



DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
FACULTAD DE INGENIERIA, UNAM
CURSOS ABIERTOS

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA



CURSO: DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELÉCTRICAS
MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
FECHA: Del 24 septiembre al 6 de octubre del 2001

CA 111

EVALUACIÓN DEL PERSONAL DOCENTE

(ESCALA DE EVALUACIÓN: 1 A 10)

CONFERENCISTA	DÓMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACIÓN CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
Ing. Andrés D. Chávez Sañudo				
Ing. Abel García Oropeza				
Ing. Lorenzo Julien Paquetin				
Ing. Sergio Martínez Navarro				
Ing. Héctor Sánchez Ceballos				
Ing. Mario Chávez García				
Ing. Efraín Cabrera Vega				
Ing. Octavio Vega Rangel				
Ing. Fernando Torres Castellanos				
Ing. Felipe Martínez Cruz				
Ing. Guillermo López Monroy				
Ing. Raúl Méndez Albores				
Ing. Leopoldo García Luna				
Ing. Miguel Ángel Flores Rangel				
Ing. Guillermo Vergara Caballero				

Promedio _____

EVALUACIÓN DE LA ENSEÑANZA

CONCEPTO	CALIF.
ORGANIZACIÓN Y DESARROLLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD DEL CURSO	
ACTUALIZACION DEL CURSO	
APLICACIÓN PRACTICA DEL CURSO	

Promedio _____

EVALUACIÓN DEL CURSO

CONCEPTO	CALIF.
CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS DEL CURSO	
CONTINUIDAD EN LOS TEMAS	
CALIDAD DEL MATERIAL DIDÁCTICO UTILIZADO	

Promedio _____

Evaluación total del curso _____

Continúa...2

1. ¿Le agradó su estancia en la División de Educación Continua?

SI

NO

Si indica que "NO" diga porque:

2. Medio a través del cual se enteró del curso:

Periódico <i>La Jornada</i>	
Folleto anual	
Folleto del curso	
Gaceta UNAM	
Revistas técnicas	
Otro medio (Indique cuál)	

3. ¿Qué cambios sugeriría al curso para mejorarlo?

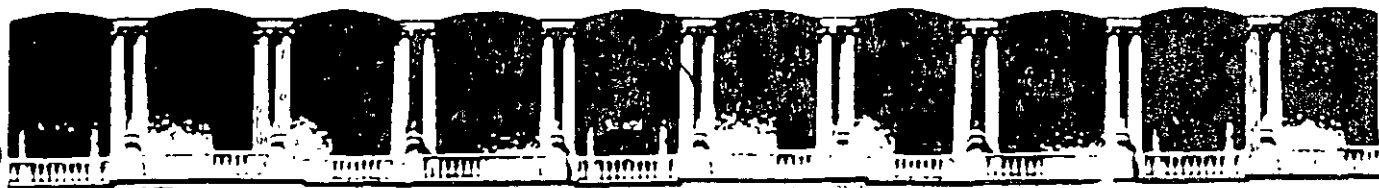
4. ¿Recomendaría el curso a otra(s) persona(s) ?

SI

NO

5. ¿Qué cursos sugiere que imparta la División de Educación Continua?

6. Otras sugerencias:



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

PLANEACION DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

EXPOSITOR: ING. ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001

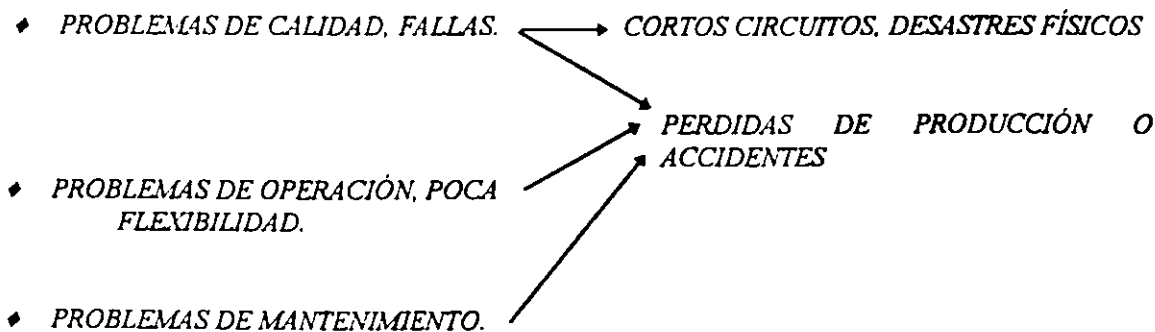
PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

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 MANTENIMEINTO 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 PONERSE 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 DESCONECTORAS 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.

REVISADO

REVISADO

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 VOLTAJE VA EN DETRIMENTO DE LA VIDA Y OPERACIÓN DEL EQUIPO ELÉCTRICO. EL VOLTAJE 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 VOLTAJE.

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 VOLTAJE, EL MANTENIMIENTO Y LA FLEXIBILIDAD DEBERÁN TAMBIEN 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/M²
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 PÉRIODO.

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 INDUCCION	80
ALUMBRADO	100
MOTORES	
1.- USO GENERAL, MAQUINAS HERRAMIENTAS, GRÚAS, VENTILACIÓN, BOMBAS, ETC.	30
2.- PROCESOS SEMICONTINUOS, PAPELERIAS, REFINERIAS, ETC.	60
3.- PROCESOS CONTINUOS TEXTILES, PLANTAS QUÍMICAS, ETC.	90
SOLDADURAS DE RESIDENCIA	20
HORNOS DE RESISTENCIA, CALENTADORES, FUNDIDORAS.	80

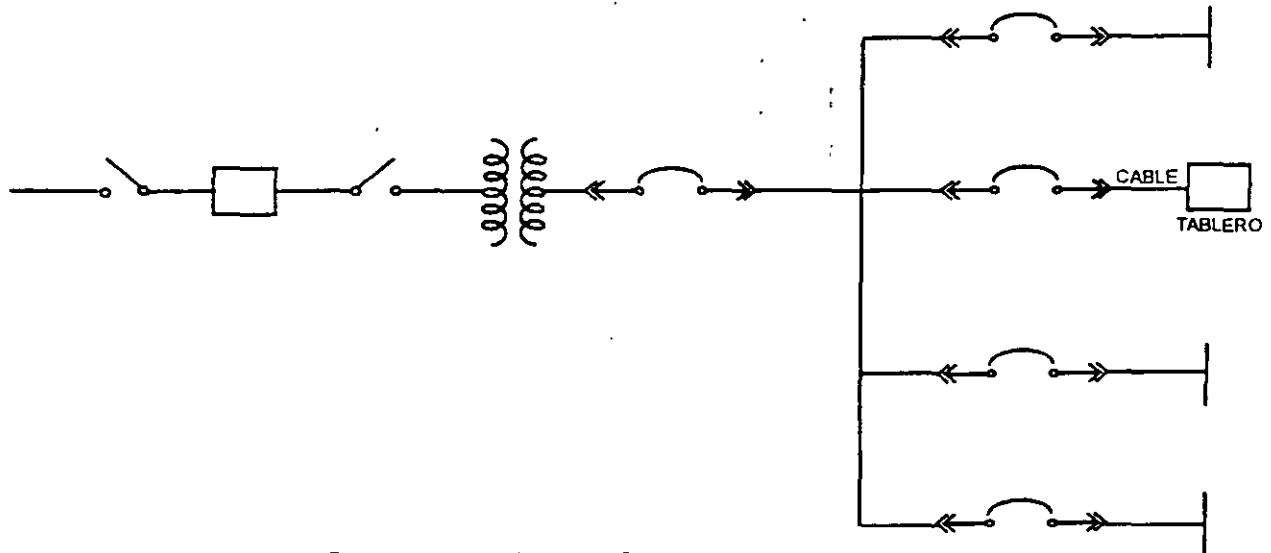
4.3 SELECCIÓN DEL ARREGLO ELECTRICO

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.

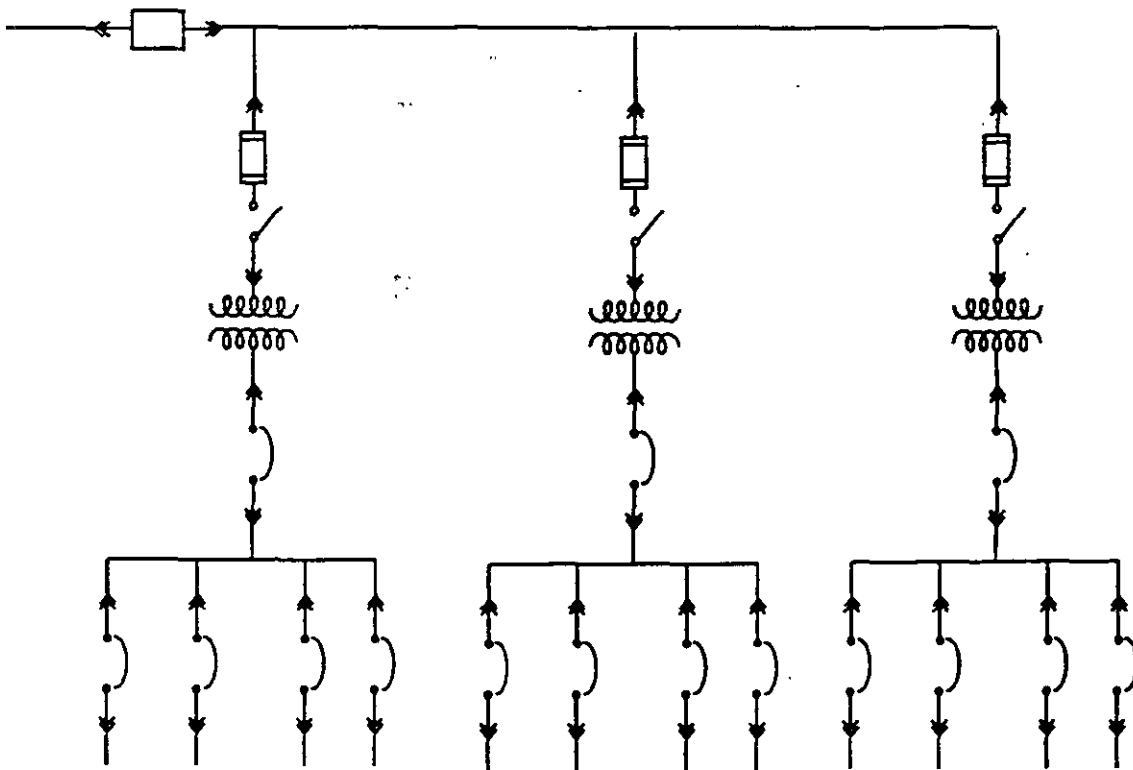
EL PRIMER PASO ES ANALIZAR EL PROCESO DE MANUFACTURA PARA DETERMINAR LA NECESIDAD DE CONFIABILIDAD ASÍ COMO LOS COSTOS OCASIONADOS POR UNA INTERRUPCIÓN DE ENERGÍA.

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.

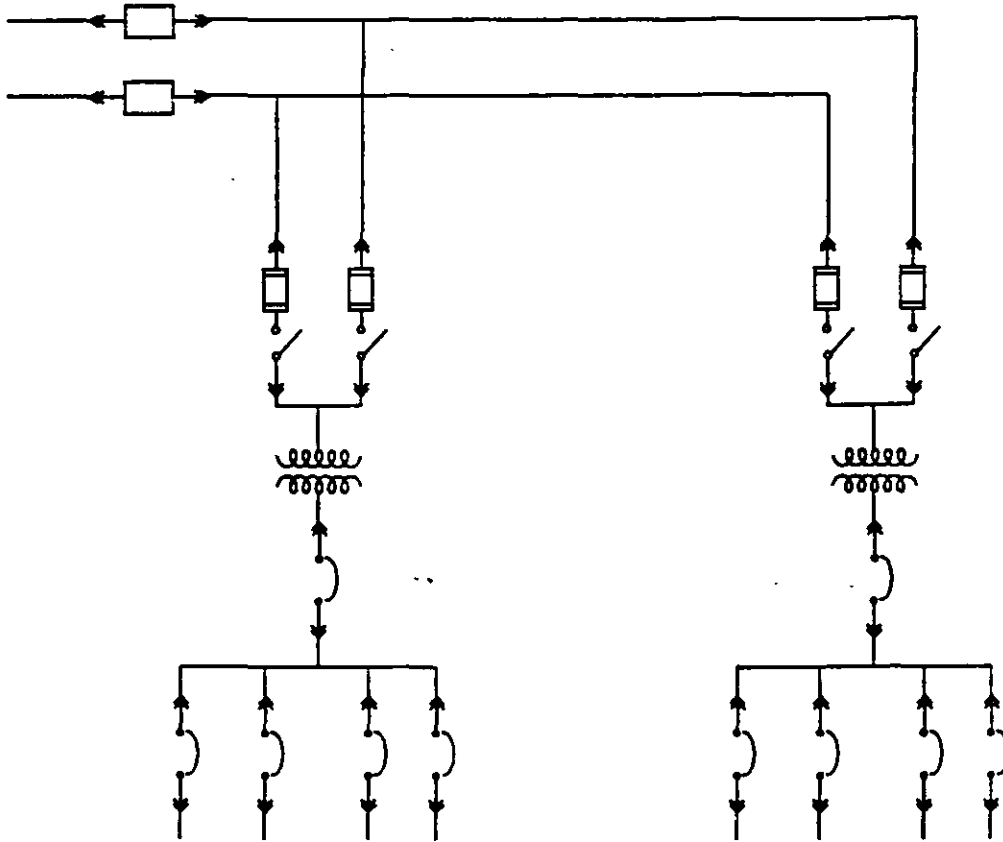
EN PROCESOS CONTINUOS PUEDE SER NECESARIO UN ARREGLO CON CIRCUITOS REDUNDANTES PARA PERMITIR MANTENIMIENTO AL EQUIPO SIN INTERRUPCIÓN DEL PROCESO. ESTOS ARREGLOS AUNQUE LA CONFIABILIDAD ES ALTA, UNA OPERACIÓN SEGURA DEL SISTEMA REQUIERE DE MANTENIMIENTO RUTINARIO. UN SISTEMA AL QUE NO SE LE PUEDA DAR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



