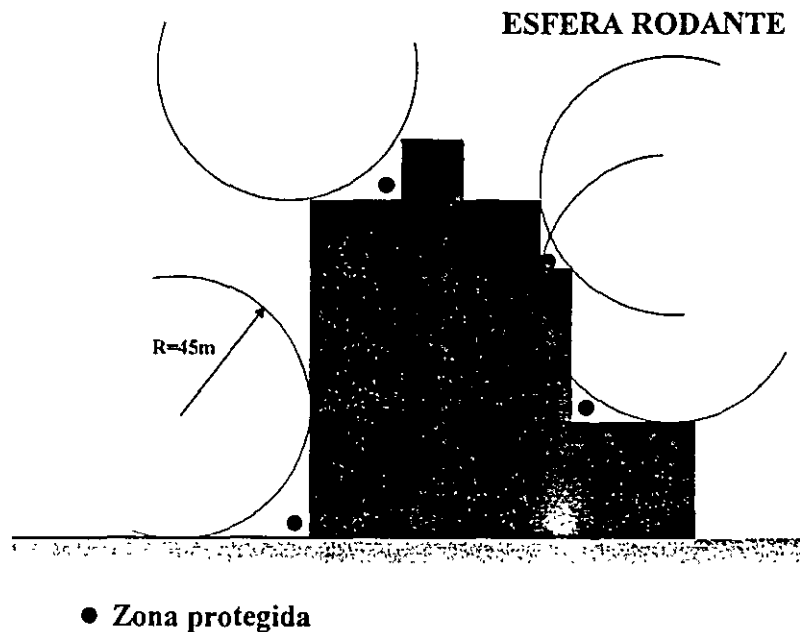


Figura No. 2. Diseño de protección usando el método de la Esfera Rodante

MÉTODO DE DISEÑO DE VOLUMEN ACUMULADO

- El más reciente método de diseño basado sobre el trabajo del Dr. A. J. Eriksson.
- Una detallada descripción puede ser encontrada en los Estándares de Protección de Descargas Atmosféricas NZS / AS1768-1991, sección A8.
- A diferencia del método de Protección de Cono el Volumen Concentrado provee un método cuantitativo basado en parámetros.
- Los parámetros de diseño incluyen la altura de la estructura, intensificación del campo de proyecciones estructurales, carga primaria, altura del sitio y velocidades relativas de los primeros o líderes interceptados.

- Ofrece un más rigurosos enfoque para el diseño de protección de descargas atmosféricas.
- Existe software que aplica este método.
- Para propósitos de diseño una distancia del radio del hemisferio de descarga lo cual relacionado a un deseado nivel de protección y a la velocidad relativa de los líderes ascendentes o descendentes son tomados en cuenta.
- Los líderes entrantes de la periferia exterior de los hemisferios están probablemente dispuestos a continuar su movimiento de descenso y para interceptar un diferente líder ascendente (emitido desde una estructura alternativa o incorporado sobre la tierra) principal para el desarrollo de una parábola limitante.
- El volumen encerrado es conocido como Volumen Acumulado o Collección Volume.

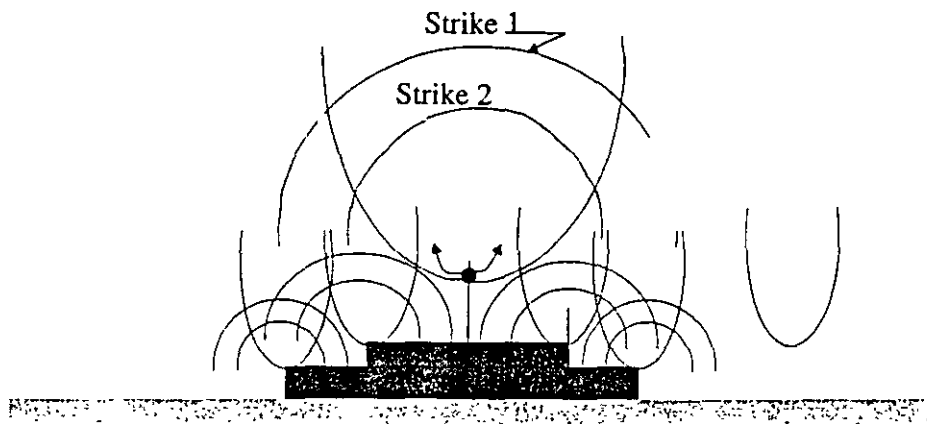


Fig. No. 3. Método de diseño de Volumen Acumulado..

- La Tabla No. 1, tomada de NZS/AS1768-1991, ilustra la distribución estadística de los parámetros de descargas atmosféricas.

Se puede observar en el punto 3 en la tabla puede ser usado en la determinación de los niveles estadísticos de protección. Usando la ecuación que se describe a continuación, donde los niveles de protección están directamente relacionados al pico de descarga de corriente I , y la correspondiente carga líder, Q :

$$I = 10.6 \cdot Q^{0.7},$$

donde: I esta medido en kA y Q en Coulombs.

Tabla No.1 Distribución de las principales características de las descargas atmosféricas a tierra. (tabla A1 NZS /As1768-1991.

No.	CARACTERÍSTICAS DE LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS	PORCENTAJE DE EVENTOS QUE TIENEN VALOR DE CARACTERISTICAS MÁS GRANDE QUE EL VALOR MOSTRADO ABAJO							
		99	90	75	50	25	10	1	UNIDAD
1	Número de componentes de descarga	1	1	2	3	5	7	12	
2	Intervalo de tiempo entre descargas	10	25	35	55	90	150	400	ms
3	Corriente de la primera descarga. I_{max}	5	12	20	30	50	80	130	kA
4	Corriente pico de la descarga subsecuente I_{max}	3	6	10	15	20	30	40	kA
5	Primera descarga $(di/dt)_{max}$	6	10	15	25	30	40	70	GA/s
6	Desacarga subsecuente $(di/dt)_{max}$	6	15	25	45	80	100	200	GA/s
7	Total de carga proporcionada	1	3	6	15	40	70	200	C
8	Carga de corriente remanente	6	10	20	30	40	70	100	A
9	Corriente remanente I_{max}	30	50	80	100	150	200	400	A
10	Duración total del relámpago	50	100	250	400	600	900	1500	A
11	Acción integral	100	300	1000	5000	30000	10e+5	5e+5	A ² S

Tabla No. 2. Probabilidad estadística de un líder descendiente excediendo el pico de corriente indicado.

Carga Líder (Q)	Pico de Corriente (I)	Valor Excedido en Porcentaje	Nivel de Portección
0.5 C	6.5 kA	98%	Alto
0.0 C	10 kA	93%	Mediano
1.5 C	16 kA	85%	Estándar

La tabla No. 2 puede ser construida a partir de la anterior expresión y por medio de extrapolación de la tabla No. 1. La figura No. 3 muestra un líder hacia abajo aproximándose a un punto aislado aterrizado. Una distancia de hemisferio de descarga es establecida cerca a este punto. El radio es dependiente sobre la carga sobre la cabeza líder y corresponde a la distancia donde la fuerza del campo eléctrico viene a ser adecuado para iniciar una intercepción del líder hacia arriba.

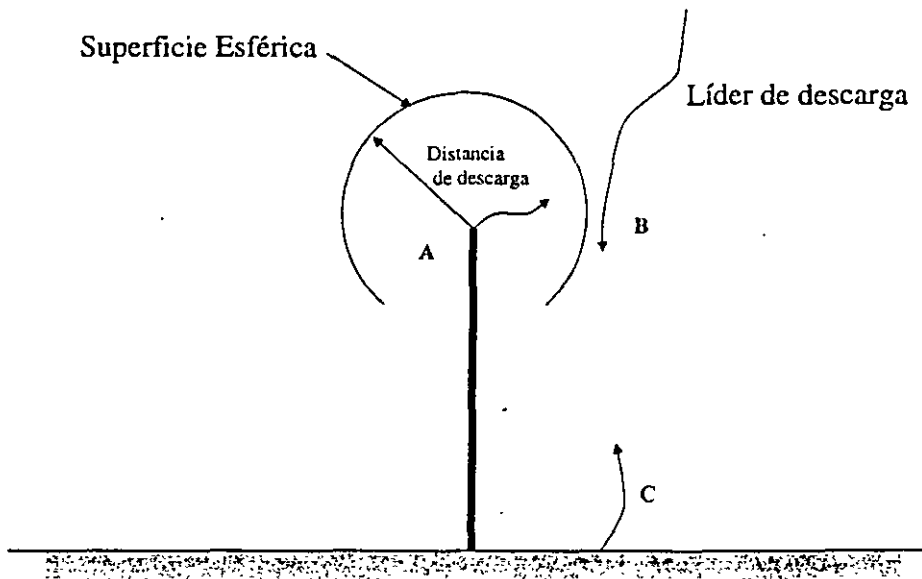


Fig. 3 . Superficie esférica con radio de distancia de descarga cercano al punto A

La distancia de descarga del hemisferio revela que los líderes del rayo con débil carga eléctrica se acercan mucho mas cercanamente a el punto de tierra antes de llevar a cabo las condiciones criticas para la iniciación del líder hacia arriba. La mayor magnitud de carga, la más grande distancia entre el líder y el punto de tierra cuando las condiciones criticas son llevadas a cabo.

Para propósitos de diseño un radio de un hemisferio puede ser seleccionado el cual relacionado a un nivel deseado de protección. El método de Volumen de Acumulado toma en cuenta las velocidades relativas de ascenso y descenso de los líderes. No todos los líderes los cuales entran a una distancia del hemisferio de descarga el cual procederá a la intercepción. Los líderes entrantes a la periferia exterior de los hemisferios son probablemente para continuar su movimiento descendente y para interceptar a un líder ascendente diferente (emitido de alguna estructura alternativa o incorporado sobre la tierra). Esto conduce al desarrollo de una parábola limitante. El volumen encerrado es conocido como Volumen Concentrado. Un líder progresando en forma descendente entrando a este volumen es garantizado la intercepción. La figura No. 4 muestra como la velocidad de la parábola limita el tamaño del Volumen Concentrado.

Diseñando con Volúmenes Concentrados usando parámetros de descargas atmosféricas derivados de estadísticas como en la tabla 3 proveerá diseñadores con mejor análisis

de riesgo. Magnitudes de Volúmenes Concentrados son determinados de acorde a la corriente pico. Eso es, si los diseñadores desean un alto nivel de protección (pico de corriente de 6.5 kA), 98% de todos los rayos exceden este valor. Descargas de mucho mayor magnitud tendrá grandes Volúmenes Concentrados los cuales crean más grandes traslapes o superposiciones en el área de captura de las terminales aéreas.

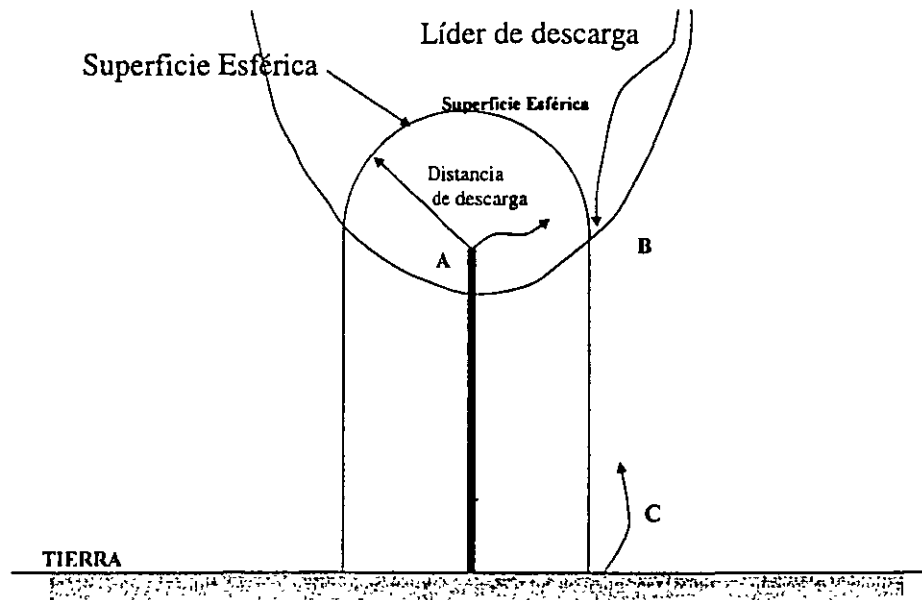


Fig. 4 . Volumen Concentrado formado por lugar geométrico de igual probabilidad y su superficie esférica.

Un diseño basado sobre descargas de pequeño pico de corriente puede ser considerado moderado. El diseño ejecutado al 98 %. Alto nivel no significa que todas las descargas o rayos menores que este nivel se perderán en una terminal aérea. Hay simplemente una oportunidad estadística de algunas descargas que pueden no ser interceptadas con un líder ascendente emanando desde dentro del Volumen Concentrado.

El modelo Volumen Concentrado asume todos los puntos sobre la estructura son puntos potenciales de descarga, y como tal como la natural exhibición de los Volúmenes Concentrados.

Los programas de cómputo evalúan la correspondiente intensidad de campo eléctrico en cada etapa y compara la intensificación de los puntos que intervienen (esquinas y orillas de edificios, antenas equipo, mástiles, etc.). Evalúan cualquier punto que generará primero el movimiento ascendente del líder el cual encuentra a el líder hacia descendente. La primer descarga retorna un sonido sigue la trayectoria del líder ascendente / descendente Un radio atractivo para cada punto relevante puede ser entonces calculado.

Los grandes Volúmenes Concentrados de terminales de aire realizados significa que pocas terminales son requeridos sobre una estructura. Ellos deberán ser posicionados tal que sus volúmenes concentrados traslapan los volúmenes de los Volúmenes Concentrados pequeños naturales de las proyecciones de la estructura.

La figura 5 muestra el Concepto de los Volúmenes Concentrados cuando es aplicado a una estructura.

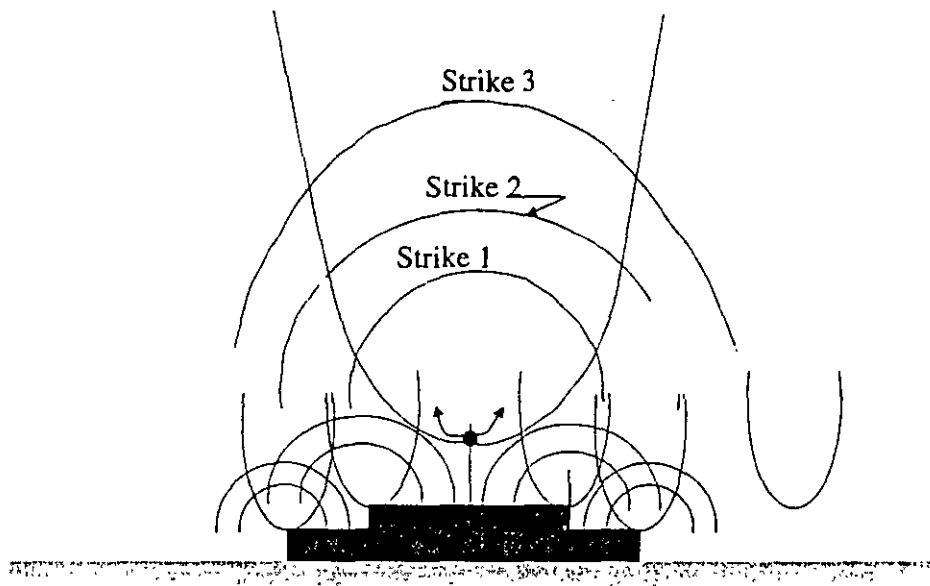
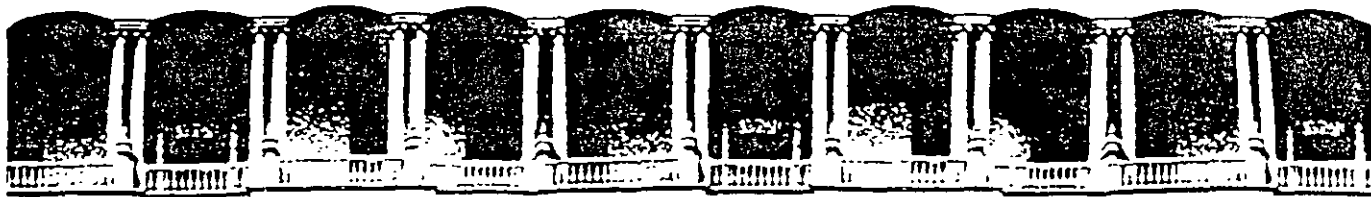


Figura No. 5 . El concepto del diseño Volumen Acumulado

REFERENCIA

ERICO, Web. www.erico.com



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*LEY FEDERAL SOBRE METROLOGÍA Y
NORMALIZACIÓN PUBLICADA EN EL D. O. F.
EL 1º. DE JULIO DE 1992.*

ULTIMA REFORMA: 20 DE MAYO DE 1997.

EXPOSITOR: ING. HECTOR SÁNCHEZ C.
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION

(PUBLICADA EN EL D. O. F. EL 1o. DE JULIO DE 1992)

- Última reforma : 20 de mayo de 1997 - Entrada en vigor: 1º de agosto de 1997 (1er. transitorio).

Objeto : En materia de Metrología.-

*** Establecer el Sistema General de Unidades de Medida.**

*** Instituir el Sistema Nacional de Calibración.**

*** Crear el Centro Nacional de Metrología, como organismo de alto nivel técnico en la materia.**

En materia de Normalización, Certificación, Acreditamiento y Verificación.-

*** Fomentar la transparencia y eficiencia en la elaboración y observancia de Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas.**

*** Instituir la Comisión Nacional de Normalización**

*** Coordinar las actividades de Normalización, Certificación, Verificación y Laboratorios de Prueba de las Dependencias.**

Definiciones :

- Evaluación de la conformidad : La determinación del grado de cumplimiento con las NOM's ó la conformidad con las NMX, las Normas Internacionales u otras Especificaciones.

- **Acreditación** : El acto por el cual una Entidad de Acreditación reconoce la competencia técnica y confiabilidad de personas Acreditadas para la Evaluación de la Conformidad.

- **Personas Acreditadas** (Reconocidas por una Entidad de Acreditación para la Evaluación de la Conformidad :

*Organismos de Certificación

*Laboratorios de Prueba

*Laboratorios de Calibración y

*Unidades de Verificación,.

- **Calibración de instrumentos para medir** : Constatación de la exactitud de dichos instrumentos dentro de las tolerancias y de mas requisitos establecidos en las NOM's y en su caso, su ajuste cuando lo permita el instrumento .

- **Certificación** : Procedimiento por el cual se asegura que un producto, proceso, sistema o servicio, se ajusta a las Normas o Lineamientos o Recomendaciones de Organismos dedicados a la Normalización nacionales o internacionales.

COMISION NACIONAL DE NORMALIZACION

- La Comisión Nacional de Normalización : Es el Organo cúpula en materia de Normalización en nuestro País.

- Propósito : Coadyuvar en la política de normalización y coordinar las actividades que en esta materia desarrollan las Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal.

- Está integrada por :

* Los Subsecretarios de todas las Secretarías.

- * Organismos Nacionales de Normalización
 - * Representantes de la ANUIE's, Cámaras y Asociaciones de Industriales y Comerciales del País.
 - * Titulares de CONACYT, PROFECO, Institutos de Investigación y el Centro Nacional de Metrología.
- Tiene las siguientes funciones, entre otras :
- * Aprobar anualmente el Programa Nacional de Normalización.
 - * Resolver discrepancias que puedan presentarse en los trabajos de los CCNN.
 - * Dictar Lineamientos para la organización de los CCNN y de los Comités de Evaluación.

NORMAS OFICIALES MEXICANAS

- Norma Oficial Mexicana (NOM) : Regulación técnica de observancia obligatoria expedida por las Dependencias competentes.
- Establece reglas, especificaciones, directrices o características aplicables a productos, procesos, instalaciones o servicios cuando estos puedan constituir un riesgo para :
 - * La seguridad de las personas
 - * La salud humana, animal o vegetal
 - * El medio ambiente general y laboral
 - * La preservación de recurso naturales
 - * Las condiciones de salud, seguridad e higiene que deben observarse en los centros de trabajo y otros centros públicos de reunión.

- Los criterios, reglas, instructivos, manuales, circulares, lineamientos, procedimientos u otras disposiciones de carácter obligatorio que requieran establecer las Dependencias, solo podrán expedirse como NOM's.

- En la elaboración de las NOM's participarán las Dependencias a quienes corresponda la regulación o control del producto, servicio, proceso o instalación a normalizarse.

- Corresponde a las Dependencias elaborar los anteproyectos de NOM's y someterlos a los CCNN.

* Los CCNN, con base en los anteproyectos mencionados, elaborarán a su vez los proyectos de NOM's .

- Los CCNN cuentan con un plazo de 75 días naturales para formular las observaciones pertinentes a los anteproyectos que les presenten las Dependencias.

* La Dependencia que elaboró el anteproyecto de Norma debe contestar fundadamente las observaciones presentadas por el Comité en un plazo no mayor de 30 días naturales, haciendo las modificaciones si procede.

* Si la Dependencia no considera justificadas las observaciones presentadas por el Comité, podrá solicitar a la presidencia de éste, sin modificar su anteproyecto, ordene la publicación como proyecto, en el DOF.

- Los proyectos de NOM's se deben ajustar a lo siguiente :

* Se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales los interesados presenten sus comentarios al CCNN correspondiente.

* Al término del plazo anterior el CCNN correspondiente estudiará los comentarios recibidos y en su caso, procederá a modificar el proyecto en un plazo que no excederá los 45 días naturales .

* Las respuestas a los comentarios recibidos y las modificaciones al proyecto, deben publicarse en el DOF, cuando menos 15 días naturales antes de la publicación de la NOM.

* Una vez aprobadas por el CCNN respectivo, las NOM's serán expedidas por la Dependencia competente y publicadas en el DOF.

- Las NOM's deben revisarse cada 5 años. Los resultados de dicha revisión deben notificarse al Secretariado Técnico de la CNN en un plazo no mayor de 60 días posteriores al término del período quinquenal correspondiente.

* De no hacerse esta notificación las NOM's perderán su vigencia. La CNN podrá solicitar a la Dependencia su cancelación.

NORMAS MEXICANAS

- Norma Mexicana (NMX) : La que elabore un Organismo Nacional de Normalización, o la Secretaría. Sirve como marco de referencia para fijar la calidad de productos, procesos, instalaciones o servicios, así como para la protección y orientación de los consumidores.

- Las Normas Mexicanas son de aplicación voluntaria. Las Dependencias pueden requerir, en una NOM, su observancia para fines determinados.

* Estas Normas en ningún caso podrán tener especificaciones inferiores a las establecidas en las NOM's.

* Su campo puede ser Nacional, Regional o Local.

- Las Normas elaboradas por los Organismos Nacionales de Normalización, Cámaras, Colegios de profesionistas, Asociaciones, Empresas, Dependencias, se pueden expedir como NMX.

- Las NMX deben ser revisadas o actualizadas cada 5 años.

* Los resultados de dicha revisión o actualización, deben notificarse al Secretariado Técnico de la CNN. De no hacerlo, éste ordenará su cancelación.

OBSERVANCIA DE LAS NORMAS

- Todos los Productos, Procesos, Métodos, Instalaciones o Servicios, deberán cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas.

- Cuando un producto o servicio deba cumplir una determinada NOM, sus similares a importarse deben cumplir las especificaciones establecidas en dicha Norma.

* Los Productos o Servicios a importarse deberán contar con la Autorización de la Dependencia competente para regular el Producto o Servicio correspondiente.

* Cuando no exista NOM, las Dependencias competentes podrán requerir que los Productos o Servicios a importarse satisfagan especificaciones Internacionales, las del País de origen o las del Fabricante.

- En una controversia de carácter civil, mercantil o administrativo, cuando no se especifiquen las características de los bienes o servicios, las Autoridades competentes, en sus resoluciones :

* Deben tomar como referencia las NOM's y en su defecto las NMX.

ACREDITACION

- La Acreditación de : Organismos de Certificación, Laboratorios de Prueba, Laboratorios de Calibración y Unidades de Verificación, será a través de las **Entidades de Acreditación.**

- Para operar como **Entidad de Acreditación** se requiere la Autorización de la Secretaría, previa opinión favorable de la mayoría de los miembros de la CNN y cumplir con lo siguiente :

- * Acreditar capacidad jurídica, técnica, administrativa y financiera.
- * Demostrar su capacidad para atender diversas materias, sectores o ramas de actividad.
- * Señalar las tarifas máximas que aplicará en la prestación de sus servicios.

- La Entidad de Acreditación deberá :

- * Ajustarse a las reglas, procedimientos y métodos establecidos en las NOM's, NMX y, en su defecto, las Internacionales.
- * Resolver las solicitudes de Acreditación que le sean presentadas, emitir las Acreditaciones correspondientes y notificarlo a las Dependencias competentes.
- * Revisar periódicamente el cumplimiento por parte de las personas Acreditadas, sobre las condiciones y requisitos que dieron origen a su Acreditación.
- * Mantener para consulta de cualquier interesado un catálogo clasificado y actualizado de las personas Acreditadas.
- * Resolver las reclamaciones que presenten las partes afectadas por sus actividades , y responder sobre su actuación.

Dichas reclamaciones deben ser resueltas en un plazo no mayor de 10 días hábiles, marcando copia de las resoluciones a la Dependencia competente.

Si el afectado no estuviere conforme con la respuesta emitida, podrá manifestarlo por escrito a la Dependencia que corresponda .

La Dependencia lo notificará a quien emitió la respuesta para que en un plazo no mayor a 5 días hábiles se le rinda un informe justificando su actuación.

Del análisis del informe que rinda la Entidad de Acreditación, la Dependencia competente podrá requerirle que reconsidere su actuación ó en su caso, procederá a la aplicación de las sanciones correspondientes.

- Los comités de Evaluación estarán constituidos por :
 - * Técnicos calificados con experiencia en los respectivos campos.
 - * Representantes de Productores, Consumidores, Prestadores y Usuarios del servicio.
 - * Personal técnico de las Entidades de Acreditación y de las Dependencias competentes.
- Cuando los Comités de Evaluación no cuenten con técnicos en el campo respectivo, la Entidad Acreditadora lo notificará al solicitante y adoptará las medidas necesarias.
- El Comité de Evaluación designará a un grupo evaluador que procederá a realizar acciones tendientes a comprobar que los solicitantes cuentan con :
 - * Instalaciones, Equipo, Personal Técnico, y
 - * Organización y métodos operativos adecuados que garanticen su competencia técnica y la confiabilidad de sus servicios.
- Los gastos derivados de la Acreditación así como los honorarios de los técnicos que en su caso se requieran, correrán por cuenta de los solicitantes.
- Las Dependencias competentes podrán aprobar a las personas acreditadas que se requieran para la evaluación de la conformidad, con base en Normas Oficiales Mexicanas.

Los requisitos son :

- * Identificar las NOM'S para las que se requiere la evaluación de la conformidad.

* Participar en los Comités de Evaluación para la Acreditación , ó reconocer sus resultados.

* No duplicar los requisitos solicitados para su Acreditación, sin perjuicio de establecer adicionales , cuando :

Se compruebe justificadamente a la Secretaría la necesidad de los mismos.

Unidades de Verificación

- Persona física o moral que realiza actos relacionados con la evaluación de la conformidad, mediante la constatación ocular o comprobación por muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos.

- Los dictámenes emitidos por las Unidades de Verificación serán reconocidos por las Dependencias competentes y por los Organismos de Certificación.

- Para la evaluación de la conformidad, las personas Acreditadas podrán auxiliarse de terceros especialistas en la materia que corresponda.

- Las Dependencias podrán solicitar el auxilio de las Unidades de Verificación para la evaluación de la conformidad con respecto de NOM's.

- Las Unidades de Verificación deben :

* Ajustarse a las reglas, procedimientos y métodos que se establezcan en las NOM's, las NMX y, en su defecto, las internacionales.

* Prestar sus servicios en condiciones no discriminatorias y observar las demás disposiciones en materia de competencia económica.

* Evitar la existencia de conflictos de interés que puedan afectar sus actuaciones y excusarse de actuar cuando existan tales conflictos.

* Permitir la revisión o verificación de sus actividades por parte de la Dependencia competente, y además, por las Entidades de Acreditación.

* Resolver las reclamaciones que presenten las partes afectadas por sus actividades , y responder sobre su actuación.

Dichas reclamaciones deben ser resueltas en un plazo no mayor de 10 días hábiles, marcando copia de las resoluciones a la Dependencia competente.

Si el afectado no estuviere conforme con la respuesta emitida, podrá manifestarlo por escrito a la Dependencia que corresponda .

La Dependencia lo notificará a quien emitió la respuesta para que en un plazo no mayor a 5 días hábiles se le rinda un informe justificando su actuación.

Del análisis del informe que rinda la Unidad de Verificación, la Dependencia competente podrá requerirle que reconsidere su actuación ó en su caso, procederá a la aplicación de las sanciones correspondientes.

- La Secretaría mantendrá a disposición de cualquier interesado el listado de las Unidades de Verificación autorizadas.

*Dicho listado indicará, en su caso, las suspensiones y revocaciones y será publicado en el DOF periódicamente.

Organismos de Certificación

- Son órganos dedicados a la Certificación de productos, procesos, sistemas o servicios, tomando como base las Normas correspondientes (NOM's o NMX).

Comités Consultivos Nacionales de Normalización (CCNN)

-- Son órganos para elaboración de Normas Oficiales Mexicanas y para la promoción de su cumplimiento.

-- Las Dependencias competentes, de acuerdo con los lineamientos que dicte la Comisión Nacional de Normalización, organizarán los Comités Consultivos Nacionales de Normalización y fijarán las reglas para su operación.

Laboratorios de Pruebas

-- Se instituye el Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de pruebas con los objetivos siguientes :

- * Contar con una red de laboratorios acreditados
- * Que cuenten con equipo suficiente, y
- * Con personal Técnico calificado.

-- Los laboratorios acreditados podrán usar el emblema oficial del Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de Pruebas

Laboratorios de Calibración

- La Secretaría podrá requerir de : fabricantes, importadores, comercializadores o usuarios de instrumentos de medición, la verificación o calibración de éstos.

La verificación comprende la constatación de la exactitud de los instrumentos de medición, dentro de las tolerancias y demás requisitos establecidos en las NOM's

- El Sistema Nacional de Calibración (SNC), se instituye con el objeto de procurar la uniformidad y confiabilidad de las mediciones que se realizan en el País.

- El Centro Nacional de Metrología es un Organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, con objeto de llevar a cabo funciones de alto nivel técnico en materia de metrología.

dentro de los Comités de evaluación para la Acreditación

ORGANISMOS NACIONALES DE NORMALIZACIÓN

- Son personas morales que tienen por objeto elaborar Normas Mexicanas a través de comités que deben estar integrados por todos los sectores interesados de la sociedad.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica

(Publicada en el D.O.F. del 23 de diciembre de 1992)

ARTICULO 28 .- " Corresponde al solicitante del servicio realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas ".

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en A.T. y de suministros en lugares de concentración pública , se requerirá que una Unidad de Verificación certifique que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones .

La C.F.E. solo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones han sido certificadas .

ARTICULO 29 .- Los productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas que utilicen para su funcionamiento y operación la energía eléctrica, quedan sujetos al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

(Publicado en el D.O.F. del 31 de Mayo de 1993)

ARTICULO 1º .- Objeto : Reglamentar la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en lo que se refiere a la prestación de dicho servicio y a las actividades previstas en la propia Ley que no constituyen servicio público.

ARTICULO 56 .- Señala que en instalaciones eléctricas para : Servicios en A.T. y suministros en lugares de concentración pública, una UVIE debe certificar que la instalación en cuestión como el proyecto respectivo, cumplan con las NOM's aplicables.

ARTICULO 57 .- Faculta a las UVIE's para fijarle plazo al usuario, para la corrección de los defectos que en su caso se observen en las instalaciones eléctricas verificadas, de acuerdo a la complejidad de los trabajos.

ARTICULO 58 .- Fija la obligación del Suministrador para que pueda proporcionar el Servicio Eléctrico, solamente cuando haya comprobado que las instalaciones eléctricas han sido verificadas por una UVIE.

Asimismo establece la obligación para el Suministrador, de proporcionar el Servicio en todos los demás casos, a solicitud del interesado.

ARTICULO 59 .- El usuario de la instalación está obligado a conservar la instalación en condiciones de recibir en forma segura y permanente el suministro eléctrico.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM - 001 - SEMP- 1994

Relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica.

OBJETIVO

La presente Norma Oficial Mexicana tiene por objeto establecer las especificaciones de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de servicio y seguridad para las personas y su patrimonio.

- La NOM-001-SEMP-1994 fué publicada en el D.O.F del 10 de octubre de 1994. Entró en vigor el 15 del mismo mes y año.

La NOM está estructurada por :

- Capítulos Capítulo : 3
- Artículos Artículo : 310
- Secciones Sección : 310-8
- Incisos (s), (b).-----
- Subincisos (1),(2)-----
- Notas
- Excepciones

- Esta dividida en dos partes :

Primera parte : 10 capítulos y 129 artículos

Segunda parte :4 capítulos y 27 artículos

Existen 2470 secciones y 168 Tablas

- La numeración de Artículos y secciones no es consecutiva.
- Las tablas están numeradas en su parte superior y utilizan el mismo sistema de numeración que las secciones .- Excepto las del capítulo 10.

Incluye métodos de pruebas :

- Resistencia de aislamiento en conductores.
- Resistencia de Tierras.

BUSQUEDA RAPIDA DE TEMAS DE LA NOM-SEMP-1994

- Consultar el Indice de Materias.
- Localizar el tema que tiene relación directa con la consulta.
- Localizar el sub-tema específico que tiene relación directa con la consulta.
- Localizar el N° de la Sección aplicable a la consulta.
- Localizar el N° de la página correspondiente al N° del Artículo involucrado.

Nota.- Cuando no se localiza en el Indice de Materias , el N° de la Sección aplicable a la consulta, es necesario consultar todo el contenido del Artículo correspondiente .

Ejemplo .- ¿ Que métodos efectivos deben considerarse para evitar el acceso del personal no autorizado en Instalaciones Provisionales con tensión nominal mayor de 600 volts.?

1.- En el Indice de Materias se busca "Alambrado Provisional"

2.- El tema "Alambrado Provisional", en Índice de Materias , nos señala el Artículo 305

3.- En el contenido del Tema " Alambrado Provisional" se localiza : " Guardas de Protección", 305-7.

4.- En el Índice general de la NOM, se observa que el Artículo 305 se localiza : en la pagina N° 107

5.- En la pagina 108 se localiza la Sección 305-7 , la cual nos indica que :

" Para instalaciones provisionales con tensión nominal mayor de 600 v deben utilizarse cercas adecuadas , barreras u otros métodos efectivos para evitar el acceso de personal no autorizado"

Ejemplo .- ¿ En qué casos se puede emplear un neutro común para Circuitos Alimentadores?

1. En el Índice de Materia se busca : "Alimentadores"

2.- El Tema "Alimentadores", en Índice de Materias nos señala el Art. 215

3.- En el contenido del tema : "Alimentadores ", se localiza : "Alimentadores con Neutro Común" , 215-4

4.- En el Índice general de la NOM , se observa que el Art. 215-4 , la cual nos indica que :

"Se puede emplear un neutro común para dos o tres alimentadores de tres hilos o para alimentadores de cuatro o cinco hilos".

Ejemplo .- ¿ Que claro de seguridad debe existir al frente de un tablero de distribución que opera a 220 V ?

1.- En el Índice de Materias se busca : "Claros de Seguridad"

2.- El tema : " Claros de Seguridad", en Índice de Materias, nos señala : Tabla 110-16 (a)

3.- En el Índice general de la NOM , se observa que el Art. 110 se localiza en la página N° 19

4.- En la página N° 21 se localiza la tabla 110-16 (a), en la cual se observa que al frente del Tablero de distribución a 220 V , debe existir una distancia mínima de 0.90 m. "Claro de Seguridad"

PRIMERA PARTE

Capítulo 1 .- Disposiciones Generales

Artículo 100.- Contiene definiciones que son esenciales para adecuada aplicación de la NOM.

Artículo 110 .- Las reglas de este Art. se aplican a todos los tipos de Inst. Eléc. que se describen en los demás Capítulos.

Pueden ser suplementadas o modificadas por las condiciones establecidas en los demás Capítulos

Ejemplo : Espacios de trabajo : Secc. 110-16 (a), (f)

Sección 384-4

Capítulo 2 .- Diseño y protección de las Instalaciones Eléctricas

Los primeros 6 Arts. Son utilizados para el diseño de los sistemas Eléctricos y los últimos 3, para la protección de la vida de las personas , equipos y conductores

- Establece las reglas para diseñar los elementos y componentes de :

* Circuitos derivados

*Circuitos Alimentadores

* Dispositivos de protecc. Contra sobre corriente

- * Puesta a Tierra del Sistema Eléctrico
- * Puesta a Tierra de partes metálicas

Si uno de los Art. del Cap. 2 no puede ser usado para el diseño de cierto tipo de instalaciones , el diseñador debe referirse a otro Cap. que cubra dicha instalación.

Ejemplo : Art. 220 .- Cálculo de Circuitos Derivados y Alimentadores.

Art. 430 .- Motores, Circ. Y Controles de Motores

Capítulo 3 .- Métodos de Instalaciones y Materiales

- Establece las reglas para la instalación de los componentes y accesorios utilizados en la Instalación Eléctrica , tales como :

- * Alambrado Provisional
- * Conductores para Instalaciones de Uso General
- * Canalizaciones
- * Charolas
- * Registro de salida de serie ovalada
- * Canales auxiliares
- * Desconectores
- * Tablero de Distribución y Gabinete de Control

Capítulo 4 .- Equipos de Uso General

Establece reglas para la selección e instalación de :

- * Cordones y Cables flexibles
- * Alimentadores y dispositivos de protección contra sobrecorriente para motores
- * Equipos de aire acondicionado
- * Instalación y protección contra sobrecorriente de Transformadores

Capítulo 5 .- Ambientes Especiales

- Establece reglas para lugares especiales . Sus primeros 4 Artículos tienen relación con la identificación de los lugares peligrosos.
- El resto de sus Art. cubre las previsiones para lugares específicos, tales como :
 - * Surtidores y Estaciones de servicio
 - * Plantas de Almacenamiento
 - * Instalaciones en Lugares de Ciudades de la Salud
 - * Lugares de Concentración Pública
 - * Areas de Audiencia en Teatros y Cines

Capítulo 6 .- Equipos Especiales

- Este Capítulo establece reglas para la instalación de equipos especiales y que no los cubre el Capítulo 4.

Ejemplo : Para la alimentación y protección contra sobrecorriente de soldadores eléctricos (Art. 630)

- * Grúas y Polipastos
- * Ascensores, Escaleras mecánicas y Pasillos móviles
- * Equipos de Rayos X
- * Equipos de Procesamiento de datos
- * Piscinas, Fuentes e instalaciones similares

Capítulo 7 .- Condiciones Especiales

- Regula las instalaciones relacionadas con :

- * Sistema de Emergencia
- * Señalización y alumbrado de emergencia que deben existir en lugares de Concentración Pública
- * Tensiones nominales mayores de 600 volts.
- * Circuitos y Equipos que operan a menos de 50 volts.

Capítulo 8 .- Sistemas de Comunicación

- Cubre los circuitos de Comunicación y los Sistemas de alarmas

Capítulo 9 .- Alumbrado Público

- Establece consideraciones para el diseño del Alumbrado Público.
- Prevé la normatividad para los niveles de alumbrado requerido en :
 - * Diferentes vialidades
 - * Pasos Vehiculares
 - * Túneles
 - * Areas Generales

. Asimismo, define los tipos de distribución de intensidad luminosa para el alumbrado de vías públicas.

Capítulo 10.- Tablas

- Contiene Tablas relacionadas con :
 - * Relleno de conductores para tuberías
 - * Número máximo de conductores en tuberías
 - * Dimensiones de tuberías y áreas disponibles para conductores
 - * Dimensiones de conductores con aislamiento termoplástico
 - * Características de conductores concéntricos normales

SEGUNDA PARTE

Capítulo 21 .- Generalidades

- Contiene información de carácter general referente a instalaciones de líneas eléctricas y de comunicación, relacionadas con :

- * Definiciones
- * Métodos de puesta a tierra
- * Conductores de puesta a tierra y medios de conexión
- * Electrodo de puesta a tierra

Capítulo 22 .- Líneas Aéreas, relacionadas con :

* Separación de conductores respecto a edificios, puentes y otras construcciones.

- * Derecho de vía
- * Retenidas

Capítulo 23 .- Líneas Subterráneas

- Contiene la Normatividad necesaria para garantizar la seguridad en este tipo de instalaciones, enfatizando lo siguiente :

- * Requerimiento de Obra Civil para instalaciones subterráneas
- * Tipos de Cables Subterráneos
- * Empalmes terminales y accesorios para cables
- * Instalaciones en Túneles
- * Charolas para cables

Capítulo 24 .- Subestaciones :

- Contiene requisitos aplicables, principalmente a las subestaciones de usuarios, entre los que destacan :

- general.
 - * Medios de desconexión y de protección contra sobrecorriente
 - * Uso de Cuchillas, Fusibles e Interruptores
 - * Resguardo y Espacios de Seguridad
 - * Sistema de tierras

C O N D U C T O R E S

Conexiones Eléctricas ---- Secc. 110 - 14

* Deben usarse conectores ó uniones a presión y terminales soldables.

* No deben unirse en conectores ni empalmarse conductores de materiales distintos, tales como :

Cobre y Aluminio

Cobre con Aluminio con recubrimiento de cobre

Aluminio y Aluminio con recubrimiento de cobre

¡A menos que el accesorio sea adecuado!

* Muchas terminales están diseñadas para un solo conductor

Las terminales para más de un conductor deben ser identificadas

* En los empalmes de conductores deben emplearse conectores aprobados ó soldaduras del tipo exotérmico

-- Código de colores para conductores.

Conductor puesto a tierra

* Neutro

* Esquina Delta

- N° 6 y menores - Acabado exterior en toda su longitud de color blanco ó gris natural --- Seccs. 200 - 6 (a) ; 310 - 12 (a) y 210 - 5 (a).

Excepciones :

- * Cables multiconductores, pueden identificarse solamente cuando exista personal calificado.
- * Conductores para aparatos electrodomésticos.
- * Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica.

- N° 4 AWG y mayores - Acabado exterior en toda su longitud, de color blanco ó gris natural ó identificarlo con marcas blancas en sus extremos Secc. 200 - 6 (b)

Los cables multiconductores del N° 4 AWG y mayores, pueden llevar un filete que identifique al conductor puesto a tierra

* Un conductor aislado con acabado de color blanco ó gris natural puede usarse como activo, siempre que : (Secc. 200 - 7 ; Excep. 1)

Se identifique nuevamente en sus extremos y donde sea visible y accesible.

* Un conductor aislado con acabado de color blanco ó gris natural puede usarse para alimentar un apagador.- Secc. 200 - 7 ; Excep. 2

* Los conductores activos deben tener un acabado de color diferente al blanco, gris natural ó verde, ó con una combinación de colores -- (Secc. 310 - 12 - c)

-- Carga continua.- (Art. 100)

- En operación normal de 3 horas ó más
 - * Alumbrado interior y exterior
 - * Avisos de advertencia
 - * Salidas especiales

-- Conductor puesto a tierra.- (Art. 100)

- Conductor de un sistema o circuito que intencionalmente se pone a tierra.
 - * Neutro.- Secc. 220 - 22; Nota 10 (c)
 - * Sistema Delta - Seccs. 250 - 25 y 240 - 22.

-- Conductor de puesta a tierra.- (Art. 100)

Conecta todas las partes metálicas no conductoras de corriente.- (No se considera activo)

-- Cuándo es un neutro conductor de corriente ?

Nota 10 (c) Tabla 310 - 16

- Cuando la mayor parte de la carga en un sistema 3F, 4H, en estrella, consiste de cargas no lineales
 - * Alumbrado por descarga eléctrica
 - * Equipo de procesamiento de datos
 - * Computadoras o equipo similar
 - * Control electrónico (tinas de Rectificado, etc.)

-- Cuándo se consideran los circuitos de control, conductores de corriente ?

Sección 725 - 17.- Cuando conducen continuamente el 10% de su capacidad.

Factores Influyentes en la Capacidad de Conducción de los conductores

1.- Temperatura ambiente que rodea al conductor .- Secc. 310 - 10.1

Si la temperatura ambiente es mayor ó menor de 30° C ;

¡ Debe corregirse la Temperatura del conductor indicada en la T 310 - 16 !

* Si la parte del conductor que atraviesa un ambiente con mayor Temp. no es mayor de 3 m ó no excede del 10% de su longitud total :

2.- Calor generado internamente en el conductor al circular la corriente de carga.- Secc. 310 - 10.2

Por lo que deben computarse las cargas utilizadas considerando si son de operación continua ó no ----- Seccs. 220 - 3 (a) y 220 - 10 (b).

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

3.- Coordinación de Temperaturas .- Seccs. 310 - 10.3 y 110 - 14 (c).

La temperatura del aislamiento de los conductores, debe ser compatible con la de los equipos y elementos conectados, tales como :

- Conectores
- Otros conductores
- Terminales de dispositivos
- Terminales de Tableros de Dist. y Gabinetes de Control

a).- Deben tomarse temperaturas de operación máxima de 60° C para :

- Terminales de equipo con capacidad de 100 A ó menos
- Conductores del N° 14 al 1 AWG

Excepción .- Se permiten conductores con mayor temperatura de operación siempre que su capacidad de conducción se tome a 60° C.

Excepción.- Si el equipo está marcado y certificado para temperaturas mayores, puede tomarse la Cap. de conducción. del conductor a esos valores de Temp.

b).- Deben tomarse temperaturas de operación máxima de 75° C para :

- Terminales de equipo con capacidad mayor de 100 A
- Conductores de 1 / 0 AWG y mayores

Excepción.- Se permiten conductores con mayor temperatura de operación, siempre que su capacidad de conducción se tome a 75° C.

Excepción.- Si el equipo está marcado y certificado para temperaturas mayores, puede tomarse la capacidad de conducción del conductor a esos valores de temperatura.

4.- Incremento de temperatura con conductores activos adyacentes.- Secc. 310 - 10.4 y nota 8 (a)

La disipación del calor se dificulta al aumentar la temperatura ambiente, por lo que debe decrementarse la capacidad de corriente del conductor.

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

¿ Cuándo se aplican factores de corrección por agrupamiento ?

- * Cuando se alojan más de 3 conductores activos en :
 - Una canalización.
 - Un niple con longitud de 0.60m ó mayor
 - Un cable.

Ejemplo .- Cual es la Cap. de conducción de Tres conductores N° 10 AWG - LS, Cobre, alojados en una canalización, temperatura ambiente : 30° C

De acuerdo a la T. 310 - 16 : 35 A

Ejemplo.- Cuál es la capacidad de conducción de 3 conductores, N° 6 AWG, RHH, Al., instalados en línea abierta sobre aisladores, Temp. Amb. : 30° C.

De acuerdo a la T. 310 - 17 : 75 A

* Cuando se apilan ó tuercen más de 3 conductores activos sin canalización, en longitudes mayores a 0.60m.

* En charolas

CIRCUITOS DERIVADOS MULTICONDUCTORES - Secc. 210 - 4

---- Está formado por dos ó más conductores de fase que tienen diferente tensión entre sí y un solo conductor neutro que tiene una diferencia de tensión igual, contra cualquier conductor de fase de circuito.

Nota .- Todos los conductores deben partir del mismo tablero de distribución y deben alimentar exclusivamente cargas de fase a neutro.

Excepción 1.- Cuando se alimenta un solo equipo de utilización.

Excepción 2.- Cuando los conductores activos se abren simultáneamente por el dispositivo contra sobrecorriente.

Si se utilizaran fusibles ó termomagnéticos de un solo polo en un C. D. multiconductor que alimenta cargas conectadas entre fases y de fase a neutro, pudiera originar situaciones peligrosas al equipo conectado y al personal.

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

— En circuitos derivados multiconductores, la continuidad de un conductor puesto a tierra no debe interrumpirse al retirar algún dispositivo -Secc.300-13 (b).

¡ Al interrumpirse el neutro las cargas trabajarán a 220 Volts !

— En los circuitos derivados multiconductores, debe asegurarse que cada conductor activo, esté conectado a una fase diferente.

— Identificación de los conductores activos y puestos a tierra en los circuitos derivados multiconductores.- ---- Secc. 210 - 4 (d) :

* Inmuebles con un solo sistema de Tensión : 220 V / 127 V

Neutro : Blanco o gris natural

Fases : Cualquier color, menos blanco ó gris natural ó verde.

* Inmuebles con dos sistemas de Tensión : 440 V / 254 V y 220 V / 127 V

Neutros en una misma canalización :

440 V / 254 V --- Blanco ó gris natural

220 V/127 V -- Blanco ó gris natural identificado con marcas

Neutro en canalizaciones separadas :

440 V / 254 V --- Blanco ó gris natural

220 V / 127 V --- Blanco ó gris natural

Fases en una misma canalización o canalización separada :

440 / 254 V y 220 V / 127 V ¡ Deben identificarse individualmente !

CIRCUITOS DERIVADOS

Definición.- Conductores ubicados entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege al circuito y a la (s) carga (s) conectada (s) -Art. 100

-- Los circuitos derivados para *servicio residenciales*, se calculan en forma diferente a los de *lugares comerciales e industriales*

* Se deben considerar : 2 Circ. derivados de 20 A (1500 VA) para contactos ubicados en : (Seccs. - 210 - 52, b y 220 - 4, b)

Cocina
Desayudor
Comedor
Sala
Cuarto de lavado de ropa

Nota.- Estos Circuitos : No deben alimentar otras salidas

* Además deben existir circuitos independientes que abastecen cargas individuales

-- Los circuitos derivados se clasifican por la capacidad ó ajuste de su protección contra sobrecorriente

* El calibre del conductor no determina la capacidad del circuito derivado.

* Un circuito derivado que alimenta una sola salida puede ser de cualquier capacidad

* Los circuitos derivados de : 15, 20, 30, 40 y 50 A, pueden alimentar 2 ó más salidas

* La capacidad ó ajuste de su protección no debe ser menor que la capacidad de la carga abastecida

-- En circuitos derivados de 15 y 20 A : (Secc. 210 - 23, a)

* La Cap. nominal de cualquier aparato con cordón y clavija no debe exceder el 80% de la Cap. del circuito

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

* La carga total de los aparatos fijos combinada con aparatos conectados con cordón y clavija que no son fijos :

No debe exceder el 50 % de la capacidad del circuito

-- Los Circ. derivados de 30 A pueden alimentar: (Secc. 210 - 23, b)

* Unidades fijas de alumbrado con portalámparas de servicio pesado ---
No en viviendas

* Aparatos eléctricos en cualquier local .- La Cap. de cualquier aparato conectado con cordón y clavija no debe :

Ser mayor del 80% de la Cap. del circuito

-- Los Circ. derivados de 40 y 50A pueden alimentar: Secc. 210 - 23, c

* Unidades fijas de alumbrado con portalámparas de servicio pesado ---
No en viviendas

* Unidades infrarojas de calefacción ---- No en viviendas

* Aparatos de cocina fijos en cualquier local

-- Los Circ. Deriv. mayores de 50A pueden alimentar: Secc.210-23 d

* Solamente cargas que no sean de alumbrado

-- Los circuitos derivados para locales comerciales e industriales se calculan en forma diferente que los Circ. Deriv. para unidades residenciales.

* Salida para un aparato ó carga específica -- Secc. 220 - 3 (c) (1)

El valor de la I_N del aparato ó de la carga.

* Salidas para luminarios ----- Secc. 220 - 3 (c) (3)

El valor en VA del equipo más el de las lámparas

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

*Salida para portalámparas de servicio pesado--Secc. 220-3(c) (4)

600 VA por cada portalámpara

* Salida para lámparas instaladas en rieles decorativos-- Secc.220-3 (c) (5)
y 410 -102

Por cada 60. 9 x 6 cm de longitud ----- 180 VA

* Otras salidas -----Secc. 220 - 3 (c) (6)

Por cada salida : ----- 180 VA

Para salida de contacto sencillo ó múltiple ----- 180 VA

Cálculo de Circuitos Derivados .- Art. 220.

Para calcular el N° de Circ. Deriv. requeridos, es necesario tomar en consideración los siguientes puntos : (Secc. 220 - 3a)

--La capacidad del Circ. Deriv. no debe ser menor que :

La suma de la carga no continua

Más

125% de la carga continua.

Excep.- Si el conjunto, incluyendo la protección contra sobrecorriente están aprobadas para funcionamiento continuo - al 100%

Problema.- Un circuito derivado de 15 A, 127 V, puede alimentar 16 lámparas incandescentes de 100 VA, c/u para servicio no continuo ?

$$I = 100 \text{ VA} \div 127 = 0.7874 \text{ A para c / Lámp.}$$

$$I_{\text{total}} = 0.7874 \times 100\% \times 16 = 12.59 \text{ A}$$

La respuesta es : ¡ SI ! -- Pero si las cargas fueran de servicio continuo :

$$I_{\text{total}} = 0.7874 \times 125\% \times 16 = 15.74 \text{ A}$$

La respuesta es : ¡ NO !

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

310 - 4 .- Conductores en paralelo

– Calibre mínimo permitido para paralelar conductores (de fase, neutro y de tierra física) : 1 / 0 AWG

Excepciones :

a).- Alambrado de : Ascensores, Montaplatos, Escaleras y Pasillos Móviles --
Secc. 620 - 12 (a) (1), Excepción

Pueden paralelarse conductores del N° 20 AWG y mayores.

¡ Siempre que la Cap. de corriente sea equivalente a la del N° 14 AWG !

b).- Circuitos de control de cualquier calibre. Siempre que :

* Se instalen dentro de la misma canalización o cable

* Tengan capacidad de conducción suficiente en cada conductor individual para llevar la I_{CARGA} total compartida por los conductores en paralelo.

* Su protección contra sobrecorriente sea de un valor que no exceda la capacidad de corriente de cada conductor individual.

c).- Para frecuencias de 360 Hz y mayores.

d).- Inst. de fases aisladas en canalizaciones no metálicas ----- Secc. 300 - 5 (i)

Condiciones :

- Deben estar eléctricamente unidos en ambos extremos para formar un solo conductor.
- Deben tener la misma longitud.
- Ser del mismo material conductor.
- Ser de la misma área de Secc. Transversal.
- Tener el mismo tipo de aislamiento.

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

- Si están alojados en canalizaciones ó cables diferentes, cada una de ellas debe contener :

Fases (Circ. Trif.) ; Neutro y Tierra Física --- Seccs. 300 - 3 (b) y 300 - 20 (a)

-- Los conductores de puesta a tierra de equipos instalados con conductores en paralelo, deben cumplir con los puntos anteriores, exceptuando el calibre --- Secc. 310 - 4

Ventajas para paralelar conductores :

- * Los conductores de menor sección conducen más corriente por cada Circular Mil que los conductores más grandes.

El incremento en capacidad de conducción es muy pequeño en proporción al incremento en su sección transversal

- * Mayor facilidad de instalación con conductores de menor sección transversal

Desventajas :

- * Al reducir la Secc. transversal total de conductores en paralelo, comparada con la Secc. Transv. de un sólo conductor por fase :

¡ Aumenta la Resistencia y por ende la Caída de Tensión !

- * Aumenta el N° de canalizaciones . Si se utilizara una sola canalización se deben aplicar los F. de A.

Al utilizar canalizaciones separadas para conductores en paralelo, deben tener las mismas características físicas.

¡ La Z de un Circ. es diferente al utilizar canalización metálica o tubería de PVC !

CIRCUITOS ALIMENTADORES

-- Para dimensionar un Circuito Alimentador debe considerarse : Tipo y tamaño de las cargas de los circuitos derivados; cargas futuras; caída de tensión; factores decrementales; tipos de canalización ó soporte; factor de demanda.

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

-- El Art. 220, parte B, regula su selección.

-- La Cap. de los conductores del alimentador no debe ser menor de 30 A, en los siguientes casos : ---- (Secc. 215 - 2, a)

1) Dos o más circuitos derivados de dos hilos servidos por un alimentador de dos conductores

2) Más de dos circuitos derivados de dos hilos servidos por un alimentador de tres conductores

3) Dos ó más circuitos derivados de tres hilos servidos por un alimentador de tres conductores

4) Dos ó más circuitos derivados de cuatro hilos servidos por un alimentador de tres fases, cuatro hilos

-- La capacidad de los conductores del Alim. no debe ser menor que la de los Conductores de la Acometida, en capacidades de 55 A ó menos.

-- En ningún caso la carga calculada de un alimentador debe ser menor que las cargas de los circuitos derivados

-- Cuando un alimentador sirve cargas continuas o cualquier combinación de cargas continuas y no continuas, el valor de su protección contra sobrecorriente no debe ser menor que : (Secc. 220 - 10 b)

La suma de las cargas no continuas

+

El 25% de las cargas continuas

-- Basándose en las condiciones de uso, se pueden aplicar Fact. de demanda.

Alumbrado ---- T - 220 - 11

Contáctos ---- T - 220 - 13

Escuelas ---- T - 220 - 34

Restoranes --- T - 220 - 36

Unid. Habit. --- T - 220 - 30

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

-- El cálculo de un circuito alimentador, podría ser :

Cargas no continuas x 100 % x Fact. Dem. + cargas continuas x 1.25

-- Cargas adicionales en Instalaciones Existentes .- Secc. 220 - 35

Se permite la conexión de carga adicional en alimentadores existentes, si se cumplen las condiciones siguientes :

* La $D_{max.}$ en KVA se conoce por lo menos durante un año

* El 125% de la $D_{existente}$ + la nueva carga no excede la Capacidad del alimentador

* El Alimentador está protegido contra sobrecorriente de acuerdo a la Secc. 240 - 3

Problema .- Un alimentador existente, 3F, 4/0, AWG, THHN, 90° C abastece una demanda de 70 KVA, 220 V. Se pueden adicionar 5 KVA de una carga trifásica, 220 Volts ?

$$D_{existente} = 70 \text{ KVA} \times 1.25 = 87.5 \text{ KVA}$$

$$KVA_{Total} = 87.5 \text{ KVA} + 5 \text{ KVA} = 92.5 \text{ KVA}$$

$$I = 92.5 \text{ KVA} \div 0.22 \text{ KV} \times 1.73 = 243.03 \text{ A}$$

Cap. de Conducc. 4/0 ---- 230 A (T.310 - 16, Columna 75° C)

¡ No se pueden adicionar !

Carga del neutro del alimentador (Secc. 220 - 22)

-- Conduce la máxima corriente de desequilibrio :

-- En Sistemas de C.A., 3F, 4H, se puede aplicar un F. de Demanda de 70% a la corriente de desbalanceo mayor de 200 A.

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Si la carga del neutro corresponde a Lámps. de descarga, procesadoras de datos y cargas no lineales, no se debe aplicar ninguna reducción.

Además, si el Conduc. neutro es Activo, se aplican los F. A. de la nota 8 (a)

* Circuitos de 3H (2F y 1N), de un Sist. 3F, 4H, conexión estrella

* Circuitos de 3F, 4H , conexión estrella, cuando la mayor parte de la carga consiste en cargas no lineales

-- Si un conductor neutro lleva solamente las corrientes de desbalanceo de los otros conductores del mismo circuito, no se toma en cuenta para aplicar los F. de A.- Nota 10 (a)

-- Alimentadores con neutro común : Dos o tres alimentadores de 3 hilos o dos de cuatro o cinco hilos.

-- Las corrientes de la 3a. armónica producida por las balastras de las lámparas fluorescentes y que circulan por el neutro, se suman a la corriente de la fase activa.

CANALIZACIONES

Definición .- Conducto cerrado metálico o no diseñado especialmente para contener : Alambres, Cables o Barras. Artículo 100.

- De acuerdo a NOM - 001 - SEMP - 1994 . el tamaño mínimo para el tubo de Sección circular es de 13 mm, excepto :

* Tubería Metálica flexible no menor de 9 mm, con longitud no mayor de 1.80 m para : (Seccs. 349 -10, 350 - 3, 350 - 7, 351 - 5)

- Ensamblados aprobados
- Conexión de luminarios

* Tubos rígidos metálicos y no metálicos , y Flexibles no menores de 9 mm, con longitud no mayor de 1.80 m, entre :

- La Tabla 1 del Capítulo 10 de la NOM establece el número máximo de conductores, sean activos o no que pueden alojarse en una canalización.

Número de conductores todos los tipos	1 53%	2 30%	más de 2 40%
--	----------	----------	-----------------

- Las aberturas alrededor de los elementos eléctricos que pasan através de paredes, piso y techos, deben protegerse contra el fuego por métodos aprobados.- Secc. 300 - 21.

- Si existen más de tres conductores que llevan corriente en un cable o en una canalización, deben aplicarse los factores de corrección por agrupamiento. Tabla de la nota 8 (a).

- Cuando se apilan o se tuercen entre sí conductores que no estén instalados en canalizaciones y con una longitud mayor de 60 cm. deben aplicarse los factores de corrección por agrupamiento.

-- Los F. de A. no se aplican a conductores alojados en uniones de canalizaciones con longitud menor de 60 cm.

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

- * **Tubo conduit Metálico tipo Pesado ----- Artículo 346**
- * **Tubo Conduit Metálico tipo Semipesado ----- Artículo 345**
- * **Tubo Conduit Metálico tipo ligero ----- Artículo 348**
- * **Tubo Rígido no Metálico ---- Artículo 347**
- * **Tubo de Polietileno**
- * **Tubería Metálica Flexible (Artículo 349)**
- * **Tubería Eléctrica no metálica (Artículo 331)**
- * **Tubo Conduit Metálico Flexible (Artículo 350)**
- * **Tubo Conduit Metálico Flexible hermético a los líquidos (Art. 351 A)**
- * **Tubo Conduit no Metálico Flex. hermético a los líquidos (Art. 351 B)**

NIPLES

- Los niples son pequeños tramos de tubo que se utilizan para conectar cajas, gabinetes ó envoltentes similares , con longitud no mayor de 60 cm. (Nota 3, Cap. 10 y Nota 8 ,a, Excep. 3 - Secc. 310 -15)

- * Se puede ocupar hasta el 60% de su sección transversal.
- * No se aplican los factores Decrementales por agrupamiento.

Canalizaciones Metálicas de Superficie ----- Art. 352 A

- Comúnmente llamadas canaletas, este tipo de canalizaciones son una opción para cuando no se quiere o no se puede ranurar la pared o el techo.
- El número de conductores en una canaleta depende de las especificaciones del fabricante.

- El factor de reducción por agrupamiento no es aplicable si :
 - * El área transversal de la canaleta excede de 26 cm^2 ,
 - * El número de conductores activos no excede de 30, y
 - * La suma del área transversal de todos los conductores contenidos no excede del 20 % del área de la canaleta.
 - Se pueden realizar empalmes y derivaciones dentro de la canaleta, siempre y cuando :
 - * Tenga tapas removibles accesibles después de su instalación.
 - * El área ocupada con conductores y empalmes no rebase el 75 % de su área total.
- Quando las canaletas no cuenten con tapas removibles, los empalmes y derivaciones solo se realizarán en cajas de registro.

Canalizaciones no Metálicas de Superficie -- Art. 352 B

- Su material de construcción debe ser :
 - * Retardante a la llama.
 - * Resistente a las atmósferas químicas, a la humedad, a los impactos y a la compresión.

Ducto Cuadrado Metálico ----- Art. 362 A

- Son canalizaciones hechas de láminas metálicas con tapas articuladas o desmontables.
- Se pueden usar solamente :
 - * En instalaciones visibles.

Es posible usarlos ocultos solamente si se usan en cuartos destinados para la grabación y reproducción de sonidos. (Secc.640-4)

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

- No deben ocuparse a más del 20 % de su sección transversal, considerando a todos los conductores que se alojen en el ducto.

En instalaciones para Elevadores, puede ocuparse hasta el 50 % de sus sección transversal. -

- Los empalmes y derivaciones dentro de un Ducto deben :

- * Estar accesibles.

- * Ocupar como máximo el 75 % de su sección transversal.

- Pueden alojar 30 conductores activos sin aplicarse los factores decrementales por agrupamiento.
- Cuando los conductores aislados se flexionen dentro de un Ducto, se deben aplicar los conceptos de la Secc. 373-6 para la desviación de los conductores.

Ducto Cuadrado no Metálico ----- Art. 362 B

- Son canalizaciones hechas con material retardante a la flama y con tapas desmontables.

- No deben ocuparse a más del 20 % de su sección transversal, considerando a todos los conductores que se alojen en el ducto.

- Los factores de corrección por agrupamiento, cuando haya más de 3 conductores activos en el Ducto, deben aplicarse, cuando estos ocupen el 20 % o menos de sus sección transversal.

- Cuando los conductores aislados se flexionen dentro de un Ducto, o cuando la dirección de éste se flexione más de 30°, se deben aplicar los conceptos de la Secc. 373-6 para la desviación de los conductores.

- Para calcular la sección transversal de un Ducto cuadrado con Tapa, es necesario considerar todos los calibres de los conductores que se alojan en él.

Canales Auxiliares ----- Art. 374

- Sirven como un medio de registro para conductores. Pueden contener conductores ó barras.
- Las reglas para determinar el número de conductores en un ducto cuadrado y en un canal auxiliar son las mismas.
- Deben dimensionarse para permitir el dobléz de los conductores utilizando la Tabla 373 - 6 (a), para definir :

La distancia medida desde donde los conductores entran al canal auxiliar , hasta la pared opositora.

- Los canales auxiliares no deben medir mas de 9.1 m, del equipo que complementan y deben soportarse a no mas de 1.5 m.

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE (Artículo 240 NOM - 001 - SEMP - 1994)

-- Propósito : Abrir el circuito eléctrico cuando la corriente alcance un valor que puede producir temperaturas peligrosas en :

- * Los Conductores

- * Su aislamiento

-- La sobrecorriente puede ser causada por :

- * Sobrecarga

- * cortocircuito

- * Falla a tierra

- Los conductores que no sean cordones flexibles ni alambres de aparatos se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo a sus capacidades de conducción ----- Sección 240 - 3.

-- La NOM-001-SEMP-1994 previene varias excepciones, en las que permite seleccionar el dispositivo de protección contra sobrecorriente con un valor mayor al de la capacidad de conducción de corriente del conductor :

- * Cuando la interrupción del circuito puede producir riesgo.

- * Dispositivos con capacidad de hasta 800 A.

- * Dispositivos con capacidad mayor a 800 A

- * Derivaciones.

- * Conductores de circuitos Alimentadores y Derivados para Motores.

- * Conductores para circuitos de control de Motores.

- * Conductores para circuitos de equipos de aire acondicionado y refrigeración.

- * Conductores que parten del secundario de un Transformador.

No se permite seleccionar el valor nominal inmediato superior del dispositivo de protección contra sobrecorriente, cuando el conductor es parte de un circuito derivado y alimenta dos ó más contactos para cargas portátiles con cordón y clavija. (Secc. 240-3,b).

Ejemplo .- ¿Cuál es el valor máximo permitido para el dispositivo de protección VS. S. Corriente, de un circuito 1F, 2H, 127V, que abastece 30 salidas para contactos de uso general, del tipo dúplex, que alimentan cargas del tipo portátil con cordón y clavija .

De la Sección 220 - 3 (c) (6) : 180 VA

$$180 \text{ VA} \times 30 = 5400 \text{ VA} \div 127 \text{ V} = 42.5 \text{ A}$$

De Tabla 310 -16 : N° 6 AWG (55 A)

Capacidad máxima permitida : 50 A (Seccs. 240-3, b y 240-6)

Ejemplo .- ¿Cuál es el máximo valor de la protección contra sobrecorriente, permitida, para dos conductores del No. 10 AWG, cobre, THW, de un circuito derivado con varias salidas para contactos que abastecen cargas no fijas con enchufe y cordón ?

Nota.- los dos conductores del circuito derivado se alojan en la misma canalización donde viajan otros 4 conductores activos más.

De Tabla 310-16 : No. 10 AWG ----- 30 A

Factor de agrupamiento aplicable : 0.8

$$\text{Entonces : } 30 \text{ A} \times 0.8 = 24 \text{ A}$$

De acuerdo a la Secc. 240-3 (b)(1), seleccionamos : 20 A

LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION

(PUBLICADA EN EL D. O. F. EL 1o. DE JULIO DE 1992)

- **Ultima reforma :** 20 de mayo de 1997 - Entrada en vigor: 1º de agosto de 1997 (1er. transitorio).

Objeto : En materia de Metrología.-

- * Establecer el Sistema General de Unidades de Medida.

- * Instituir el Sistema Nacional de Calibración.

- * Crear el Centro Nacional de Metrología, como organismo de alto nivel técnico en la materia.

En materia de Normalización, Certificación, Acreditamiento y Verificación.-

- * Fomentar la transparencia y eficiencia en la elaboración y observancia de Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas.

- * Instituir la Comisión Nacional de Normalización

- * Coordinar las actividades de Normalización, Certificación, Verificación y Laboratorios de Prueba de las Dependencias.

Definiciones :

- **Evaluación de la conformidad :** La determinación del grado de cumplimiento con las NOM's ó la conformidad con las NMX, las Normas Internacionales u otras Especificaciones.

- **Acreditación :** El acto por el cual una Entidad de Acreditación reconoce la competencia técnica y confiabilidad de personas Acreditadas para la Evaluación de la Conformidad.

- **Personas Acreditadas** (Reconocidas por una Entidad de Acreditación para la Evaluación de la Conformidad :

*Organismos de Certificación

*Laboratorios de Prueba

*Laboratorios de Calibración y

*Unidades de Verificación,.

- **Calibración de instrumentos para medir** : Constatación de la exactitud de dichos instrumentos dentro de las tolerancias y de mas requisitos establecidos en las NOM's y en su caso, su ajuste cuando lo permita el instrumento .

- **Certificación** : Procedimiento por el cual se asegura que un producto, proceso, sistema o servicio, se ajusta a las Normas o Lineamientos o Recomendaciones de Organismos dedicados a la Normalización nacionales o internacionales.

COMISION NACIONAL DE NORMALIZACION

- La Comisión Nacional de Normalización : Es el Organo cúpula en materia de Normalización en nuestro País.

- Propósito : Coadyuvar en la política de normalización y coordinar las actividades que en esta materia desarrollan las Dependencias y Entidades de la Administración Pública Federal.

- Está integrada por :

* Los Subsecretarios de todas las Secretarías.

* Organismos Nacionales de Normalización

* Representantes de la ANUIE's, Cámaras y Asociaciones de Industriales y Comerciales del País.

* Titulares de CONACYT, PROFECO, Institutos de Investigación y el Centro Nacional de Metrología.

- Tiene las siguientes funciones, entre otras :
 - * Aprobar anualmente el Programa Nacional de Normalización.
 - * Resolver discrepancias que puedan presentarse en los trabajos de los CCNN.
 - * Dictar Lineamientos para la organización de los CCNN y de los Comités de Evaluación.

NORMAS OFICIALES MEXICANAS

- Norma Oficial Mexicana (NOM) : Regulación técnica de observancia obligatoria expedida por las Dependencias competentes.
- Establece reglas, especificaciones, directrices o características aplicables a productos, procesos, instalaciones o servicios cuando estos puedan constituir un riesgo para :
 - * La seguridad de las personas
 - * La salud humana, animal o vegetal
 - * El medio ambiente general y laboral
 - * La preservación de recurso naturales
 - * Las condiciones de salud, seguridad e higiene que deben observarse en los centros de trabajo y otros centros públicos de reunión.
- Los criterios, reglas, instructivos, manuales, circulares, lineamientos, procedimientos u otras disposiciones de carácter obligatorio que requieran establecer las Dependencias, solo podrán expedirse como NOM's.
- En la elaboración de las NOM's participarán las Dependencias a quienes corresponda la regulación o control del producto, servicio, proceso o instalación a normalizarse.
- Corresponde a las Dependencias elaborar los anteproyectos de NOM's y someterlos a los CCNN.

* Los CCNN, con base en los anteproyectos mencionados, elaborarán a su vez los proyectos de NOM's .

- Los CCNN cuentan con un plazo de 75 días naturales para formular las observaciones pertinentes a los anteproyectos que les presenten las Dependencias.

* La Dependencia que elaboró el anteproyecto de Norma debe contestar fundadamente las observaciones presentadas por el Comité en un plazo no mayor de 30 días naturales, haciendo las modificaciones si procede.

* Si la Dependencia no considera justificadas las observaciones presentadas por el Comité, podrá solicitar a la presidencia de éste, sin modificar su anteproyecto, ordene la publicación como proyecto, en el DOF.

- Los proyectos de NOM's se deben ajustar a lo siguiente :

* Se publicarán íntegramente en el DOF a efecto de que dentro de los siguientes 60 días naturales los interesados presenten sus comentarios al CCNN correspondiente.

* Al término del plazo anterior el CCNN correspondiente estudiará los comentarios recibidos y en su caso, procederá a modificar el proyecto en un plazo que no excederá los 45 días naturales .

* Las respuestas a los comentarios recibidos y las modificaciones al proyecto, deben publicarse en el DOF, cuando menos 15 días naturales antes de la publicación de la NOM.

* Una vez aprobadas por el CCNN respectivo, las NOM's serán expedidas por la Dependencia competente y publicadas en el DOF.

- Las NOM's deben revisarse cada 5 años. Los resultados de dicha revisión deben notificarse al Secretariado Técnico de la CNN en un plazo no mayor de 60 días posteriores al término del período quinquenal correspondiente.

* De no hacerse esta notificación las NOM's perderán su vigencia. La CNN podrá solicitar a la Dependencia su cancelación.

NORMAS MEXICANAS

- Norma Mexicana (NMX) : La que elabore un Organismo Nacional de Normalización, o la Secretaría. Sirve como marco de referencia para fijar la calidad de productos, procesos, instalaciones o servicios, así como para la protección y orientación de los consumidores.

- Las Normas Mexicanas son de aplicación voluntaria. Las Dependencias pueden requerir, en una NOM, su observancia para fines determinados.

* Estas Normas en ningún caso podrán tener especificaciones inferiores a las establecidas en las NOM's.

* Su campo puede ser Nacional, Regional o Local.

- Las Normas elaboradas por los Organismos Nacionales de Normalización, Cámaras, Colegios de profesionistas, Asociaciones, Empresas, Dependencias, se pueden expedir como NMX.

- Las NMX deben ser revisadas o actualizadas cada 5 años.

* Los resultados de dicha revisión o actualización, deben notificarse al Secretariado Técnico de la CNN. De no hacerlo, éste ordenará su cancelación.

OBSERVANCIA DE LAS NORMAS

- Todos los Productos, Procesos, Métodos, Instalaciones o Servicios, deberán cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas.

- Cuando un producto o servicio deba cumplir una determinada NOM, sus similares a importarse deben cumplir las especificaciones establecidas en dicha Norma.

* Los Productos o Servicios a importarse deberán contar con la Autorización de la Dependencia competente para regular el Producto o Servicio correspondiente.

* Cuando no exista NOM, las Dependencias competentes podrán requerir que los Productos o Servicios a importarse satisfagan especificaciones Internacionales, las del País de origen o las del Fabricante.

- En una controversia de carácter civil, mercantil o administrativo, cuando no se especifiquen las características de los bienes o servicios, las Autoridades competentes, en sus resoluciones :

* Deben tomar como referencia las NOM's y en su defecto las NMX.

ACREDITACION

- La Acreditación de : Organismos de Certificación, Laboratorios de Prueba, Laboratorios de Calibración y Unidades de Verificación, será a través de las **Entidades de Acreditación**.

- Para operar como **Entidad de Acreditación** se requiere la Autorización de la Secretaría, previa opinión favorable de la mayoría de los miembros de la CNN y cumplir con lo siguiente :

* Acreditar capacidad jurídica, técnica, administrativa y financiera.

* Demostrar su capacidad para atender diversas materias, sectores o ramas de actividad.

* Señalar las tarifas máximas que aplicará en la prestación de sus servicios.

- La Entidad de Acreditación deberá :

- * Ajustarse a las reglas, procedimientos y métodos establecidos en las NOM's, NMX y, en su defecto, las Internacionales.

- * Resolver las solicitudes de Acreditación que le sean presentadas, emitir las Acreditaciones correspondientes y notificarlo a las Dependencias competentes.

- * Revisar periódicamente el cumplimiento por parte de las personas Acreditadas, sobre las condiciones y requisitos que dieron origen a su Acreditación.

- * Mantener para consulta de cualquier interesado un catálogo clasificado y actualizado de las personas Acreditadas.

- * Resolver las reclamaciones que presenten las partes afectadas por sus actividades , y responder sobre su actuación.

Dichas reclamaciones deben ser resueltas en un plazo no mayor de 10 días hábiles, marcando copia de las resoluciones a la Dependencia competente.

Si el afectado no estuviere conforme con la respuesta emitida, podrá manifestarlo por escrito a la Dependencia que corresponda .

La Dependencia lo notificará a quien emitió la respuesta para que en un plazo no mayor a 5 días hábiles se le rinda un informe justificando su actuación.

Del análisis del informe que rinda la Entidad de Acreditación, la Dependencia competente podrá requerirle que reconsidere su actuación ó en su caso, procederá a la aplicación de las sanciones correspondientes.

- Los comités de Evaluación estarán constituidos por :

- * Técnicos calificados con experiencia en los respectivos campos.
 - * Representantes de Productores, Consumidores, Prestadores y Usuarios del servicio.
 - * Personal técnico de las Entidades de Acreditación y de las Dependencias competentes.
- Cuando los Comités de Evaluación no cuenten con técnicos en el campo respectivo, la Entidad Acreditadora lo notificará al solicitante y adoptará las medidas necesarias.
- El Comité de Evaluación designará a un grupo evaluador que procederá a realizar acciones tendientes a comprobar que los solicitantes cuentan con :
- * Instalaciones, Equipo, Personal Técnico, y
 - * Organización y métodos operativos adecuados que garanticen su competencia técnica y la confiabilidad de sus servicios.
- Los gastos derivados de la Acreditación así como los honorarios de los técnicos que en su caso se requieran, correrán por cuenta de los solicitantes.
- Las Dependencias competentes podrán aprobar a las personas acreditadas que se requieran para la evaluación de la conformidad, con base en Normas Oficiales Mexicanas.
- Los requisitos son :
- * Identificar las NOM'S para las que se requiere la evaluación de la conformidad.
 - * Participar en los Comités de Evaluación para la Acreditación , ó reconocer sus resultados.
 - * No duplicar los requisitos solicitados para su Acreditación, sin perjuicio de establecer adicionales , cuando :

Se compruebe justificadamente a la Secretaría la necesidad de los mismos.

Unidades de Verificación

- Persona física o moral que realiza actos relacionados con la evaluación de la conformidad, mediante la constatación ocular o comprobación por muestreo, medición, pruebas de laboratorio, o examen de documentos.
- Los dictámenes emitidos por las Unidades de Verificación serán reconocidos por las Dependencias competentes y por los Organismos de Certificación.
- Para la evaluación de la conformidad, las personas Acreditadas podrán auxiliarse de terceros especialistas en la materia que corresponda.
- Las Dependencias podrán solicitar el auxilio de las Unidades de Verificación para la evaluación de la conformidad con respecto de NOM's.
- Las Unidades de Verificación deben :
 - * Ajustarse a las reglas, procedimientos y métodos que se establezcan en las NOM's, las NMX y, en su defecto, las internacionales.
 - * Prestar sus servicios en condiciones no discriminatorias y observar las demás disposiciones en materia de competencia económica.
 - * Evitar la existencia de conflictos de interés que puedan afectar sus actuaciones y excusarse de actuar cuando existan tales conflictos.
 - * Permitir la revisión o verificación de sus actividades por parte de la Dependencia competente, y además, por las Entidades de Acreditación.

* Resolver las reclamaciones que presenten las partes afectadas por sus actividades , y responder sobre su actuación.

Dichas reclamaciones deben ser resueltas en un plazo no mayor de 10 días hábiles, marcando copia de las resoluciones a la Dependencia competente.

Si el afectado no estuviere conforme con la respuesta emitida, podrá manifestarlo por escrito a la Dependencia que corresponda .

La Dependencia lo notificará a quien emitió la respuesta para que en un plazo no mayor a 5 días hábiles se le rinda un informe justificando su actuación.

Del análisis del informe que rinda la Unidad de Verificación, la Dependencia competente podrá requerirle que reconsidere su actuación ó en su caso, procederá a la aplicación de las sanciones correspondientes.

- La Secretaría mantendrá a disposición de cualquier interesado el listado de las Unidades de Verificación autorizadas.

*Dicho listado indicará, en su caso, las suspensiones y revocaciones y será publicado en el DOF periódicamente.

Organismos de Certificación

- Son órganos dedicados a la Certificación de productos, procesos, sistemas o servicios, tomando como base las Normas correspondientes (NOM's o NMX).

Comités Consultivos Nacionales de Normalización (CCNN)

- Son órganos para elaboración de Normas Oficiales Mexicanas y para la promoción de su cumplimiento.

- Las Dependencias competentes, de acuerdo con los lineamientos que dicte la Comisión Nacional de Normalización, organizarán los Comités Consultivos Nacionales de Normalización y fijarán las reglas para su operación.

Laboratorios de Pruebas

- Se instituye el Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de pruebas con los objetivos siguientes :
 - * Contar con una red de laboratorios acreditados,
 - * Que cuenten con equipo suficiente, y
 - * Con personal Técnico calificado.
- Los laboratorios acreditados podrán usar el emblema oficial del Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de Pruebas

Laboratorios de Calibración

- La Secretaría podrá requerir de : fabricantes, importadores, comercializadores o usuarios de instrumentos de medición, la verificación o calibración de éstos.
La verificación comprende la constatación de la exactitud de los instrumentos de medición, dentro de las tolerancias y demás requisitos establecidos en las NOM's
- El Sistema Nacional de Calibración (SNC), se instituye con el objeto de procurar la uniformidad y confiabilidad de las mediciones que se realizan en el País.
- El Centro Nacional de Metrología es un Organismo descentralizado con personalidad jurídica y patrimonio propio, con objeto de llevar a cabo funciones de alto nivel técnico en materia de metrología.

ORGANISMOS NACIONALES DE NORMALIZACIÓN

- Son personas morales que tienen por objeto elaborar Normas Mexicanas a través de comités que deben estar integrados por todos los sectores interesados de la sociedad.

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
(Publicada en el D.O.F. del 23 de diciembre de 1992)

ARTICULO 28 .- " Corresponde al solicitante del servicio realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas ".

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en A.T. y de suministros en lugares de concentración pública , se requerirá que una Unidad de Verificación certifique que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones .

La C.F.E. solo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones han sido certificadas .

ARTICULO 29 .- Los productos, dispositivos, equipos, maquinaria, instrumentos o sistemas que utilicen para su funcionamiento y operación la energía eléctrica, quedan sujetos al cumplimiento de las Normas Oficiales Mexicanas.

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.

(Publicado en el D.O.F. del 31 de Mayo de 1993)

ARTICULO 1º .- Objeto : Reglamentar la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica en lo que se refiere a la prestación de dicho servicio y a las actividades previstas en la propia Ley que no constituyen servicio público.

ARTICULO 56 .- Señala que en instalaciones eléctricas para : Servicios en A.T. y suministros en lugares de concentración pública, una UVIE debe certificar que la instalación en cuestión como el proyecto respectivo, cumplan con las NOM's aplicables.

ARTICULO 57 .- Faculta a las UVIE's para fijarle plazo al usuario, para la corrección de los defectos que en su caso se observen en las instalaciones eléctricas verificadas, de acuerdo a la complejidad de los trabajos.

ARTICULO 58 .- Fija la obligación del Suministrador para que pueda proporcionar el Servicio Eléctrico, solamente cuando haya comprobado que las instalaciones eléctricas han sido verificadas por una UVIE.

Asimismo establece la obligación para el Suministrador, de proporcionar el Servicio en todos los demás casos, a solicitud del interesado.

ARTICULO 59 .- El usuario de la instalación está obligado a conservar la instalación en condiciones de recibir en forma segura y permanente el suministro eléctrico.