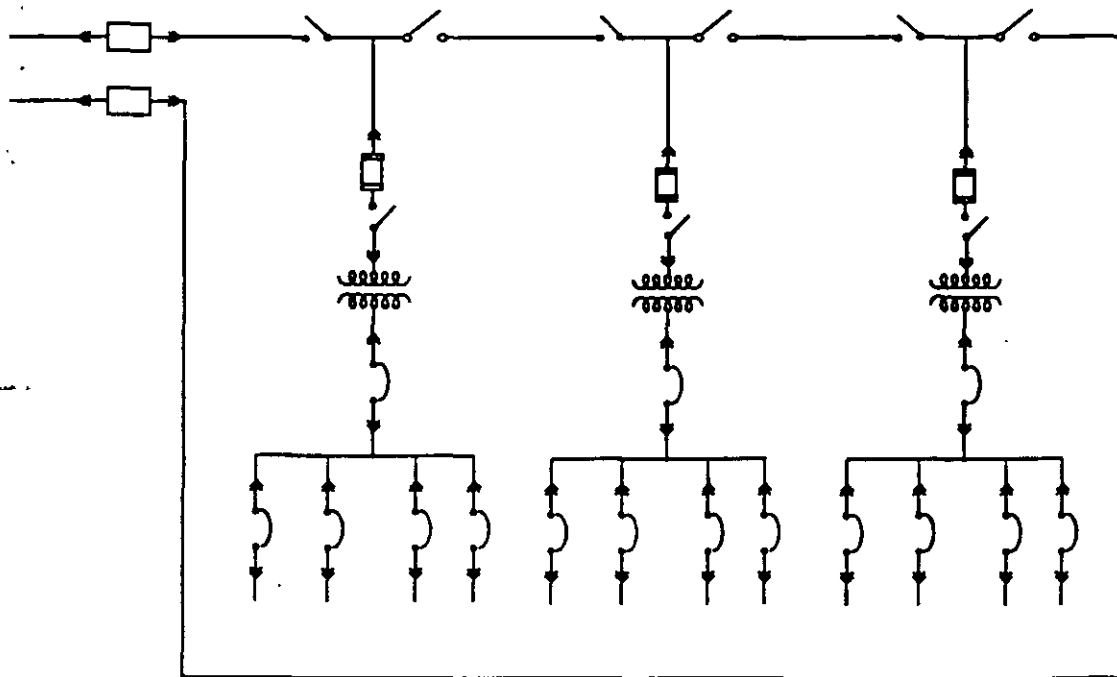
SISTEMA RADIAL SIMPLE



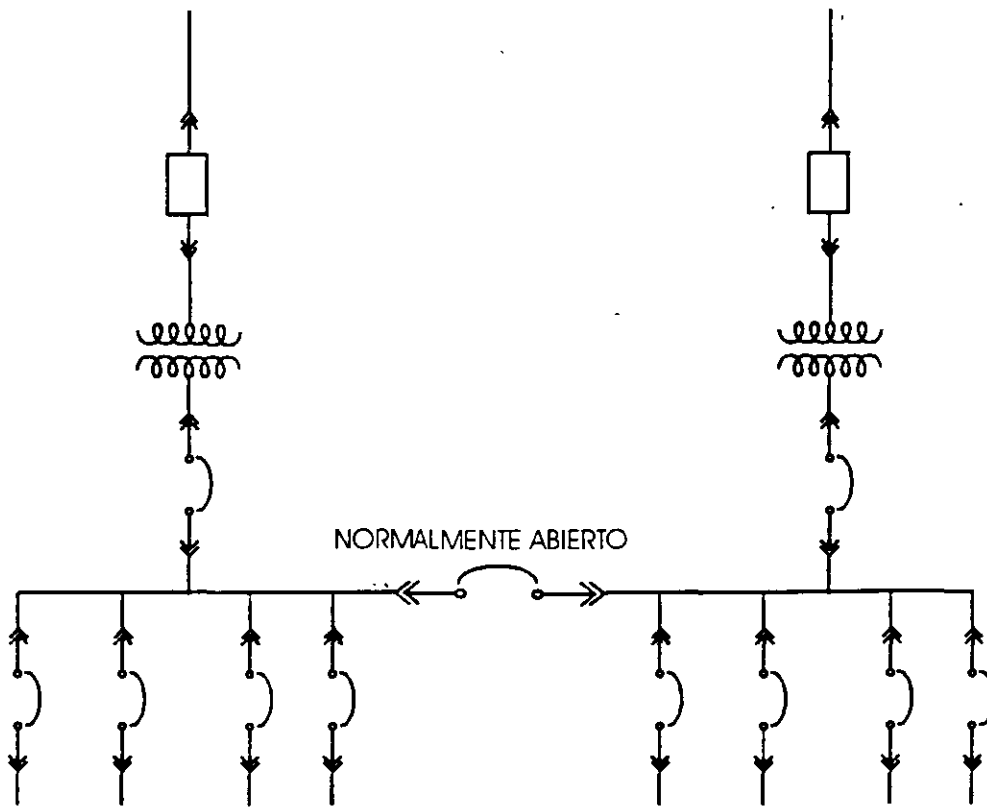
SISTEMA RADIAL EXPANDIDO



SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO



SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO

ALIMENTADORES
PRIMARIOS

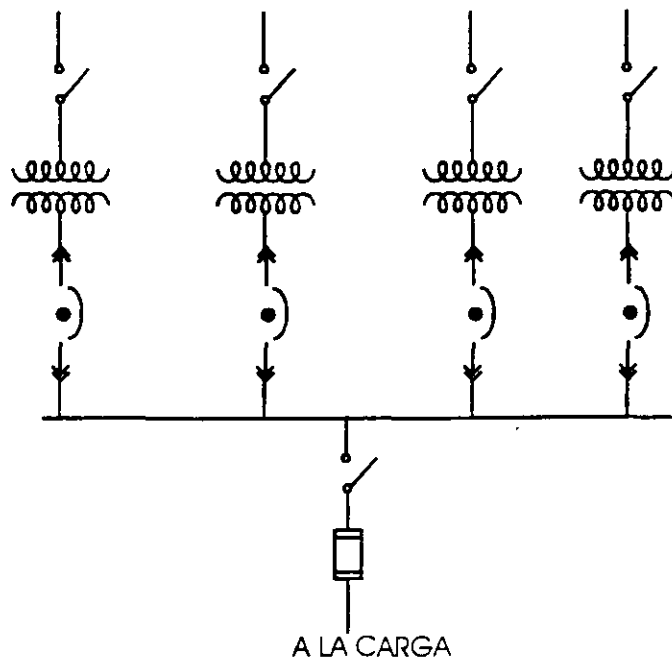
DESCONECTADORES

TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR DE RED

BARRA SECUNDARIA

ALIMENTADORES
SECUNDARIOS



RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS ARREGLOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
1.- RADIAL	<ul style="list-style-type: none"> • <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> 	<ul style="list-style-type: none"> • <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>
2.- RADIAL EXPANDIDO	<ul style="list-style-type: none"> • <i>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR</i> • <i>SE USA CUANDO LA MAGNITUD DE LA CARGA REQUIERE MAS TRANSFORMADORES.</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>MISMAS QUE EL CASO ANTERIOR</i>
3.- PRIMARIO SELECTIVO	<ul style="list-style-type: none"> • <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> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>MAS COSTOSO QUE LOS ANTERIORES</i> • <i>EN CASO DE FALLA DE UN TRANSFORMADOR SE QUEDA SIN ENERGÍA LA SECCIÓN CORRESPONDIENTE</i>

<i>SISTEMA</i>	<i>VENTAJAS Y USOS</i>	<i>DESVENTAJAS</i>
<i>4.- PRIMARIO EN ANILLO</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>LIGERAMENTE MAS ECONÓMICO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO</i> • <i>MISMAS VENTAJAS QUE EL PRIMARIO SELECTIVO</i> 	<ul style="list-style-type: none"> • <i>MÁS COMPLICADO DE OPERAR</i> • <i>EXISTE EL RIESGO DE ENERGIZAR UN PUNTO POR DOS LADOS</i>
<i>5.- SECUNDARIO SELECTIVO</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <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> 	<ul style="list-style-type: none"> • <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>
<i>6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <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> 	<ul style="list-style-type: none"> • <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 TENSÓN), 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 PODRÍA 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 UNIFILARES 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 CARACTERISTICAS 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 DEBERÁ TENER LOS SIGUIENTES OBJETIVOS:

- LIMPIEZA*
- CONTROL DE HUMEDAD*
- VENTILACIÓN ADECUADA*
- REDUCCIÓN 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**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

PROTECCIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

**EXPOSITOR: ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

CONTENIDO

2.0 INTRODUCCION	1
2.1 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION	2
2.2 OBJETIVO DE UN SISTEMA DE PROTECCION	3
2.3 CONCEPTOS BASICOS DE UN SISTEMA DE SOBRECORRIENTE	4
2.4 EQUIPO DE PROTECCION	6
2.4.1 FUSIBLES	6
2.4.2 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA	17
2.4.3 INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS	21
2.4.4 RELEVADORES DE SOBRECORRIENTE	23
2.5 REQUERIMIENTOS DE PROTECCION DE LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN SISTEMA	27
2.5.1 CONDICIONES DE OPERACION	27
2.5.2 REQUERIMIENTOS MINIMOS DE PROTECCION	29
2.5.3 NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS	32
2.6 ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIONES	38
2.7 EJEMPLO DE APLICACION DE PROTECCIONES Y COORDINACION	39
2.8 FALLAS DE ARQUEO	58

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 especifico 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.

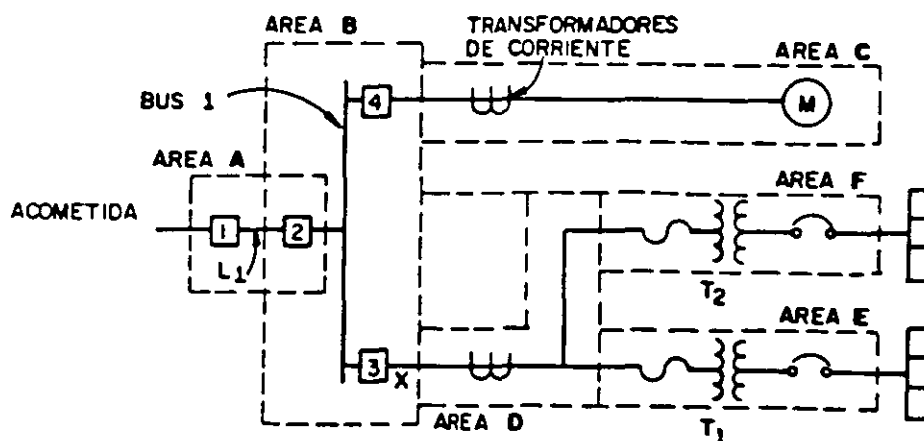


FIG. 1.- DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRANDO ZONAS DE PROTECCION

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.

2.2 OBJETIVO DE UN SISTEMA DE PROTECCION

Las funciones básicas de un sistema de protección y de su coordinación son:

- * AISLAR LAS FALLAS DEL RESTO DEL CIRCUITO
- * REDUCIR EL NUMERO DE FALLAS PERMANENTES
- * LIMITAR EL CRECIMIENTO Y LA DURACION DE LAS MISMAS
- * PREVENIR DAÑOS A LOS EQUIPOS
- * REDUCIR AL MAXIMO LAS SITUACIONES PELIGROSAS PARA EL PERSONAL
- * INCREMENTAR LA CONTINUIDAD EN EL SISTEMA, LIMITANDO EL CRECIMIENTO Y LA DURACION DE LAS INTERRUPCIONES DEL SERVICIO CUANDO SE PRESENTE ALGUNA ANORMALIDAD EN EL SISTEMA.

Las anomalías pueden deberse a:

- * FALLAS EN EL EQUIPO
- * ERROR HUMANO
- * EMERGENCIAS DE ORIGEN HUMANO O NATURAL

Estas anomalías son impredecibles, por lo tanto el sistema eléctrico debe diseñarse y mantenerse para protegerse a sí mismo automáticamente.

Aunque el grado de protección de un sistema es influenciado por consideraciones económicas, todo sistema debe satisfacer ciertos requerimientos mínimos de seguridad y confiabilidad.

Diseñar un sistema contra todo tipo de fallas resulta impráctico o antieconómico, sin embargo se deben cuidar aspectos como: la selección de buenos aislamientos y distancias. Se deben considerar ciertas fallas, ya que aun el mejor sistema se deteriora con los años y la probabilidad de fallas aumenta con el tiempo.