NORMA OFICIAL MEXICANA NOM - 001 - SEDE- 1999

La actual Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 fue armonizada por el Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas (CCNNIE) con el apoyo del Instituto de Ingeniería de la Universidad Nacional Autónoma de México (IIUNAM) y de la Asociación Nacional de Normalización y Certificación del Sector Eléctrico (ANCE), bajo la coordinación de la Dirección General de Gas L.P. y de Instalaciones Eléctricas de la Secretaría de Energía, y consultando trabajos, propuestas, comentarios y colaboraciones de las siguientes instituciones miembros del CCNNIE:

- ◆ Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, SECOFI
- ◆ Secretaría del Trabajo y Previsión Social, STPS
- ◆ Comisión Nacional para el Ahorro de Energía, CONAE
- ◆ Comisión Federal de Electricidad, CFE
- ◆ Petróleos Mexicanos, PEMEX
- ◆ Instituto Mexicano del Seguro Social, IMSS
- ◆ Luz y Fuerza del Centro, LyFC
- ◆ Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE
- ◆ Programa de Ahorro de Energía del Sector Eléctrico, PAESE
- ◆ Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica, FIDE
- ◆ Asociación de Ingenieros Universitarios Mecánicos Electricistas, AIUME
- ◆ Asociación Mexicana de Directores Responsables de Obra y Corresponsables,, AMDROC
- ◆ Asociación Mexicana de Empresas del Ramo de Instalaciones para la Construcción, AMERIC
- ◆ Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos Electricistas, AMIME
- ◆ Cámara Mexicana de la Industria de la Construcción, CMIC
- ◆ Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas, CANAME
- ◆ Colegio de Ingenieros Mecánicos Electricistas, CIME
- ◆ Confederación de Cámaras Industriales de los Estados Unidos Mexicanos, CONCAMIN
- ◆ Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas de la República Mexicana, FECIME

En la actual estructura de la NOM-001-SEDE-1999 se cuida el uso de vocablos y se respetan los términos habituales, para evitar confusiones en los conceptos. Asimismo se

han ordenado los textos procurando claridad de expresión y unidad de estilo para una más específica comprensión. Lo que hará más fácilmente atendible sus disposiciones.

Se ha respetado el uso de las unidades al Sistema General de Unidades de Medida, único legal y de uso obligatorio en los Estados Unidos Mexicanos, con las excepciones y consideraciones permitidas en la NOM-008-SCFI vigente.

- En el Título 1 se marca el objetivo de la NOM, el cual consiste en establecer las disposiciones y especificaciones de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, en lo referente a protección contra :

- * Choque eléctrico,
- * Efectos térmicos,
- * Sobrecorrientes,
- * Corrientes de falla,
- * Sobretensiones,
- * Fenómenos atmosféricos, e
- * Incendios.

A efecto de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades.

- En el título 2 se define el campo de aplicación de la NOM en :

- * Propiedades industriales, comerciales, residenciales y de vivienda, institucionales cualquiera que sea su uso y en cualquier nivel de tensión de operación.

- * En edificios utilizados por las empresas suministradoras, tales como edificios de oficinas, almacenes, estacionamientos, talleres mecánicos y edificios para fines de recreación.

- * Casas móviles, vehículos de recreo, ferias, circos y exposiciones, estacionamientos, estaciones de servicio, lugares de reunión, teatros, salas y estudios de cinematografía, clínicas y hospitales, entre otros.

- * Plantas generadoras de emergencia o de reserva propiedad de los usuarios.

- * Subestaciones, líneas aéreas de energía eléctrica y de comunicaciones e instalaciones subterráneas

- * Cualesquiera otras instalaciones que tengan por finalidad el uso de la energía eléctrica.

La Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-1999 no debe aplicarse en :

- * Instalaciones eléctricas en barcos y embarcaciones. En unidades de transporte público eléctrico, aeronaves o vehículos automotrices.

- * Instalaciones eléctricas del sistema de transporte público eléctrico para la generación, transformación, transmisión o distribución de energía eléctrica utilizada exclusivamente para la operación de equipo rodante.

- * Instalaciones eléctricas en minas y maquinaria móvil autopropulsada para las mismas.

- * Instalaciones de equipo de comunicaciones que esté bajo control exclusivo de empresas de servicio público de comunicaciones.

- En el Título 3 se especifica que para la correcta aplicación de la NOM-99, es necesario consultar los siguientes documentos vigentes :

- * Ley Federal sobre Metrología y Normalización y su Reglamento.

- * Ley del servicio Público de Energía Eléctrica y su Reglamento.

- * NOM-008-SCFI; Sistema General de Unidades de Medida.

- * NOM-024-SCFI, Información comercial – Aparatos electrónicos, eléctricos y electrodomésticos – Instructivos y garantías para los productos de fabricación nacional e importada.

* NOM-050-SCFI, Información comercial del envase o su etiqueta que deberán ostentar los productos de fabricación nacional y extranjera.

* NMX-J-098, Sistemas eléctricos de potencia – Suministro – Tensiones eléctricas normalizadas.

- En el Título 4 se indica el índice del contenido de la NOM-001-SEDE-1999.

- En el Título 5 “Lineamientos para la aplicación de las especificaciones de la NOM”, se establece :

* Las disposiciones establecidas en la NOM-99, no deben considerarse como guía de diseño de instalaciones ni como un manual de instrucciones para personas no calificadas.

* Para hacer un uso apropiado de la NOM-99, es necesario recibir entrenamiento y tener experiencia suficiente en el manejo de las instalaciones eléctricas.

* Las especificaciones establecidas en la NOM-99, se dividen en 10 Capítulos.

- Los Capítulos 1, 2, 3 y 4 son de aplicación general.
- Los Capítulos 5, 6 y 7, aplican a lugares específicos, a equipos especiales y a otras condiciones particulares. Las disposiciones establecidas en estos Capítulos, son suplementarias o modifican lo inscrito en los Capítulos 1, 2, 3 y 4.
- El Capítulo 8 cubre instalaciones para Sistemas de Comunicación y es independiente de los demás, excepto cuando se hagan referencias específicas.
- El Capítulo 9 incluye disposiciones para instalaciones destinadas al servicio público.
- El Capítulo 10 corresponde a Tablas de datos de conductores incluyendo sus aislamientos, así como de tubos conduit y de sus factores de ocupación permitidos.

- El Apéndice A es de carácter normativo y contiene Tablas relativas a la capacidad de conducción de corriente de conductores con aislamientos especiales e instalados en condiciones específicas.

- Los Apéndices B y C, son de carácter informativo.

- El Apéndice B contiene un listado de Normas de productos eléctricos.

- El Apéndice C contiene Tablas de ocupación en tubos (conduit) de conductores y cables de aparatos, y conductores compactos.

- Cada Capítulo está dividido en Artículos. Cada Artículo trata un tema específico, por ejemplo : Protección contra sobrecorriente (Art. 240); Acometidas (Art. 230); Puesta a tierra (Art. 250); Motores (Art. 430); Transformadores (Art. 450); etc.

* La numeración de los Artículos no es consecutiva.

Ejemplo : Artículo 210-Circuitos derivados. Artículo 215-Alimentadores.

* Cuando un Artículo es muy extenso, se subdivide en Partes, las cuales desglosan el tema principal.

Por ejemplo, el Artículo 410-Luminarias, Portalámparas y Receptáculos- contiene 16 Partes; en cambio, los Artículos 100, 110, 300 y otros 15 más, solo contienen dos Partes.

- A la disposición básica de la NOM se le denomina **Sección** y se identifica con números. Por ejemplo : Sección 450-3 Protección contra sobrecorriente para Transformadores.

La numeración de las secciones tampoco es consecutiva.

Ejemplo : Sección 240-13.- Protección de los equipos por falla a tierra. Sección 240-20.- Conductores no puestos a tierra.

Todos los Artículos de la NOM-99 contienen varias secciones. Por ejemplo el Artículo 250 – Puesta a Tierra, contiene 72 secciones.

Una sección puede estar subdividida en varias subsecciones identificadas por letras dentro de paréntesis, y cada subsección puede subdividirse en varios puntos identificados dentro de paréntesis.

Por ejemplo , la sección que requiere que todos los contactos para baño de una unidad de vivienda lleven protección tipo ICFT es la Sección 210 - 8 (a) (1).

- Cuando se haga una referencia a la NOM, debe hacerse en forma completa, citando principalmente la **Sección** y las **subsecciones** involucradas, en su caso.

- Las **Excepciones** proporcionan alternativas a una disposición específica y se identifican con letra cursiva. Se presentan dos tipos de **Excepciones** : Una indica obligatoriedad y la otra indica algo permisible.

Una **Excepción** obligatoria generalmente incluye términos como “debe” o “no debe” en su texto. Ejemplo : Sección 250-23 (a), Excep. 1.

250-23. Puesta a tierra de sistemas de c.a. alimentados desde una acometida

a) Puesta a tierra del sistema. Un sistema de alambrado de usuarios que se alimenta por medio de una acometida de c.a. conectada a tierra, debe tener en cada acometida un conductor conectado a un electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en la Parte H del Artículo 250. No se debe hacer ninguna puesta a tierra a ningún conductor puesto a tierra de circuitos en el lado de la carga del medio de desconexión de la acometida.

Excepción 1: *Un conductor para electrodo de puesta a tierra se debe conectar al conductor puesto a tierra de un sistema derivado separadamente según, lo establecido en 250-26(b).*

La **Excepción** de tipo permisible generalmente incluye la expresión “se permite”. Ejemplo : Sección 250-23 (a), Excep. 5.

Excepción 5: *Cuando el puente de unión principal descrito en 250-53(b) y 250-79 sea un cable o una barra instalado (a) desde la barra o conexión del neutro a la terminal de tierra del equipo de la acometida, se permite que el electrodo de puesta a tierra se conecte a la terminal de tierra del equipo al que vaya conectado el puente de unión principal.*

Cuando una disposición tiene varias **Excepciones**, primeramente se presentan las de carácter obligatorio y posteriormente las permisibles.

Ejemplo : Sección 250-23 (a), Exceps. 1 y 2 **obligatorias**, 3, 4, 5 y 6 **permisibles**.

- Muchas de las secciones de la NOM contienen Tablas, las cuales son una lista sistemática de las reglas de la Norma en un arreglo ordenado.

Por ejemplo, la Tabla 310-16 contiene la capacidad de conducción de corriente de los conductores aislados para 0 a 2000 V, para no más de 3 conductores activos en una canalización, cable o directamente enterrados, para una T_A de 30 °C.

- Con excepción de las Tablas contenidas en el Capítulo 10 de la NOM-99, todas las demás Tablas están numeradas en su parte superior y utilizan el mismo sistema de numeración que las secciones a las cuales corresponden.

Ejemplo : Tabla 250-94 – Conductor del electrodo de tierra de instalaciones de c.a.

- Las disposiciones de carácter obligatorio indicadas en la NOM, se caracterizan por el uso de la palabra “debe” o por el tiempo gramatical en futuro.

- Las Notas aclaratorias no son disposiciones obligatorias, solo intentan aclarar conceptos o proporcionar información adicional para una mejor interpretación o bien proporcionan referencias a otras disposiciones en la propia NOM.

Por ejemplo , la nota N° 4 de la sección 210-19 (a) establece que es razonable que la caída máxima de tensión eléctrica de los circuitos alimentadores y derivados hasta la toma de corriente eléctrica mas lejana, no supere el 5% de la tensión nominal del circuito . Esto no representa un requisito de la NOM para caídas de tensión en conductores.

Las Notas generalmente se identifican en el texto de la NOM-99 por su tamaño de letra, que es más pequeño que el correspondiente al de la Sección.

- La Autoridad competente para resolver controversias en la interpretación de la NOM-99, es la Secretaría de Energía, Dirección General de Gas L.P. y de Instalaciones Eléctricas.

TRANSITORIOS.-

* La NOM-001-SEDE-1999 entrará en vigor a los 6 meses posteriores a su publicación en el DOF. -27 de marzo de 2000-

* La NOM-001-SEDE-1999, solo será aplicable a proyectos y construcciones que se inicien en fecha posterior a su entrada en vigor, incluyendo ampliaciones o modificaciones a instalaciones existentes.

* Los productos, dispositivos, materiales y equipos que se empleen en las instalaciones eléctricas deberán cumplir con las Normas aplicables.

* A falta de laboratorios de prueba para la certificación de una norma específica, las autoridades competentes podrán aceptar informes de resultados :

- De laboratorios acreditados para otra normas, o en su defecto,
- De laboratorios no acreditados siempre que cuenten con la infraestructura necesaria.

Los resultados deberán demostrar que se cumple con las Normas Oficiales Mexicanas.

ARTÍCULO 100 - DEFINICIONES

Las definiciones contenidas en este Artículo son esenciales para la aplicación apropiada de la NOM-001-SEDE-1999.

No intenta definir términos definidos en otras Normas o manuales específicos.

En algunos Artículos se incluyen otras definiciones de aplicación particular en el propio Artículo.

Accesible: (aplicado a los métodos de alambrado) Capaz de ser quitado o expuesto sin causar daño a la estructura o al acabado del edificio, o que no está permanentemente encerrado dentro de la estructura o del acabado del edificio.

Accesible: (aplicado a los equipos) Que admite acercarse; no está protegido por puertas con cerradura, ni por elevación, ni por otro medio eficaz (véase Accesible, fácilmente).

Accesible, fácilmente: Capaz de ser alcanzado rápidamente para su operación, reposición o inspección, sin requerir que quien tenga fácil acceso necesite escalar o quitar un obstáculo, ni recurrir a escaleras portátiles, sillas, etcétera (véase Accesible) (aplicado a los equipos).

A la vista de: Donde se especifique que un equipo debe estar "A la vista de" otro equipo, significa que un equipo debe estar visible desde el otro equipo y que no están separados más de 15 m uno del otro.

Autoridad competente: Secretaría de Energía; Dirección General de Gas L.P. y de Instalaciones eléctricas conforme con sus atribuciones.

Carga continua : Aquella con la que se espera que la corriente eléctrica máxima continúe circulando durante tres horas o más.

Servicio continuo: Funcionamiento con una carga prácticamente constante durante un periodo largo indefinido.

Carga no-lineal: Una carga donde la forma de onda de la corriente eléctrica en estado estable no sigue la forma de onda de la tensión eléctrica aplicada.

Circuito derivado: Conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobrecorriente que protege a ese circuito hasta la(s) salida (s).

Circuito derivado de uso general: Circuito derivado que alimenta a diversas salidas para alumbrado y aparatos eléctricos.

Circuito derivado individual: Circuito derivado que alimenta a un solo equipo de utilización.

Circuito derivado, multiconductor: Circuito derivado que consta de dos o más conductores no-puestos a tierra que tienen diferencia de potencial eléctrico entre ellos, y un conductor puesto a tierra que tiene la misma diferencia de potencial eléctrico entre él y cada conductor no-puesto a tierra del circuito y que está conectado al neutro o al conductor puesto a tierra del sistema.

Circuito derivado para aparatos eléctricos: Circuito derivado que suministra energía eléctrica a una o más salidas a las que se conectan aparatos eléctricos; tales circuitos no deben contener elementos de alumbrado conectados permanentemente que no formen parte del aparato eléctrico.

Circuito no-inflamable: Circuito en el que cualquier arco o efecto térmico producido en condiciones previstas de operación del equipo o que debido a la apertura, cortocircuito o la puesta a tierra del alambrado, en condiciones de prueba específica, no puede iniciar la ignición de gases, vapores o mezclas aire-polvo inflamables.

Conductor del electrodo de puesta a tierra: Conductor utilizado para conectar el electrodo de puesta a tierra al conductor de puesta a tierra del equipo, al conductor puesto a tierra o a ambos, del circuito en el equipo de acometida o en la fuente de un sistema derivado separado.

Conductor de puesta a tierra de los equipos: Conductor utilizado para conectar las partes metálicas no-conductoras de corriente eléctrica de los equipos, canalizaciones y otras envolventes al conductor del sistema puesto a tierra, al conductor del electrodo de puesta a tierra o ambos, en los equipos de acometida o en el punto de origen de un sistema derivado separado.

Conductor puesto a tierra: Conductor de un sistema o circuito intencionalmente puesto a tierra.

Cuarto de baño: Zona que incluye un lavabo y uno o más de los siguientes elementos: inodoro, tina o ducha.

Encerrado: Rodeado por una carcasa, envolvente, cerca o paredes para evitar que las personas entren accidentalmente en contacto con partes energizadas.

Envolvente: Recinto, recipiente o carcasa de un aparato, cerca o paredes que rodean una instalación para prevenir que las personas entren en contacto accidental con partes energizadas o para protección de los equipos contra daño físico.

Expuesto: (aplicado a métodos de alambrado) Colocado sobre o fijado a la superficie o detrás de paneles diseñados para permitir el acceso. (véase Accesible) (aplicado a los métodos de alambrado).

Expuesta: (aplicado a partes vivas) Que una persona puede inadvertidamente tocarla o acercársele a una distancia menor a la segura. Se aplica a las partes que no están adecuadamente resguardadas, separadas o aisladas (véase Accesible y Oculto).

Identificado: (aplicado a los equipos) Reconocido como adecuado para un propósito específico, función, uso, entorno, aplicación, por medio de una identificación donde esté así descrito como requisito particular de esta NOM (véase Equipo).

Listado: Equipo o productos incluidos en una lista publicada por un organismo de certificación acreditado (institución relacionada con la evaluación del producto, que mantiene un programa de inspecciones periódicas al equipo o producto listado, y que en el listado establece que los equipos o materiales cumplen con las normas aplicables o que hayan sido sometidos a prueba y encontrados aptos para condiciones específicas de uso).

En tanto no esté disponible un listado de productos que destaque las características de los mismos con relación a las prescripciones establecidas por esta NOM o en tanto un producto no cuente con los elementos que permitan su certificación conforme con lo establecido en 110-2(a), no procede la obligatoriedad de cumplir con el requisito de "ser listado" indicado en diversas disposiciones de esta NOM. Invariablemente los productos deberán cumplir con lo indicado en 110-2.

Marcado (aplicado a marca de conformidad): Equipo o materiales que tienen adherida una etiqueta, símbolo u otra marca de identificación de un organismo acreditado o dependencia que mantiene un programa de inspecciones periódicas al

equipo o material etiquetado, y que es aceptable para el organismo que se ocupa de la evaluación de la conformidad del producto.

Con la etiqueta, símbolo u otra marca de identificación mencionada, el fabricante o proveedor indica que el equipo o material cumple con las normas aplicables o su buen funcionamiento bajo requisitos específicos (véase 110-2.)

Permiso especial: Autorización escrita de la autoridad competente.

Persona calificada. Es aquella persona física cuyos conocimientos y facultades especiales para intervenir en la proyección, cálculo, construcción, operación o mantenimiento de una determinada instalación eléctrica han sido comprobados en términos de la legislación vigente o por medio de un procedimiento de evaluación de la conformidad bajo la responsabilidad del usuario o propietario de las instalaciones.

Protección de falla a tierra de equipos: Sistema diseñado para dar protección a los equipos contra daños por corrientes de falla entre línea y tierra, que hacen funcionar un medio de desconexión que desconecta los conductores no-puestos a tierra del circuito afectado.

Interruptor de circuito por falla a tierra: Dispositivo diseñado para la protección de personas, que funciona para desenergizar un circuito o parte del mismo, dentro de un período determinado.

Puesto a tierra: Conectado al terreno natural o a algún cuerpo conductor que pueda actuar como tal.

Puesto a tierra eficazmente: Conectado al terreno natural intencionalmente a través de una conexión o conexiones a tierra que tengan una impedancia suficientemente baja y capacidad de conducción de corriente, que prevengan la formación de tensiones eléctricas peligrosas a las personas o a los equipos conectados.

Sistema derivado separadamente: Sistema de alambrado de una propiedad, cuya energía procede de una batería, sistema fotoeléctrico solar o de un generador, transformador o devanados de un convertidor y que no tiene conexión eléctrica directa incluyendo al conductor del circuito sólidamente puesto a tierra, con los conductores de suministro que provengan de otro sistema.

Sobrecarga: Funcionamiento de un equipo excediendo su capacidad nominal, de plena carga, o de un conductor que excede su capacidad de conducción de corriente nominal, cuando tal funcionamiento, al persistir por suficiente tiempo puede causar daños o sobrecalentamiento peligroso. Una falla, tal como un cortocircuito o una falla a tierra, no es una sobrecarga.

Sobrecorriente: Cualquier corriente eléctrica en exceso del valor nominal de los equipos o de la capacidad de conducción de corriente de un conductor.

La sobrecorriente puede ser causada por una sobrecarga (véase definición de "sobrecarga"), un cortocircuito o una falla a tierra.

Fusible accionado electrónicamente: Dispositivo de protección contra sobrecorriente que consiste generalmente de un módulo de control el cual proporciona las características sensoras de corriente eléctrica, características tiempo-corriente electrónicamente derivadas, energía para iniciar el disparo y un módulo de interrupción que interrumpe la corriente eléctrica cuando se produce una sobrecorriente. Estos fusibles pueden operar o no como fusibles tipo limitador, dependiendo del tipo de control seleccionado.

Fusible de potencia no ventilado: Fusible que no tiene un medio intencional para el escape a la atmósfera circundante de gases, líquidos o partículas sólidas producidos por el arco durante la interrupción del circuito.

Fusible de potencia ventilado: Fusible que tiene un medio para el escape a la atmósfera circundante de gases, líquidos o partículas sólidas producidas por el arco durante la interrupción del circuito.

ARTÍCULO 110 - REQUISITOS DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- La sección 110-2 precisa que en las instalaciones eléctricas, a que se refiere la NOM-001-SEDE-1999, se aceptará la utilización de materiales y equipos que cumplan con:

- * Normas oficiales mexicanas,
- * Normas mexicanas o
- * Normas internacionales. A falta de éstas, con las especificaciones del fabricante.

Los materiales y equipos de las instalaciones eléctricas deben contar con un certificado expedido por un organismo de certificación de productos, acreditado y aprobado.

En caso de no existir norma oficial mexicana o norma mexicana aplicable al producto de que se trate, se podrá requerir el dictamen de un laboratorio de pruebas que determine el grado de cumplimiento con las especificaciones técnicas internacionales con que cumplen, las del país de origen o a falta de éstas, las del fabricante.

- La sección 110-4 indica que la "Tensión eléctrica nominal del sistema", es el valor asignado a un sistema eléctrico.

Como ejemplos de tensiones normalizadas, se tienen:

120/240 V; 220Y/127 V; 480Y/277 V; 480 V como valores preferentes
2400 V como de uso restringido
440 V como valor congelado

Los valores de tensión eléctrica de utilización (B.T.), son:

115/230 V; 208Y/120 V; 460Y/265 y 460 V; como valores preferentes.

- La sección 110-10 nos indica que debe existir coordinación entre el tiempo de apertura de las protecciones y con todos los elementos que constituyen el circuito que se está protegiendo contra sobrecorriente.

- La sección 110-14 establece una serie de requerimientos para las conexiones eléctricas:

* No deben unirse terminales y conductores de materiales distintos como el cobre o el aluminio, a menos que el dispositivo esté aprobado para esas condiciones de uso.

* Las terminales para más de un conductor y las terminales para conectar aluminio, deben estar aprobadas.

* Los conductores deben empalmarse con dispositivos adecuados o con soldadura de bronce, soldadura al arco o soldadura con un metal de aleación fundible.

- La sección 110-16 establece que alrededor de todo equipo eléctrico debe existir y mantenerse un espacio de acceso y de trabajo suficiente que permita el funcionamiento y el mantenimiento rápido y seguro de dicho equipo.

* La Tabla 110-16 (a) indica las distancias de trabajo que deben respetarse en dirección al acceso a las partes vivas que funcionen a 600 V nominales o menos a tierra y que puedan requerir examen, ajuste, servicio o mantenimiento mientras estén energizadas.

* Además, el espacio de trabajo no debe ser inferior a 80 cm de ancho delante del equipo eléctrico.

* El espacio de trabajo debe estar libre y extenderse desde el piso o plataforma, alrededor del equipo, hasta una altura no menor de 2 m.

Dentro de los requisitos de altura de esta Sección, se permite equipo de la misma profundidad.

* En todos los casos, el espacio de trabajo debe permitir abrir por lo menos 90° las puertas o paneles abisagrados del equipo.

* Debe existir, en cada extremo del local que aloja equipo de 1200 A o más y de más de 1,80 m de largo, una entrada de no menos de 61 cm de ancho y de 2 m de alto.

- La sección 110-32 establece el espacio de trabajo alrededor de todo equipo eléctrico de más de 600 V, con partes energizadas:

* La Tabla 110-34 (a) indica la profundidad mínima del espacio de trabajo en instalaciones eléctricas de más de 600 V.

-- Código de colores para conductores.

Conductor puesto a tierra

- * Neutro
- * Esquina Delta

- N° 6 y menores - Acabado exterior en toda su longitud de color blanco ó gris natural
--- Seccs. 200 - 6 (a) ; 310 - 12 (a) y 210 - 5 (a).

Excepciones :

- * Cables multiconductores, pueden identificarse solamente cuando exista personal calificado.
- * Conductores para aparatos electrodomésticos.
- * Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica.
- N° 4 AWG y mayores - Acabado exterior en toda su longitud, de color blanco ó gris natural ó identificarlo con marcas blancas en sus extremos Secc. 200 - 6 (b)

Los cables multiconductores del N° 4 AWG y mayores, pueden llevar un filete que identifique al conductor puesto a tierra

- * Un conductor aislado con acabado de color blanco ó gris natural puede usarse como activo, siempre que : (Secc. 200 - 7 ; Excep. 1)

Se identifique nuevamente en sus extremos y donde sea visible y accesible.

- * Un conductor aislado con acabado de color blanco ó gris natural puede usarse para alimentar un apagador.- Secc. 200 - 7 ; Excep. 2
- * Los conductores activos deben tener un acabado de color diferente al blanco, gris natural ó verde, ó con una combinación de colores -- (Secc. 310 - 12 - c)

-- Carga continua.- (Art. 100)

- En operación normal de 3 horas ó más
- * Alumbrado interior y exterior
- * Avisos de advertencia
- * Salidas especiales

-- Conductor puesto a tierra.- (Art. 100)

- Conductor de un sistema o circuito que intencionalmente se pone a tierra.
- * Neutro.- Secc. 220 - 22; Nota 10 (c)
- * Sistema Delta - Seccs. 250 - 25 y 240 - 22.

-- Conductor de puesta a tierra.- (Art. 100)

Conecta todas las partes metálicas no conductoras de corriente.- (No se considera activo)

-- Cuándo es un neutro conductor de corriente ?

Nota 10 (c) Tabla 310 - 16

- Cuando la mayor parte de la carga en un sistema 3F, 4H, en estrella, consiste de cargas no lineales
- * Alumbrado por descarga eléctrica

- * Equipo de procesamiento de datos
- * Computadoras o equipo similar
- * Control electrónico (tinas de Rectificado, etc.)

-- Cuándo se consideran los circuitos de control, conductores de corriente ?

Sección 725 - 17.- Cuando conducen continuamente el 10% de su capacidad.

Factores Influyentes en la Capacidad de Conducción de los conductores

1.- Temperatura ambiente que rodea al conductor .- Secc. 310 - 10.1

Si la temperatura ambiente es mayor ó menor de 30° C ;

¡ Debe corregirse la Temperatura del conductor indicada en la T 310 - 16 !

* Si la parte del conductor que atraviesa un ambiente con mayor Temp. no es mayor de 3 m ó no excede del 10% de su longitud total :

2.- Calor generado internamente en el conductor al circular la corriente de carga.- Secc. 310 - 10.2

Por lo que deben computarse las cargas utilizadas considerando si son de operación continua ó no ----- Seccs. 220 - 3 (a) y 220 - 10 (b).

3.- Coordinación de Temperaturas .- Seccs. 310 - 10.3 y 110 - 14 (c).

La temperatura del aislamiento de los conductores, debe ser compatible con la de los equipos y elementos conectados, tales como :

Conectores
Otros conductores
Terminales de dispositivos
Terminales de Tableros de Dist. y Gabinetes de Control

a).- Deben tomarse temperaturas de operación máxima de 60° C para :

Terminales de equipo con capacidad de 100 A ó menos
Conductores del N° 14 al 1 AWG

Excepción .- Se permiten conductores con mayor temperatura de operación siempre que su capacidad de conducción se tome a 60° C.

Excepción.- Si el equipo está marcado y certificado para temperaturas mayores, puede tomarse la Cap. de conducción. del conductor a esos valores de Temp.

b).- Deben tomarse temperaturas de operación máxima de 75° C para :

Terminales de equipo con capacidad mayor de 100 A
Conductores de 1 / 0 AWG y mayores

Excepción.- Se permiten conductores con mayor temperatura de operación, siempre que su capacidad de conducción se tome a 75° C.

Excepción.- Si el equipo está marcado y certificado para temperaturas mayores, puede tomarse la capacidad de conducción del conductor a esos valores de temperatura.

4.- Incremento de temperatura con conductores activos adyacentes.-
Secc. 310 - 10.4 y nota 8 (a)

La disipación del calor se dificulta al aumentar la temperatura ambiente, por lo que debe decrementarse la capacidad de corriente del conductor.

¿ Cuándo se aplican factores de corrección por agrupamiento ?

- * Cuando se alojan más de 3 conductores activos en :
 - Una canalización.
 - Un niple con longitud de 0.60m ó mayor
 - Un cable.

Ejemplo .- Cual es la Cap. de conducción de Tres conductores N° 10 AWG - LS, Cobre, alojados en una canalización, temperatura ambiente : 30° C

De acuerdo a la T. 310 - 16 : 35 A

Ejemplo.- Cuál es la capacidad de conducción de 3 conductores, N° 6 AWG, RHH, Al., instalados en línea abierta sobre aisladores, Temp. Amb. : 30° C.

De acuerdo a la T. 310 - 17 : 75 A

* Cuando se apilan ó tuercen más de 3 conductores activos sin canalización, en longitudes mayores a 0.60m.

* En charolas

CIRCUITOS DERIVADOS MULTICONDUCTORES - Secc. 210 - 4

---- Está formado por dos ó más conductores de fase que tienen diferente tensión entre sí y un solo conductor neutro que tiene una diferencia de tensión igual, contra cualquier conductor de fase de circuito.

Nota .- Todos los conductores deben partir del mismo tablero de distribución y deben alimentar exclusivamente cargas de fase a neutro.

Excepción 1.- Cuando se alimenta un solo equipo de utilización.

Excepción 2.- Cuando los conductores activos se abren simultáneamente por el dispositivo contra sobrecorriente.

Si se utilizaran fusibles ó termomagnéticos de un solo polo en un C. D. multiconductor que alimenta cargas conectadas entre fases y de fase a neutro, pudiera originar situaciones peligrosas al equipo conectado y al personal.

- En circuitos derivados multiconductores, la continuidad de un conductor puesto a tierra no debe interrumpirse al retirar algún dispositivo -Secc.300-13 (b).

¡ Al interrumpirse el neutro las cargas trabajarán a 220 Volts !

- En los circuitos derivados multiconductores, debe asegurarse que cada conductor activo, esté conectado a una fase diferente.

- Identificación de los conductores activos y puestos a tierra en los circuitos derivados multiconductores.- ----- Secc. 210 - 4 (d) :

* Inmuebles con un solo sistema de Tensión : 220 V / 127 V

Neutro : Blanco o gris natural

Fases : Cualquier color, menos blanco ó gris natural ó verde.

* Inmuebles con dos sistemas de Tensión : 440 V / 254 V y 220 V / 127 V

Neutros en una misma canalización :

440 V / 254 V --- Blanco ó gris natural

220 V/127 V -- Blanco ó gris natural identificado con marcas

Neutro en canalizaciones separadas :

440 V / 254 V --- Blanco ó gris natural

220 V / 127 V --- Blanco ó gris natural

Fases en una misma canalización o canalización separada :

440 / 254 V y 220 V / 127 V : ¡ Deben identificarse individualmente !

CIRCUITOS DERIVADOS

Definición.- Conductores ubicados entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege al circuito y a la (s) carga (s) conectada (s) -Art. 100

-- Los circuitos derivados para *servicio residenciales*, se calculan en forma diferente a los de *lugares comerciales e industriales*

* Se deben considerar : 2 Circ. derivados de 20 A (1500 VA) para contactos ubicados en : (Seccs. - 210 - 52, b y 220 - 4, b)

Cocina
Desayudor
Comedor
Sala
Cuarto de lavado de ropa

Nota.- Estos Circuitos : No deben alimentar otras salidas

* Además deben existir circuitos independientes que abastecen cargas individuales

- Los circuitos derivados se clasifican por la capacidad ó ajuste de su protección contra sobrecorriente

* El calibre del conductor no determina la capacidad del circuito derivado.

* Un circuito derivado que alimenta una sola salida puede ser de cualquier capacidad

* Los circuitos derivados de : 15, 20, 30, 40 y 50 A, pueden alimentar 2 ó más salidas

* La capacidad ó ajuste de su protección no debe ser menor que la capacidad de la carga abastecida

-- En circuitos derivados de 15 y 20 A : (Secc. 210 - 23, a)

* La Cap. nominal de cualquier aparato con cordón y clavija no debe exceder el 80% de la Cap. del circuito

* La carga total de los aparatos fijos combinada con aparatos conectados con cordón y clavija que no son fijos :

No debe exceder el 50 % de la capacidad del circuito

-- Los Circ. derivados de 30 A pueden alimentar: (Secc. 210 - 23, b)

* Unidades fijas de alumbrado con portalámparas de servicio pesado ---- No en viviendas

* Aparatos eléctricos en cualquier local .- La Cap. de cualquier aparato conectado con cordón y clavija no debe :

Ser mayor del 80% de la Cap. del circuito

-- Los Circ. derivados de 40 y 50A pueden alimentar: Secc. 210 - 23, c

* Unidades fijas de alumbrado con portalámparas de servicio pesado --- No en viviendas

* Unidades infrarojas de calefacción ---- No en viviendas

* Aparatos de cocina fijos en cualquier local

-- Los Circ. Deriv. mayores de 50A pueden alimentar: Secc.210-23 d

* Solamente cargas que no sean de alumbrado

-- Los circuitos derivados para locales comerciales e industriales se calculan en forma diferente que los circuitos derivados para unidades residenciales.

* Salida para un aparato ó carga específica -- Secc. 220 - 3 (c) (1)

El valor de la I_N del aparato ó de la carga.

* Salidas para luminarios ----- Secc. 220 - 3 (c) (3)

El valor en VA del equipo más el de las lámparas

* Salida para portalámparas de servicio pesado--Secc. 220-3(c) (4)

600 VA por cada portalámpara

* Salida para lámparas instaladas en rieles decorativos-- Secc.220-3 (c) (5) y 410 -102

Por cada 60 cm de longitud ----- 150 VA

* Otras salidas -----Secc. 220 - 3 (c) (6)

Por cada salida : ----- 180 VA

Para salida de contacto sencillo ó múltiple ----- 180 VA

Cálculo de Circuitos Derivados .- Art. 220.

Para calcular el N° de Circ. Deriv. requeridos, es necesario tomar en consideración los siguientes puntos : (Secc. 220 - 3a)

-La capacidad del Circ. Deriv. no debe ser menor que :

La suma de la carga no continua

Más

125% de la carga continua.

Excep.- Si el conjunto, incluyendo la protección contra sobrecorriente están aprobadas para funcionamiento continuo - al 100%

Problema.- Un circuito derivado de 15 A, 127 V, puede alimentar 16 lámparas incandescentes de 100 VA, c/u para servicio no continuo ?

$$I = 100 \text{ VA} \div 127 \text{ V} = 0,7874 \text{ A para c / Lámp.}$$

$$I_{\text{total}} = 0,7874 \times 100\% \times 16 = 12,59 \text{ A}$$

La respuesta es : ¡ SI ! -- Pero si las cargas fueran de servicio continuo :

$$I_{\text{total}} = 0,7874 \times 125\% \times 16 = 15,74 \text{ A}$$

La respuesta es : ¡ NO !

310 - 4 .- Conductores en paralelo

- Calibre mínimo permitido para paralelar conductores (de fase, neutro y de tierra física)
: 1 / 0 AWG

Excepciones :

* Alambrado de : Ascensores, Montaplatos, Escaleras y Pasillos Móviles --
Secc. 620 - 12 (a) (1), Excepción.

Pueden paralelarse conductores del N° 20 AWG y mayores:

¡ Siempre que la Cap. de corriente sea equivalente a la del N° 14 AWG !

, * Circuitos de control de cualquier calibre. Siempre que :

Se instalen dentro de la misma canalización o cable

Tengan capacidad de conducción suficiente en cada conductor individual
para llevar la I_{CARGA} total compartida por los conductores en paralelo.

Su protección contra sobrecorriente sea de un valor que no exceda la
capacidad de corriente de cada conductor individual.

* Para frecuencias de 360 Hz y mayores.

* Conductores neutros en instalaciones existentes --Secc. 310-4, Excep. 4.

Condiciones :

- Deben estar eléctricamente unidos en ambos extremos para formar un solo conductor.

- Deben tener la misma longitud.
- Ser del mismo material conductor.
- Ser de la misma área de Secc. Transversal.
- Tener el mismo tipo de aislamiento.
- Si están alojados en canalizaciones ó cables diferentes, cada una de ellas debe contener :

Fases (Circ. Trif.) ; Neutro y Tierra Física --- Seccs. 300 - 3 (b) y 300 - 20 (a)

Excep. Fases aisladas en canalizaciones no metálicas ----- Secc. 300 - 5 (i)

- Los conductores de puesta a tierra de equipos instalados con conductores en paralelo, deben cumplir con los puntos anteriores, exceptuando el calibre --- Secc. 310 - 4

Ventajas para paralelar conductores :

* Los conductores de menor sección conducen más corriente por cada Circular Mil que los conductores más grandes.

El incremento en capacidad de conducción es muy pequeño en proporción al incremento en su sección transversal

* Mayor facilidad, de instalación con conductores de menor sección transversal

Desventajas :

* Al reducir la Secc. transversal total de conductores en paralelo, comparada con la Secc. Transv. de un sólo conductor por fase :

¡ Aumenta la Resistencia y por ende la Caída de Tensión !

* Aumenta el N° de canalizaciones . Si se utilizara una sola canalización se deben aplicar los F. de A.

Al utilizar canalizaciones separadas para conductores en paralelo, deben tener las mismas características físicas.

¡ La Z de un Circ. es diferente al utilizar canalización metálica o tubería de PVC !

NIPLES

- Los niples son pequeños tramos de tubo que se utilizan para conectar cajas, gabinetes ó envolventes similares , con longitud no mayor de 60 cm. (Nota 3, Cap. 10 y Nota 8 ,a, Excep. 3 - Secc. 310 -15)

- * Se puede ocupar hasta el 60% de su sección transversal.
- * No se aplican los factores Decrementales por agrupamiento.

Canalizaciones Metálicas de Superficie ----- Art. 352 A

- Comúnmente llamadas canaletas, este tipo de canalizaciones son una opción para cuando no se quiere o no se puede ranurar la pared o el techo.

- El número de conductores en una canaleta depende de las especificaciones del fabricante.

- El factor de reducción por agrupamiento no es aplicable en las del tipo metálico, si :

- * El área transversal de la canaleta excede de 26 cm^2 ,
- * El número de conductores activos no excede de 30, y
- * La suma del área transversal de todos los conductores contenidos no excede del 20 % del área de la canaleta.

- El material de construcción de las canaletas del tipo no-metálico, debe ser :

- * Retardante a la llama.
- * Resistente a las atmósferas químicas, a la humedad, a los impactos y a la compresión.

- Se pueden realizar empalmes y derivaciones dentro de la canaleta, siempre y cuando :

- * Tenga tapas removibles accesibles después de su instalación.

* El área ocupada con conductores y empalmes no rebase el 75 % de su área total.

Cuando las canaletas no cuenten con tapas removibles, los empalmes y derivaciones solo se realizarán en cajas de registro.

Ducto Cuadrado Metálico ----- Art. 362 A

- Son canalizaciones hechas de láminas metálicas con tapas articuladas o desmontables.

- Se pueden usar solamente :

* En instalaciones expuestas.

Es posible usarlos ocultos solamente si se usan en cuartos destinados para la grabación y reproducción de sonidos. (Punto c de la Excep. de la Secc.640-4)

- No deben contener más de 30 conductores de fase en ninguna parte.

- No deben ocuparse a más del 20 % de su sección transversal, considerando **a todos** los conductores que se alojen en el ducto.

En instalaciones para Elevadores, puede ocuparse hasta el 50 % de sus sección transversal.

- No se aplican los factores por agrupamiento a los 30 conductores de fase que ocupen 20 % de la sección transversal del ducto.

- Los empalmes y derivaciones dentro de un Ducto deben :

* Estar accesibles.

* Ocupar como máximo el 75 % de su sección transversal.

- Cuando los conductores aislados se flexionen dentro de un Ducto, se deben aplicar los conceptos de la Secc. 373-6 para la desviación de los conductores.

Ducto Cuadrado no Metálico ----- Art. 362 B

- Son canalizaciones hechas con material retardante a la flama y con tapas desmontables.
- La suma del área de la sección transversal de todos los conductores **activos** contenidos en cualquier parte del ducto no debe ser mayor que el 20 % del área de la sección transversal de éste.
- Si existen más de 3 conductores activos en el Ducto, deben aplicarse los factores de agrupamiento.
- Cuando los conductores aislados se flexionen dentro de un Ducto, o cuando la dirección de éste se flexione más de 30° , se deben aplicar los conceptos de la Secc. 373-6 para la desviación de los conductores.

Canales Auxiliares ----- Art. 374

- Sirven como un medio de registro para conductores. Pueden contener conductores ó barras.
- Las reglas para determinar el número de conductores en un ducto cuadrado y en un canal auxiliar son las mismas.
- Deben dimensionarse para permitir el doblar de los conductores utilizando la Tabla 373 - 6 (a), para definir :

La distancia medida desde donde los conductores entran al canal auxiliar , hasta la pared opositora.

- Los canales auxiliares no deben medir mas de 9 m, del equipo que complementan y deben soportarse a no mas de 1,5 m.

PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

(Artículo 240 NOM - 001 - SEDE - 1999)

- Propósito : Abrir el circuito eléctrico cuando la corriente alcance un valor que puede producir temperaturas peligrosas en :

- * Los Conductores

- * Su aislamiento

- La sobrecorriente puede ser causada por :

- * Sobrecarga

- * cortocircuito

- * Falla a tierra

- Los conductores que no sean cordones flexibles ni alambres de aparatos se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo a sus capacidades de conducción -----
Sección 240 - 3.

- La NOM-001-SEDE-1999 previene varias excepciones, en las que permite seleccionar el dispositivo de protección contra sobrecorriente con un valor mayor al de la capacidad de conducción de corriente del conductor :

- * Dispositivos con capacidad de hasta 800 A.

- * Derivaciones.

- * Conductores de circuitos Alimentadores y Derivados para Motores.

- * Conductores para circuitos de control de Motores.

- * Conductores para circuitos de equipos de aire acondicionado y refrigeración.

- * Conductores que parten del secundario de un Transformador.

No se permite seleccionar el valor nominal inmediato superior del dispositivo de protección contra sobrecorriente, cuando el conductor es parte de un circuito derivado y alimenta dos ó más contactos para cargas portátiles con cordón y clavija. (Secc. 240-3,b,1).

Ejemplo .- ¿Cuál es el valor máximo permitido para el dispositivo de protección VS. S. Corriente, de un circuito 1F, 2H, 127V, que abastece 15 salidas para contactos de uso general, del tipo dúplex, que alimentan cargas del tipo portátil con cordón y clavija .

De la Sección 220 - 3 (c) (6) : 180 VA

$$180 \text{ VA} \times 15 = 2700 \text{ VA} \div 127 \text{ V} = 21,25 \text{ A}$$

De Tabla 310 -16 : N° 12 AWG (25 A)

Capacidad máxima permitida : 25 A (Seccs. 240-3, b y 240-6)

Pero tomando en cuenta lo señalado en el asterisco (*) indicado al final de la Tabla 310-16, no se permite utilizar un dispositivo contra sobrecorriente mayor de 20 A, por lo que:

Seleccionamos conductores No. 10 AWG → 30 A

Ejemplo .- ¿Cuál es el máximo valor de la protección contra sobrecorriente, permitida, para dos conductores del No. 10 AWG, cobre, THW, de un circuito derivado con varias salidas para receptáculos que abastecen cargas no fijas con enchufe y cordón ?

Nota.- los dos conductores del circuito derivado se alojan en la misma canalización donde viajan otros 4 conductores activos más.

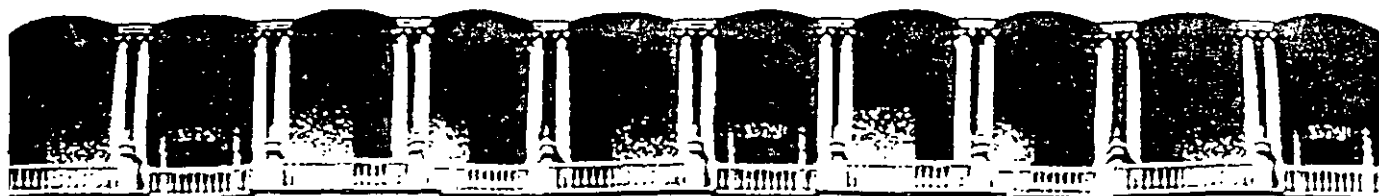
De Tabla 310-16 : No. 10 AWG ----- 30 A

Factor de agrupamiento aplicable : 0.8

$$\text{Entonces : } 30 \text{ A} \times 0.8 = 24 \text{ A}$$

De acuerdo a la Secc. 240-3 (b)(1), seleccionamos : 20 A

Si el número de receptáculos requiere más de 20 A tendremos que seleccionar un circuito mayor de 20 A.



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

SISTEMAS DE TIERRAS

EXPOSITOR: ING. GUILLERMO LOPEZ MONROY
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

SISTEMAS DE TIERRA

**EN REDES
DE
DISTRIBUCION**

GUILLERMO LOPEZ MONROY

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.	28
2.1.- Corrientes de fibrilación.	29
2.2.- Potenciales de toque o de contacto.	30
2.3.- Potencial de paso.	32
2.4.- Potenciales transferidos.	32
2.5.- Duración de falla (t).	33
2.6.- Ejemplos resueltos.	33
2.7.- Cuestionario y problemas.	38
 CAPITULO TRES.- El electrodo de puesta a tierra.	 41
3.1.- Electrodo múltiples.	44
3.1.1.- Dos electrodos en paralelo.	45
3.1.2.- Tres electrodos en línea recta.	47
3.1.3.- Tres electrodos en delta.	48
3.1.4.- Cuatro electrodos en línea recta.	49
3.2.- Electrodo horizontales.	51
3.2.1.- Cable sencillo enterrado horizontalmente.	51
3.2.2.- Cable en ángulo recto.	53
3.3.- Electrodo profundos.	55
3.3.1.- Varillas de Copper-Weld.	55
3.3.2.- Suelo duro.	55
3.4.- Electrodo químicos.	56
3.4.1.- Bentonita.	57
3.4.2.- Método de Sanik.	58
3.4.3.- Resinas sintéticas.	58
3.5.- Ejemplos resueltos.	59
3.6.- Cuestionario y problemas.	66

CAPITULO CUATRO.-	Diseño de sistemas de tierras.	68
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 funcionen 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
CAPITULO SEIS.- Varios.		193
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
BIBLIOGRAFIA BASICA.		211

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 esto, 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).

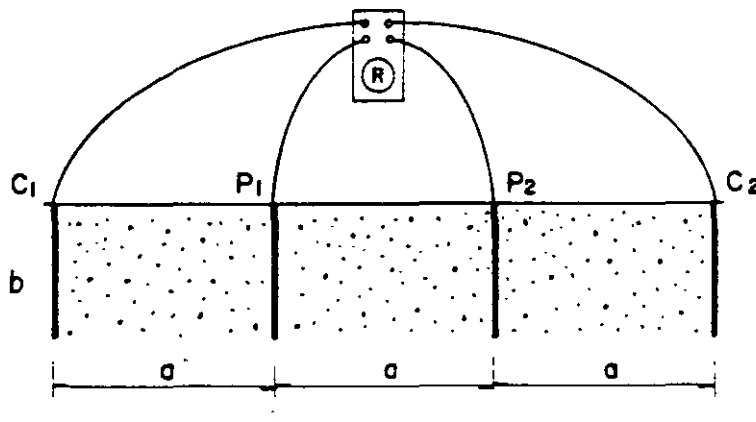


Fig. 1.- Método de Wenner o de los 4 electrodos

ρ = 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:

$$\varrho = \frac{4 \pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

pero si $a \gg b$

entonces:

$$\varrho = 2 \pi a R$$

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.

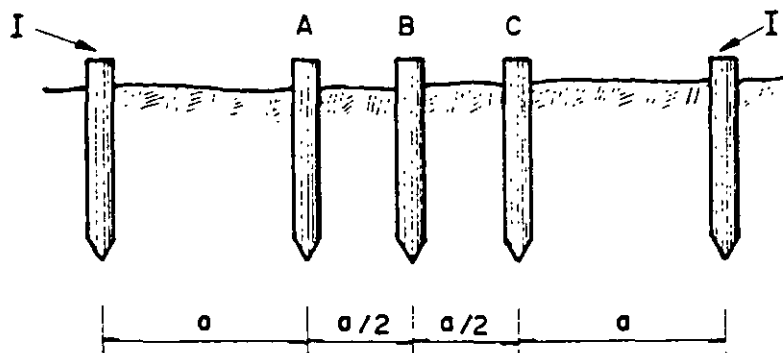


Fig. 2.- Método de Lee

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).

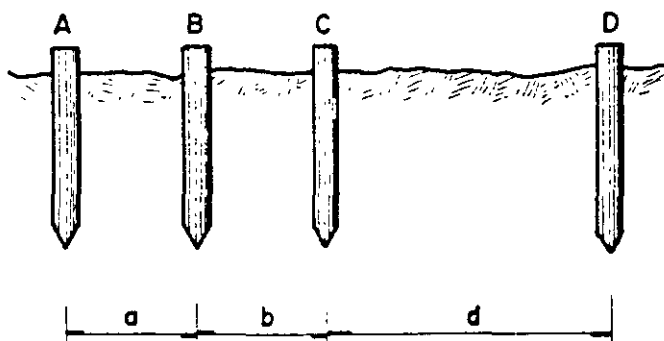


Fig. 3.- Método del electrodo central

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
$\begin{array}{cccc} C & P & P & C \\ P & C & C & P \end{array}$	$\theta_1 = 2\pi a R_1$
$\begin{array}{cccc} C & C & P & P \\ P & P & C & C \end{array}$	$\theta_2 = 6\pi a R_2$
$\begin{array}{cccc} C & P & C & P \\ P & C & P & C \end{array}$	$\theta_3 = 3\pi a R_3$

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.- MEDICION 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)

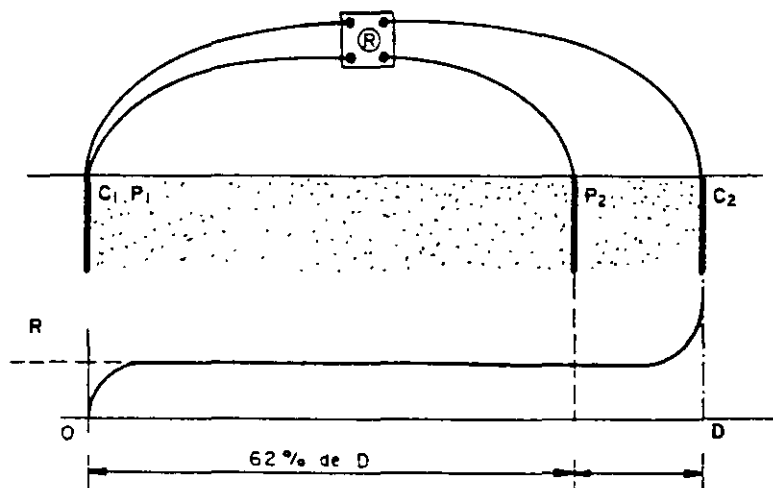


Fig. 4.- Método de la caída de tensión

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:

$$\varrho = 2\pi aR$$

$$\varrho = 2\pi * 10 * 1.4 = 88$$

$$\varrho = 2\pi * 10 * 1.7 = 107$$

$$\varrho = 2\pi * 10 * 1.2 = 75$$

$$\varrho = 2\pi * 10 * 1.9 = 119$$

$$\text{SUM } 389$$

$$\varrho_{\text{prom}} = \frac{\text{SUM } \varrho}{4} = \frac{389}{4} = 97 \text{ Ohms - metro.}$$

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:

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + \frac{2*3}{\sqrt{(3^2 + 4(0.4)^2)}} - \frac{3}{\sqrt{(3^2 + 0.4^2)}}}$$

$$\theta = \frac{4 * 3.14 * 3 * R}{1 + 6/3.10 - 3/3}$$

$$\theta = 19.8 * R$$

$$\theta_1 = 19.8 * 6.4 = 126.7$$

$$\theta_2 = 19.8 * 7.3 = 144.5$$

$$\theta_3 = 19.8 * 6.9 = 136.6$$

$$\text{SUM } 407.8$$

$$\theta_{\text{prom}} = \frac{407.8}{3} = 136 \text{ Ohms - metro.}$$

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 : $R_{AB} = 2.6 \text{ Ohms}$

$R_{BC} = 2.9 \text{ Ohms}$

lect 2 : $R_{AB} = 2.4 \text{ Ohms}$

$R_{BC} = 2.7 \text{ Ohms}$

lect 3 : $R_{AB} = 2.1 \text{ Ohms}$

$R_{BC} = 2.8 \text{ Ohms}$

Respuesta:

$\theta_1 = 4 \quad aR_{AB} = 327 \text{ Ohms} - \text{metro}$

$\theta_2 = 4 \quad aR_{BC} = 364 \text{ Ohms} - \text{metro}$

$\theta_3 = 4 \quad aR_{AB} = 301 \text{ Ohms} - \text{metro}$

$\theta_4 = 4 \quad aR_{BC} = 339 \text{ Ohms} - \text{metro}$

$\theta_5 = 4 \quad aR_{AB} = 264 \text{ Ohms} - \text{metro}$

$\theta_6 = 4 \quad aR_{BC} = 352 \text{ Ohms} - \text{metro}$

SUM $\theta = 1947$

$$\text{SUM } \rho / 6 = 326 \text{ Ohms - metro}$$

$$\text{Resultado} = 326 \text{ Ohms - metro}$$

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:

$$\rho = \frac{2\pi a(a+b)R}{b}$$

$$\rho = \frac{2 * 3.14 * 6 (6 + 4) * R}{4}$$

$$\rho = 94.2 * R$$

$$\theta_1 = 339 \text{ ohms - metro}$$

$$\theta_2 = 405 \text{ ohms - metro}$$

$$\theta_3 = 348 \text{ ohms - metro}$$

$$\theta_4 = 377 \text{ ohms - metro}$$

$$\text{SUM } \theta = 339 + 405 + 348 + 377 = 1469$$

$$\theta_{\text{prom}} = 1469/4 = 367 \text{ ohms -metro}$$

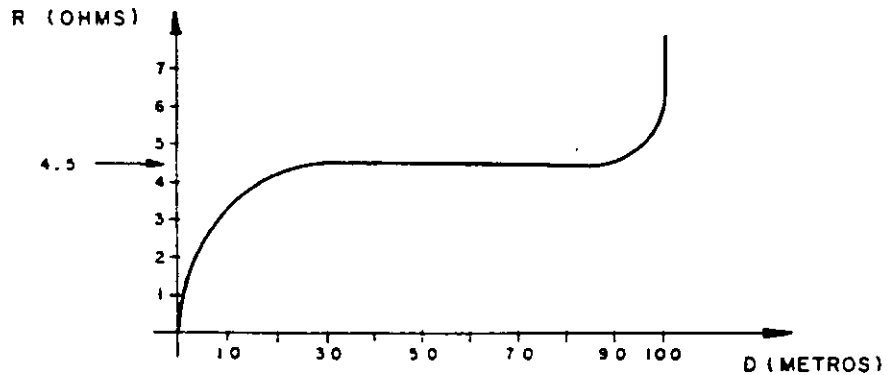
5 .- Se midió una red de tierras y se desea saber si cumple con el diseño, esta red es de una subestación (SE'n) de potencia de media tensión y se requiere que tenga como máximo 5 ohms.

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:

$R_1 = 1.9 \text{ Ohms}$	$a = 2 \text{ m}$
$R_2 = 2.0 \text{ Ohms}$	$b = 40 \text{ cm}$
$R_3 = 2.1 \text{ Ohms}$	$\theta = ?$
$R_4 = 2.2 \text{ Ohms}$	
$R_5 = 2.1 \text{ Ohms}$	

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:

$b = 50 \text{ cm.}$	$a = 10 \text{ m}$
$RAB_1 = 1.6 \text{ Ohms}$	$RBC_1 = 2.0 \text{ Ohms}$
$RAB_2 = 1.7 \text{ Ohms}$	$RBC_2 = 2.3 \text{ Ohms}$

$$RAB_3 = 1.5 \text{ Ohms}$$

$$RBC_3 = 1.6 \text{ Ohms}$$

$$RAB_4 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RBC_4 = 1.7 \text{ Ohms}$$

$$RAB_5 = 1.8 \text{ Ohms}$$

$$RBC_5 = 1.4 \text{ Ohms}$$

$$RAB_6 = 1.9 \text{ Ohms}$$

$$RBC_6 = 2.0 \text{ Ohms}$$

$$\rho = ?$$

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).

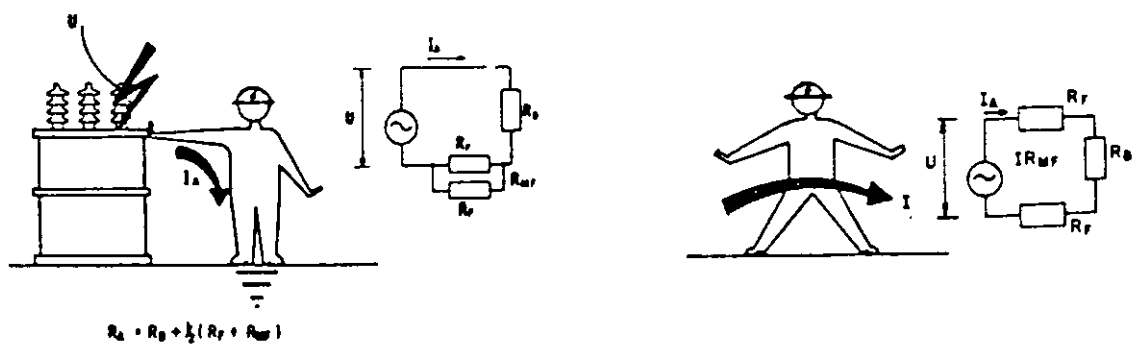


Fig. 5.- a) Potencial de toque

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.

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{116 + 0.7 \text{ } \theta\text{s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 50 kg.}$$

$$\text{Potencial de Paso} = \frac{157 + \theta\text{s}}{\sqrt{t}} \quad \text{para 70 kg.}$$

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:

$\theta_s = 3000$ Ohms-metro.

$t = 0.5$ seg.

La fórmula que se emplea para calcular el potencial de toque máximo que soporta es:

$$P_t = \frac{157 + 0.24\theta}{\sqrt{t}}$$

$$P_t = \frac{157 + 0.24(3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{877}{0.70} = 1253 \text{ volts.}$$

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:

$\theta_s = 5000 \text{ Ohms-m (alfombra)}$

$t = 1 \text{ seg.}$

La fórmula aplicada fue la de peso mínimo, en este caso es de 50 kg.

$$P_r = \frac{116 + 0.17 \theta_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (5000)}{\sqrt{1}}$$

$$P_r = 966 \text{ volts.}$$

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:

$$\theta s = 10 \text{ Ohms-m (suelo mojado)}$$

$$t = 3 \text{ seg.}$$

$$V = 127 \text{ volts. (voltaje presente)}$$

La fórmula es:

$$P_r = \frac{116 + 0.17 \theta s}{\sqrt{t}}$$

$$P_r = \frac{116 + 0.17 (10)}{\sqrt{3}}$$

$$P_r = \frac{117.7}{1.732} = 68 \text{ volts.}$$

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.

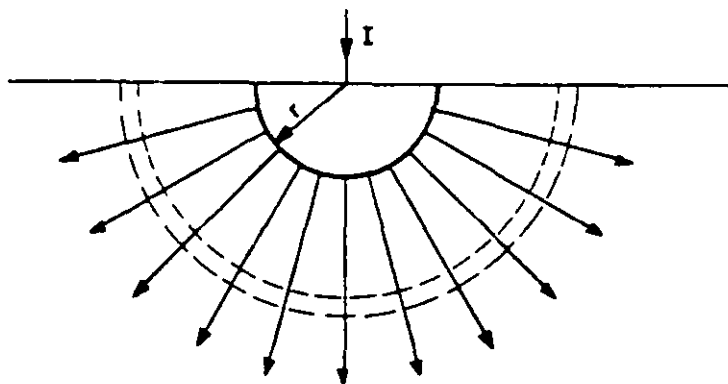


Fig. 6.- Electrodo Hemisférico

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:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r}$$

Ecuación general para
resistencia de electrodos

Para poder aplicar esta fórmula en cualquier electrodo tenemos:

$$R = \frac{\rho}{2\pi c}$$

donde " c " es la capacidad electrostática de un electrodo combinada con su imagen en la superficie de la tierra.

(Fig. 7)

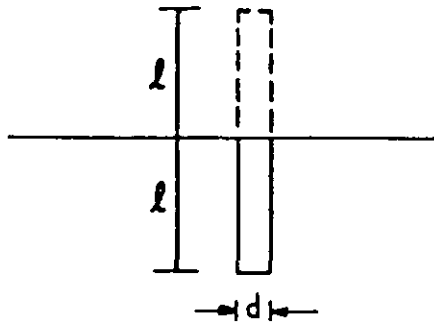


Fig.7 .- Electrodo con su imagen

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:

$$R = \frac{e}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

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:

$$V_d = \frac{Q}{d}$$

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)

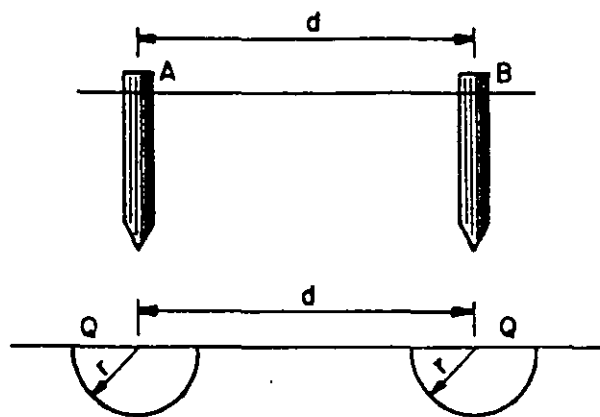


Fig. 8.- Dos electrodos en paralelo

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

$$R = \frac{\epsilon}{2\pi C} = \frac{\epsilon}{4\pi r} (1 + \alpha)$$

la resistencia de un electrodo hemisférico enterrado es la siguiente:

$$R = \frac{\rho}{2\pi r} (1 + \alpha)$$

$$\frac{\text{Resistencia de dos electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} =$$

$$= \frac{\frac{\rho}{4\pi r} (1 + \alpha)}{\frac{\rho}{2\pi r}} = \frac{1 + \alpha}{2}$$

Graficando estos valores.

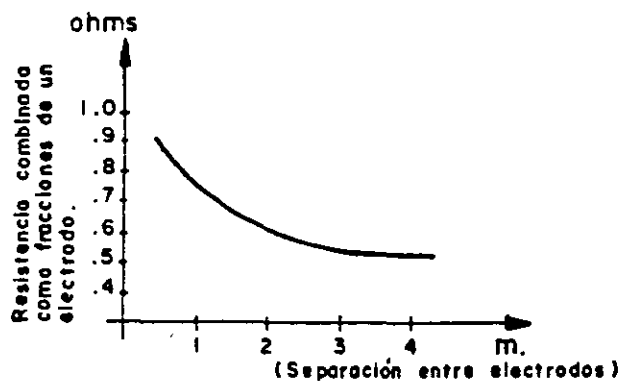


Fig. 9.- Gráfica para dos electrodos en paralelo

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

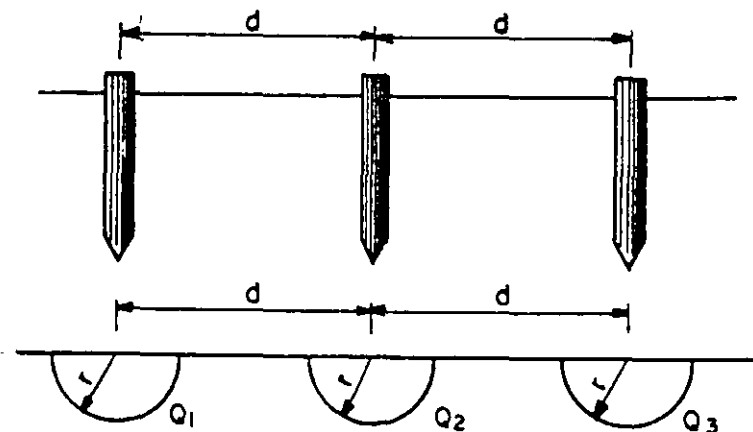


Fig. 10.- Tres electrodos en línea recta y su equivalente en Electrodos Hemisféricos.

El potencial de uno respecto al otro sería:

$$\text{Radio} = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{2 + \alpha - 4 \alpha^2}{6 - 7 \alpha}$$

$$\frac{Q_1}{r} + \frac{Q_2}{d} + \frac{Q_1}{2d}$$

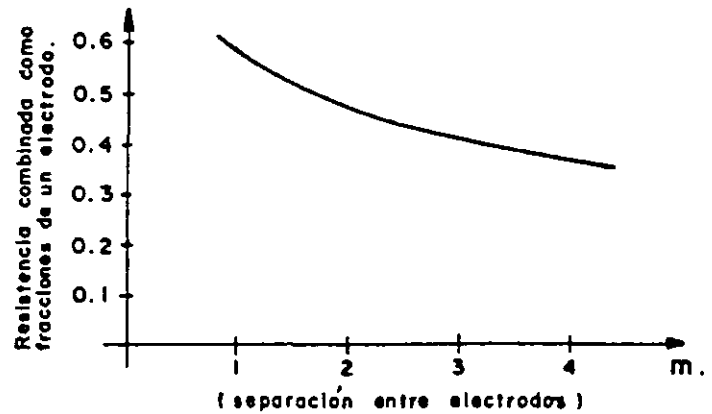


Fig. 11.- Gráfica para tres electrodos en línea recta

3.1.3.- TRES ELECTRODOS EN DELTA

El arreglo se muestra en la fig.12.

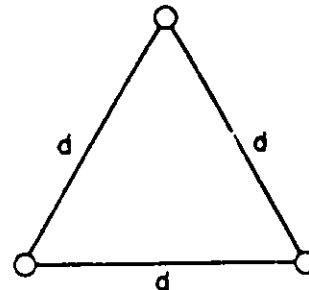


Fig. 12.- Tres electrodos en delta

$$R = \frac{\text{Resistencia de tres electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de un electrodo}} = \frac{1 + 2\alpha}{3}$$

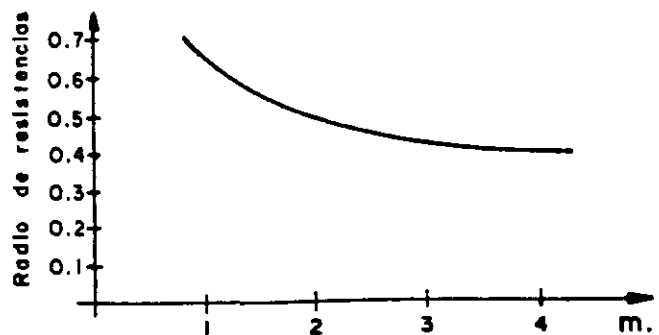


Fig. 13.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para tres electrodos en delta

3.1.4.- CUATRO ELECTRODOS EN LINEA RECTA

El arreglo se muestra en la fig.14

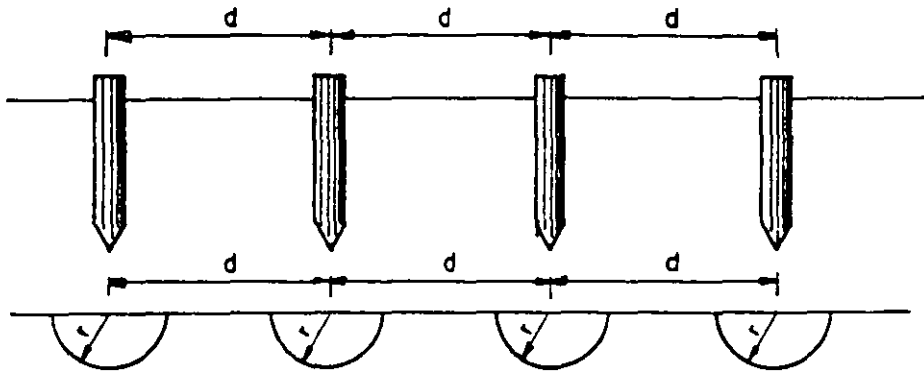


Fig. 14.- Cuatro electrodos en línea recta

$$R = \frac{\text{Resistencia de 4 electrodos en paralelo}}{\text{Resistencia de 1 electrodo}} = \frac{12 + 16 - 21\alpha^2}{48 - 40\alpha}$$

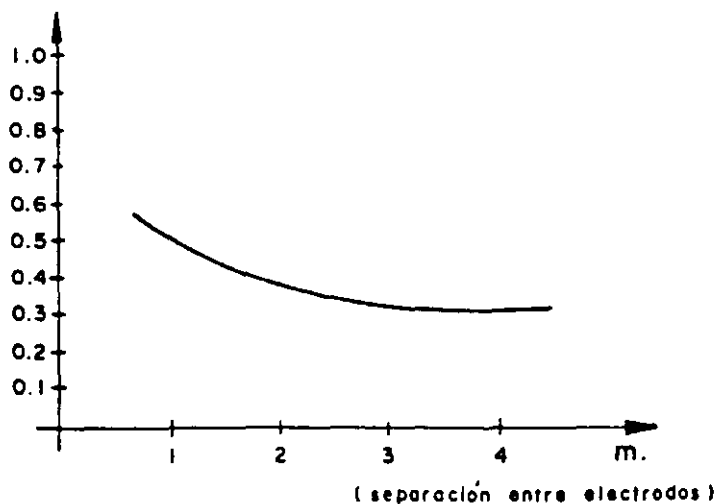
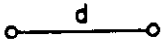
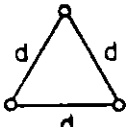
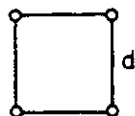
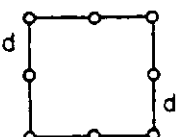
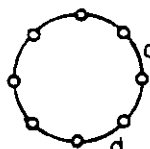
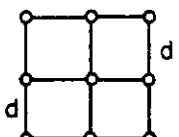
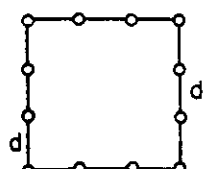


Fig. 15.- (Separación entre electrodos)

Gráfica para cuatro electrodos en línea recta, los cuales se muestra a continuación.

ELECTRODOS MÚLTIPLES

VALORES ESPERADOS	ARREGLO
2 Electrodo en paralelos reducen al 55% la resistencia de uno.	
3 Electrodo en línea recta reducen al 35%	
3 electrodos en delta reducen al 38%	
4 electrodos en cuadro reducen al 28%	
8 electrodos en cuadro reducen al 17%	
8 electrodos en círculo reducen al 16%	
9 electrodos en cuadro sólido reducen al 16%	
12 electrodos 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 $s/2$.

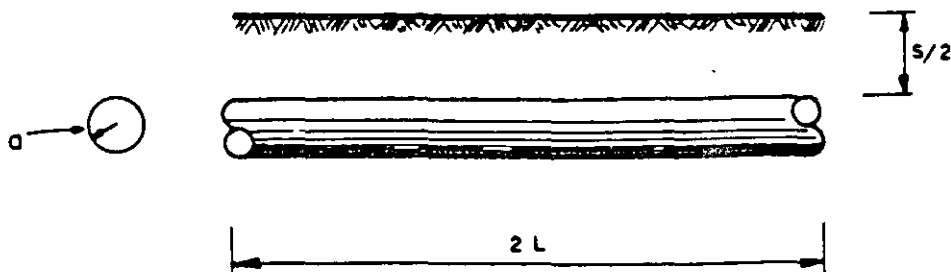


Fig. 16.- Cable sencillo enterrado Horizontalmente

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.

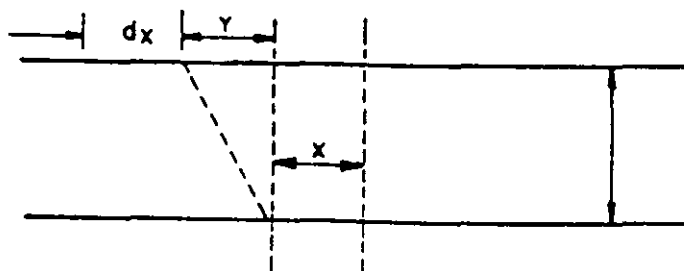


Fig. 17.- Cable enterrado horizontalmente

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

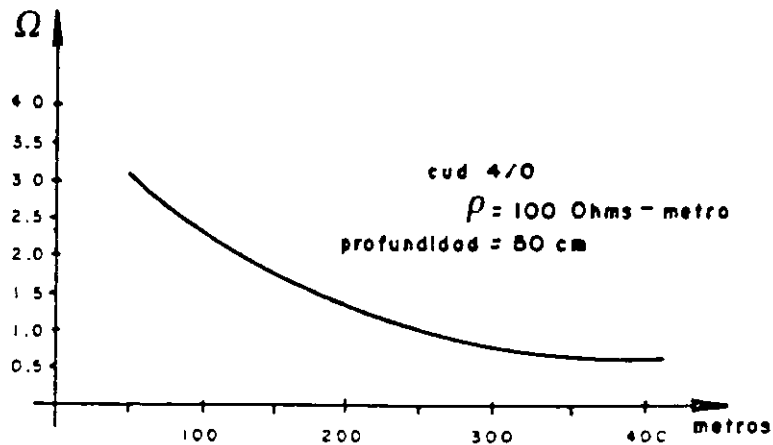
L = Longitud del Conductor

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.

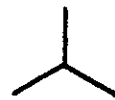
$$R = \frac{e}{4\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} - 0.2373 + 0.2146 \frac{S}{L} + 0.1035 \frac{S^2}{L^2} - 0.0424 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



CABLE CON ARREGLO EN ESTRELLA

ESTRELLA CON TRFS LADOS

$$R = \frac{e}{6\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 1.071 - 0.209 \frac{S}{L} + 0.238 \frac{S^2}{L^2} - 0.054 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



ESTRELLA CON CUATRO LADOS

$$R = \frac{e}{8\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 2.912 - 1.071 \frac{S}{L} + 0.645 \frac{S^2}{L^2} - 0.145 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



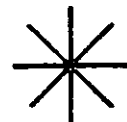
ESTRELLA CON SEIS LADOS

$$R = \frac{e}{12\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 6.851 - 3.128 \frac{S}{L} + 1.758 \frac{S^2}{L^2} - 0.49 \frac{S^4}{L^4} \right]$$

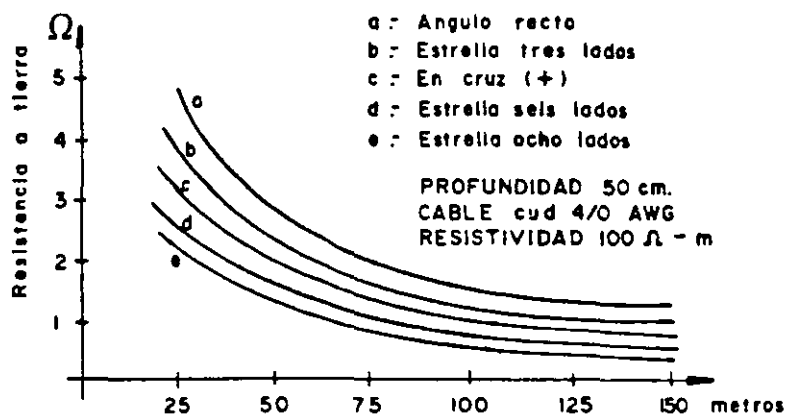


ESTRELLA CON OCHO LADOS

$$R = \frac{e}{16\pi L} \left[\log_e \frac{2L}{a} + \log_e \frac{2L}{S} + 10.98 - 5.51 \frac{S}{L} + 3.26 \frac{S^2}{L^2} - 1.17 \frac{S^4}{L^4} \right]$$



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:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} L_n \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{100}{2\pi 3} L_n \frac{4 \times 3}{5/8} = \frac{100}{6\pi} L_n \frac{12}{.0158}$$

$$R = 5.32 L_n 759$$

$$R = 35 \text{ Ohms}$$

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:

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[L_n \frac{4L}{a} + L_n \frac{4L}{s} - 2 \right]$$

$$R = \frac{100}{4 \times 3.14 \times 50} \left[L_n \frac{4 \times 50}{.006} + L_n \frac{4 \times 50}{1} - 2 \right]$$

$$R = \frac{1}{6.28} \left[10.4 + 5.3 - 2 \right]$$

$$R = 2.18 \, \Omega$$

3.- Se tiene un conductor enterrado con una longitud de 300 m. y con las siguientes características:

Cud 4/0 ; $\rho = 10000 \text{ Ohms-metro (roca)}$
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:

$\rho = 4500$ Ohms-metro

$R = 25$ Ohms

$L =$ Desconocida

$S = 50$ 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.

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$\rho = \text{Roca} = 5\,700 \text{ Ohms} \cdot \text{metro}$$

$$r = 1 \text{ Km} = 1000 \text{ m}$$

$$L = 11\,500 \text{ m}$$

$$R = \frac{5\,700}{4 * 1000} + \frac{5\,700}{11\,500}$$

$$R = 1.425 + 0.49 = 1.92 \text{ Ohms.}$$

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.

$$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left[\ln \frac{4 L}{a} + \ln \frac{4 L}{s} - 2 \right]$$

Donde

ρ = 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

$$R = \frac{5700}{4\pi 830} \left[\ln \frac{4 * 830}{0.006} + \ln \frac{4 * 830}{1.0} - 2 \right]$$

$$R = 10.6 \text{ Ohms.}$$

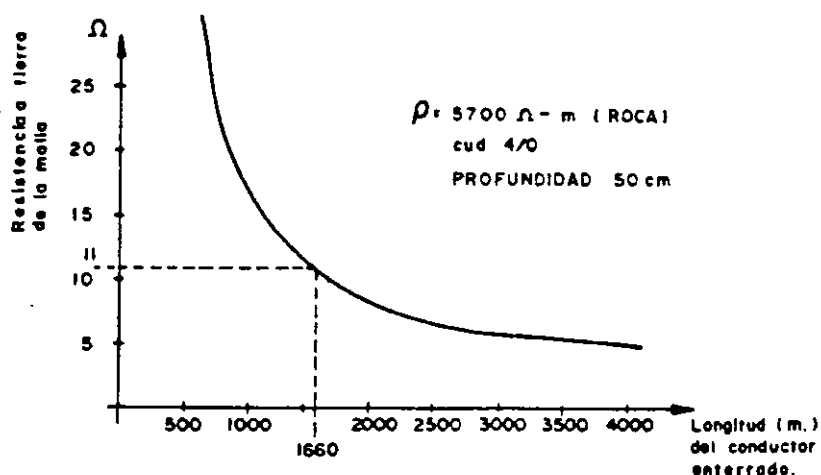
En los puntos de transición aéreo-subterráneo se colocaron a

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.

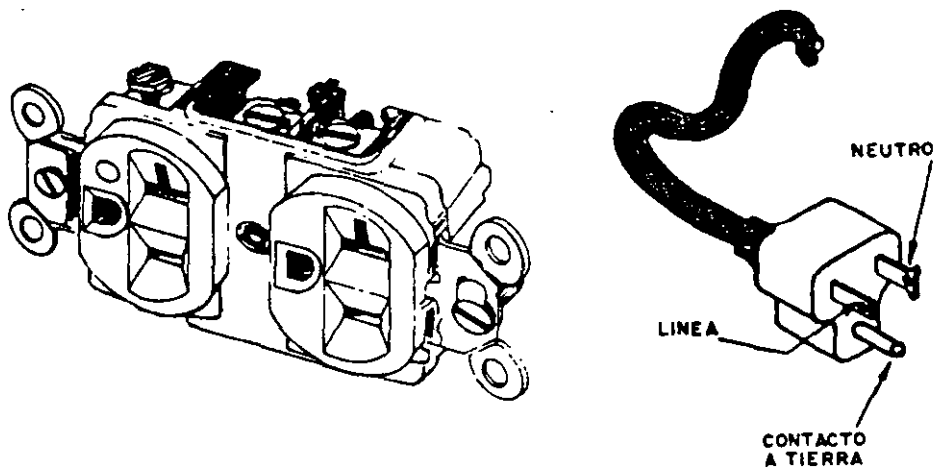


Fig. 20 Clavija y contactos polarizados.

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)

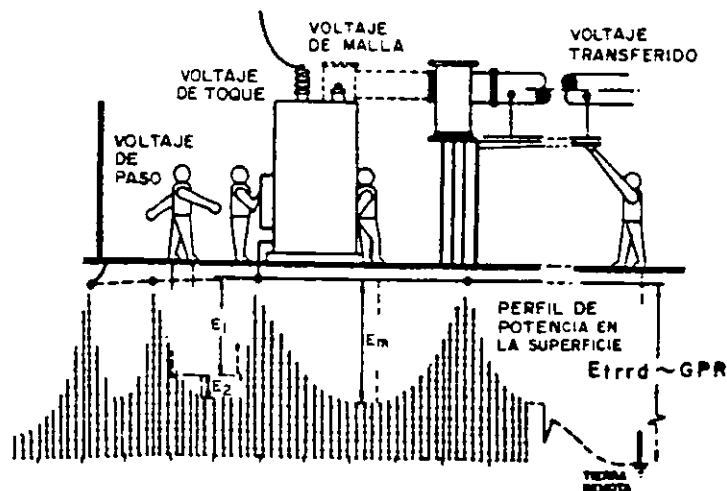


Fig.- 21 Situaciones de chock básicas.

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:

$$I_o = \frac{E (R_2 + jX_2)}{(R_1 + jX_1) (R_o + R_2 + 3R_f + j(X_o + X_2)) + (R_2 + jX_2) (R_o + 3R_f + jX_o)}$$

En el caso de una falla de línea a tierra la corriente de secuencia cero es:

$$I_o = \frac{E}{3R_f + (R_1 + R_2 + R_o) + j(X_1 + X_2 + X_o)}$$

Para cuestiones prácticas se anula el efecto de los términos de resistencia quedando:

Falla de línea a línea a tierra :

$$I_o = \frac{EX_2}{X_1 (X_o + X_2) + X_2 X_o}$$

Falla de línea a tierra.

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_o}$$

donde:

I_o = Valor simétrico rms (Raíz 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_o = 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_o = Reactancia del sistema equivalente de secuencia cero, Ohms por fase en el lugar de la falla.

4.3.3.- Efecto de la resistencia en la falla.

Si la falla es la ruptura de un aislamiento dentro de la subestación se puede asumir que la resistencia es cero, de cualquier forma si nulificamos R_f el valor obtenido estará del lado de la seguridad.

4.3.4.-Efecto de tuberías y cables enterrados directamente.