Ningún sistema de protección es infalible.

2.3 CONCEPTOS BASICOS DE LA PROTECCION DE SOBRECORRIENTE

La protección de sobrecorriente comprende:

- * **PROTECCION DE SOBRECORRIENTES DEBIDAS A SOBRECARGAS**
- * **PROTECCION DE SOBRECORRIENTES DEBIDAS A CORTO CIRCUITO**

SOBRECARGAS.

Son básicamente variaciones de la carga aplicada a los motores, se detectan en la corriente demandada por los mismos y varían entre el valor de corriente de plena carga y el valor de corriente a rotor bloqueado.

CORTO CIRCUITO.

Los cortos circuitos son principalmente fallas de aislamiento, excesiva humedad, daño mecánico a conductores o a equipo eléctrico, usualmente son del orden de diez veces la corriente nominal o mayores.

Para seleccionar adecuadamente el equipo de protección, es necesario conocer las características del sistema a proteger como son:

- * **TENSION DEL SISTEMA**
- * **CORRIENTE NOMINAL DE LA CARGA**
- * **TIPO DE CONEXION DEL SISTEMA**
- * **CORRIENTE MINIMA DE OPERACION EN EL PUNTO DE UBICACION DEL EQUIPO DE PROTECCION**
- * **NIVELES DE CORTO CIRCUITO EN LOS PUNTOS A PROTEGER**
- * **CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE PROTECCION**
- * **CURVAS CARACTERISTICAS DE OPERACION TIEMPO-CORRIENTE Y SECUENCIA DE LOS DISPOSITIVOS DE PROTECCION**
- * **MARGENES DE CRECIMIENTO A FUTURO DE LA INSTALACION EN ESTUDIO**
- * **COSTO**

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 (ACTUAN SOBRE INTERRUPTORES EN M.T. Y B.T.)
- * RELEVADORES INTEGRADOS A INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS O DE CAJA MOLDEADA
- * INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS
- * RELEVADORES TERMICOS 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.

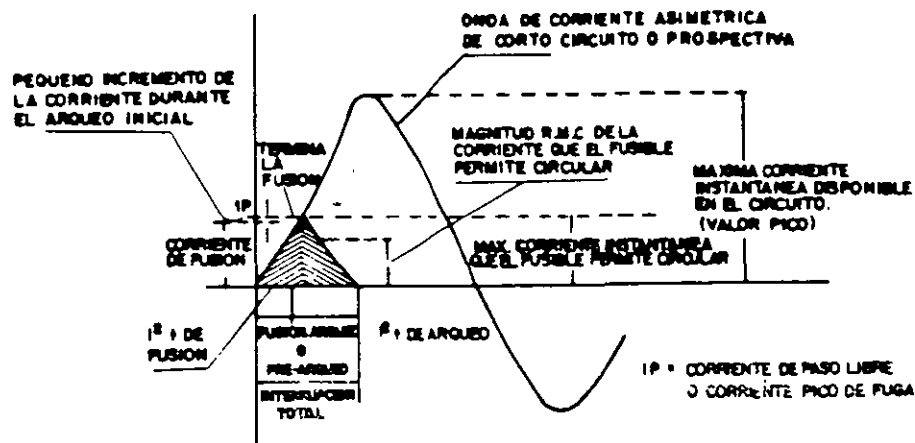
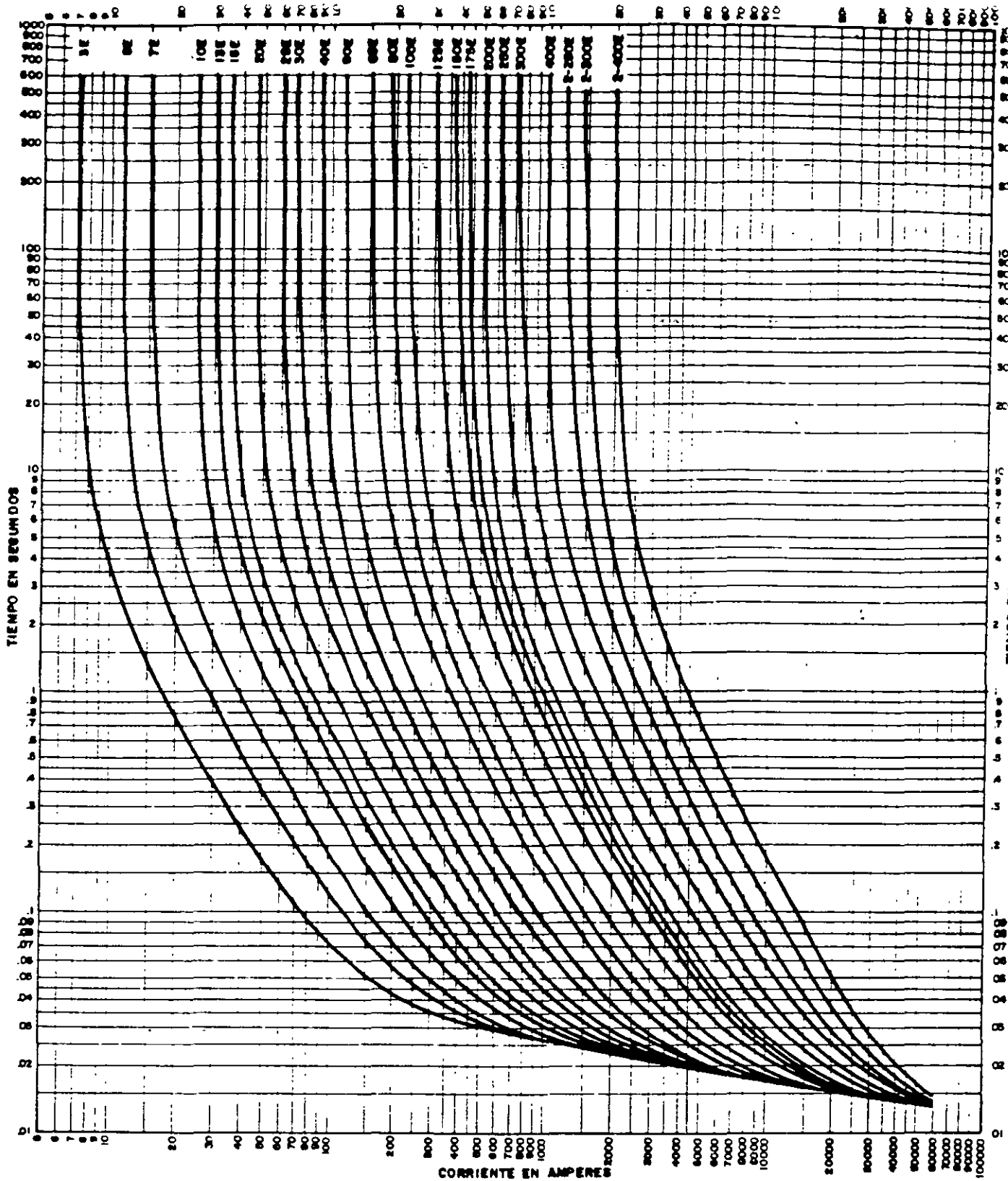


FIG. 2.- REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE.



**CURVAS CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE
DE LIBRAMIENTO TOTAL
FUSIBLE SM - VELOCIDAD ESTANDAR**

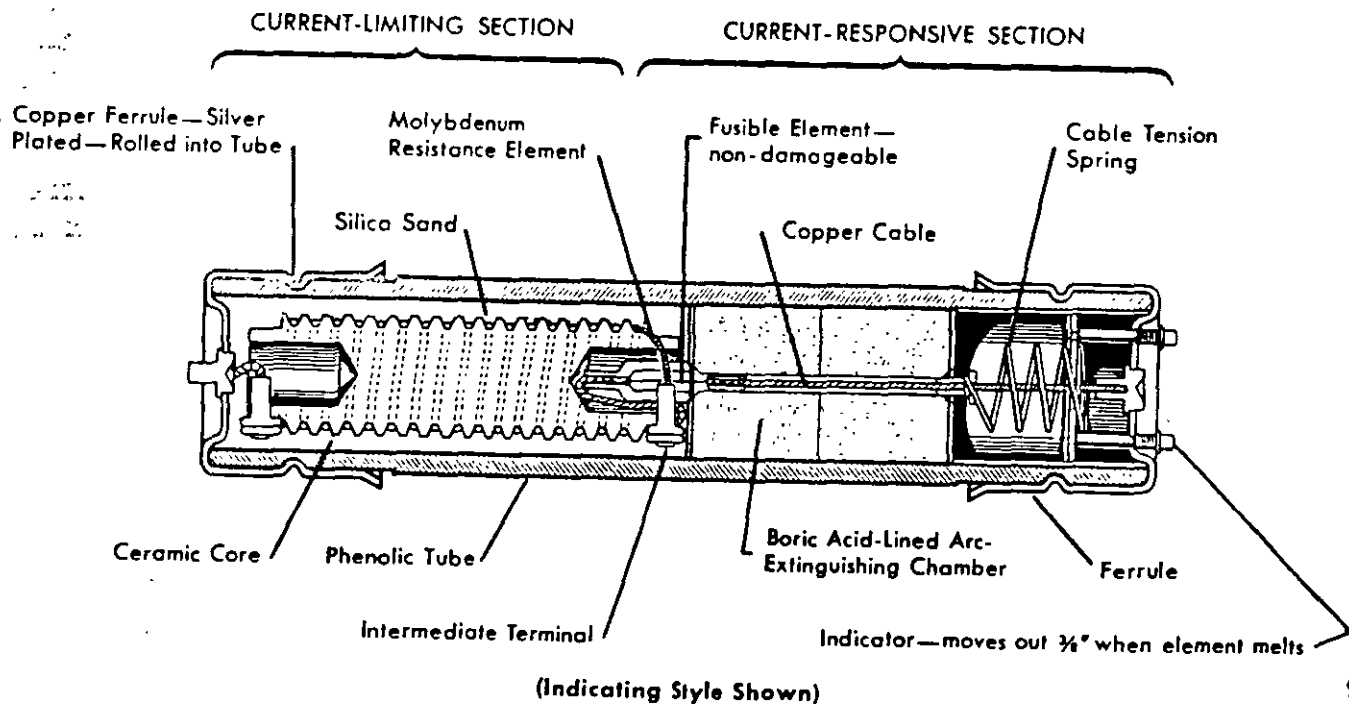
FUSIBLES EN MEDIANA TENSION.

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 instalara, 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 está 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 sílica (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.

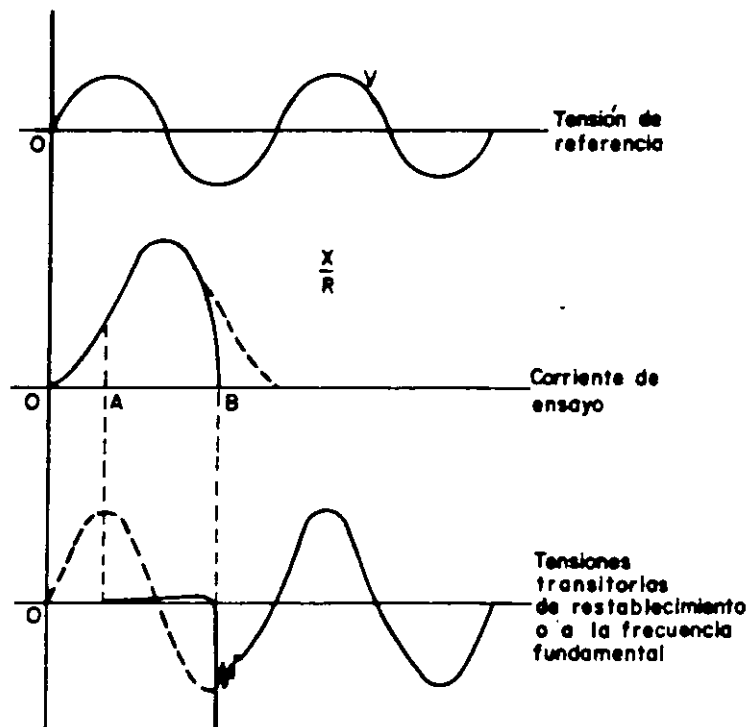
Los fusibles limitadores de corriente se emplean en la protección de transformadores de potencial y de cargas pequeñas (hasta de 3,000 KVA.), en circuitos de alta capacidad de corto circuito.

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.



ángulo de cierre = 0°
 ángulo de arqueo = OA (Tiempo de fusión)
 Tiempo de arqueo = AB
 Tiempo de interrupción total = OB

FIG. 6.- INTERRUPTON DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION.