Los cables enterrados en contacto directo con la tierra con pantallas o armaduras y las tuberías metálicas tienen el mismo efecto ya que se extienden más allá del perímetro de la subestación, conducen parte de la corriente de falla, elevando el potencial durante la falla. (Ver fig. 22)

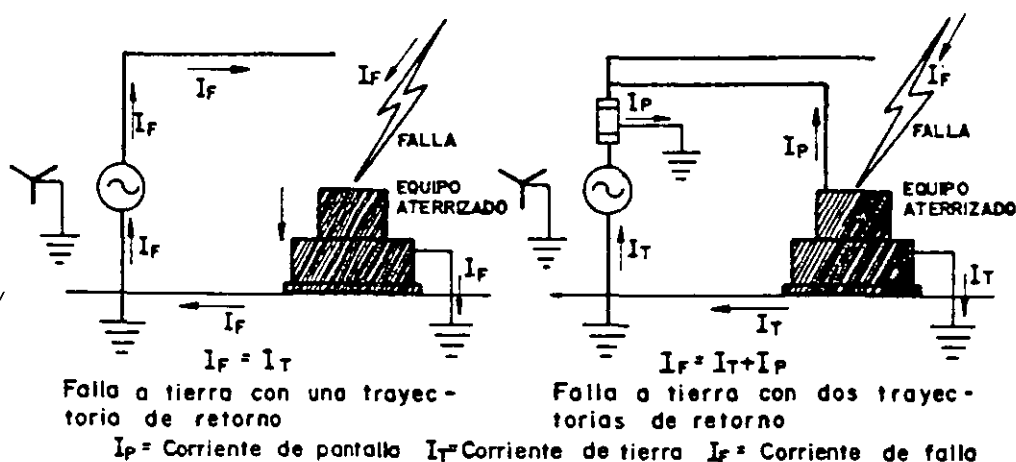


Fig.-22 Falla a tierra.

4.3.5.-Peor caso de falla.

En el caso de subestaciones de distribución con transformador puesto a tierra el peor caso es una falla en el lado de las

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 esto, 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.

ρ = 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.

$$R = \frac{e}{4\pi l} \left[L_n \frac{4l}{a} + L_n \frac{4l}{s} - 2 \right]$$

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 mm².

$$I = A \sqrt{\left[\frac{TCAP \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \theta_r} \right] \ln \left[\frac{K_o + T_m}{K_o + T_a} \right]}$$

donde:

I = Corriente rms en K_A.

A = Sección del conductor en mm².

T_m = Máxima temperatura permisible en °C.

T_a = Temperatura ambiente en °C.

K_o = 1/α_o ó (1/α_r) - T_r

α_o = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C.

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a una temperatura de referencia en T_r.

T_r = Temperatura de referencia para la constante del conductor en °C.

θ_r = La resistividad del conductor de tierra a una temperatura de referencia T_r en micro-ohms/cm'

t_c = Tiempo del flujo de corriente en seg.

TACP = Factor de capacidad térmica en Joules/cm³/°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 (%)	σ_r FACTOR A 20°C	k (1/ σ_o) A 0°C	TEMPERATURA DE FUSION (°C)	ρ_r A 20°C ₃ ($\mu\Omega/cm$)	TCAP VALOR EFECTIVO (J/cm ³ /°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 estaña- do 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 estaña- do 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:

$$A \text{ mm}^2 = I \sqrt{\frac{\frac{t_c \alpha_r \theta_r 10^4}{\text{TCAP}}}{L_r \left[1 + \left[\frac{T_s - T_a}{K_o + T_s} \right] \right]}}$$

$$A \text{ cmils} = 1973.52 I \sqrt{\frac{\frac{t_c \alpha_r \theta_r 10^4}{\text{TCAP}}}{L_r \left[1 + \left[\frac{T_s - T_a}{K_o + T_s} \right] \right]}}$$

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.

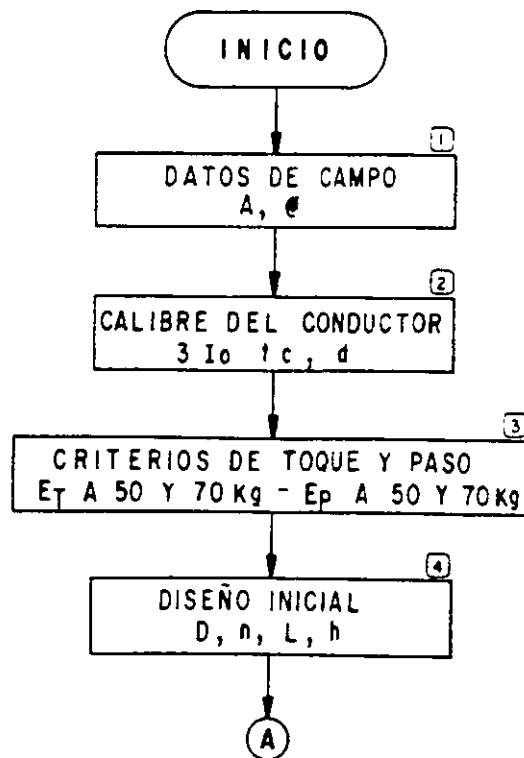
Entre los más comunes tenemos las exotérmicas, es decir a base de calor (cadweld) y los mecánicos que son a base de conectores.

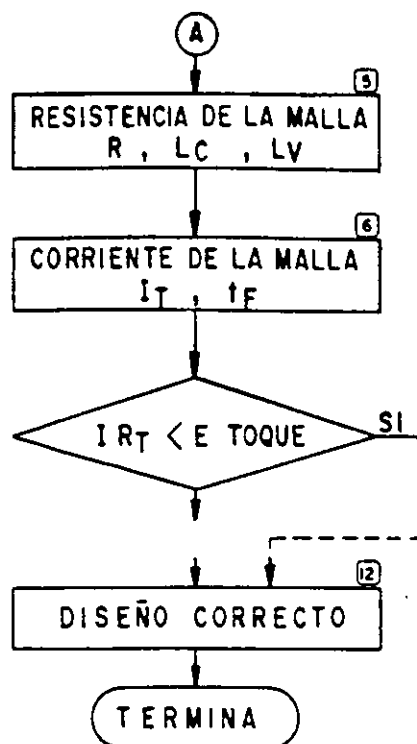
4.6. Calibre del Conductor.

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 m²

ρ Resistividad del suelo en Ohms - m

$3I_0$ Corriente de falla simétrica a tierra en A

t_c 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.

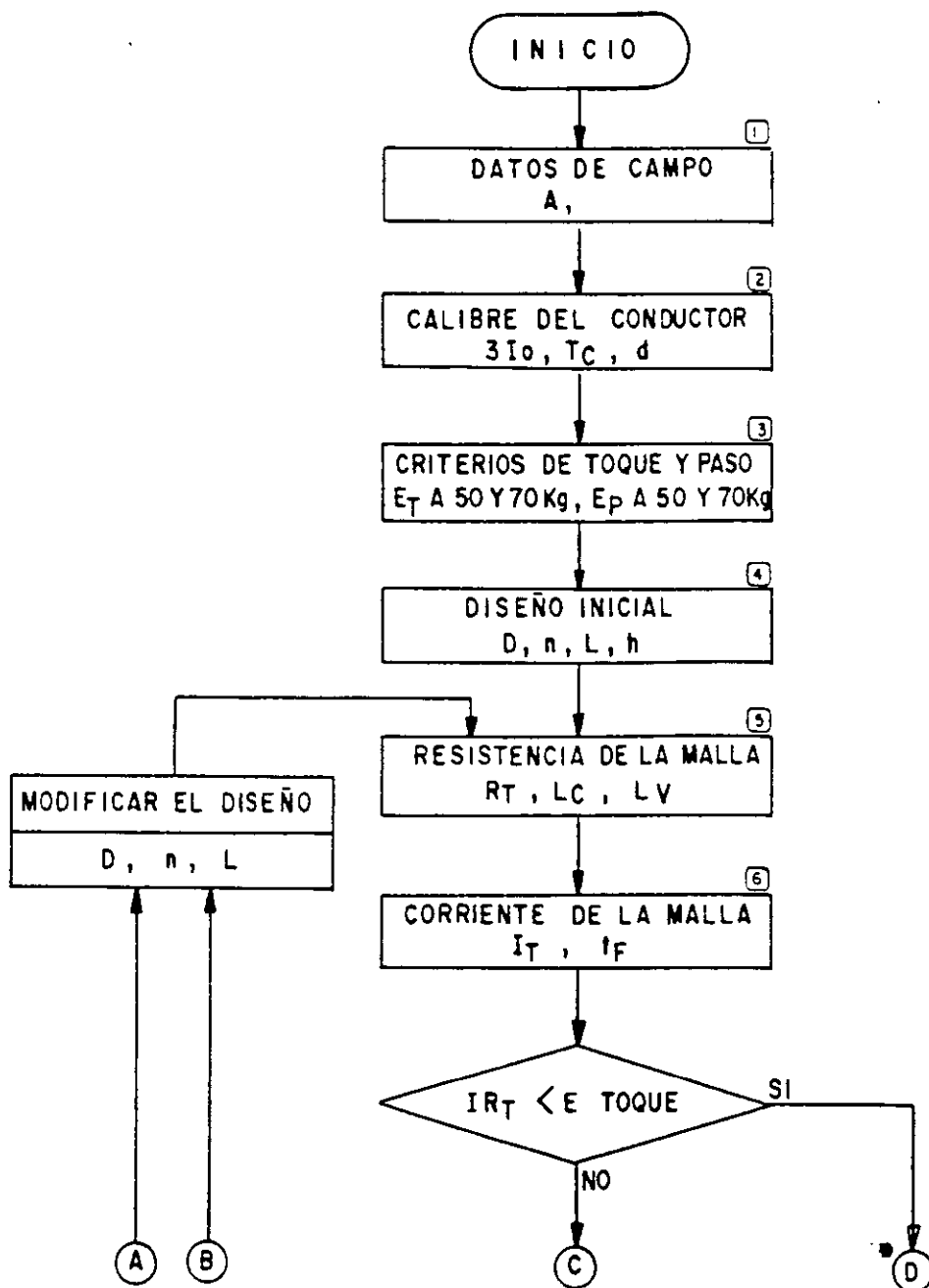
I_T Corriente máxima que fluye a tierra en A.

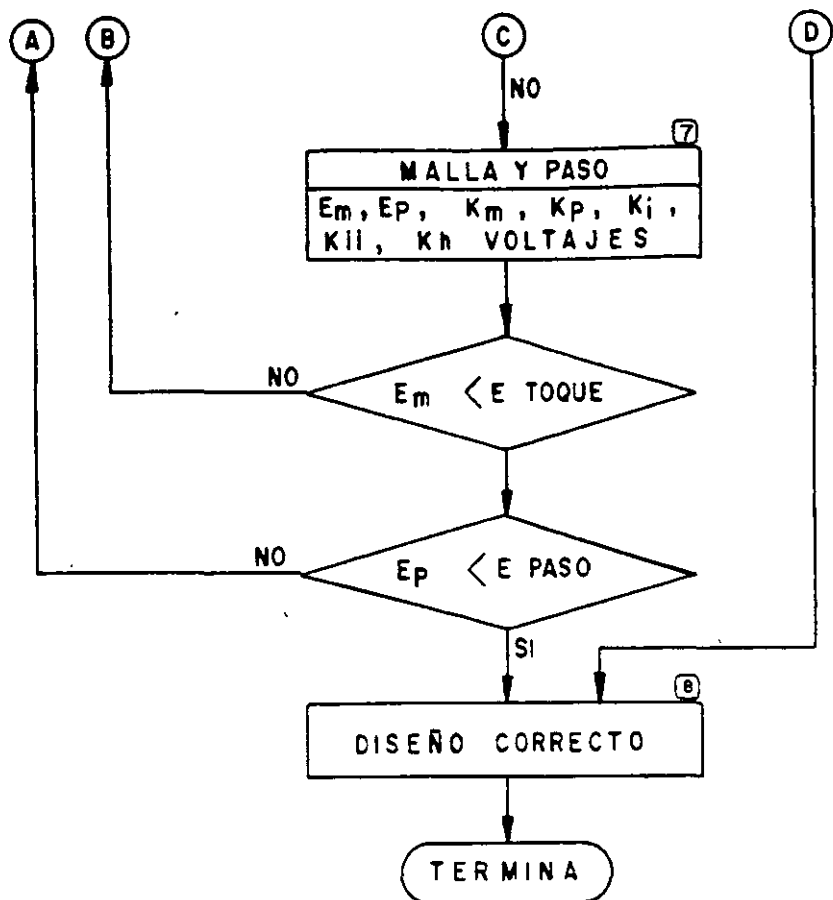
t_f Tiempo que dura la falla en seg.

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.

$$E_m = \theta K_m K_1 I_r / L \quad (\text{Voltaje de malla})$$

$$E_p = \theta K_m K_1 I_r / L \quad (\text{voltaje de paso})$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[L_n \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_n} L_n \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$K_{11} = 1$ 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_s puede ser expresado en otros términos.

$$E_s = \frac{\theta I_r K_s K_1}{L_c + 1.15 L_r}$$

Si no se tienen varillas en el perímetro:

$$E_s = \frac{\theta I_r K_s K_1}{L_c + L_r}$$

También tenemos que:

$$E_s = \frac{\theta I_r K_p K_1}{L}$$

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.

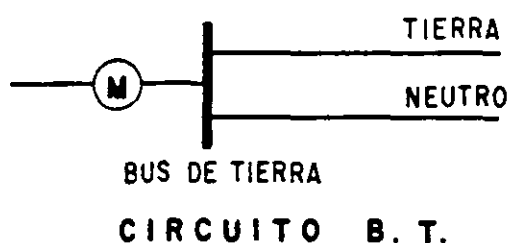
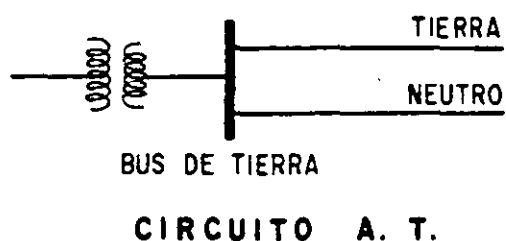
4.9.1. Baja tensión.

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 carcazas 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 mm^2) y que los conductores de puesta a tierra del equipo no sean de un calibre menor al No.2 AWG (33.6 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.

ρ = 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.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 2 \right]$$

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:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{20}{2 \times 3.14 \times 3} \ln \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 1.06 \times 6.85 = 7 \text{ Ohms.}$$

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.

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{4L}{d} \right]$$

$$R = \frac{5700}{2 \times 3.14 \times 3} \ln \frac{4 \times 3}{.0127}$$

$$R = 302 \ln 945$$

$$R = 302 \times 6.85 = 2069 \text{ Ohms.}$$

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.

$$2770 * 1.5 = 4155 \text{ Amperes.}$$

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.

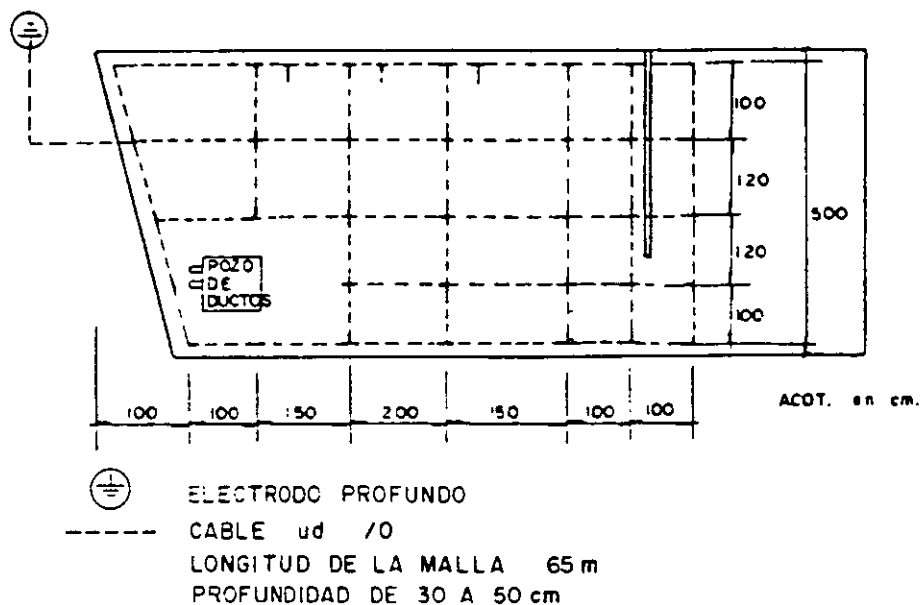


Fig. Ejemplo típico de una red de tierras para una subestación de mediana tensión.

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:

$$E_{\text{malla}} = \theta \text{ Km Ki } I_1 / L$$

donde

θ = Resistividad del terreno 5700 Ohms-m.

L = Longitud del conductor de la malla en metros.

I_1 = 4155 Amperes.

$$\text{Km} = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{D^2}{16 hD} + \frac{(D+2h)^2}{8 Dd} + \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{11}}{K_b} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = \frac{1}{(2n)^{2/n}} \text{ (no hay electrodos)}$$

$$K_b = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$$

h_o = 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.

$$K_{11} = \frac{1}{10^{2/5}} = 0.4$$

$$K_n = \sqrt{1 + 0.5} = 1.22$$

$$\frac{K_{11}}{K_n} = 0.33$$

$$K_m = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{4}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2 + 1)^2}{8 * 2 * 0.013} + \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] 0.32 \text{ Ln} \frac{8}{3.14 * (10 - 1)} \right]$$

$$K_m = 0.6146$$

$$K_1 = 0.65 + 0.172 \text{ m}$$

$$K_1 = 1.51$$

$$E_{\text{malla}} = \frac{5289}{64.5} * 4.155 = 34071 \text{ volts}$$

$$E_{\text{malla}} \quad 23 \text{ kv (voltaje de la fuente).}$$

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:

$$v_{\text{malla}} = I_T * R_T$$

Si V_{malla} menor o igual a V_{toque}

$$V_{\text{toque}} = V_{\text{malla}} = 1234 \text{ volts}$$

$$R_g = \frac{V_{\text{malla}}}{I_{cc}} = \frac{1234}{4155} = 0.29 \text{ Ohms}$$

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.

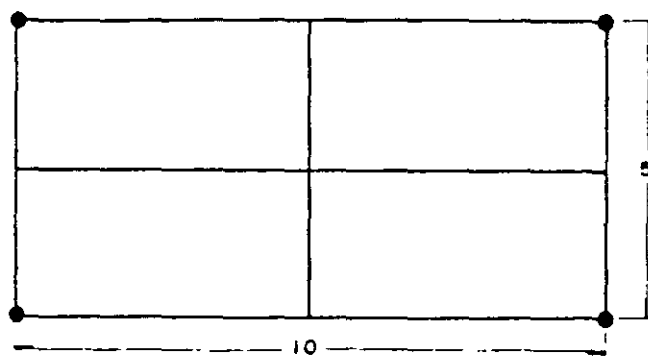
Solución.

Datos:

$$\rho = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$I_{cc} = 1500 \text{ Amperes}$$

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 (ρ_s).

$$\text{Potencial de toque a 50 kg} = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de toque a 70 kg} = \frac{157 + 0.24 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 50 kg} = \frac{116 + 0.7 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

$$\text{Potencial de paso a 70 kg} = \frac{157 + e_s}{\sqrt{t}}$$

$$P_{T50kg} = \frac{116 + 0.17 (3000)}{\sqrt{0.5}} = \frac{626}{0.7} = 894 \text{ Volts}$$

$$P_{T70kg} = \frac{157 + 0.24 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 1240 \text{ Volts}$$

$$P_{P50kg} = \frac{116 + 0.7 (3000)}{\sqrt{0.5}} = 3166 \text{ Volts}$$

$$P_{P70kg} = \frac{157 + 3000}{\sqrt{0.5}} = 4464 \text{ Volts}$$

Se calcula la resistencia a tierra de la red de tierras por la fórmula general:

$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$e = 20 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 45 \text{ (cable)} + 12 \text{ (varillas)} = 57 \text{ m.}$$

$$d = 0.013 \text{ m (cable 4/0)}$$

$$R = \frac{20}{2 * 3.14 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.05587 * 9.77 = 0.5459$$

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:

$$\begin{array}{c} \text{IR}_t \leq E_{\text{toque}} \\ 1500 * 0.54 \leq 894 \\ 810 \leq 894 \end{array}$$

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:

$$\rho = 50 \text{ Ohms-m}$$

$$L = 57 \text{ m.}$$

$$I_{cc} = 1500 \text{ Amperes}$$

$$d = 0.013 \text{ m (4/0)}$$

$$E_{\text{toque}} = 894 \text{ volts}$$

Solución:

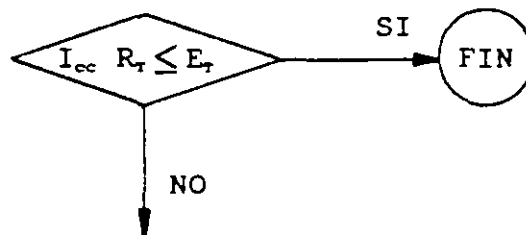
$$R = \frac{\theta}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 57} \ln \frac{4 * 57}{0.013}$$

$$R = 0.14 \ln 17538$$

$$R = 1.368 \text{ Ohms.}$$

Del diagrama



$$1500 * 1.368 \leq 894 \text{ V.}$$

$$2052 \leq 894$$

Como la respuesta es No, se efectúan los cálculos siguientes:

$$E_L = \frac{1}{L} \int_0^L E_L(x) dx$$

$$E_L = \frac{1}{L} \int_0^L E_L(x) dx$$

$$K_s = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D - 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{kh} \ln \frac{8}{(2n-1)} \right]$$

$$K_{11} = 1 \text{ (Con electrodos en las esquinas)}$$

$$Kh = \sqrt{1 + h/h_0}$$

$$h = 0.5 \text{ m (profundidad de la malla)}$$

$$h_0 = 1 \text{ m}$$

$$Kh = 1.22$$

$$D = 5$$

$$K_s = \frac{1}{6.28} \left[\ln \left[\frac{25}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(5 + 1)^2}{8 * 5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] + \ln \frac{8}{(2 * 3 - 1)} \right]$$

$$K_s = 0.16 \quad \ln (240 + 69 - 9.6) + 0.55$$

$$K_s = 0.824$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 \, n$$

$$K_i = 0.656 + 0.172(3)$$

$$K_i = 1.172$$

$$E_s = 50 * 0.824 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_s = 1270 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} w \right]$$

$$w = \frac{1}{2} = 0.5$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{5.5} + \frac{0.5}{5} \right] = 0.4$$

$$E_p = 50 * 0.4 * 1.172 * 1500/57$$

$$E_p = 617 \text{ Volts}$$

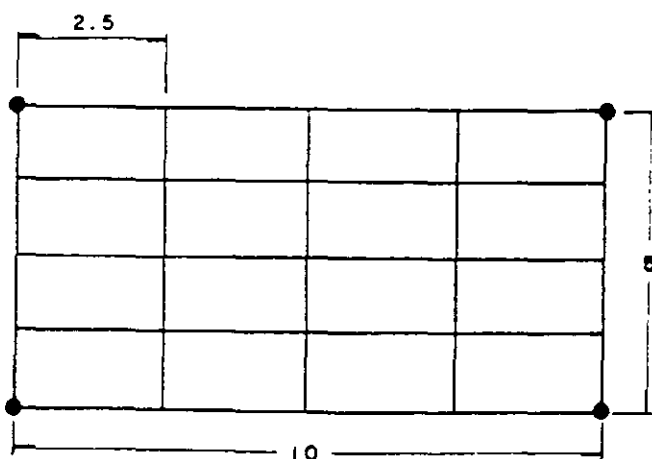
VOLTAJES MAXIMOS QUE SOPORTA EL CUERPO HUMANO (50 Kg)		VOLTAJES MAXIMOS QUE SE PRESENTAN EN UNA FALLA A TIERRA
E_p	3224	617
E_t	894	1270

(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.

$$R = \frac{e}{2\pi L} \ln \frac{4L}{d}$$

$$R = \frac{50}{6.28 * 87} \ln \frac{4 * 87}{0.013}$$

$$R = 0.091 (10.195) = 0.9277 \text{ Ohms}$$

Del diagrama

$$I_{\pi\pi} = 1500 * 0.9277$$

$$= 1392 \text{ Volts}$$

$$1392 \quad 894$$

Como la respuesta es no, se efectuan los cálculos siguientes:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left[\frac{D^2}{16hD} + \frac{(D + 2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{11}}{Kh} \right]$$

$$\ln \frac{8}{\pi(2n - 1)}$$

$$K_{11} = 1$$

$$K_h = 1.22$$

$$D = 2.5$$

$$K_s = \frac{1}{6.28} \left[\text{Ln} \left[\frac{2.5^2}{16 * 0.5 * 0.013} + \frac{(2.5 + 1)^2}{8 * 2.5 * 0.013} - \frac{0.5}{4 * 0.013} \right] - \frac{1}{1.22} \text{Ln} \frac{8}{\pi(2 * 5 - 1)} \right]$$

$$K_s = 0.16 \left[\text{Ln} (60 - 47 - 9.6) + 0.82 \text{Ln} 0.28 \right]$$

$$K_s = 0.16 [4.578 - 1] = 0.57$$

$$K_1 = 0.656 + 0.172(5) = 1.51$$

$$E_s = 50 * 0.57 * 1.51 * 1500/87$$

$$E_s = 742 \text{ Volts}$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} \left[1 + \frac{1}{3} + \frac{1}{2.5} * 1 \right]$$

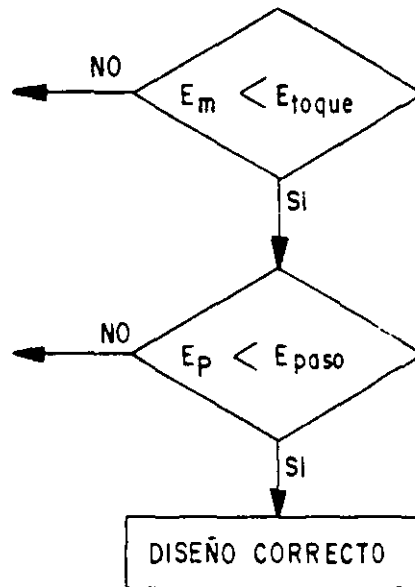
$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} = 0.5 + 0.33 + 0.25 = 1.08$$

$$K_p = \frac{1}{3.14} [1 + 0.33 + 0.4] = 0.55$$

$$E_p = 50 * 0.55 * 1.172 * 1500 / 87$$

$$E_p = 555 \text{ Volts}$$

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.

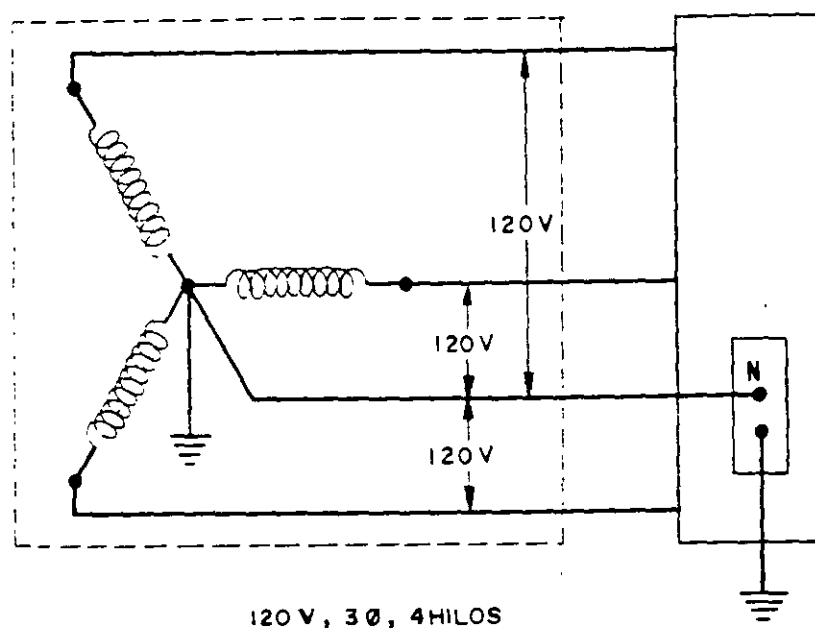


Fig. 5.1.- Cuando un sistema es en estrella de 3 fases, 4 hilos, el neutro es puesto a tierra, como se muestra.

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.

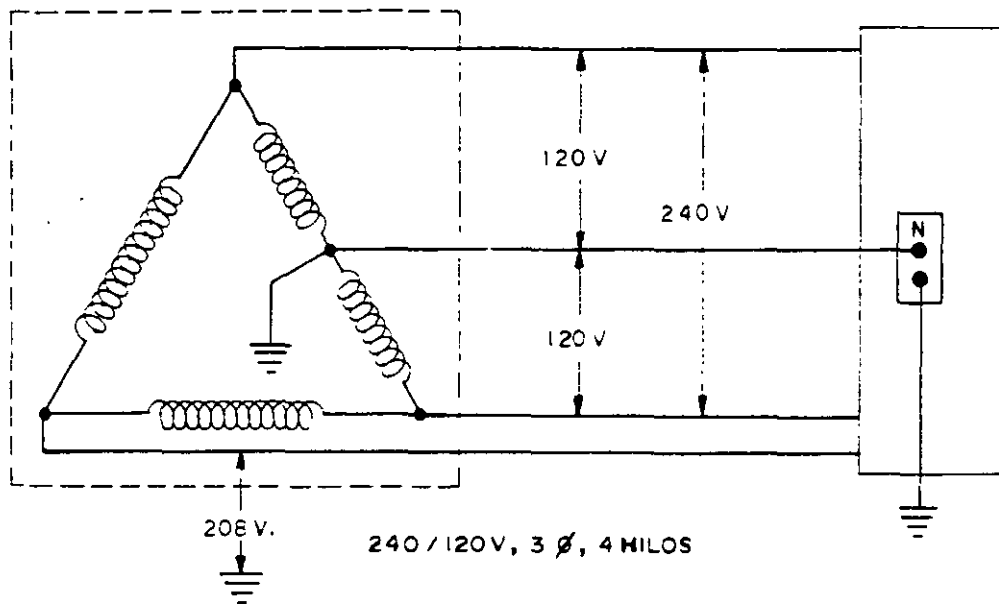


Fig. 5.2.- En un sistema conectado en delta donde el punto medio de una fase se conecta a tierra, como se muestra en la figura.

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

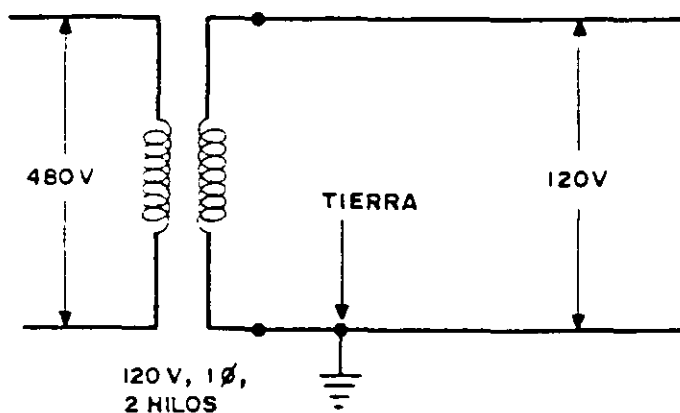


Fig. 5.3.- Puesta a tierra de un sistema monofásico.

2) Sistemas monofásicos de tres hilos: el conductor neutro.

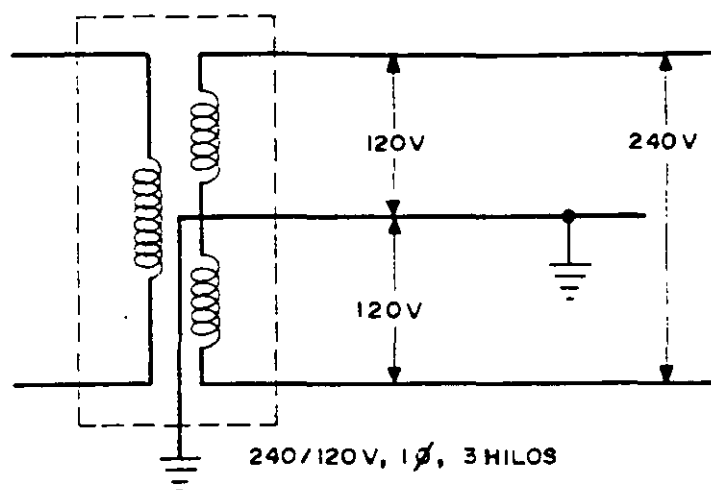


Fig. 5.4 Sistema monofásico de tres hilos.

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.

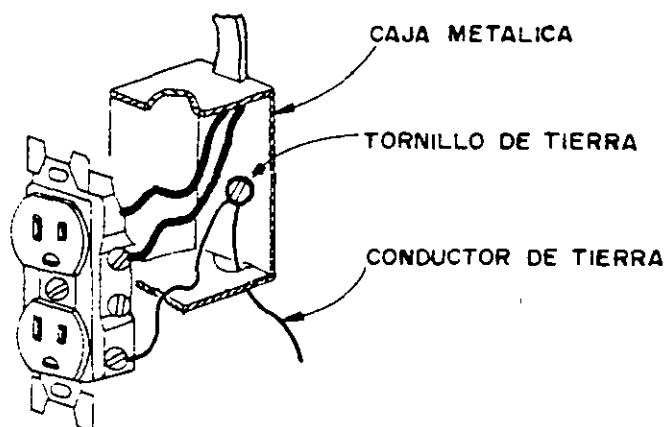


Fig. 250-18

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.

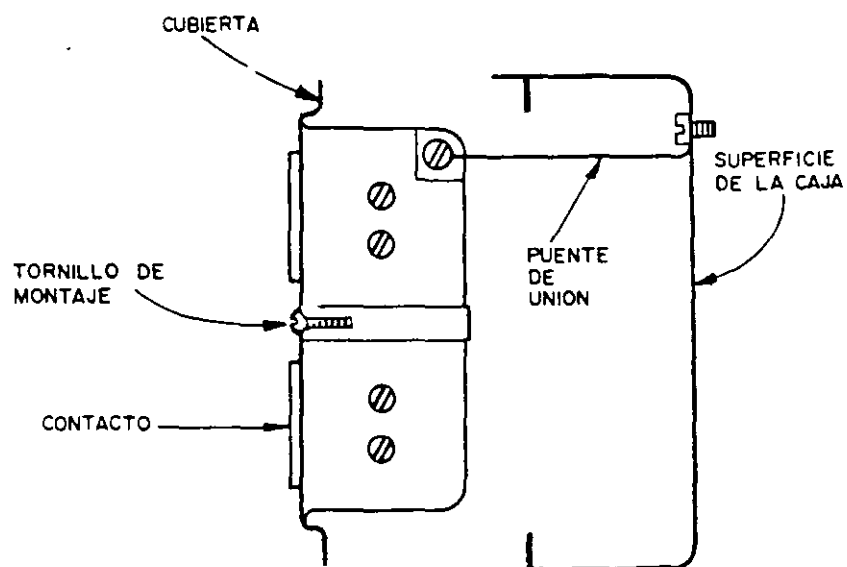


Fig. 250-28A

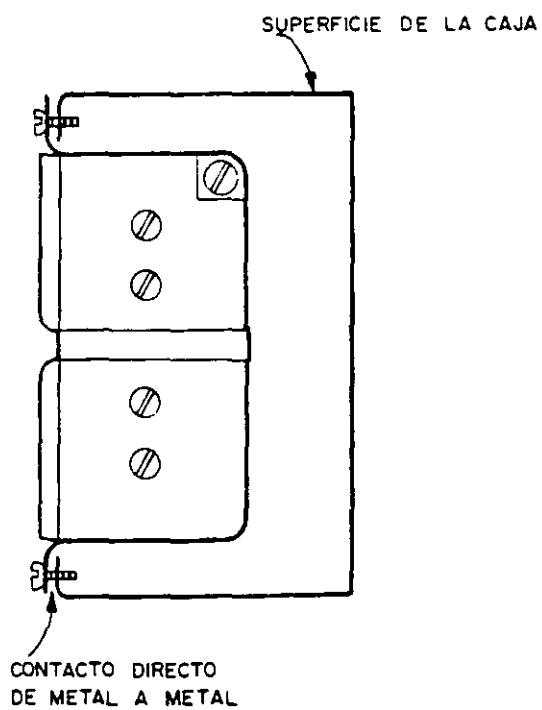


Fig. 250-28B

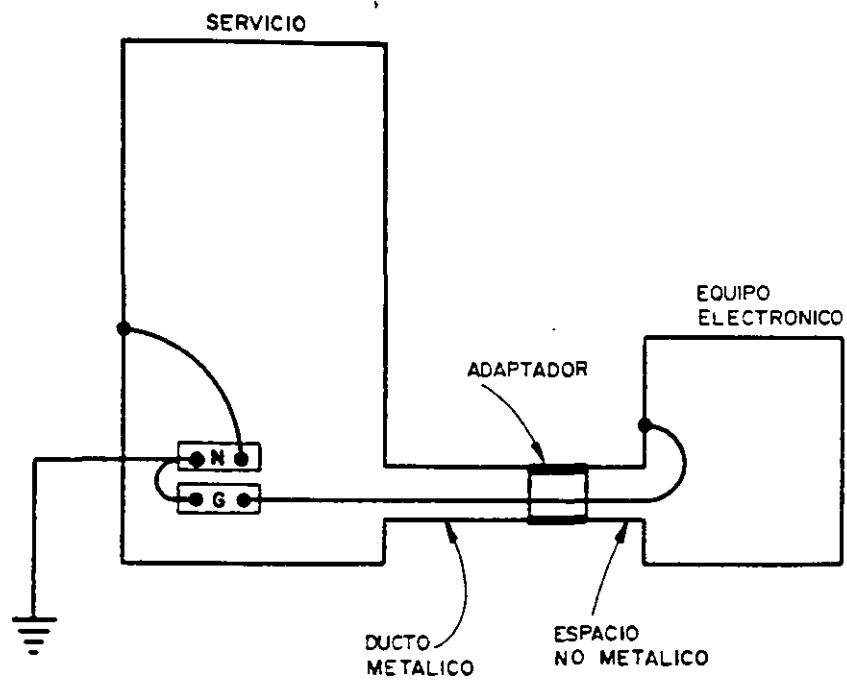


Fig. 250-30(a)

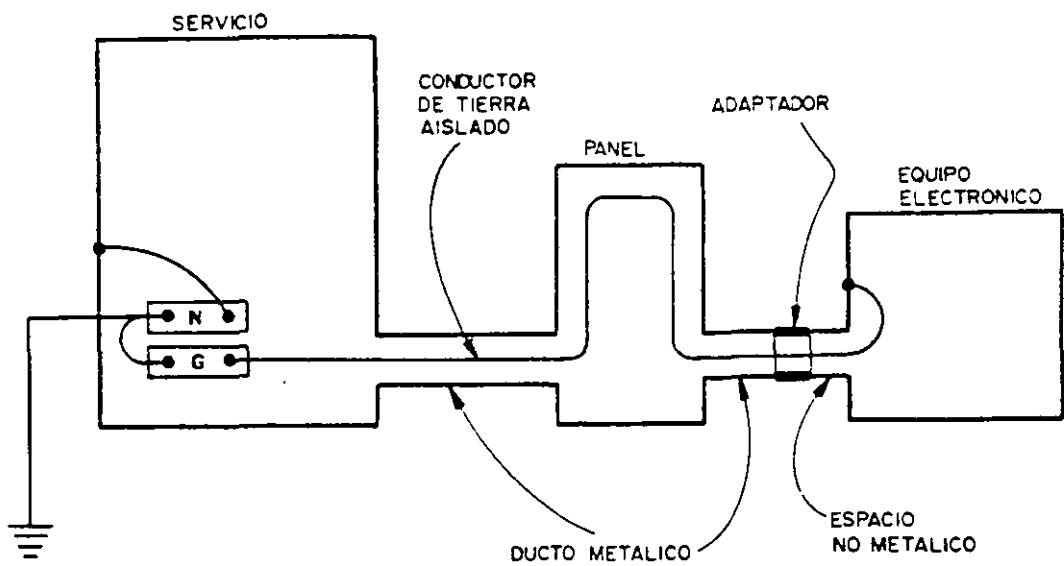


Fig. 250-30(b)

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^2 (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

punto 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 punto 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 punto 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 punto 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 mm² (6 AWG) o el conductor de aluminio de

sección transversal de 21.15 mm² (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 mm² (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 mm² (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 (electrodos contruidos 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 m² (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 Ω 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 Ω . 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 Ω . 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 Ω .

Excepción: Para terrenos con resistividad mayor de 3000 Ω -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 sólo 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 solido 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 mm² (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^2 (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 mm² (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 mm^2 (8 AWG). El conductor de puesta a tierra no debe ser en ningún caso, menor de sección transversal de 8.37 mm^2 (8 AWG) de cobre o de 13.30 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 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 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 mm^2 (6 AWG) de cobre o de sección transversal de 21.25 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 mm^2 (4 AWG) de cobre.

Quando 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^2 (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 sí por un conductor de sección transversal de 2.08 mm^2 (14 AWG) de cobre o de sección transversal de 3.31 mm^2 (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 puenteado 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 mm² (12 AWG) de cobre o de sección transversal de 5.26 mm² (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 mm² (6 AWG) de cobre o de sección transversal de 21.15 mm² (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 aterrizarse 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 mm² (No. 6 AWG) de cobre, o 21.15 mm² (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 mm² (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 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 pueda 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. Electrodoos 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 m², 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 m² 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 cm².

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 mm² en contacto directo con la tierra y ser de área de sección transversal no menor de 13.30 mm² (No.6 AWG) de cobre. Dicho alambre debe extenderse hasta la base del poste.

e) Electrodo embebidos 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 mm² (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 mm^2 (No.4 AWG) que se conecte a las varillas de refuerzo o al alambrón, 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 mm² (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 kg/cm² 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 10Ω , en terrenos con alta resistividad éste valor puede llegar a ser hasta de 25Ω ; si la resistividad es mayor a $3000\Omega\cdot m$ se permiten 50Ω) 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 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 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 espaciamiento 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 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: 25Ω para subestaciones hasta 250 kVA y 34.5 kV, 10Ω en subestaciones mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV y de 5Ω 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 esten 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.

La 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.

CAPITULO 6

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.

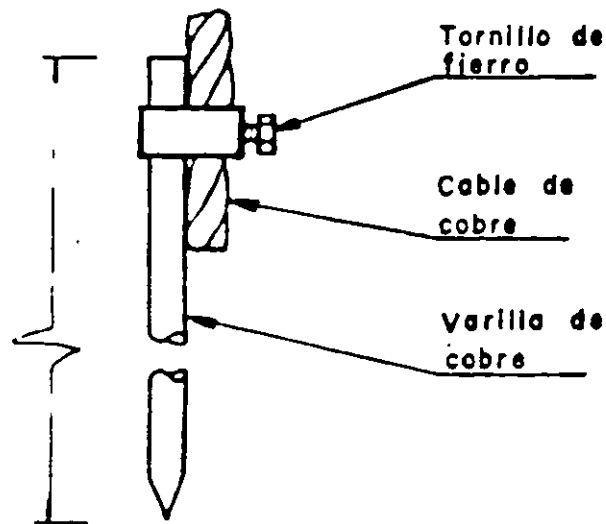


Fig. 6.1.- Efecto galvánico entre la unión del fierro con el cobre, donde el fierro se va a corroer.

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 C A T O D I C O S
Magnesio	- 2.340	
Aluminio	- 1.670	
Zinc	- 0.762	
Cromo	- 0.710	
Hierro	- 0.440	
Níquel	- 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.

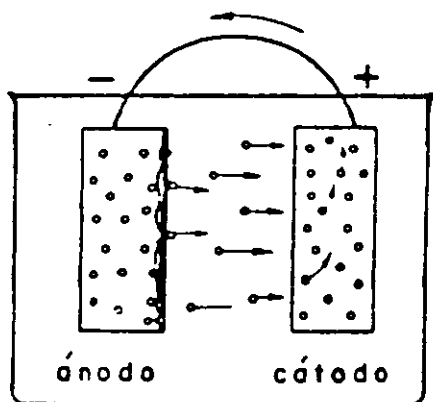


Fig. 6.2.- Flujo de corriente entre un ánodo y un cátodo en un electrolito.

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.

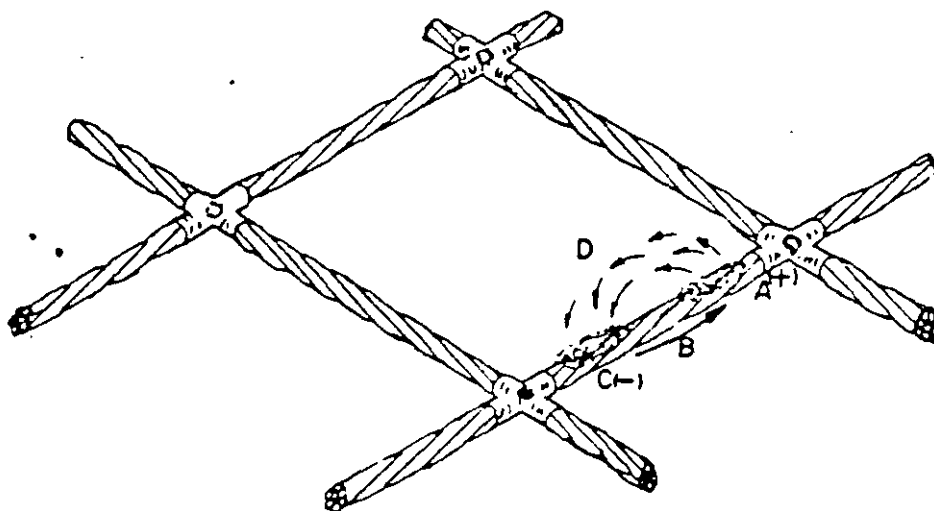


fig 6.3.- Flujo de corriente directa en una malla que presenta corrosión.

C.- Área 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.

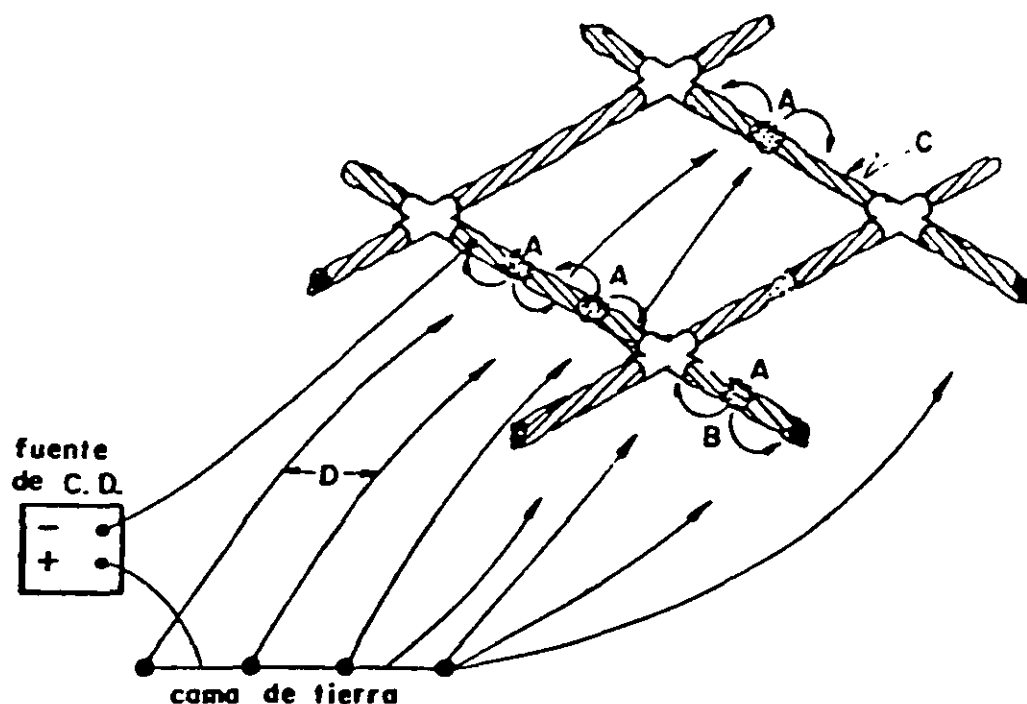


Fig. 6.4.- Uso de corriente directa para detener la corrosión.

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

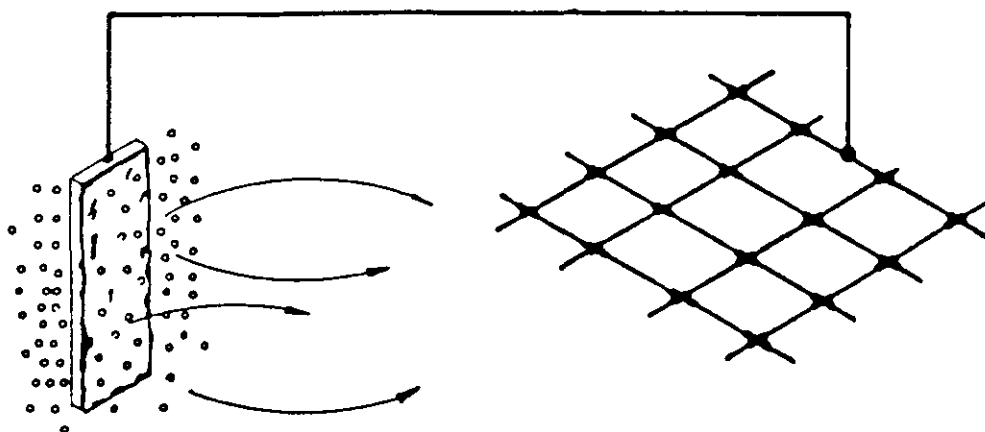


Fig.6.5. Principio de la protección catódica usando ánodos de sacrificio.

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.

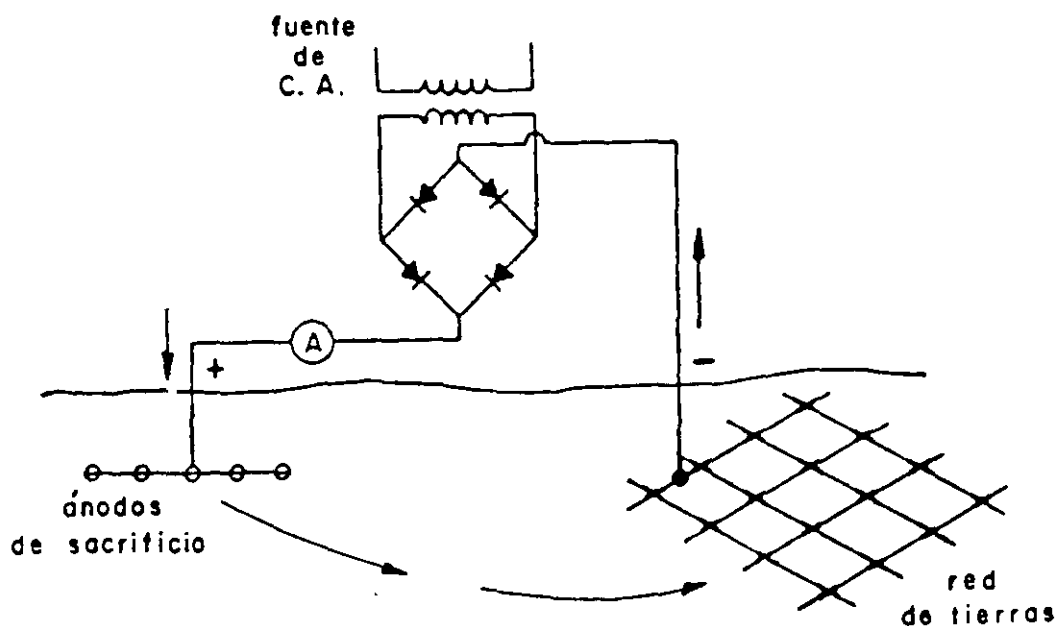


Fig.6.6.- Circuito básico de una protección catódica con energía externa rectificada.

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

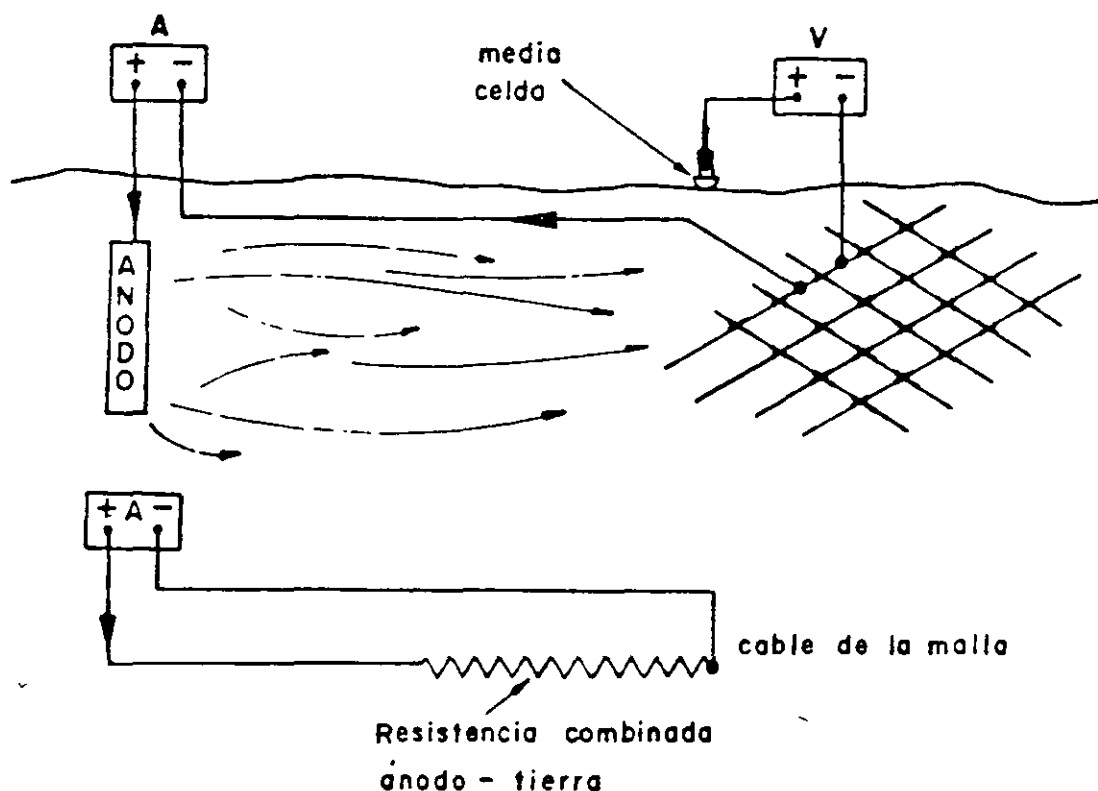


Fig. 6.7.- Protección catódica que muestra un voltímetro que mide el potencial respecto a tierra cuando se energiza la fuente de Corriente Directa y su diagrama eléctrico.

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.

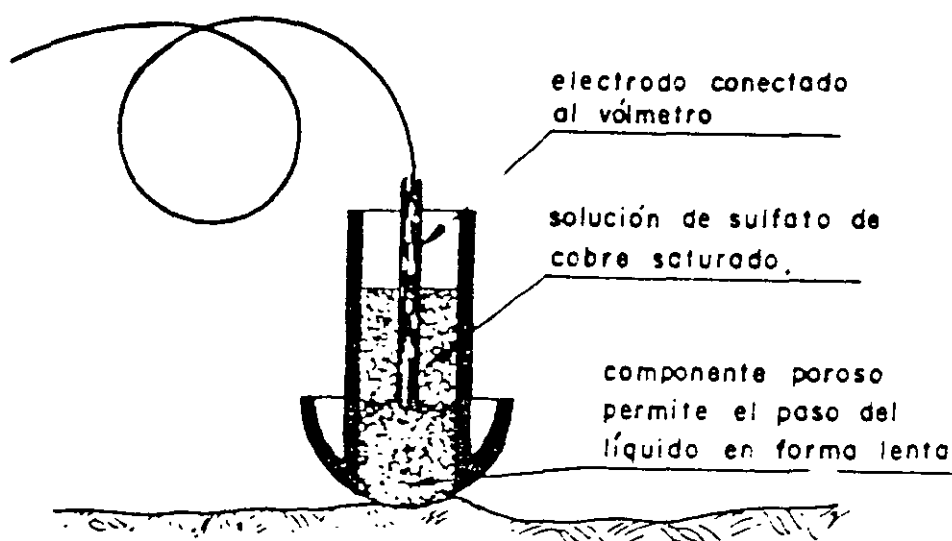


fig.6.8. Media celda de sulfato de cobre saturado (SO_4 , Cu/Cu)

Si se tiene un potencial negativo de -0.85 V. de CD 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

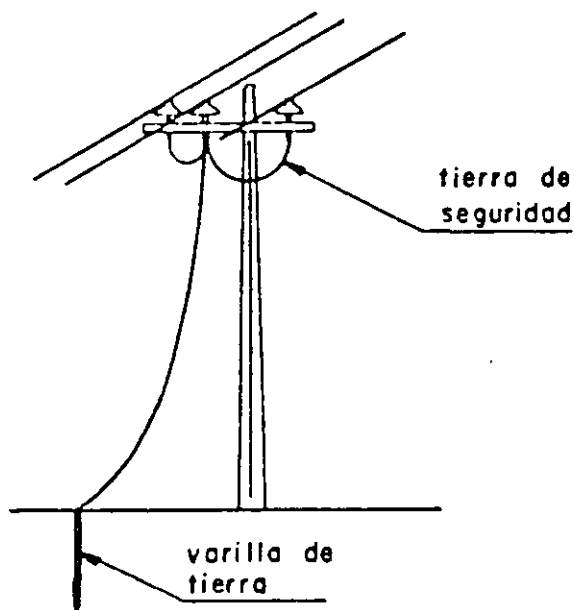


Fig. 6.9 Forma de puesta a tierra.

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 eléctrico magnético y se estirará subitamente pudiendo golpear al trabajador. Algunas formas inconvenientes se muestran en la fig. 6.10.

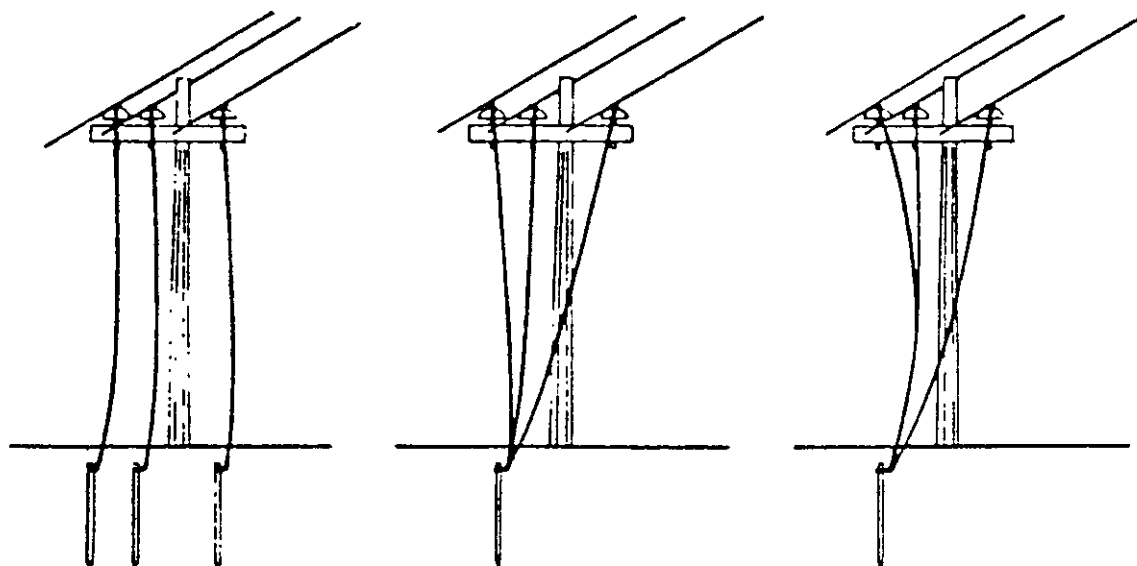


Fig. 6.10. Formas incorrectas de conexión a tierra.

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 longitudes 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, ésto 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

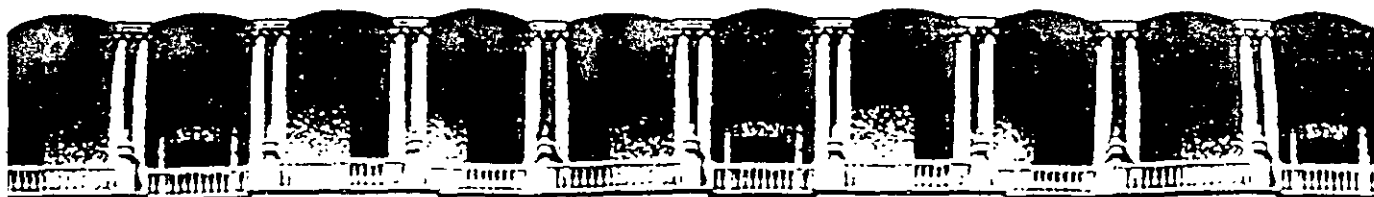
LIGHTNING PROTECTION
CODE

NACE

BASIC CORROSION
COURSE

NOM-001-SEMP-1994

NORMA OFICIAL MEXICANA
RELATIVA A LAS INSTALACIONES
DESTINADAS AL SUMINISTRO Y
USO DE LA ENERGIA ELECTRICA



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

SELECCIÓN DE MOTORES

EXPOSITOR: ING. FEDERICO HERNÁNDEZ PALACIOS
ING. FERNANDO TORRES CASTELLANOS
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

PROGRAMA

Selección y aplicación de motores eléctricos de inducción trifásicos

Receso.

Motores de Alta eficiencia.



I. SELECCION Y APLICACION DE LOS MOTORES ELECTRICOS DE INDUCCION

Clasificación de los motores IEM de acuerdo a su construcción mecánica y su montaje para operación.

Clasificación de los motores IEM de acuerdo a su diseño eléctrico.

La descripción del motor en base a su placa de datos. Que significa y la importancia que tiene cada apartado de la placa de datos.



¿QUE ES UN MOTOR ELECTRICO?

Un motor eléctrico es un dispositivo que convierte la energía eléctrica que recibe en energía mecánica que se aprovecha en forma rotatoria a través de la flecha.



¿POR QUE SE LE LLAMA DE INDUCCION?

Debido a su principio de funcionamiento, al conectar el devanado del estator a un sistema trifasico de voltajes, *se induce un sistema de voltajes en el rotor* por lo cual existe una interacción de campos magnéticos (el del estator y el del rotor) que dan lugar a un par el cual proporciona la utilidad del motor.

¿CUANTOS TIPOS DE MOTORES DE INDUCCION HAY?

Debido a la construcción del rotor existen dos tipos de motor: Jaula de ardilla y de rotor devanado.

¿COMO SE CLASIFICAN LOS MOTORES DE INDUCCION JAULA DE ARDILLA?

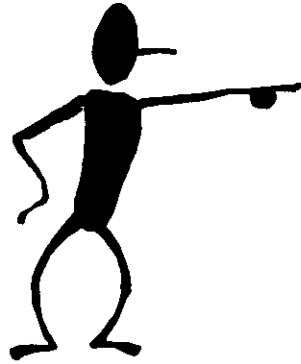
Se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

POR SU DISEÑO MECANICO:

HORIZONTALES: A prueba de goteo.
A prueba de intemperie tipo I y tipo II.
Cerrados con ventilación exterior.
Cerrados sin ventilación.
Con intercambiador de calor.

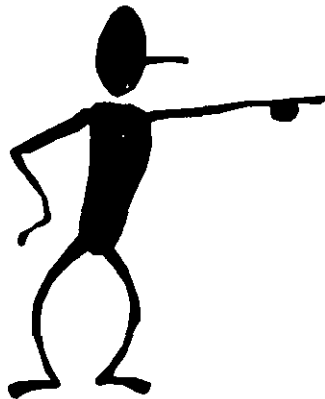
VERTICALES: A prueba de goteo.
A prueba de intemperie tipo I y tipo II
Cerrados con ventilación exterior.

POR SU DISEÑO ELECTRICO:



NOM, NEMA A
NOM, NEMA B
NOM, NEMA C
NOM, NEMA D
NOM, NEMA E

POR SU CLASE DE AISLAMIENTO:



Aislamiento B (130° totales).
Aislamiento F (155° totales).
Aislamiento H (180° totales).

¿COMO INTERPRETAR LOS APARTADOS DE LA PLACA DE DATOS?

La placa de datos describe las características más importantes del arranque y operación de un motor de inducción. Los valores más importantes que se encuentran en la placa son:

- Potencia de salida.

- Voltaje de operación.

- Corriente nominal.

- Velocidad (numero de polos)

- Clase de aislamiento

- Clase de diseño según NEMA

- Código de arranque.



✓ Potencia de salida.

La potencia de salida es la potencia mecánica que se puede aprovechar en la flecha. Se expresa en caballos de potencia (HP ó CP) ó en kW. Esta potencia es igual a la potencia de entrada (P_{in}) menos las pérdidas que se presentan en el motor.

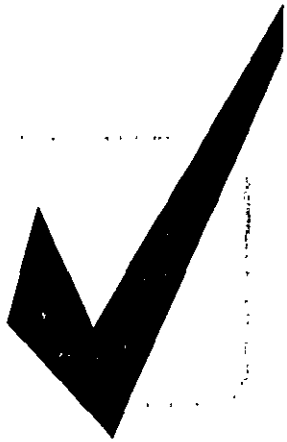
• Voltaje de operación.

El voltaje de operación es la tensión (o diferencia de potencial) de la red de alimentación a la que el motor será conectado. Por norma, se pueden tener variaciones en el voltaje de alimentación de más o menos 10%. P. ej. un motor diseñado para operar a 440V, tendrá como límites 484V y 400V.

✓ Voltaje de operación (cont.)

Es importante tener en cuenta que los diseños se hacen para operar a una tensión nominal específica, ya sea 440, 460, 480, etc.... No es recomendable poner en operación un motor de 440V en alimentación a 460 V, aunque este voltaje sea cubierto por las variaciones que se permiten.

Un motor se puede diseñar para operar a doble voltaje (hasta 100 HP) ó a un solo voltaje, dependiendo de los requerimientos del cliente.



RECOMENDACION: Es importante especificar correctamente la tensión de operación para evitar corrientes de arranque excesivas y corrientes de operación distintas a aquellas que se especifican en la placa de datos.

Corriente nominal.

La corriente nominal es aquella que el motor demanda durante la operación a tensión, frecuencia y carga nominales.

Velocidad de operación.

La velocidad de giro se expresa en revoluciones por minuto (r.p.m) y depende del numero de polos al cual se diseña el motor. Esta velocidad nunca será igual a la velocidad síncrona.

✓ Velocidad sincrónica.

La velocidad sincrónica se define como aquella a la que el campo magnético rotatorio de la máquina de inducción gira y resulta de la siguiente ecuación:

$$n_{sinc} = \frac{120 f}{p}$$

donde: n_{sinc} es la velocidad sincrónica en [rpm]
f es la frecuencia de la red de alimentación (p. ej. 60 Hz ó 50 Hz)
p es el número de polos del motor.

De aquí se desprende un concepto importante. El *deslizamiento* se define como la relación que existe entre la velocidad de giro real del motor y la velocidad sincrónica. El deslizamiento es igual a:

$$S = \frac{(n_{sinc} - n_{nom})}{n_{sinc}} * 100$$



Por ejemplo: si tenemos un motor de 75 HP, 4 polos, 60 Hz con una velocidad de acuerdo a la placa de datos de 1750 rpm podemos calcular lo siguiente:

$$n_{sinc} = \frac{120 f}{p} = \frac{120 (60)}{4} = 1800$$

El deslizamiento se calcula como:

$$s = \frac{(1800 - 1750)}{1800} * 100 = 2.77 \%$$

✓ Clase de aislamiento.

Los aislamientos son materiales que impiden el contacto de partes vivas (o energizadas) con las partes aterrizadas (carcasa, núcleos, etc...) o con otras partes energizadas (p. ej. otra fase). Existen varios tipos de aislamientos dependiendo de los materiales que lo componen y de acuerdo a la temperatura límite que es capaz de soportar sin modificar sus propiedades o características. Los materiales aislantes se clasifican de acuerdo a la siguiente tabla.



AISLAMIENTO DE CLASE	TEMPERATURA LIMITE	MATERIALES COMPONENTES
A	105°C	algodón, seda, papel impregnado.
E	120°C	resinas sintéticas.
B	130°C	mica, fibra de vidrio.
F	155°C	mica, fibra de vidrio con aglomerantes.
H	180°C	siliconas, resinas.
C	>180°C	porcelana, cuarzo, vidrio, mica.

Clase de aislamiento (cont.)

En un motor de inducción existen aislamientos que podemos identificar como:

Aislamiento de ranura: Impide cualquier contacto entre las bobinas y el núcleo. Se insertan aislamientos que se amoldan a la periferia de las ranuras.



Aislamiento separador de bobina: Se disponen aislamientos entre las cabezas de bobina de las diferentes fases o entre aquellas y el hierro.

Clase de aislamiento (cont.).

Cuñas de cierre o aislamiento de cuña: Para que las bobinas no se salgan de las ranuras semiabiertas del estator, éstas se cierran con cuñas.

Mangas y otros: Para aislar los conductores y así poder conectar los grupos de bobinas sin el peligro de existir corto circuito entre fases o a tierra, se usan las mangas. Para cubrir la soldadura de las conexiones se utiliza cinta eléctrica y para amarrar los cabezales de las bobinas se puede utilizar cordón de cinta de fibra de vidrio.



Clase de aislamiento (cont.)

Impregnado: Una vez que se colocan las bobinas en las ranuras del núcleo estator; que se han conectado y se han realizado las pruebas preliminares, se le somete a una impregnación con barniz aislante. Esta impregnación tiene como objeto mejorar la resistencia dieléctrica, proteger de la humedad, favorecer la disipación de calor (expulsando el aire que pudiera alojarse entre los arrollamientos), dar rigidez mecánica al conjunto embobinado y protegerlo de la influencia de vapores corrosivos y polvos.



Clase de aislamiento (cont.)

¿Cuál es la importancia de los aislamientos en una maquina eléctrica?

Los aislamientos son una parte vital en la operación no sólo de un motor eléctrico, sino de cualquier máquina eléctrica. Estamos limitados en la operación debido al límite térmico de cada una de las clases. Dependiendo de cada clase, tendremos un límite en la elevación de temperatura permisible para el motor.



Si consideramos que los motores IEM se han diseñado para operar a $40^{\circ} C$ de temperatura en el ambiente que les rodea, podemos resumir los límites térmicos (medidos por resistencia) para la operación en la siguiente tabla:

@ 1000 msnm

CLASE DE AISLAMIENTO	ΔT @100% DE CARGA	ΔT @FACTOR DE SERVICIO 1.15	TEMPERATURA TOTAL MAXIMA
B	80 °C	90 °C	130 °C
F	105 °C	115 °C	155 °C
H	125 °C	135 °C	180 °C

¡HAY QUE CONSIDERAR LAS VENTAJAS QUE IEM TIENE AL PROBAR SUS MOTORES @ 2300 msnm!



El hecho de que IEM pruebe sus motores a una altitud sobre el nivel del mar considerablemente mayor que la mayoría de los fabricantes es una gran ventaja. ¿Por que?. La norma considera que para altitudes mayores a 1000 metros, se incrementa la temperatura de operación 1° C por cada 100 metros.

Pero ¿Qué significa esto?.



Tenemos un motor IEM de 75 HP, 4 polos, HTCCVE, 60 Hz, 440 V con un incremento de temperatura medido en los devanados de 90° C @ 2300 msnm (D.F.) . ¿Que incremento tendrá @ 1000 msnm (Monterrey)?

De acuerdo a lo enunciado anteriormente, la diferencia de altitud la podemos calcular fácilmente como:

$$\Delta altitud = 2300 - 1000 - 1300$$

Aplicando el criterio enunciado, por cada 100 metros por encima de una altitud igual a 1000 tendremos 1° centígrado de incremento. En este caso particular, la altitud decrece en 1300 metros, por lo que podemos calcular cuantos grados por debajo del incremento de 90° se tendrán:

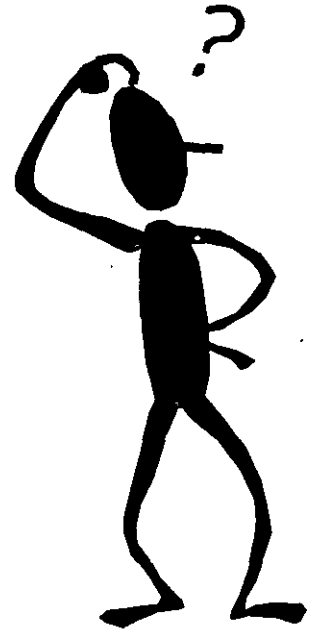
$$^{\circ}C = \frac{1300}{100} = 13^{\circ}C$$

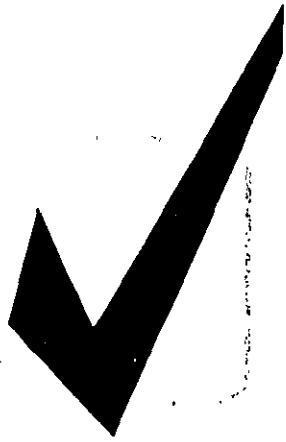
Entonces, podemos concluir que el motor tendrá un incremento menor al cual se probó. Es decir:

$$\textit{Incremento} @ 1000msnm = 90 - 13 = 77^{\circ}c$$

¿Qué pasa si el motor se hubiera probado @ 1000 msnm resultando el mismo incremento y se quisiera poner en operación @ 2300 msnm?

Entonces, el incremento hubiera sido mayor en 13°. Es decir: $90 + 13 = 103^{\circ} \text{ C}$.



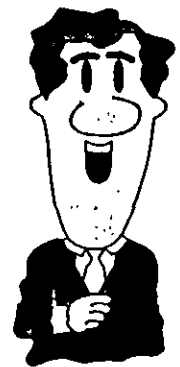


RECOMENDACION:

Hay que tomar muy en cuenta la altitud sobre el nivel del mar y la temperatura ambiente a la cual operará el motor para considerar nuevos límites en el incremento de la temperatura.

✓ Clase de diseño según NEMA, NOM.

El diseño eléctrico de un motor se basa en su característica *par-velocidad*. Esta curva describe su comportamiento ya que muestra los pares de arranque, máximo, mínimo y nominal que el motor suministrará durante su aplicación. Eléctricamente podemos enumerar diseños que cumplen con la norma de EE.UU para motores de inducción jaula de ardilla: NEMA (National Electrical Manufacturers Association). Estos diseños se muestran en la siguiente tabla:



✓ Clase de diseño según NEMA, NOM (cont.)

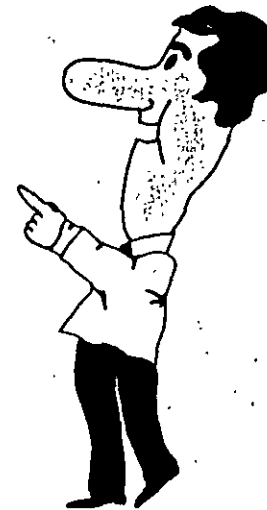
★ diseño NEMA A

★ diseño NEMA B

★ diseño NEMA C

★ diseño NEMA D

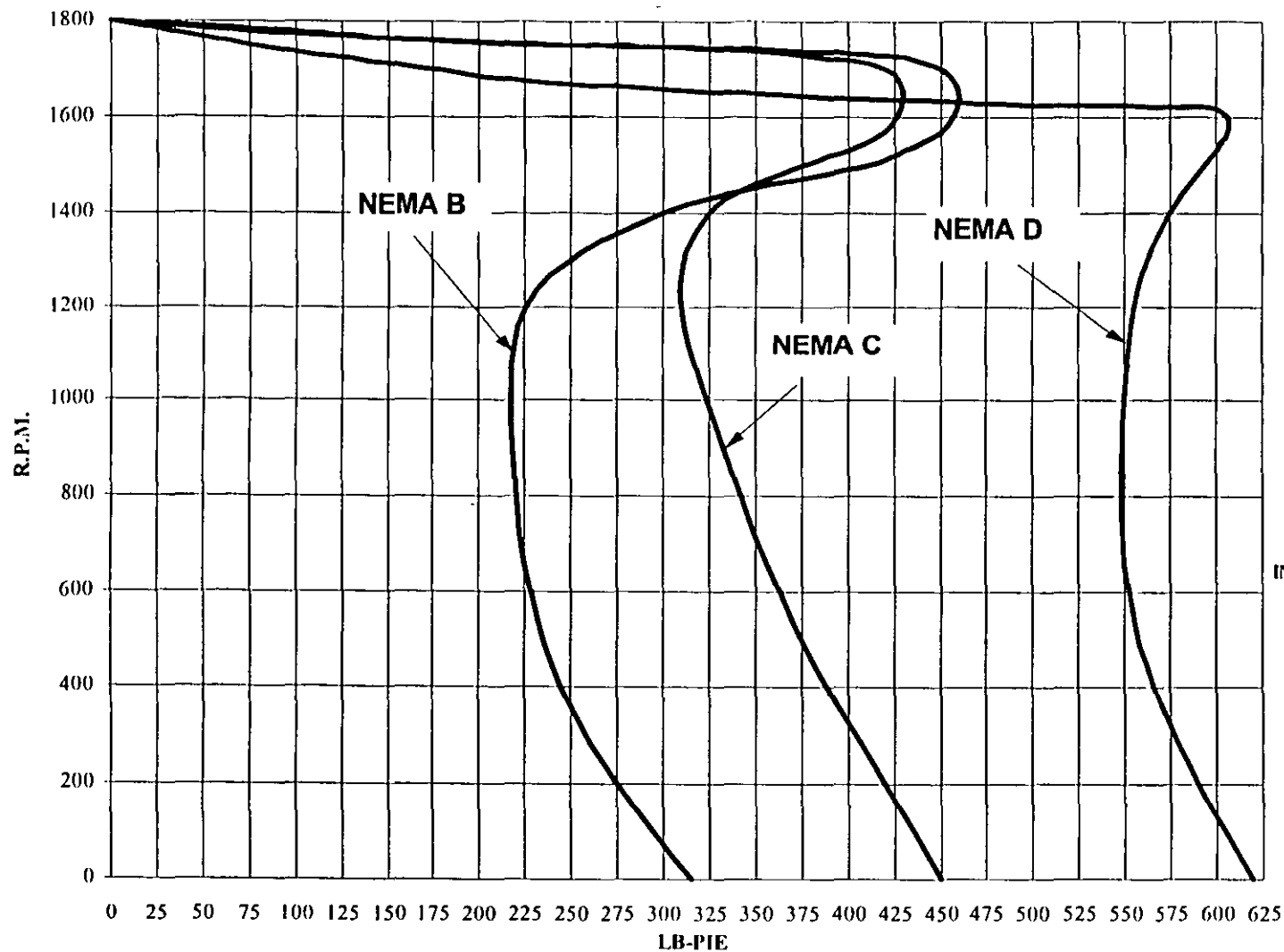
★ diseño NEMA E



Las curvas características para los diseños B, C y D se muestran a continuación.



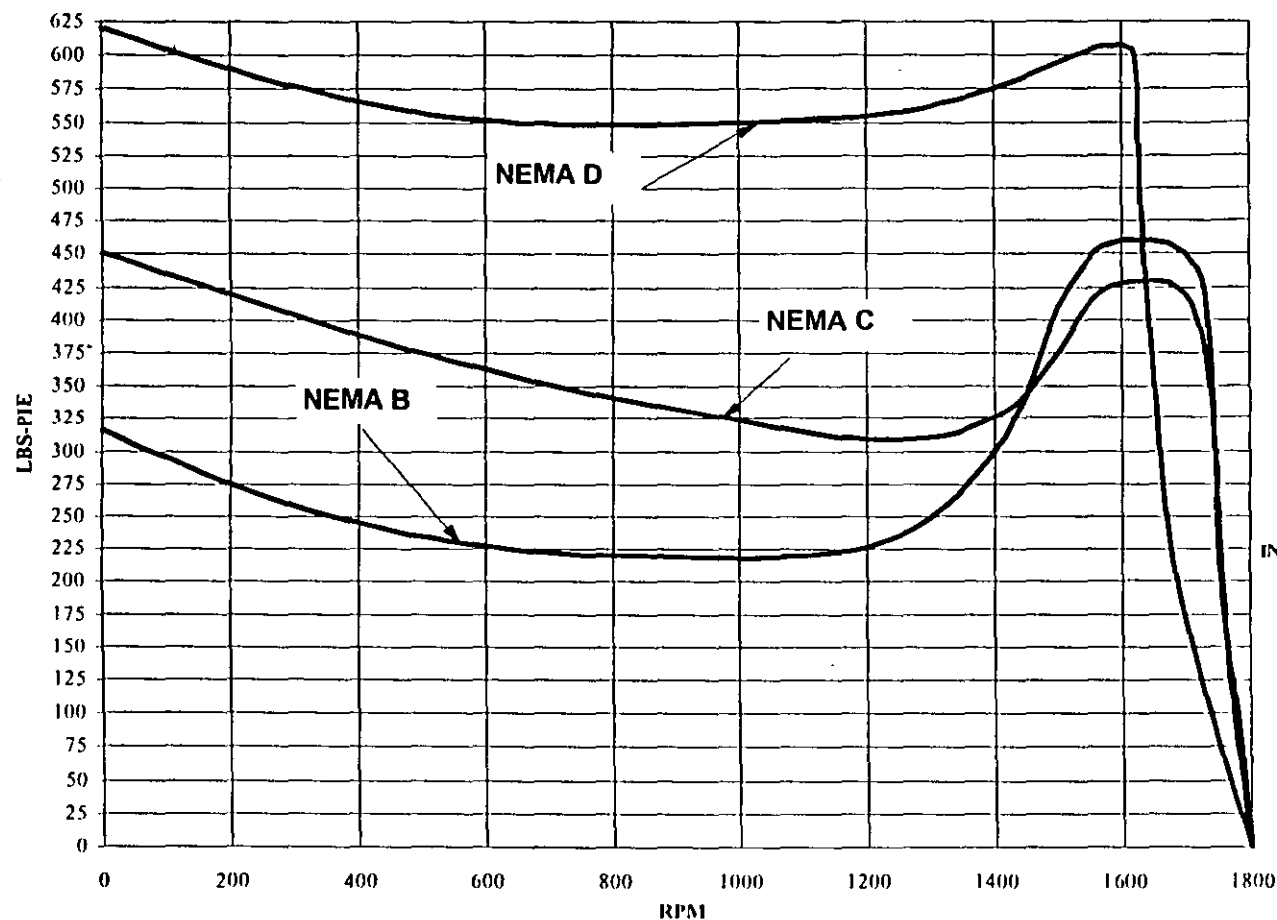
CURVA PAR-VELOCIDAD
75 H.P. / 4 P / 440V / ARM. 365TP VFHAPG
NEMA 'B', NEMA 'C' Y NEMA 'D'



INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.
INGENIERIA DE DISEÑO
PLANTA MOTORES



CURVA PAR-VELOCIDAD
75 H.P. / 4 P / 440V / ARM. 365TP VFHAPG
NEMA "B", NEMA "C" Y NEMA "D"



INDUSTRIAS IEM, S.A. DE C.V.
INGENIERIA DE DISEÑO
PLANTA MOTORES

Clase de diseño según NEMA, NOM (cont.)

De acuerdo a estas curvas, podemos resumir lo siguiente:

Los diseños NEMA A y B son muy similares. La diferencia estriba en que las corrientes máximas de arranque para el diseño B esta normalizadas; no así para el diseño A.

El diseño NEMA C tiene un par de arranque mayor que los diseños A y B. En cambio el par máximo es menor que para los diseños A y B.

El diseño NEMA D desarrolla un par de arranque muy alto. Sin embargo, como puede verse en la curva, el par decrece gradualmente durante el periodo de aceleración por lo que no hay un par máximo bien definido como en los diseños A, B ó C.



El diseño NEMA E corresponde a un diseño de eficiencia considerablemente mayor a la estándar. Los valores de eficiencia se encuentran tabulados en la tabla 12-11. Este diseño presenta altas corrientes de arranque pero bajo par en el mismo periodo. Así mismo, el par máximo es menor al de los diseños A ó B.



Veamos un ejemplo:

Para un motor de 75 HP, 4 polos HTCCVE comparemos los pares de los distintos diseños.

DISEÑO	PAR DE ARRANQUE EN % DEL NOMINAL	PAR MAXIMO EN % DEL NOMINAL
B	140	200
C	200	190
D	275	195
E	120	180

• Código de arranque.

Al arrancar un motor de inducción jaula de ardilla, la corriente que demanda es considerablemente mayor a la que requiere durante la operación a plena carga. Se conoce que esta puede ser de 6 a 7 veces la corriente nominal de placa. La placa descriptiva del motor menciona la CLAVE KVA a rotor bloqueado como una letra que designa al resultado del cociente de kVA/HP. Es decir, la potencia aparente que el motor demanda al arranque por cada HP nominal.

Este valor se obtiene de la siguiente ecuación:

$$kVA / HP = \frac{\sqrt{3} (I_{arr}) (V_{nom})}{1000 (HP)}$$

donde: I_{arr} es la corriente que el motor
demanda al arranque
 V_{nom} es el voltaje nominal de
operación
HP es la potencia nominal del motor.

Conocido el resultado del cociente, se ingresa a una tabla donde se muestran rangos donde el valor puede caer. La letra que corresponde a dicho valor es aquella que se plasma en la placa de datos. Esta tabla se muestra a continuación.

LETRA CODIGO	KVA/HP
A	0-3.15
B	3.15-3.55
C	3.55-4.0
D	4.0-4.5
E	4.5-5.0
F	5.0-5.6
G	5.6-6.3
H	6.3-7.1
J	7.1-8.0
K	8.0-9.0
L	9.0-10.0

Si nosotros conocemos el código de arranque de la placa de datos, entonces podemos conocer el valor de la corriente que el motor requiere al arranque. Esto se hace a partir de la ecuación anterior; es decir:

$$I_{arr} = \frac{(LC)(HP)(1000)}{\sqrt{3}(V_{nom})}$$

Veamos un ejemplo:



Un motor de 10 HP, 440 volts con letra código H. Esta letra código la obtenemos de la placa de datos.

De la tabla tomaremos el valor más alto de la relación kVA/HP es decir 7.1. Entonces sustituyendo en la ecuación tenemos que la corriente de arranque será:

$$I_{arr} = \frac{(LC)(HP)(1000)}{\sqrt{3}(V_{nom})} = \frac{(7.1)(10)(1000)}{\sqrt{3}(440)} = 93.16$$



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

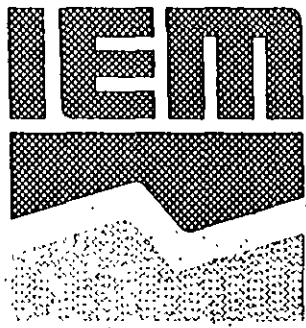
TEMA

MOTORES ELÉCTRICOS DE ALTA EFICIENCIA

EXPOSITOR: ING. FEDERICO HERMANDEZ P.
ING. FERNANDO TORRES C.
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

II. MOTORES ELECTRICOS DE ALTA EFICIENCIA.

- ✓ Qué es la eficiencia y como se expresa.
 - ✓ Que relación existe entre la eficiencia y el factor de potencia.
 - ✓ Normalización de la eficiencia .
 - ✓ Que esta haciendo IIEM en esta línea.
 - ✓ Como incrementar la eficiencia en los diseños (reducción de perdidas).
 - ✓ Comparación entre un motor de eficiencia estándar contra uno de alta eficiencia.
-



¿Cuáles son los puntos que se van a exponer?

- » Definir que es la eficiencia y cómo se expresa.
 - » Definir la relación entre la eficiencia y el factor de potencia.
 - » A qué nos referimos con un motor eléctrico de inducción de alta eficiencia. Qué normas lo rigen.
 - » Qué hay con los motores IEM.
 - » Por qué seleccionar un motor de Alta Eficiencia
-

¿QUE ES LA EFCIENCIA Y COMO SE EXPRESA?

La eficiencia mide el grado con el que el motor de inducción (y en general cualquier máquina eléctrica) aprovecha la energía que toma de la red de alimentación y la convierte en energía mecánica. La eficiencia se expresa en por ciento y se encuentra aplicando la siguiente ecuación:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{entrada} - \text{pérdidas}}{P_{entrada}} = \frac{P_{salida}}{P_{salida} + \text{pérdidas}}$$



Tomemos un ejemplo.

De la prueba realizada a un motor IEM de eficiencia Premium de 75 HP, 4 polos, 440 V, 1750 rpm, obtenemos que la potencia que consume es igual a 59.67 kW.

Lo primero que calcularemos será el par que la carga le demanda al motor. Esto Aplicando la siguiente ecuación:

$$\Gamma_{nom} = \frac{(HP)(5250)}{rpm_{nom}} = \frac{(75)(5250)}{1750} = 225lb - pie$$

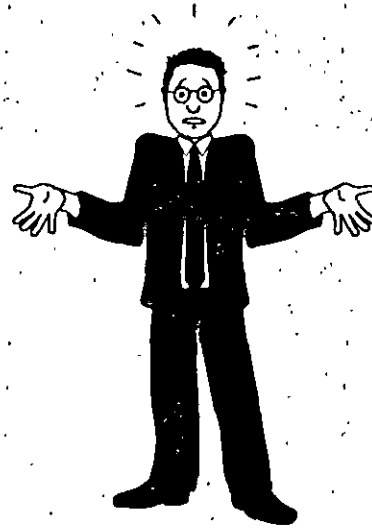
La potencia de salida la calcularemos entonces como sigue:

$$P_{sal} = \frac{(746)(\Gamma_{nom})(rpm_{nom})}{5250} = \frac{(746)(225)(1750)}{5250} = 55.95 kW$$

La eficiencia se obtiene entonces:

$$\eta = \frac{P_{sal}}{P_{ent}} = \left(\frac{55.95}{59.67} \right) * 100 = 93.76\%$$

Pero, ¿Nos afecta de alguna manera este incremento de la eficiencia?



Tendríamos que definir aquellos parámetros que se encuentran relacionados con la eficiencia.

¿QUE RELACION EXISTE ENTRE LA EFICIENCIA Y EL FACTOR DE POTENCIA?

Ya que la eficiencia se expresa como una relación de la potencia de salida entre la potencia de entrada, debe existir una relación directa con el factor de potencia. Esta relación es la siguiente:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{746(HP)}{\sqrt{3}(I_{nominal})(V_{nominal})(\cos \varphi)}$$

Donde:

I_{nominal} es la corriente nominal al 100% de carga.

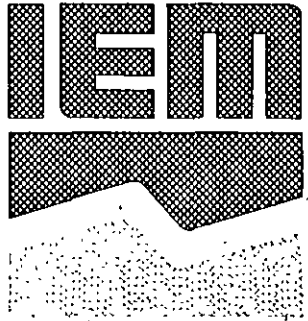
V_{nominal} es el voltaje nominal

η es la eficiencia

$\cos\phi$ es el factor de potencia



Como se puede observar, la relación que existe entre el factor de potencia y la eficiencia es inversa. Esto quiere decir que ***MIENTRAS LA EFICIENCIA TIENDA A SER MAYOR, EL FACTOR DE POTENCIA TENDERA A DECRECER.***



DEFINICIONES BASICAS Y NORMALIZACION

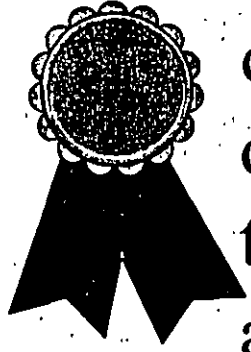
Ya que ubicamos el término de la presente plática, tenemos necesariamente que definir ¿qué significa un motor de alta eficiencia y cuantos tipos existen?



Motores de alta eficiencia son aquellos que cumplen con los valores de eficiencia de las tablas de la norma NOM-J-074 (ANCE). Estas tablas son equivalentes a la tabla 12-9 de la norma NEMA MG-1. Estas aplican a motores de uso general de tipo abierto y cerrado hasta 200 HP.



Actualmente IIEM tiene capacidad para fabricar motores de alta eficiencia en todas las potencias tabuladas en estas tablas.



Motores de eficiencia tipo Premium son aquellos que cumplen o exceden con los valores de eficiencia de las tablas *12-10* de la norma NEMA MG-1. Estas tablas aplican a motores de uso general de tipo abierto y cerrado hasta 500 HP en 2, 4, 6 y 8 polos. La norma mexicana ya cuenta con tablas que cumplen con los valores de NEMA 12.10. Estas tablas se publican en la norma NOM-J016.



Actualmente IIEEM tiene capacidad para fabricar motores de eficiencia Premium en todas las potencias tabuladas en estas tablas.

Motores de eficiencia tipo Premium (cont.)



De estas tablas, se hizo un extracto que a su vez convirtió en ley el Departament of Energy (DOE) de los Estados Unidos de Norteamérica y que abarca motores del tipo abierto y cerrado de uso general hasta 200 HP en 2, 4 y 6 polos.



Los motores que sean requeridos para operar en territorio de los EE.UU., deberán cumplir con estos niveles de eficiencia.

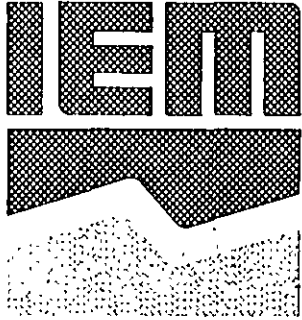
La puesta en vigor de esta tabla es a partir del mes de octubre de 1997.



Motores diseño NEMA E: son aquellos que cumplen o exceden con los valores de eficiencia de las tablas **12-11** de la norma NEMA MG-1. Estas tablas aplican a motores de uso general de tipo abierto y cerrado hasta 500 HP en 2, 4, 6 y 8 polos.



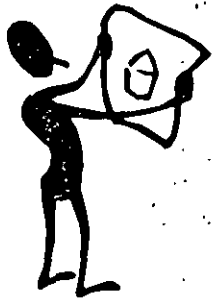
Este diseño implica una corriente de arranque excesivamente mayor y por el contrario un menor par de arranque que aquellos ofrecidos con un motor de diseño NEMA B *por lo que su uso ha quedado limitado.*



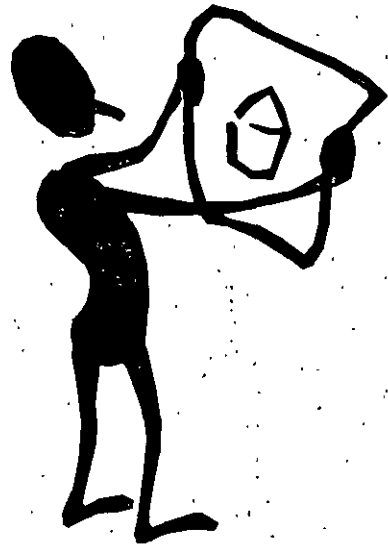
QUE PASOS ESTAN DANDO LOS MOTORES IEM



En cuanto al diseño mecánico, IEM desarrolla nuevas carcasas que cumplen con la normativa NEMA MG-1 y que mejora la disipación térmica y resistencia mecánica, con disposición de aletas en forma paralela a los ejes (N line).



Estos diseños se hacen en base a las más actuales herramientas de CAD y de análisis de resistencia de materiales.



En el diseño eléctrico, se desarrollan y aplican avanzados programas de cálculo que permiten la mejor disposición del devanado con un pleno cumplimiento de la normativa referente a pares (arranque, máximo, etc..) y corrientes a rotor bloqueado.

Pero, ¿que hay que hacer para obtener un motor de alta eficiencia o eficiencia Premium?



Un diseño de alta eficiencia necesariamente implica reducción de pérdidas. Las pérdidas son aquella parte de la energía eléctrica que se le suministra al motor y que se manifiesta en él, en forma de calor (básicamente). Estas pérdidas son:

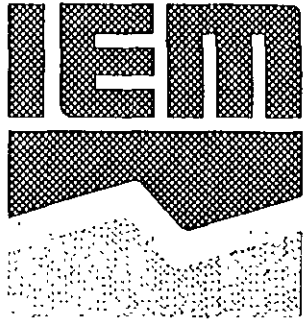
- Pérdidas en el núcleo.
- Pérdidas Joule en el devanado del estator.
- Pérdidas Joule en el rotor.
- Pérdidas por fricción y ventilación.
- Pérdidas indeterminadas



Y, ¿Cómo se logra?

Esto se logra, aplicando lo que mencionamos hace un momento. Con nuevas ranuras que nos permitan alojar una mayor área de cobre, usando acero eléctrico con menores pérdidas de watts/kg, mejorando los diseños de los ventiladores en caso de que se requiera reducir la fricción con el aire, etc...



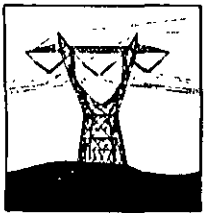


¿POR QUE HAY QUE SELECCIONAR MOTORES DE ALTA EFICIENCIA?

¿Por qué es recomendable un motor de alta eficiencia o un motor de eficiencia Premium?



En las actuales condiciones de explotación de los recursos, en un futuro no muy lejano tendremos la necesidad de prescindir de fuentes no renovables de energía.



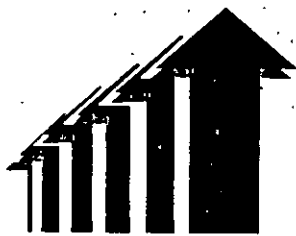
La creciente demanda de energía eléctrica hará que ésta, a su vez, se vuelva aún más cara. Entonces debemos buscar medios eficaces para aprovecharla al máximo.



La aplicación de motores eléctricos cuya eficiencia sea considerablemente mayor a la de los motores que operan en los procesos productivos actuales, significa una gran ventaja en cuanto a costos de operación.



Aunque implica una mayor inversión inicial, la recuperación se da en un muy *corto plazo*, y las ventajas en ahorro de energía (lo que se traduce en dinero) son inmediatas.



Una vez que la inversión inicial se recupera, las cifras siguientes son ganancias.

El ahorro anual en el costo de la energía para dos motores cuyas eficiencias son distintas y que operan bajo un mismo régimen de carga, se puede calcular como sigue:



$$\$ = (0.746)(HP)(c)(h)\left(\frac{100}{\eta_1} - \frac{100}{\eta_2}\right)$$

donde: \$ es el ahorro anual
HP es la potencia del motor
c es el costo de la energía en \$/kWhr
h es el tiempo que opera el motor en hrs/año
 η_1 y η_2 son las eficiencias a ser comparadas

Tomemos un ejemplo.

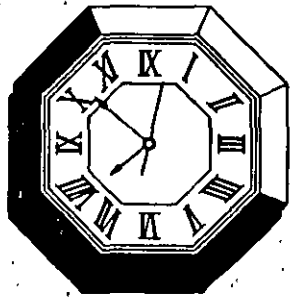


Tomaremos un motor de 40 HP, 4 polos, HTCCVE, operando 4,000 horas al año con un costo de \$0.65/kWhr. La eficiencia para un motor estándar es de 90%. La eficiencia para un motor de eficiencia Premium es 93%. Entonces:

$$\text{\$} = (0.746)(40)(0.65)(4000)\left(\frac{100}{90} - \frac{100}{93}\right)$$

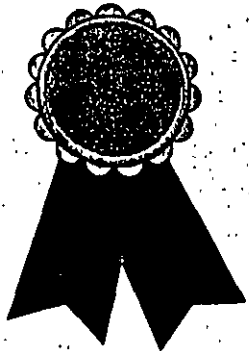
$$\text{\$} = 2780.79$$

Ahora, el tiempo de recuperación de la inversión lo podemos calcular de la siguiente manera:



$$\text{tiempo de recuperación} = \frac{\text{Premio del costo}}{\text{Ahorro anual}}$$

Donde,



Premio en costo es la diferencia en costo de los dos motores.



Retomando el ejemplo del motor de 40 HP y considerando los costos siguientes:

HTCCVE eficiencia estándar \$8,000.00.

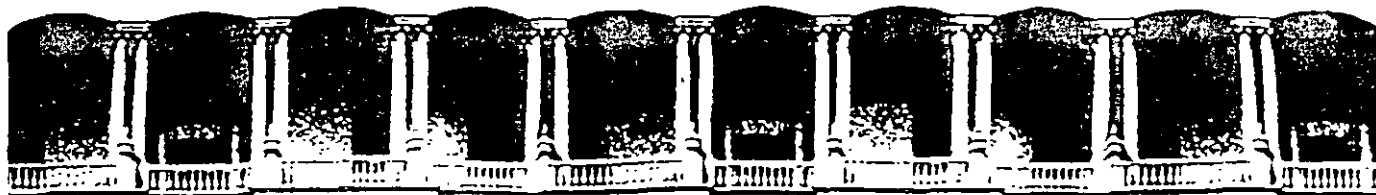
HTCCVE eficiencia Premium \$11,200.00

Entonces,



Recuperación en años $= (11,200 - 8,000) / 2780.79$

Recuperación en años = 1.15 años ☒



FACULTAD DE INGENIERIA U.N.A.M.
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*SELECCIÓN ECONÓMICA DE
TRANSFORMADORES ELÉCTRICOS*

EXPOSITOR: ING. ANDRES CHÁVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

SELECCION ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

I- ANTECEDENTES HISTORICOS

LA BOBINA DE INDUCCIÓN, DESCUBIERTA EN EL AÑO 1831 POR MICHAEL FARADAY, FUÉ EL PRECEDENTE PARA LA CREACIÓN DEL TRANSFORMADOR ELÉCTRICO.

EN SUS PRIMEROS EXPERIMENTOS OBTENÍA CORRIENTES INDUCIDAS EN UN CIRCUITO CERRADO MEDIANTE SUCEVAS INTERRUPCIONES DE LA CORRIENTE EN UN CIRCUITO INDUCTOR E INDEPENDIENTE DEL PRIMERO. TAMBIÉN OBSERVÓ LA IMPORTANTE INFLUENCIA DEL HIERRO AL CONSTITUIR UN ANILLO EN FORMA DE NÚCLEO, QUE TENÍA DE UN LADO EL CIRCUITO PRIMARIO ALIMENTADO POR UNA PILA Y DE OTRO LADO EL CIRCUITO SECUNDARIO INDUCIDO.

HACIA EL AÑO 1839, PAGE HIZO CONSTRUIR EN WASHINGTON UNA BOBINA DE CIRCUITO MAGNÉTICO PARTIDO, EMPLEANDO UN HAZ DE ALAMBRES DE HIERRO ABANDONANDO EL CIRCUITO MAGNÉTICO CERRADO. AL IGUAL QUE OTROS INVESTIGADORES DE DIVERSOS PAÍSES, COMPRENDIÓ LA NECESIDAD DE ENTRELAZAR LOS CIRCUITOS ELÉCTRICOS DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO PARA REDUCIR AL MÍNIMO LA DISPERSIÓN DEL FLUJO MAGNÉTICO. POCOS AÑOS DESPUÉS REALIZARON MASSON Y BREGUET INTERESANTES TRABAJOS HASTA QUE RUHMKORFF CONSTRUYÓ SU PRIMER CARRETE EN 1851, COMPLETADO POR FOUCAULT EN 1856 CON SU FAMOSO INTERRUPTOR DE MARTILLO.

DURANTE LA EXPOSICIÓN UNIVERSAL DE PARIS, EN 1878, PRESENTABA JABLOCKOFF UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE CORRIENTE ALTERNA CON UNA BOBINA DE INDUCCIÓN, CUYO CIRCUITO PRIMARIO ESTABA ALIMENTADO POR UN ALTERNADOR, ASÍ DESAPARECERÍA POR

PRIMERA VEZ LA CORRIENTE PULSATORIA DEL PRIMARIO, PARA SER SUBSTITUIDA POR UNA CORRIENTE ALTERNATIVA (ALTERNA).

EL CIRCUITO MAGNÉTICO ERA CERRADO DE ACUERDO AL PRINCIPIO DE VARLEY QUE YA EN 1856 EMPLEABA ALAMBRES DE HIERRO ENROLLADOS EN FORMA CIRCULAR.

PERO TODAVÍA NO SE VISLUMBRABA EL INTERÉS DEL TRANSFORMADOR EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA NI LAS VENTAJAS DE LA ALTA TENSIÓN PARA EL TRANSPORTE DE LA MISMA, HASTA QUE GAULARD Y GIBBS CREARON UN APARATO CUYO ASPECTO NO DIFERÍA MUCHO DEL TRANSFORMADOR ACTUAL

UN NUEVO MEDIO AUXILIAR PARA EL TRANSPORTE DE CORRIENTES ELÉCTRICAS A LARGA DISTANCIA APORTARON LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ALTERNA, INVENTADO POR GAULARD, PERMITIENDO ESTOS OBTENER CUALQUIER TENSIÓN ELEVADA Y TRANSMITIR LA CORRIENTE A GRANDES DISTANCIAS. CON ESTE SISTEMA SE PUSO EN PRÁCTICA. DURANTE LA EXPOSICIÓN DE TURÍN DEL AÑO 1884, UNA INSTALCIÓN DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA PARA ALUMBRADO Y FUERZA MOTRIZ A 40 KM. DE DISTANCIA, CON UNA TENSIÓN DE 2000 VOLTS.

MEJORAS SUSTANCIALES EN ESTE SISTEMA FUERON APORTADAS POR ZIPERNOWSKY Y SUS COLEGAS BLATHY Y DÉRI, QUIENES PROYECTARON EN 1890 UNA INSTALACIÓN TRANSMISORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CORRIENTE ALTERNA A 3000 VOLTS, DESDE TIVOLI HASTA ROMA RECORRIENDO UNA DISTANCIA DE 27 KM. PROYECTO QUE SE REALIZO EN 1892.

LOS PRIMEROS TRANSFORMADORES QUE FUERON LANZADOS AL MERCADO TAL COMO LOS CONOCEMOS EN LA ACTUALIDAD, FUERON FABRICADOS POR LA CASA "GANZ Y CIA. DE BUDAPEST (HUNGRÍA) CON EL DISEÑO DE ZIPERNOWSKY, BLATHY Y DÉRI.

EN SEGUNDA SALIERON AL MERCADO LOS WESTINGHOUSE CON DISEÑOS DE STANLEY Y LUEGO LOS FERRANTI, SWINBURNE ETC.

LOS TRANSFORMADORES DE LA CASA GANZ, SE COMPONÍAN DE UN NÚCLEO DE HIERRO, CONSTRUÍDOS POR DISCOS DE CHAPA AISLADOS Y SUPERPUESTOS QUE RECIBÍA LAS DOS BOBINAS, (ENROLLAMIENTOS), A MODO DE ANILLO GRAMME, POR EL CONTRARIO CON LOS TRANSFORMADORES WESTINGHOUSE LAS CHAPAS ERAN EN FORMA DE "E" Y LAS BOBINAS IBAN MONTADAS SOBRE EL TRAZO HORIZONTAL DEL MEDIO, CERRÁNDOSE EL CIRCUITO MAGNÉTICO CON UNA BARRA VERTICAL, (HOY CONOCIDO COMO YUGO).

CON LAS CORRIENTES POLIFÁSICAS, UNOS AÑOS MÁS TARDE, APARECIÓ LA NECESIDAD DE TRANSFORMADORES BIFÁSICOS Y TRIFÁSICOS, GENERALMENTE MÁS ECONÓMICOS QUE LA COMBINACIÓN DE VARIOS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS EQUIVALENTES. EN 1891 PRESENTARON MODELOS EN LA EXPOSICIÓN DE FRANCFURTO LAS CONOCIDAS FIRMAS BROWN BOVERI, SIEMENS SCHUCKERT ETC.

CABE MENCIONAR QUE LOS PRIMEROS TRANSFORMADORES ERAN DE PEQUEÑA POTENCIA Y DE TENSIONES HASTA 300 VOLTS COMO MÁXIMO

AL AUMENTAR PROGRESIVAMENTE LA CAPACIDAD Y EL VOLTAJE DE LOS

TRANSFORMADORES SE HAN PRESENTADO NUEVOS PROBLEMAS RELATIVOS AL AISLAMIENTO, VENTILACIÓN, ENFRIAMIENTO, REGULACIÓN, ETC.

EL TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE APARECE EN LA MISMA ÉPOCA QUE EL VENTILADO, AVANTAJÁNDOLO POR DOBLE FUNCIÓN DEL ACEITE MINERAL, COMO ELEMENTO DE TRANSMISIÓN DEL CALOR Y COMO AISLANTE ELÉCTRICO.

DESDE QUE APARECIERON LOS PRIMEROS EQUIPOS, SE HAN REALIZADO PROGRESOS ININTERRUMPIDOS EN LOS MATERIALES CONSTRUCTIVOS, CON VISTA A PROLONGAR LA VIDA ÚTIL DEL EQUIPO, PRINCIPALMENTE EN EL COMPO DE LOS AISLAMIENTOS Y CHAPAS MAGNÉTICAS. Y A FUTURO ME ATREVERÍA A AFIRMAR, QUE EN ESTOS MISMOS MATERIALES SE TRABAJARÁ CON OBJETO DE TENER AISLAMIENTO QUE SOPORTEN TEMPERATURAS MÁS ELEVADAS, DANDO POR CONSIGUIENTE DISEÑOS CON CONDUCTORES TRABAJADOS A DENSIDADES DE CORRIENTE MÁS ELEVADAS Y POR TANTO USAR MENOS CANTIDAD DE COBRE O ALUMINIO EN LOS DEVANADOS, POR LO QUE RESPECTA A LAS CHAPAS MAGNÉTICAS, LOS FABRICANTES ESTÁN OBTENIENDO CHAPAS DE ACERO AL SILICIO Y/O OTROS ELEMENTOS, ASÍ COMO PROCESOS TÉRMICOS QUE PERMITEN TRABAJAR A DENSIDADES DE FLUJO MAGNÉTICO ELEVADAS, DANDO COMO RESULTADO MENOR PESO EN LOS NÚCLEOS Y POR TANTO MEJORES COSTOS.

LO ANTERIOR TRABAJA EN CONTRA DE LAS PÉRDIDAS (WATTS/KG), DE LOS DEVANADOS Y DE LAS PÉRDIDAS EN LOS NÚCLEOS, POR LO QUE SE DEBE HACER UN BLANCE ECONÓMICO ADECUADO EN LOS DISEÑOS.

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

SELECCION Y APLICACION DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

II CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

CLASIFICACIÓN SEGÚN NORMAS ANSI Y NACIONALES NOM

A. POR SU CAPACIDAD

POR SU CAPACIDAD SE DIVIDEN EN:

❖ TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN, CAPACIDAD HASTA 500 KVA, HASTA 67 KV. EN A.T. HASTA 1500 V EN BT (NUEVA NORMA NOM-J-116-1989)

❖ TRANSFORMADORES DE POTENCIA, MAYORES DE 500 KVA, ARRIBA DE 67 KV EN AT

LA CAPACIDAD ESTÁ DADA EN VOLTAMPERS O VOLTAMPERIOS Y LO USUAL ES MANEJAR MILES DE VOLTAMPERIO O **KVA** O BIEN MILLONES DE VOLTAMPERIOS O **MVA**, (DE KILO Y MEGA).

LAS CAPACIDADES A TRAVÉS DEL TIEMPO SE HAN ESTANDARIZADO Y TENEMOS LO SIGUIENTE:

TRIFASICOS

DISTRIBUCION: 15, 25, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 Y 500 KVA.

POTENCIA: 500, 750, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7500, 10000, 12000, 15000, 16000, 18000, 20000, 24000, 25000, 30000, 40000, 50000, 75000, 100000, 150000 KVA ETC.

MONOFASICOS

5, 10, 15, 25, 37.5, 50, 75, 100, 167, 250, 333, 500 KVA.

LOS SUBRAYADOS SON LOS MAS USUALES.

B. POR SU ENFRIAMIENTO.

POR EL MEDIO QUE LOS ENFRÍA, LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN:

1.- SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS (OA)

2.- TIPO SECO. (AA)

EN LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS, (ACEITE, AZKAREI, LÍQUIDOS SILICONES, RTEMP, ETC.), LAS NORMAS INTERNACIONALES Y NACIONALES LOS DENOMINAN:

OA (SUMERGIDOS EN ACEITE, AUTOENFRIADOS)

FA (ENFRIADOS POR AIRE FORZADO)

OW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR AGUA)

FOW (SUMERGIDOS EN ACEITE, ENFRIADOS POR ACEITE FORZADO Y ENFRIADOS POR AGUA)

UN TRANSFORMADOR OA/FA1/FA2, ES UN TRANSFORMADOR SUMERGIDO EN ACEITE, ENFRIADO POR AIRE FORZADO EN DOS PASOS, ESTO ES, AL UTILIZAR UN ENFRIAMIENTO POR AIRE FORZADO INCREMENTA LA CAPACIDAD DEL EQUIPO, DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

❖ PARA 2,500 KVA Y MENORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 15%

- ✦ PARA 2,501 A 9,999 KVA MONOFÁSICOS Y 11,999 KVA TRIFÁSICOS, LA CAPACIDAD CON FA SE INCREMENTA UN 25%

- ✦ PARA 10,000 KVA MONOFÁSICOS Y 12,000 KVA TRIFÁSICOS Y MAYORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 33.33%

C. POR LA TEMPERATURA DE SUS AISLAMIENTOS

POR EL AISLAMIENTO QUE UTILIZAN EN SU CONSTRUCCIÓN SE CLASIFICAN EN 55°C Y 65°C PARA LOS SUMERGIDOS EN LÍQUIDOS Y DE 80°C 115°C, 150°C, 180°C, 200°C PARA LOS TIPO SECO.

D. POR EL LUGAR DE INSTALACION (SERVICIO)

POR EL LUGAR DONDE SE INSTALAN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN INTERIORES E INTEMPERIE, PUDIENDO SER ESTO ÚLTIMOS: TIPO POSTE, TIPO SUBESTACIÓN, TIPO BÓVEDA O SUMERGIBLE, TIPO PEDESTAL (PAD MOUNTED O TIPO JARDÍN)

E- POR SU TENSION (VOLTAJE)

POR EL VOLTAJE NOMINAL DE OPERACIÓN LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

KV	BIL (DIST.)	BIL (POT)	BIL (SECOS)
1.2	30	45	10
2.5	45	60	20
5	60	75	25
8.7	75	95	35
15	95	110	50
25	150	150	110
34.5	200	200	

69	350	350
115		550
230		1050
400		1550

BIL (NIVEL BÁSICO DE IMPULSO)

III SELECCION DE TRANSFORMADORES

EN LA SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES INTERVIENEN VARIOS ASPECTOS QUE NO NECESARIAMENTE SON DEL TIPO ECONÓMICO COMO SON:

- ✦ NORMAS DE SEGURIDAD (SECOS O LÍQUIDOS ESPECIALES)
- ✦ LIMITACIONES DE DIMENSIONES O PESO.
- ✦ INSTALACIÓN CON OTROS EQUIPOS EXISTENTES
- ✦ CONFIABILIDAD, (CONTINUIDAD DEL SERVICIO).

ASÍ COMO:

- ✦ VALOR TOTAL DE LA CARGA QUE SE PRETENDE ABASTECER
- ✦ DISTRIBUCIÓN DE LA CARGA A TRAVÉS DEL TIEMPO (CURVAS DE CARGA).
- ✦ INCREMENTOS PREVISIBLES DE LA CARGA FUTURA.
- ✦ VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (ESTIMADA), Y FECHA PROBABLE DE REPOSICIÓN. 800 A 1000 SEMANAS (15 A 20 AÑOS)
- ✦ PROBABILIDAD DE TENER QUE SOBRECARGAR POR PERIODOS CORTOS O PROLONGADOS UNO O MAS TRANSFORMADORES.

IV COSTOS

EL COSTO TOTAL DE UN TRANSFORMADOR ESTÁ DADO POR LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:

- ✦ **COSTO INICIAL**, (PRECIO DE COMPRA, COSTO DE LA INSTALACIÓN Y EL PRECIO DEL EQUIPO ADICIONAL QUE SE REQUIERA).
- ✦ **COSTO DE OPERACIÓN**, (CONSIDERANDO EL COSTO DE LAS PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO Y EN LOS DEVANADOS, CONSUMO DE ENERGÍA PARA LOS AUXILIARES, MANTENIMIENTO, COSTO DEL INVENTARIO DE REPUESTOS ETC.)
- ✦ **COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES**, (EQUIPOS DE EMERGENCIA, REPOSICIÓN DE EQUIPOS, ETC.)

COSTO INICIAL

NO OBSTANTE QUE EL COSTO INICIAL DE UN TRANSFORMADOR YA ESPECIFICADO, DEPENDE DEL FABRICANTE DENTRO DE CIERTOS PARÁMETROS, UNA BUENA SELECCIÓN Y UNA ESPECIFICACIÓN ADECUADA PUEDE CONTRIBUIR A REDUCIRLO. ALGUNOS ELEMENTOS PARA UNA BUENA SELECCIÓN SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

A) NUMERO DE UNIDADES

DONDE NO SE REQUIERA OTRA COSA POR RAZONES DE LOCALIZACIÓN DE LA CARGA, CONFIABILIDAD O FLEXIBILIDAD EN LA OPERACIÓN, LO MÁS ECONÓMICO ES TENER UNA SOLA UNIDAD TRIFÁSICA. LA GRÁFICA DE LA FIGURA 1A ILUSTRAS LAS VARIACIONES DEL PRECIO POR KVA PARA TRANSFORMADORES DE DISTINTAS CAPACIDADES, EN LA FIGURA 1B SE MUESTRA LA RELACIÓN ENTRE EL PRECIO POR KVA DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS Y LOS PRECIOS DE LOS BANCOS CORRESPONDIENTES DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS.

EN LA FIGURA 1C SE MUESTRA EL COSTO COMPARATIVO PARA UNA CAPACIDAD DE 1,500KVA UTILIZANDO:

- ✦ UN SOLO TRANSFORMADOR TRIFÁSICO DE 1,500 Kva.
- ✦ DOS TRANSFORMADORES DE 750 Kva

- ✦ TRES TRANSFORMADORES DE 500 KVA TRIFÁSICOS

B) CAPACIDAD

CUANDO SE HABLA DE CAPACIDAD, ÉSTA VA VINCULADA A LA ELEVACIÓN DE TEMPERATURA EN LA QUE ESTÁ BASADA. LOS AISLAMIENTOS QUE SE UTILIZAN PERMITEN UNA VIDA ÚTIL DE LOS EQUIPOS DE 15 A 20 AÑOS A UNA TEMPERATURA DE 55°C/40°C MAX Ó 65°C/40°C MAX).

APLICACIONES

LOS TRANSFORMADORES QUE SE FABRICAN PUEDEN UTILIZAR LA VENTAJA DE ESTOS AISLAMIENTOS DE TRES FORMAS DIFERENTES.

- A) PARA ALARGAR LA VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR, (SIN EXCEDER 55°C DE ELEVACIÓN, SOBRE UN AMBIENTE MEDIO DE 30°C (ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACIÓN Y FABRICADO CON AISLAMIENTO DE 65°C.
- B) PARA DISPONER DE UN MARGEN DE SOBRE CARGA PERMANENTE, (12%) ESTO ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACIÓN Y FABRICARLO CON AISLAMIENTO DE 65°C, SOBRE CARGÁNDOLO, HASTA DARNOS UNA CAPACIDAD 12% MAYOR QUE LA NORMAL.
- C) PARA ADQUIRIR EL TRANSFORMADOR A MENOR PRECIO, (-10%)

LA FIGURA 2, ILUSTRAS LAS CARACTERÍSTICAS DE ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DE 55°C Y LOS DE 65°C.

V CLASE DE ENFRIAMIENTO

CUANDO LOS INCREMENTOS PREVISIBLES DE CARGA EN UN MISMO CENTRO SON PEQUEÑOS

EN COMPARACIÓN CON LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR O SE PRESENTAN CON FRECUENCIA SOBRE CARGAS PEQUEÑAS O DE CORTA DURACIÓN, SE PUEDE OPTAR POR LO SIGUIENTE.

1. ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR DE MAYOR CAPACIDAD.
2. SOBRECARGAR EL TRANSFORMADOR, REDUCIENDOLE LA VIDA ÚTIL DEL MISMO, (POR CADA 8°C DE INCREMENTO EN LA TEMPERATURA DE LOS AISLAMIENTOS, SE REDUCE A LA MITAD LA VIDA DEL TRANSFORMADOR).

EN LA FIGURA 3A, SE COMPARAN LOS COSTOS DE TRANSFORMADORES CON ENFRIAMIENTO NATURAL Y LOS COSTOS DE LOS MISMOS, DOTADOS DEL EQUIPO NECESARIO PARA INCREMENTAR SU CAPACIDAD.

EN LA FIGURA 3B SE COMPARA EL COSTO DE AMBAS OPCIONES POR KVA DISPONIBLE..

LIQUIDO REFRIGERANTE

EN GENERAL, SIEMPRE QUE NO SE INDIQUE LO CONTRARIO POR RAZONES DE SEGURIDAD EN LOS REGLAMENTOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS, LA ALTERNATIVA MÁS ECONÓMICA, ES EL TRANSFORMADOR EN ACEITE MINERAL, (OA).

SIN EMBARGO, PARA INSTALACIONES INTERIORES, EL TRANSFORMADOR EN ACEITE REQUIERE UN CUARTO ESPECIAL, VENTILADO ADECUADAMENTE, SISTEMA DE DRENAJE, EQUIPO DE SEGURIDAD. ALTAS PRIMAS EN LOS SEGUROS CONTRA INCENDIOS, QUE LO HACEN MENOS ECONÓMICO CUANDO SE CONSIDERA EL COSTO DE LA INSTALACIÓN COMPLETA. EN ESTOS CASOS, CONVENDRÍA ANALIZAR LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR TRANSFORMADORES EN LÍQUIDOS NO INFLAMABLES TALES COMO LOS SILICONES (LOS ANTIGUOS AZKARELES, ESTÁN PROHIBIDOS). ASÍ COMO LA MÁS MODERNA ALTERNATIVA COMO SON LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO, ENCAPSULADOS EN RESINA EPÓXICA, CUYO PRECIO DE VENTA ES DE 70 A

80% MAYOR, PERO QUE OFRECEN MÁXIMA SEGURIDAD Y LARGA VIDA.

DIMENSIONES

CON FRECUENCIA EL ESPACIO DISPONIBLE PARA SUBESTACIONES INDUSTRIALES ES RELATIVAMENTE REDUCIDO, EL COSTO DEL TERRENO, LAS DIMENSIONES DE LOS CUARTOS O UMBRALES PARA LA INSTALACIÓN DE ESTOS, LA NECESIDAD DE PREVEER ESPACIO PARA FUTURAS AMPLIACIONES, HACEN POR TANTO REDUCIR AL MÍNIMO LAS DIMENSIONES DEL EQUIPO DE LAS SUBESTACIONES.

LOS TRANSFORMADORES MODERNOS SE CONSTRUYEN CON NÚCLEOS Y BOBINAS DE SECCIÓN RECTANGULAR (PARA SUBESTACIONES COMPACTAS INDUSTRIALES), LO CUAL ADEMÁS DE OTRAS VENTAJAS PERMITEN REDUCIR EL ESPACIO EN 15 A 20% EN EL LARGO DEL TRANSFORMADOR.

LAS FIGURAS 4A Y 4B ILUSTRAN GRÁFICAMENTE ESTE PRINCIPIO PARA MAYOR CLARIDAD.

NORMALIZACION

EN CADA LOCALIDAD, DIVERSOS USUARIOS ESPECIFICAN CASI SIEMPRE, TRANSFORMADORES MUY SIMILARES ENTRE SI CON PEQUEÑAS DIFERENCIAS QUE MUCHAS VECES NO SON ESENCIALES, ESTE HECHO TIENDE A ACENTUARSE CADA VEZ MÁS A MEDIDA QUE SE TRABAJA EN LA NORMALIZACIÓN EN ESCALA NACIONAL, DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN.

DE ACUERDO A LO ANTERIOR, LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES HAN DESARROLLADO EQUIPOS QUE SE APEGAN A DICHA NORMALIZACIÓN Y LOS PRODUCEN EN MAYOR ESCALA SATISFACIENDO LOS REQUERIMIENTOS DE LOS USUARIOS.

LO ANTERIOR TRAE COMO CONSECUENCIA:

- ✚ MENOR COSTO DE PRODUCCIÓN SIMPLIFICADA.
- ✚ MENOR COSTO DE PARTES PARA EXISTENCIAS.

- ✦ MENOR COSTO POR MATERIALES NORMALIZADOS EN EXISTENCIA.

UTILIZACION DE LOS AVANCES TECNICOS

LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES INVIERTEN CONSTANTEMENTE GRANDES SUMAS DE DINERO EN EL DESARROLLO DE MEJORAS PARA SUS EQUIPOS PRINCIPALMENTE EN DOS TERRENOS.

- ✦ INCREMENTAR LA CALIDAD DEL PRODUCTO.
- ✦ REDUCIR COSTOS.

DE AQUÍ LA IMPORTANCIA DE QUE LOS TÉCNICOS QUE SELECCIONAN LOS EQUIPOS, SE ENCUENTREN BIEN INFORMADOS DE LOS PROGRESOS QUE SE REALIZAN EN ESTA ESPECIALIDAD.

ALGUNOS DE ESTOS PROGRESOS RECIENTES SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN:

NUCLEOS: NUEVOS ACEROS ORIENTADOS DE BAJAS PÉRDIDAS Y NUEVOS MATERIALES COMO EL ACERO AMORFO DE GENERAL ELECTRIC.

BOBINAS: UTILIZACIÓN DEL ALUMINIO EN LÁMINAS CON ESPESORES PEQUEÑOS, DANDO CON ELLO ALTA RESISTENCIA MECÁNICA A CORTOS CIRCUITOS RIGUROSOS, UTILIZÁNDOLAS EN BOBINAS RECTANGULARES PARA MEJORAR EL FACTOR DE ESPACIO.

AISLAMIENTOS: CARTONES Y PAPELES AISLANTES ESTABILIZADOS (65°C), LO QUE PERMITE UTILIZAR MAYORES DENSIDADES DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES Y OBTENER COSTOS MÁS BAJOS.

BOQUILLAS: (BUSHINGS).

UTILIZACIÓN DE NUEVOS MATERIALES COMO LAS RESINAS EPÓXICAS.

EN LOS VOLTAJES DE 1.2KV SE FABRICAN BLOQUES UNITARIOS CONTENIENDO VARIAS BARRAS DE COBRE ENCAPSULADAS EN RESINA EPOXI.

RADIADORES: UTILIZACIÓN DE RADIADORES DE OBLEAS PLANAS ARREGLADAS EN BANCOS, DESPLAZANDO A LOS ANTIGUOS RADIADORES DE TUBOS REDONDOS U OVALADOS.

TRANSFORMADORES TIPO SECO

FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES TIPO SECO EN BOBINAS ENCAPSULADAS EN RESINA EPÓXICA PARA VOLTAJES EN CLASE 5 Kv, 8.7 Kv, 15 Kv, 25 Kv, Y 34.5 Kv. DESPLAZANDO LOS LÍQUIDOS NO INFLAMABLES CONOCIDOS COMO AZKARELES, LOS CUALES HAN SIDO PROHIBIDOS EN VARIOS PAÍSES, DEBIDO A SU ALTA CONTAMINACIÓN.

LOS TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS EN RESINA SE UTILIZAN EN ÁREAS DONDE UN INCENDIO PUEDE CAUSAR GRANDES PÉRDIDAS, TANTO HUMANAS COMO MATERIALES.

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS ESPECIALES.

SE HAN DESARROLLADO LÍQUIDOS NO INFLAMABLES, QUE HAN DESPLAZADO A LOS AZKARELES, DENTRO DE LOS MÁS CONOCIDOS ESTÁN:

- ✦ LÍQUIDO SILICÓN (DOW CORNING)
- ✦ LÍQUIDO RTEMP, (RTE).

COSTO DE OPERACION (EVALUACION DE PERDIDAS)

CONSIDERANDO EL COSTO DEL TRANSFORMADOR COMO LA SUMA DE SU COSTO INICIAL, MÁS TODOS LOS

GASTOS QUE ES NECESARIO HACER PARA MANTENERLOS EN OPERACIÓN A LO LARGO DE SU VIDA ÚTIL, PUEDE DECIRSE SIN EXAGERACIÓN QUE EL COSTO INICIAL ES DE IMPORTANCIA SECUNDARIA.

EN EFECTO, EN VISTA DE LAS LIMITACIONES DE LOS MATERIALES EMPLEADOS, LA TRANSFERENCIA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA A TRAVÉS DEL TRANSFORMADOR NO ES COMPLETA SINO QUE SE REALIZA CONSUMIENDO UNA PEQUEÑA PORCIÓN DE DICHA ENERGÍA, QUE SE DISIPA EN FORMA DE CALOR.

ESTA PÉRDIDA ESTÁ COMPUESTA EN TRES COMPONENTES BÁSICOS:

- A) LA ENERGÍA CONSUMIDA PARA EXCITAR EL NÚCLEO, QUE APARECE SIEMPRE QUE EL TRANSFORMADOR ESTÉ CONECTADO A LA LÍNEA, AUNQUE NO ESTÉ CARGADO. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA EN EL NÚCLEO, SE LE CONOCE COMO "PÉRDIDAS EN VACÍO" O BIEN "PERDIDAS EN EL NÚCLEO".
- B) LA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA QUE OPONE EL DEVANADO EN LAS BOBINAS (I^2R) Y TAMBIÉN PARCIALMENTE POR DISPERSIÓN A ELEMENTOS METÁLICOS CERCANOS. A ESTA ENERGÍA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA DE LAS BOBINAS, SE LE CONOCE COMO "PERDIDAS CON CARGA", O BIEN "PERDIDAS EN LOS DEVANADOS".

LA SUMA DE LAS PÉRDIDAS EN VACÍO MÁS LAS "PERDIDAS CON CARGA" SE LE DENOMINAN "PERDIDAS TOTALES".

- C) LA ENERGÍA CONSUMIDA, EN CIERTOS EQUIPOS CON ENFRIAMIENTO FORZADO, PARA MOVER VENTILADORES, BOMBAS, CON OBJETO DE AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LA DISIPACIÓN DEL CALOR AL AMBIENTE Y CON ELLO INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL EQUIPO

UNA EVALUACIÓN DEL EFECTO DE ESTAS PÉRDIDAS, SOBRE EL COSTO DEL TRANSFORMADOR, (COSTO

COMPENSADO), CALCULADO A LO LARGO DE LA VIDA ÚTIL ESPERADA DEL EQUIPO, (800 A 1000 SEMANAS). NOS DETERMINARÁ EL COSTO DEL APARATO A LO LARGO DE LA VIDA DEL MISMO, USANDO EL PRECIO DEL KILOWATT/HORA AL CUAL SE COMPRO LA ENERGÍA DE LA COMPAÑÍA SUMINISTRADORA.

PARA ELLO SE PUEDE PRESUMIR LAS CURVAS DE DEMANDA Y A PARTIR DE ELLAS HACER ESTIMACIÓN CERCANA DEL CONSUMO PARA ESTE CONCEPTO Y DETERMINAR SU COSTO.

ESPECIFICACION CFE K0000-06

FABRICACIÓN MEXICANA

EN LA EVALUACIÓN DE LAS OFERTAS SE TOMAN EN CUENTA LA FABRICACIÓN MEXICANA SEGÚN LO ESTABLECIDO EN LA ESPECIFICACIÓN CFE L0000-03 COMERCIAL GENERAL (PÁRRAFO 6.4)

FACTORES DE EVALUACIÓN

LAS COTIZACIONES PRESENTADAS POR LOS CONCURSANTES SON EVALUADAS DE ACUERDO CON LA SIGUIENTE FÓRMULA:

$$CA [C + K_{PFE} + K_1(P_C + P_V) + K_2(Z_{P.U.} + I_{P.U.})(KVA)] Q$$

EN DONDE:

CA = PRECIO EVALUADO, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS DE ORIGEN

C = PRECIO COTIZADO POR TRANSFORMADOR, EN PESOS O MONEDA DEL PAÍS

C_{FE} = PÉRDIDAS EN EL HIERRO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

P_C = PÉRDIDAS EN EL COBRE, POR TRANSFORMADOR, EN KW

P_V = PÉRDIDAS POR ENFRIAMIENTO FORZADO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

$Z_{P.U.}$ IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (POR UNIDAD)

$I_{P.U.}$ = CORRIENTE DE EXCITACIÓN (POR UNIDAD)

KVA = CAPACIDAD NOMINAL EN EL ÚLTIMO PASO DE ENFRIAMIENTO, EN KVA

Q = CANTIDAD DE UNIDADES

PARA TRANSFORMADORES ELEVADORES

$K = 9,570.00 \text{ N\$/KW DE PÉRDIDAS}$

$K_1 = 9,201.00 \text{ N\$/KW DE PÉRDIDAS}$

$K_2 = 51.00 \text{ N\$/KVAR}$

PARA TRANSFORMADORES DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

$K = 11,050.00 \text{ N\$/KW DE PÉRDIDAS}$

$K_1 = 8,350.00 \text{ N\$/KW DE PÉRDIDAS}$

$K_2 = 51.00 \text{ N\$/KVAR}$

COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES

EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES MÁS QUE EN NINGUNAS OTRAS, ES PRECISO DISPONER DE ELEMENTOS QUE GARANTICEN LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO. CUANDO LAS CONSECUENCIAS ECONÓMICAS DE UNA SOLA INTERRUPCIÓN SON DE GRAN IMPORTANCIA, ESTE ELEMENTO DEBE SIN DUDA VALUARSE ANTES DE HACER LA SELECCIÓN DEFINITIVA DEL EQUIPO Y AÑADIRSE AL COSTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN UN CARGO PARA PREVER:

- ✦ EL COSTO DE SOBRECARGAR OTROS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DURANTE EL TIEMPO NECESARIO.
- ✦ EL COSTO DE ESPECIFICAR CAPACIDAD ADICIONAL EN PREVISIÓN DE ALGUNA FALLA.
- ✦ EL COSTO DE INTERRUMPIR LA PRODUCCIÓN O TENER QUE REDUCIRLA.
- ✦ EL COSTO DE PONER EN OPERACIÓN DE EMERGENCIA EQUIPO MENOS ADECUADO O EFICIENTE.

ESTOS COSTOS ESTÁN BASADOS EN LA CONFIABILIDAD DEL TRANSFORMADOR, QUE ES LA PROBABILIDAD DE MANTENERSE EN OPERACIÓN NORMAL DURANTE UN TIEMPO DETERMINADO.

POR SUPUESTO, LA CONFIABILIDAD ES MUY DIFÍCIL DE EVALUAR, SOBRE TODO SI SE PRETENDE USARLA COMO ELEMENTO DE DECISIÓN, PERO CONSIDERAMOS

QUE ES INDISPENSABLE TOMARLA EN CUENTA, SOBRE TODO EN LOS CASOS EN QUE LAS INTERRUPCIONES, TENGAN CONSECUENCIAS IMPORTANTES EN ALGUNO DE LOS ASPECTOS ANOTADOS ARRIBA.

MANTENIMIENTO

LO IMPORTANTE EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL NO ES "QUE OPERE", SINO QUE SIGA OPERANDO. ESTO IMPLICA LA NECESIDAD DEL MANTENIMIENTO DEL EQUIPO.

DOS SOLUCIONES APARENTEMENTE COMPARABLES AL MISMO PROBLEMA PUEDEN REQUERIR MUY DISTINTAS PROPORCIONES DE MANTENIMIENTO Y ESTO DEBE PREVERSE AL MOMENTO DE HACER LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR. ELEMENTOS DE GRAN IMPORTANCIA DE ESTA PARTIDA SON LOS SIGUIENTES.

- ✦ LA SIMPLICIDAD DE LOS ELEMENTOS BÁSICOS Y EL NÚMERO DE PARTES QUE LAS COMPONEN.
- ✦ EL COSTO Y NÚMERO DE PARTES CRÍTICAS QUE SE DEBEN TENER DE EXISTENCIA.
- ✦ LA CANTIDAD DE LÍQUIDO QUE EL TRANSFORMADOR CONTIENE Y QUE PUEDE SER NECESARIO PROCESAR O REPONER EN CASO DADO.

AMPLIACIONES Y REPOSICIONES

UNA DE LAS CARACTERÍSTICAS IMPORTANTES DE UNA BUENA SELECCIÓN DE EQUIPO ES QUE SIGA SIENDO LA MÁS ECONÓMICA AÚN EN EL CASO DE QUE HAYA LA NECESIDAD DE INCREMENTAR LA CAPACIDAD O DE REPONER PARCIAL O TOTALMENTE EL EQUIPO.

DOS ALTERNATIVAS COMPARABLES DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL COSTO INICIAL Y DE OPERACIÓN EXCLUSIVAMENTE, PUEDE DIFERIR GRANDEMENTE DE LA FLEXIBILIDAD PARA MANEJAR FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

POR ESTO, EN LA SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR, DEBEN TOMARSE EN CUENTA TODAS LAS VARIACIONES PREVISIBLES EN LA CARGA QUE PUEDAN REQUERIR NUEVAS INVERSIONES EN EL FUTURO Y VALUAR TODAS LAS ALTERNATIVAS PARA SATISFACERLAS.

IV. CONCLUSIONES

1. LA SELECCIÓN ECONÓMICA DE TRANSFORMADORES ES UN PROBLEMA COMPLEJO QUE DEBE ESTUDIARSE DESDE TRES PUNTOS DE VISTA BÁSICOS

- ✦ EL COSTO INICIAL, INCLUYENDO EL COSTO DE INSTALACIÓN.
- ✦ EL COSTO DE OPERACIÓN, (COSTO DE LAS PÉRDIDAS), Y MANTENIMIENTO A LO LARGO DE SU VIDA PROBABLE, INCLUYENDO LA CONSIDERACIÓN DE SU PROBABILIDAD DE FALLA
- ✦ EL COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

2. CON EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TÉCNICAS DE DISEÑO, NUEVOS MATERIALES Y

PROCESOS DE FABRICACIÓN DE TRANSFORMADORES, LA EVALUACIÓN DE SOLUCIONES Y COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS AL MISMO PROBLEMA, DEBE TOMAR EN CUENTA, TODOS LOS ELEMENTOS MENCIONADOS, SI SE DESEA ASEGURAR QUE SE HARÁ LA SELECCIÓN MÁS ECONÓMICA.

LA SELECCIÓN BASADA EXCLUSIVAMENTE POR EL COSTO INICIAL MÁS BAJO, ES MUY COSTOSA.

3. LA MAYOR PARTE DE LOS ELEMENTOS QUE AFECTAN AL COSTO TOTAL DE LAS INSTALACIONES A LO LARGO DE SU VIDA, SE PUEDEN EVALUAR PARA UNA APLICACIÓN DETERMINADA. NO SE PUEDEN ESTABLECER REGLAS FIJAS RESPECTO AL VALOR ABSOLUTO Y RELATIVO DE CADA ELEMENTO, YA QUE ÉSTA VARÍA DE UN CASO A OTRO, PERO ES INDISPENSABLE QUE SE ANALICEN TODOS PARA BASAR UNA DECISIÓN FIRME, QUE LUEGO PUEDA SERVIR DE FUNDAMENTO PARA OTRAS DECISIONES.



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*CONCEPTOS BÁSICOS Y CLASIFICACIÓN DE LOS
MOTORES DE INDUCCIÓN*

EXPOSITOR: ING. FEDERICO HERNÁNDEZ PALACIOS
ING. FERNANDO TORRES CASTELLANOS
PALACIO DE MINERÍA
SEPTIEMBRE DEL 2002

CAPITULO VI

SISTEMAS DE ARRANQUE

CAPITULO VII

SELECCION Y APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION (SEGUN AMBIENTES

CAPITULO VIII

APLICACION DE LOS MOTORES

CAPITULO I

CONCEPTOS BASICOS Y CLASIFICACION DE LOS MOTORES DE INDUCCION

I.- CONSTITUCION DE UN MOTOR DE INDUCCION.

Un motor de inducción o asíncrono (fig. 1) posee una carcaza "A" provista interiormente de un circuito magnético o núcleo estator "B", constituido por un paquete de laminaciones de acero al silicio, cuyas ranuras contienen espiras de conductor de cobre formando las bobinas o devanado "C". Este devanado está unido a la red de alimentación mediante las terminales alojadas en una caja de conexiones "D". El conjunto de estas piezas constituye el estator del motor.

En ambos extremos del estator van montados los soportes de cojinetes o tapas "E" que permiten, por intermedio de los rodamientos "F", la rotación de un eje o flecha "G" sobre el cual se ensambla el núcleo rotor "H", constituido a su vez por un paquete de laminaciones de la misma naturaleza que las del estator y, como aquellas, provistas también de ranuras.

En los motores de inducción tipo jaula de ardilla, dichas ranuras están ocupadas por barras de cobre o de aluminio cuyas extremidades por uno y otro lado del núcleo están conectadas entre sí por los anillos de cortocircuito "J". El conjunto de las barras y de los anillos se asemeja bastante a una "jaula de ardilla", expresión que da el nombre a este tipo de motor conocido también como "motor con rotor en cortocircuito" por estar el circuito eléctrico formado por las barras, efectiva y definitivamente puesto en cortocircuito por los anillos.

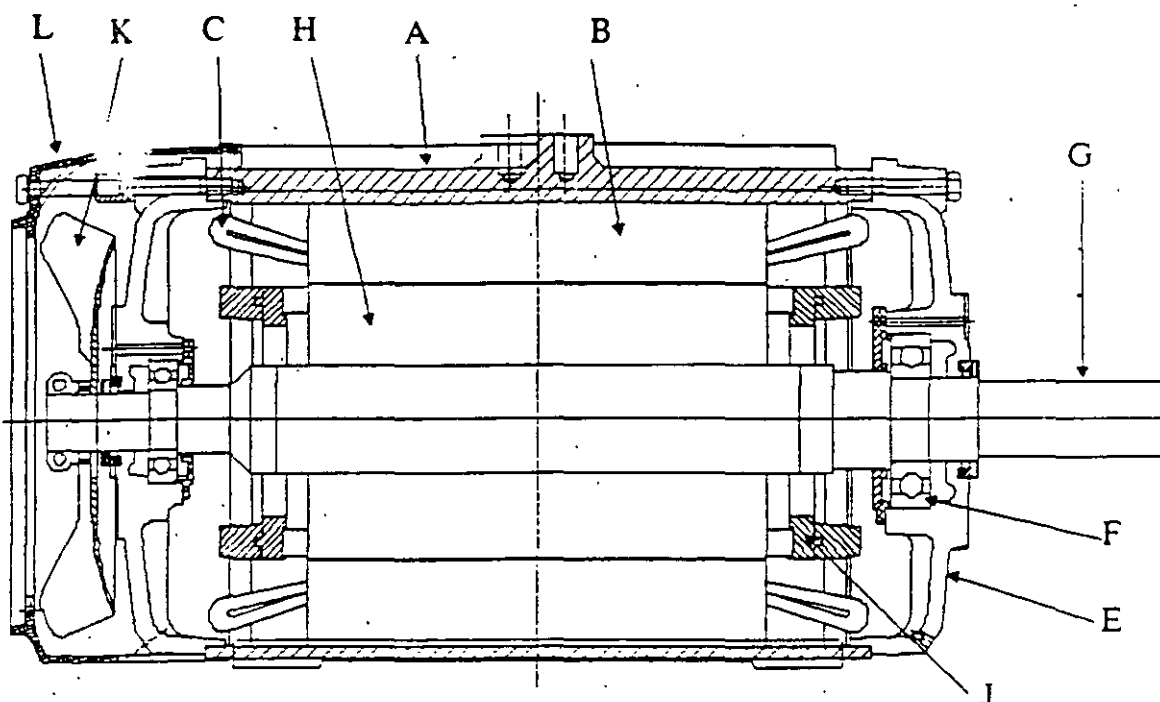


Fig. 1.- Corte esquemático de un motor de inducción tipo jaula de ardilla.

La flecha sobresale por una de las tapas de manera que permita accionar una carga, mientras que por el otro extremo acciona generalmente un ventilador "K" que impulsa aire a la carcasa con el fin de asegurar su enfriamiento. Una cubierta metálica "L" protege el ventilador contra contactos accidentales.

La descripción anterior nos permite definir los órganos esenciales, cuyo conocimiento es necesario para comprender el funcionamiento, pues corresponde a un tipo de motor perfectamente clásico y muy conocido y, sólo tiene por objeto, fijar las ideas, puesto que existen numerosas variantes de construcción las cuales se describirán brevemente en la tercera parte de este mismo capítulo.

Para este objeto el motor se divide en tres partes principales:

- a) ESTATOR
- b) ROTOR
- c) PARTES MECANICAS Y ACCESORIOS

a) ESTATOR

El estator se compone de las siguientes partes:

I.a.1.- CARCAZA.- Es el soporte mecánico de la máquina y puede ser de fundición de fierro gris ó armada de lámina de acero suave rolada en frío (fig. 2) dependiendo del tipo de motor diseñado y de los recursos de manufactura disponibles.

I.a.2.- NUCLEO ESTATOR.- Como ya se dijo antes, forma parte del circuito magnético y está constituido por un paquete de laminaciones de acero al silicio con espesores que varían entre 0.45 y 0.65 mm. (fig. 3) previamente troqueladas con la forma, dimensiones y número de ranuras requerido. Cuando es necesario

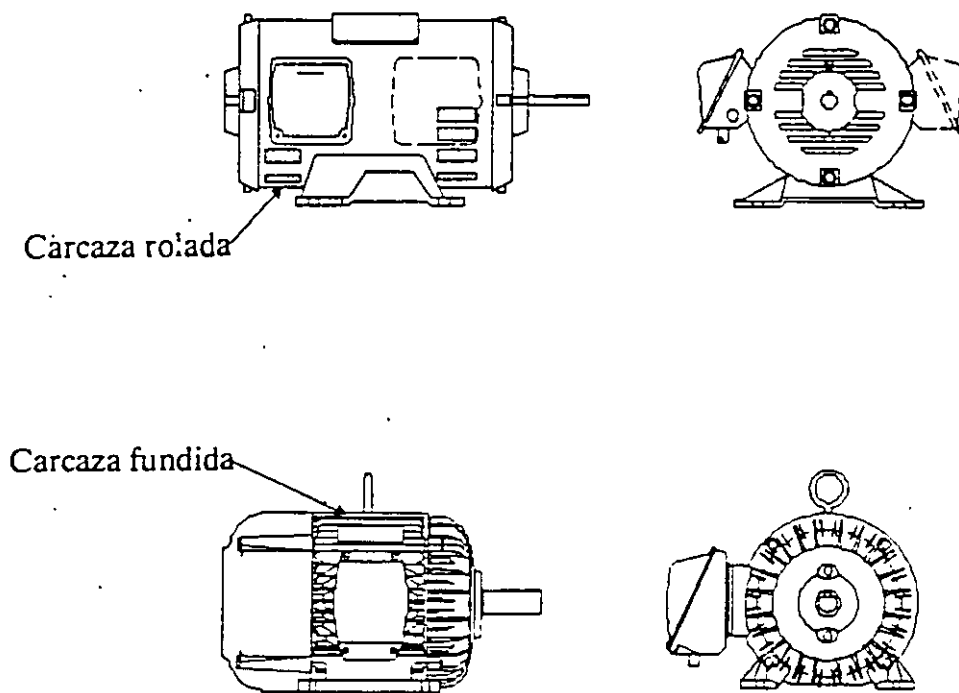


Fig. 2.- Carcaza.

reducir al mínimo las pérdidas en el acero, a dichas laminaciones se les da un recubrimiento con materiales aislantes y se someten a un proceso de recocido para desarrollar al máximo sus propiedades eléctricas. Las laminaciones de estator se unen por medio de soldadura y soleras de sujeción o se sujetan por medio de cinta de lámina para formar el núcleo estator.

I.a.3.- BOBINAS O DEVANADO.- Ya ensamblados el núcleo y la carcaza se coloca el devando formado prácticamente por un

conjunto de bobinas simples que integran la parte eléctrica del estator. Dichas bobinas están constituidas por un hilo conductor que es arrollado sobre si mismo un número previsto de vueltas (fig. 4) y dicho conductor elemental está formado en la mayoría de los casos por uno o varios alambres de cobre cubiertos con una fina película de esmalte aislante. Un grupo de bobinas consta de una, dos o más bobinas simples que no están conectadas entre sí sino que desde su principio hasta su final el conductor es continuo.

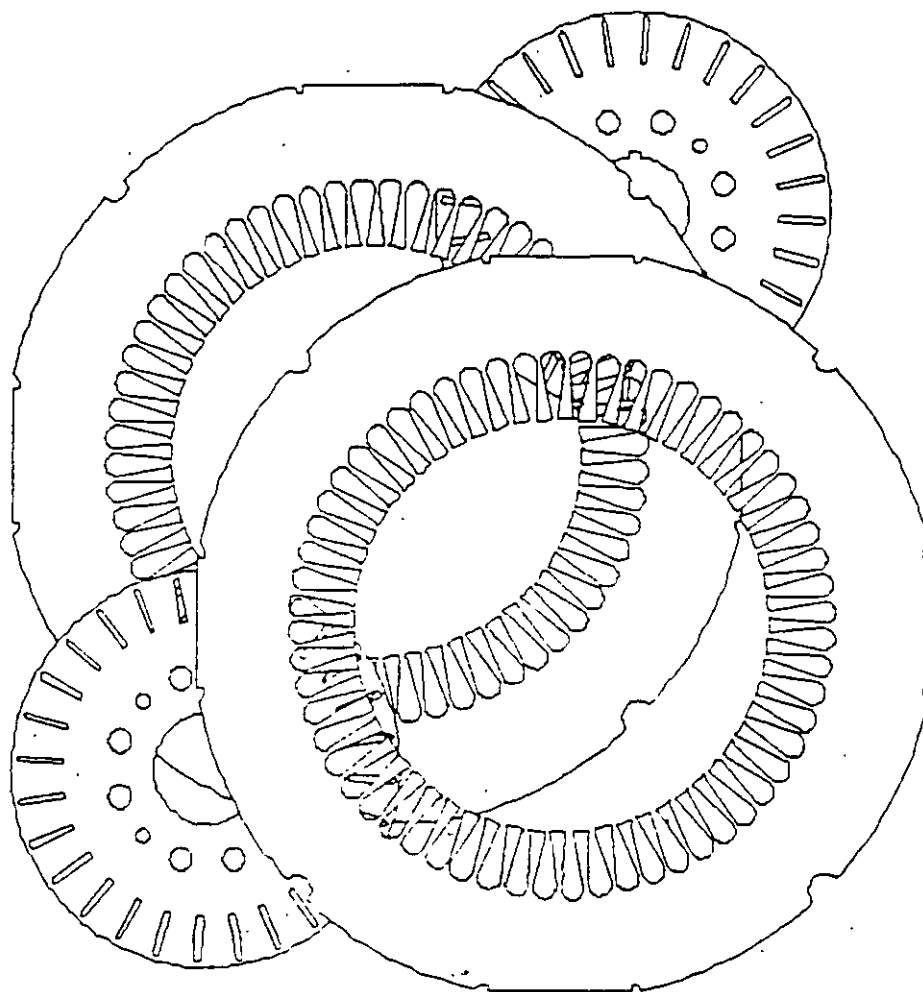


Fig. 3.- Laminaciones de rotor y estator.

De acuerdo al diseño de cada motor y a las características deseadas se hace la conexión interna de los grupos de bobina a los cables que habrán de servir de terminales casi siempre por medio de soldadura autógena y de acuerdo a un diagrama emitido por el departa-

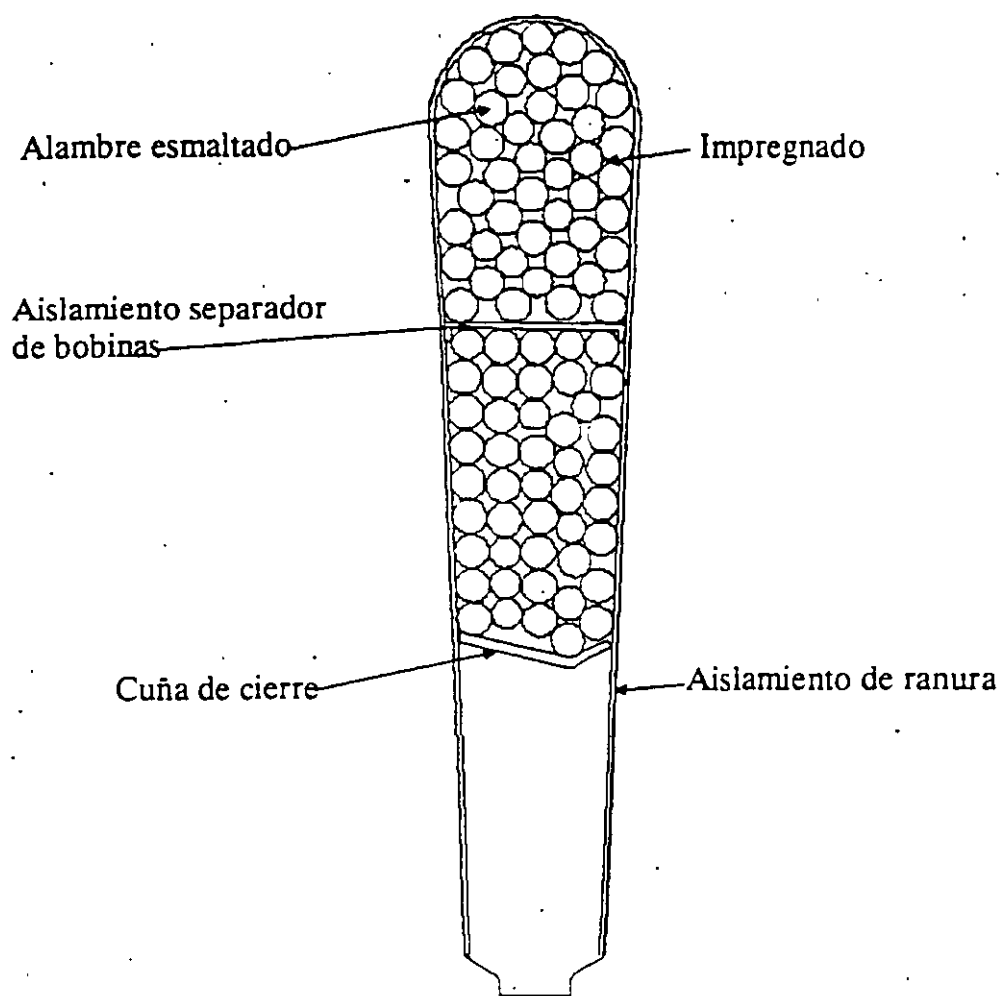


Fig 4.- Vista convencional de bobinas y aislamientos en ranura de laminación de estator.

tamento de diseño. Al final de dichos cables se ensamblan zapatas de cobre formando las terminales que habrán de alojarse en la caja de conexiones, estas terminales obtenidas del devanado serán las que reciban la energía eléctrica a transformar.

I.a.4.- AISLAMIENTOS.- Existen varias clases de aislamientos dependiendo mucho de los materiales que lo componen y de acuerdo a la temperatura límite que es capaz de soportar un aislamiento sin modificar sus propiedades características, se clasifican como se indica en la tabla I.

miento entre fases o a tierra, se utilizan las mangas. Para cubrir la soldadura de las conexiones se utiliza cinta eléctrica y para amarrar los cabezales de las bobinas se puede utilizar cordón de cinta de vidrio.

I.a.4.4.- IMPREGNADO.- Una vez que se han colocado las bobinas al núcleo, que se han conectado y que se han hecho las pruebas preliminares y de inspección, es muy importante someterlo a una impregnación con barniz aislante. La impregnación de los arrollamientos mediante barnices aislantes tiene como objetivo: mejorar el aislamiento y protegerlo de la humedad, favorecer la disipación del calor desarrollado en los arrollamientos al rellenar todas las cavidades de aire - que es un mal conductor del calor -, dar rigidez mecánica al conjunto del arrollamiento y protegerlo de la acción de influencias exteriores (vapores corrosivos, bacterias, etc.).

Además de las esenciales características aislantes es imprescindible que el barniz tenga las siguientes propiedades: estabilidad térmica, resistencia al envejecimiento, buena conductividad calorífica, máxima penetración, mínima contracción, elasticidad, no agresividad hacia los alambres esmaltados, resistencia a la centrifugación, a la humedad, ácidos, etc.

La clasificación de los barnices aislantes resulta al agruparlos según su clase térmica, de manera semejante a la expuesta para los aislamientos.

b).- ROTOR.

Las partes que componen el rotor son las siguientes:

I.b.1.- FLECHA.- Es el medio transmisor de la energía mecánica obtenida, a la carga aplicada al motor y se manufactura de acero con ligero contenido de manganeso, azufre y fósforo (fig. 2).

I.b.2.- NUCLEO.- El rotor del motor de inducción tipo jaula de ardilla es el tipo más común, más simple y más robusto de construcción imaginable y es prácticamente indestructible. Para mecanizar un rotor, se apilan las laminaciones previamente troqueladas y, después de haberlas montado sobre un mandril, todas las barras y los anillos de ambos extremos se funden a presión formando una sola pieza. El material usado es una aleación de aluminio. La colada se hace a presión por razones de rapidez y de costos (fig. 2).

En los motores grandes con núcleos mayores de veinte pulgadas de longitud se utiliza otro método: una barra de cobre desnudo se coloca en cada ranura y en ambos extremos de las barras se sueldan los anillos también de cobre formando a la vez una sola pieza. Este tipo de construcción se lleva a cabo debido a la dificultad que existe para fundir aluminio a presión en longitudes de núcleo considerablemente grandes.

Se ha desarrollado un método de construcción moldeando, usando cobre para las barras y los anillos extremos. Esto por supuesto permite el uso de ranuras pequeñas, dejando más hierro para llevar las líneas de flujo magnético. El proceso en sí, es complicado por la alta temperatura de fusión del cobre y, se deben tomar precauciones especiales para prevenir aleaciones del cobre por fundición del acero.

Después de formar el núcleo por cualquiera de los métodos anteriores se ensamblan el núcleo y la flecha. Entre los diámetros de ambas piezas existe una ligera interferencia, o sea, que el diámetro interior del núcleo es ligeramente menor que el diámetro de la flecha. El núcleo se flamea con el objeto de eliminar rebabas y a la vez dilatarlo y poder ensamblarle la flecha para formar una sola pieza compacta. Finalmente, el conjunto se balancea dinámicamente. En cada cara lateral del rotor y unidas a los anillos de cortocircuito se disponen unas aletas o aspas las cuales al girar el rotor, remueven el aire contenido en el motor, mejorando la refrigeración del mismo.

En la práctica se pueden encontrar varios tipos de ranuras en los rotores de jaula, los tipos de ranuras más utilizados son los de ranura profunda y ranura de doble jaula simulada. El tipo de ranura y las dimensiones de la misma dependen de la potencia y del diseño de cada motor de acuerdo a las características que ofrecerá el mismo y cuya clasificación se detallará más adelante.

I.b.3.- RODAMIENTOS. Generalmente, al menos para los motores de armazón 360T y menores, los rodamientos son de bolas y prelubricados, esto significa que tienen una reserva de grasa para un funcionamiento aproximado de diez mil horas (fig. 5); pero para los motores más potentes se utilizan rodamientos de rodillos en el lado de carga del motor además de que se provee un engrasador por cojinete y se incluye una válvula de grasa destinada a evacuar las grasas viejas o excedentes (fig. 6). El montaje de los rodamien-

tos debe tener en cuenta la dilatación longitudinal que la flecha sufre a consecuencia del calentamiento del rotor.

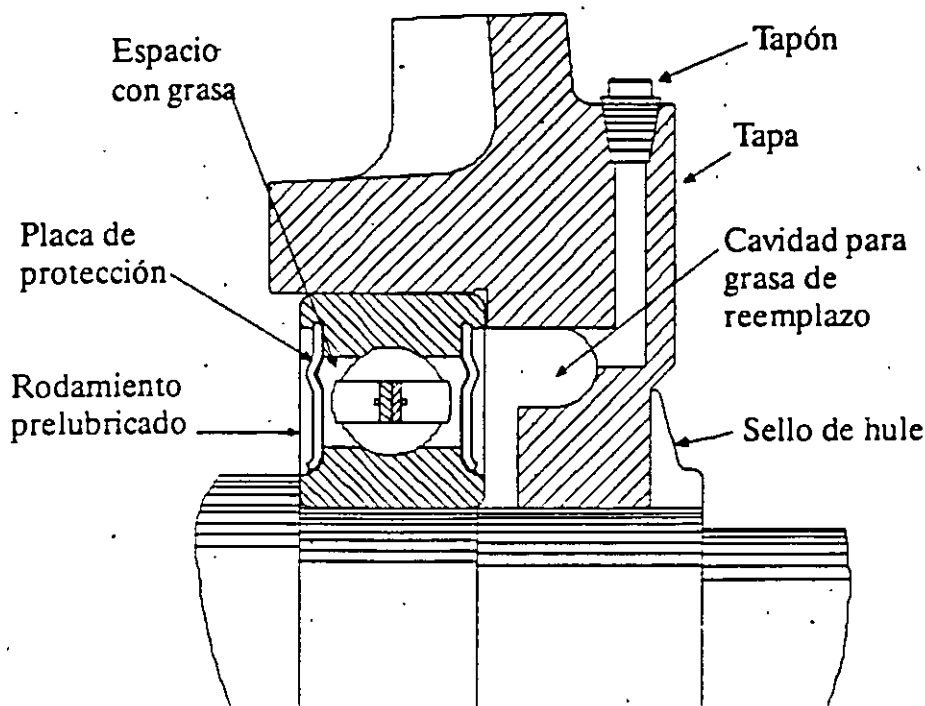


Fig. 5.- Vista en sección de un rodamiento prelubricado, tapa y flecha.

c).- PARTES MECANICAS Y ACCESORIOS

A continuación una breve descripción de estas partes.

I.c.1.- TAPAS.- Son partes mecánicas de sostén, pues en ellas se alojan los rodamientos o baleros que sirven de apoyo al rotor. Por lo general se construyen de hierro fundido.

El maquinado de los alojamientos de cojinete y de los ajustes de la carcasa y las tapas debe ejecutarse muy cuidadosamente. Es importante que el centraje del rotor sea lo más perfecto posible, para que el entrehierro sea rigurosamente idéntico en todas las direcciones; el cuidado con que se efectúan estas operaciones influye mucho en la calidad de los motores.

I.c.2.- CAJA DE CONEXIONES.- Esta es una pieza que da protección mecánica a las terminales, se construye de fundición de hierro o de aluminio. Las demás piezas que constituyen el motor son partes común y corrientes y entre ellas se encuentran:

— Tornillería.

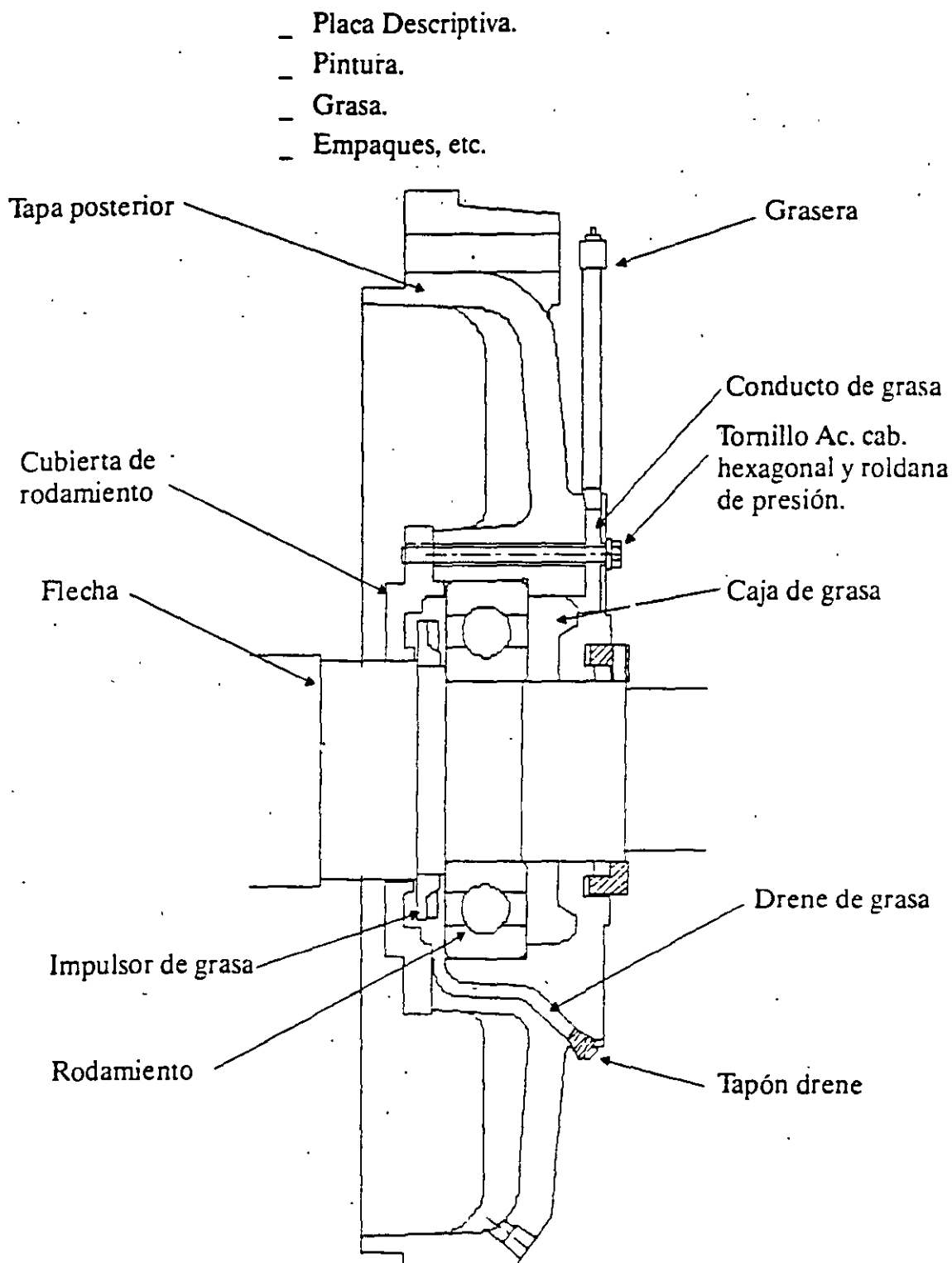


Fig. 6.- Vista en sección convencional de ensamble, mostrando lubricación del rodamiento con grasa.

CAPITULO II

PRINCIPIOS DE OPERACION Y FUNCIONAMIENTO.

II.1.- VELOCIDAD DE SINCRONISMO.- La velocidad de sincronismo es la del campo giratorio, expresado por el número de revoluciones por minuto (RPM). Sólo depende de la frecuencia del sistema y del número de polos del motor. Se expresa mediante la relación:

$$V_s = (120 f)/p$$

En la que:

V_s = velocidad de sincronismo

f = frecuencia en ciclos por segundo (Hz)

p = número de polos del devanado estatórico

Esta relación demuestra que la velocidad de sincronismo es independiente de la tensión, así como del número de fases de la red de alimentación.

II.2.- DESLIZAMIENTO.- En un motor de inducción sometido a una carga, es decir, sufriendo un cierto par resistente, existe un campo girando a la velocidad de sincronismo, mientras que el rotor gira más lentamente, condición absolutamente necesaria, tal como hemos visto, para que este motor suministre un par. Todo sucede, pues, como si el rotor se deslizase con respecto al campo en el sentido opuesto al sentido de rotación común.

Si se designa por V_s la velocidad de sincronismo y por V_c la velocidad en carga, se llama deslizamiento "S" del rotor a la relación, expresada en tanto por ciento:

$$S = (V_s - V_c) \times 100 / V_s$$

A igualdad de velocidad de sincronismo y de potencia, un motor es tanto más satisfactorio cuanto mayor es su velocidad en carga.

II.3.- FACTOR DE POTENCIA.- Cuando una corriente alterna senoidal atraviesa un circuito, la tensión y la intensidad que engendra en el mismo varían según una misma ley senoidal de idéntico período. Cada una de ellas pasa, una vez por período, por un máximo y por un mínimo. Pero, generalmente, el máximo de la tensión no se produce al mismo tiempo que el máximo de la intensidad, y lo mismo sucede, por consiguiente, para los valores mínimos.

La tensión tomada como origen, tiene por ecuación:

$$v = V \text{ Sen } \omega t$$

Mientras que la intensidad se expresa por:

$$i = I \text{ Sen } (\omega t + \Phi)$$

Siendo Φ el ángulo de defasaje.