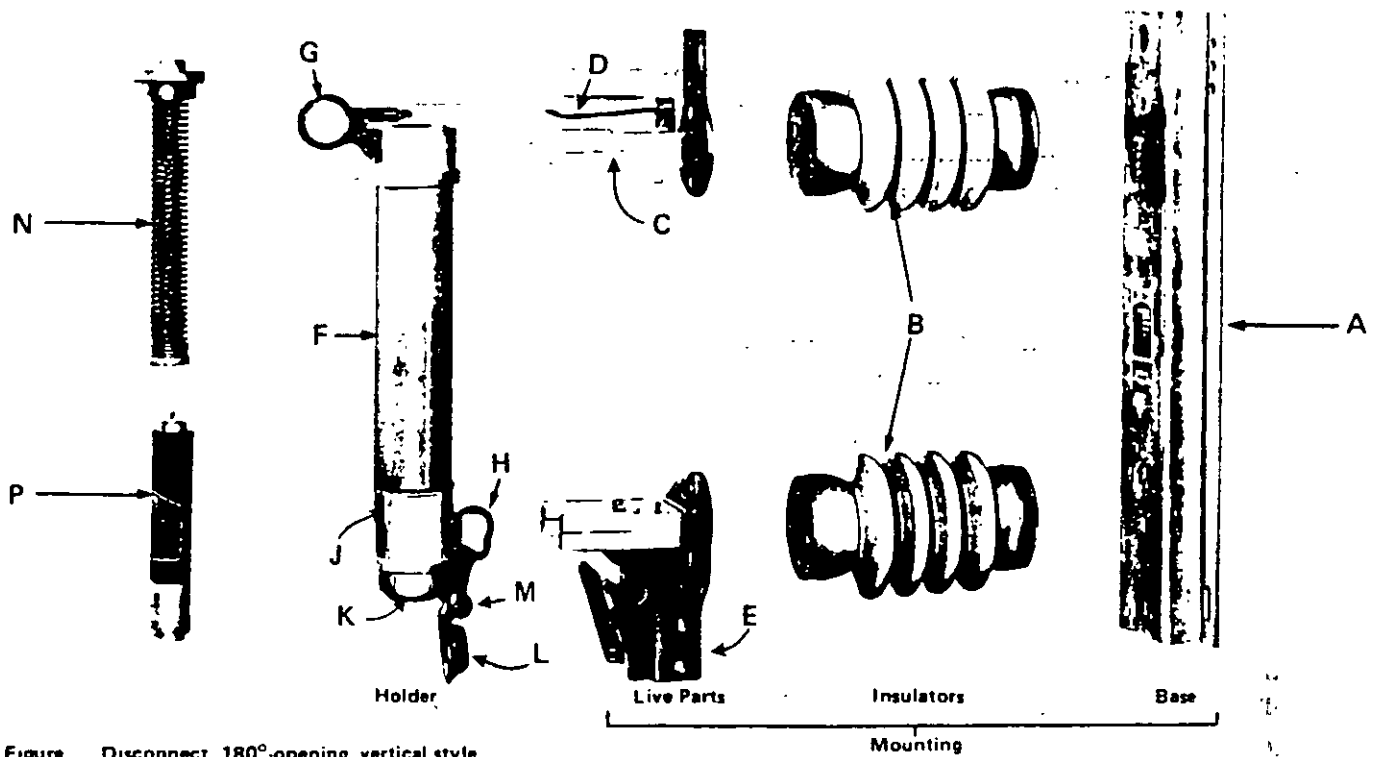


Figure Disconnect, 180°-opening, vertical style.

- 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

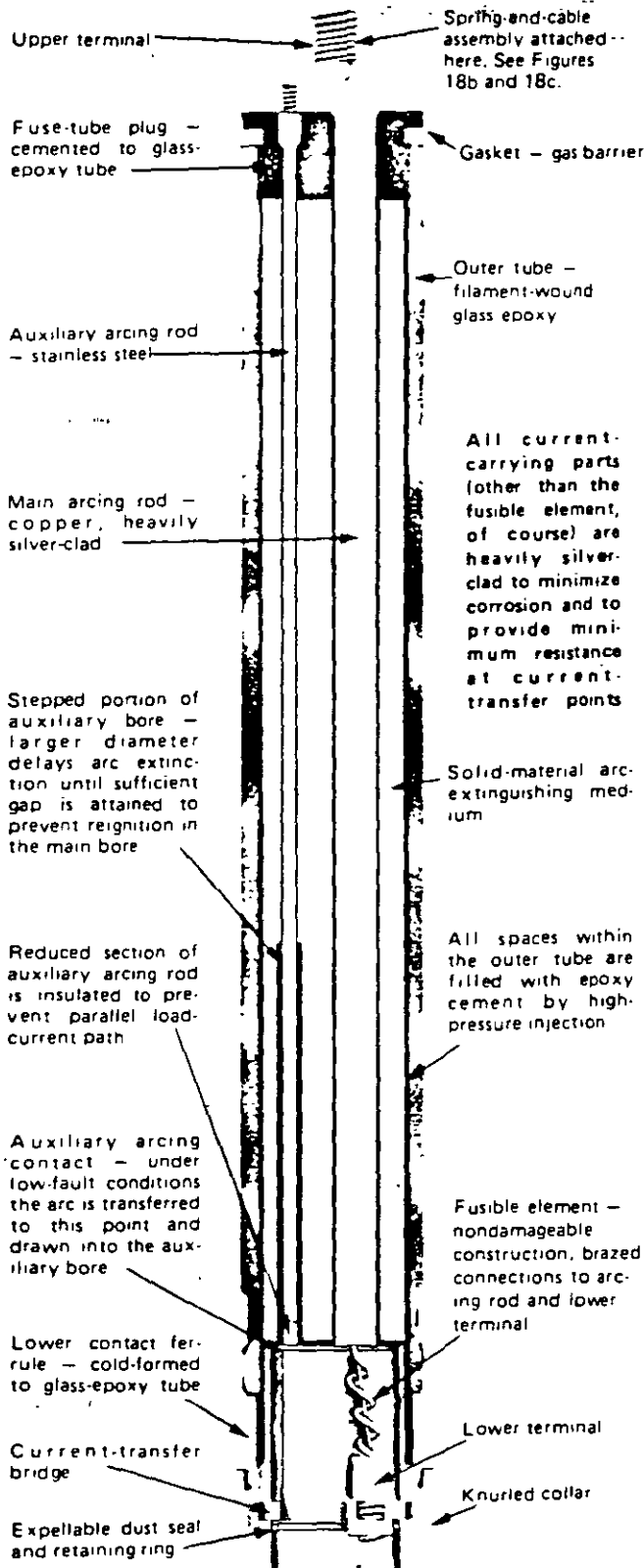


Figure . Cutaway view of typical SM refill unit (34.5-kv rating illustrated)

Fig. 8 - Elemento fusible .



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 over loads 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.

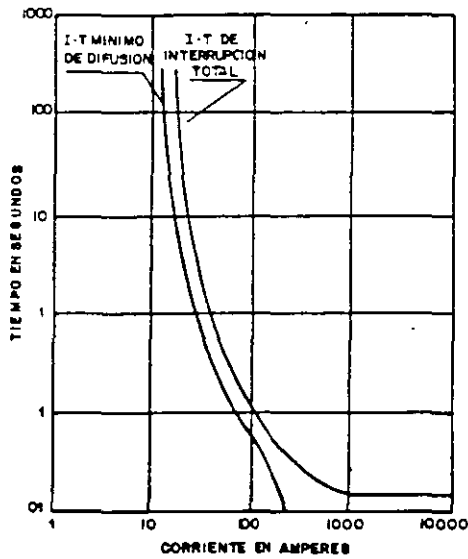


FIG. 9.- CURVAS CARACTERISTICAS CORRIENTE - TIEMPO DE OPERACION DE UN FUSIBLE TIPO EXPULSION.

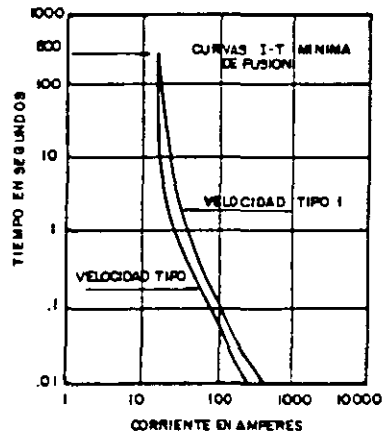


FIG. 10.- FUSIBLES TIPO ESLABON DE UNA MISMA CORRIENTE NOMINAL Y DIFERENTE VELOCIDAD DE RESPUESTA.

*** 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.

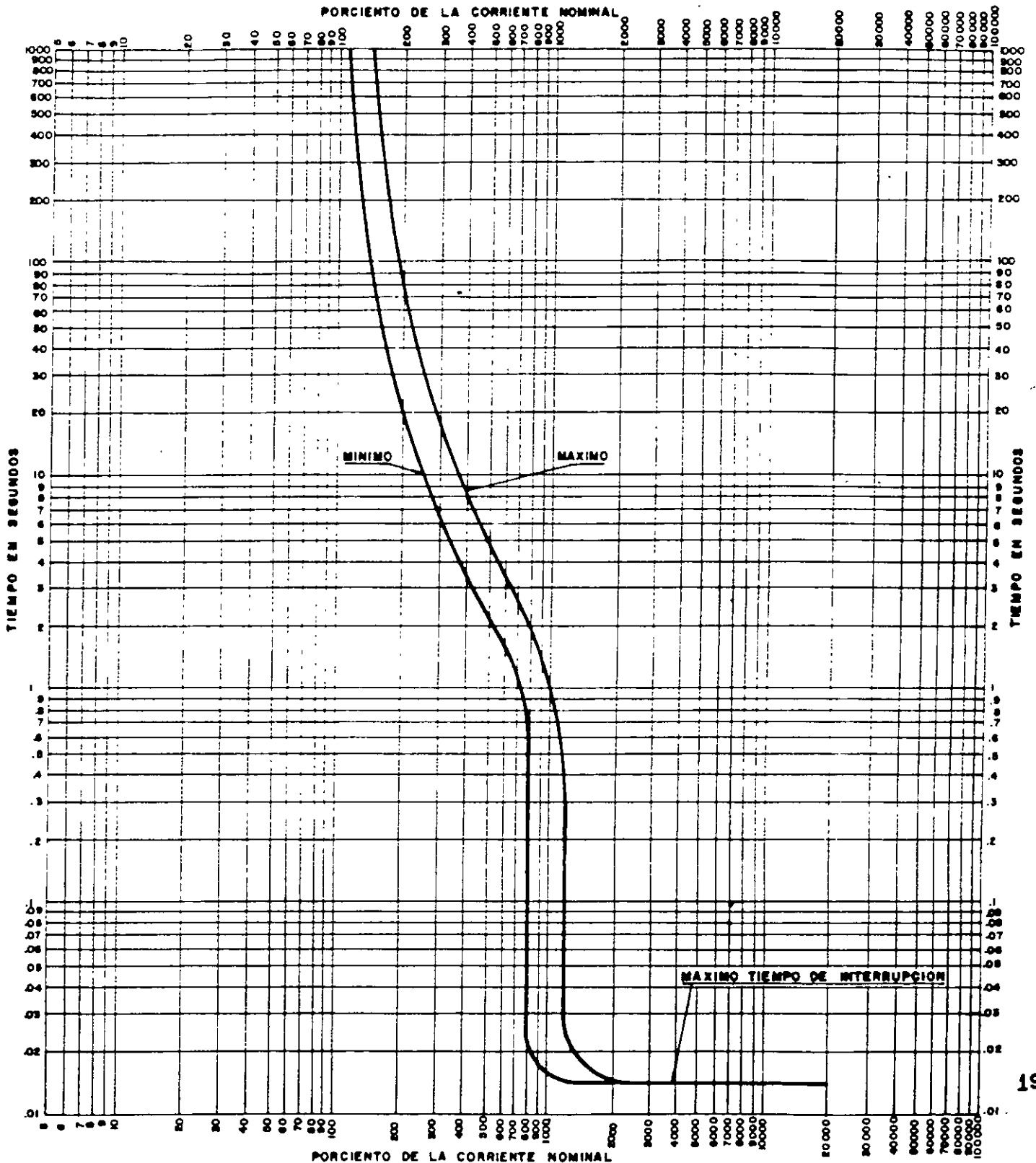
TABLA 1

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS

Tipo de Interruptor	Cap. Nom. Amp.	No. de Polos	Volt. Nom. Max.		Capacidades Nominales de Interrupción registrada en los Lab. de las Cías. 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	240			10,000						
E100	TE	15-100	1	120	125	10,000						8,000	
		15-100	2,3	240	250		10,000						8,000
	TEF	15-100	1	277	125			14,000				10,000	
		15-100	2	480	250			18,000		14,000			10,000
		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	
		15-100	2	480	250			65,000		25,000			20,000
		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		20,000	
		70-225	3	600			25,000		22,000	22,000		10,000	
	THFK	70-225	2		250		65,000		25,000	22,000		20,000	
		70-225	3	600			65,000		25,000	22,000		20,000	
J400	TJJ, TJK4	125-400	2		250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		125-400	3	600			42,000		30,000	22,000		10,000	
	THJK4	125-400	2		250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		125-400	3	600			65,000		35,000	25,000		20,000	
K 1200	TKM8	300-800	2		250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		300-800	3	600			42,000		30,000	22,000		10,000	
	TKM12	600-1200	2,3	600			42,000		30,000	22,000			
	THKM8	300-800	2		250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		300-800	3	600			65,000		35,000	25,000		20,000	
	THKM12	600-1200	2,3	600			65,000		35,000	25,000			

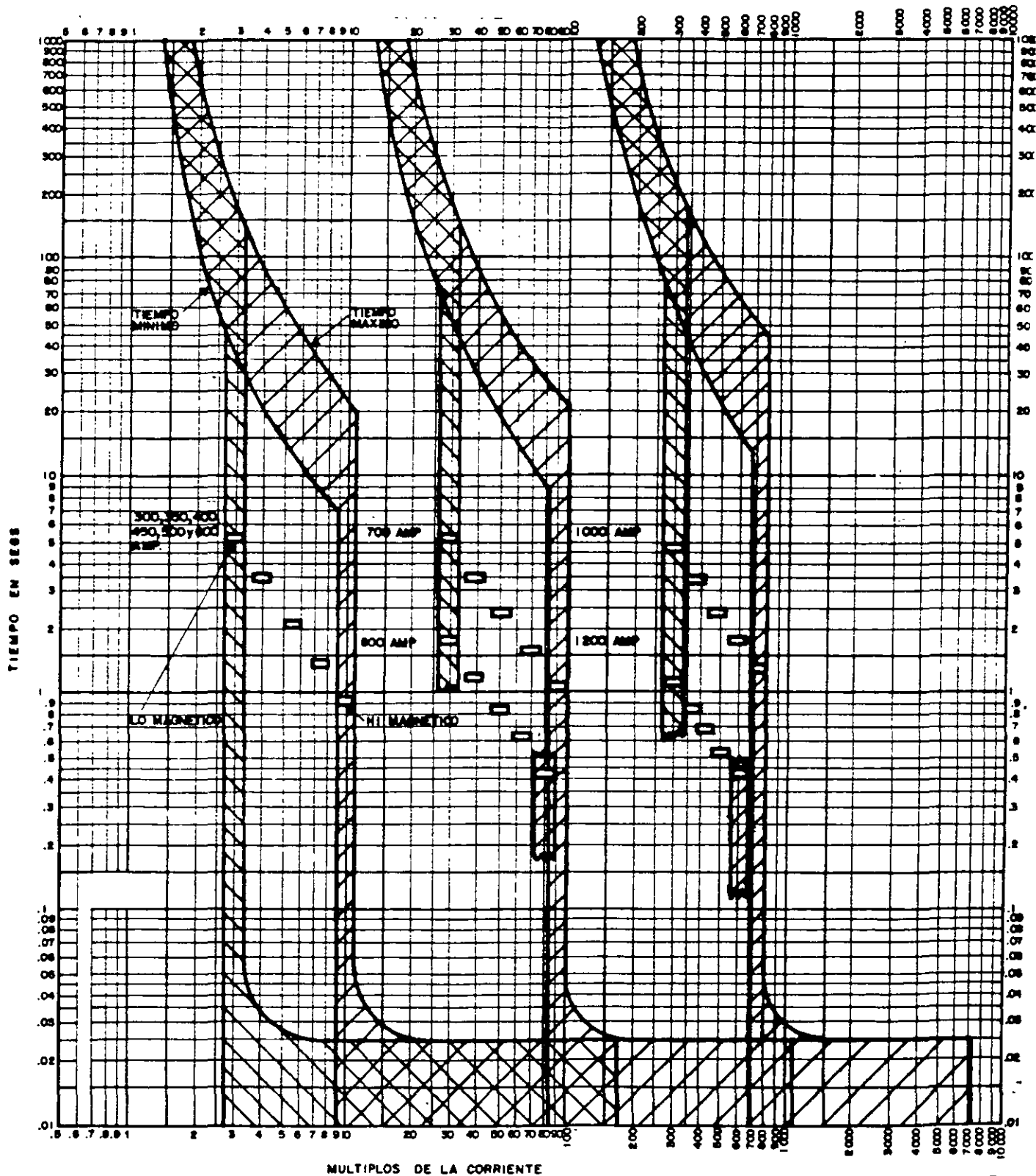
En la Fig. 11 se ilustra una curva típica tiempo corriente de un interruptor termomagnético marco 100 A, la calibración de disparo magnético para estos interruptores es fija.

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.

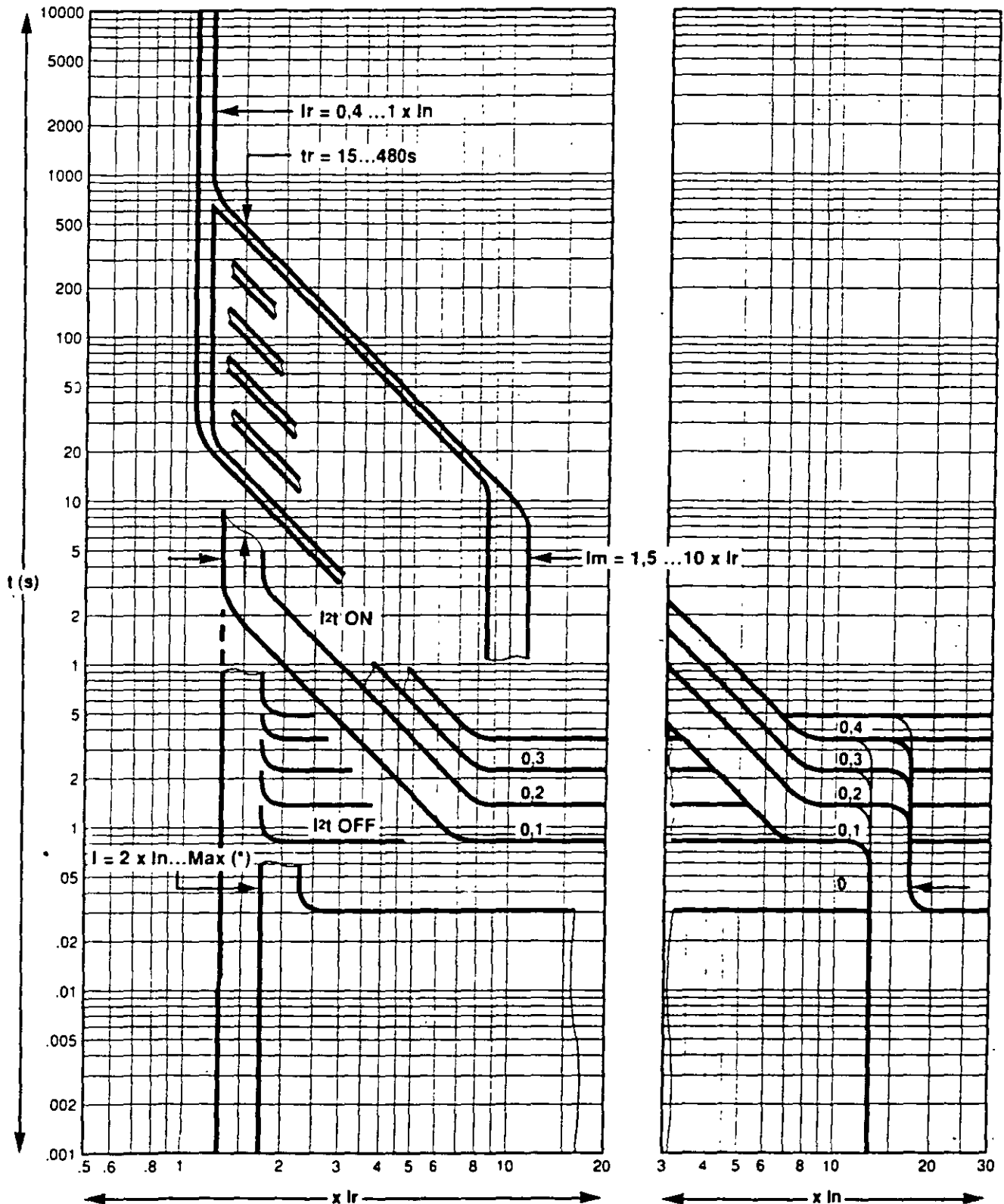
INSTANTANEO.

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).

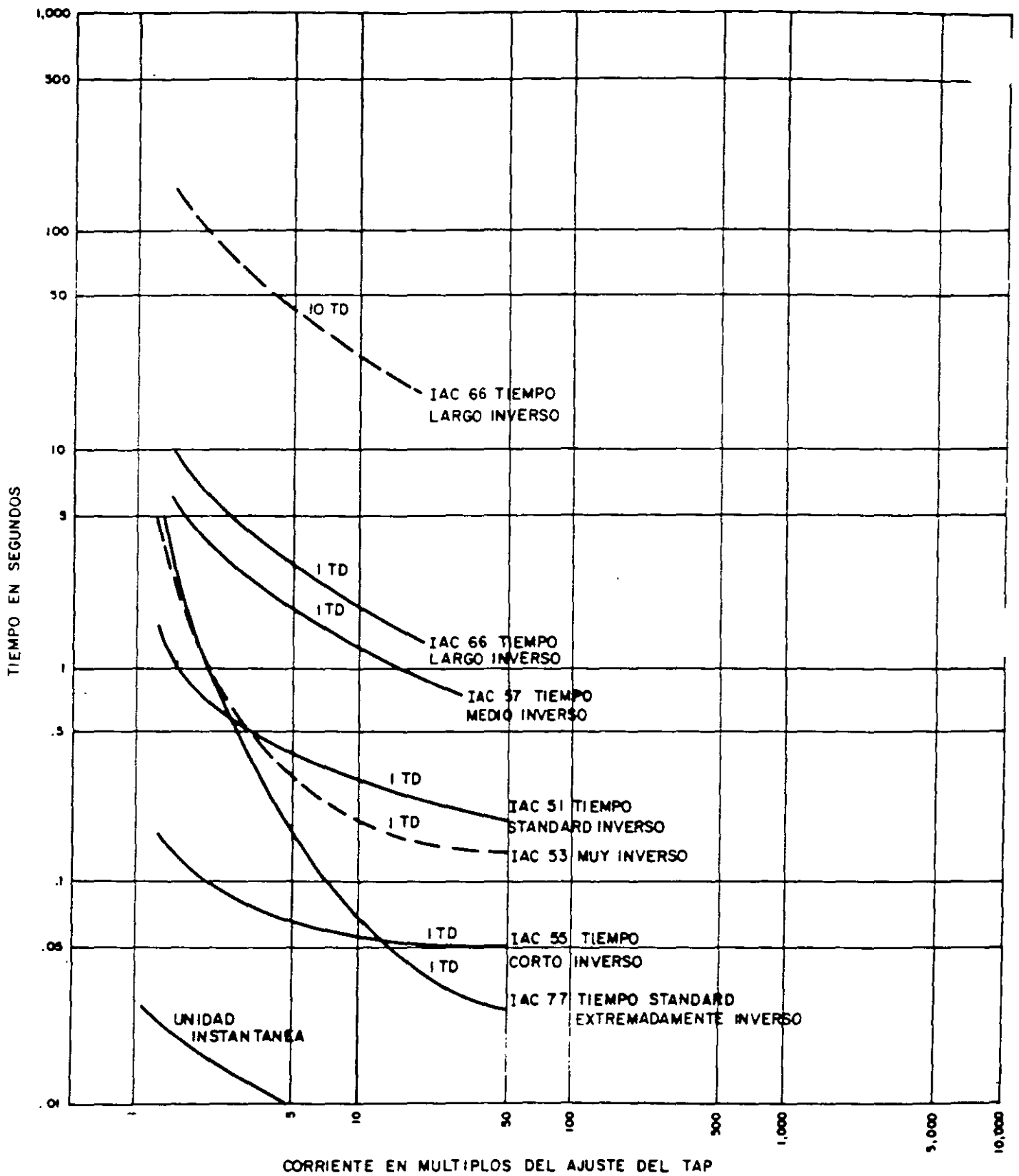


FIG. 14- CURVAS COMPARATIVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE INDUCCION MAS COMUNES, CON EL DISPARO INSTANTANEO. (TD= AJUSTE DE TIEMPO)

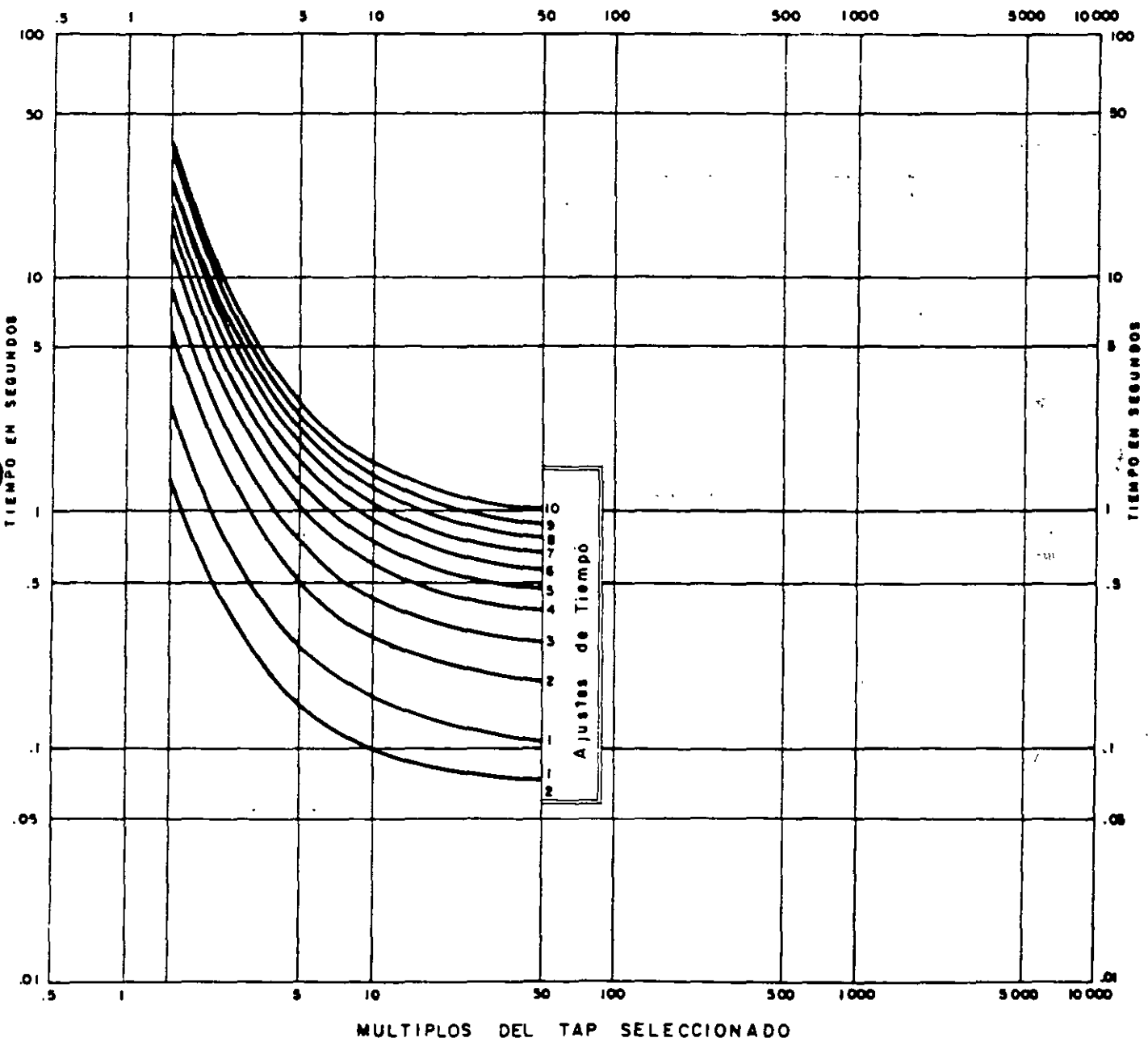


FIG. 15 .- CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC.23

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.