Un circuito resistivo puro es aquel que no es afectado por ningún coeficiente de auto-inducción ni de capacidad, caso rarísimo en la práctica. Este circuito constituye el único caso en el que no hay defasaje entre la tensión y la intensidad ($\Phi = 0$).

Se denomina circuito capacitivo, aquel en el que la intensidad de corriente está adelantada con respecto a su tensión. Este nombre se deriva de que justamente una propiedad característica de los capacitores es producir un defasaje hacia adelante de la corriente que lo atraviesa.

Se llama circuito reactivo, aquel en que la intensidad está retrazada con respecto a la tensión tal como se representa en la figura 8. Este tipo de circuito se designa también con el calificativo de inductivo debido a la propiedad que poseen las bobinas de auto-inducción de retrazar respecto a la tensión la intensidad que los atraviesa.

El ángulo de defasaje Φ es tanto mayor cuanto más importante es el efecto inductivo del circuito. Pero no puede alcanzar 90° , puesto que no existe inducción perfecta, lo que requeriría una bobina desprovista de toda resistencia eléctrica.

Los circuitos estáticos de los motores de inducción son reactivos; su intensidad está retrazada con respecto a la tensión tal como indica

la figura 8. El defasaje no se expresa mediante el ángulo Φ sino mediante su coseno, al cual se le llama Factor de Potencia.

Conviene, evidentemente que el factor de potencia del motor se aproxime todo lo posible a 1, lo que quiere decir que el ángulo de defasaje debe ser lo más reducido posible.

En la práctica se puede elevar el factor de potencia de una instalación con la ayuda de capacitores. Pero siempre es más conveniente, en igualdad de circunstancias, utilizar un motor de $\cos \Phi$ elevado.

II.4.- PARES.- Se han examinado ya los efectos del campo giratorio en el rotor y cómo nacen las fuerzas elementales que originan el par motor. Pero este par no tiene un valor constante en cualquier circunstancia sino por el contrario, varía en función de la tensión de alimentación del motor y según su velocidad de rotación. Si logramos que la tensión de alimentación permanezca constante, podemos trazar la curva característica par-velocidad de un motor, llevando sobre esta gráfica, por una parte, los pares y por otra las diferentes velocidades correspondientes (fig. 9). Esta característica muy importante, es la base del funcionamiento de los motores de inducción. En el momento del arranque, cuando la velocidad es prácticamente nula, el par tiene un valor igual a T_a que se denomina par de arranque. Luego la velocidad aumenta hasta que el par disminuye hasta el valor T_o , par mínimo. Luego, al seguir aumentando la velocidad, el par vuelve a crecer hasta alcanzar el valor T_m o par máximo. Finalmente, a partir de ahí, el valor del par disminuye para hacerse nulo a la velocidad de sincronismo.

Si a esta gráfica llevamos el valor del par nominal: es decir, el valor del par que determina la potencia nominal, obtenemos el punto de funcionamiento P, cuya otra coordenada es la velocidad en carga, V_n . Para otra potencia, es decir, para otro par, T' por ejemplo, el punto de funcionamiento pasa a P' , mientras que la velocidad en carga pasa a ser V'_n . Si arrancamos un motor en vacío, su punto de funcionamiento describe toda la característica durante la corta duración del arranque, y su velocidad de equilibrio se establece muy cerca de la velocidad de sincronismo, es decir, que su punto de funcionamiento esta en P_v . Cuando aumentamos el par resistente, el punto de funcionamiento remonta la curva característica. Mientras el par resistente permanezca comprendido entre 0 y t_m , el motor estará en régimen estable; la velocidad disminuye

si el par aumenta y viceversa y, a cada valor del par corresponde un valor de la velocidad y nada más.

Pero si el par resistente sobrepasa, aunque sea muy ligeramente el valor T_m , el motor cesa de girar; se dice que se ha "desenganchado" y, por este motivo, T_m recibe a veces la denominación de par de desenganche. Pero si luego reducimos lentamente el par resistente, el motor permanece parado mientras no demos a este par un valor inferior al par de arranque T_a . Sin embargo, esta condición no es aún suficiente para que el motor pueda arrancar con normalidad. Es preciso, necesariamente, que el par resistente sea inferior al par mínimo T_o , para que el funcionamiento del motor sea correcto. Si mantenemos el par resistente, por ejemplo en el valor T' , el punto de funcionamiento del motor estará en P_1 o en P_2 , según que la aplicación de este par al motor se haga antes o después de su paso por el par mínimo T_o . Pero, en ambos casos, el motor no ha alcanzado su velocidad de régimen. La zona de la característica par-velocidad a tensión constante comprendida entre el par de arranque T_a y el par máximo T_m caracteriza un funcionamiento inestable del motor, y no debe ser utilizada en funcionamiento normal; para un par resistente dado, puede haber dos velocidades distintas de rotación, y una variación negativa del par puede originar igualmente una variación negativa de la velocidad (Zona $T_o - T_m$).

Se ha precisado que la característica par-velocidad de la figura 9, estaba establecida a tensión constante. En igualdad de condiciones, el par suministrado por un motor de inducción varía con el cuadrado de la tensión de alimentación. Si se aplica a un motor de este tipo un par resistente igual a su par nominal (para tensión nominal), mientras que la tensión de la red a la que está conectado es, por decir, inferior en un 10% a su tensión nominal, todos los valores del par de este motor quedarán disminuídos en un 20%.

II.5.- POTENCIA.- Existe una relación rígida entre el par T de un motor, su potencia P y su velocidad angular de rotación W :

$$P = T W \quad \text{o también} \quad T = P/W$$

Cuando T está dado en libras-pie por segundo y W en radianes por segundo, P se obtiene en libras-pie por segundo. Pero es fácil pasar a las unidades usuales.

Sabemos que 2π radianes equivalen a un ángulo de 360° , es decir, a una vez la circunferencia. Así pues, un motor girando a n revoluciones por minuto, posee una velocidad angular de:

$$W = 2\pi \times \text{RPM} \text{ Radianes/minuto.}$$

Por otra parte, un caballo de potencia (C.P.) equivale a:

$$33000 \text{ Lb-pie/min.}$$

por lo tanto:

$$P = (T \times 2\pi \times \text{RPM}) / 33000 = (T \times \text{RPM}) / 5250 \quad (\text{en C.P.})$$

y de donde

$$T = (5250 \times P) / \text{RPM} \quad (\text{en Lb-pie})$$

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Qué es la velocidad de sincronismo?
- 2.- Describa el "deslizamiento".
- 3.- ¿Qué es el factor de potencia?
- 4.- En una gráfica indique los pares del motor eléctrico.
¿Cómo se encuentra la potencia (en CP) del motor?

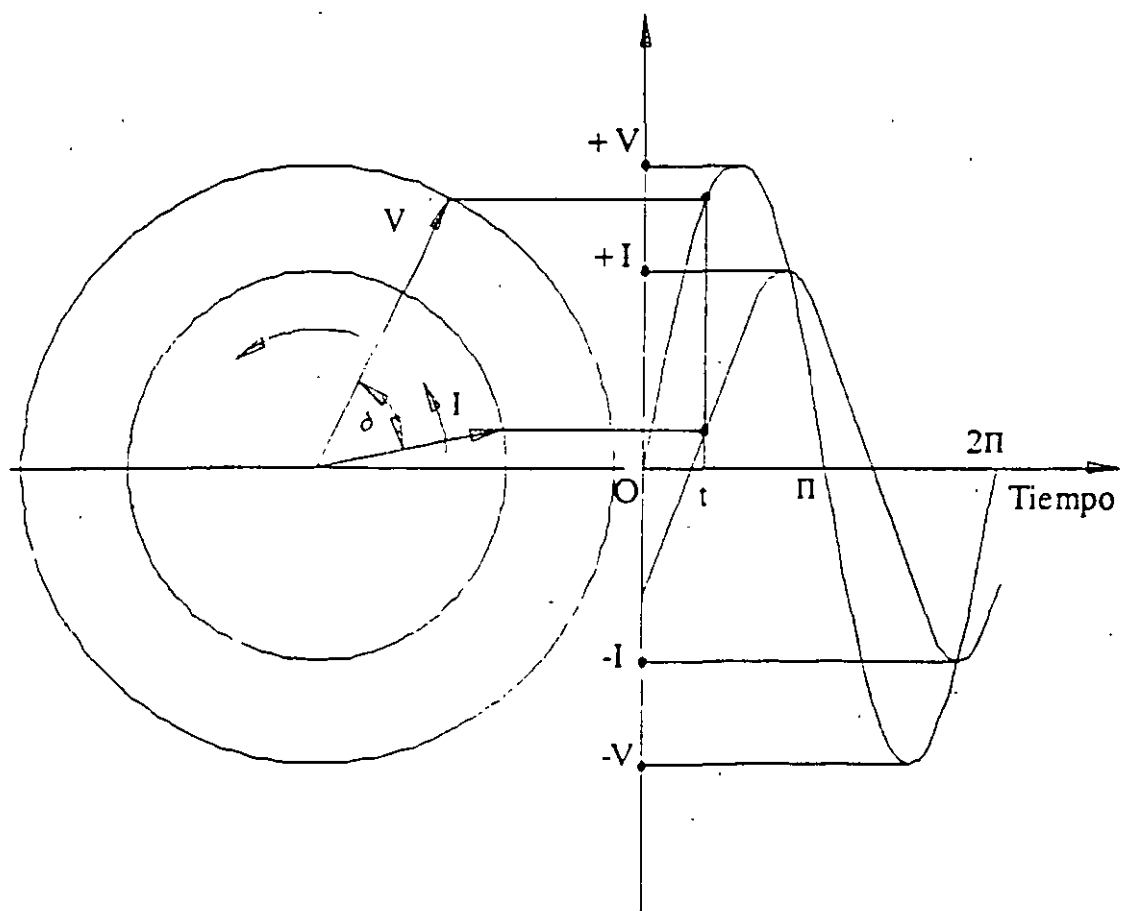


Fig. 7 Defasaje entre el voltaje y la intensidad de corriente en un circuito reactivo.

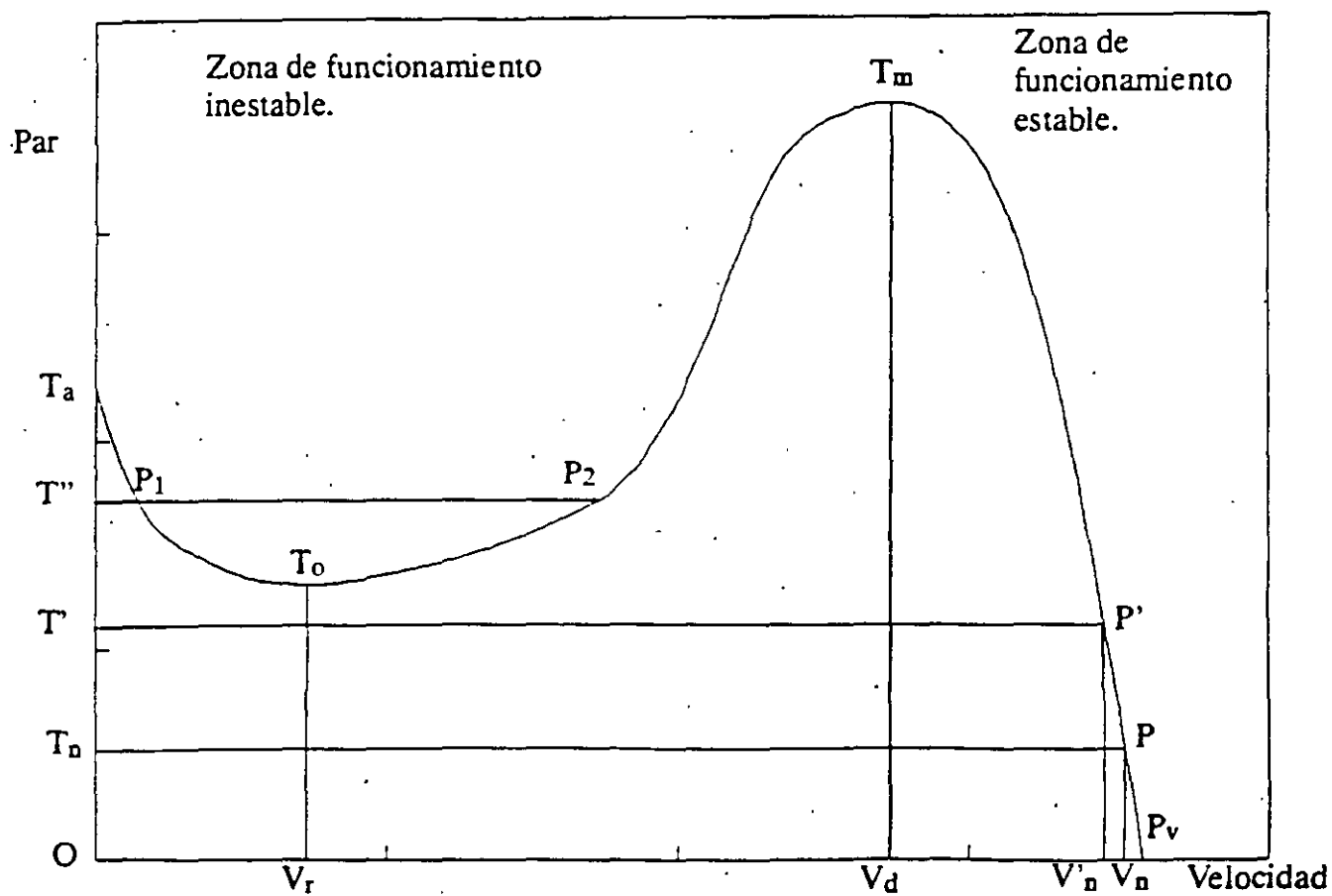


Fig. 8.- Curva característica Par-Velocidad de un motor de inducción, jaula de ardilla.

CAPITULO III

CLASIFICACION Y NORMAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION

III.1.- Los motores de inducción se pueden clasificar de varias formas (fig. 10).:

- a).- Por su construcción eléctrica.
 - Jaula de ardilla.
 - Rotor devanado.
- b).- Por su construcción mecánica.
 - Abiertos a prueba de goteo.
 - A prueba de intemperie.
 - Totalmente cerrados sin ventilación.
 - Totalmente cerrados con intercambiador de calor.
 - Totalmente cerrados con ventilación forzada.
 - A prueba de explosión.
- c).- Por su tipo de montaje.
 - Horizontales.
 - Verticales.
- d).- Por su rango de voltaje.
 - 220/440 Volts.
 - 2300 Volts

- 4000 Volts

- 6600 Volts

e).- Por su tipo de aplicación.

- Usos generales.

- Usos específicos.

III.2.- NORMAS.- En los primeros días de los motores eléctricos, cada fabricante los construía de acuerdo a sus propias Normas. Cada marca de motor tenía diferente nomenclatura, dimensiones, rangos de valores, etc. El resultado final fue una total confusión en el campo. Para remediar esta situación se estableció en los Estados Unidos una asociación oficial conocida como National Electrical Manufacturers Association (NEMA).

La Norma Oficial Mexicana (NOM) para equipo eléctrico se basa, y es prácticamente una traducción al castellano de las normas NEMA. NEMA es una organización no lucrativa subsidiada y soportada por los fabricantes y proveedores de equipo eléctrico. Sus normas son adoptadas por el interés público pretendiendo así, facilitar el entendimiento entre el fabricante y el usuario así como asesorar al cliente en la selección y obtención del producto apropiado a sus necesidades.

III.2.1.- OTRAS NORMAS.- A pesar de que casi la totalidad de las normas usadas en la manufactura de motores eléctricos son establecidas por NEMA o NOM, existen algunas otras normas que se utilizan, tales como las del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) para aislamientos, las del JIC (Joint Industry Conference) para requerimientos del equipo para la industria automotriz, etc.

III.3.- DISEÑO ELECTRICO.- Por lo que a diseño eléctrico se refiere, los motores eléctricos de inducción tipo jaula de ardilla se clasifican en cinco diferentes:

- Diseño NEMA A

- Diseño NEMA B

- Diseño NEMA C

- Diseño NEMA D

- Diseño NEMA F

CAPITULO IV

SELECCION, APLICACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCION TIPO JAULA.

SELECCION

En el presente trabajo se indican los puntos notables en la selección y aplicación de los motores de inducción tipo jaula, que en la actualidad son manufacturados por las empresas dedicadas a ello.

Es posible que la mayoría de ustedes conozcan los diferentes tipos de motores de inducción que existen; en la figura 10 se indica un cuadro sinóptico de los principales diseños conocidos, de los cuales hablaremos más particularmente de los motores trifásicos, tipo jaula de ardilla, que son los más empleados en nuestra industria en general.

Por lo tanto, para una mejor explicación dividiremos estos motores tipo jaula en dos grandes grupos, de acuerdo a su diseño:

1. MECANICO.

2. ELECTRICO.

IV.I. DISEÑO MECANICO. Al hablar del diseño mecánico nos referimos al tipo de construcción o protección mecánica que poseen los motores para operar satisfactoriamente en las condiciones ambientales y de seguridad para las que fué seleccionado, estos tipos son los siguientes:

- a) A prueba de goteo (APG)
- b) Totalmente cerrados con ventilación exterior (TCCVE)
- c) Protegidos contra la Intemperie tipo I (WP I)

d) Protegidos contra la Intemperie tipo II (WP II)

Además por la posición de la flecha se dividen en:

1. Horizontales.

2. Verticales.

La descripción de cada uno de los tipos anteriores es:

IV.I.a) A PRUEBA DE GOTEÓ. Estos motores, como lo indica su denominación, están contruídos para impedir que líquidos que goteen, con ángulo de proyección no mayor de 15° con respecto a la vertical, penetren hacia el interior del motor; sin embargo, el aire del medio ambiente tiene libre acceso al interior, con lo cual se tiene una muy buena disipación de la temperatura de los devanados y núcleos del motor.

La aplicación de este motor es la más generalizada en la industria y se les encuentra montados en máquinas-herramientas, ventiladores, bombas centrífugas, ciertos tipos de transportadores, etc. Es decir, en general estos motores encuentran su aplicación en aquellos lugares en donde el medio ambiente no sea perjudicial a las partes internas del motor y además no haya salpicadura de líquidos.

IV.I.b) TOTALMENTE CERRADOS CON VENTILACION EXTERIOR. Este tipo de construcción nos proporciona un motor totalmente hermético y por lo tanto el aire del medio ambiente nunca llega a tocar sus devanados y núcleos.

La disipación de la temperatura del motor se hace por radiación a través de la superficie aleteada de la carcasa o armazón. Además, este calor es barrido por la acción de un ventilador que va montado sobre la extensión frontal de la flecha, por lo tanto, al girar ésta, obliga a disipar más rápidamente la temperatura o calor del motor.

Este tipo de motores se aplican para mover máquinas o equipos instalados en ambientes polvosos, abrasivos, húmedos y/o ligeramente corrosivos.

Se les encuentra acoplados a máquinas-herramientas, ventiladores, transportadores, quebradoras, etc. En general su aplicación es en aquellos lugares en donde el medio ambiente puede ser perjudicial a las partes internas del motor.

Es extremadamente importante entender las características de cada uno de estos diseños. En la mayoría de los casos se usará el diseño NEMA B. Pero habrá ocasiones en que un diseño A, C o D puede manejar mejor la carga.

La gráfica de la fig. 10, muestra las curvas par-velocidad para dichos diseños NEMA A, B, C, D y F.

Las características de los diseños A y B son muy similares. La diferencia estriba en que las corrientes máximas o de arranque para el diseño B estan limitadas por normas; no así para el diseño A.

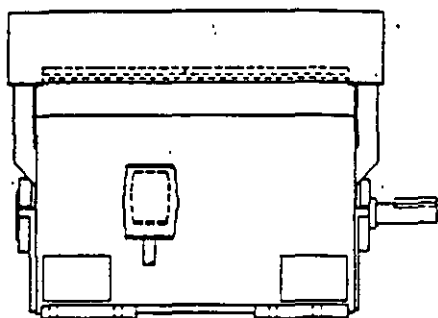
El diseño A tiene un par de arranque ligeramente más bajo y un par máximo ligeramente más alto que el diseño B. Un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el A o el B (225% aprox.). En cambio el par máximo es menor que para los diseños A o B y a pesar de que no hay un punto definido para este par, su valor se establece en 190% aproximadamente.

El diseño NEMA D desarrolla un par de arranque muy alto y es aproximadamente el 275% del par a plena carga. Sin embargo, como puede verse en la curva, el par decae gradualmente durante el período de aceleración, por lo que no hay un par máximo ó de desenganche bien definido como en los diseños A y B.

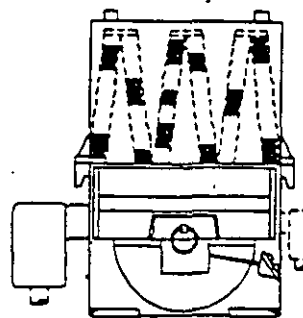
El diseño NEMA F tiene un par de arranque muy bajo y un par máximo moderado. Su única característica deseable es la baja corriente absorbida en el arranque.

CUESTIONARIO

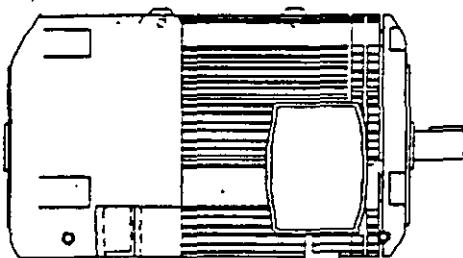
- 1.- ¿Cómo se clasifican los motores?
- 2.- ¿Qué normas rigen la fabricación de los motores?
- 3.- Por su diseño eléctrico ¿cómo se clasifican los motores?



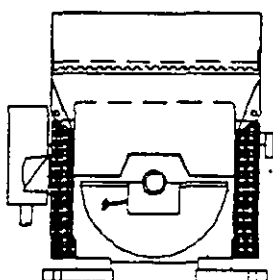
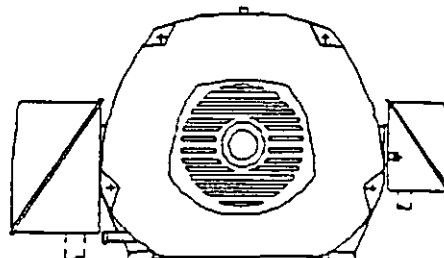
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II, para 1800 RPM y menores.



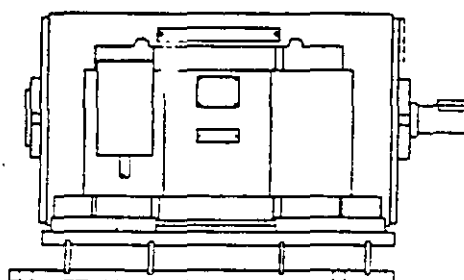
Motor totalmente cerrado con ventilación forzada, tipo tubo.



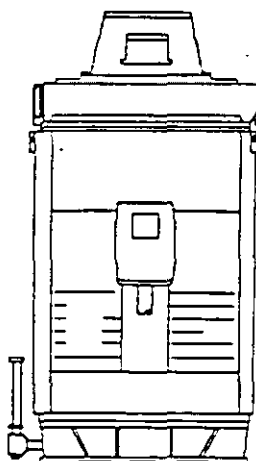
Motor totalmente cerrado con ventilación exterior y a prueba de explosión.



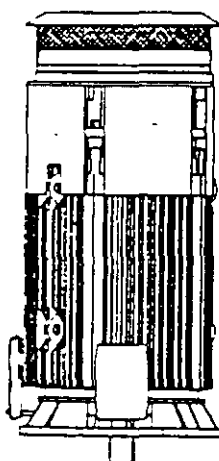
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II



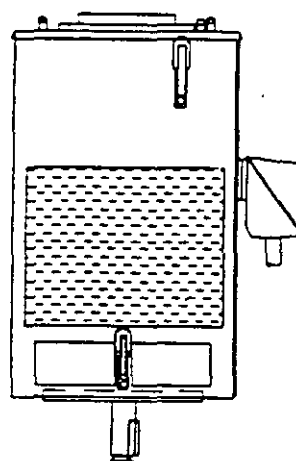
Motor a prueba de goteo, protegido contra intemperie tipo WP-I.



Motor vertical con flecha hueca, alto empuje axial, base tipo P.



Motor vertical totalmente cerrado con ventilación exterior, flecha sólida, alto empuje axial, con base tipo P.



Motor vertical flecha sólida, alto empuje axial, base tipo P, protegido contra intemperie.

Fig. 9 - Tipos de motores.

IV.I.c) PROTEGIDOS CONTRA LA INTEMPERIE TIPO I. "Una máquina a prueba de intemperie tipo I es una máquina abierta cuyas entradas para ventilación están construídas, de manera que se logre minimizar la entrada de la lluvia, nieve y partículas de aire "cargadas", transportadas por (y/o a través de) el aire hacia las partes eléctricas, y cuyas aberturas de ventilación están construídas para prevenir (impedir) la entrada de una barra cilíndrica de 19 mm (3/4") de diámetro".

IV.I.d) PROTEGIDOS CONTRA LA INTEMPERIE II. "Una máquina a prueba de intemperie Tipo II es una máquina abierta cuyas entradas para ventilación están construídas de manera que se logre minimizar la entrada de lluvia, nieve y partículas de aire "cargadas", transportadas por (y/o a través de) el aire hacia las partes eléctricas, y cuyas aberturas de ventilación estén construídas para prevenir (impedir) la entrada de una barra cilíndrica de 19 mm. (3/4") de diámetro". Los pasajes de ventilación, tanto a la entrada como a la salida, deberán estar dispuestos de tal manera que aire de alta velocidad y partículas de aire "cargadas" sopladas hacia la máquina por temporales o vientos fuertes, pueden ser descargados sin entrar en los pasajes internos de ventilación que van directamente hacia las partes eléctricas de la máquina propiamente dicha. La trayectoria normal del aire de ventilación que entra a las partes eléctricas de la máquina, debe ser conducida por medio de deflectores o cuerpos separados de manera que produzcan por lo menos tres cambios de dirección, no siendo ninguno de ellos menor de 90°. Además, se deberá proveer la trayectoria del aire de entrada, de una sección de baja velocidad que no exceda los 183 metros por minuto (600 pies por minuto), para minimizar la posibilidad de que se transporte hacia adentro de las partes eléctricas de la máquina, humedad o suciedad.

IV.I.1. HORIZONTALES.- Tal como lo indica el nombre la operación de la flecha del motor es horizontal, esta es la construcción más generalizada y se combina con las descripciones mencionadas anteriormente.

Por lo tanto tendremos:

Motores horizontales a prueba de goteo; motores horizontales totalmente cerrados con ventilación exterior, etc.

IV.1.2. VERTICALES.- Este es el caso típico de los motores que se acoplan a bombas de pozo profundo, de recirculación o en máquinas cuyos diseños requieren que el motor opere con la flecha en posición vertical.

Igual que en el caso anterior, esta construcción se combina con las protecciones indicadas en a), b), c) y d).

Existen en la industria un tipo de motores que por su aplicación en ambientes altamente peligrosos requieren de una construcción muy especial y éstos son los motores totalmente cerrados con ventilación exterior a prueba de explosión.

Un motor a prueba de explosión, tiene una construcción muy similar al motor totalmente cerrado, con la excepción de los espesores mínimos recomendados por los Laboratorios Underwriters de U.S.A., en la carcasa, tapas y caja de conexiones, así como ajustes muy precisos entre las tapas y la salida de la flecha, ajuste entre tapa y carcasa, cierre con superficie maquinada entre las dos mitades de la caja de conexiones, temperatura superficial que no excede de 80°C totales, etc. Los motores a prueba de explosión se clasifican de acuerdo al Código Nacional Eléctrico de U.S.A. (National Electric Code) en 3 clases:

CLASE I. Líquidos y vapores o gases combustibles.

CLASE II. Polvos combustibles.

CLASE III. Fibras inflamables.

A su vez las Clases I y II se dividen en grupos:

- Grupo A: Acetileno
- Grupo B: Hidrógeno, gases o vapores de peligrosidad similar como gases fabricados.
- Grupo C: Etil, Etileno, Ciclopropano.

CLASE I

- Grupo D: Gasolina, Hexano, Nafta, Bencina, Butano, Propeno, Alcohól, Acetona, Bencol, Gas Natural.
- Grupo E: Polvos metálicos, incluso Aluminio o Magnésio y otras aleaciones comerciales.

- Grupo F: Carbón Negro, Antracita o polvo de Coque.

CLASE II

- Grupo G: Harina, Almidón, polvo de granos.

CLASE III

- Fibras Textiles.

División 1. Comprende locales donde pueden existir gases o vapores inflamables, durante condiciones normales de operación, durante reparación o mantenimiento.

División 2. Comprende locales en donde se manejan gases o vapores inflamables o líquidos volátiles, ya sea en sistemas cerrados o confinados dentro de recipientes adecuados, donde se evitan normalmente concentraciones peligrosas por medios mecánicos positivos de ventilación.

Las áreas adyacentes a los locales clasificados como División 1, hacia los cuales puede haber flujo ocasional de gases, también pertenecen a la División 2.

Esta División, por lo consiguiente, se considera no peligrosa y por lo tanto pueden usar motores totalmente cerrados con ventilación exterior estandar, con excepción del ventilador que debe ser de material no chispeante.

Los motores para los Grupos A, B y C deberán ser llenados con algún gas inerte. Estos motores tienen tapas herméticas y sellos de aceite alrededor de la flecha, para reducir las fugas del gas al mínimo, además tienen instrumentos lectores de presión para que en caso de alguna falta de presión, el sistema de control desconecte el motor, al mismo tiempo que haga funcionar una alarma. Estos motores son muy costosos, por lo tanto sólo se emplean en zonas demasiado peligrosas.

Los motores a prueba de explosión deberán tener paredes y un espesor mínimo adecuado para impedir que una explosión interna deteriore la carcasa o tapas, también las distancias de fuga deberán tener una longitud tal que los gases calientes que se producen internamente por una explosión o corto circuito, se deben enfriar para que al salir al medio ambiente no presenten un foco de principio de ignición.

Lo anterior se logra con espesores mínimos de 3/8 de pulgada y longitudes de fuga mínimo de 2 a 2.5 pulgadas y con claros entre partes fijas y móviles (tapas y flecha) de 25 milésimas de pulgada máximo al diámetro, contando además con sellos en las flechas de material no chispeante, bronce o latón, con lo cual se evita cualquier producción de chispas entre partes fijas y partes móviles.

Es muy importante hacer notar que cuando un motor aprobado por U.L. para locales peligrosos es abierto para su reparación, la aprobación queda anulada automáticamente a no ser que un Inspector autorizado por U.L. esté presente para vigilar el trabajo de reparación y armado del motor, certificando esta persona el uso del motor para áreas peligrosas, además se deberá agregar una placa que diga "REPARADO" autorizada por el Inspector de Underwriters Laboratories, Inc.

IV.2.-DISEÑO ELECTRICO

Por lo que a diseño eléctrico se refiere, se fabrican los siguientes:

DISEÑO B

DISEÑO C

DISEÑO D

IV.2.1.-DISEÑO B

El diseño "B" corresponde a aquellos motores cuya corriente y pares de arranque son normales. Corriente de arranque normal se considera aquella cuyo valor se encuentra entre 5 y 6 veces la corriente de carga plena de un motor y las cifras de los pares de arranque normales están tabuladas por las normas NEMA, así como por las normas nacionales (NOM y CONNIE), reconocidas oficialmente por la Secretaría de Industria y Comercio y elaboradas por los principales fabricantes de motores del País. Además, el deslizamiento de estos motores a carga plena debe ser de 1 a 5%.

Obviamente, se comprende que este motor es el de mayor consumo y aplicación en la industria, ya que por propia conveniencia los fabricantes de maquinaria llevan a cabo sus diseños, de tal manera que los motores que vayan a requerir sean los más apegados a lo que se conoce como motor estándar, desde el punto de vista de diseño eléctrico. (Ver gráfica No. 10.)

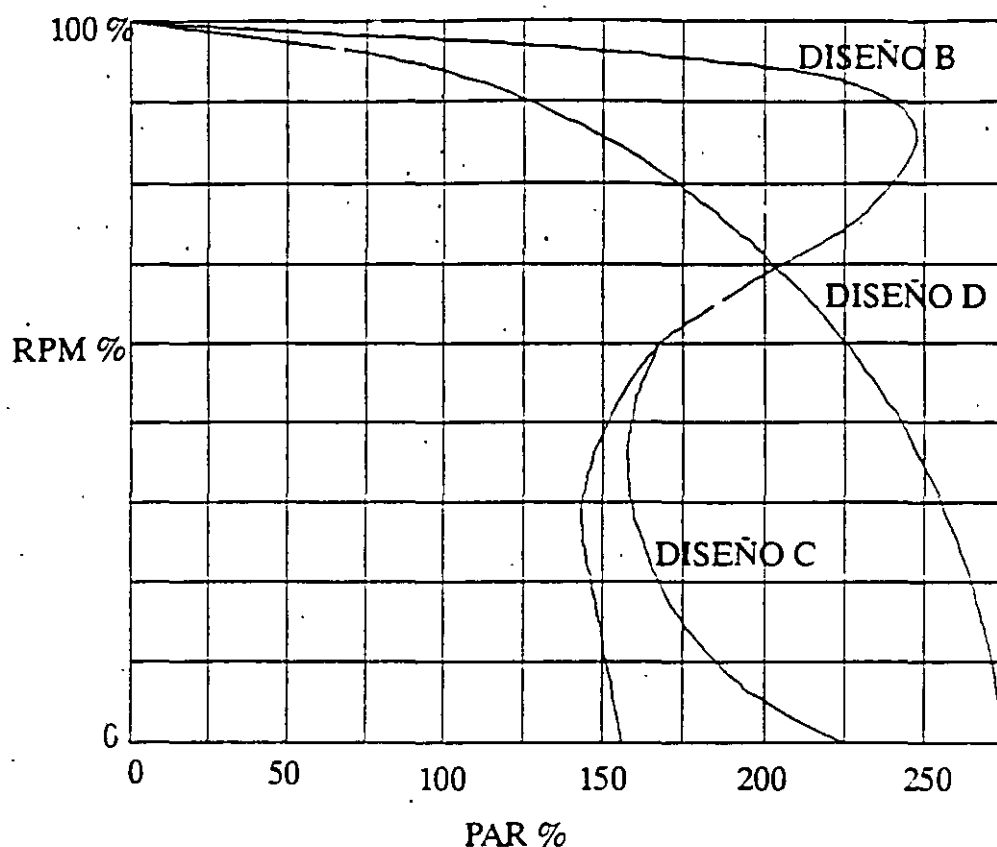


Figura No. 10

IV.2.2.- DISEÑO C.

El diseño "C" se refiere a aquellos motores que, teniendo una corriente normal de arranque, desarrollan pares de arranque superiores a los que desarrolla un motor de diseño "B". Los valores para par de arranque de diseño "C", también están tabulados tanto en las normas NEMA como en las nacionales.

$$PA = 200\% \text{ mínimo.}$$

Las características de este diseño hacen fácil de definir y comprender su campo de aplicación, ya que se refiere a todos aquellos casos en los que por la naturaleza de la carga, se requiere un momento con valor absoluto elevado, para vencer la inercia y una vez iniciado el movimiento, el comportamiento que se le solicita al motor es idéntico al del diseño "B". Un caso típico de aplicación para estos motores se refiere a transportadores, que por cualquier causa

prevista, tenga que iniciar un ciclo de trabajo con la carga aplicada.

El deslizamiento de estos motores a carga plena debe ser de 2 a 5%. (Ver gráfica No. 10)

IV.2.3.- DISEÑO D

El diseño "D" se refiere a motores que desarrollan un par de arranque nunca menor que el 275% del par a carga plena con una corriente de arranque normal y con un deslizamiento que nos permita hacer 3 grupos; el primero, que es el que INDUSTRIAS IEM fabrica, tiene un deslizamiento de 5 a 8%; el segundo, requiere un deslizamiento de 8 a 13% y el tercero, de 13 a 18%.

Los motores de este tipo de diseño tienen su principal aplicación en máquinas como cizallas, prensas y en general en todos aquellos casos en donde el equipo a mover viene dotado de un volante cuya función es almacenar energía para "sacar a flote" el motor, durante los lapsos en que se presenta la demanda máxima de potencia.

Por lo consiguiente, al especificar un motor, entre otras características, es necesario mencionar su tipo de diseño mecánico (protección contra el ambiente) y el tipo de diseño eléctrico. (Ver gráfica 1)

CUESTIONARIO

- 1.- Por su diseño mecánico ¿cómo se clasifican los motores?
- 2.- ¿Cuántos tipos de motores hay?

CAPITULO V

APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION

El problema de la aplicación de motores de inducción jaula de ardilla, se reduce esencialmente a determinar con el máximo cuidado los factores siguientes:

1. Características de la carga y del motor, tales como: acoplamiento del motor a la carga, velocidad, capacidad en CP, pares requeridos, características de inercia, aceleración y ciclo de trabajo.
2. Sistemas de arranque del motor en relación a la fuente de energía alimentadora, tales como: variaciones permisibles de la tensión al aplicar la corriente de arranque y capacidad requerida en KVA.
3. Condiciones ambientales tales como: temperatura ambiente, altura sobre el nivel del mar, abuso mecánico y contaminantes. Estos factores determinan el tipo de aislamiento, así como la cubierta o protección del motor.

DISEÑO	PAR DE ARRANQUE	CORRIENTE DE ARRANQUE	PAR MAXIMO	DESLIZAMIENTO A 100% CARGA	APLICACION TIPICA
A	NORMAL	NORMAL	ALTO	BAJO (<5)	MAQ. HERRAMIENTAS BOMBAS CENTRIFUGAS VENTILADORES
B	NORMAL	BAJA	ALTO	BAJO (<5)	IGUAL QUE DISEÑO A
C	ALTO	BAJA	NORMAL	BAJO (<5)	COMPRESORES CAR- GADOS, TRANSPORTA- DORES CARGADOS
D	MUY ALTO	BAJA	---	ALTO	TROQUELADORAS CIZALLAS

Características de la carga y del motor.

Métodos de acoplamiento:

Acoplamiento directo. Las estadísticas demuestran que solamente el 20% de las máquinas movidas opera a la misma velocidad que el motor que la mueve. Cuando el motor se acopla directamente a la carga, las condiciones de aplicación son distintas que cuando se usa una transmisión intermedia para aumentar o disminuir la velocidad.

El acoplamiento directo sólo es práctico si la carga puede accionarse a la misma velocidad que el motor como sucede en bombas, compresores centrífugos y moto-generadores. Para estas aplicaciones lo más conveniente es usar un motor con extensión de flecha corta. Por lo que se refiere al problema mecánico de acoplamiento en sí, es necesario nivelar, alinear y anclar perfectamente el grupo.

Transmisión con banda o cadena. Al aplicar estos métodos de transmisión y reducción de velocidad a motores, deben comprobarse siempre dos factores:

- a).- Carga radial adicional sobre la chumacera o rodamiento del motor.
- b).- Carga combinada de flexión y torsión sobre la extensión de la flecha.

Los límites prácticos establecidos por NEMA para este tipo de transmisiones para asegurar buena vida en las chumaceras y prevenir esfuerzos excesivos en la flecha, son como sigue:

Motor Arm.	No. de Polos	Velocidad Sincrónica, RPM	CP Máximos por transmitir
256T	2	3600	25
445T	4	1800	200
445T	6	1200	125
445T	8	900	100

En el caso de transmisión por bandas V o banda plana es necesario proveer un dispositivo para ajustar la tensión. Esto puede ser una base de rieles deslizables.

La tendencia natural de la mayoría de los mecánicos es ajustar las bandas demasiado tensas. Una regla práctica que debe recordarse es que la banda o bandas que no patinan ligeramente al arrancar la carga,

están demasiado tensas, esto acorta considerablemente la vida de la chumacera y puede causar vibración o fractura de la flecha.

Selección del motor:

Datos Básicos. En general son tres los datos básicos que hay que conocer de una máquina para seleccionar el motor y son:

- a. La velocidad o velocidades de operación.
- b. La capacidad requerida en caballos.
- c. Los pares requeridos en puntos críticos del ciclo de operación.

Velocidad. La velocidad debe calcularse en relación a la velocidad en la flecha del motor. Tómesese en cuenta que el par varía en proporción inversa a la velocidad angular en el caso de transmisiones por engranes, banda o cadena.

Además la máquina puede requerir de:

- a. Una sola velocidad.
- b. Dos o más velocidades fijas.
- c. Velocidad infinitamente ajustable.

Potencia en CP. Este dato generalmente es más difícil de determinar que la velocidad; sin embargo, hay tres maneras fundamentales de obtenerla:

- A. Especificaciones o datos de placa. Si la máquina se ha comprado, la potencia requerida se especifica por el fabricante de la misma placa o se lista en las características de operación.
- B. Prueba. Si no hay manera de obtener los datos del fabricante, se puede aplicar un motor de características conocidas para duplicar las condiciones de operación. Midiendo con un analizador industrial los watts de entrada al motor, se deduce la potencia de:

$$\text{CP en la flecha} = \frac{\text{KW de entrada} \times \text{eficiencia del motor}}{736}$$

- C. Comparación. Si A o B resultan imprácticos, hágase una comparación cuidadosa de la máquina a propulsarse con máquinas similares cuyas necesidades de potencia sean conocidas. Este método es el más errático de los tres y sólo debe usarse en casos extremos.

Pares. Los requerimientos de par de la máquina a moverse, deben conocerse en tres condiciones adicionales a las del par a plena carga, éstas son:

- A. Par de arranque. Este es especialmente importante en cargas de alta fricción e inercia, tales como: compresores cargados, prensas troqueladoras con volantes pesados, molinos de bolas o martillos, molinos de hule o desmenuzadores de troncos en la industria del papel. (Ver Figura 11).

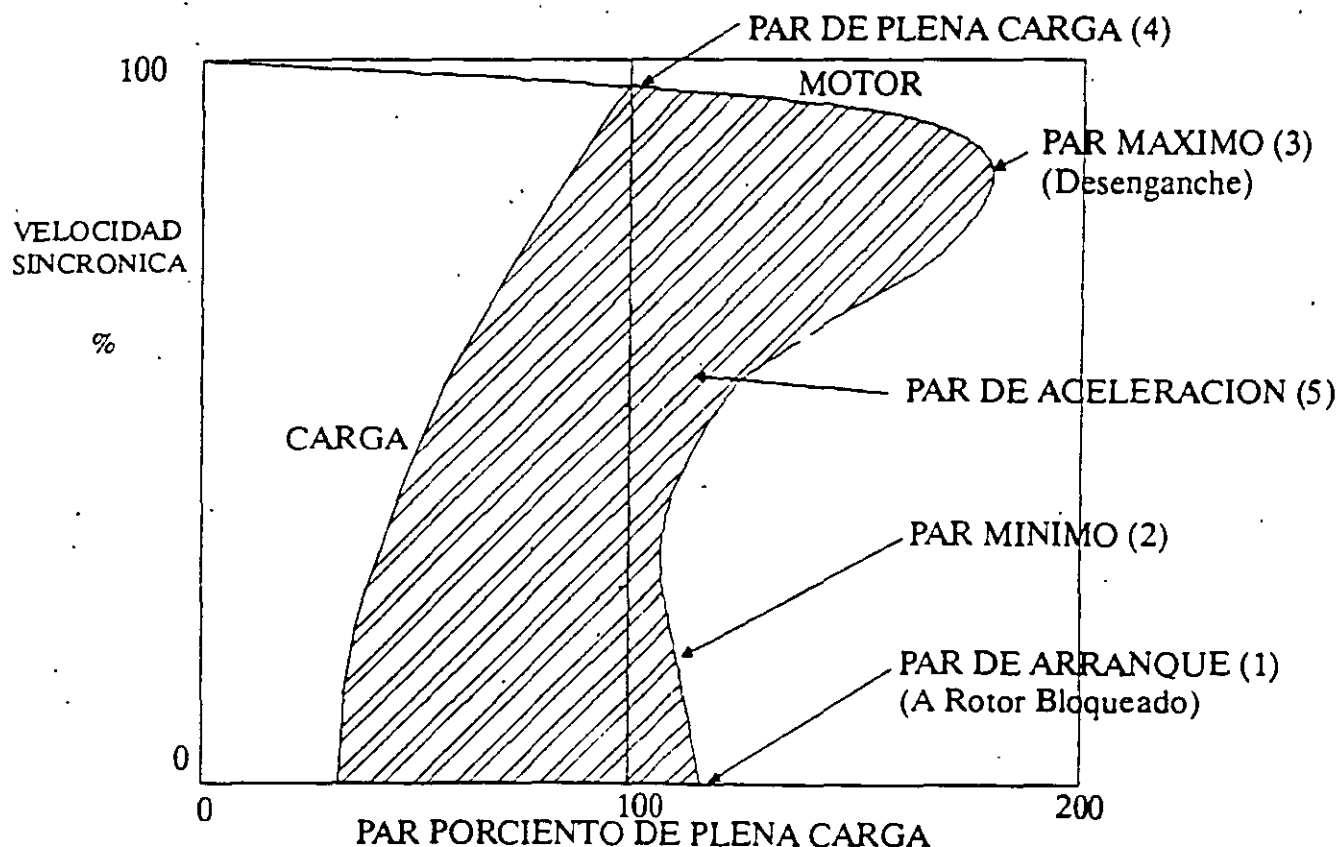


Fig. No. 11.- Pares de un motor de inducción.

- B. Par de aceleración. En cargas de alta inercia tales como las antes mencionadas, el par en exceso que desarrolla el motor y que sirve para acelerar la carga en un tiempo determinado, es importante para que el motor no se sobrecaliente. Este aspecto lo veremos más en detalle al analizar las características de pares de los motores. (Ver Figura 11).
- C. Par máximo. En el caso de cargas variables, el motor debe ser capaz de desarrollar suficiente Par para prevenir que el mismo se frene o se “siente”, cuando la demanda de energía por parte de la máquina accionada es máxima. (Ver Figura 11).

V.1.- DEFINICION DE LOS PARES DEL MOTOR DE INDUCCION

Par es el producto de fuerza (kgs.) por el radio (mts.). El valor resulta pues en kg-mt., que indica el número de kilogramos aplicados a un radio de tantos metros.

Par y fuerza son similares, excepto que el término “fuerza” se usa cuando se habla de movimiento lineal y “par” cuando se trata de movimiento de rotación.

En el caso de una máquina accionada, el par es la fuerza rotacional que absorbe la máquina para moverse. En el de un motor, par indica la fuerza rotacional que el mismo produce en su flecha.

La curva típica “Par-Velocidad” de un motor de inducción mostrada en la figura se ilustran los diferentes pares que desarrolla el motor:

“Par de Arranque” es el que desarrolla el motor en reposo en el momento en que se le aplica energía eléctrica a sus devanados y la flecha empieza a girar.

La flecha en (1) muestra este par a velocidad cero, también se le llama “Par a Rotor Bloqueado”.

El “Par Mínimo” se muestra en (2). Este es el par mínimo en el área de la cúspide que sigue al arranque. Como veremos más adelante, en muchos motores no hay este descenso de par, después de arrancar.

El “Par Máximo” es aquel que puede desarrollar el motor sin frenarse o “sentarse” súbitamente. Este se muestra en el punto (3) y gene-

ralmente se desarrolla alrededor del 80% de la velocidad sincrónica. También se le llama "Par de Desenganche".

"Par a Plena Carga" es aquel que desarrolla el motor para producir la potencia de placa a la velocidad especificada, como se muestra en el punto (4) de la curva.

"Par de Aceleración" es la diferencia o exceso de pares entre los desarrollados por el motor y los demandados por la carga. El área achurada (5) es proporcional a la potencia en exceso desarrollada por el motor para acelerar la carga.

Los "pares de aceleración" son la diferencia entre las dos curvas y están dentro de esta misma área.

Estos pares son extremadamente importantes y deben entenderse perfectamente para aplicar adecuadamente los motores a cargas variadas.

V.2.- CARACTERISTICAS DEL MOTOR

Existen cinco parámetros que definen las características de operación de un motor:

Velocidad en RPM

Capacidad en CP

Par en Kg-Mt.

Corriente de arranque o máxima

Aumento de temperatura

Los primeros tres ya han sido discutidos brevemente bajo "Selección del Motor" y en relación a la máquina cuyo motor tratamos de seleccionar. Los dos últimos parámetros cubren características del motor en sí. En la práctica debemos adecuar la velocidad del motor, su capacidad y sus características de par a la carga y después cerciorarnos que el motor operará dentro de sus límites de corriente y de temperatura.

Cada uno de estos parámetros se combina con todos los demás para producir un resultado total satisfactorio. Tenemos pues que analizar cada uno de ellos e interpretarlos, para lograr la aplicación correcta de los motores.

Interrelación entre potencia, par y velocidad.

La interrelación de estos tres parámetros se define como sigue:

F = Fuerza en kilogramos

d = Distancia en metros

t = Tiempo en minutos

T = Par en Kg-Mt. a un metro de radio

RPM = Velocidad angular en revoluciones por minuto

Potencia = $Fd/t = 2\pi T \times \text{RPM}$ Kg-Mt / min.

1 CP = 75 Kg-Mt / seg. = 4500 Kg-Mt / min.

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM} \times 2\pi}{4500}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \quad \dots (I)$$

La simple fórmula anterior nos muestra la interrelación entre potencia, par y velocidad. Esta fórmula frecuentemente se olvida al seleccionar los motores.

Supongamos por ejemplo, que tenemos una máquina que requiere un motor de 10 CP y que tiene una velocidad de operación de 1160 RPM. El cliente pide un motor de esa capacidad, 6 polos, que a la frecuencia de 60 hertz da precisamente esa velocidad, para transmitir con bandas V y poleas con relación de diámetros 1:1 sin embargo, el Ingeniero que ha comprendido la importancia de la fórmula anterior, puede demostrarle al cliente cómo ahorrar dinero al cambiar la relación de poleas usando un motor de la misma potencia, pero de mayor velocidad. Puede probar que seleccionando un motor de 2 polos con 3475 RPM puede usarse una polea de 1/3 del diámetro original, o sea una relación de poleas de 1:3.

También puede proponer un motor de 4 polos con 1745 RPM y relación de poleas de 1:1.5.

A continuación hemos listado el costo relativo de los tres motores. El motor de 6 polos tiene más cobre y hierro para poder desarrollar un par mayor que los motores de 2 y 4 polos, (se tomará el motor de 4 polos como base comparativa).

Costo relativo de motores de 10 CP, abiertos:

Polos	Velocidad en la flecha a 60 Hz. RPM	Armazón	Costo Relativo
2	3475	213T	103%
4	1745	215T	100%
6	1160	256T	150%

Si el cliente puede usar un motor de mayor velocidad, el ahorro es evidente y además el motor será más ligero y más fácil de montar.

Las únicas precauciones por tomar con motores de más alta velocidad, es el comprobar que la flecha es adecuada para transmitir por banda. También, si el sentido de rotación del motor tiene que invertirse frecuentemente, los motores de alta velocidad tienen menos capacidad térmica para ello que los de baja velocidad.

Factor de Servicio. La capacidad en CP estampada en la placa del motor, no necesariamente indica la capacidad máxima, excepto cuando el F.S. = 1.0. Cuando el factor de servicio es superior a 1.0, por ejemplo 1.15, el motor podrá sobrecargarse sin peligro en un 15% por arriba de su capacidad nominal en forma continua; sin embargo, es importante hacer notar que el factor de servicio sólo es aplicable cuando prevalecen y se mantienen las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en la placa de datos. También, es preciso advertir al cliente, que el aplicar el factor de servicio aumentará la temperatura de operación del motor y afectará la vida útil del devanado, el factor de potencia, la eficiencia y la velocidad.

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Qué factores hay que tener en cuenta en la aplicación de los motores?
- 2.- ¿Qué tipos de acoplamiento hay?
- 3.- ¿Cuáles son las características necesarias para la selección de los motores?
- 4.- Defina los pares del motor de inducción.
- 5.- ¿Cuáles son los parámetros que definen las características de operación de un motor?
- 6.- ¿Qué significa "factor de servicio"?

CAPITULO VI

SISTEMAS DE ARRANQUE

VI.- SISTEMAS DE ARRANQUE APLICABLES AL MOTOR.

El problema de arranque del motor se refiere a las limitaciones que se presentan debidas a la capacidad de la fuente alimentadora, tales como caídas de tensión permisibles en el sistema al aplicar la corriente de arranque del motor y la capacidad momentánea en KVA que se requiere para este mismo objeto.

VI.1.- ARRANQUE DEL MOTOR A TRAVES DE LA LINEA.

Desde luego, el sistema más económico para arrancar un motor es a plena tensión conectándolo a través de un arrancador apropiado, directamente a la línea alimentadora.

Las ventajas de este sistema, además de la económica ya apuntada, es que el motor desarrollará sus plenos pares, tanto de arranque como máximo o de desenganche; por lo cual, la carga se arrancará y se acelerará en forma rápida y segura.

Por otro lado, las desventajas de este sistema de arranque también son múltiples y se refieren al hecho de que un motor de inducción toma entre cinco y seis veces el valor de la corriente de plena carga al ser arrancado a plena tensión. Esta fuerte demanda de energía y de corriente, aunque momentánea, puede ser indeseable por la elevada caída de tensión que se produce en las líneas alimentadoras, causando parpadeo en las luces o disturbios en equipo sensible a las variaciones de voltaje. También puede ser objetable desde el punto de vista de las limitaciones de demanda en KVA que establece la compañía alimentadora de energía, o bien la propia subestación. Otro aspecto indeseable puede cons-

tituirlo la carga misma, que requiere una aceleración paulatina y amortiguada.

Por lo general, el arranque directo sobre la línea se puede efectuar hasta 50 CP en 220 Volts y hasta 100 CP en 440 Volts. Arriba de estos límites habrá que usar algún sistema de arranque a tensión reducida. Localmente en el D.F. la Compañía de Luz limita estos valores a 7.5 CP en 220 Volts y 15 CP en 440 Volts.

Existen varios sistemas de arranque a tensión reducida que pueden usarse, pero generalmente sólo uno de ellos producirá los resultados deseados en la forma más económica posible. Vamos a describir brevemente cuáles son las aplicaciones de estos distintos arrancadores.

VI.2.- ARRANCADOR CON AUTOTRANSFORMADOR.

Este es uno de los métodos más comúnmente usados para arrancar a voltaje reducido debido a su economía, eficiencia y flexibilidad para ajustar el voltaje de arranque deseado. Toda la energía aplicada se transmite al motor, excepto las pérdidas del autotransformador que son pequeñas, por lo que la carga se acelera suave y seguramente. Las derivaciones en el autotransformador permiten el ajuste de la corriente y del par de arranque, de acuerdo con las necesidades de la mayoría de las aplicaciones. Las características que producen las tres derivaciones de voltaje comúnmente usadas, son como sigue:

Derivación	Par de Arranque (% del par a plena tensión)	Corriente de arranque en la línea (% de la misma a plena tensión)
50%	25	28
65%	42	45
85%	64	67

Como puede apreciarse en el cuadro anterior, tanto la corriente como el par varían en este caso, en proporción inversa al cuadrado del voltaje. La corriente aumenta ligeramente sobre la proporción indicada debido a la corriente de magnetización del autotransformador.

Estos arrancadores se construyen para operación manual con transición abierta (se conocen vulgarmente como "compensadores") en capacidades hasta de 300 CP en 440 Volts y 60 Hertz.

También se construyen para operación automática con transición cerrada en capacidades hasta de 100 CP en 440 Volts y 60 Hertz.

La ventaja de la transición cerrada sobre la abierta, es que la aplicación de la tensión es suave y continúa desde el valor reducido hasta el pleno voltaje. Como el motor no queda momentáneamente desconectado de la línea, no hay interrupción de la corriente de línea que podría causar un segundo transitorio de corriente durante la transición.

Los arrancadores con autotransformador se usan para arrancar cargas pesadas, tales como: compresoras, bombas, molinos de bolas y de martillos, molinos de hule, centrífugas en la industria del azúcar, etc.

VI.3.- ARRANCADORES CON RESISTENCIAS.

Estos arrancadores se usan poco porque no tienen ni la eficiencia, ni la flexibilidad del sistema anterior. Generalmente se construyen para reducir el voltaje aplicado al motor al 80% de su valor de línea, con lo cual la corriente de arranque se reduce en la misma proporción y el par de arranque se reduce al 64% de su valor a plena tensión. Esto se logra conectando momentáneamente las resistencias del arranque en serie con los devanados del motor. El ciclo de arranque es de transición cerrada.

Se aplican para arrancar maquinaria delicada, como maquinaria textil, escaleras eléctricas y transportadoras que tengan que arrancar suavemente.

VI.4.- ARRANCADORES PARA DEVANADO BIPARTIDO.

Estos arrancadores proveen un sistema de arranque muy económico, cuando las necesidades de par durante el arranque pueden manejarse con el 50% del par a plena tensión. Pueden usarse con motores estándar diseñados para voltaje dual, por ejemplo: 220/440 Volts en el voltaje menor, es decir, 220 Volts. También pueden usarse con motores específicamente diseñados para este tipo de arranque, en cualquier otro voltaje.

Cuando se usan motores estándar de voltaje dual, es necesario cerciorarse de que el par desarrollado durante el arranque (50%) es suficiente para acelerar la carga lo suficientemente sin producir

un transitorio indeseado al conectar todo el devanado a la línea, o bien una aceleración brusca en la carga movida al ser ésta acelerada a pleno par.

Este tipo de arrancador es muy usado para arrancar cargas ligeras como: compresores descargados, bombas centrífugas, máquinas-herramientas, etc.

Se construyen en capacidades estándar hasta de 200 CP en 440 Volts.

VI.5.- ARRANCADORES ESTRELLA-DELTA.

Estos arrancadores muy usados en Europa, son menos económicos que el arrancador de devanado bipartido, ya que requieren por lo menos de un contactor más de dos polos.

Se usan en aquellos casos en que los requerimientos de par durante el arranque son bajos (33% del par de arranque a plena tensión), pero el período de aceleración es prolongado debido a la alta inercia de la carga.

Se pueden usar con motores conectados en Delta para operación normal y que estén provistos con 6 puntas de salida (2 para cada una de las fases). Al arrancarse el motor conectado en Estrella, se aplica aproximadamente el 58% del voltaje de línea a los devanados y el motor toma el 33% de la corriente normal de arranque y desarrolla 33% del par de arranque a plena tensión. Una vez que el motor ha acelerado, se reconecta en Delta para operación normal.

Generalmente se construyen estos arrancadores en capacidades estándar hasta de 150 CP en 440 Volts, con transición abierta.

Si la transición abierta es objetable, debido a los inconvenientes ya apuntados, se puede construir este arrancador con transición cerrada, pero resulta relativamente caro por el equipo adicional requerido (un contactor de tres polos y tres resistencias de transición). En este caso, conviene analizar cuidadosamente si no es más económico usar un arrancador de autotransformador con transición cerrada.

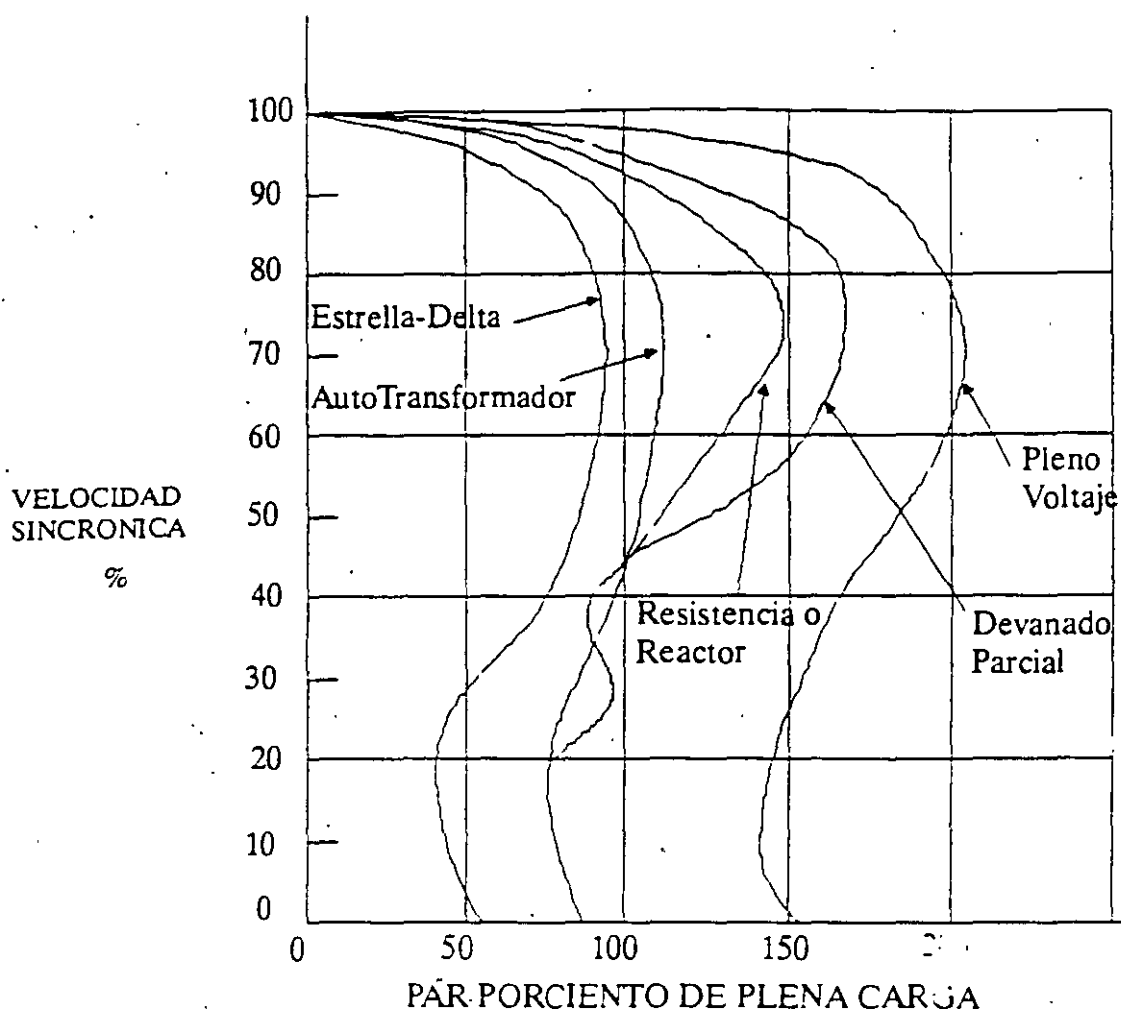


Fig. No. 12.- Características de Arranque a Tensión Reducida

% DE PLENO VOLTAJE			
VOLTAJE	CORRIENTE	PAR	
80 %	80 %	64 %	RESISTENCIA REACTOR
80 %	80 %	64 %	
100 %	65 %	50 %	DEVANADO PARCIAL
80 %	64 %	64 %	AUTO TRANSFORMADOR
100 %	33 %	33 %	ESTRELLA DELTA

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Cuántos tipos de arrancadores conoces?
- 2.- ¿Qué problemas se presentan para el arranque del motor?

CAPITULO VII

SELECCION Y APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION (SEGUN AMBIENTES)

VII.- CONDICIONES AMBIENTALES Y AISLAMIENTO.

INTRODUCCION. La mayoría de los motores comprados en la actualidad son para ser usados en localizaciones comunes en donde el aire es relativamente limpio, la temperatura se mantiene dentro de límites normales tolerables por seres humanos y las condiciones extremas de carga en los motores sólo se presentan excepcionalmente; sin embargo, miles de motores se usan en aplicaciones en donde estas condiciones ideales no existen. El propósito de este artículo es discutir los problemas que presentan las condiciones ambientales extremas y los sistemas de aislamiento disponibles para resolver estas aplicaciones.

Desde el punto de vista del usuario, el aislamiento es uno de los aspectos más importantes del motor, ya que es el elemento que decide:

LA VIDA UTIL DEL MOTOR y el mantenimiento aplicable al mismo.

Además, los sistemas de aislamiento son constantemente investigados y desarrollados para mejorarlos. El adelanto tecnológico que se ha obtenido en este aspecto durante los últimos 20 años es muy notable.

Es por ello que el usuario de motores está vitalmente interesado en obtener el aislamiento que otorgue máxima protección a un costo razonable. Parte de la respuesta se encuentra en las características del sistema de aislamiento, mientras que la otra parte consiste en seleccionar la cubierta en el motor más adecuado a la aplicación. Trataremos de cubrir ambos aspectos en este curso.

VII.1.- CONDICIONES AMBIENTALES.

Las condiciones que listamos a continuación son las que determinan las áreas problemáticas. Si alguna de ellas existe, hay que tomar medidas para proteger el motor o sus partes.

Condiciones ambientales perjudiciales.

Temperatura ambiente (arriba de 40°C)

Altura sobre el nivel del mar (arriba de 1000 Mts.)

Abuso mecánico (por impacto o vibración)

Contaminantes atmosféricos:

Agentes químicos corrosivos

Agentes abrasivos (polvos y partículas)

Agentes obstruyentes (polvo, pelusa, nieve)

Humedad (alta humedad relativa, salpicadura)

Forma de los contaminantes:

Sólidos, líquidos o gases.

Forma en que se mueven:

Suspendidos en el aire.

Cayendo por gravedad.

Rebotando de superficies adyacentes.

Impulsados por fuerzas definidas.

VII.2.- TEMPERATURA AMBIENTE ALTA (ARRIBA DE 40°C)

Esta afecta en primer lugar a los aislamientos, causando deterioro rápido y envejecimiento. También reduce la viscosidad de la grasa o del aceite en las chumaceras, pudiendo llegar a degradar sus propiedades lubricantes.

Para afrontar este problema, deben usarse aislamientos especiales para temperaturas más altas como los clase F (155°C temp. total) o clase H (180°C temp. total). Los baleros, si son de bolas, deberán ir cargados con grasa para alta temperatura y los baleros deberán tener un juego interno entre bolas y pistas, mayor que el normal (C-3 en lugar de C-2 que es el normal). Si el lubricante es aceite, éste deber ir provisto de aditivos especiales para mantener el índice de viscosidad a altas temperaturas, para inhibir la oxidación y reducir la fricción y el espumeo.

VII.3.- GRAN ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR.

Este factor, que es uno de los principales problemas en México, debido a su topografía, afecta el aumento de temperatura en los aislamientos. Al reducirse la densidad del aire con la altura, disminuye su capacidad refrigerante y la disipación del calor decrece.

Ahora bien, en los motores diseñados actualmente, se ha tomado en cuenta este factor para que el aumento de temperatura no exceda los valores normados por NOM a la altura de la Ciudad de México (2,280 Mts. sobre el nivel del mar).

En casos en que haya necesidad de operar los motores a alturas muy superiores a la arriba indicada, habrá necesidad de usar las mismas medidas ya indicadas.

La única ventaja que se presenta en este caso es que generalmente la temperatura ambiente decrece al aumentarse la altura.

VII.4.- IMPACTO Y VIBRACION

Estas condiciones deterioran rápidamente al motor completo, causando rotura de las patas, armazón, tapas y flecha, causan fatiga y falla prematura en los rodamientos y aislamientos.

En esta condición, más vale prevenir que lamentar. Los factores antes apuntados pueden prevenirse mediante un alineamiento perfecto entre el motor y la carga y comprobando que el balanceo dinámico de la carga no produzca vibración excesiva (arriba de 0.050 mm. de amplitud total).

Si el impacto se origina al arrancar y acelerar el motor, habrá que cambiar a algún sistema de arranque más suave y de transición cerrada, como quedó apuntado anteriormente.

VII.5.- CONTAMINANTES ATMOSFERICOS

Estos, como ya apuntamos, pueden ser:

- Químicos corrosivos
- Polvos abrasivos
- Polvos obstruyentes
- Alta humedad relativa

Para hacer frente a estos agentes destructivos, se han desarrollado últimamente:

- a).- Un aislamiento especial a prueba de humedad, corrosión y abrasión (APH).

b).- Motores totalmente cerrados con acabados epóxicos especiales y en los cuales naturalmente se aplica el aislamiento APH.

Estos motores se conocen bajo el nombre genérico de "Tipo Químico" y además de los factores antes enumerados, también llevan aislamientos "Clase F" para resistir las sobrecargas y altas temperaturas ambientales.

Para finalizar presentamos una tabla de selección de motores en función de las condiciones ambientales:

MOTOR LOCALIZADO EN:	TIPO DE MOTOR
Fábricas y oficinas limpias, almacenes casetas de elevadores, cuartos aislados para motores, plantas generadoras y toda clase de aplicaciones donde la atmósfera sea limpia y seca.	Estándar a prueba de goteo
En interiores o exteriores protegidos, pero con alta humedad ambiental.	A prueba de goteo con APH*
En interiores o exteriores con alta humedad y vapores o salpicaduras químicas.	Motor TCCV, tipo Químico
En interiores con polvo metálico (máquinas herramientas para trabajo pesado, industria automotriz, etc.)	Motor TCCV
En interiores o exteriores con polvo abrasivo.	Motor TCCV
Mismo que anterior, pero vapores o gases químicos en adición.	Motor TCCV, tipo Químico
Polvos secos no explosivos, negro de humo, etc.	Motor TCCVE
Aplicaciones polvosas y húmedas con materiales como polvos y pulpa que pueden obstruir los ductos de ventilación de un motor abierto.	Motor TCCV, tipo Químico
Condiciones tropicales.	Motor TCCV, tipo Químico
Atmósferas explosivas.	Motor TCCV a prueba de explosión.

Claves: TCCV = Totalmente cerrado con ventilación.

*APH = Aislamiento a prueba de humedad.

CUESTIONARIO

- 1.- Desde el punto de vista del usuario ¿qué aspecto es más importante?
- 2.- ¿Qué condiciones son las que determinan las áreas problemáticas en la instalación de los motores?
- 3.- Para hacer frente a los agentes destructivos se ha desarrollado un aislamiento especial, ¿cuál es?
- 3.- ¿Puedes indicar algunos de los tipos de motor a usar en determinadas áreas?

CAPITULO VIII

APLICACIONES DE LOS MOTORES

VIII.1.- PRINCIPALES APLICACIONES DE MOTORES

A. BOMBAS

CENTRIFUGAS

Las bombas centrífugas grandes se usan para bombear cantidades apreciables de líquidos a alturas menores que las bombas reciprocantes o de émbolo. Generalmente van directamente acopladas a un motor de 2 o de 4 polos.

Se arrancan descargadas con la válvula de descarga cerrada o cargadas con la válvula de descarga abierta, o bien una combinación de estas dos formas cuando se arranca contra una válvula de retención o "check". En este último caso, el par es el de la bomba descargada hasta que se levanta suficiente presión para abrir la válvula de retención. Los pares requeridos son como sigue;

Par de arranque	20%
Par máximo descargada	50%
Par máximo cargada	100%

RECIPROCANTES O DE EMBOLO

Son bombas de desplazamiento positivo y presión positiva que generalmente se acoplan al motor a través de un reductor de engranes. Usualmente se arrancan descargadas o por medio de un "By-Pass".

Par de arranque, descargada	75%
-----------------------------	-----

Par máximo requerido 150%

B. COMPRESORES

RECIPROCANTES PARA AIRE

Se arrancan invariablemente descargados dejando escapar el aire a la atmósfera o manteniendo las válvulas de succión abiertas. La variación cíclica en el par que produce el ciclo de compresión, requiere un cuidadoso análisis para determinar el tamaño óptimo del volante, para evitar variaciones desfavorables de la corriente con los consiguientes transientes en la líneas de alimentación.

Par de arranque, descargado 35%

Par máximo requerido 150%

RECIPROCANTES PARA AMONIACO, CO₂ Y FREON

Esencialmente son iguales que los compresores para aire excepto que al comprimir un gas, requieren de equipo de descarga para arrancar por el método de "By-Pass". La carga de fricción al arrancar es mayor debido a los estoperos más pesados que usan estos compresores.

Par de arranque, descargado 50%

Par máximo requerido 150%

C. SOPLADORES

TURBOSOPLADORES

Los turbosopladores se aplican generalmente para altos gastos de aire o gas y su construcción es similar a una bomba centrífuga de varias etapas o escalones. Su velocidad es alta, 1800 a 3600 RPM o con caja de engranes hasta 4500 RPM. Estas unidades generalmente se arrancan descargadas con la válvula de descarga cerrada y a voltaje reducido.

Par de arranque, descargado 20%

Par máximo requerido 125%

SOPLADORES CICLOIDALES

Estas máquinas operan sobre un principio similar a las bombas de engranes. Generalmente tienen dos lóbulos que casan y giran a la relación excéntrica apropiada entre sí y con la envolvente. El

motor va acoplado directamente o por medio de un reductor de engranes. Como los lóbulos no rozan entre sí ni con la envolvente, el par de arranque es bajo cuando el soplador se arranca descargando, ya sea por medio de un "By-Pass" o descargando a la atmósfera.

Par de arranque, descargado	35%
Par de arranque, cargado	125%
par máximo requerido	140%

D. VENTILADORES CENTRIFUGOS

Estos ventiladores son similares a los sopladores antes descritos, excepto que son de menor velocidad y de una capacidad tan alta que no siempre resulta práctico o conveniente arrancarlos con la válvula de descarga cerrada. Generalmente van acoplados por medio de bandas al motor, aún cuando también pueden acoplarse directamente a un motor de baja velocidad y alta polaridad (10 ó 12 polos).

Par de arranque, transmisión con bandas	35%
Par de arranque, directamente acoplado	25%
Par máximo requerido	120%

En ventiladores para minas, en donde el rotor del ventilador puede ser excesivamente grande y las condiciones de arranque desfavorables, debido a períodos prolongados de inactividad, conviene especificar pares mayores como sigue:

Par de arranque	60%
Par máximo	150%

E. MOLINOS PARA HULE

Molinos de Banbury

Estos molinos se usan para mezclar y amasar el hule crudo con negro de humo u otros materiales. El molino generalmente se arranca descargado, pero en caso de un paro de emergencia es necesario arrancar con una fuerte carga para despejar el molino, por lo cual es necesario contar con pares altos.

Par de arranque	125%
-----------------	------

Par máximo

250%

Molinos de Refinado

Estos molinos requieren pares menores que los de mezclado, pero sin embargo lo suficientemente altos para despejar en caso de paro de emergencia.

Par de arranque

140%

Par máximo

175%

F. MOLINOS PARA PULPA DE MADERA**Jordans**

Estas máquinas se usan en la industria papelera para separar las fibras de la pulpa de papel. Consisten fundamentalmente de un rotor cónico provisto de cuchillas que ajusta perfectamente dentro de una envolvente. El motor se acopla al rotor cónico por medio de un cople ajustable, o se monta sobre una base especial también ajustable. La unidad se arranca sin carga, moviendo el rotor hacia afuera.

Par de arranque mínimo

40%

Par máximo requerido

150%

Molinos de Pulpa

En estos molinos los pedazos de tronco se forzan contra una piedra o muela para moler la madera y obtener la pulpa. Se arrancan sin carga aflojando la presión sobre los leños.

Par de arranque

30%

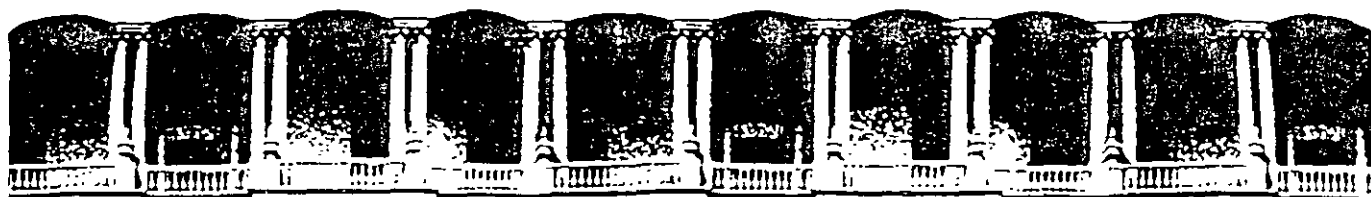
Par máximo

150%

CUESTIONARIO

1.- ¿Cuáles son las principales aplicaciones de los motores eléctricos?

Describelo brevemente.



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

ANEXO

EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTINEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

TEMARIO

- 1 Introducción.
- 2 Reactancias de los componentes de un SEP.
- 3 Valores en p. u.
- 4 Fallas balanceadas.
- 5 Asimetría de la corriente de cortocircuito.
- 6,7 Componentes simétricas.
- 8 Selección de interruptores.
- 9 Ejemplo (s).
- 10 Conclusiones.

INTRODUCCION

■ CARACTERIZACION:

- Régimen permanente.
- 0.5 a 5 ciclos (1 a 8 ms).

■ MAGNITUD TIPICA:

- 7 a 15 veces la corriente nominal

■ APLICACIONES BASICAS:

- Dimensionamiento mecánico.
- Dimensionamiento térmico (cap. interruptiva).
- Ajuste y coordinación de protecciones.

■ VALORES NOMINALES DE UN INTERRUPTOR

- Voltaje nominal.
- Voltaje máximo.
- Corriente de uso continuo.
- Corriente de c.c. nominal (a V_{max}).
- Corriente de c.c. de corta duración (1/2 ciclo)

INTRODUCCION

(continuación)

■ DIFERENCIACION DE TERMINOS:

- Por el tipo de valor: I_{rms} ó I_{pico}
- Por el tiempo : $I(1/2 \text{ ciclo})$ ó $I(int)$
- Por la presencia de la componente de c.d.: I_{sim} . ó I_{asim} .
 - » Ejemplo: 50 KA sim, rms, de 1/2 ciclo.

■ EFECTO DE LA TENSION DE OPERACIÓN SOBRE LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA:

- 1) Si $V_{op} < V_{max \text{ nom}}$
- 2) Entonces:
 - » $I_{cc'} = I_{ccnom} (V_{max \text{ nom}} / V_{op})$
- 3) Siempre y cuando:
 - » $V_{op} > V_{max \text{ nom}} / K$

SECUENCIA DE ACTIVIDADES AL REALIZAR UN ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

- Previa selección de los puntos de falla y las condiciones de operación críticos:
- 1 Dibujar el diagrama de reactancias.
- 2 Obtener los valores base en cada nivel de tensión.
- 3 Uniformar valores de reactancias a valores base comunes.
- 4 Corregir valores de reactancia de componentes rotativos para considerar su valor en el momento de la interrupción (tabla No. 1 de ANSI C37.5.1979 ó tabla 8.4).
- 5 Resolver la red para obtener el valor de reactancia vista desde el punto de falla.
- 6 Calcular el valor de la corriente simétrica de falla en cada punto.
- 7 Aplicar el factor de asimetría para obtener el valor asimétrico de la corriente de falla.
- 8 Seleccionar los dispositivos de interrupción.

CONCLUSIONES

- Los estudios de cortocircuito son necesarios para el dimensionamiento de todo sistema eléctrico y para la selección de sus componentes: interruptores, transformadores, reactores, etc.
- En el dimensionamiento se deben considerar los dos efectos esenciales de las corrientes de falla: el mecánico y el térmico.
- Cuando sea necesario profundizar en este tema, se recomienda consultar textos y normas específicos.

NORMAS

- ANSI/IEEE C37.5.1979
“IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis”.
- ANSI C37.06.1971
“Schedules of Preferred Ratings and Related Required Capabilities for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis”
- ANSI/IEEE C37.010.1979
“IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis”.
- ANSI/IEEE C37.13.1981
“IEEE Standard for Low Voltage AC Power Circuit Breakers Used in Enclosures”.

Ejemplos 3.3 / 4.1 (Páginas 38y 55)

Para el sistema mostrado, calcular la corriente de falla (de interrupción) para cortocircuito trifásico en los puntos F_1 y F_2 . Considere como valores base 30 MVA y 6 KV en la zona de alta tensión y que la tensión de operación en esa parte del sistema es de 64 KV.

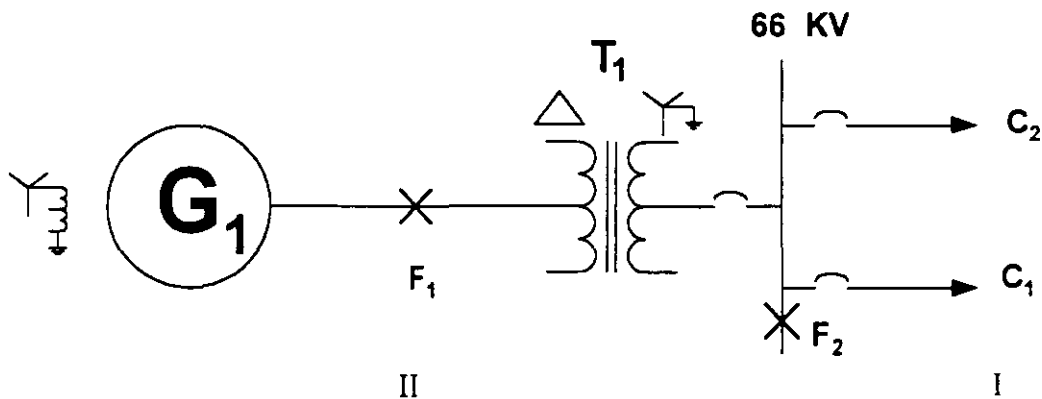


Figura. Diagrama unifilar para el problema.

Donde:

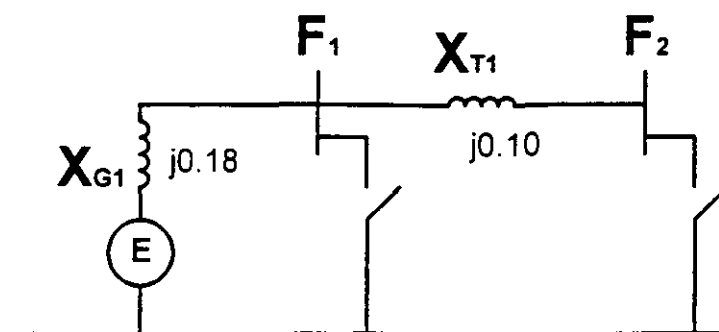
$G1 = 20 \text{ MVA}$, 3.81 KV , $X_{d''} = 0.12 \text{ pu}$

$T1 =$ Banco trifásico formado con unidades monofásicas, cada una de 10 MVA , $3.81/38.1 \text{ KV}$, $X = 0.1 \text{ pu}$.

$C1, C2 = 7.5 \text{ MW}$, 66 KV , $\cos \phi = 0.9$ inductivo.

Solución.

1. Diagrama de reactancias.



2. Valores base en cada nivel de tensión.

Zona de A.T. (Zona I)

$$S_{B_I} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{B_I} = 66 \text{ KV}$$

$$I_{B_I} = \frac{(30)(1000)}{(\sqrt{3})(66)} = 262 \text{ A}$$

Zona de M.T. (Zona II)

$$S_{B_{II}} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{B_{II}} = 66 * \left(\frac{3.81}{38.1 * \sqrt{3}} \right) = 3.81 \text{ KV}$$

$$I_{B_{II}} = \frac{(30)(1000)}{(\sqrt{3})(3.81)} = 4546 \text{ A}$$

3. Uniformación de valores de reactancias

$$X_{G_1} = 0.12 * \left(\frac{30}{20} \right) \left(\frac{3.81}{3.81} \right)^2 = 0.18 \text{ pu}$$

$$X_{G_2} = 0.10 * \left(\frac{30}{30} \right) \left(\frac{38.1 * \sqrt{3}}{66} \right)^2 = 0.10 \text{ pu}$$

4. Corrección de reactancias de elementos rotativos.

En este caso el factor de corrección para el generador es 1.0

5. Reactancias vistas desde el punto de falla.

$$X_{F1} = 0.18 \text{ pu}$$

$$X_{F2} = 0.18 + 0.10 = 0.28 \text{ pu}$$

6. Cálculo del valor simétrico de las corrientes de falla.

$$E = \frac{V_{op}}{V_b} = \frac{64}{66} = 0.97$$

$$I_{cc}(F_1) = \frac{0.97}{0.18}(4546) = 5.39(4546) = 24503 A$$

$$\cong 24.5 \text{ KA}_{\text{sim}} \cdot \text{rms. int.}$$

$$I_{cc}(F_2) = \frac{0.97}{0.28}(262) = 907 \text{ A}_{\text{sim}} \cdot \text{rms. int.}$$

7 Valores asimétricos de la corriente de falla.

Valores típicos de la relación $\frac{X}{R}$;

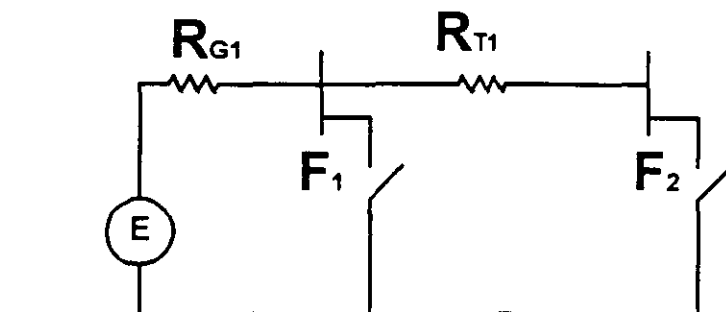
$$\text{Generador } \frac{X}{R} = 60$$

$$\text{Transformador(FOA)} \frac{X}{R} = 20$$

$$\frac{X}{R} = \left(\frac{X}{R} \right) \rightarrow R = \frac{X}{\frac{X}{R}}$$

$$R_{G1} = \frac{0.18}{60} = 0.003$$

$$R_{T1} = \frac{0.10}{20} = 0.005$$



$$R_{F1} = 0.003$$

$$R_{F2} = 0.003 + 0.005 = 0.008$$

Usando la tabla 8.3 para tiempos típicos de interrupción y la figura 8.7 de las notas para el factor de asimetría:

Falla F_1 (3.81 KV)

Tiempo de partida de contactos 4 ciclos.

$$\frac{X}{R} = 40 \text{ (solo el generador)}$$

$$K_a = 1.1$$

$$I_{CC}(F_1 \text{ Asim}) = (24.5)(1.10) = 26.95 \text{ KA}_{\text{asim}} \cdot \text{rms. int.}$$

Falla F_2 (66 KV)

Tiempo de partida de contactos 3 ciclos.

$$\frac{X}{R} = \frac{0.28}{0.008} = 35$$

$$K_a = 1.15$$

$$I_{CC}(F_2 \text{ Asim}) = (907)(1.15) = 1043 \text{ A}_{\text{asim}} \cdot \text{rms. int.}$$

8. Selección de interruptor (ver ejemplos adicionales).

Criterios básicos.

Ninguna capacidad interruptiva simétrica y asimétrica debe ser menor al valor de falla correspondiente que entregará el sistema.

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSION

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA

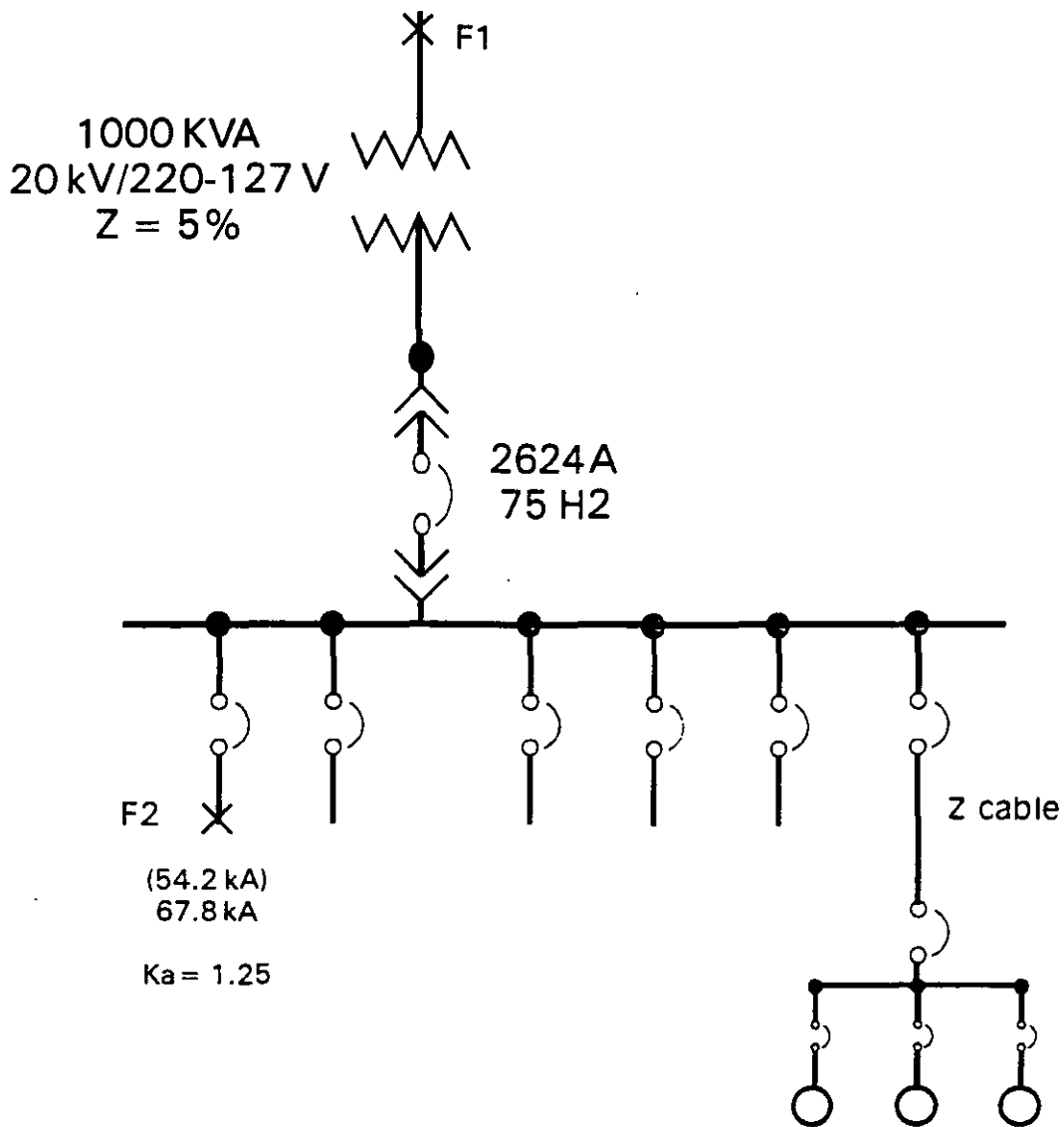
El valor entre paréntesis está dado en A simétricos

MARCO	A	240 V	480 V	MARCO	240 V	480 V
NEF	15-100	20 kA (18 kA)	15 kA (14 kA)	HEF	75 kA (65 kA)	30 kA (25 kA)
NFJ	70-225	30 kA (25 kA)	25 kA (22 kA)	HFJ		
NJL	70-500	50 kA (42 kA)	35 kA (30 kA)	HJL		40 kA (35 kA)
NM	125-1000			HM		

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

MARCO	A	240 V	480 V
25 H2	100-600	50 kA	25 kA
50 H2	200-1600	75 kA	50 kA
65 H2	300-2000	100 kA	75 kA
75 H2	1600-4000	100 kA	75 kA
100 H2	2000-4000	150 kA	100 kA

DETALLE DEL DIAGRAMA UNIFILAR



SOLUCIONES PARA ABATIR EL NIVEL DE CORTO CIRCUITO :

- * ESTUDIO MAS DETALLADO, CONSIDERANDO IMPEDANCIAS DE ALIMENTADORES
- * INTERRUPTORES DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA
- * REACTORES SUPLEMENTARIOS
- * INCREMENTAR IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR

EJEMPLO 4.2 (pág. 56)

Una industria va alimentarse en 20 kV, siendo la potencia de corto circuito en el punto de acometida de 500 MVA simétricos. Calcule la corriente simétrica de cortocircuito en el momento de interrupción en los puntos F_1 y F_2 , para los siguientes casos:

Caso	X_r	Aportación de motores
(a)	Valor real	Si
(b)	Bus infinito	Si
(c)	Valor real	No
(d)	Bus infinito	No

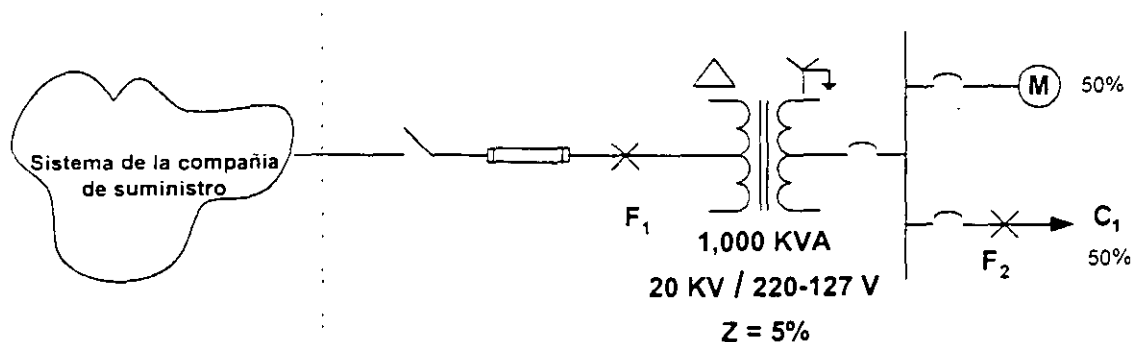
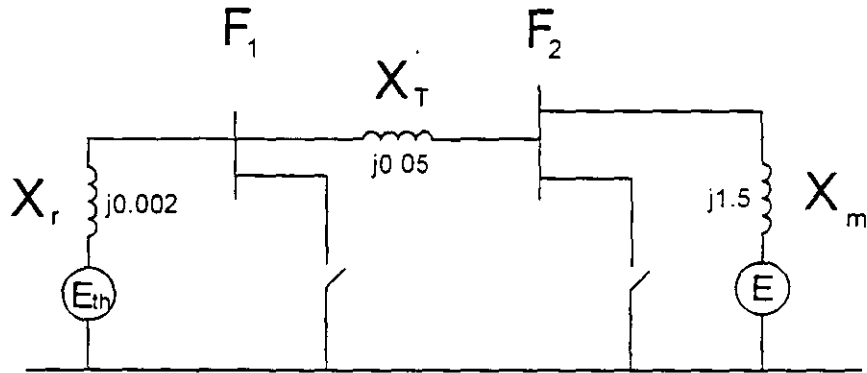


Figura. Diagrama unifilar de una fábrica alimentada en 20 kV.

SOLUCION

1.- Diagrama de reactancias.



2.- Valores base en cada nivel de tensión.

Zona de Baja tensión (220 V)

$$S_{B_I} = 1000 \text{ kVA} = 1 \text{ MVA}$$

$$V_{B_I} = 220 \text{ V} = 0.22 \text{ kV}$$

$$I_{B_I} = \frac{1000}{(\sqrt{3})(0.22)} = 2624 \text{ A}$$

Zona de M.T. (Zona II)

$$S_{B_{II}} = 1000 \text{ kVA} = 1 \text{ MVA}$$

$$V_{B_{II}} = 0.22 \left(\frac{20}{0.22} \right) = 20 \text{ kV}$$

$$I_{B_{II}} = \frac{100}{(\sqrt{3})(20)} = 28.87 \text{ A}$$

3.- Reactancia de Thevenin y uniformación de valores de reactancia.

$$X_r = \frac{S_B}{S_{cc}} = \frac{1}{500} = 0.002 pu$$

$$X_T = 0.05$$

No se requiere cambio por coincidir valores nominales con valores base del transformador.

4.- Corrección de reactancias de elementos rotativos.

(valores típicos de reactancias de motores en página 53)

(valores de corrección en tabla 8.4)

Asumiendo motores menores a 50 HP.

$$X_{M'} = 3 * X_d'' = 3 * (0.25) = 0.75$$

Cambio de base.

$$50\%(1000) = 500 kVA$$

$$X_{M'} = 0.75 \frac{1000}{500} = 1.5 pu$$

5.- Reactancias vistas desde el punto de falla.

Falla 1

$$a) X_{F_1} = \frac{(0.002)(0.05 + 1.5)}{(0.002) + (0.05 + 1.5)} = 0.002 pu$$

b) Sin sentido (valor infinito)

$$c) X_{F_2} = 0.002 + 0.05 = 0.052 pu$$

d) Sin sentido (valor infinito)

Falla 2

$$a) XF_2 = \frac{(1.5)(0.05 + 0.002)}{(1.5) + (0.05 + 0.002)} = 0.05025 pu$$

$$b) XF_2 = \frac{(1.5)(0.05)}{(1.5) + (0.05)} = 0.0484 pu$$

$$c) XF_2 = 0.002 + 0.05 = 0.052 pu$$

$$d) XF_2 = 0.05 pu$$

6. Cálculo del valor simétrico de las corrientes de falla.

Falla 1

$$a) I_{cc} = \frac{1}{0.001997} (28.87) = 14,454 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (20)(14,454)\sqrt{3} = 500.7 MVA$$

$$b) I_{cc} = S_{cc} = \infty$$

$$c) I_{cc} = \frac{1}{0.002} (28.87) = 14,435 A$$

$$S_{cc} = (20)(14,435)\sqrt{3} = 500 MVA$$

$$d) I_{cc} = S_{cc} = \infty$$

Falla 2

$$a) I_{cc} = \frac{1}{0.05020} (2624) = 52,219 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(52,219)\sqrt{3} = 19.9 MVA$$

$$b) I_{cc} = \frac{1}{0.04838} (2624) = 54,237 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(54,237)\sqrt{3} = 20.7 MVA$$

$$c) I_{cc} = \frac{1}{0.052} (2624) = 50,462 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(50,462)\sqrt{3} = 19.2 MVA$$

$$d) I_{cc} = \frac{1}{0.05} (2624) = 52,480 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(52,480)\sqrt{3} = 20 MVA$$

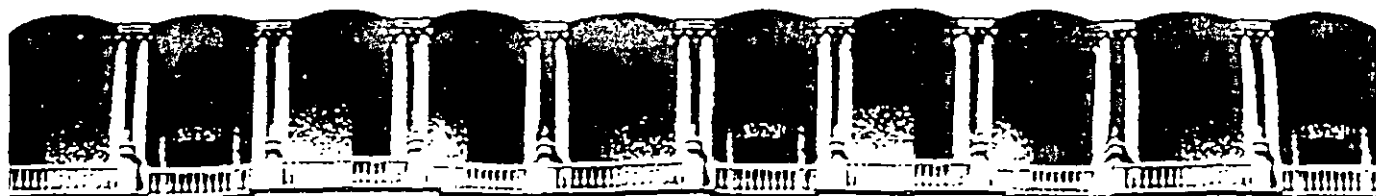
RESUMEN.

Falla 1 (20 kV)

CASO	I_{CC} (kA)	S_{CC} (MVA)
a) $X_r = 0.002$ + aportaciones de motores	14.454	500.7
b) $X_r = 0$ + aportaciones de motores.	∞	∞
c) $X_r = 0.002$ sin aportaciones de motores.	14.435	500.00
d) $X_r = 0$ sin aportaciones de motores.	∞	∞

Falla 2 (220 V)

CASO	I_{CC} (kA)	S_{CC} (MVA)
a) $X_r = 0.002$ + aportaciones de motores	52.219	19.9
b) $X_r = 0$ + aportaciones de motores.	54.237	20.7
c) $X_r = 0.002$ sin aportaciones de motores.	50.462	19.2
d) $X_r = 0$ sin aportaciones de motores.	52.480	20.0



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

*TEMA
ANEXO*

EXPOSITOR: ING. ABEL GARCIA OROPEZA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002

CONTROL

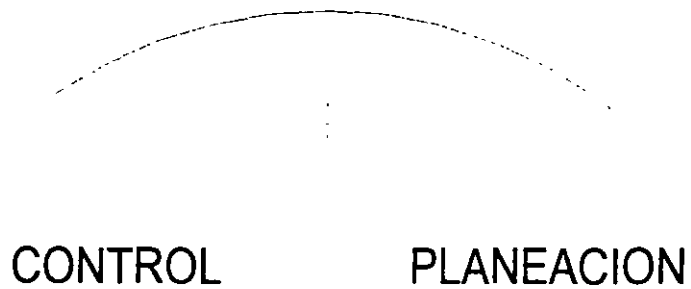
ACCION
CORRECTIVA

PARAMETRO

ANALISIS

REGISTRO

PROCESO ADMINISTRATIVO



EJECUCION ORGANIZACION

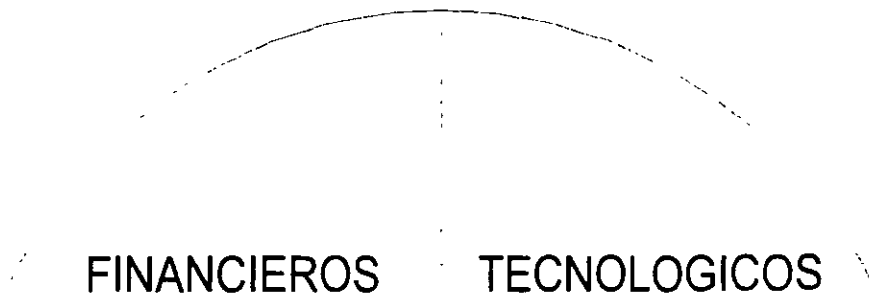
DESARROLLO DE LAS PERSONAS

SABER : CAPACITACION

PODER : ADIESTRAMIENTO

QUERER	:	* MOTIVAR	AUTOESTIMA
			MOTOR INTERNO
		* ESTIMULO	TRATO
			CALOR HUMANO
		* INCENTIVO	\$

RECURSOS



FINANCIEROS

TECNOLOGICOS

MATERIALES

HUMANOS

RECURSOS DE UNA PLANTA INDUSTRIAL

- DISEÑO DEL PRODUCTO
- MANO DE OBRA :
 - CAPACITADA
 - ENTRENADA
 - MOTIVADA / ESTIMULO / INCENTIVO
- MAQUINARIA MODERNA DE PRODUCCION
- INVENTARIO SUFICIENTE
- CAPACIDAD FINANCIERA

INGENIERIA DE DISEÑO ELECTRICO

- ENERGIA ELECTRICA DE ACUERDO A LOS REQUERIMIENTOS DE CADA AREA
 - DONDE SE NECESITA
 - CUANDO SE NECESITE
 - COMO SE NECESITE
- SISTEMA DE DISTRIBUCION DE ENERGIA ELECTRICA
 - PLANOS
 - MEMORIA DE CALCULO
 - ESPECIFICACIONES DE EQUIPO
 - ESPECIFICACIONES DE MATERIALES
 - CONSTRUCCION
 - PRUEBAS
 - OPERACION
 - MANTENIMIENTO
- VALOR ECONOMICO

CALIDAD DE LA ENERGIA

- COMPORTAMIENTO DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA
 - TENSION (V)
 - CORRIENTE (A)
 - FRECUENCIA (Hz)
- COMPARACION CON NORMAS Y EXPECTATIVAS

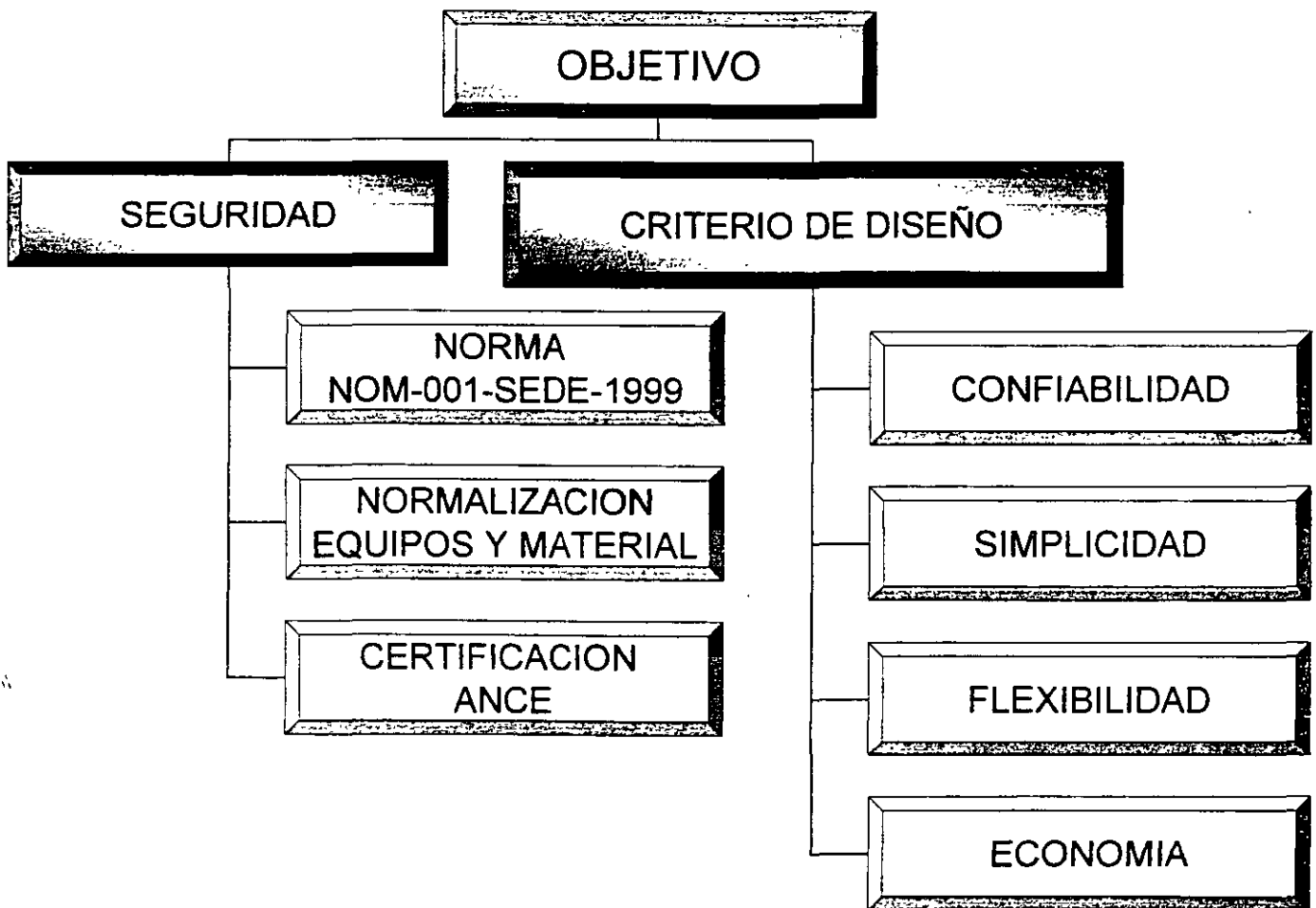
PLANEACION

- CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS
 - SEGURIDAD
 - FIABILIDAD
 - SIMPLICIADAD
 - FLEXIBILIDAD

- CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS
 - COSTO INICIAL
 - COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
 - COSTO DE FALLAS

- CARGAS CRITICAS
 - INDEPENDENCIA
 - EXCLUSIVIDAD
 - REDUNDANCIA

INSTALACIONES ELECTRICAS



CONSIDERACIONES DE DISEÑO

- SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA
- ANALISIS DE LAS CARGAS
- CENTROS DE CARGA
- PUNTOS BASICOS DEL SISTEMA
 - NIVELES DE TENSION
 - CONFIGURACION DEL SISTEMA
 - SUBESTACION(ES) ELECTRICA(S)
 - DISTRIBUCION SECUNDARIA
 - SISTEMAS COMBINADOS DE FUERZA Y ALUMBRAD
 - REGULACION DE TENSION
 - PROTECCION DE CIRCUITO CORTO
 - PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTES
 - CIRCUITOS DE EMERGENCIA
 - SISTEMA DE TIERRA
 - CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA
 - COORDINACION DE PROTECCIONES

INSTALACIONES ESPECIALES

- SISTEMA DE DETECCION DE INCENDIOS
- CIRCUITO CERRADO DE TELEVISION
- CONTROL DE ACCESOS
- ADMINISTRACION DE LA ENERGIA
- MONITOREO Y CONTROL

TENSIONES NORMALIZADAS

- NORMAS : ANSI C84.1 – 1995 TABLA1
: RANGOS DE OPERACIÓN
LA CURBA CBEMA
NMX-J-98-ANCE-1999 TABLA1
- DEFINICIONES:
 - TENSION DEL SISTEMA
 - TENSION DE SERVICIO
 - TENSION DE UTILIZACION
- CONEXIONES DE TRANSFORMADORES

ENVOLVENTES DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE

- NEMA 1. USOS GENERALES
- NEMA 2. A PRUEBA DE GOTEÓ
- NEMA 3. SERVICIO EXTERIOR
- NEMA 3R. A PRUEBA DE LLUVIA
- NEMA 4. A PRUEBA DE AGUA Y POLVO.
- NEMA 5. A PRUEBA DE POLVO
- NEMA 12. SERVICIO INDUSTRIAL.

CALIDAD DE LA ENERGIA

CALIDAD DE LA ENERGIA

- LA MAYORIA DE LOS USUARIOS RELACIONAN LA CALIDAD DE LA ENERGIA CON EL NUMERO DE PROBLEMAS QUE EXPERIMENTAN. SI NO HAY PROBLEMAS, LA CALIDAD DE LA ENERGIA ES BUENA. SI HAY UN GRAN NUMERO DE PROBLEMAS LA CALIDAD DE LA ENERGIA ES MALA

- AUNQUE ES CLARO QUE EL USO DE CIERTO TIPO DE EQUIPO DISMINUYE LA CALIDAD DE LA ENERGIA O HACE QUE UNA INSTALACION SEA MAS SUSCEPTIBLE A ELLA, LOS PRINCIPALES PROBLEMAS SE RELACIONAN CON: EL DISEÑO DE LA INSTALACION ELECTRICA

CALIDAD DE LA ENERGIA

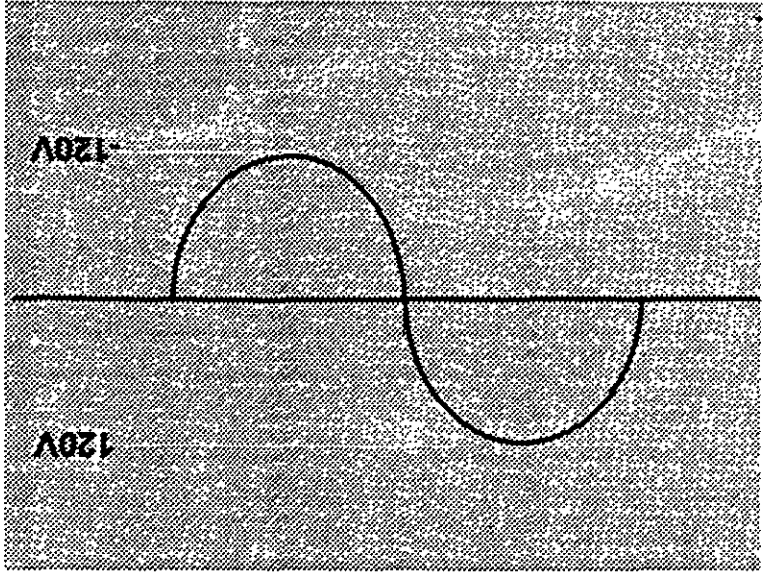
CALIDAD... ENERGIA...

- LA ENERGIA SE DEFINE COMO LA CAPACIDAD QUE TIENEN LOS CUERPOS DE EFECTUAR UN TRABAJO. LA EXPERENCIA DEMUESTRA QUE CONFORME LA ENERGIA ES UTILIZADA PARA PROVEER CAMBIOS EN LA MATERIA PIERDE CAPACIDAD PARA SER EMPLEADA NUEVAMENTE.
- EL PRINCIPIO DE CONSERVACION DE LA ENERGIA HACE REFERENCIA A LA CANTIDAD, PERO NO A LA CALIDAD. LA CUAL ESTA RELACIONADA CON LA POSIBILIDAD DE SER UTILIZADA AUN CUANDO LA CANTIDAD DE ENERGIA SE CONSERVA EN UN PROCESO DE TRANSFORMACION. SU CALIDAD DISMINUYE.

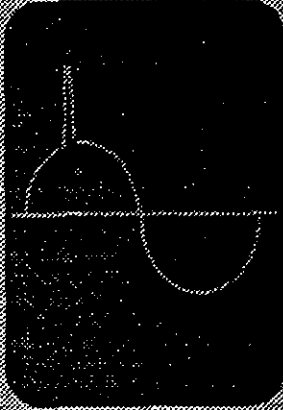
?Qué es la Calidad de la Energía?

- "Es el concepto de alimentar y atenuar equipo sensible de tal manera que pueda operar correctamente"
- La definición de Calidad de la Energía no puede estar limitada a las características de la alimentación. Esta debe además incluir los requerimientos de la carga.

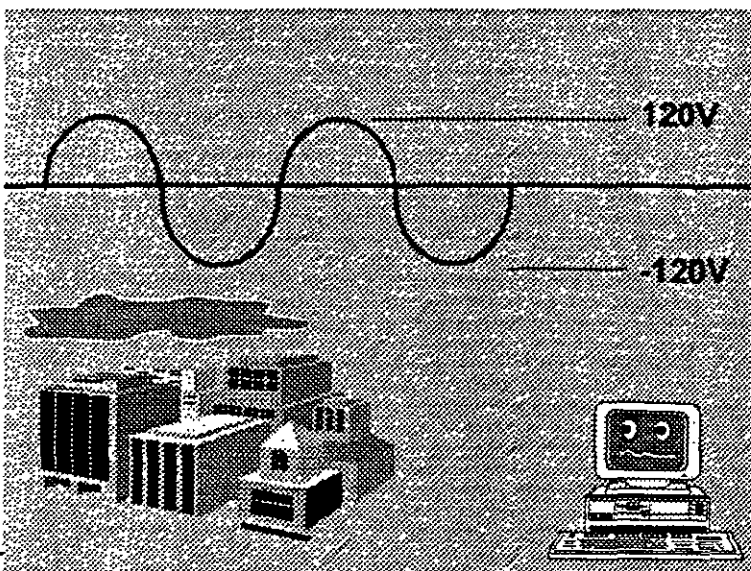
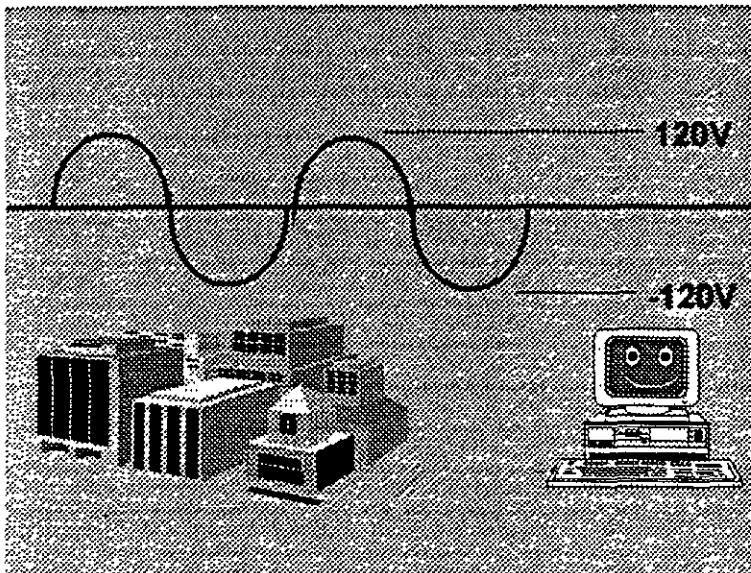
IEEE 1100-1992

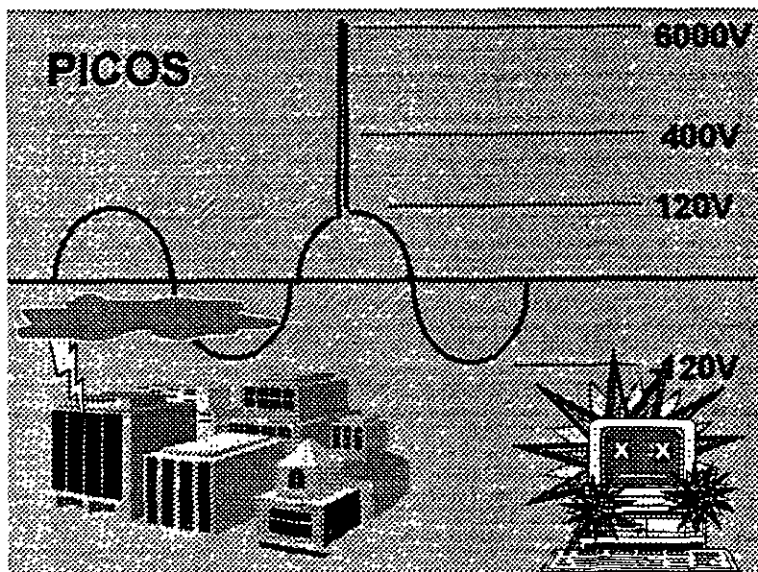


PICOS

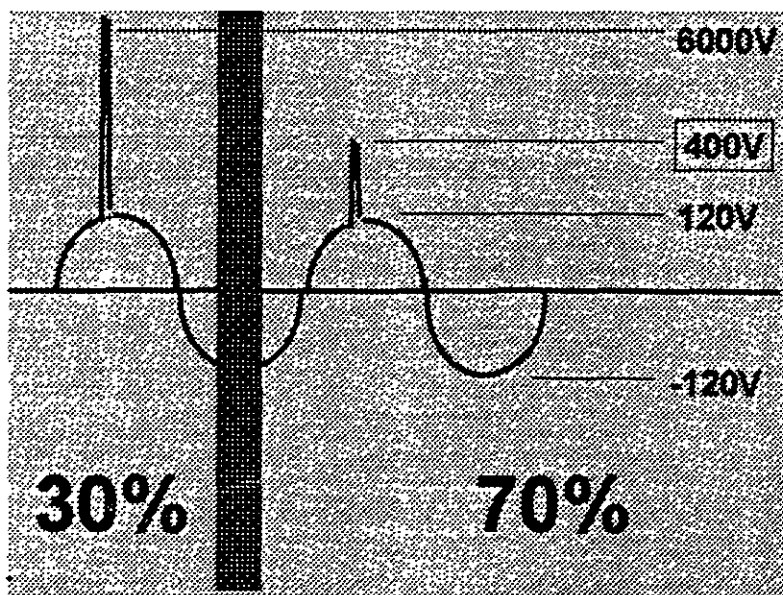
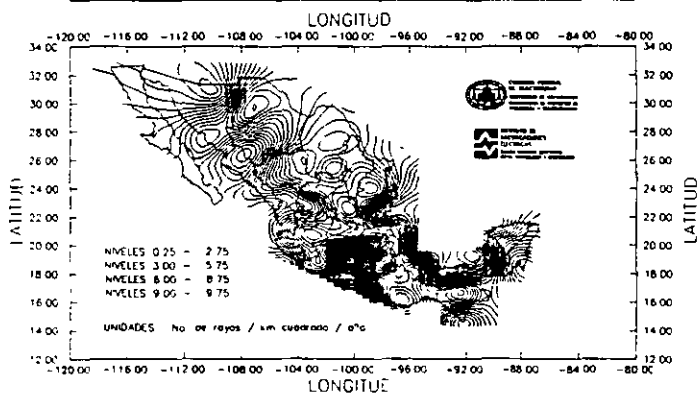


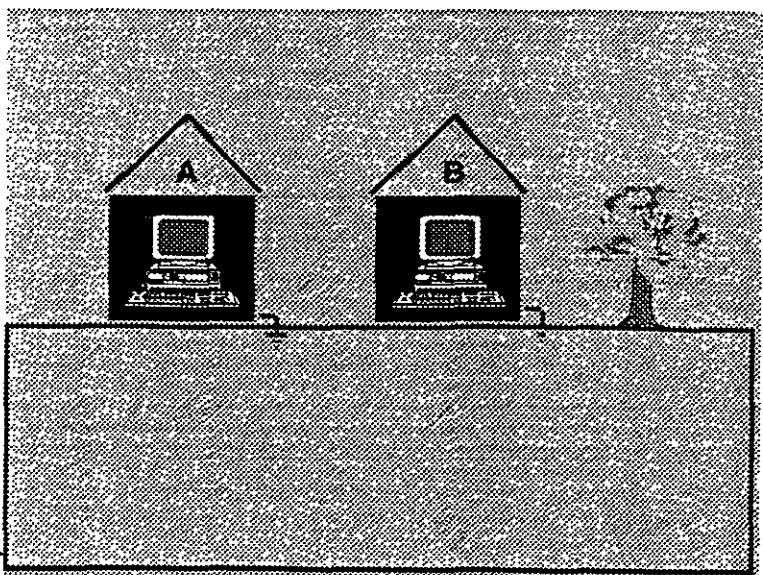
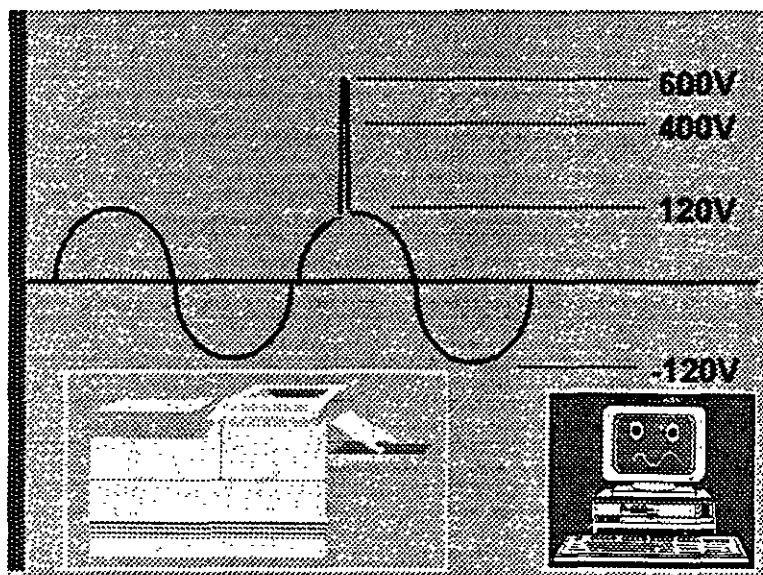
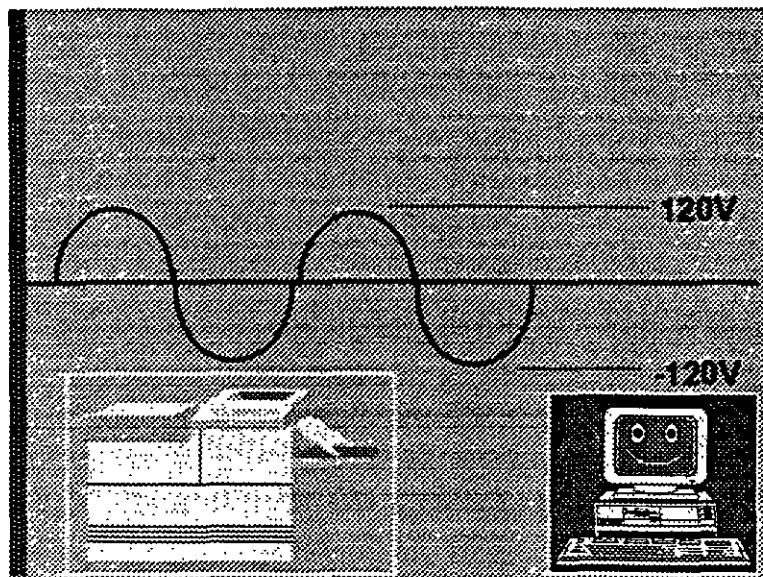
- Picos de Alto Voltaje
- Corta Duración
- Causados Por:
 - Relampagos
 - Switcheo Constante
 - Motores Eléctricos
 - Desconexión de Cargas
- Fallas de cableado
- Fallas en equipo
- Daño Latente

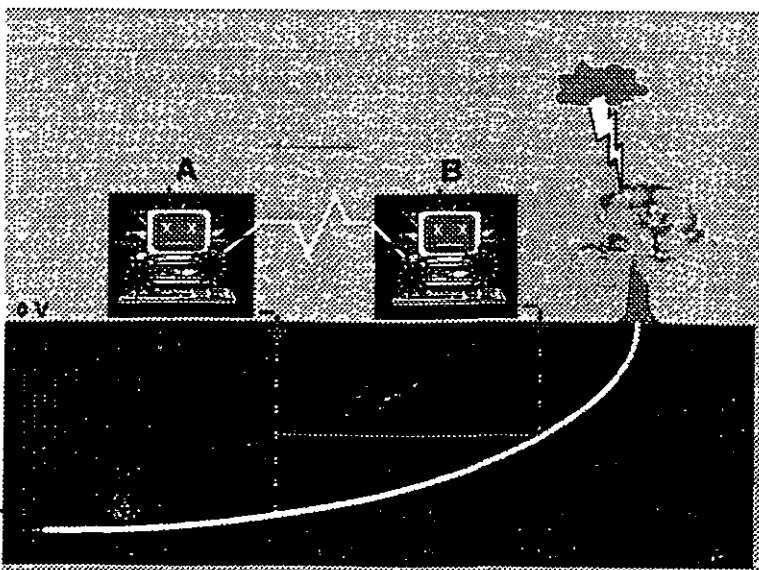
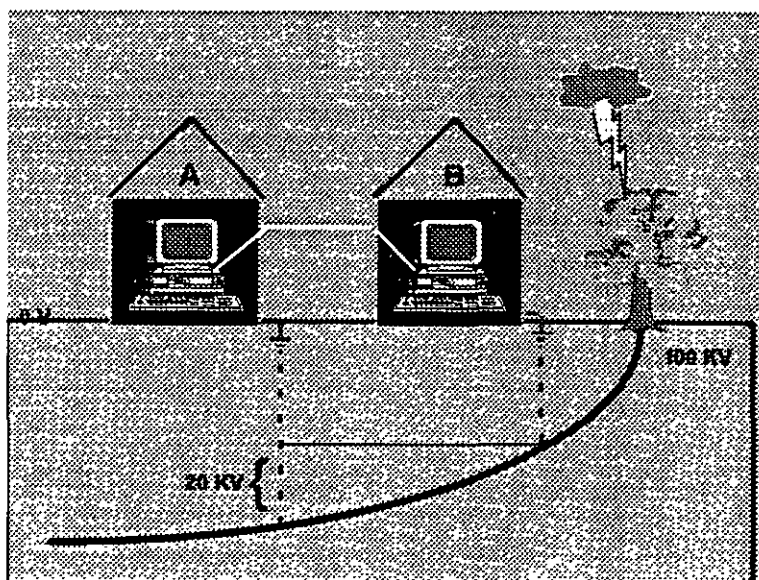
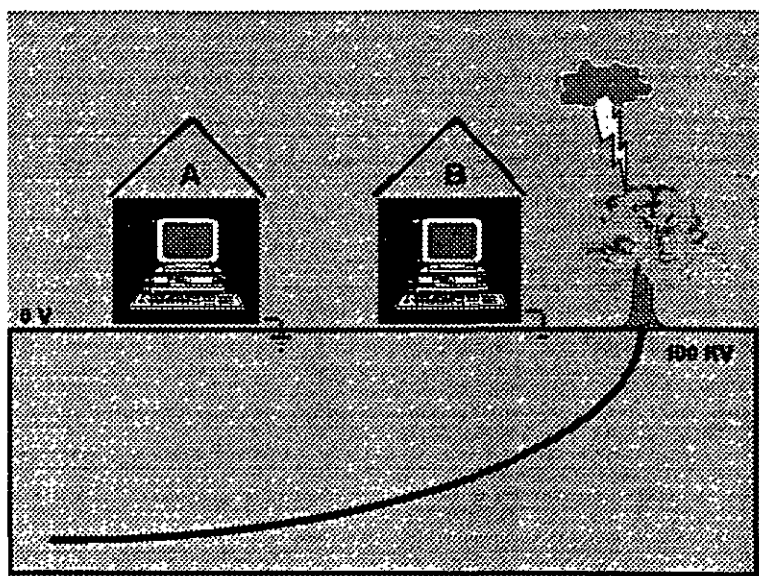


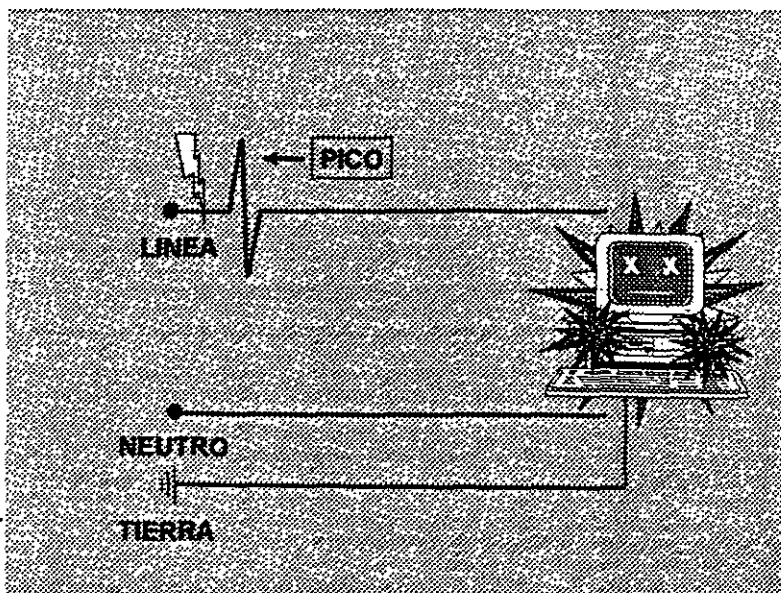
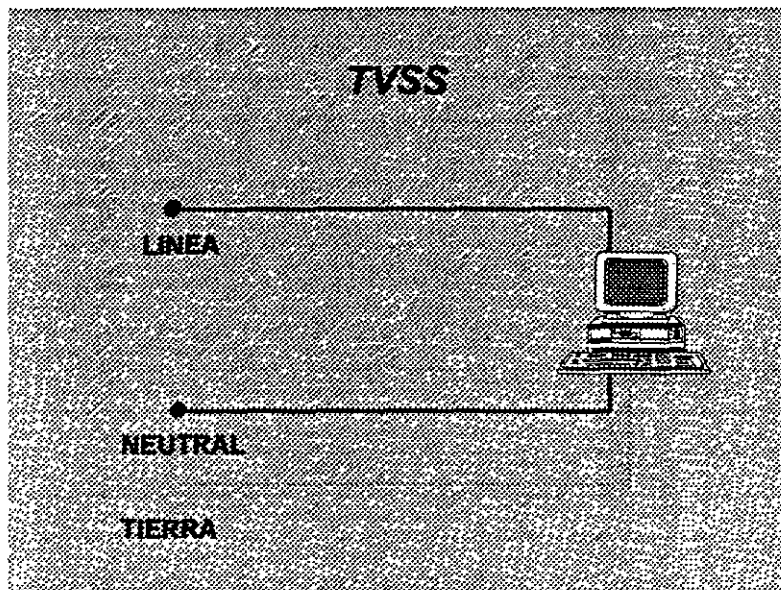
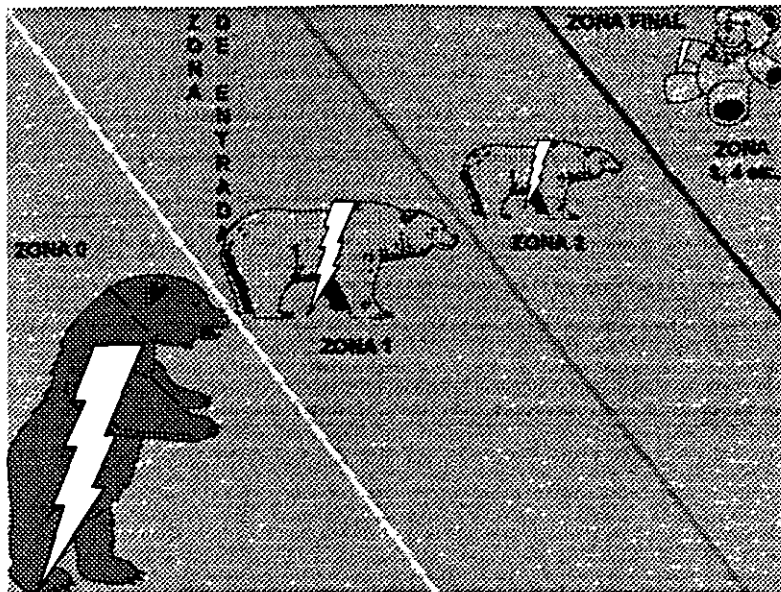


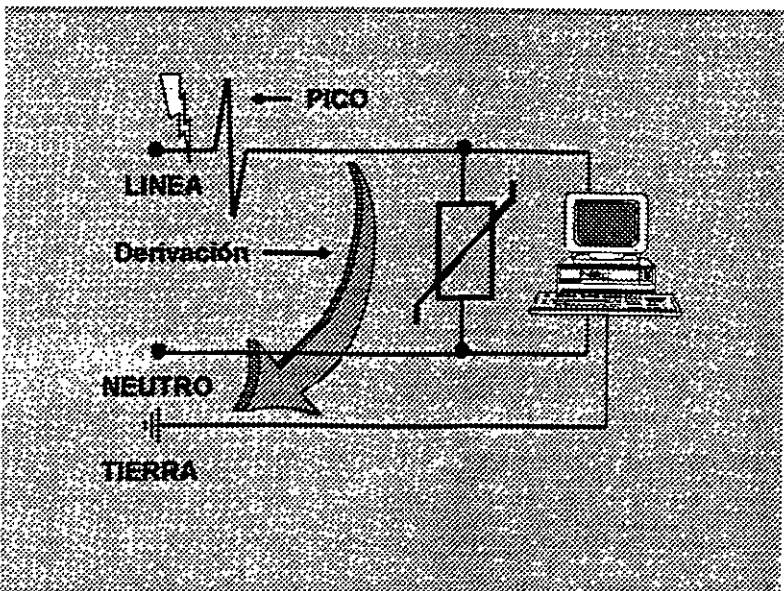
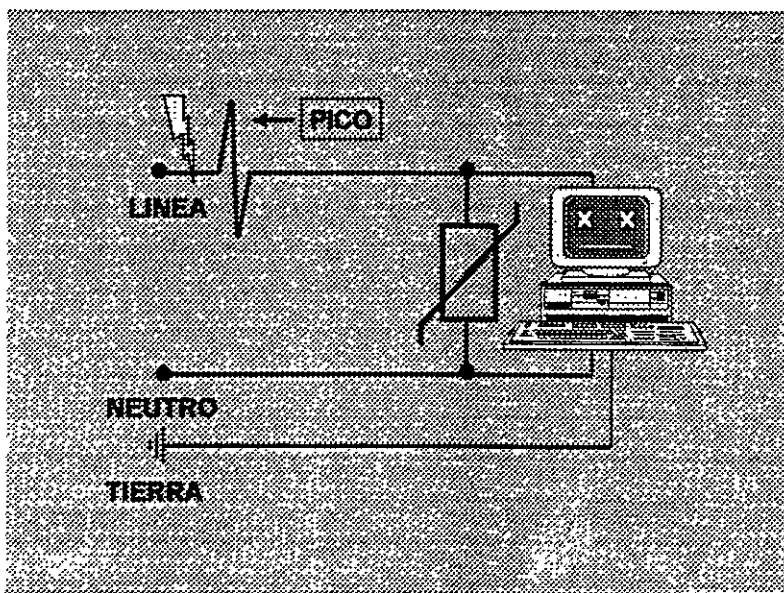
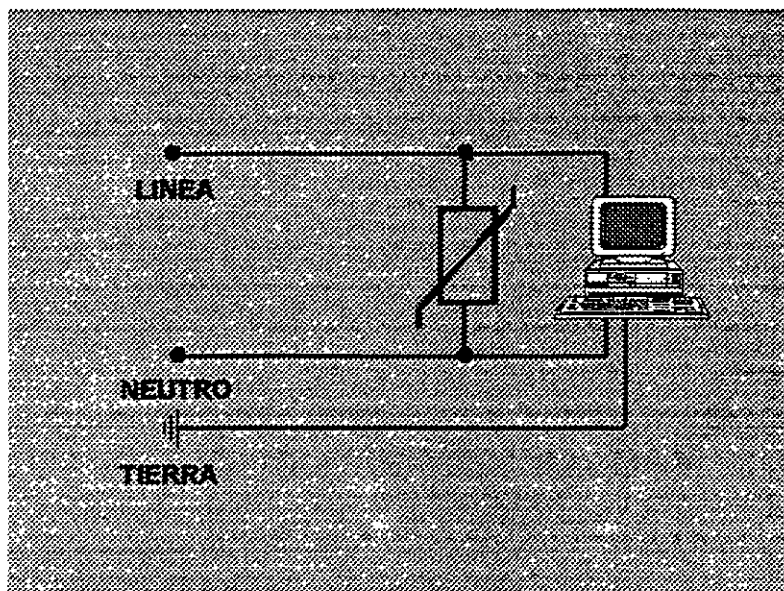
MAPA DE ISODENSIDAD DE RAYOS A TIERRA 1983-1993

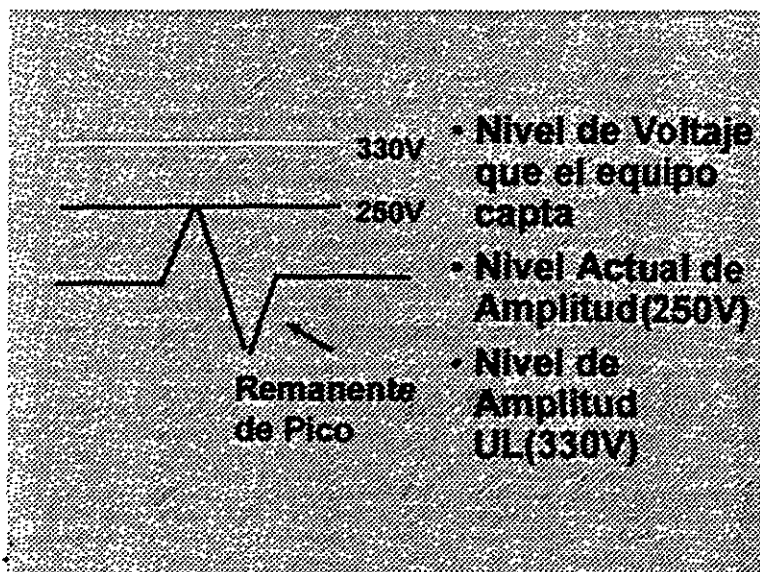
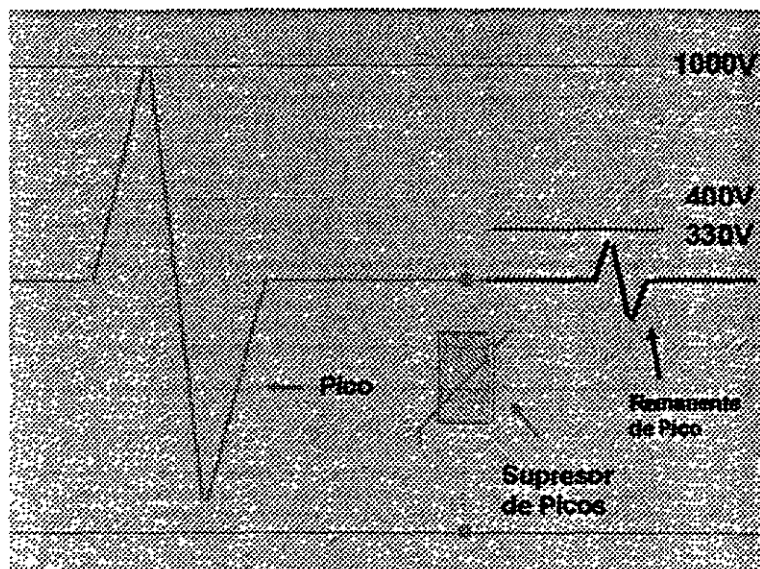
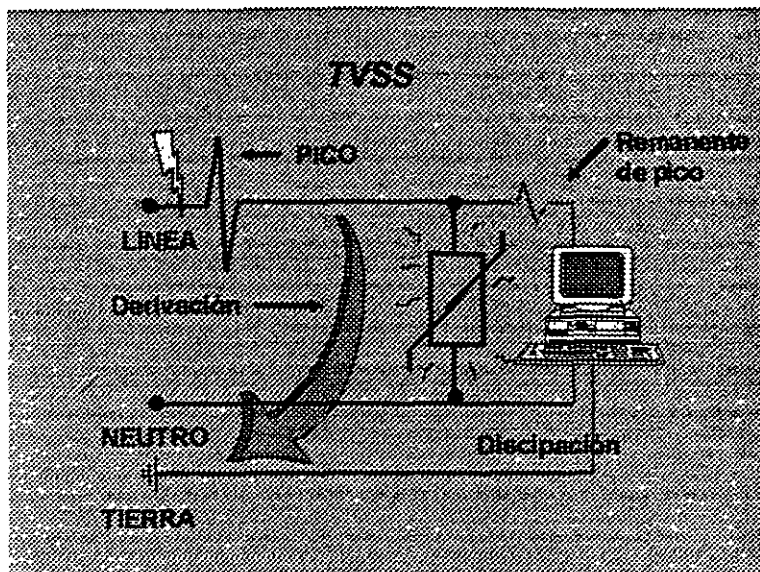




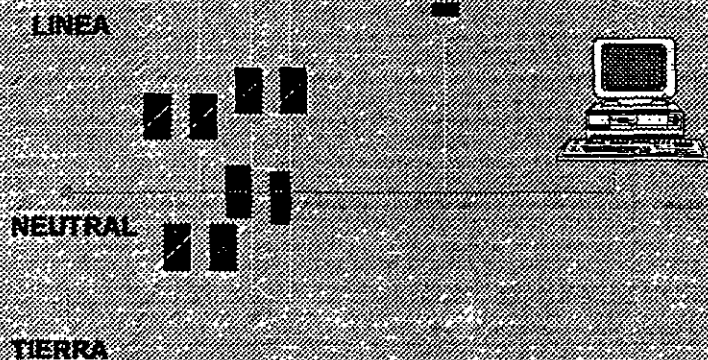




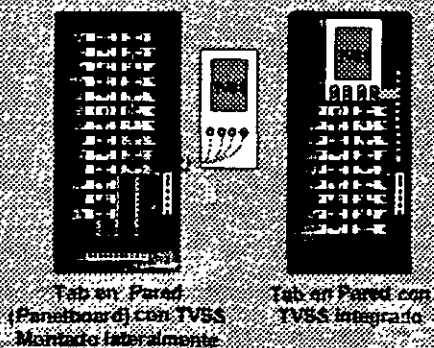
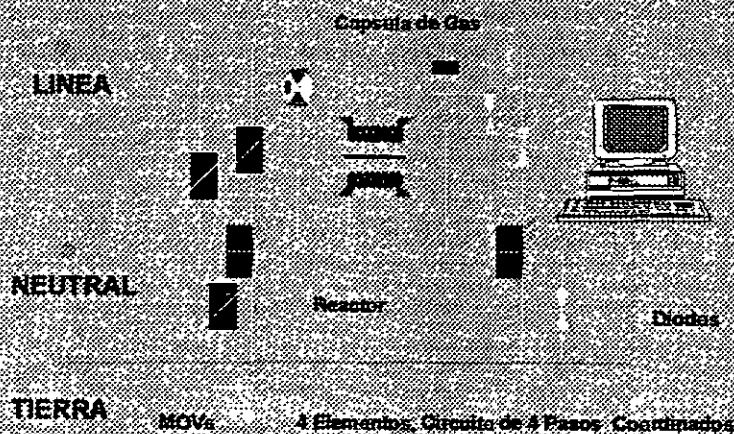




SUPRESOR DE PICOS GRADO COMPUTACION



SUPRESOR DE PICOS HIGH PERFORMANCE



Aterrizado de Equipo

- Es la base fundamental para un sistema de distribución confiable
- Crítico en la operación de sistemas de redes de comunicación y computadoras
- Está relacionado con aprox. la mitad de todos los problemas de Calidad de la Energía

Aterrizado de Equipo

Razones para aterrizar los equipos:

- Seguridad personal
- Protección del equipo
- Calidad de la Energía

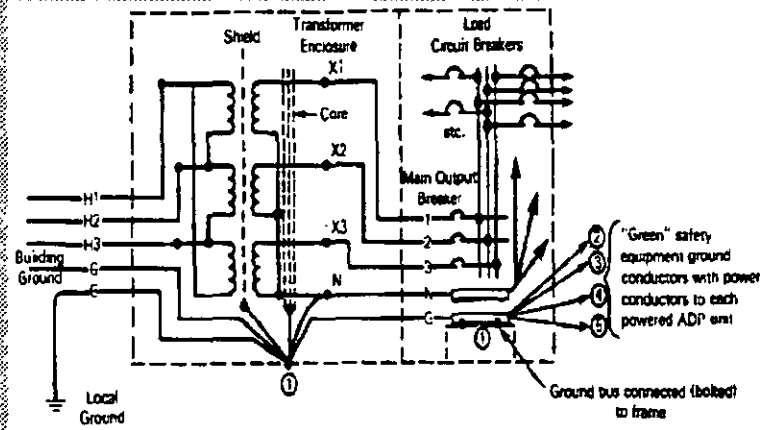
Aterrizado de Equipo y Calidad de la Energía

- El NEC (National Electrical Code) también provee, en su art. 250, los lineamientos de requerimientos básicos para asegurar la operación adecuada de equipos sensibles.
- La FIPS 94 (Federal Information Processing Standards Publicación 94 de los EUA) provee métodos adicionales que son típicamente necesarios para asegurar una operación confiable del equipo electrónico

Aterrizado del Equipo

- Configuración de un sistema con un solo punto de tierra

The diagram illustrates a single-point grounding system. On the left, a transformer is shown with its primary winding connected to lines H1, H2, and H3, and its secondary winding connected to lines X1, X2, and X3. The transformer is enclosed in a 'Shield' and 'Transformer Enclosure'. The secondary winding is connected to a 'Core'. The primary winding is connected to a 'Building Ground' and a 'Local Ground'. The secondary winding is connected to a 'Main Output Breaker' and a 'Load Circuit Breakers' section. The 'Main Output Breaker' is connected to a 'Ground bus connected (bolted) to frame'. The 'Load Circuit Breakers' section is connected to a 'Green' safety equipment ground conductor with power to each powered ADP unit. The 'Green' safety equipment ground conductor is connected to a 'Ground bus connected (bolted) to frame'.



Aterrizado del Equipo

Sistema de Señal de Referencia

Cable de conex. 24 puñ. Max. Típico

Conector

Cable de Com en tubo (típico)

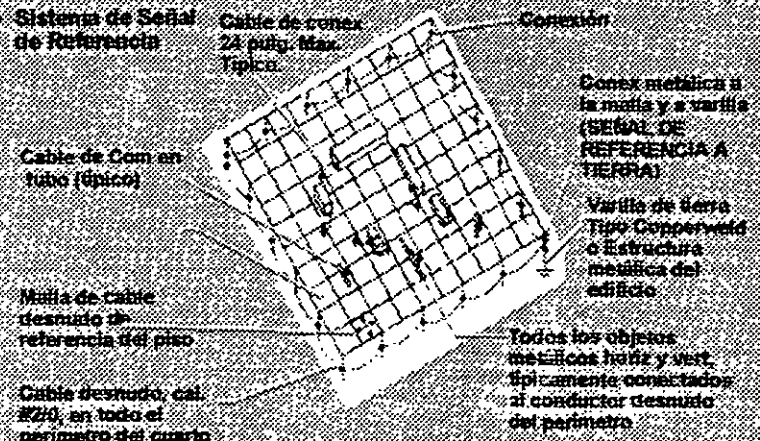
Conex. metálica a la malla y a varilla (SEÑAL DE REFERENCIA A TIERRA)

Malla de cable desnudo de referencia del piso

Varilla de tierra Tipo Copperweld o estructura metálica del edificio

Cable desnudo, cal. #20, en todo el perímetro del cuarto

Todos los objetos metálicos huecos y verticales conectados al conductor desnudo del perímetro



Aterrizado de Equipo y Calidad de la Energía

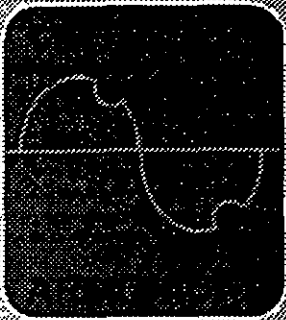
Separar el ruido inherente de las señales de comunicación:

- Evite crear lazos cerrados de tierras
- Minimice la influencia de radiación o ruido de radio frecuencia
- Provea un camino de baja impedancia a tierra

Separar el ruido inherente de las señales de comunicación:

- **Evita crear lazos cerrados de tierras**
- **Minimice la influencia de radiación o ruido de radio frecuencia**
- **Provea un camino de baja impedancia a tierra**

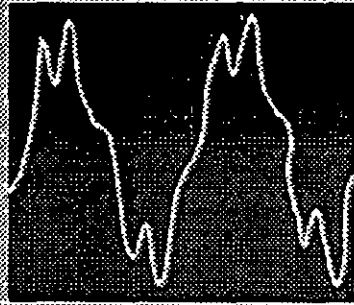
ARMONICAS



- Causados por:
 - Cargas rectificadoras
 - Cargas no lineales
- Sobrecalentamiento del Neutro
- Aislamientos Rotos

Distorsión por Armónicos

Los problemas con armónicos se están haciendo mas aparentes porque mas equipo que produce armónicos está siendo aplicado a los sistemas eléctricos: Var. De vel de CA, UPS, balastros electrónicos, etc



Armónicas



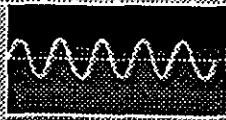
$$f(x) = \sin(x) + \frac{\sin(5x)}{5}$$

Forma de onda distorsionada por armónicos



$$f(x) = \sin(x)$$

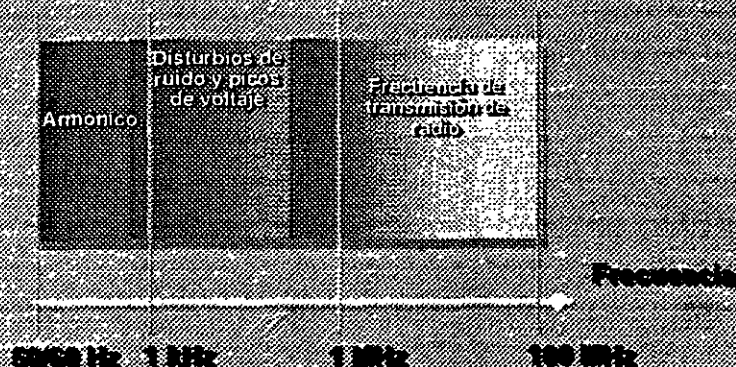
Puede ser separada en una serie de ondas senoidales



$$f(x) = \frac{\sin(5x)}{5}$$

Las ondas tienen una frecuencia que es un múltiplo de la fundamental

Frecuencias de los Armónicos



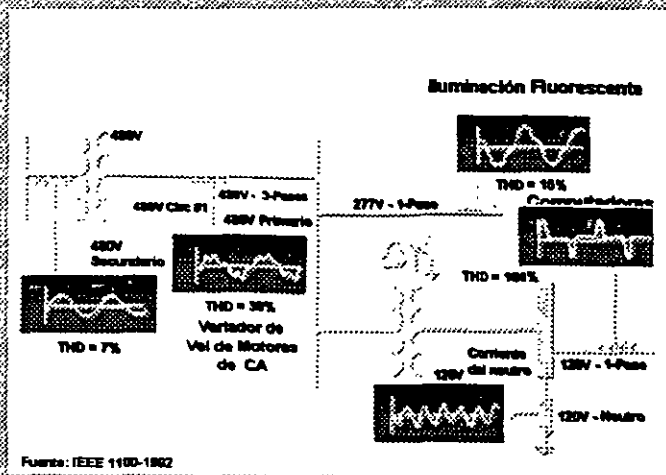
Fuente: *Essential Handbook for Power Quality Analysis*

Fuentes

Las categorías grates de cargas no lineales comunes son:

- **Equipo electrónico de potencia:** Variadores de Vel de motores de CA, Unidades Ininterrumpidas de Poder (UPS), etc.
- **Soldadoras eléctricas (de arco)**
- **Ballastres de descarga de iluminación**

Armónicas



Sintomas Generales:

- Calentamiento
- Daño a aislamientos
- Malfuncionamiento de Circuitos

Sintomas Especificos:

- Calentamiento de transformadores
- Calentamiento de motores y generadores
- Vibraciones en motores y generadores
- Calentamiento del neutro
- Disparo de interruptores
- Deterioro de aislamiento
- Malfuncionamiento de equipo de control electrónico
- Lecturas inconsistentes en medidores
- Malfuncionamiento de reguladores de voltaje
- Menor conducción en cables

Límites de distorsión de armónicos en voltaje

Recomendaciones de IEEE (Practica 519 - 1992)

Máxima Distorsión en Voltaje en % *

	Menor a 69kV	69-138kV	138kV y mayor
Máximo por una Armónica individual	3.0	1.5	1.0
Distorsión Total de Armónicos (THD)	5.0	1.5	1.5

* % de la frecuencia fundamental de voltaje

Máxima Distorsión de Armónicos en Corriente

Recomendaciones de IEEE (Práctica 519 - 1992)

Orden de Armónico (Armónicos Impares)						
LA	4-11	11-13	13-17	17-19	19-23	TDD
<25	4.0	3.0	1.5	0.5	0.2	0.0
25-100	7.0	3.5	2.5	1.0	0.5	0.0
100-1000	10.0	4.5	3.0	1.5	0.7	12.0
1000-10000	12.0	5.5	4.0	2.0	1.0	16.0
>10000	14.0	7.0	5.0	2.5	1.4	20.0

iso = 1 short circuit

IL = 1 load

TDD = Tot Demand Dist.

En % de la fundamental

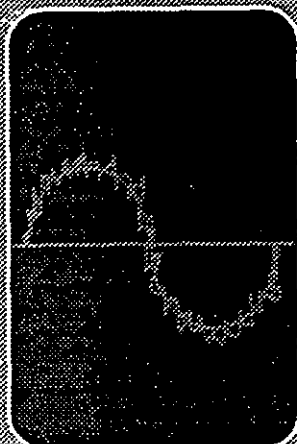
Acciones Correctivas:

- Filtros pasivos de armónicos (circ. LC)
- Filtros activos de armónicos (inyectan corriente igual pero en oposición)
- Bus neutro al 200%
- Transformadores con factor K
- Cancelación de armónicos (con conexiones de transf delta-delta y delta-estrella)
- Transformadores de aislamiento o reactores de línea (conectados a los variadores de vel. De CA)
- Trampas de secuencia cero (3^a, 9^a, 15^a, etc)

Soluciones en el diseño:

- Cargas de baja generación de armónicos
 - Var. De Vel. De CA de bajos armónicos
 - Balastros de iluminación de baja distorsión
 - Cargas electrónicas de baja distorsión de armónicos
- Transformadores con cambio de fase (para cancelación de armónicos)

RUIDO



• ALTA FRECUENCIA

• Causado por:

- Contactos Arqueados
- Interferencia de Radio Frecuencias
- Interferencia Electromagnética
- Mal Aterrizaje

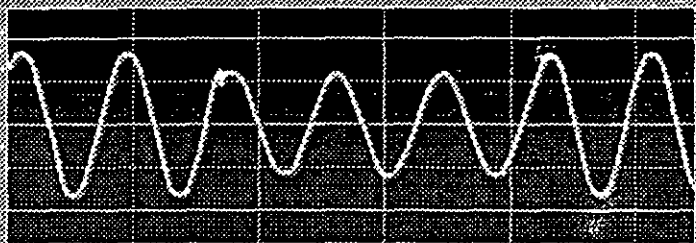
• Daño Latente

• Pérdida de Datos

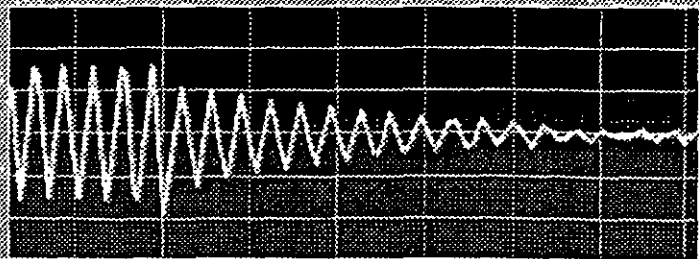
Variaciones de Voltaje

Definiciones

- Bajo Voltaje (sag) – Disminución en el voltaje RMS con duración desde 1/2 ciclo hasta algunos segundos



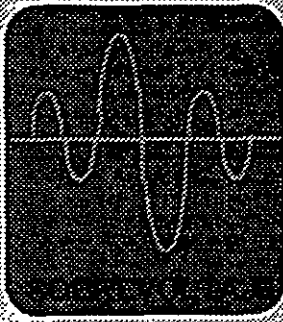
- Interrupción - Pérdida completa de voltaje



- Momentáneo 0.5 ciclo - 3 segundos
- Temporal 3 segundos - 1 minuto
- Faltas > 1 minuto

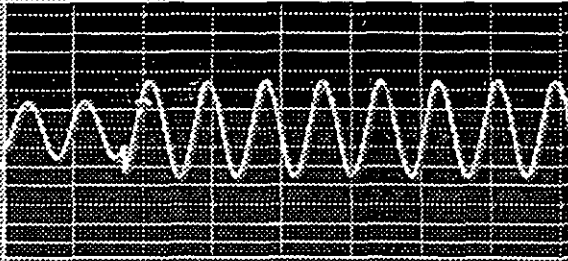
Recomendaciones de la IEEE (Practice 519 - 1992)

Sobrevoltaje



- Causado por:
 - Proximidad cercana a una subestación
 - Apagar los aparatos repentinamente
 - Fallos en el servicio
- Daño Latente
- Daño a los Equipos

- Sobrevoltaje – incremento del voltaje RMS con duración mayor a varios segundos

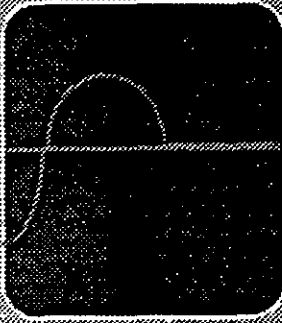


Síntomas

Bajos Voltajes:

- Reinicio o no respuesta (trabado) de computadoras
- Contactores o accionamientos de motores que se desmemorizan (se desenchavan)
- Trabado de PLC y paro de procesos
- Corrupción de datos
- Apagado de lámparas de alta intensidad de iluminación

APAGON

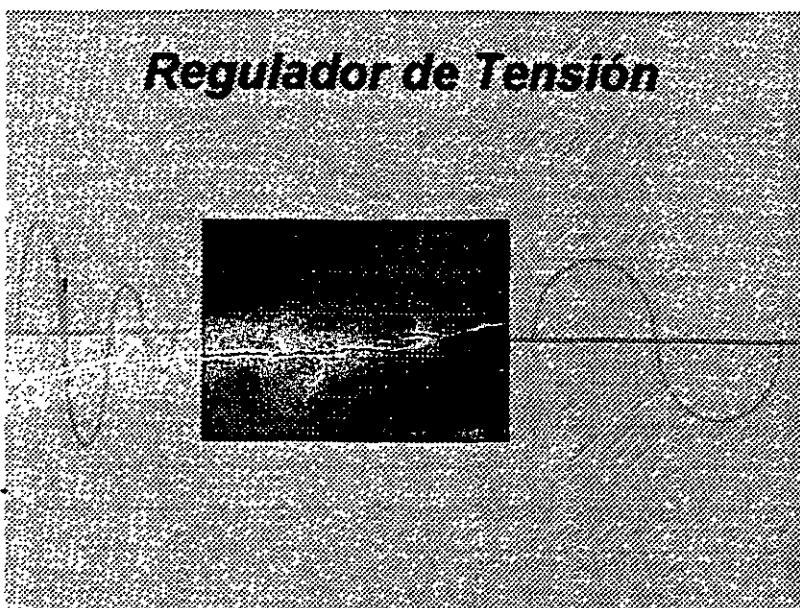
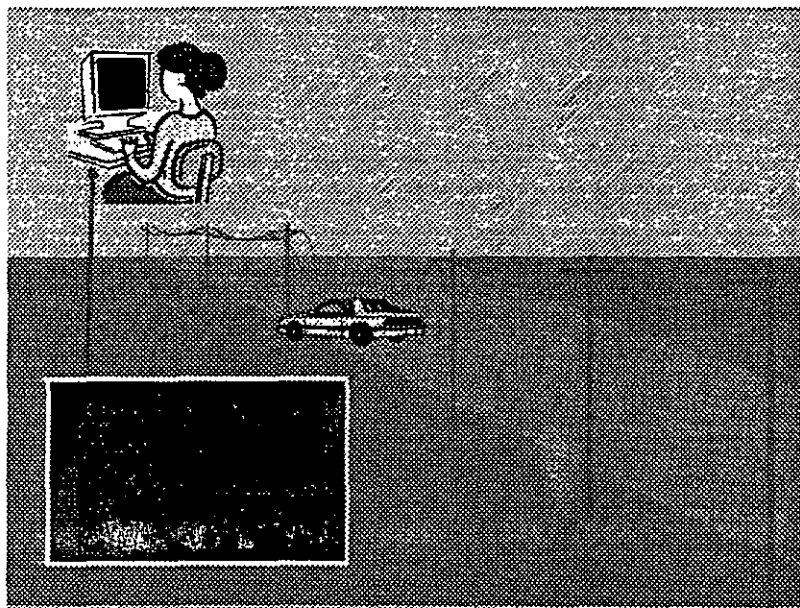


- Pérdida Total de la Energía
- Causado por:
 - Falla en el Servicio
 - Falla en el Generador
 - Sobrecarga de Circuitos
- Pérdida de Datos no salvados
- Daño al equipo

Interrupción:

- Mismas características que los bajos voltajes
- Los equipos pueden no reenergizarse sin un restablecimiento ("reset")



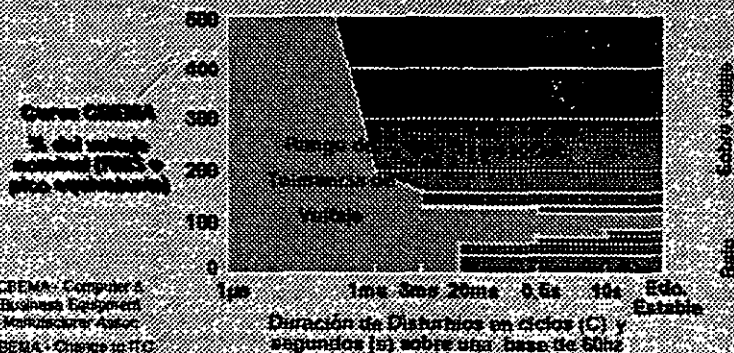


Abstract

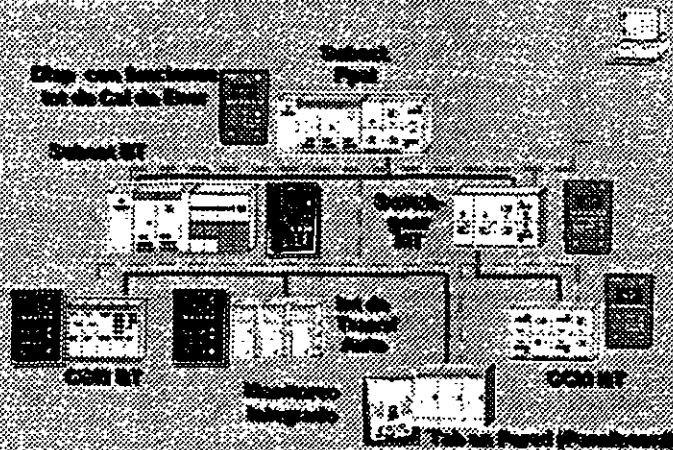
Regulador electrónico de Voltaje	Típicamente $\pm 1\%$ Voltaje Regulación < 0.50 Ciclo
Regulador de voltaje ferresonante	$\pm 20-40\%$ Respuesta continua
Motor-Generador con rueda de inercia	Dependiente de la carga respuesta continua
Generador	Típicamente con un retraso 4-10 seg.
Unidad ininterrumpible de potencia (UPS)	100% de regulación
Interrupción de transferencia con fuente alterna	Continuo hasta 15 min. Aprox < 0.25 Ciclos

Variaciones de Voltaje

Curva CBEMA – Guía de disturbios de voltajes



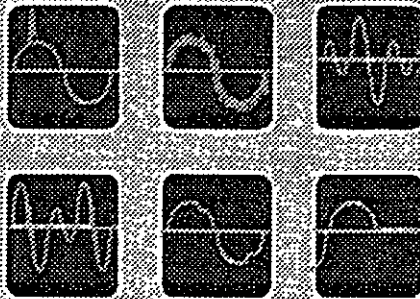
Monitorare

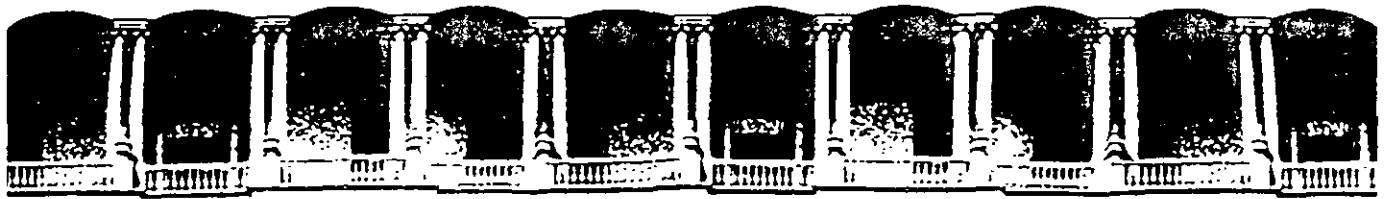


Diseños para Calidad de la Energía y Consideraciones de Aplicación

- **Asegurar la integridad del sistema de tierras**
- **Limitar la creación de problemas de calidad de la energía**
- **Atenuar los problemas de Calidad de la Energía**
- **Cuando sea posible, soportar una pobre Calidad de la Energía**

CALIDAD DE LA ENERGÍA





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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

*MODULO II
CA 135*

*INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

*REACTANCIAS DE LOS COMPONENTES DEL
SISTEMA*

**EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTINEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

2 REACTANCIAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

En este capítulo se estudian brevemente los componentes de un sistema eléctrico, estableciendo para cada uno, su circuito equivalente y las ecuaciones necesarias para calcular su impedancia.

2.1 CIRCUITOS EQUIVALENTES.

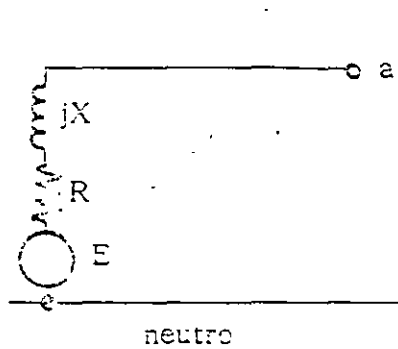
Los cuatro componentes fundamentales de un sistema eléctrico son: generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas. El circuito equivalente de un componente es aquella representación eléctrica monofásica que describe de manera aproximada el comportamiento real del componente. El circuito equivalente viene a constituir un modelo del elemento a representar.

Se usa un circuito monofásico debido a que se supone al sistema en estado estable equilibrado (EEE), de modo que basta resolver una sola fase. Los valores para las fases restantes se obtienen defasando 120° y 240° los valores de la fase estudiada.

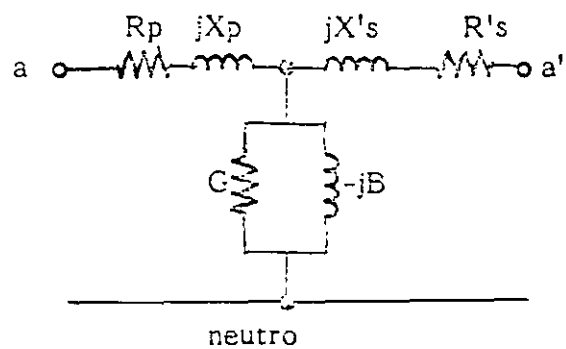
En la figura 2.1 se muestran los circuitos equivalentes correspondientes a los cuatro componentes.