TIPO	KVA	ENFRIAMIENTO		TEMPERATURA	
		TIPO	FACTOR	ELEVACION	FACTOR
SECO	< 2500	AA	1.0	150	1.0
		FA	1.3		
LIQUIDO TIPO CENTRO DE CARGA	< 2500	OA	1.3	55/65 65	1.12 1.0
	< 500	FA	1.0	55/65 65	1.12 1.0
	> 500 < 2000	FA	1.15	55/65 65	1.12 1.0
	> 2000 < 2500	FA	1.25	55/65 65	1.12 1.0
LIQUIDO SUBESTACION PRIMARIA	TODAS	OA	1.0	65 55/65	1.0 1.12
		FA	1.3	55 55/65	1.0 1.12
		FOA	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									CALIBRE
	60°C (140°F)	75°C (167°F)	85°C (185°F)	90°C (194°F)	60°C (140°F)	75°C (167°C)	85°C (185°F)	90°C (194°F)	
AWG	TIPOS RUW T TW UF	TIPOS FEPW RH RHW RUM THWN XHHW USE ZW	TIPOS V MI	TIPOS TA TBS SA AVB SIS FEP FEPB RHH THHN XHHW	TIPOS RUW T TW UF	TIPOS RH RHW RUM 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				MCM
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	605	615	1750
2000	580	685	725	750	470	560	610	630	

FACTORES DE CORRECCION									
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
51-6058	.67	.7158	.67	.71	142-158
61-7035	.52	.5835	.52	.58	159-178

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:

$$I^2 t = 1\ 250 \quad (\text{Para 60 Ciclos})$$

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:

$$I^2 t = K \quad t = 2 \text{ segs.}$$

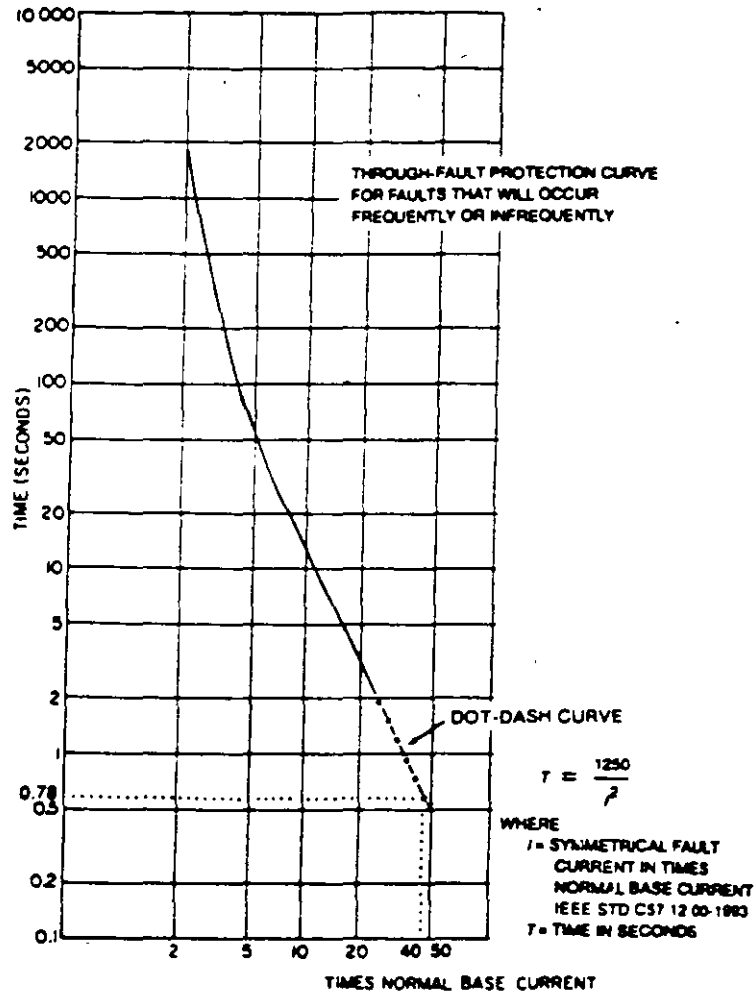
$$I = 20 \text{ veces } I_{nom.}$$

$$K = 20^2 * 2 = 800$$

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.

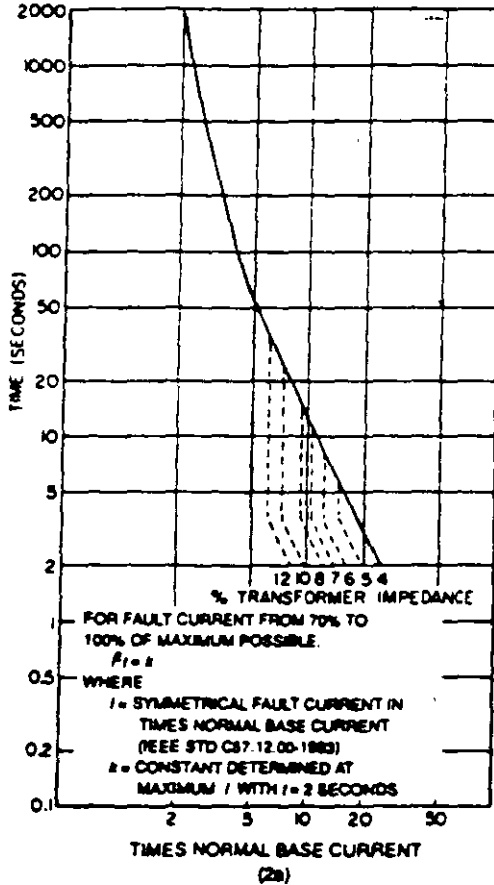
Se recomiendan las curvas de la pag.36 el criterio para determinar cuales son frecuentes y cuales no lo son.



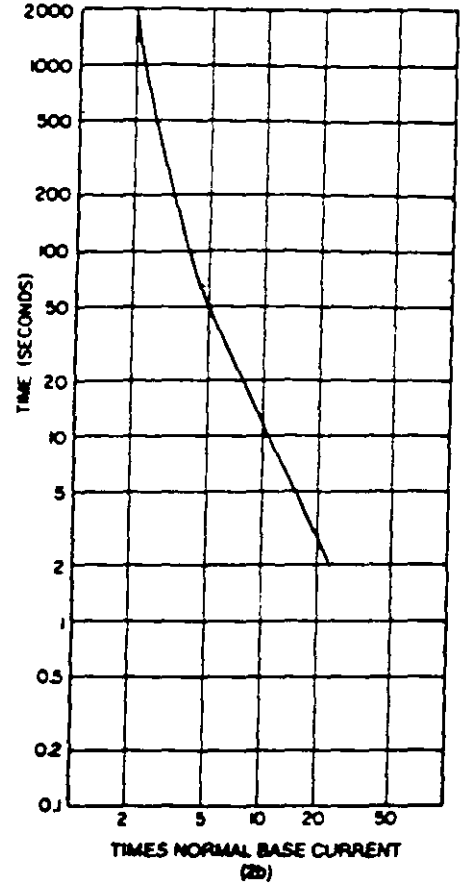
NOTE—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

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)

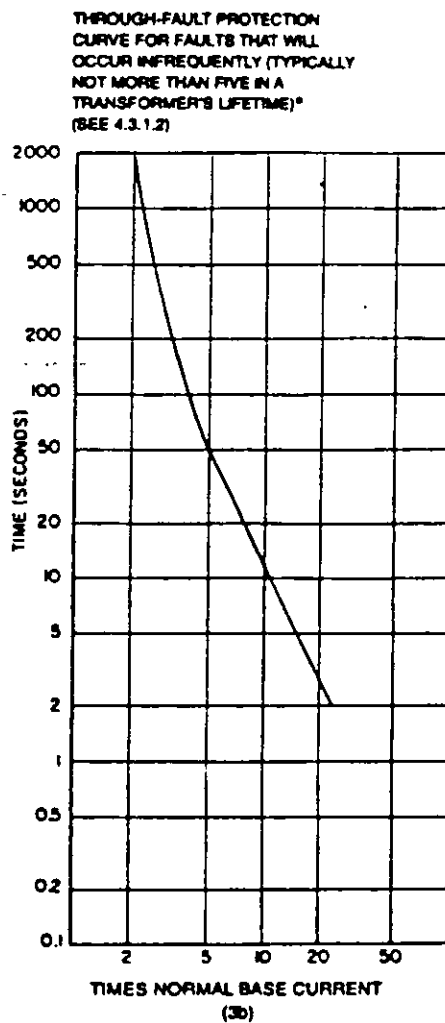
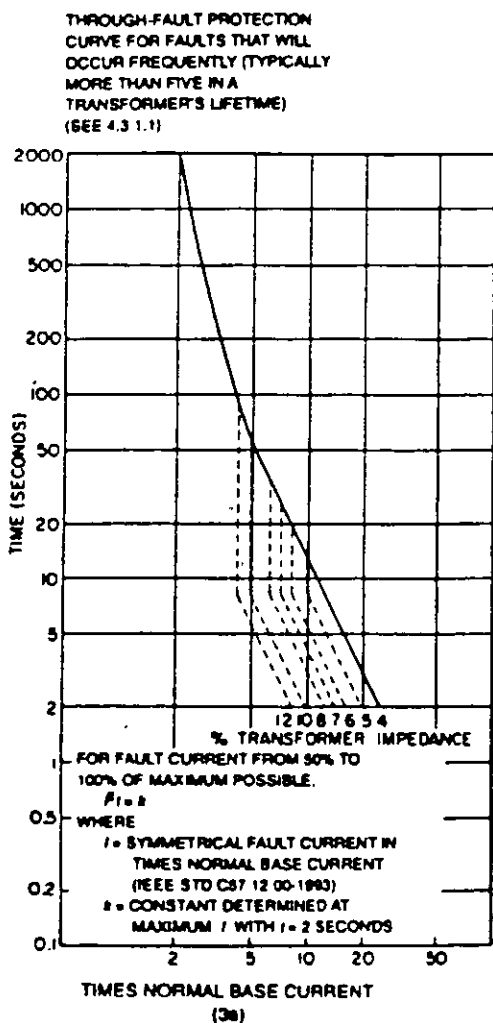


*This curve may also be used for backup protection where the transformer is exposed to frequent faults normally cleared by high-speed relaying.

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

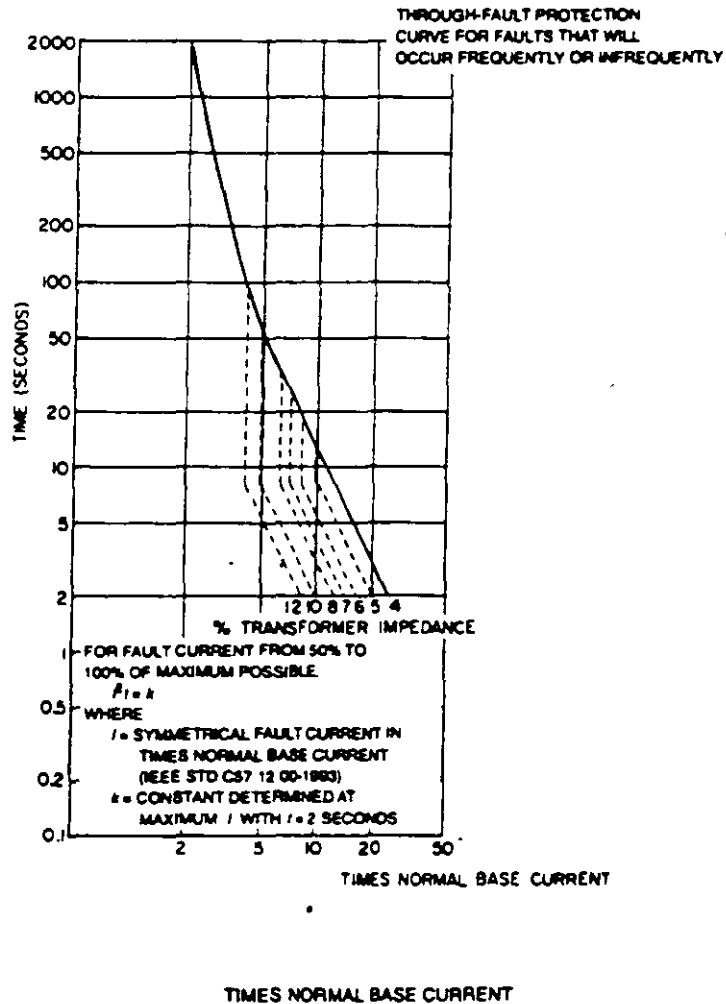


*This curve may also be used for backup protection where the transformer is exposed to frequent faults normally cleared by high-speed relaying.