2.2 EL GENERADOR.

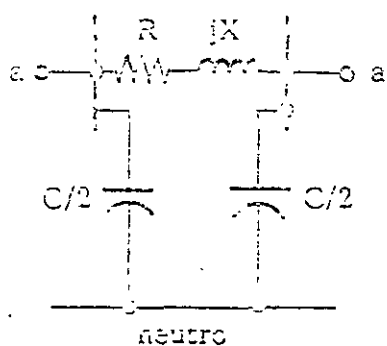
Los generadores son máquinas síncronas cuya función es la de producir la energía eléctrica que será transportada hasta los sitios de consumo. El generador es el componente más complejo de un sistema eléctrico,



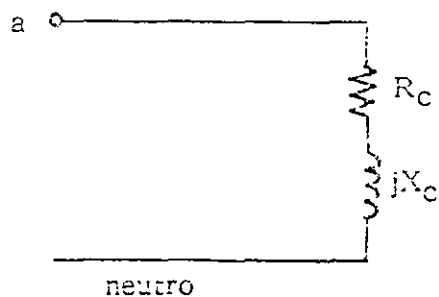
(a) GENERADOR



(b) TRANSFORMADOR



(c) LINEA DE TRANSMISION



(d) CARGA ESTATICA

Figura 2.1 Circuitos equivalentes de los componentes.

pues en el proceso de conversión de la energía se presentan fenómenos mecánicos, eléctricos y magnéticos. Su construcción varía dependiendo del tipo de primotor o turbina; existen básicamente dos tipos: de rotor cilíndrico o polos lisos para turbinas térmicas, y de polos salientes, para turbinas hidráulicas. La figura 2.2 muestra estos dos tipos.

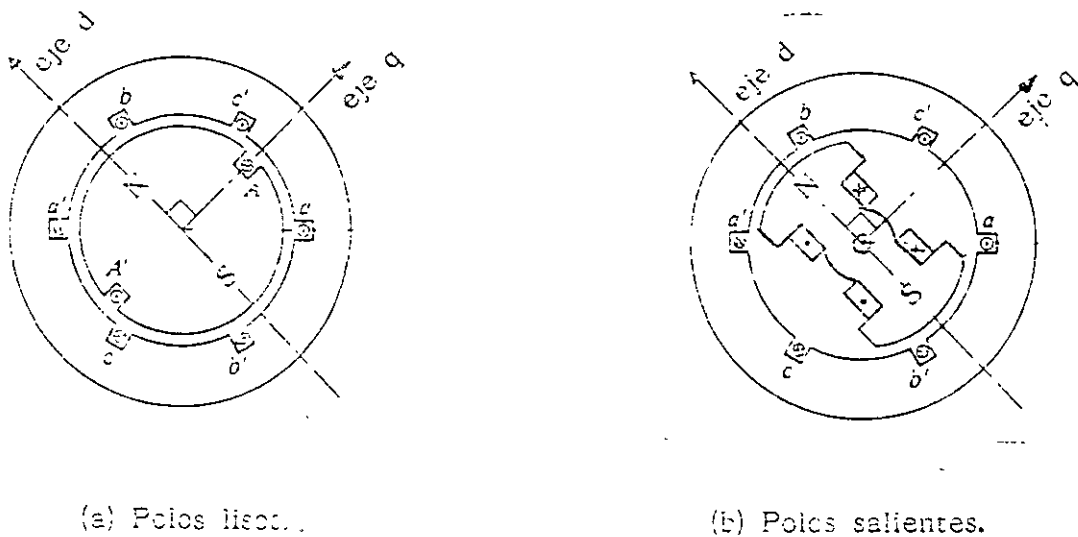


Figura 2.2 Tipos de generadores síncronos.

En ambos tipos de generadores se definen en estado estable dos reactancias: la de eje directo (X_d), asociada con el flujo en dirección del eje polar, y la reactancia de eje en cuadratura (X_q), asociada con el flujo en dirección perpendicular al eje polar. Estas dos reactancias son notablemente diferentes para hidrogenadores debido a la no uniformidad del entrehierro.

Adicionalmente, los generadores tienen las reactancias siguientes:

- Reactancia transitoria de eje directo (X'_d)

- Reactancia subtransitoria de eje directo (X_d'')
- Reactancia secuencia negativa (X_2)
- Reactancia de secuencia cero (X_0)

La tabla 2.1 muestra los valores típicos de estas 6 reactancias. Conforme se avance en el curso se irá explicando con detalle el significado de cada una de ellas. Esta tabla contiene también las reactancias de otras máquinas síncronas.

TABLA 2.1

Reactancias Típicas de Máquinas Síncronas en pu

Reactancia	Turbogeneradores		Hidrogeneradores	Motores Síncronos
	2 Polos	4 Polos	-	-
X_d	1.20	1.20	1.25	1.00
X_q	1.15	1.15	0.70	0.70
X_d'	0.20	0.25	0.30	0.30
X_d''	0.10	0.14	0.20	0.20
X_2	0.10	0.14	0.20	0.20
X_0 (*)	0.03	0.08	0.15	0.05

(*) X_0 Varía con el paso del devanado del estator, que difícilmente puede darse un valor típico, Varía desde 0.1 a 0.7 de X_d'' .

2.3 EL TRANSFORMADOR.

La impedancia de un transformador se obtiene a partir de la prueba de corto circuito, la cual consiste en cortocircuitar uno de sus devanados (generalmente el de baja tensión) y aplicar paulatinamente una tensión reducida al otro devanado hasta obtener la corriente nominal del transformador.

Como la tensión es reducida con respecto a la nominal, la corriente de excitación que circula por la rama en derivación (ver figura 2.1.b) es pequeña por lo que puede despreciarse. En estas condiciones el circuito equivalente resulta:

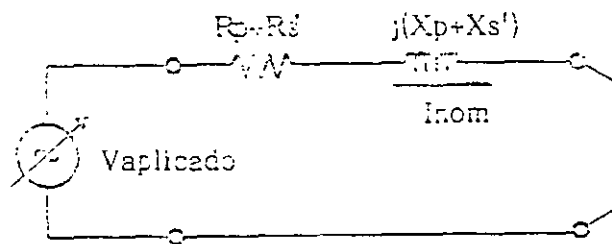


Figura 2.3 Prueba de cortocircuito de un transformador.

Es posible entonces, a partir de los valores de la prueba, obtener el valor de la impedancia del transformador a partir de la ecuación:

$$Z = \frac{V_{aplicado}}{I_{nom}} \quad (2.1)$$

O en valores por unidad;

$$Z_{pu} = \frac{V_{aplicado}/I_{nom}}{I_{nom} / I_{nom}} = \frac{V_{aplicado}}{V_{nom}} \quad (2.2)$$

La tabla 2.2 muestra los valores típicos de impedancia de los transformadores generalmente usados en los sistemas eléctricos.

TABLA 2.2
Impedancias típicas de transformadores

Tipo	Tensión Nominal A.T. (KV)	Potencia Nominal (VA)	Impedancia O A	(%) FOA
AO	hasta 13.8	hasta 222	2.0	-
	hasta 13.8	hasta 500	4.5	--
	hasta 13.8	hasta 2 500	5.8	-
	23.0	todas	5.8	-
	34.5	todas	6.5	-
AO/FOA/FOA	hasta 23	todas	5.5	6.5
	34.5	"	6.0	7.5
	69	"	7.0	12.0
	115	"	7.5	14.0
	230	"	9.0	16.0
	400	"	10.0	21.0

Referencias: Norma CONNE 2.1 - 2 / ANSI C57.12.10-1969

2.4 LA LINEA DE TRANSMISION.

Para el caso de las líneas de transmisión (y lo que se diga para ellas es válido para los alimentadores aéreos de distribución), la impedancia se calcula por unidad de longitud:

$$Z = r + jx_L \quad (2.3)$$

donde r es la resistencia de cualquiera de los tres conductores, dada en ohms por km. Este valor depende del material y del calibre del conductor, y puede obtenerse de la tabla 2.3 ó 2.4.

El segundo término de la ec. (2.3) es la reactancia inductiva de la línea y puede calcularse mediante la expresión:

$$x_L = (2\pi f) \left(2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \right) \quad \text{ohms/km} \quad (2.4)$$

donde:

f = frecuencia del sistema, en Hz.

$DMG = (d_{ab} d_{bc} d_{ca})^{1/3}$ = distancia media geométrica.

RMG = radio medio geométrico del conductor, valor que también se consulta en la tabla 2.3 ó 2.4.

d_{ab}, d_{bc}, d_{ca} = distancia entre centros de conductores.

2.6 EL SISTEMA ELECTRICO Y LAS SIMPLIFICACIONES EN LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

Una vez que se han estudiado los componentes, se procederá a analizar el sistema eléctrico como conjunto.

La representación más sencilla y práctica de un sistema eléctrico es el llamado "diagrama unifilar". Como su nombre lo indica, mediante una línea simple y símbolos normalizados de cada componente, proporciona de manera concisa las características más significativas del sistema. La figura 2.4 muestra un resumen de los símbolos normalizados por ANSI (American National Standard Institute) y el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers).

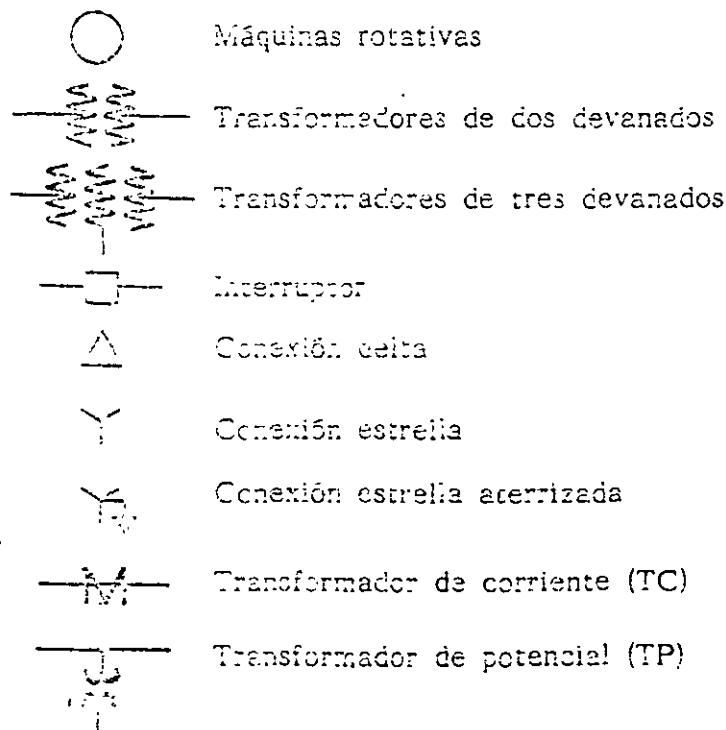


Figura 2.4 Símbolos normalizados de los componentes.

En la figura 2.5 se ilustra el diagrama unifilar de un sistema eléctrico constituido por dos generadores, una carga estática, 2 transformadores, una línea de transmisión y un grupo de motores síncronos, que constituye la carga principal del sistema.

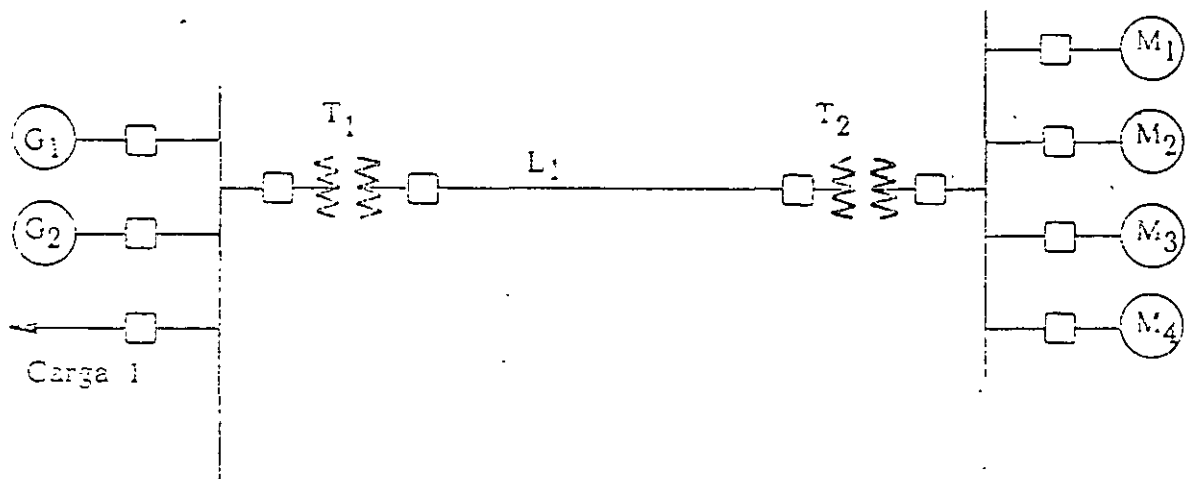


Figura 2.5 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

Del diagrama unifilar puede obtenerse el circuito monofásico equivalente del sistema, conectando los circuitos equivalentes de los componentes; la figura 2.6 ilustra este circuito.

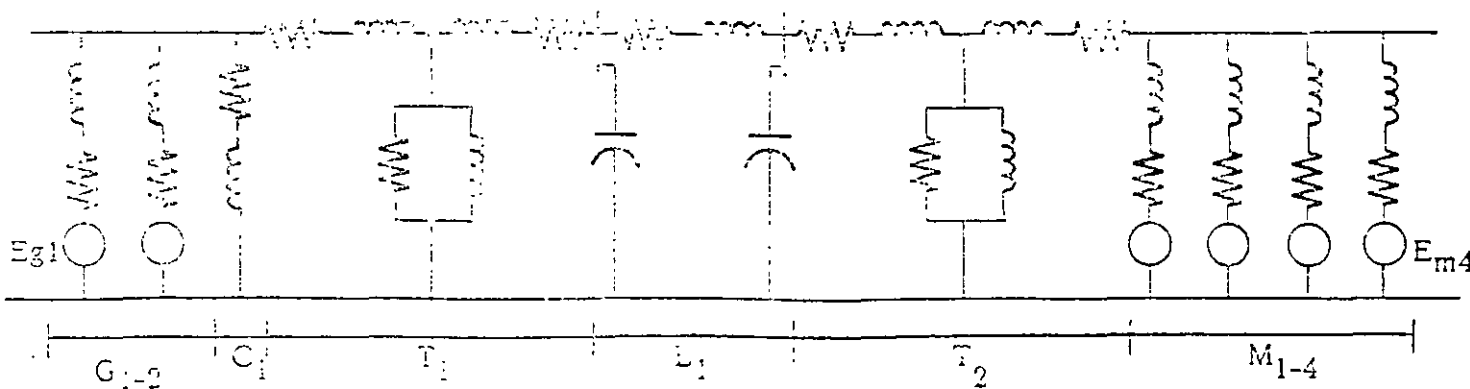


Figura 2.6 Circuito monofásico equivalente.

En estudios de cortocircuito es común simplificar aún más el circuito monofásico equivalente, después de las siguientes consideraciones:

- 1.- Las cargas estáticas se eliminan, ya que no producen aportación a la falla, generalmente, la corriente de cortocircuito es mucho mayor que la corriente normal de carga (del orden de 7 a 15 veces).
- 2.- La resistencia de los generadores, transformadores y líneas se desprecia, debido a que su magnitud es mucho menor a la magnitud de las reactancias correspondientes. Solo se tomará en cuenta al obtener el grado de asimetría de la corriente de falla.
- 3.- La rama de excitación de los transformadores se ignora, ya que la corriente de excitación de los transformadores es del orden del 3% de la corriente de plena carga, y ésta, es mucho menor que la corriente de falla.
- 4.- La capacitancia de las líneas de transmisión se desprecia, sucediendo algo similar a la rama de excitación de los transformadores.

Después de estas simplificaciones, el circuito monofásico equivalente del sistema se transforma en el llamado "diagrama de reactancias", el cual se muestra en la figura 2.7. Las consideraciones anteriores introducen un cierto error en los resultados, el cual es tolerable, haciendo adicionalmente mucho más sencilla la solución del problema.

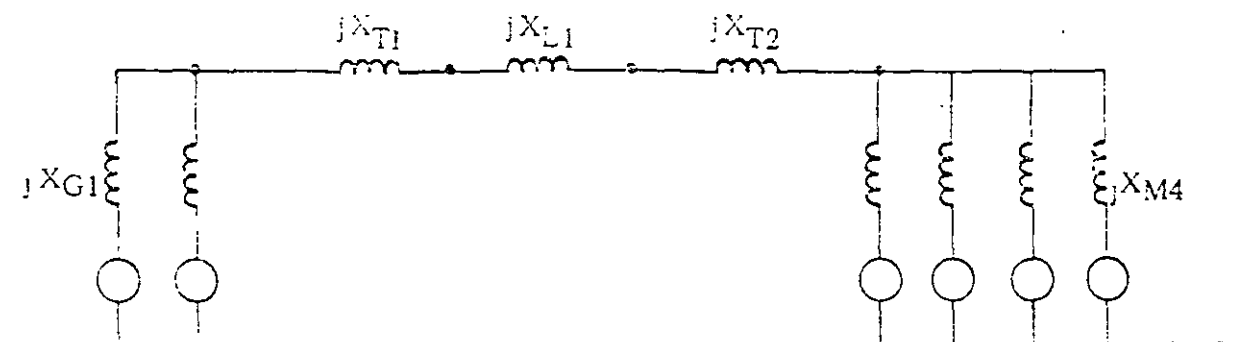


Figura 2.7 Diagrama de reactancias.

3 VALORES POR UNIDAD.

En los estudios de sistemas de potencia es común realizar el análisis utilizando valores de corriente, voltaje, impedancia, potencia, etc., en "por unidad", en lugar de usar valores absolutos en sus unidades normales: amperes, volts, ohms, VA, etc. Esto se debe a que los valores "por unidad" simplifican el problema y tienen algunas ventajas muy importantes.

3.1 DEFINICION.

El valor por unidad (pu) de cualquier cantidad se define como el cociente del valor real de dicha cantidad entre el valor base, expresado como un decimal. Es decir:

$$\text{Valor pu} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor base}} \quad (3.1)$$

Por ejemplo, los voltajes 80, 85 y 90 kV con un valor base de 85 kV tienen un valor por unidad de:

$$V_1 = \frac{80}{85} = 0.94 \text{ pu}$$

$$V_2 = \frac{85}{85} = 1.00 \text{ pu}$$

$$V_3 = \frac{90}{85} = 1.06 \text{ pu}$$

Los valores por unidad tienen una primera ventaja, que es la de indicar órdenes de magnitud; así por ejemplo, el valor del voltaje V_1 indica que es un 6% inferior al valor base.

Algunas veces, los valores se expresan en porciento, siendo éstos igual a:

$$\text{Valor \%} = \frac{\text{Valor real}}{\text{Valor base}} \times 100$$

$$\text{Valor \%} = (\text{Valor pu}) 100 \quad (3.2)$$

Los valores por unidad tienen ventaja sobre los valores en porciento, ya que el producto de dos magnitudes por unidad viene expresado a su vez en por unidad, en tanto que el producto de dos cantidades en porciento, tiene que dividirse entre 100 para obtener el resultado en porciento.

3.2 SELECCION DE VALORES BASE.

En un sistema eléctrico generalmente se involucran cinco cantidades en los cálculos, éstas se muestran en la siguiente tabla.

TABLA 3.1
Cantidades Utilizadas en Estudios Eléctricos.

Cantidad	Símbolo	Unidad
Corriente	I	A.
Voltaje	V	A
Potencia (aparente)	S	VA
Impedancia	Z	ohm
Tiempo	t	seg.

En los cálculos en estado estable, el tiempo se suprime con la notación fasorial. Las cuatro cantidades restantes están relacionadas íntimamente, de tal manera que la selección de valores base para dos de ellas, determina los valores base para las otras dos.

En el análisis de los sistemas eléctricos, el voltaje nominal de los equipos es siempre conocido, por lo que esta cantidad es conveniente seleccionarla como valor base.

La segunda cantidad que se selecciona como valor base es la potencia aparente, ya que también es conocida en los equipos.

3.3 ECUACIONES FUNDAMENTALES.

Una vez fijados el voltaje base y la potencia (aparente) base, es necesario conocer los valores base de corriente e impedancia para referir todas las magnitudes eléctricas del circuito bajo estudio.

Como los valores nominales de los equipos trifásicos se dan normalmente como potencia total ó trifásica y voltaje entre líneas, las bases y ecuaciones utilizadas se expresarán con valores trifásicos, a menos que se especifique otra cosa.

Si se designa una cantidad base con el subíndice B, se tiene:

$$\text{Potencia base} = S_B$$

$$\text{Voltaje base} = V_B$$

$$\text{Corriente base} = I_B$$

$$\text{Impedancia base} = Z_B$$

La expresión que relaciona los valores base de potencia y voltaje es:

$$S_B = \sqrt{3} V_B I_B \quad \text{VA} \quad (2.3)$$

Con lo cual es posible obtener la corriente base:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} V_B} \quad \text{A} \quad (3.4)$$

Para la impedancia base se partirá de la ecuación (2.5):

$$Z = \frac{(V_{\text{nom por fase}})^2}{S_{\text{nom por fase}}} \quad (2.5)$$

En términos de valores base trifásicos:

$$Z_B = \frac{(V_B / 1.732)^2}{S_B / 3}$$

$$Z_B = \frac{(V_B)^2}{S_B} \quad \text{ohms} \quad (3.5)$$

La ecuación (3.5) es válida si la potencia base está dada en voltamperes y el voltaje base en volts, pero también se cumple si la potencia está en MVA y el voltaje en kV, que son unidades más prácticas para un sistema eléctrico de potencia. Ello se debe a que el multiplicador (10^3) de los kilovolts, al cuadrado, se cancela con el multiplicador (10^6) de los megavoltamperes.

El valor por unidad de cualquier impedancia del sistema, se obtiene combinando las ecuaciones (2.1) y (3.5).

$$Z_{pu} = \frac{Z_{ohms}}{Z_B}$$

$$Z_{pu} = Z_{ohms} \frac{S_B}{(V_B)^2} \quad (3.6)$$

Es conveniente destacar que para obtener los valores por unidad de una resistencia o una reactancia debe usarse la impedancia como base. Asimismo, para los valores por unidad de la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q), la base es la propia potencia aparente. Con ello, los valores por unidad forman un triángulo semejante al constituido con los valores reales o absolutos. Es decir:

$$Z_{(pu)} = \frac{R + jX}{Z_B} = \frac{R}{Z_B} + j \frac{X}{Z_B} \quad (3.7)$$

$$S_{(pu)} = \frac{P + jQ}{S_B} = \frac{P}{S_B} + j \frac{Q}{S_B} \quad (3.8)$$

3.4 CAMBIO DE BASES.

Cuando un fabricante proporciona la impedancia de un equipo en por unidad (o en %), las base son la potencia y el voltaje nominales del aparato. Generalmente, el valor por unidad de cada equipo tiene que referirse a valores base comunes a todo el sistema, por lo que es necesario efectuar un cambio de bases.

La impedancia en por unidad con los valores base del aparato es:

$$Z_{pu_1} = Z_{ohms} \frac{S_{B_1}}{(V_{B_1})^2} \quad (3.9)$$

La misma impedancia referida a los valores base del sistema, es:

$$Z_{pu} = \frac{S_{B2}}{(V_{B2})^2} \quad (3.10)$$

Despejando la impedancia en ohms del aparato en las ecuaciones (3.9) y (3.10), e igualando para despejar el valor de la impedancia referida a los valores base del sistema, se obtiene la ecuación:

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \left(\frac{V_{B1}}{V_{B2}} \right)^2 \frac{S_{B2}}{S_{B1}} \quad (3.11)$$

La cual permite realizar el cambio de bases.

3.5 UNIFORMIZACION DE BASES.

Para referir los valores de impedancia de los componentes a las bases del sistema, existen dos métodos.

Método de Transferencia de Impedancias.

1.- Se convierten las impedancias de cada equipo, generalmente dadas en valores por unidad, a valores absolutos (en ohms).

2.- Se refieren los valores en ohms a un solo punto del sistema usando las ecuaciones (1.14) y (1.15) pero usando (a') en lugar (a) para eliminar el problema de las conexiones trifásicas delta o estrella (ver ejemplo 3.2 al final de este capítulo).

3.- Aplicar la ecuación (3.6) a los valores en ohms ya referidos a un solo punto, considerando los valores base del sistema.

Método de Transferencia de bases.

1.- Se divide el sistema en tantas zonas como niveles de voltaje existan. En general, cada transformador es frontera de dos zonas.

2.- La potencia base, dada para cierta zona del sistema, se transfiere sin cambio a las demás zonas. El voltaje base dada para cierta zona del sistema se transfiere a las zonas, de acuerdo con las ecuaciones:

$$V_{BII} = V_{BI} (a') \quad (3.12)$$

$$V_{BIII} = V_{BI} (1/a') \quad (3.13)$$

donde:

$$V_{BI} = \text{Voltaje base zona I}$$

$$V_{BII} = \text{Voltaje base zona II}$$

$$V_{BIII} = \text{Voltaje base zona III}$$

$$a' = \text{Relación de tensiones}$$

Se usa la ecuación (3.12) ó (3.13) dependiendo de que la siguiente zona, sea de mayor o menor voltaje que la zona I, respectivamente.

3.- Si la impedancia de los equipos está en Ω por unidad, se realiza el cambio de bases, considerando las bases transferidas.

4.- Si la impedancia está en chms, se obtiene el valor por unidad usando la ecuación (3.6) y las bases transferidas de la zona a la que pertenece el equipo.

Puede utilizarse cualquiera de los dos métodos, sin embargo, se recomienda el segundo por ser más práctico.

3.6 OBTENCION DE VALORES ABSOLUTOS O REALES.

Cuando el problema se ha resuelto con valores por unidad, se hace necesario traducir los resultados a cantidades absolutas, las cuales pueden obtenerse, despejándolas de la ecuación (3.1):

$$\text{Valor real} = (\text{Valor pu}) \text{ Valor base} \quad (3.14)$$

Por ejemplo:

$$I \text{ (A)} = I_{pu} \times I_B$$

3.7 VENTAJAS DE LOS VALORES POR UNIDAD.

Efectuar los cálculos de sistemas eléctricos en función de valores por unidad representa una enorme simplificación del trabajo. La verdadera apreciación del valor del método por unidad la da la experiencia; no obstante, se resumen algunas de las ventajas más relevantes.

- 1.- Indican el orden de magnitud de las cantidades eléctricas.
- 2.- Su producto y su cociente resultan en valores por unidad.
- 3.- Los valores por unidad de corriente, voltaje, impedancia y potencia de un transformador, son iguales tanto para el primario, como para el secundario.
- 4.- Las impedancias por unidad de máquinas y transformadores del mismo tipo, con valores nominales dentro de un amplio margen, tienen

valores por unidad dentro de un margen muy estrecho, aunque los valores óhmicos difieran materialmente para máquinas y transformadores de distintos valores nominales. Por esta razón, si no se conoce la impedancia, generalmente es posible seleccionarla a partir de datos típicos tabulados, que proporcionan un valor razonablemente correcto.

5.- La forma en que los transformadores se conectan en los sistemas trifásicos no afectan a la impedancia por unidad del circuito equivalente, aunque la conexión determina la relación de tensiones y la transferencia de los voltajes base.

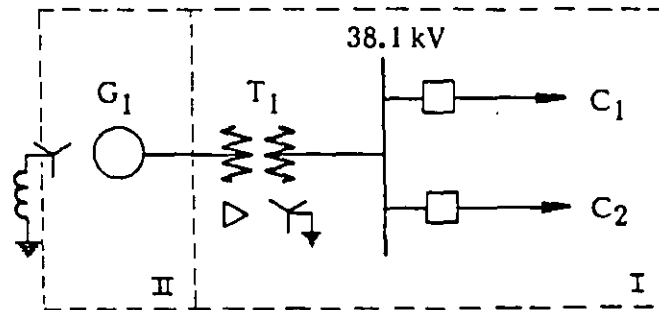
3.8 EJEMPLOS.

Ejemplo 3.1.- A un transformador trifásico de 1000 KVA, 20 kV primarios en delta y 220-127 V secundarios en estrella, se le excita por el lado primario con 23 kV. Cual es el voltaje en por unidad en los lados de alta y baja tensión?

Ejemplo 3.2.- Si el transformador del ejemplo 3.1 tiene una impedancia del 5%, calcular:

- a).- Impedancia referida al secundario.
- b).- Impedancia referida al primario.
- c).- La impedancia en p.u. con bases del primario.

Ejemplo 3.3.- Para el sistema mostrado en la figura 3.1 obtener el diagrama de reactancias y uniformizar los valores por unidad a los valores base de 30 MVA y 66 KV en la parte de A. T. (zona I).



- G_1 20 MVA, 3.81 kV; $X_d'' = 0.12$ pu
 T_1 Banco trifásico formado con unidades monofásicas; cada una de:
 10 MVA, 3.81/38.1 kV, $X = 0.10$ pu
 $C_1 = C_2$ 7.5 Mw, 66 kV, $\cos \phi = 0.9$ ind

Figura 3.1 Sistema Eléctrico para el Ejemplo 3.3

4 FALLAS BALANCEADAS.

En este capítulo se revisan los conceptos necesarios para realizar estudios de cortocircuito cuando las fallas sean trifásicas, ya sea en las terminales de un generador, en un sistema industrial o en un sistema de potencia.

El término "falla" se utiliza en la práctica de la Ingeniería Eléctrica como un sinónimo de "cortocircuito". Aunque un conductor roto es estrictamente hablando una falla, generalmente el término no abarca este tipo de situaciones.

4.1 TIPOS DE FALLAS.

Una falla puede ser balanceada o desbalanceada. Es balanceada cuando las tres fases intervienen de manera semejante en el cortocircuito. Se prefiere el término "balanceada" en lugar de "simétrica" (usado en otros textos) para evitar confusiones con el concepto de asimetría de las corrientes de falla.

Una falla es desbalanceada cuando las tres fases intervienen en el cortocircuito de manera diferente; por ejemplo, una falla trifásica con dos - fases a tierra sólidamente y la tercera a través de una impedancia, o bien, las fallas en las que solo intervienen una o dos fases. En estas condiciones, en los sistemas eléctricos se presentan los tipos de fallas siguientes:

- (1) - Tres fases a tierra.
- (2) - Tres fase entre sí.
- (3) - Dos fases a tierra.
- (4) - Dos fases entre sí.
- (5) - Una fase a tierra.

Cuando la falla ocurre en las terminales de un generador, dado que su neutro puede estar aterrizado o aislado, se pueden presentar cuatro subtipos de fallas balanceadas:

- (1a) - Tres fases a tierra con neutro aterrizado.
- (1b) - Tres fases a tierra con neutro aislado.
- (2a) - Tres fases entre sí con neutro aterrizado.
- (2b) - Tres fases entre sí con neutro aislado.

Independientemente del subtipo, el circuito seguirá siendo balanceado, y por lo tanto, no habrá circulación de corriente por tierra, tal como se muestra en la figura 4.1.a.

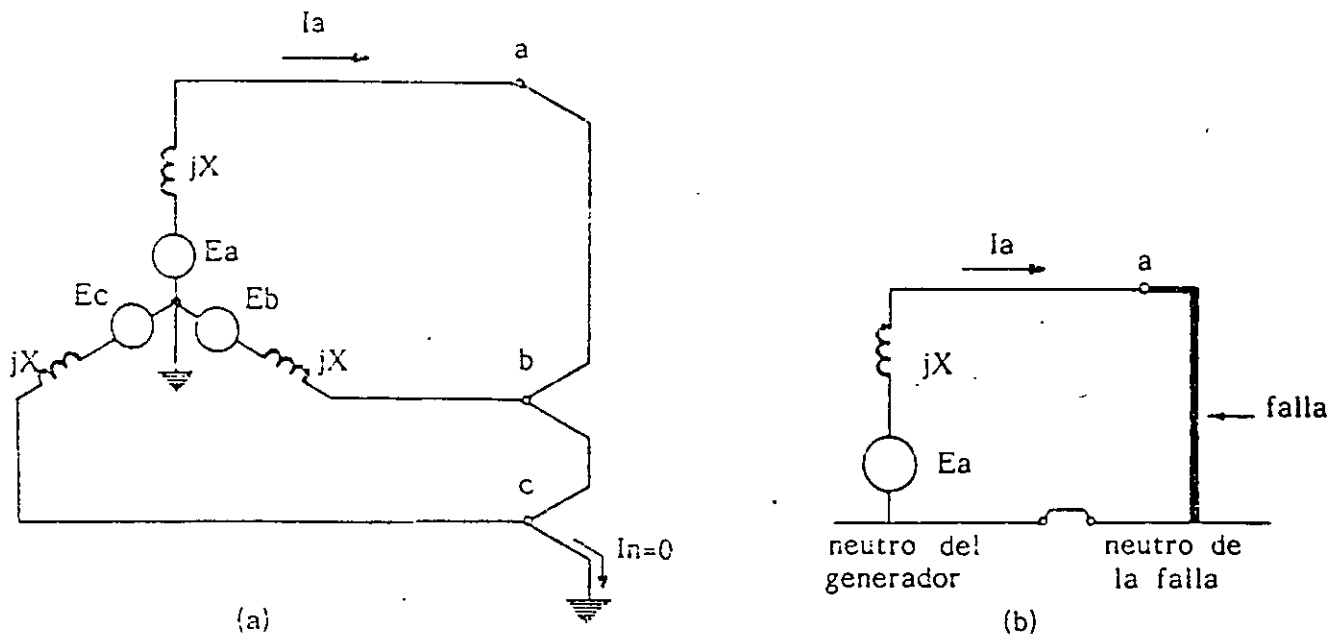


Figura 4.1 Falla Balanceada en un Generador.

Por esta razón, para toda falla balanceada en las terminales de un generador, la corriente de cortocircuito se puede calcular estudiando solo una fase, es decir, resolviendo el circuito equivalente del generador, el cual se muestra en la figura 4.1.b. En este circuito se observa como se unen los neutros del generador y de la falla, ambos a potencial cero, conexión que no necesariamente es física; por ejemplo, en el caso de neutro aislado en el generador y falla trifásica a tierra.

La corriente de una falla balanceada en las terminales de un generador, se calcula entonces mediante la ecuación:

$$I = \frac{E_a}{jX} \quad (4.1)$$

donde:

I = Corriente de falla.

E_a = Voltaje al neutro en vacío.

X = Reactancia del generador.

En la siguiente sección se profundizará sobre el valor que debe tomar la reactancia del generador.

4.2 REACTANCIAS DE LAS MAQUINAS SINCRONAS Y LA CORRIENTE DE FALLA.

Quando una falla balanceada ocurre en las terminales de un generador, la corriente de cortocircuito tiene en cada fase, la forma representada en la figura 4.2.

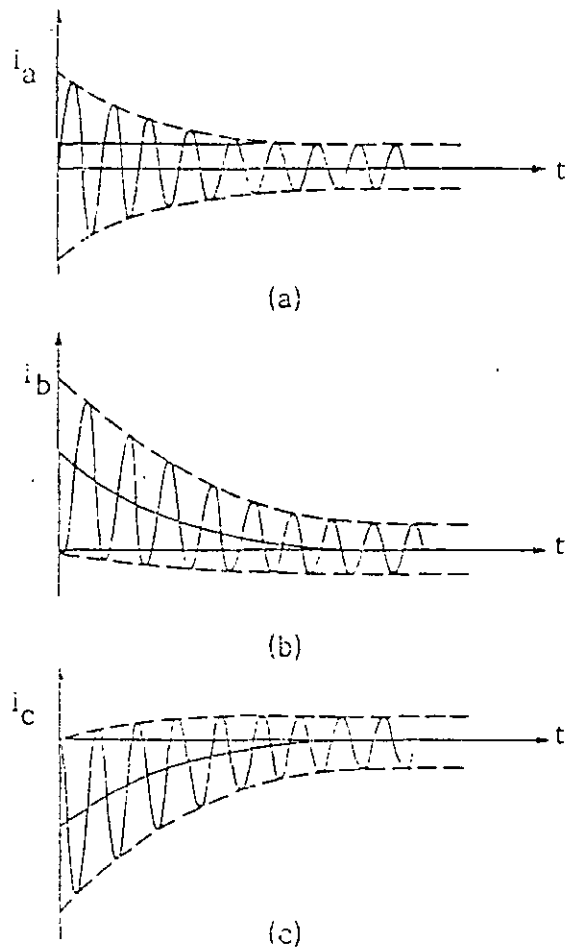


Figura 4.2 Corrientes por Fase Durante una Falla Balanceada en un Generador.

En estos oscilogramas se observan dos características fundamentales de las corrientes de falla.

- (1) - Una reducción paulatina de su amplitud,
- (2) - Cierta asimetría de la corriente con respecto al eje de las abscisas.

Para mayor facilidad, estas características se estudian separadamente. El decremento de la amplitud se analiza en este capítulo y la asimetría en el siguiente.

Si se elimina la asimetría, la corriente en cada fase tendría una forma como la del oscilograma, de la figura 4.2.a. Tal oscilograma se repite en la figura 4.3 con el fin de profundizar en ciertos detalles.

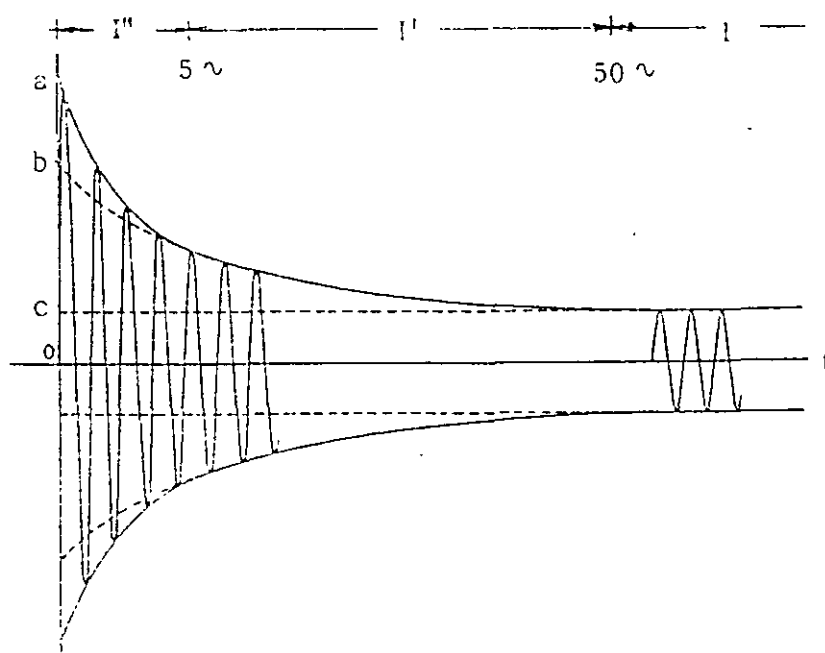


Figura 4.3 Corriente de Falla en un Generador eliminando la asimetría.

En el generador, el flujo a través del entrehierro, es mucho mayor en el instante de ocurrir el cortocircuito que unos pocos ciclos más tarde. La reducción del flujo es originada por la fuerza magnetomotriz (f.m.m.) de la corriente de falla. El fenómeno se denomina reacción de armadura. El flujo resultante a través del entrehierro se debe a la f.m.m. combinada del devanado de campo y la corriente en el estator. Es necesario cierto tiempo para que tenga lugar la disminución del flujo. Cuando el flujo en el entrehierro disminuye, la corriente de la armadura o estator también disminuye porque la tensión generada por el flujo en el entrehierro ha decre-

cido a su vez. Esto explica la disminución gradual de la corriente de falla.

Las reactancias de eje directo X''_d , X'_d y X_d introducidas en el capítulo 2, son las que se utilizan para calcular caídas de tensión originadas por la componente de la corriente de armadura que está 90° atrás con respecto a la tensión en vacío. Dado que la resistencia en un circuito real es pequeña comparada con la reactancia inductiva, la corriente de falla está siempre atrasada un ángulo cercano a 90° , por lo que estas reactancias son las que se aplican.

Corriente de cortocircuito subtransitoria.

El punto de intersección que la envolvente de la corriente de los primeros ciclos hace con el eje de las ordenadas, determina la distancia (oa), que es el valor pico de la corriente de cortocircuito subtransitoria, que equivale a:

$$I'' = 0.707 (oa) = \frac{E_a}{X''_d}$$

Fasorialmente:

$$I'' = \frac{E_a \angle 0^\circ}{jX''_d} \quad (4.2)$$

donde $|E_a|$ es el valor eficaz de la tensión al neutro en vacío y X''_d es la reactancia subtransitoria de eje directo del generador. Esta corriente se presenta hasta los 5 ciclos aproximadamente.

Corriente de cortocircuito transitoria.

Si la envolvente de la onda de corriente posterior a la subtransitoria, se hace retroceder hasta cortar el eje de las ordenadas, ignorando los primeros 5 ciclos en los que el decremento es muy rápido, la intersección determina la distancia (ob), que es el valor pico de la corriente transitoria. Por lo tanto:

$$I'' = 0.707 (ob) = \frac{|E_a|}{X'd}$$

Fasorialmente:

$$I'' = \frac{E_a \angle 0^\circ}{jX'd} \quad (4.3)$$

donde $X'd$ es la reactancia transitoria de eje directo del generador. La corriente transitoria tiene una vigencia de los 5 a los 50 ciclos aproximadamente.

Corriente de cortocircuito en régimen permanente.

En la figura 4.3, la distancia (oc) es el valor pico de la corriente de cortocircuito en régimen permanente o estado estable, la que puede calcularse a partir de la ecuación:

$$I = 0.707 (oc) = \frac{|E_a|}{X_d}$$

Fasorialmente:

$$I = \frac{E_a \angle 0^\circ}{jX_d} \quad (4.4)$$

donde X_d es la reactancia síncrona de eje directo. La corriente de cortocircuito en régimen permanente no se usa en la práctica debido a que se presenta después de los 50 ciclos aproximadamente, tiempo en que las protecciones ya debieron haber operado librando la falla.

Las ecuaciones (4.2), (4.3) y (4.4) son equivalentes a la ecuación (4.1), pero considerando el valor específico de la reactancia, según sea la corriente que se desee calcular.

Si existiera una impedancia exterior al generador entre sus terminales y la falla, la impedancia exterior debe incluirse también en el circuito (ver ejemplo 4.1).

Aunque las reactancias no son verdaderas constantes, sus valores están normalmente dentro de límites muy cercanos, además de que, al calcular las corrientes, se toman los valores más altos para tener resultados conservadores. La tabla 2.1 proporciona valores típicos de reactancias de máquinas síncronas, necesarios para el cálculo de fallas. En ella se observa que X''_d es menor a X'_d , lo que origina que la corriente subtransitoria sea mayor que la transitoria.

Como guía preliminar, se puede afirmar que las reactancias subtransitorias de generadores y motores se utilizan al calcular la corriente inicial de cortocircuito. Para determinar la capacidad interruptiva de los dispositivos de protección se utilizan la reactancia subtransitoria de los generadores y la transitoria de los motores síncronos. Este aspecto se verá con todo detalle en el momento de tratar la selección de interruptores.

4.3 POTENCIA DE CORTO CIRCUITO.

Frecuentemente, la capacidad de cortocircuito de los interruptores se especifica en MVA. También, las compañías de suministro de energía eléctrica proporcionan información sobre el nivel de cortocircuito disponible

en el punto de alimentación al usuario, y esta información se da como potencia de cortocircuito (SCC), magnitud que se define como:

$$SCC = \frac{\Delta}{\sqrt{3}} V_{nom} I_{cc} \times 10^{-6} \quad (4.5)$$

donde:

SCC = Potencia de corto circuito, en MVA.

V_{nom} = Voltaje nominal en la zona de falla, en volts.

I_{cc} = Corriente de cortocircuito subtransitoria, en amperes.

4.4 EQUIVALENTE DE UN SISTEMA EXTERNO.

Si cierto sistema eléctrico local, como una fábrica o una planta petroquímica, se conecta a un sistema de potencia externo que contiene generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas, este sistema externo por complejo que sea, puede representarse perfectamente por una fuente de tensión y una impedancia en serie, de acuerdo con el Teorema de Thevenin. Esto se muestra en la figura 4.4.

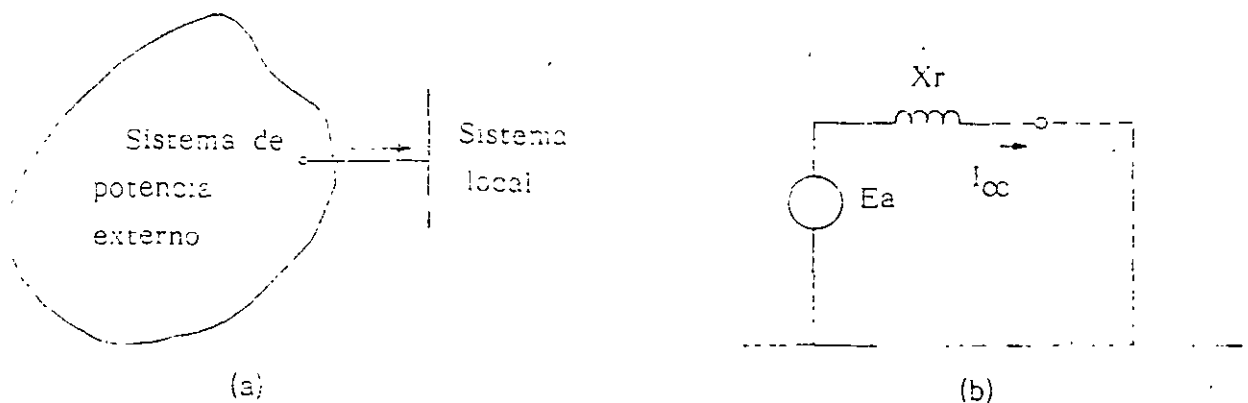


Figura 4.4 Equivalente de un Sistema Externo.

En el equivalente de Thevenin de la figura 4.4.b, E_a es la tensión al neutro en el punto de alimentación expresada en volts, y X_r es la impedancia equivalente de la red, expresada en ohms, medida entre la fase a y el neutro con todas las fuentes de voltaje en cortocircuito.

Del valor de la potencia de cortocircuito proporcionado por la compañía de suministro, es posible obtener el valor de la corriente de falla, partiendo de la ecuación (4.5).

$$I_{cc} = \frac{SCC \times 10^6}{1.732 \times V_{nom}} \quad (4.6)$$

Del circuito equivalente del sistema externo, se puede obtener despreciando la resistencia, la reactancia de Thevenin:

$$X_r = \frac{E_a}{I_{cc}} = \frac{V_{nom} / \sqrt{3}}{I_{cc}} \quad (4.7)$$

Sustituyendo (4.6) en (4.7).

$$X_r = \frac{(V_{nom} / 1.732)}{(SCC \times 10^6 / 1.732 V_{nom})}$$

$$X_r = \frac{V_{nom}^2}{SCC \times 10^6} \quad (4.8)$$

Mediante la ecuación (4.8) se obtiene la reactancia equivalente del sistema, estando ésta en ohms, el voltaje nominal en volts, y la potencia de cortocircuito en MVA. La reactancia equivalente X_r en por unidad se calcula por definición mediante el cociente:

$$X_r \text{ (pu)} = X_r \text{ (ohms)} \frac{S_B}{(V_B)^2}$$

$$= \frac{(V_{nom})^2 S_B}{SCC \times 10^6 (V_B)^2}$$

Considerando que generalmente el voltaje base es el voltaje nominal, entonces:

$$X_r \text{ (pu)} = \frac{S_B}{SCC \times 10^6}$$

donde la potencia base está en VA. Si se expresa ésta también en MVA se tiene:

$$X_r \text{ (pu)} = \frac{S_B}{SCC} \quad (4.9)$$

La ecuación (4.9) es la expresión clásica para calcular la reactancia - equivalente del sistema externo. El valor de la fuente en pu es:

$$E_a \text{ (pu)} = \frac{E_a \text{ (volts)}}{V_B / \sqrt{3}} \quad (4.10)$$

Como generalmente E_a coincide con el voltaje nominal y el voltaje base, entonces es común ver que toma el valor de 1.0 pu.

Cuando no se conozca el nivel de cortocircuito, puede utilizarse un valor estimado, o bien, considerar que el sistema externo es un bus infinito, con lo que la potencia de cortocircuito es infinita y el valor de

X_r es cero. Esta última consideración arroja un resultado conservador, ligeramente más alto al obtenido con el valor correcto de X_r .

4.5 FALLAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES.

En los sistemas industriales la corriente de falla proviene de cuatro fuentes posibles:

- 1.- Sistema externo de la Cía. de suministro.
- 2.- Generadores locales.
- 3.- Motores síncronos.
- 4.- Motores de inducción.

Los motores síncronos y los de inducción funcionan como generadores durante la falla, debido a que la inercia de la carga mecánica impulsa al rotor del motor, enviando corriente a la falla por varios ciclos.

Los motores de inducción no tienen un devanado de campo excitado con corriente directa, como los motores síncronos, pero existe un flujo en el rotor durante su operación normal. Este flujo existe mientras se aplique al estator un voltaje desde una fuente externa. Si esta fuente fuera eliminada súbitamente, como sucede en un cortocircuito, el flujo del rotor no puede caer instantáneamente, y puesto que la carga mecánica impulsa al rotor, entonces se genera un voltaje en el estator, causando una corriente de cortocircuito fluya hacia la falla hasta que el flujo del rotor se haga cero. En los motores de inducción, esta corriente desaparece en unos 4 ciclos, ya que no existe corriente de campo sostenida. No obstante, la aportación dura lo suficiente para ser considerada.

En la figura 4.5 se muestran los oscilogramas de las corrientes aportadas por cada fuente y el de la corriente total.

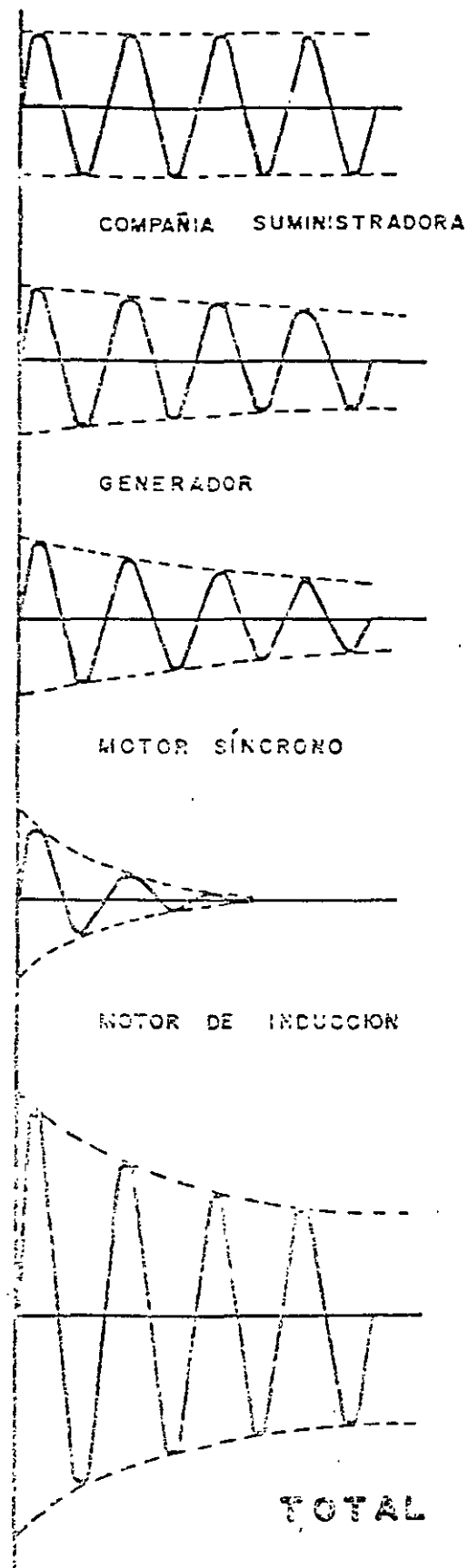


Figura 4.5 Aportaciones a la corriente de falla.

Como los motores de inducción no tienen un devanado de campo, con alimentación sostenida, no tienen reactancia transitoria. Su reactancia subtransitoria típica se muestra en la tabla 4.1.

TABLA 4.1

Valores típicos de reactancia subtransitoria
para motores de inducción.

Caso	$X''d$
Motores mayores de 50 HP (generalmente arriba de 600 V)	0.17 pu
Grupo de motores, cada uno menor de 50 HP (generalmente en 600 V ó menos)	0.25

El valor de reactancia para un grupo es mayor para compensar el decremento muy rápido de la corriente de cortocircuito en los motores pequeños.

Por su duración, la aportación de los motores de inducción solo tiene efecto en la corriente subtransitoria.

4.6 FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA.

Los estudios de cortocircuito en un sistema real formado por decenas de generadores, decenas de líneas y transformadores, ya no es posible realizarlos manualmente, sino que se requiere utilizar la computadora digital. Sin embargo, en algunos sistemas más simples, es posible realizar los estudios aplicando los conceptos establecidos en este capítulo.

Una vez que todas las reactancias del sistema están uniformizadas a unas mismas bases, el siguiente paso es realizar reducciones serie-paralelo, (y en ocasiones transformaciones delta-estrella) hasta obtener el equivalente de Thevenin del sistema de potencia. Una vez obtenido el equivalente, la corriente en el punto de falla se calcula aplicando las ecuaciones para cortocircuito en las terminales de un generador.

Algunas veces, no es suficiente determinar la corriente en el punto de falla, sino también las corrientes que circulan en cada elemento del sistema durante la falla. Para ello es necesario utilizar los llamados "factores de distribución".

El factor de distribución de cierta rama del diagrama de reactancias se define como la relación de la corriente en esa rama y la corriente en el punto de falla. La manera más conveniente para obtener estos factores es suponer una corriente unitaria en el punto de falla y determinar la distribución de corriente por la red, tomando el camino inverso, es decir, del equivalente hacia el diagrama de reactancias original. Un principio útil - para ello es el de la división de corrientes, el cual se basa en el hecho de que la corriente se divide en razón inversa a las impedancias. El ejemplo 4.3 ilustra con claridad el procedimiento.

4.4 EJEMPLOS.

Ejemplo 4.1.- Calcular la corriente de falla subtransitoria para cortocircuitos trifásicos en los puntos F_1 y F_2 del sistema que se muestra en la figura 4.6.a (el mismo del ejemplo 3.3). Antes de ocurridas las fallas, el voltaje en alta tensión es de 64 kV.

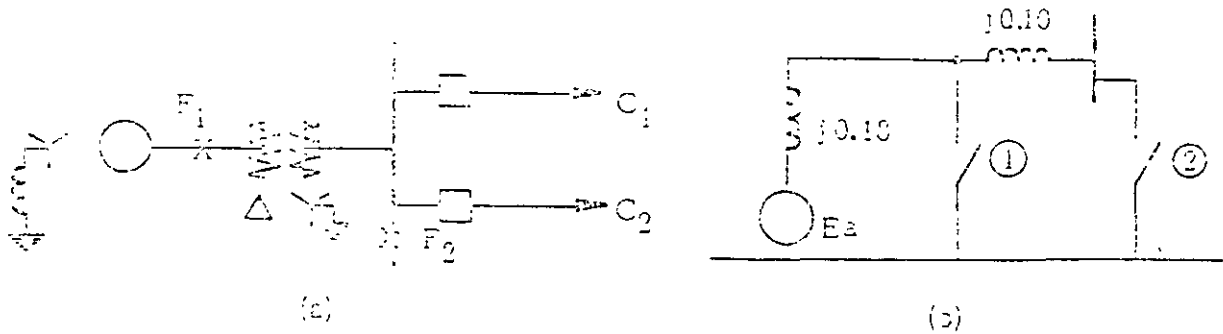


Figura 4.6 Diagrama unifilar y de reactancias.

Ejemplo 4.2.- Una industria va a alimentarse en 20 Kv, la potencia de cortocircuito en el punto de conexión es de 500 MVA simétricos. Calcular la corriente de cortocircuito subtransitoria con fallas en los puntos F_1 y F_2 para los siguientes casos:

- Considerando el valor real de X_r y la aportación de los motores.
- Suponiendo que el sistema externo es un bus infinito e incluyendo la aportación de los motores.
- Considerando el valor real de X_r y despreciando la aportación de los motores.

Las bases del problema son 1 000 KVA y 220 V en el lado de baja tensión del transformador. El diagrama unifilar del sistema se muestra en la figura 4.7.

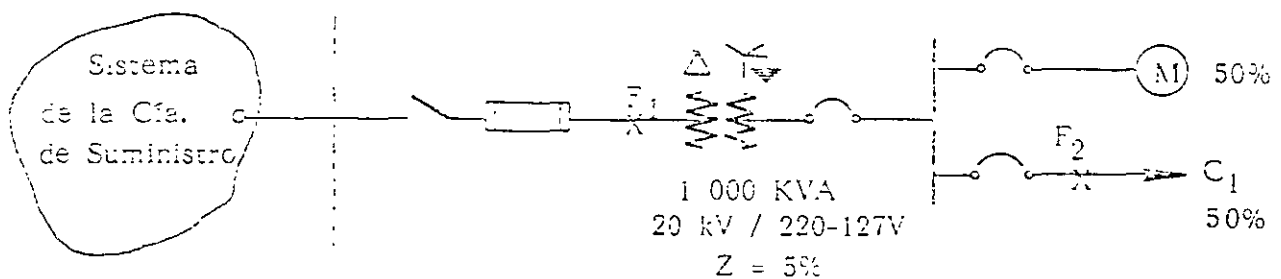
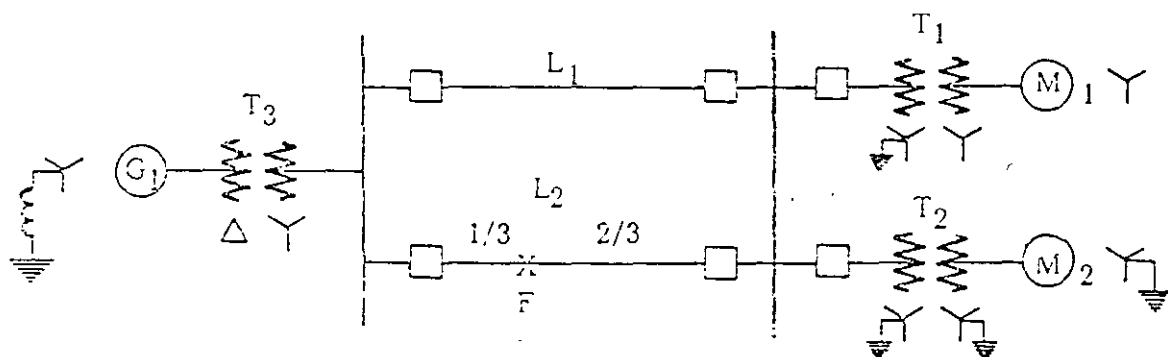


Figura 4.7 Diagrama unifilar del sistema de una fábrica alimentada en 20 Kv.

Ejemplo 4.3.- Para el sistema de potencia mostrado en la figura 4.8, obtener:

- El circuito equivalente de Thevenin.
- La corriente de falla para un cortocircuito 3 ϕ en el punto F.
- Los factores de distribución.
- La corriente de falla en la línea L_1 .



- G_1 - 30 MVA, 13.2 Kv, $X'' = 15\%$, $X_{G0} = 6\%$, $X_n = 30\%$
 T_3 - 12 MVA, 13.8/69 Kv, $X = 10\%$ (unidades monofásicas)
 M_1, M_2 - 15 MVA, 12.5 Kv, $X'' = 20\%$, $X_2 = 20\%$, $X_{M10} = 10\%$ -
 T_1, T_2 - 20 MVA, 12.5/115 Kv, $X = 10\%$ (unidades trifásicas)
 L_1, L_2 - $X_1 = X_2 = 40 \Omega$, $X_0 = 120 \Omega$

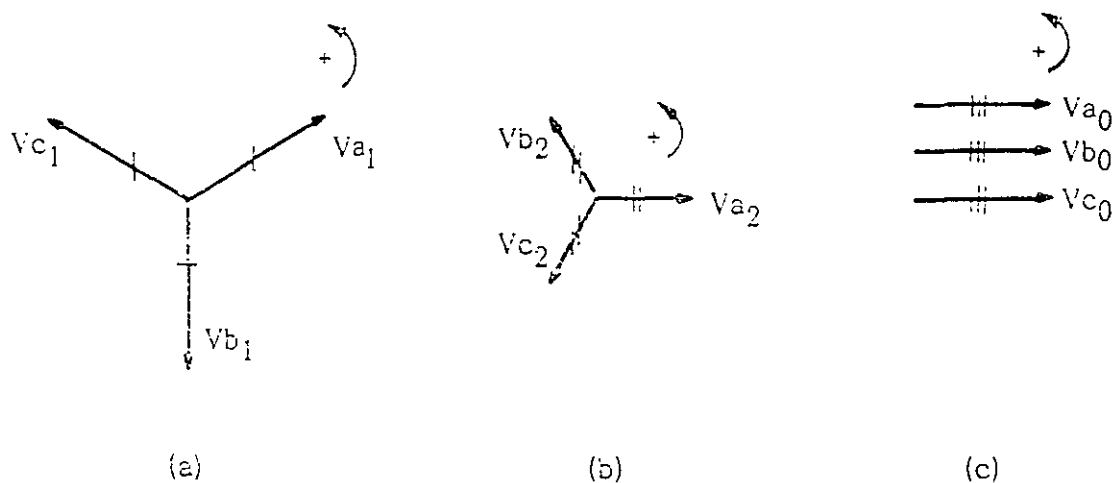
Figura 4.8 Diagrama unifilar para el ejemplo 4.3.

6 METODO DE LAS COMPONENTES SIMETRICAS.

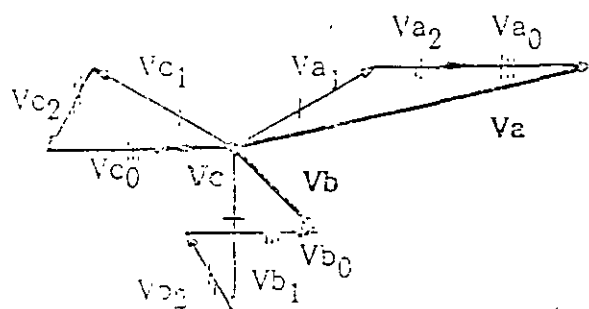
En los sistemas trifásicos balanceados, el defasamiento angular entre las corrientes y voltajes de las diferentes fases es constante, y debido a la simetría del problema es posible reducirlo a la solución de un sistema monofásico. Cuando el sistema se desbalancea por la ocurrencia de fallas no balanceadas, se presenta una corriente de retorno que circula de la falla hacia las fuentes por una cuarta trayectoria, generalmente constituida por la tierra física. El sistema eléctrico en estas condiciones ya no es posible estudiarlo mediante un circuito monofásico, sino que se hace necesario calcular las corrientes y voltajes de las tres fases simultáneamente, introduciendo las impedancias propias y mutuas entre fases de los componentes, incluyendo la trayectoria de retorno; o bien, aplicar el método de las componentes simétricas, que en realidad constituye la herramienta analítica más poderosa para resolver sistemas desbalanceados.

6.1 METODO DIRECTO DE SOLUCION.

Supóngase el sistema mostrado 6.1.a, en el que un sistema externo alimenta a una carga a través de una línea de transmisión; el sistema externo es tan grande con respecto a la carga que su reactancia equivalente X_r puede considerarse igual a cero, tomando al sistema externo como un bus infinito. En estas condiciones, el circuito trifásico equivalente es el mostrado en la figura 6.1.b.



- (a) Componentes de secuencia positiva (abc).
- (b) Componentes de secuencia negativa (acb).
- (c) Componentes de secuencia cero.



- (d) Fasores desbalanceados obtenidos a partir de sus componentes simétricas.

Figura 6.4 Teoría de las componentes simétricas aplicada a los sistemas trifásicos.

De acuerdo con el teorema ya enunciado, cada uno de los fasores desbalanceados es igual a la suma de sus componentes simétricas:

$$V_a = V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \quad (6.24)$$

$$V_b = V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \quad (6.25)$$

$$V_c = V_{c1} + V_{c2} + V_{c0} \quad (6.26)$$

Las relaciones anteriores se muestran gráficamente en la figura 6.4.d. Para las corrientes de un sistema trifásico desbalanceado, se pueden establecer expresiones similares:

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} \quad (6.27)$$

$$I_b = I_{b1} + I_{b2} + I_{b0} \quad (6.28)$$

$$I_c = I_{c1} + I_{c2} + I_{c0} \quad (6.29)$$

Aparentemente el problema se ha complicado, ya que de 3 incógnitas (los fasores desbalanceados) ahora se ha pasado a 9 incógnitas (las componentes simétricas). Para resolver esta situación se hace uso del operador "a".

El operador a.

Este operador se define como el número complejo de magnitud 1 y de ángulo igual a $2\pi/3$ rad ó 120° .

$$a = 1 \angle 120^\circ \quad (6.30)$$

Al multiplicar un fasor por el operador a , se obtiene un nuevo fasor de igual magnitud que el original, pero girado 120° en el sentido positivo de los ángulos.

$$(1 \angle 0^\circ) (1 \angle 120^\circ) = 1 \angle 0^\circ + 120^\circ$$

De la definición de este operador, resulta evidente:

$$a = 1 \angle 120^\circ$$

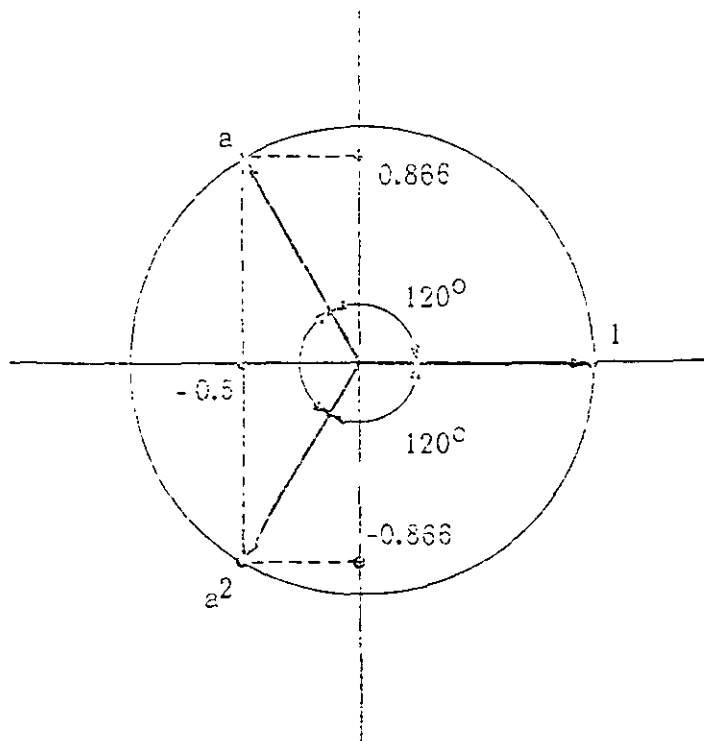
$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = 1 \angle -120^\circ$$

$$a^3 = 1$$

La suma de estos tres números complejos resulta:

$$\begin{array}{rcl} a & = & -0.5 + j0.866 \\ a^2 & = & -0.5 - j0.866 \\ a^3 & = & 1.0 + j0 \\ \hline a + a^2 + 1 & = & 0 \end{array} \quad (6.31)$$

La figura 6.5 muestra de manera gráfica la suma anterior.



Mediante el operador a , los componentes simétricos se pueden expresar en función de las componentes de la fase a .

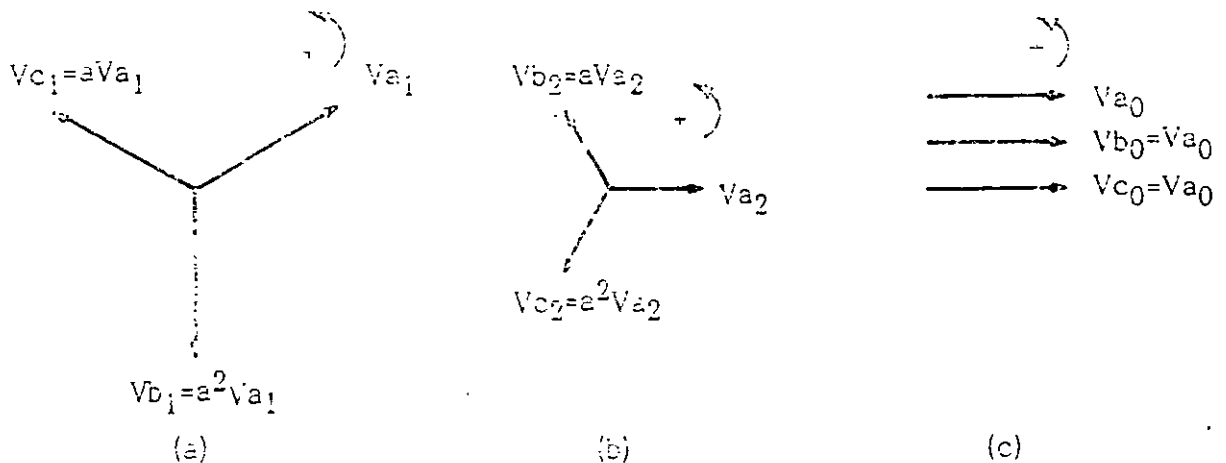


Figura 8.6 Componentes simétricas en función de los componentes de la fase a .

En estas condiciones, las ecuaciones (6.24) a (6.26) se pueden escribir ahora como:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2} \quad (6.32)$$

$$V_b = V_{a0} + a^2 V_{a1} + a V_{a2} \quad (6.33)$$

$$V_c = V_{a0} + a V_{a1} + a^2 V_{a2} \quad (6.34)$$

Las ecuaciones anteriores se pueden agrupar en la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a0} \\ V_{a1} \\ V_{a2} \end{bmatrix} \quad (6.35)$$

Que de manera compacta se puede representar de la siguiente forma:

$$\underline{V}_{abc} = [A] \underline{V}_{012} \quad (6.36)$$

Obtención de las componentes a partir de los fasores desbalanceados.

Las componentes simétricas V_{a_0} , V_{a_1} , V_{a_2} pueden obtenerse a partir de la ecuación (6.36), premultiplicando por la matriz inversa de A:

$$[A]^{-1} \underline{V}_{abc} = [A]^{-1} [A] \underline{V}_{012}$$

$$\underline{V}_{012} = [A]^{-1} \underline{V}_{abc} \quad (6.37)$$

Pero obtener la matriz inversa de A no es tan simple, sobre todo porque algunos de sus elementos de A son números complejos. Un camino más sencillo es llegar a la expresión (6.37) mediante manipulaciones algebraicas de las ecuaciones (6.32) a (6.34).

a) Sumando (6.32), (6.33) y (6.34)

$$V_a + V_b + V_c = 3V_{a_0} + V_{a_1} (1 + a^2 + a) + V_{a_2} (1 + a + a^2)$$

$$V_{a_0} = \frac{1}{3} (V_a + V_b + V_c)$$

b) Sumando (6.32), (6.33) por a y (6.34) por a^2 :

$$V_a + a V_b + a^2 V_c = V_{a_0} (1 + a + a^2) +$$

$$V_{a_1} (1 + a^3 + a^3) + V_{a_2} (1 + a^2 + a^4)$$

Como $a^3 = 1$ y $a^4 = a$, entonces:

$$Va_1 = \frac{1}{3} (Va + a Vb + a^2 Vc)$$

c) Sumando (6.32), (6.33) por a^2 y (6.34) por a :

$$Va + a^2 Vb + a Vc = Va_0 \cancel{(1 + a^2 + a)} + Va_1 \cancel{(1 + a + a^2)} + Va_2 (1 + a^3 + a^3)$$

$$Va_2 = \frac{1}{3} (Va + a^2 Vb + a Vc)$$

Resumiendo, si se conocen los tres fasores desbalanceados, las componentes simétricas de la fase a, se pueden calcular mediante las ecuaciones:

$$Va_0 = \frac{1}{3} (Va + Vb + Vc) \quad (6.38)$$

$$Va_1 = \frac{1}{3} (Va + a Vb + a^2 Vc) \quad (6.39)$$

$$Va_2 = \frac{1}{3} (Va + a^2 Vb + a Vc) \quad (6.40)$$

Matricialmente:

$$\begin{bmatrix} Va_0 \\ Va_1 \\ Va_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} \quad (6.41)$$

Comparando las ecuaciones (6.4) y (6.37) se concluye que la matriz inversa de A es:

$$[A]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Z_{012} = Matriz de impedancias de secuencia del generador dada por (6.65).

I_{012} = Corrientes de secuencia
 I_{a0}, I_{a1}, I_{a2} .

La ecuación (7.2) puede expresarse en forma desarrollada, en la forma:

$$V_{a0} = 0 - Z_0 I_{a0} \quad (7.3)$$

$$V_{a1} = E_a - Z_1 I_{a1} \quad (7.4)$$

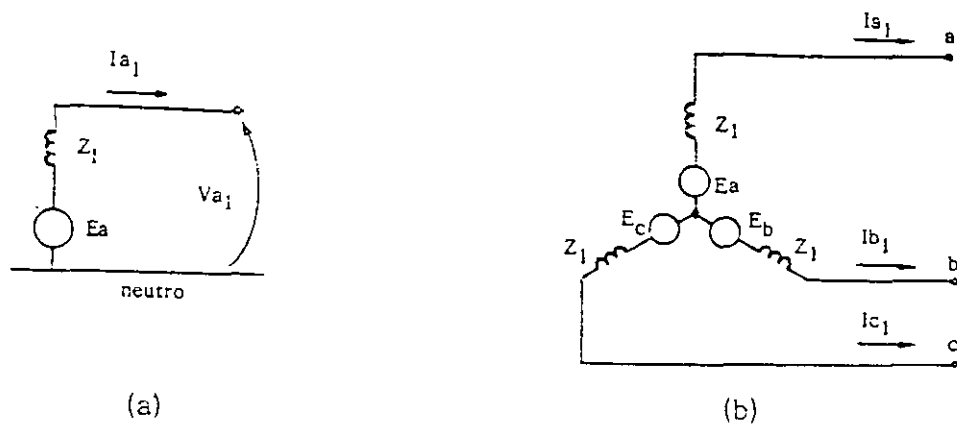
$$V_{a2} = 0 - Z_2 I_{a2} \quad (7.5)$$

Si a cada una de las ecuaciones anteriores se les asocia un circuito, se obtienen las llamadas "redes de secuencia", mismas que se describen a continuación y se muestran en la figura 7.1.

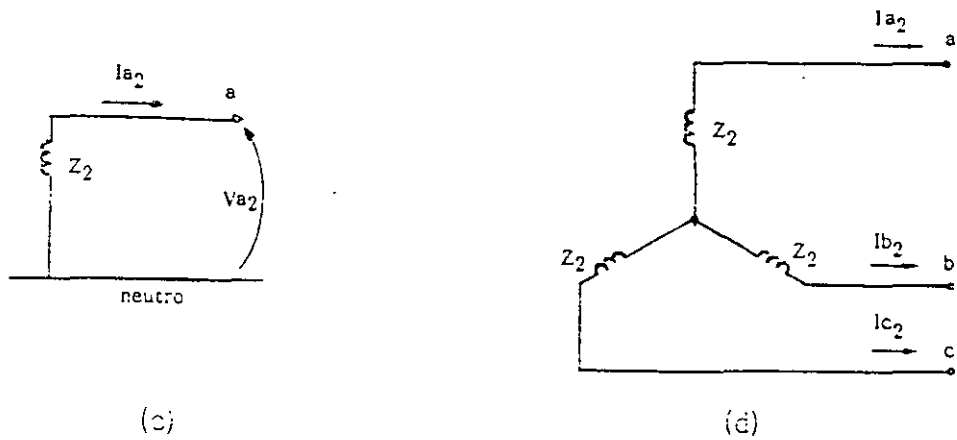
RED DE SECUENCIA POSITIVA.- Este circuito está formado por una fem en serie con la impedancia de secuencia positiva del generador. La fem E_a es la tensión en vacío al neutro en las terminales del generador. Debe hacerse notar que en esta red el neutro del generador está a potencial de tierra puesto que no hay corriente de retorno. Por lo tanto, la barra de referencia de esta red es el neutro del generador.

RED DE SECUENCIA NEGATIVA.- Esta red no contiene fem's, solo incluye la impedancia de secuencia negativa del generador. La barra de referencia en este caso es también el neutro del generador.

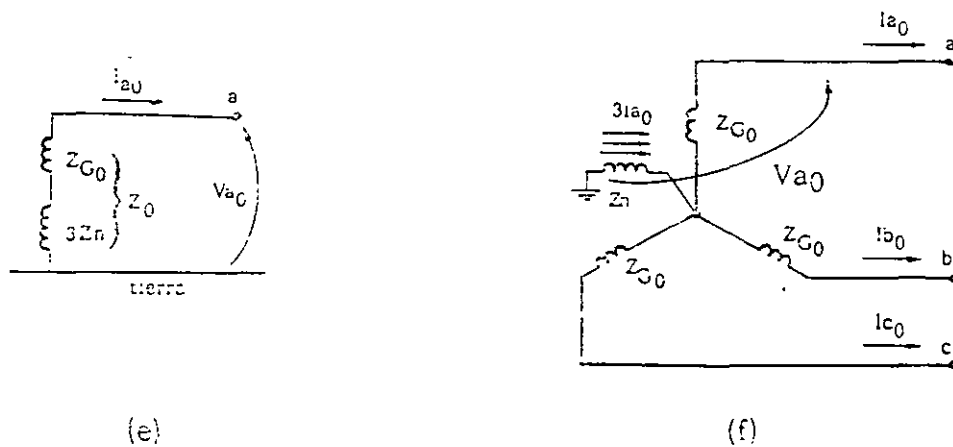
RED DE SECUENCIA CERO.- Tampoco contiene fem's y la barra de referencia es la tierra del generador.



Red de secuencia positiva.

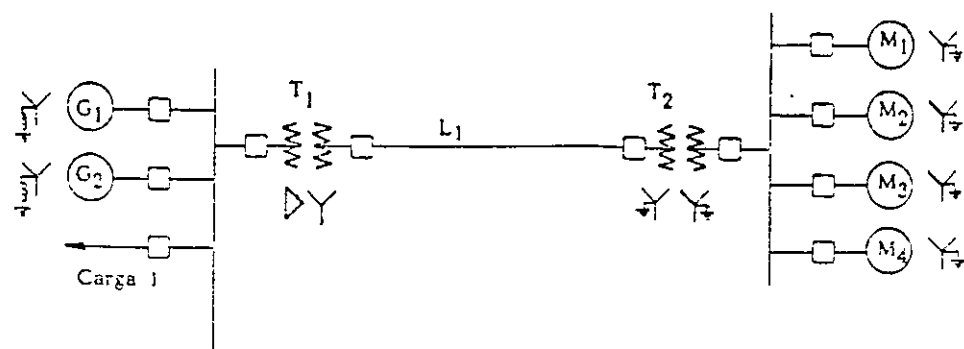


Red de secuencia negativa.

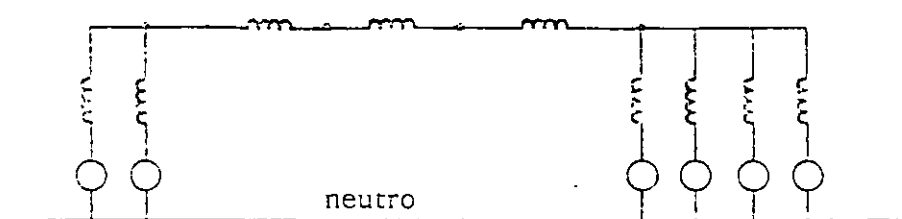


Red de secuencia cero.

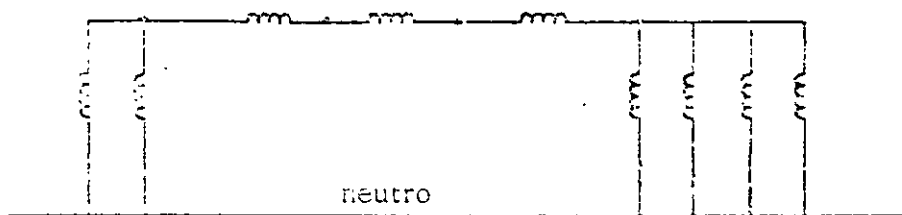
Figura 7.1 Redes de secuencia y su contraparte trifásica.



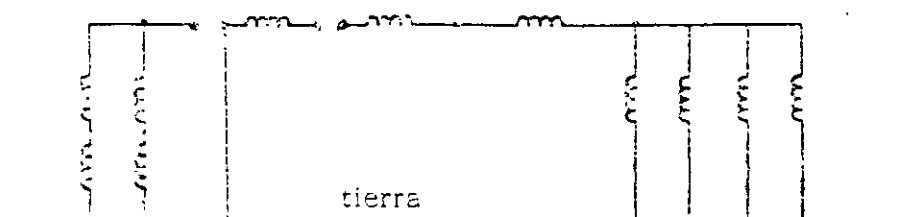
(a) Sistema eléctrico.



(b) Red de secuencia positiva.



(c) Red de secuencia negativa.



(d) Red de secuencia cero.

Figura 7.2 Redes de secuencia de un sistema eléctrico.

Es importante hacer notar que la aplicación del método de las componentes simétricas a un generador, arroja el mismo resultado que cuando se aplicó el método a un grupo de tres fasores desbalanceados: "un circuito trifásico desbalanceado (el del generador) puede estudiarse analizando tres circuitos trifásicos balanceados (uno para cada secuencia), y aún más, analizando simplemente tres circuitos monofásicos equivalentes, llamados redes de secuencia".

7.2 REDES DE SECUENCIA DE UN SISTEMA.

En el capítulo 5 se vió como los principios que rigen las fallas balanceadas son válidos tanto para un generador, como para un sistema complejo el cual está representado por su equivalente de Thevenin. En el caso de fallas desbalanceadas esto también se presenta. Por ello, se procede a explicar el procedimiento para obtener las redes de secuencia de un sistema eléctrico, y posteriormente, establecer el manejo que debe darse a estas redes al determinar las corrientes para fallas desbalanceadas.

RED DE SECUENCIA POSITIVA.- La red de secuencia positiva de un sistema eléctrico se obtiene exactamente igual que un diagrama de reactancias. Cada elemento deberá estar representado por su impedancia o reactancia de secuencia positiva. El valor de las fuentes será el valor del voltaje de prefalla por unidad en cada punto donde haya máquinas rotativas. Las reactancias de secuencia positiva de éstas máquinas será su reactancia subtransitoria, transitoria o síncrona, según sea la corriente que se desee calcular. La figura 7.2.b muestra la red de secuencia positiva para el sistema de la figura 7.2.a.

RED DE SECUENCIA NEGATIVA.- Esta red es casi idéntica a la red de secuencia positiva, solo que no tiene fuentes y los valores de cada reactancia corresponden a los de secuencia negativa. La figura 7.2.c ilustra una red típica de secuencia negativa.

RED DE SECUENCIA CERO.- Nuevamente esta red merece especial atención. Su estructura es semejante a la de las otras dos redes, no tiene fuentes y cada elemento está representado por su reactancia de secuencia cero. Cualquier impedancia de aterrizamiento deberá tomar el valor de 3 veces la impedancia original. El circuito equivalente de secuencia cero de los transformadores va a depender de la conexión de sus devanados. La figura 7.3 muestra las conexiones trifásicas más comunes y el circuito de secuencia cero resultante. Por otro lado, la red de secuencia cero del sistema que se viene analizando aparece en la figura 7.2.d.

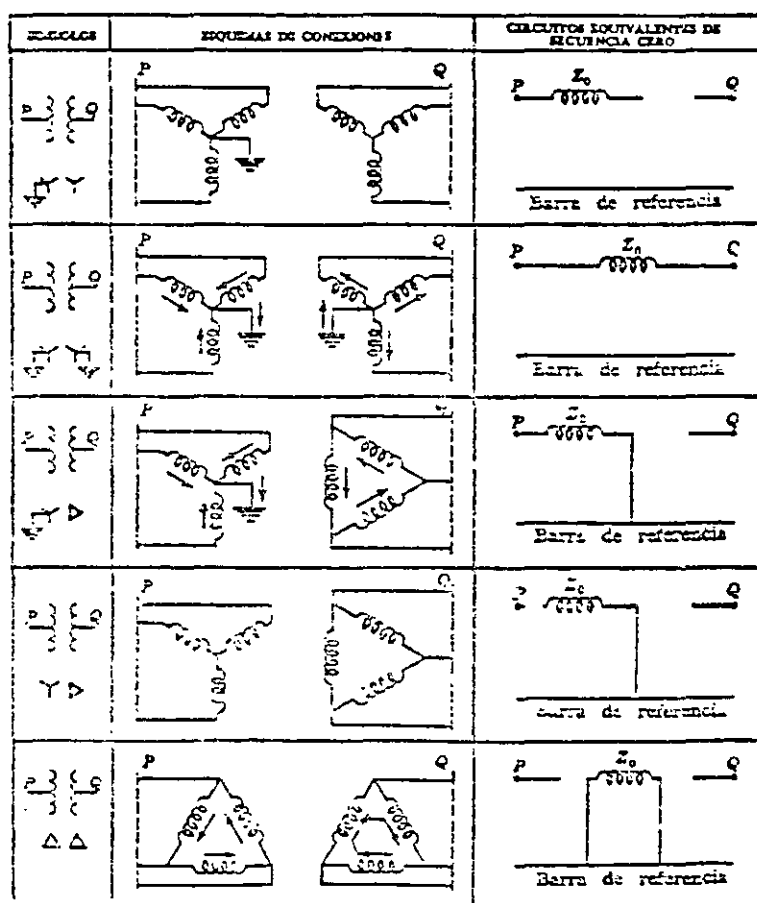


Figura 7.3 Circuitos equivalentes de secuencia cero de transformadores trifásicos.

Las tres reglas siguientes son útiles para obtener el circuito correcto de secuencia cero de un transformador:

- 1.- Dado que en un devanado trifásico conectado en delta pueden circular internamente corrientes de secuencia cero, pero nunca fluir hacia la línea, este devanado debe representarse como circuito abierto hacia el sistema, pero como una conexión de la reactancia del transformador al bus de referencia, previendo que en el otro devanado si esté circulando corriente de esta secuencia.
- 2.- Un devanado en estrella, con neutro aterrizado se representa como una conexión directa entre la reactancia de secuencia cero del transformador y el resto del sistema.
- 3.- Un devanado en estrella con el neutro aislado se representa como un circuito abierto entre la reactancia de secuencia cero del transformador y el resto del sistema, ya que al no tener aterrizamiento, se imposibilita el flujo de corrientes de secuencia cero.

7.3 CONEXION DE LAS REDES PARA REPRESENTAR FALLAS.

El enlace entre las redes de secuencia depende del tipo de falla y es independiente de la complejidad del sistema, es decir, para un mismo tipo de falla, el enlace de las redes de secuencia es el mismo para un cortocircuito en un generador, que para un cortocircuito en un sistema eléctrico más complejo. Se analizan los tipos de falla ya mencionados:

- (1) Falla trifásica a tierra.
- (2) Falla de tres fases entre sí.
- (3) Falla de dos fases a tierra.
- (4) Falla entre dos fases.
- (5) Falla de una fase a tierra.

Fallas Trifásicas.

Los tipos (1) y (2) son equivalentes y de los más familiares para los ingenieros que realizan cálculos de cortocircuito con fines de selección de interruptores o ajuste de relevadores. Un cortocircuito trifásico puede representarse en el punto de falla como lo indica la figura 7.4.a.

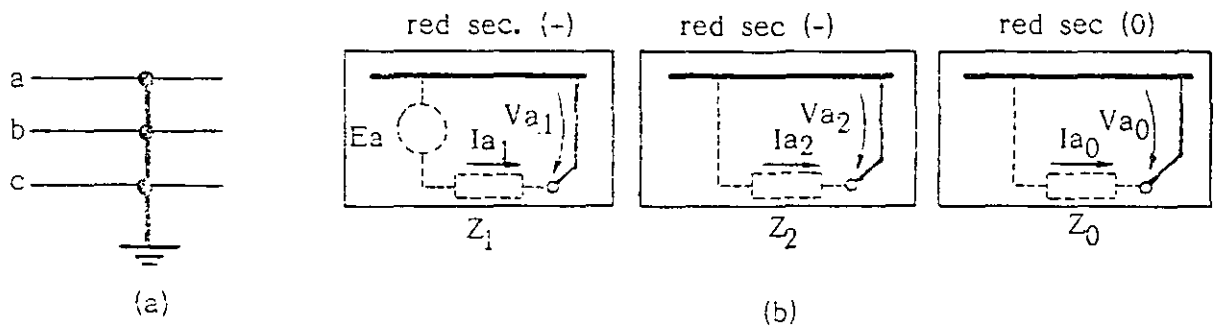


Figura 7.4 Falla trifásica.

Las condiciones en el punto de falla son:

$$V_a = V_b = V_c = 0$$

$$I_a + I_b + I_c = 0$$

Sustituyendo estas condiciones en las expresiones de los voltajes de secuencia se tiene:

$$V_{a_0} = 1/3 (V_a + V_b + V_c) = 0$$

$$V_{a_1} = 1/3 (V_a + V_b + a^2 V_c) = 0$$

$$V_{a_2} = 1/3 (V_a + a^2 V_b + a V_c) = 0$$

Estos resultados se pueden representar en las redes de secuencia de la figura 7.4.b como un cortocircuito del punto de falla a la barra de referencia. Con ello se observa que en el caso de fallas trifásicas, no se presentan corrientes y voltajes de secuencia negativa y cero, únicamente de secuencia positiva, lo cual se demuestra a continuación:

$$I_{a_0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c) = 0$$

$$I_{a_1} = 1/3 (I_a + aI_b + a^2 I_c) = 1/3 (I_a + I_a + I_a) = I_a$$

$$I_{a_2} = 1/3 (I_a + a^2 I_b + a I_c) = 1/3 (I_a + I_c + I_b) = 0$$

De la red figura 7.4.b se tiene que la corriente de secuencia positiva esta dada por:

$$I_{a_1} = \frac{E_a}{Z_1} = I_a \quad (7.8)$$

ecuación que ya se había obtenido al estudiar fallas balanceadas.

En resumen, para el caso de fallas trifásicas es suficiente resolver la red de secuencia positiva.

Falla de Fase a Tierra.

Para este caso se supone que la fase fallada es fase a, como se indica en la figura 7.5.a.

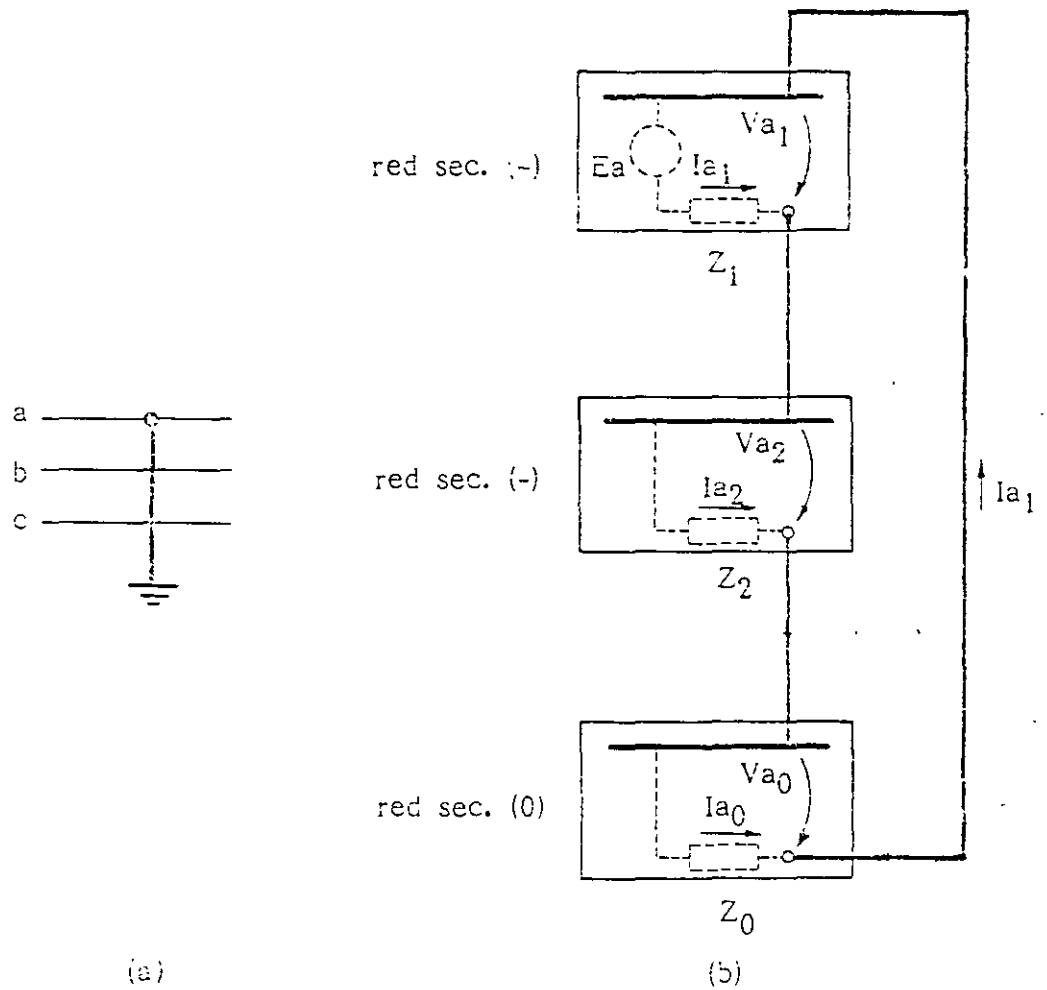


Figura 7.5 Falla de fase a tierra.

Las condiciones en el punto de falla son ahora:

$$V_a = 0$$

$$I_b = I_c = 0$$

Las componentes simétricas de corriente resultan:

$$I_{a0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c) = 1/3 I_a$$

$$I_{a1} = 1/3 (I_a + aI_b + a^2 I_c) = 1/3 I_a$$

$$I_{a2} = 1/3 (I_a + a^2 I_b + a I_c) = 1/3 I_a$$

o bien:

$$I_{a_0} = I_{a_1} = I_{a_2} \quad (7.9)$$

También se cumple que:

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} = 0 \quad (7.10)$$

De las ecuaciones (7.9) y (7.10) se deduce que las tres redes de secuencia deben conectarse en serie como se ilustra en la figura 7.5.b. Las componentes simétricas de corriente se pueden calcular resolviendo el circuito resultante de enlazar las redes de secuencia.

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_0} = \frac{\bar{E}_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (7.11)$$

Para obtener las componentes simétricas de voltaje pueden aplicarse las ecuaciones (7.3) a (7.5).

Puesto que en las máquinas síncronas solo se generan fem's de secuencia positiva, la pregunta normal es sobre el origen de los voltajes de secuencia negativa y cero a través de la red. Cualquier condición desbalanceada como la falla de fase a tierra origina que fluyan corrientes de las tres secuencias. En cada red, las caídas producidas por estas corrientes en las impedancias de frecuencia dan origen a los voltajes de secuencia. Estos voltajes son máximos en el punto de falla y decrecen conforme se aproxima uno al bus de referencia.

Falla de dos fases a tierra.

Para este caso se supone que la falla ocurre en las fases b y c, como se muestra en la figura 7.6.a.

7.5 OBTENCION DE CORRIENTES Y VOLTAJES DE FASE.

En el desarrollo del método de las componentes simétricas, la fase a fué usada como referencia. Por lo tanto, las corrientes de fase pueden calcularse a partir de las componentes simétricas de corriente de la fase a mediante las siguientes expresiones:

$$I_a = I_{a_0} + I_{a_1} + I_{a_2}$$

$$I_b = I_{a_0} + a^2 I_{a_1} + a I_{a_2}$$

$$I_c = I_{a_0} + a I_{a_1} + a^2 I_{a_2}$$

Los voltajes al neutro o de fase, se obtienen de una manera similar, a partir de los voltajes de secuencia:

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2}$$

$$V_b = V_{a_0} + a^2 V_{a_1} + a V_{a_2}$$

$$V_c = V_{a_0} + a V_{a_1} + a^2 V_{a_2}$$

Los voltajes de línea a línea pueden también calcularse, mediante los voltajes al neutro y aplicando la relaciones:

$$V_{ab} = V_a - V_b$$

$$V_{bc} = V_b - V_c$$

$$V_{ca} = V_c - V_a$$

8 SELECCION DE INTERRUPTORES.

El presente capítulo tiene la finalidad de proporcionar los elementos necesarios para realizar una correcta selección de los interruptores de un sistema eléctrico. El material está dedicado a interruptores cuya tensión nominal es igual o mayor a 13.8 kV.

En condiciones normales, la función principal de un interruptor es conducir e interrumpir la corriente de carga; pero en condiciones de falla, el interruptor es el medio para aislar las corrientes de cortocircuito. En algunos casos, la función de interrumpir la corriente de carga es la de mayor importancia, por ejemplo, cuando las aperturas son frecuentes, cuando la carga es predominantemente inductiva o capacitiva, etc. Especial cuidado debe tenerse en estos casos, los cuales no serán tratados en este curso.

8.1 VALORES NOMINALES DE UN INTERRUPTOR.

Un interruptor tiene fundamentalmente cuatro valores nominales, que son:

- (1) Voltaje máximo, V_{max} .
- (2) Corriente de servicio continuo (I_r).
- (3) Corriente nominal de cortocircuito (I_{cc}).
- (4) Corriente inicial de cortocircuito (I_0).

A continuación se definen brevemente cada uno de ellos:

VOLTAJE MAXIMO.- Es el límite superior de tensión al que puede operar el interruptor. Este valor se ve afectado por la altitud. Para altitudes mayores a 1 000 msnm, deberán usarse los factores de corrección de la tabla 8.1.

CORRIENTE DE SERVICIO CONTINUO.- Es la corriente de carga que puede conducir el interruptor sin que se rebasen los límites de temperatura de sus componentes.

CORRIENTE NOMINAL DE CORTOCIRCUITO.- Es la corriente simétrica que el interruptor es capaz de abrir cuando el voltaje de operación es el voltaje máximo nominal.

CORRIENTE INICIAL DE CORTOCIRCUITO.- Es la corriente que se presenta en el primer 1/2 ciclo; puede expresarse en amperes pico o en amperes rms. En este curso se utilizarán amperes rms.

8.2 CORRIENTE DE SERVICIO CONTINUO.

Los interruptores están diseñados para llevar corrientes sostenidas que no excedan la corriente de servicio continuo, la cual se define para una altitud de 1 000 msnm o menor y para una temperatura ambiente de 40°C. La corriente de servicio continuo no debe excederse excepto por períodos cortos como en caso de arranque de motores o al energizar cargas "frías".

La corriente de servicio continuo debe recalcularse para las condiciones de operación reales. La tabla 8.1 muestra los factores de corrección por altitud, y la tabla 8.2, los factores de corrección por temperatura ambiente.

TABLA 8.1
Factores de corrección por altitud.

Altitud (msnm)	Factor para Vmax.	Factor para Ir
1 000	1.00	1.00
1 500	0.95	0.99
3 000	0.80	0.96

TABLA 8.2
Factores de corrección por temperatura ambiente para la
corriente de servicio continuo.

Temperatura máxima ambiente (°C)	Factor de corrección
60	0.54
50	0.79
40	1.00
30	1.08
25	1.12
10	1.16

8.3 TIEMPOS DE UN INTERRUPTOR.

La figura 8.1 muestra los eventos que se presentan en el proceso de interrupción, los cuales dan lugar a los cinco tiempos siguientes:

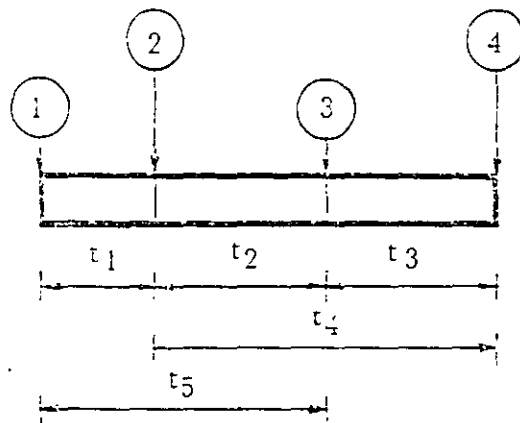
t_1 = retardo de disparo (tiempo del relevador).

t_2 = tiempo de apertura (opening time).

t_3 = tiempo de arqueo (arcing time).

t_4 = tiempo de interrupción (interrupting time).

t_5 = tiempo de partida de contactos (contact parting time).



(1) - Inicio del cortocircuito.

(2) - Energización del circuito de disparo.

(3) - Inicio de apertura de contactos.

(4) - Extinción del arco.

Figura 8.1 Tiempos de un interruptor.

La tabla (8.3) contiene los valores típicos del tiempo de interrupción y el tiempo de apertura para diferentes tensiones nominales.

TABLA 8.3
Tiempos típicos de interrupción y de apertura.

Voltaje Nominal (Kv)	Tiempo de Interrupción (ciclos)	Tiempo de apertura (ciclos)
12.8	8	3.5
23	5	2.5
34.5	5	2.5
69	5	2.5
115	3	1.5
161	3	1.5
230	3	1.5
500	2	1.0
700	2	1.0

El tiempo de interrupción es el usado para clasificar a los interruptores según su velocidad.

8.4 CAPACIDADES INTERRUPTIVAS.

En la aplicación de los interruptores es necesario que ninguna de las capacidades interruptivas se vean excedidas. Estas capacidades se derivan de la corriente nominal de cortocircuito.

Factor de Rango (K).

Este factor se define como la relación:

$$K = \frac{\text{Voltaje máximonominal}}{\text{Límite inferior del rango de voltaje}} \quad (8.1)$$

Lo normal es conocer K y V_{max} , con lo cual es posible determinar el límite inferior de voltaje hasta el que se garantiza que las capacidades simétricas y asimétricas en amperes, varían en proporción inversa al voltaje real de operación.

Capacidad Interruptiva Simétrica.

La máxima capacidad interruptiva simétrica que un interruptor debe tener es K veces la corriente nominal de cortocircuito. Entre el voltaje máximo nominal y el límite inferior del rango, la capacidad interruptiva simétrica está dado por:

$$I_{cc} (sim) = I_{cc} (nom) \frac{V_{max}}{V_{op}} \quad (8.1)$$

donde:

$I_{cc} (sim)$ = Capacidad interruptiva simétrica, en amperes rms.

$I_{cc} (nom)$ = Corriente nominal de cortocircuito, en amperes - rms.

V_{max} = Voltaje máximo nominal.

V_{op} = Voltaje de operación.

El ejemplo 8.1 complementa estos conceptos. Para fallas de fase a tierra, la capacidad interruptiva simétrica es de 15% más alta, pero en ningún caso mayor a K veces la corriente nominal de cortocircuito.

Capacidad Interruptiva Asimétrica.

Los interruptores están diseñados para interrumpir satisfactoriamente las corrientes asimétricas cuyo factor de asimetría está dado por la figura 8.2.

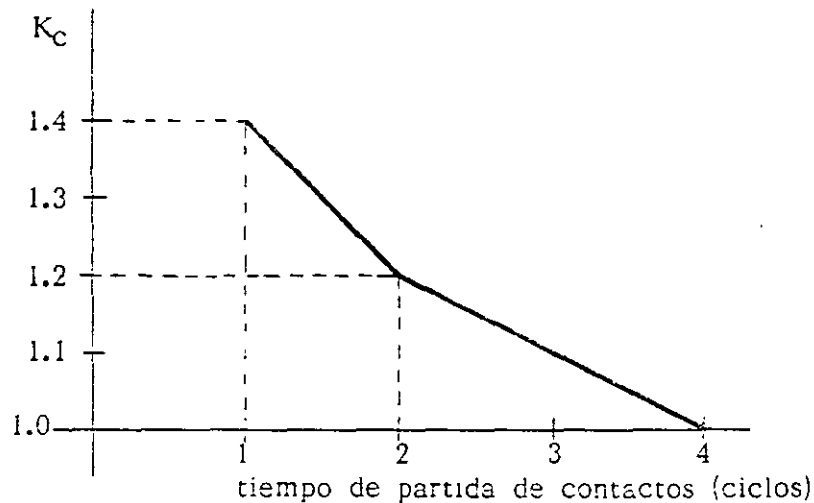


Figura 8.2 Requerimientos de diseño de un interruptor.

Quando un interruptor abre en condiciones de cortocircuito, el valor crítico de corriente es el que está presente en el momento de iniciar la apertura de los contactos, es decir, después de transcurrido el tiempo de partida de contactos (contact parting time). La figura 8.2 especifica la capacidad asimétrica requerida en cualquier interruptor, basada en un tiempo mínimo del relevador de $1/2$ ciclo, más el tiempo de apertura del interruptor, dado en la tabla 8.3. Una vez establecida la capacidad asimétrica mediante el factor de construcción (K_c), ésta permanece fija para cualquier tiempo de partida de contactos en el rango de tiempos permisibles del relevador. Si un interruptor tiene un tiempo de apertura de 1.5 ciclos, el tiempo mínimo de partida de contactos es de 2 ciclos, y en estas condiciones, el interruptor tiene una capacidad interruptiva asimétrica de 1.2 veces la capacidad interruptiva simétrica.

En los casos donde la relación X/R es igual o menor a 15, el interruptor no tendrá problemas al interrumpir corrientes asimétricas, si éste ha sido adecuadamente seleccionado para interrumpir corrientes simétricas en ese punto. Si la relación X/R es mayor de 15 tendrá que verificarse si el interruptor está apto para abrir las corrientes asimétricas.

Por otro lado, cuando el tiempo del revelador es más alto de 0.5 ciclos, es ventajoso ya que se presenta el decremento de los componentes de c.a. y c.d. de la corriente de falla. El decremento de la componente de c.a. no es significativo en puntos del sistema que son eléctricamente remotos de las plantas generadoras. Esto puede ser válido también en sistemas auxiliares de plantas generadoras que son alimentadas directamente de los generadores, pero a través de reactores o transformadores de alta impedancia.

8.5 CORRIENTE INICIAL DE CORTOCIRCUITO.

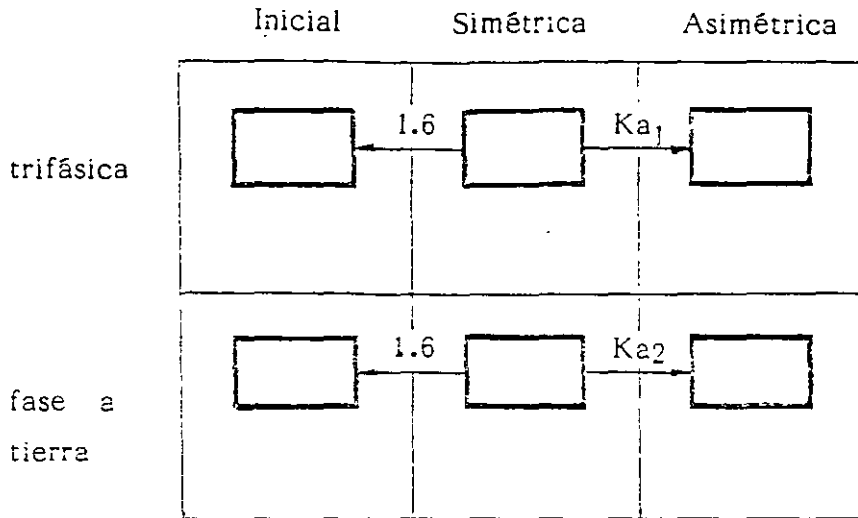
Este valor nominal constituye la corriente de cortocircuito más alta que un interruptor debe soportar. Ocurre en el primer medio ciclo, y como se observó en el capítulo 5, puede alcanzar valores instantáneos próximos a dos veces el valor pico de la corriente simétrica. Este valor de corriente determina el dimensionamiento mecánico del interruptor, ya que origina los máximos esfuerzos dinámicos, proporcionales al cuadrado del valor de la corriente.

Al designar esta corriente con un valor eficaz o rms, su magnitud teórica máxima es de 1.73 veces la corriente simétrica. Los interruptores, de acuerdo con las normas, deben estar diseñados para soportar una corriente inicial igual a 1.3 veces la corriente de cortocircuito simétrica, que es un valor aceptable para casos prácticos.

8.6 CORRIENTES DE FALLA EN EL PUNTO DE INSTALACION.

Para verificar que un interruptor tiene la capacidad de cortocircuito adecuada, es necesario primeramente calcular las corrientes de cortocircuito en el punto de instalación; siendo éstas las siguientes:

CORRIENTES DE FALLA



CAPACIDADES DEL INTERRUPTOR

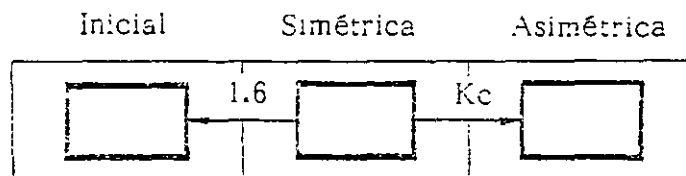


Figura 8.3 Corrientes de falla y capacidades de un interruptor.

A continuación se procede a explicar algunos refinamientos introducidos en el cálculo de las corrientes de falla.

Corriente Simétrica de Cortocircuito.

Para este cálculo, todas las reactancias subtransitorias de las máquinas rotativas deberán multiplicarse por los factores de la tabla 8.4 (Tabla No. 1 de la norma ANSI C37.5 - 1979). Esta corrección se hace con el fin de obtener valores más aproximados de las reactancias en el momento de la interrupción.

TABLA 8.4

Factores de corrección de las reactancias de máquinas rotativas para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Tipo de Máquina	X_i	
	Momento de la interrupción	Corriente Inicial
Turbogeneradores, hidrogeneradores con devanado de amortiguamiento y condensadores síncronos.	1.0 X_d''	1.0 X_d''
Hidrogeneradores sin devanados de amortiguamiento.	0.75 X_d'	0.75 X_d'
Motores síncronos.	1.5 X_d''	1.0 X_d''
Motores de inducción.		
- mayores de 250 HP	1.5 X_d''	1.0 X_d''
- de 50 a 250 HP	3.0 X_d''	1.2 X_d''
- menores de 50 HP	Se desprecia su efecto	

Una vez obtenidas las reactancias equivalentes para cada red de secuencia, es posible obtener la corriente simétrica para los dos tipos de falla mencionados. De acuerdo con lo establecido en los capítulos anteriores se tiene:

Corriente de falla trifásica.

$$I_{sim} (3\phi) = \frac{E_a}{j X_1} I_B \quad (8.2)$$

Corriente de falla de fase a tierra.

$$I_{\text{sim}}(1\phi) = \frac{3 E_a}{j (2X_1 + X_0)} I_B \quad (8.3)$$

donde se supone que las reactancias equivalentes de secuencia positiva y de secuencia negativa, son iguales.

El mayor de estos dos valores no debe rebasar el 80% de la capacidad interruptiva simétrica. El 20% es un factor de seguridad, introducido para compensar todas las simplificaciones incluidas en el método de cálculo.

Corriente inicial de cortocircuito.

En este caso, también las reactancias subtransitorias de las máquinas rotativas deben multiplicarse por los factores de corrección de la tabla 8.4. El cálculo de esta corriente no es muy necesario, debido a que tanto esta corriente, como la capacidad de corriente inicial guardan la misma proporción con la corriente simétrica y la capacidad interruptiva simétrica, respectivamente (ver figura 8.3). De tal modo que basta revisar que la corriente simétrica no rebase el 80% de la capacidad interruptiva simétrica para asegurar que la corriente inicial de cortocircuito está dentro de los límites permitidos.

Corriente asimétrica de cortocircuito.

Para determinar la corriente de cortocircuito asimétrica aplicada a un interruptor, es necesario conocer la resistencia de todos los elementos del sistema. Un procedimiento práctico para determinar el valor de la resistencia es haciendo uso de la tabla 8.5 (Tabla No. 4 de la norma ANSI C37.10-1979), la cual proporciona rangos y valores típicos de la relación X/R para diferentes componentes del sistema. Esta tabla se complementa con las figuras 8.4, 8.5 y 8.6.

TABLA 8.5
Rangos y valores típicos de la relación X/R.

Componente	Rango	Valor típico
Grandes generadores y condensadores síncronos	40 - 120	80
Transformadores	ver figura 8.4	-
Motores de inducción	ver figura 8.5	-
Pequeños generadores y motores síncronos	ver figura 8.6	-
Reactores	40 - 120	80
Líneas de transmisión	2 - 16	5
Cables de potencia	1 - 3	2

Dependiendo de la clase de enfriamiento del transformador, es necesario obtener el factor de corrección apropiado en la tabla 8.6, el cual debe multiplicarse por los MVA del transformador antes de usar la figura 8.4 para obtener la relación X/R.

TABLA 8.6

Factores para corregir los MVA de los transformadores.

Clase	MVA	Factor
OA	todos	1.67
FA	hasta 15	1.33
FA	16 ó mayor	1.25
FOA	todos	1.0

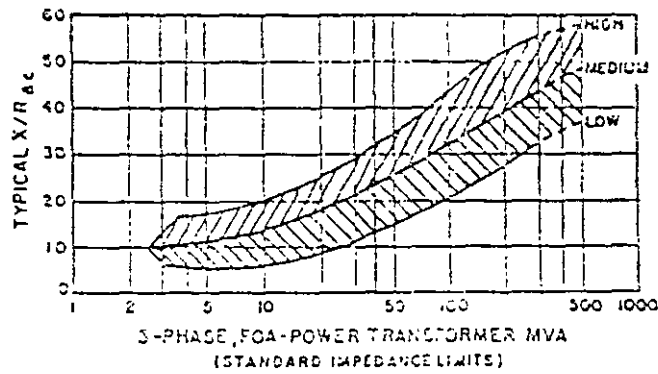


Figura 8.4 Rango de X/R para transformadores.

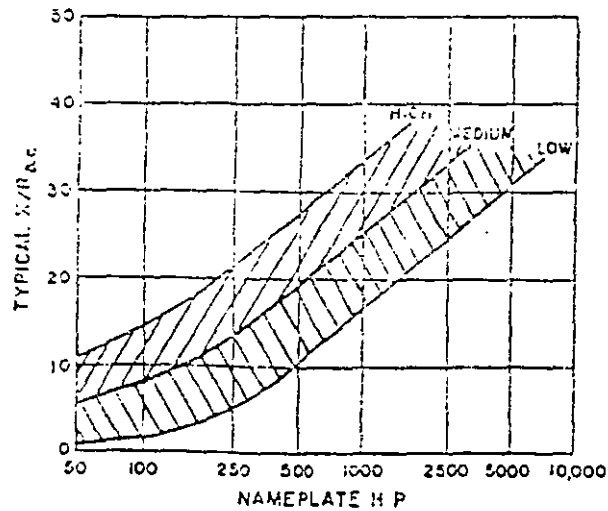


Figura 8.5 Rango de X/R para motores de inducción.

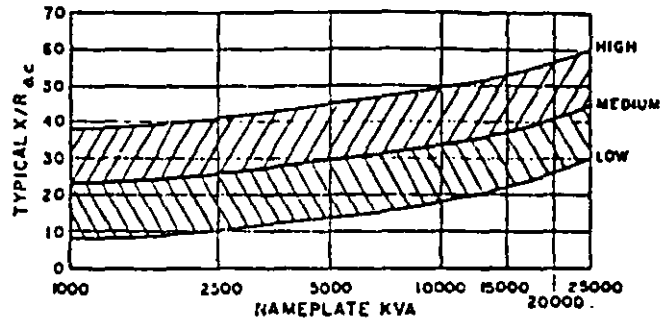


Figura 8.6 Rango para generadores pequeños y motores síncronos.

Conociendo el valor de X y de X/R , es posible determinar la resistencia a partir de la ecuación:

$$R = \frac{X}{X/R} \quad (8.4)$$

Cada valor de R de las máquinas rotatorias deberá multiplicarse por el mismo factor que afectó a las reactancias subtransitorias.

El siguiente paso es encontrar la resistencia equivalente en el punto de falla para cada red de secuencia. Con estas resistencias, y las reactancias equivalentes ya obtenidas, es posible obtener la relación X/R para cada tipo de falla:

Falla trifásica:

$$X/R = \frac{X_1}{R_1} \quad (8.5)$$

Falla de fase a tierra:

$$X/R = \frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0} \quad (8.6)$$

Finalmente, con los factores de asimetría y las corrientes de falla simétricas, se determinan los valores de corriente de fallas asimétricas, ninguno de los cuales debe rebasar la capacidad interruptiva asimétrica del interruptor. Esta capacidad se obtiene al multiplicar la capacidad interruptiva simétrica por el factor K_c de la figura 8.2.

3 PHASE FAULTS

RATIO N

CONTACT PARTING LINE CYCLE

1.0 1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6

MULTIPLYING FACTORS FOR 3 PHASE FAULTS

1 2 3 4 5

The graph plots E/F Time in Cycles (Y-axis, 0 to 150) against Multiplying Factors for E/X Amperes (X-axis, 1.0 to 1.7). Five curves are shown, labeled 1 through 5, representing different contact parting time cycles. The curves show that as the multiplying factor increases, the E/F time also increases, and higher contact parting time cycles result in higher E/F times for the same multiplying factor.

Multiplying Factor (E/X Amperes)	Curve 1 (Cycles)	Curve 2 (Cycles)	Curve 3 (Cycles)	Curve 4 (Cycles)	Curve 5 (Cycles)
1.0	15	15	15	15	15
1.1	20	20	20	20	20
1.2	25	25	25	25	25
1.3	30	35	40	45	50
1.4	40	50	60	70	80
1.5	55	70	85	100	115
1.6	80	100	120	140	150
1.7	110	135	155	-	-

Factor de asimetría para fallas trifásicas que incluyen los efectos del decremento de las componentes de c.a. y c.d.

Factor de asimetría para fallas de fase a tierra que incluye los efectos del decremento de las componentes de c.a. y c.d.

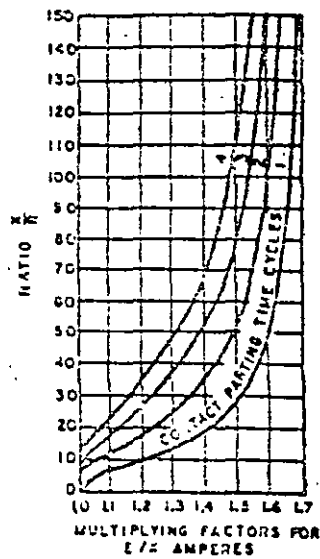


Figura 8.9

Factor de asimetría para fallas trifásicas y de fase a tierra que incluye los efectos del decremento de la componente de c.d. solamente.

8.7 VALORES NOMINALES NORMALIZADOS.

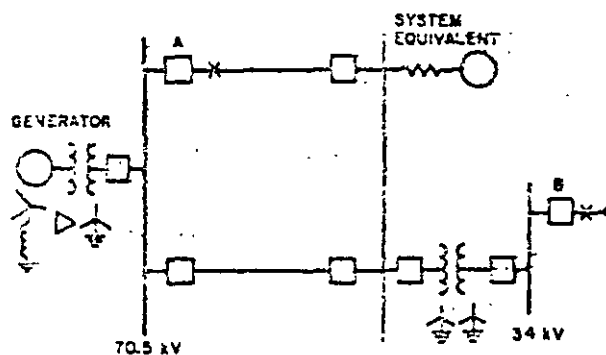
Con el objeto de tener una buena referencia de los valores normalizados que se tienen disponibles en la práctica, se presenta en el anexo A. un compendio de las tablas contenidas en la norma ANSI C37.06-1971. En las tablas aparecen, para cada voltaje máximo nominal, los valores de corriente nominal de cortocircuito, corriente de servicio continuo, tiempo de interrupción, factor de rango (K), etc. Estos datos son de utilidad en el momento de realizar la selección de un interruptor.

8.8 EJEMPLOS.

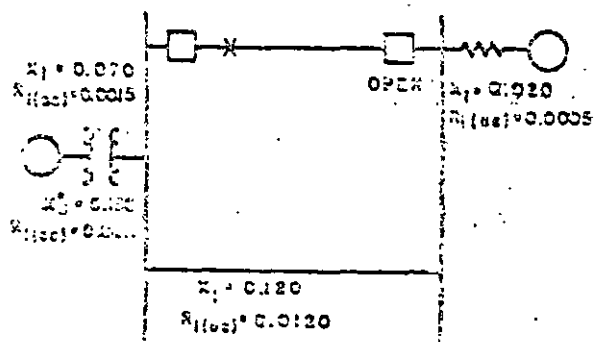
Ejemplo 8.1.- Considere un interruptor que tiene una corriente nominal de cortocircuito de 37 000 A al voltaje máximo nominal de 15 kV. Calcular la capacidad interruptiva simétrica cuando el interruptor opera a un voltaje de 13.2 kV y a un voltaje de 11.0 kV.

Ejemplo 8.2.- Para el sistema mostrado en la figura 8.10, seleccionar el interruptor A, considerando que la corriente de carga es de 1 850 amperes.

(a) Diagrama unifilar



(b) Red de secuencia positiva



(c) Red de secuencia cero

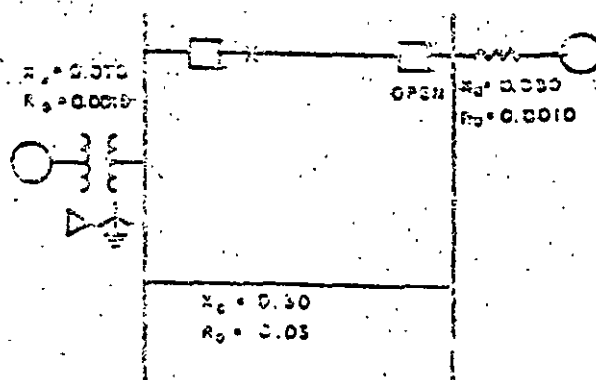


Figura 8.10

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- 1 William D. Stevenson
SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA
1986. Mc Graw Hill.
- 2 Wagner and Evans
SYMMETRICAL COMPONENTS
1933. Mc Graw Hill.
- 3 Rodolfo Lorenzo Bautista
CURSO DE SISTEMAS DE POTENCIA. PRIMERA PARTE
1986 . Centro de Educación Continua. FI, UNAM.
- 4 TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK
Westinghouse Electric Corporation. 1950.
- 5 Jacinto Viqueira Landa
REDES ELECTRICAS. TOMO II
1973. Representaciones y Servicios de Ingeniería, S. A.
- 6 Felipe Pérez Flores
TESIS PROFESIONAL.
1981. ESIME, IPN.
- 7 Joseph A. Edminister
CIRCUITOS ELECTRICOS
1969. Serie Schaum. Mc Graw Hill.
- 8 NORMAS ANSI
C37.06 - 1971
C37.05 - 1979
C37.10 - 1979.



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

CURSOS ABIERTOS

*DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS*

MODULO II

CA 135

*INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES*

TEMA

ANEXO

**EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2002**

5 ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

En el capítulo 4 se estudió una de las características de las corrientes de cortocircuito que es la disminución de su amplitud debido a la variación de la reactancia de las máquinas síncronas. Toca ahora revisar la característica de la asimetría en las corrientes de falla, la cual se analiza suponiendo que la amplitud de la corriente de falla es constante, en otras palabras, considerando que la reactancia de las máquinas no varía.

5.1 ASPECTO CUALITATIVO.

El voltaje del sistema y la corriente de falla son ondas sinusoidales, defasadas por el ángulo de la impedancia existente entre la fuente y el punto de falla. Puesto que la resistencia es generalmente despreciable comparada con la reactancia, la corriente de falla estará atrasada del voltaje por casi 90° . Los sistemas con voltajes inferiores a 600 volts tienen mayor porcentaje de resistencia, por lo que la corriente de falla estará atrás del voltaje un ángulo menor a 90° .

Si ocurre un cortocircuito en un sistema que solo contiene reactancias inductivas y la onda de voltaje está en su valor pico, la corriente de falla empieza en cero y traza una onda sinusoidal que es simétrica con respecto al eje de las abscisas, tal como se observa en la figura 5.1.

Si el cortocircuito ocurre cuando la onda de voltaje está en cero (y siguen valores positivos), la corriente de cortocircuito empieza en cero (debido a que antes de la falla no hay corriente), pero no podrá seguir una onda sinusoidal simétrica, porque la corriente debe estar atrasada 90° del voltaje. Esto solo puede suceder si la corriente está desplazada del eje de las abscisas como se muestra en la figura 5.2.

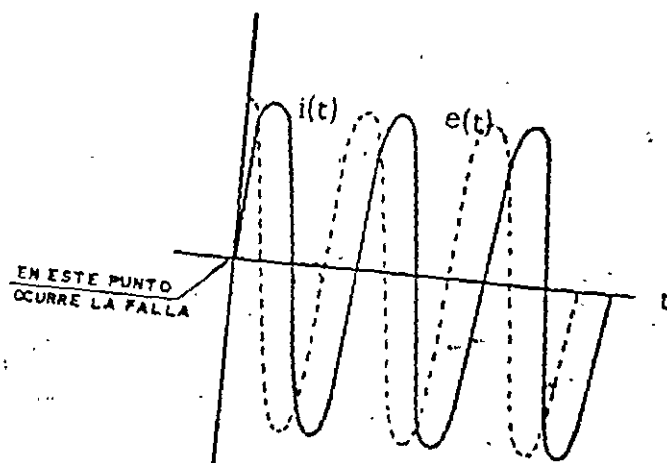


Figura 5.1 Corriente de falla simétrica.

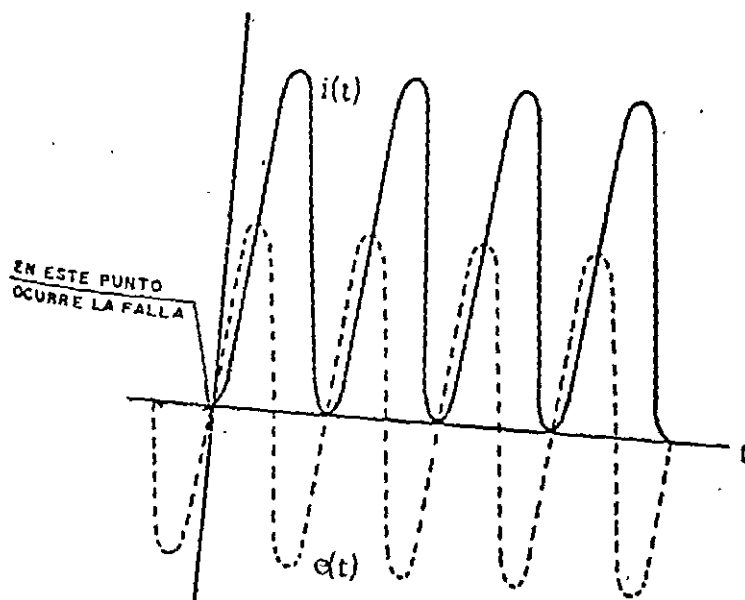


Figura 5.2 Corriente de falla asimétrica.

Los dos casos anteriores son extremos; el primero muestra una corriente completamente simétrica, y el segundo, una corriente completamente asimétrica. Si la falla ocurre en cualquier punto de la onda de voltaje entre cero y su valor pico, la corriente de falla será asimétrica en un grado intermedio.

Las corrientes asimétricas se analizan en términos de dos componentes: una corriente simétrica o componente de c.a. y una componente de c.d. (figura 5.3). La componente de c.a. alcanza su valor máximo en el momento de inicio de la falla y la componente de c.d. toma un valor simétrico para garantizar que su suma sea cero y cumpla con el requisito físico de corriente cero en el inicio de la falla.

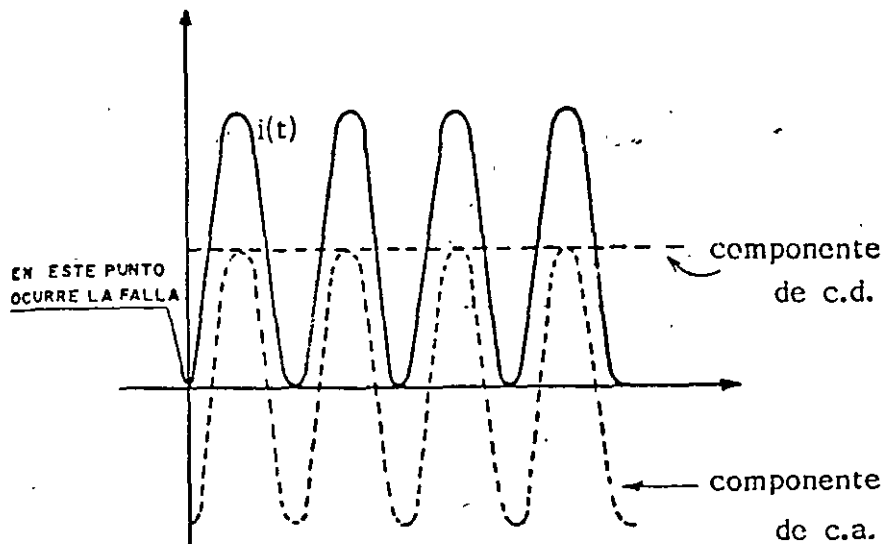


Figura 5.3 Componentes de una corriente asimétrica.

En un sistema ideal con resistencia cero, la componente de c.d. permanece constante. Sin embargo, en un sistema real donde la resistencia está presente, la componente de c.d. decae a cero y su energía es disipada como pérdidas por efecto Joule (figura 5.4.). El decremento de esta componente es función de la resistencia y la reactancia del sistema.

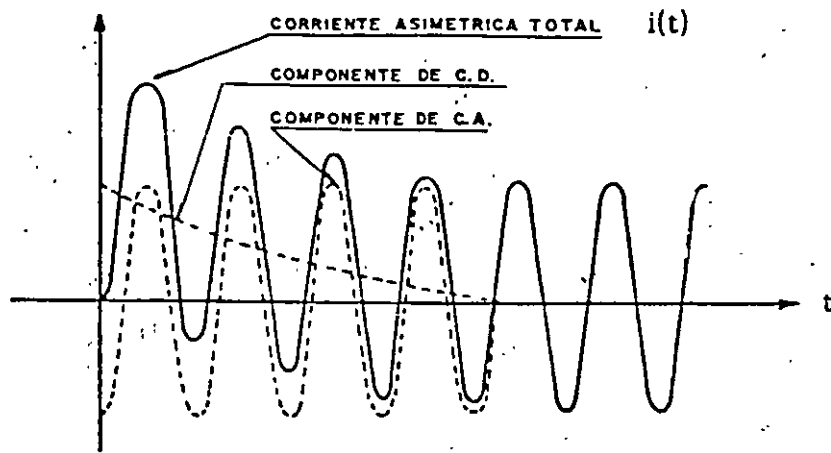


Figura 5.4 La componente de c.d. decae a cero en un sistema real.

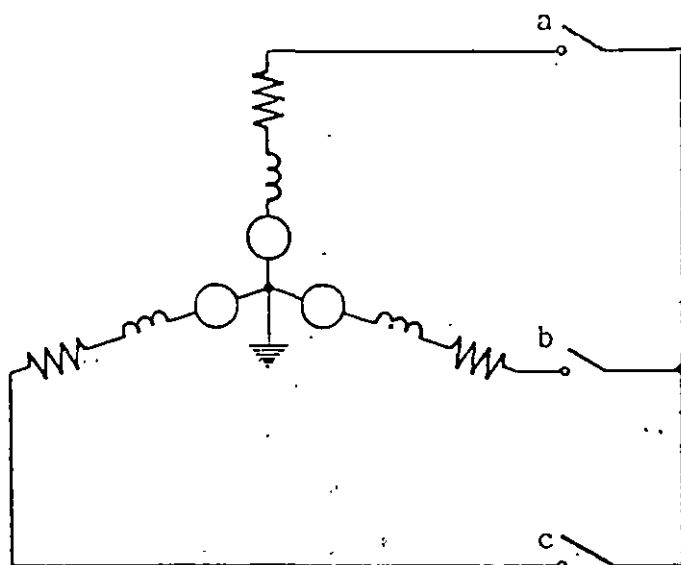
5.2. ASPECTO CUANTITATIVO.

Con el objeto de evaluar el grado de asimetría de la corriente de cortocircuito en las terminales de un generador, se parte del comportamiento del circuito R-L equivalente cuando se le aplica una tensión alterna, considerando constantes la resistencia y la inductancia (ver figura 5.5).

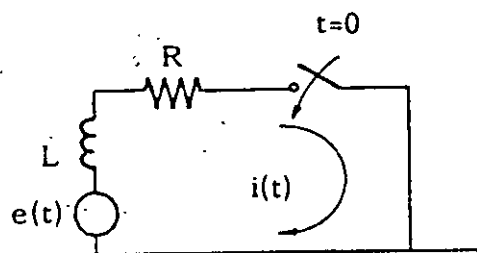
La tensión $e(t)$ en las terminales del generador en vacío antes de la falla está dada por:

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \alpha)$$

Como t es igual a cero en el momento de ocurrir la falla (y aplicar la tensión), entonces α determina el valor de la tensión $e(t)$



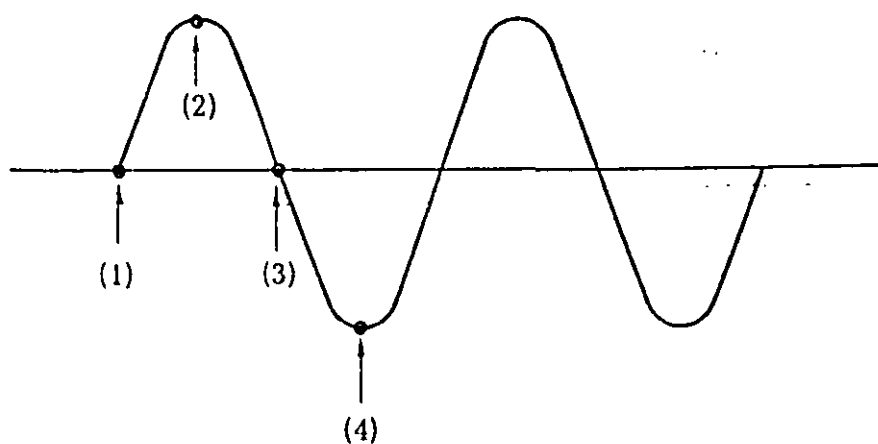
(a) - Circuito trifásico



(b) - Circuito monofásico equiv.

Figura 5.5 Simulación de una falla trifásica en las terminales de un generador.

al cerrar el circuito. La figura 5.6 muestra algunos casos típicos.



- | | |
|------------------------|---------------|
| (1) $\alpha = 0,$ | $e(0) = 0$ |
| (2) $\alpha = \pi/2,$ | $e(0) = E_m$ |
| (3) $\alpha = \pi,$ | $e(0) = 0$ |
| (4) $\alpha = 3\pi/2,$ | $e(0) = -E_m$ |

Figura 5.6 El ángulo de fase α determina $e(0)$.

Aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff al circuito monofásico equivalente se tiene:

$$E_m \sin(\omega t + \alpha) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt}$$

Ecuación diferencial que tiene como solución:

$$i(t) = I_m \left[\sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-(R/L)t} \sin(\alpha - \theta) \right] \quad (5.1)$$

donde:

$$I_m = E_m / |Z|$$

$$|Z| = \left[R^2 + (\omega L)^2 \right]^{1/2}$$

$$\theta = \tan^{-1}(\omega L/R).$$

La solución dada por la ecuación (5.1) se puede expresar como la suma de las componentes siguientes:

1.- Componente de c.a. o corriente simétrica

$$i_{ca} = I_m \sin(\omega t + \alpha - \theta) \quad (5.2)$$

2.- Componente de c.d. (respuesta natural del circuito)

$$i_{cd} = - I_m e^{-(R/L)t} \sin(\alpha - \theta) \quad (5.3)$$

La componente de c.d. es una exponencial decreciente y la de c.a. es una onda sinusoidal simétrica. Si el valor de i_{ca} no es cero en $t=0$, aparece la componente de c.d. con igual magnitud y signo contrario, para satisfacer el requisito físico de que la corriente en el instante de producirse el cortocircuito sea cero:

$$i(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = 0 \quad (5.4)$$

Un caso particular de interés se presenta cuando no hay asimetría en la corriente de cortocircuito, esto es, cuando la componente c.d. es nula. De la ecuación (5.3) se observa, que esto sucede si el circuito se cierra, o mejor dicho, si el cortocircuito ocurre en un punto de la onda de voltaje tal que:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = 0$$

Es decir, cuando:

$$(\alpha - \theta) = 0 \rightarrow \alpha = \theta \quad (5.5)$$

$$(\alpha - \theta) = \pi \rightarrow \alpha = \pi + \theta$$

Si se considera que la resistencia es despreciable, el ángulo θ es próximo a 90° ó $\pi/2$. En estas condiciones, no habrá componente de c.d. si el cortocircuito ocurre cuando la onda de voltaje está en su valor pico, ya que si $\theta = \pi/2$, entonces:

$$\alpha = \pi/2 \quad (\text{punto 2 de la figura 5.6})$$

$$\alpha = 3\pi/2 \quad (\text{punto 4 de la figura 5.6})$$

resultados que concuerdan con lo explicado en la sección anterior.

Otro caso particular, el más importante, es aquél en el que la corriente tiene una asimetría máxima. De la ecuación (5.3) se observa, que esto ocurre si:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = \pm 1$$

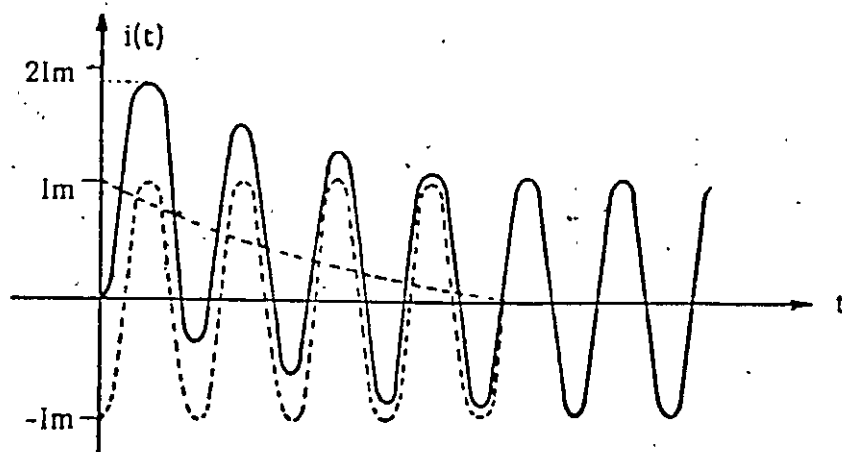


Figura 5.7 Corriente de falla total con asimetría máxima.

Resumiendo, para los casos anteriormente explicados y sus dos variantes, se tiene:

TABLA 5.1
Casos de asimetría máxima y nula de la corriente de falla

Punto de la onda	$\alpha(*)$	$(\alpha - \theta)$	$-\text{sen}(\alpha - \theta)$	Caso
1	0	$3\pi/2$	+1	Máxima Asimetría (pos)
2	$\pi/2$	0	0	Asimetría Nula
3	π	$\pi/2$	-1	Máxima Asimetría (neg)
4	$3\pi/2$	π	0	Asimetría Nula

(*) Considerando que $\theta = \pi/2$.

Si con los conceptos vistos hasta el momento, se observa nuevamente la figura 4.2, definitivamente que ahora se tendrá un conocimiento más completo de lo que representan estos oscilogramas.

5.3 FACTOR DE ASIMETRIA.

Para la selección de un interruptor es necesario conocer el valor de la corriente de falla inicial y la corriente de falla en el momento de apertura del circuito, para asegurar que el interruptor tiene la capacidad suficiente para soportar los esfuerzos dinámicos y térmicos asociados con estas dos corrientes.

Una forma de determinar la corriente de falla en estos dos momentos es usar las ecuaciones (5.2) y (5.3) para el instante deseado y sumar las dos componentes, tal como se indica en el ejemplo 4.1.

Un procedimiento más práctico es utilizar el llamado "factor de asimetría" el cual se define como:

$$K_a = \frac{\Delta I_{asim} (rms)}{I_{sim} (rms)} \quad (5.8)$$

el cual permite conocer el valor eficaz ó rms de la corriente asimétrica, a partir del valor eficaz o rms de la corriente simétrica ó componente de c.a.

$$I_{asim} (rms) = K_a [I_{sim} (rms)] \quad (5.9)$$

A continuación se deduce la expresión para calcular este factor.

Recordando la ecuación (5.1) que proporciona la expresión de la corriente de falla total, se tiene:

$$i(t) = \text{Im} \left[\text{sen} (\omega t + \alpha - \theta) - e^{-\frac{(R/L)t}{2}} \text{sen} (\alpha - \theta) \right] \quad (5.1)$$

Si se supone que la asimetría máxima positiva se presenta en al menos una de las fases, entonces $(\alpha - \theta) = 3\pi/2$, con lo que la ecuación (5.1) se transforma en:

$$i(t) = \text{Im} \left[\text{sen } \omega t \cos(\alpha - \theta) + \text{sen}(\alpha - \theta) \cos \omega t - e^{-(R/L)t} \text{sen}(\alpha - \theta) \right]$$

$$i(t) = \text{Im} \left[-\cos \omega t + e^{-(R/L)t} \right] \quad (5.10)$$

El objetivo es encontrar el valor eficaz o rms de la corriente de falla total o asimétrica $i(t)$ en cada ciclo. Por lo tanto:

$$I_{\text{asim}} (\text{rms}) = \sqrt{I_{\text{ca}}(\text{rms})^2 + I_{\text{cd}}(\text{rms})^2} \quad (5.11)$$

El valor eficaz de cada componente es:

$$I_{\text{ca}} (\text{rms}) = I_{\text{sim}} (\text{rms}) = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad (5.12)$$

$$I_{\text{cd}} (\text{rms}) = I_m e^{-(R/L)t} \quad (5.13)$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.12) y (5.13) en (5.11):

$$\begin{aligned} I_{\text{asim}} (\text{rms}) &= \sqrt{\left(\frac{I_m}{\sqrt{2}}\right)^2 + \left(I_m e^{-(R/L)t}\right)^2} \\ &= I_m \sqrt{\frac{1}{2} + e^{-(2R/L)t}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Despejando de (5.12) el valor de I_m y sustituyendo en (5.14), se tiene:

$$I_{\text{asim}} (\text{rms}) = \sqrt{2} \cdot I_{\text{sim}} (\text{rms}) \sqrt{\frac{1}{2} + e^{-(2R/L)t}}$$

$$I_{asim}(rms) = I_{sim}(rms) \sqrt{1 + 2e^{-(2R/L)t}} \quad (5.15)$$

Comparando las ecuaciones (5.15) y (5.9) se concluye que el factor de asimetría en cualquier instante, está dado por:

$$K_a = \frac{\sqrt{1 + 2e^{-(2R/L)t}}}{(3\sqrt{3})} \quad (5.16)$$

factor que tiene un valor máximo teórico igual a:

$$K_a(\max) = \frac{\sqrt{1 + 2e^0}}{(3\sqrt{3})} = \frac{\sqrt{3}}{(3\sqrt{3})} = 1.732$$

5.4 RELACION X/R.

El factor de asimetría en los momentos iniciales depende del valor que tenga la onda de voltaje en el instante de ocurrir la falla, pero varios ciclos después, la asimetría depende básicamente del exponente $-(2R/L)t$, el cual es función de la relación X/R:

$$\begin{aligned} -\frac{2R}{L}t &= -\frac{2\omega R}{\omega L}t = -\frac{2\omega R}{X}t \\ &= -\left(\frac{2\omega}{X/R}\right)t \end{aligned} \quad (5.18)$$

Cuando la relación X/R (vista desde el punto de falla) tiene un valor grande, el exponente es pequeño y el decaimiento de la componente de c.d. es lento; pero si X/R es pequeña, el decaimiento es rápido.

La tabla 5.2 contiene valores típicos de la relación X/R.

TABLA 5.2
Valores típicos de la relación X/R

Tipo de circuito	Rango
(1) Máquinas síncronas conectadas al bus directamente.	40 - 120
(2) Máquinas síncronas conectadas al bus a través de transformadores de 100 MVA ó más	40 - 60
(3) Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 25 a 100 MVA	30 - 50
(4) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 100 MVA ó más y dónde los transformadores proporcionan el 90 % ó más de la reactancia equivalente.	30 - 50
(5) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 10 a 100 MVA y dónde los transformadores proporcionan el 90 % ó más de la reactancia equivalente.	15 - 40
(6) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de otros tipos de circuitos como transformadores de 10 MVA o menores, líneas de transmisión, alimentadores de distribución, etc.	15 ó menos

Referencia: Norma ANSI/IEEE C37.010-1979.

Un procedimiento sencillo para determinar el factor de asimetría, es el usado en la norma ANSI C37.010, el cual utiliza la figura 5.8. Este método requiere:

- conocer la relación X/R en el punto de falla.
- El tiempo en ciclos en el que se desea evaluar el factor de asimetría.

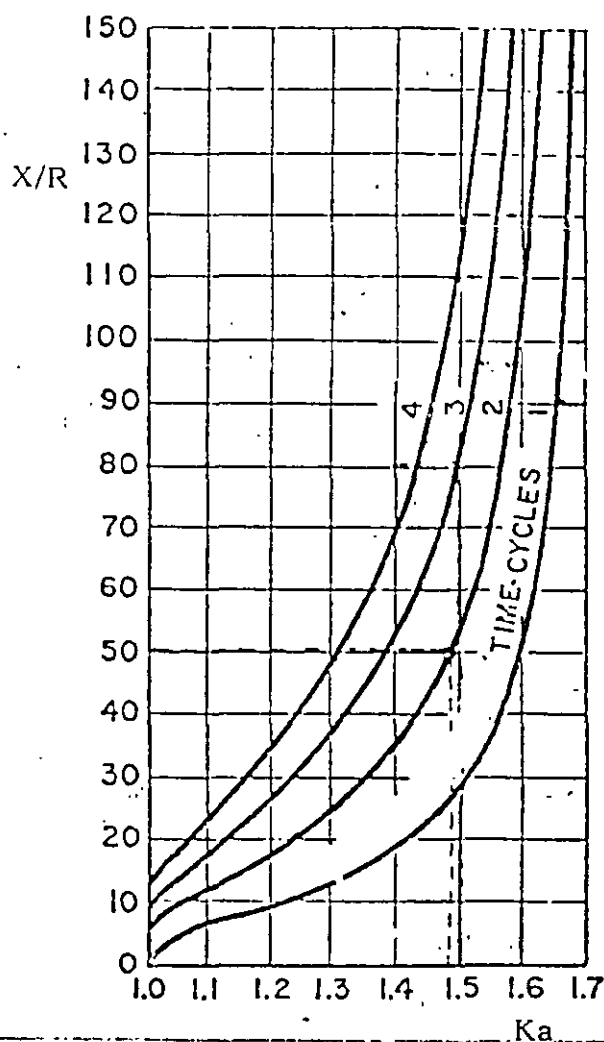
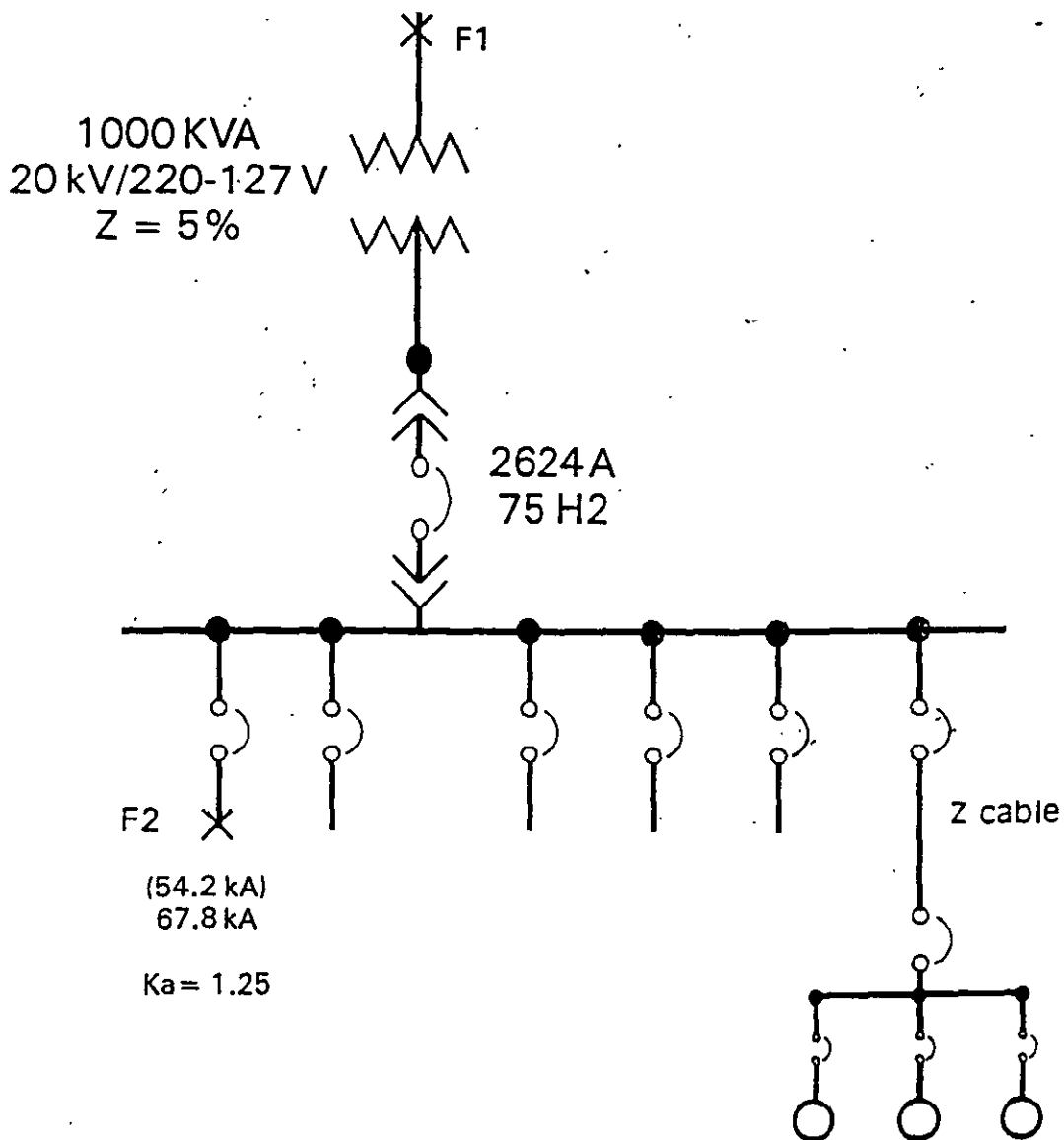


Figura 4.5 Método gráfico para obtener el factor de asimetría.

Suponiendo que se desea conocer el factor de asimetría dos ciclos después de ocurrida la falla y que la relación X/R es igual a 50, el factor de asimetría se obtiene de la siguiente manera: en el eje de las ordenadas se localiza la relación (X/R), sobre la línea horizontal de $X/R = 50$, se desplaza una línea hasta cortar la curva para un tiempo de 2 ciclos; en el punto de intersección se traza una vertical hacia el eje de las abscisas,

DETALLE DEL DIAGRAMA UNIFILAR



SOLUCIONES PARA ABATIR EL NIVEL DE CORTO CIRCUITO :

- * ESTUDIO MAS DETALLADO, CONSIDERANDO IMPEDANCIAS DE ALIMENTADORES
- * INTERRUPTORES DE ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA
- * REACTORES SUPLEMENTARIOS
- * INCREMENTAR IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR

EJEMPLO 4.2

Una industria va alimentarse en 20 kV, siendo la potencia de corto circuito en el punto de acometida de 500 MVA simétricos. Calcule la corriente simétrica de cortocircuito en el momento de interrupción en los puntos F_1 y F_2 , para los siguientes casos:

Caso	X_r	Aportación de motores
(a)	Valor real	Si
(b)	Bus infinito	Si
(c)	Valor real	No
(d)	Bus infinito	No

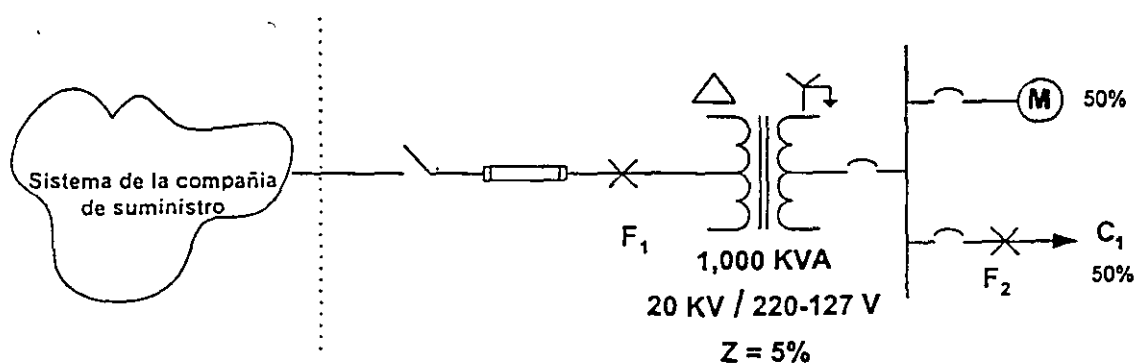
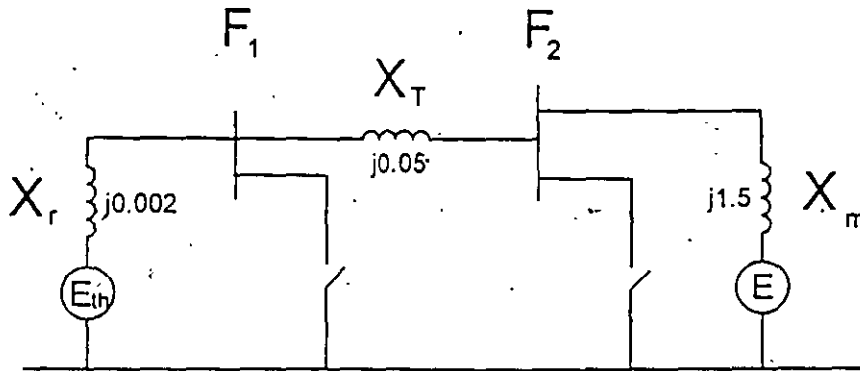


Figura. Diagrama unifilar de una fábrica alimentada en 20 kV.

SOLUCION

1.- Diagrama de reactancias.



2.- Valores base en cada nivel de tensión.

Zona de Baja tensión (220 V)

$$S_{B_1} = 1000 \text{ kVA} = 1 \text{ MVA}$$

$$V_{B_1} = 220 \text{ V} = 0.22 \text{ kV}$$

$$I_{B_1} = \frac{1000}{(\sqrt{3})(0.22)} = 2624 \text{ A}$$

Zona de M.T. (Zona II)

$$S_{B_{II}} = 1000 \text{ kVA} = 1 \text{ MVA}$$

$$V_{B_{II}} = 0.22 \left(\frac{20}{0.22} \right) = 20 \text{ kV}$$

$$I_{B_{II}} = \frac{100}{(\sqrt{3})(20)} = 28.87 \text{ A}$$

3.- Reactancia de Thevenin y uniformación de valores de reactancia.

$$X_r = \frac{S_B}{S_{cc}} = \frac{1}{500} = 0.002 pu$$

$$X_T = 0.05$$

No se requiere cambio por coincidir valores nominales con valores base del transformador.

4.- Corrección de reactancias de elementos rotativos.

(valores típicos de reactancias de motores en página 53)

(valores de corrección en tabla 8.4)

Asumiendo motores menores a 50 HP.

$$X_M = 3 * X_d'' = 3 * (0.25) = 0.75$$

Cambio de base.

$$50\%(1000) = 500kVA$$

$$X_M = 0.75 \frac{1000}{500} = 1.5 pu$$

5.- Reactancias vistas desde el punto de falla.

Falla 1

$$a) X_{F\phi_1} = \frac{(0.002)(0.05+1.5)}{(0.002)+(0.05+1.5)} = 0.002 pu$$

b) Sin sentido (valor infinito)

$$c) X_{F\phi_1} = 0.002 + 0.05 = 0.052 pu$$

d) Sin sentido (valor infinito)

Falla 2

$$a) XF_2 = \frac{(1.5)(0.05 + 0.002)}{(1.5) + (0.05 + 0.002)} = 0.05025 pu$$

$$b) XF_2 = \frac{(1.5)(0.05)}{(1.5) + (0.05)} = 0.0484 pu$$

$$c) XF_2 = 0.002 + 0.05 = 0.052 pu$$

$$d) XF_2 = 0.05 pu$$

6. Cálculo del valor simétrico de las corrientes de falla.

Falla 1

$$a) I_{cc} = \frac{1}{0.001997} (28.87) = 14,454 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (20)(14,454)\sqrt{3} = 500.7 MVA$$

$$b) I_{cc} = S_{cc} = \infty$$

$$c) I_{cc} = \frac{1}{0.002} (28.87) = 14,435 A$$

$$S_{cc} = (20)(14,435)\sqrt{3} = 500 MVA$$

$$d) I_{cc} = S_{cc} = \infty$$

Falla 2

$$a) I_{cc} = \frac{1}{0.05020} (2624) = 52,219 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(52,219)\sqrt{3} = 19.9 MVA$$

$$b) I_{cc} = \frac{1}{0.04838} (2624) = 54,237 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(54,237)\sqrt{3} = 20.7 MVA$$

$$c) I_{cc} = \frac{1}{0.052} (2624) = 50,462 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(50,462)\sqrt{3} = 19.2 MVA$$

$$d) I_{cc} = \frac{1}{0.05} (2624) = 52,480 A$$

$$S_{cc} = (kV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(52,480)\sqrt{3} = 20 MVA$$

RESUMEN.

Falla 1 (20 kV)

CASO	I_{cc} (kA)	S_{cc} (MVA)
a) $X_r = 0.002$ + aportaciones de motores	14.454	500.7
b) $X_r = 0$ + aportaciones de motores.	∞	∞
c) $X_r = 0.002$ sin aportaciones de motores.	14.435	500.00
d) $X_r = 0$ sin aportaciones de motores.	∞	∞

Falla 2 (220 V)

CASO	I_{cc} (kA)	S_{cc} (MVA)
a) $X_r = 0.002$ + aportaciones de motores	52.219	19.9
b) $X_r = 0$ + aportaciones de motores.	54.237	20.7
c) $X_r = 0.002$ sin aportaciones de motores.	50.462	19.2
d) $X_r = 0$ sin aportaciones de motores.	52.480	20.0

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSION

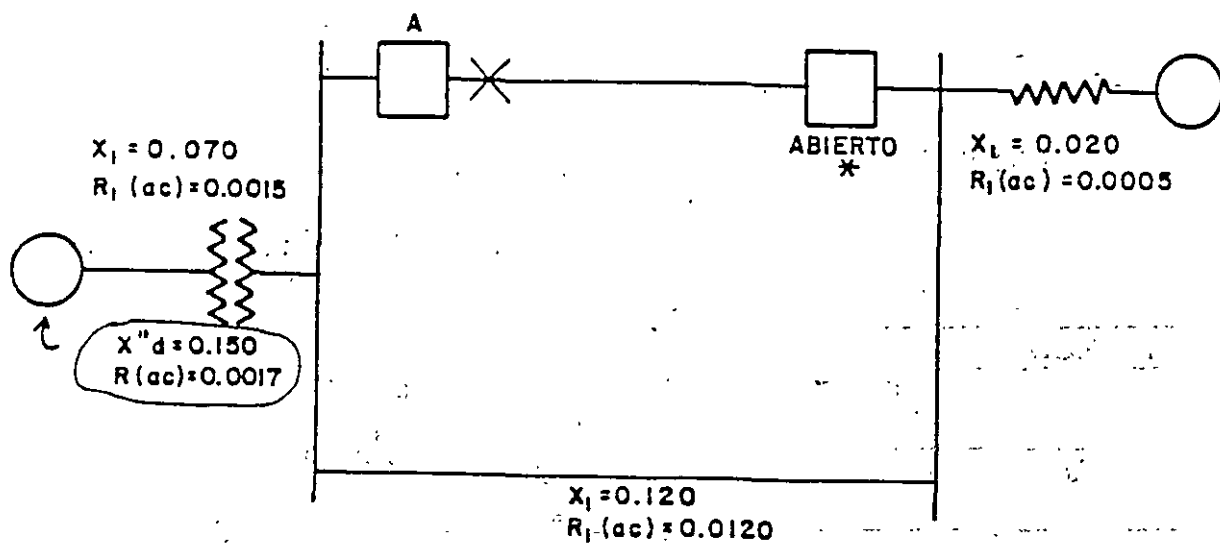
INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA

El valor entre paréntesis está dado en A simétricos

MARCO	A	240 V	480 V	MARCO	240 V	480 V
NEF	15-100	20 kA (18 kA)	15 kA (14 kA)	HEF	75 kA (65 kA)	30 kA (25 kA)
NFJ	70-225	30 kA (25 kA)	25 kA (22 kA)	HFJ		
NJL	70-500	50 kA (42 kA)	35 kA (30 kA)	HJL		40 kA (35 kA)
NM	125-1000			HM		

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

MARCO	A	240 V	480 V
25 H2	100-600	50 kA	25 kA
50 H2	200-1600	75 kA	50 kA
65 H2	300-2000	100 kA	75 kA
75 H2	1600-4000	100 kA	75 kA
100 H2	2000-4000	150 kA	100 kA



* CON ESTE INTERRUPTOR ABIERTO SE TIENE LA PEOR CONDICION PARA EVALUAR EL INTERRUPTOR "A".

DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA

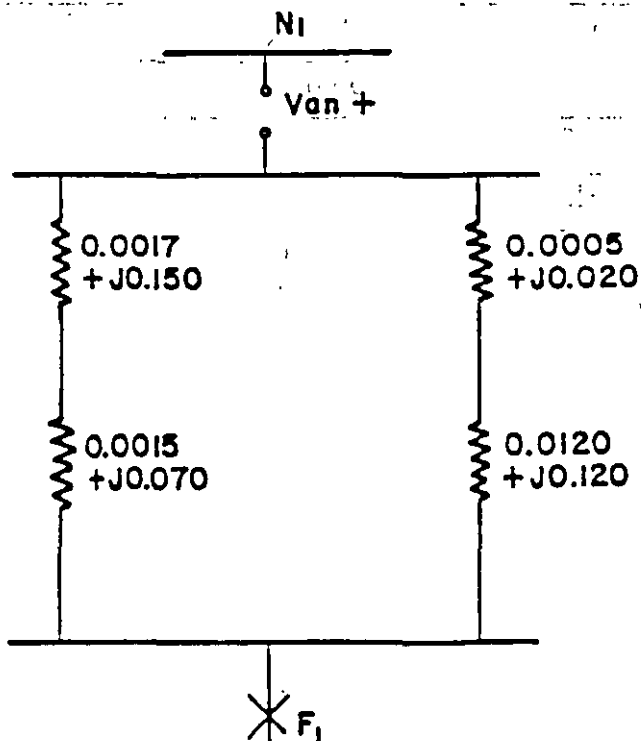


TABLA 8.4

Factores de corrección de las reactancias de máquinas rotativas para el cálculo de corrientes de cortocircuito.

Tipo de Máquina	X_1	
	Momento de la interrupción	Corriente Inicial
Turbogeneradores, hidrogeneradores con devanado de amortiguamiento y condensadores síncronos.	$1.0 X_d''$	$1.0 X_d''$
Hidrogeneradores sin devanados de amortiguamiento.	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
Motores síncronos.	$1.5 X_d''$	$1.0 X_d''$
Motores de inducción.		
- mayores de 250 HP	$1.5 X_d''$	$1.0 X_d''$
- de 50 a 250 HP	$3.0 X_d''$	$1.2 X_d''$
- menores de 50 HP	Se desprecia su efecto	

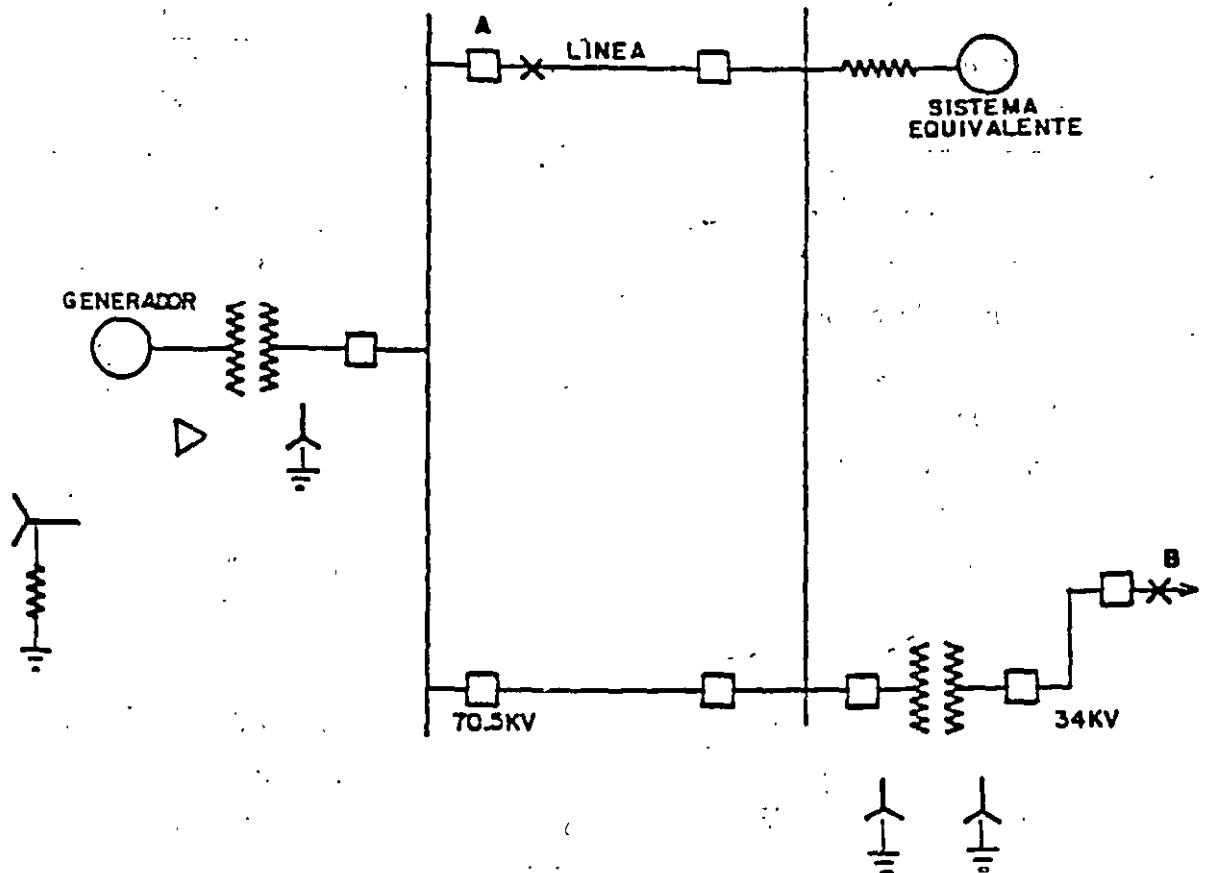
Una vez obtenidas las reactancias equivalentes para cada red de secuencia, es posible obtener la corriente simétrica para los dos tipos de falla mencionados. De acuerdo con lo establecido en los capítulos anteriores se tiene:

Corriente de falla trifásica.

$$I_{sim}(3\phi) = \frac{3 E_a}{j (2X_1 + X_0)} I_B \quad (8.2)$$

1.6.1. EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO DESTINADO A LA SELECCIÓN DE INTERRUPTORES DE POTENCIA BASADO EN NORMA ANSI - IEEE C 37.5 - 1979

SE PROPONE EL SISTEMA:



En seguida se presenta las impedancias de secuencia positiva (y negativa también) incluye resistencias y reactivas. Las bases son:

POTENCIA BASE = 100,000 KVA

VOLTAJE BASE = 69 KV

$$\text{CORRIENTE BASE} = \frac{100,000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 837 \text{ A.}$$