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 $I^2 t = k$ 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 esquemáticos 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.

$$\text{CPC Corriente de plena carga} = \frac{\text{KVA}}{\sqrt{3} \times \text{KV}}$$

(1 HP. = 1 KVA.)

$$\text{CPC} = \frac{200}{1.732 \times 0.44} = 262 \text{ A.}$$

CRB CORRIENTE DE ROTOR BLOQUEADO = 6 x CPC, durante 8 seg.

$$\text{CRB} = 6 \times \text{CPC.} = 6 \times 262 = 1\,574 \text{ A.}$$

Máxima corriente de arranque = 1.5 x CRB, durante 0.1. seg.

$$\text{MCA} = 1.5 \times 1574 = 2597 \text{ A.}$$

B) Corrientes adicionales en el tablero de Servicios Generales, debido a otras cargas.

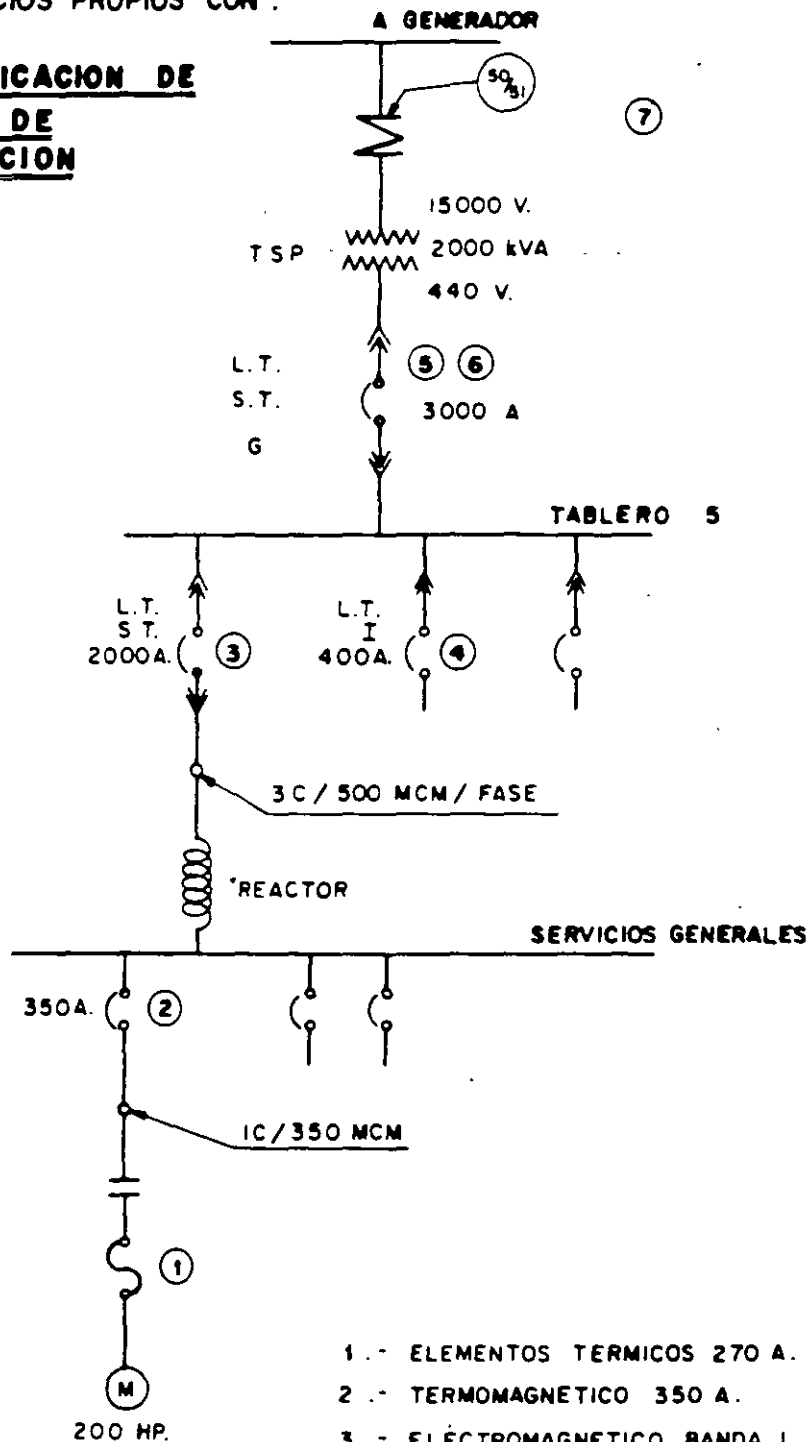
Alimentador a	Cargas adicionales	=	1 353 A.
Servicios	CPC Bomba No. 1	=	262 A.
Generales	Corriente total	=	1 615 A.

C) Corriente en tablero 5 Servicios Propios.

Alimentador a	Servicios Generales	=	1 615 A.
Tablero 5	Cargas adicionales	=	800 A.
	Corriente Total	=	2 415 A.

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.**

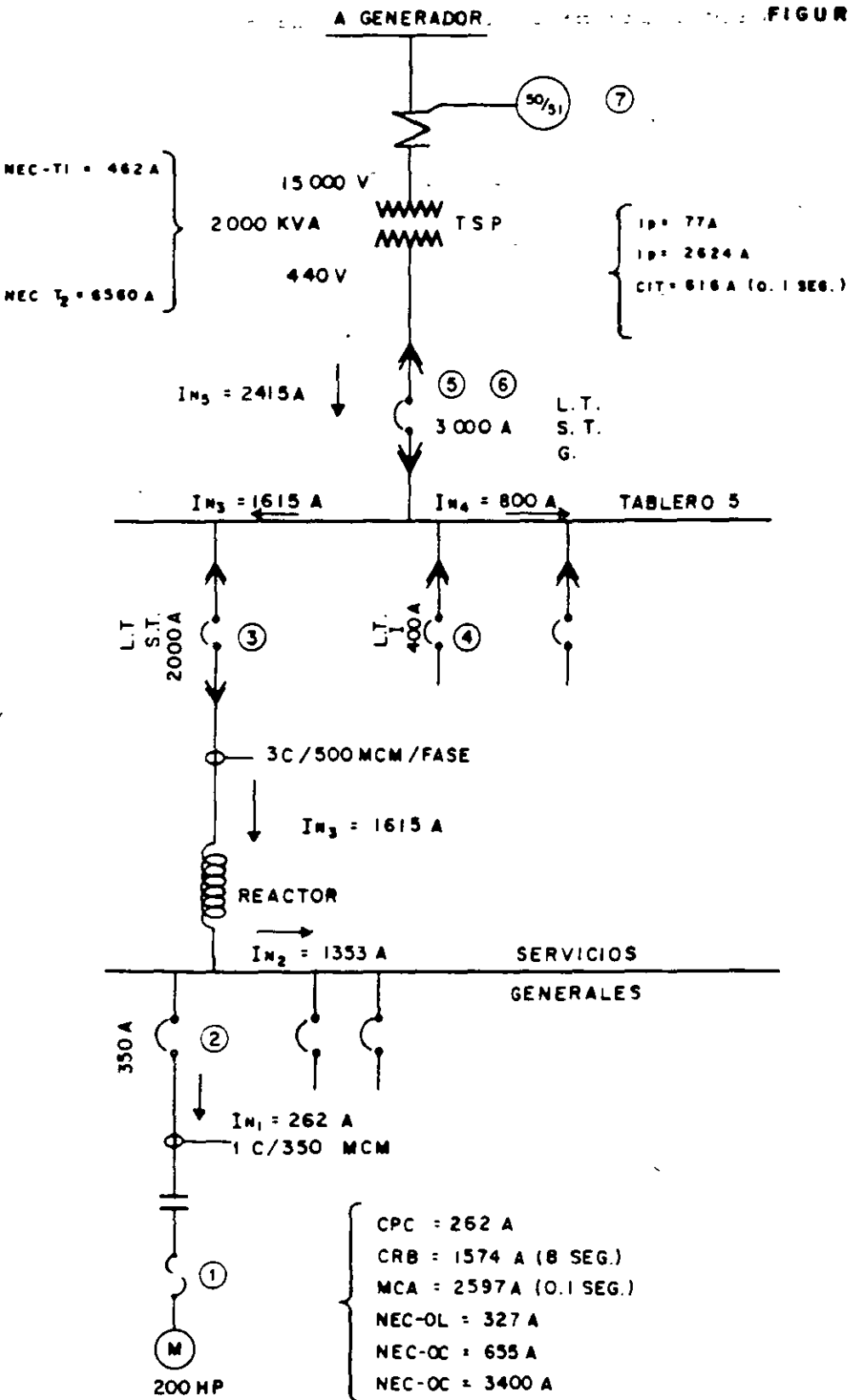
$$\text{CMT} = 8 \times 77 = 616 \text{ A.}$$

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:



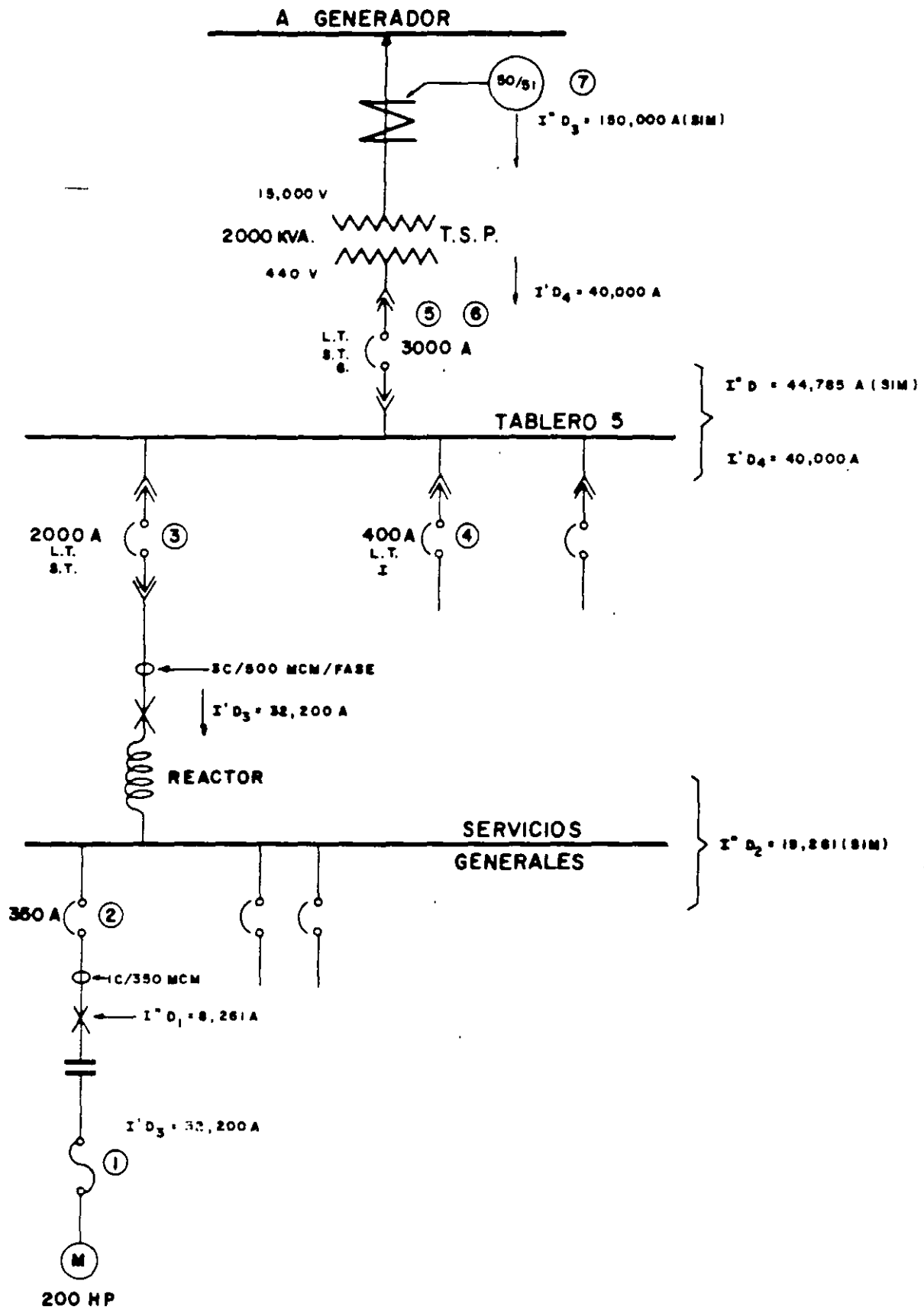


DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON CORRIENTES DE FALLA

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:

$$\text{NEC - OL} = 1.25 \times \text{CPC}$$

$$\text{NEC - OL} = 1.25 \times 262 = 327 \text{ A.}$$

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:

$$\text{NEC - OC1} = 2.5 \times \text{CPC}$$

$$= 2.5 \times 262 = 655 \text{ A.}$$

$$\text{NEC - OC2} = 13 \times \text{CPC}$$

$$= 13 \times 262 = 3\,400 \text{ A.}$$

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 límites 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.

$$\left(\frac{I}{CM}\right)^2 t = 0.0297 \text{ Log.} \frac{T_2 + 234}{10 T_1 + 234}$$

CONDUCTORES DE ALUMINIO.

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0125 \text{ Log.} \frac{T2 + 228}{T1 + 228}$$

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 límite de temperatura al que deben calentarse en el caso de un corto circuito, este está dado por la siguiente expresión:

$$I = 1974 (A) \sqrt{\frac{\text{Log.} \left(\frac{TM - TA}{10 \cdot 234 + TA} + 1 \right)}{33 S}}$$

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.

$$I \text{ max.} = \frac{1}{0.0575} = 17.39 \text{ (Veces } I_n, 5.75\% Z.)$$

El 70 % de I_n :

$$(0.7) I_{\text{max.}} = (0.7) (17.39) = 12.173$$

$$(0.7) I_{\text{max.}} = (I.H.) (12.173) = (77) (12.173)$$

$$I = 937 \text{ A.}$$

Hasta 937 A. Debe emplearse la curva térmica de la Norma anterior C57.109-1993. A partir de ahí, debe utilizarse la expresión:

$$I^2 t = K \quad t = 2 \text{ seg. para } I_{\text{máx.}}$$

$$K = \left(\frac{1}{0.0575} \right)^2 (2) = 605$$

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:

$$\left(\frac{I}{CM} \right)^2 t = 0.0297 \text{ Log.} \frac{T2 + 234}{10 \frac{T1 + 234}}$$

$$T1 = 75^{\circ}\text{C}$$

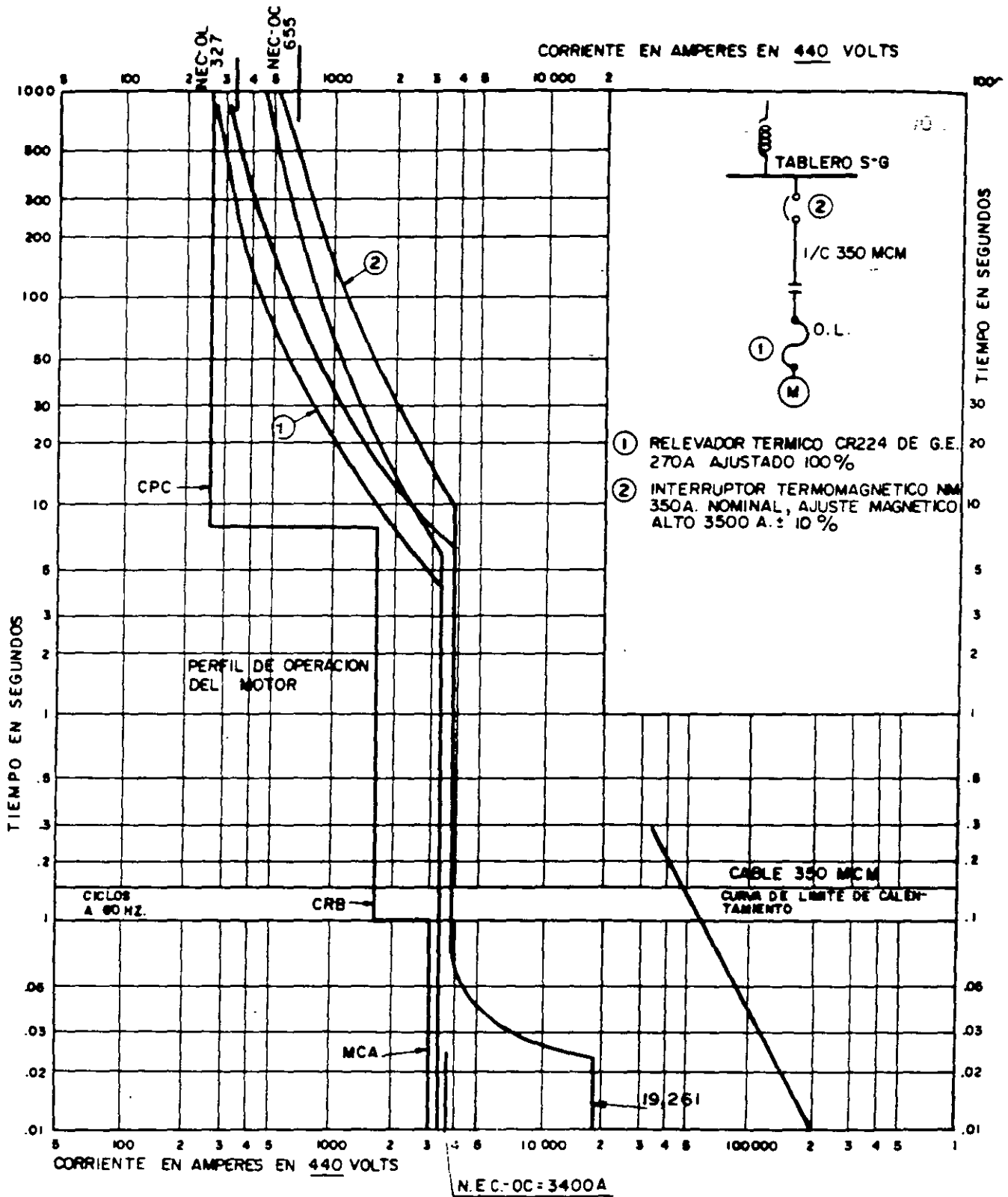
$$T2 = 150^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Para } t = 0.01 \text{ Seg.} \quad I = 185\,292 \text{ A.}$$

$$\text{Para } t = 0.1 \text{ Seg.} \quad I = 58\,596 \text{ A.}$$

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).



<h2>CURVAS TIEMPO - CORRIENTE</h2>		No. 1
MOTOBOMBA DESAGÜE, ALIMENTADOR, TERMOMAGNETICO		DIBUJADO POR J. A. MTZ. M.
EN TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.		COMPONENTE MOTO-BOMBA DESAGÜE
		LOCALIZACION TAB. SERVS. GRALES.

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

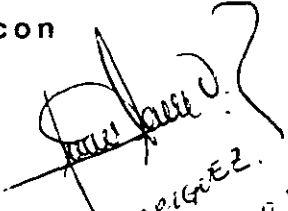
- III_a.- Cargas Activas y Cargas Reactivas
- III_b.- Factor de Potencia
- III_c.- Fundamentos del Factor de Potencia
- III_d.- Como Mejorar el Bajo Factor de Potencia
- III_e.- Beneficios al Instalar Capacitores de Potencia

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

- IV_a.- Definición
- IV_b.- Componentes básicos
 - IV_{b1}.- Electrodos
 - IV_{b2}.- Dieléctricos
 - IV_{b3}.- Líquidos Impregnantes
 - IV_{b4}.- Conexiones Internas
 - IV_{b5}.- Recipiente (Bote)
 - IV_{b6}.- Aisladores
 - IV_{b7}.- Resistencia de Descarga
- IV_c.- 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
dieléctrico mixto.


F. RODRIGUEZ.
29-VII-98

- 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 enunció 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.

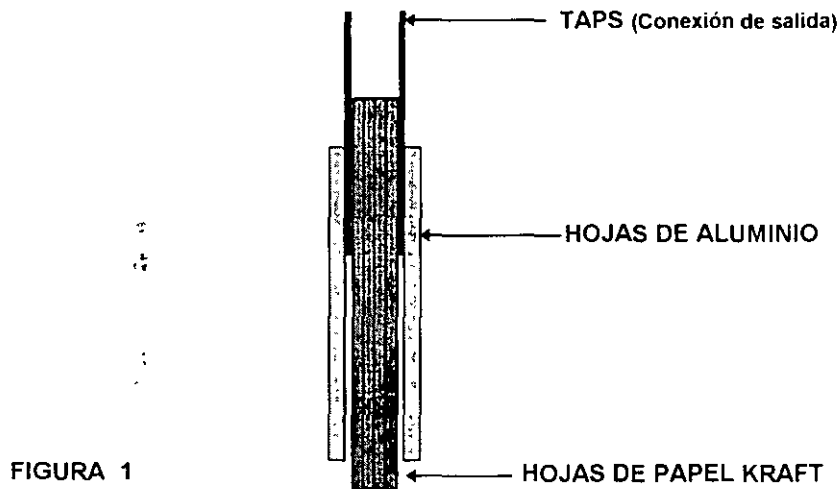


FIGURA 1

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.

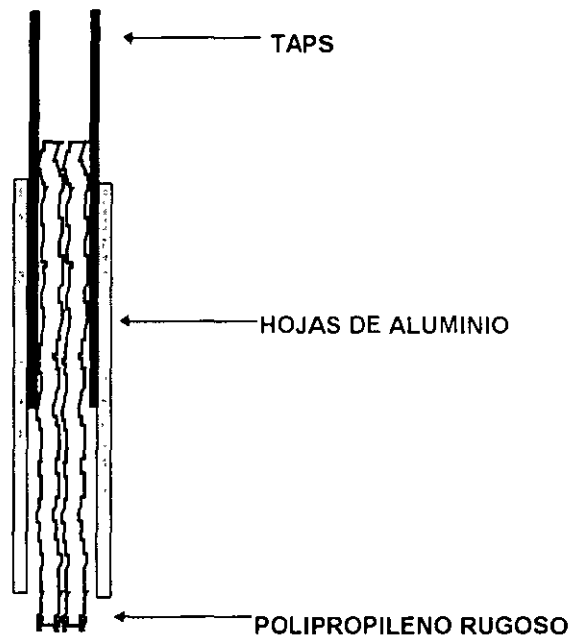


FIGURA 2

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.

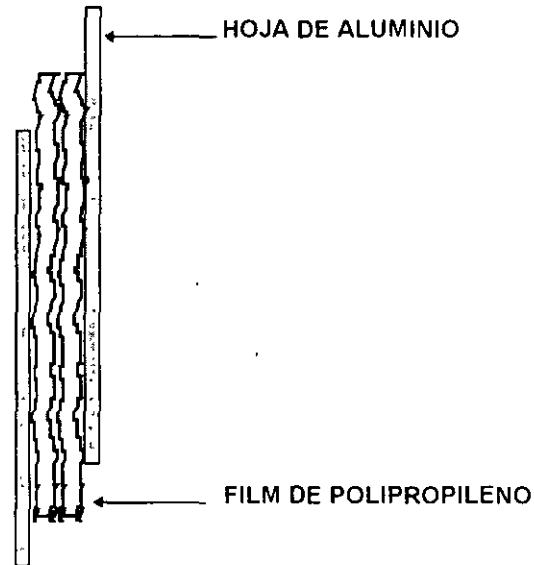


FIGURA 3

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.

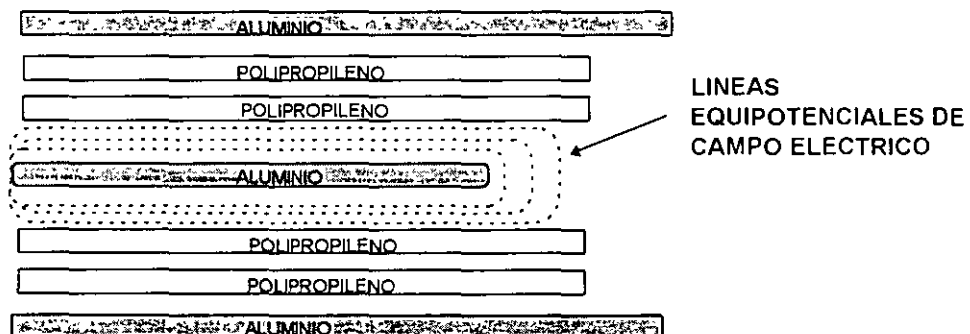


Figura 4

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.

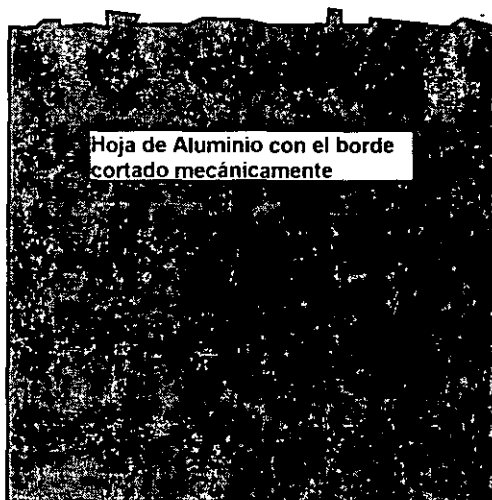


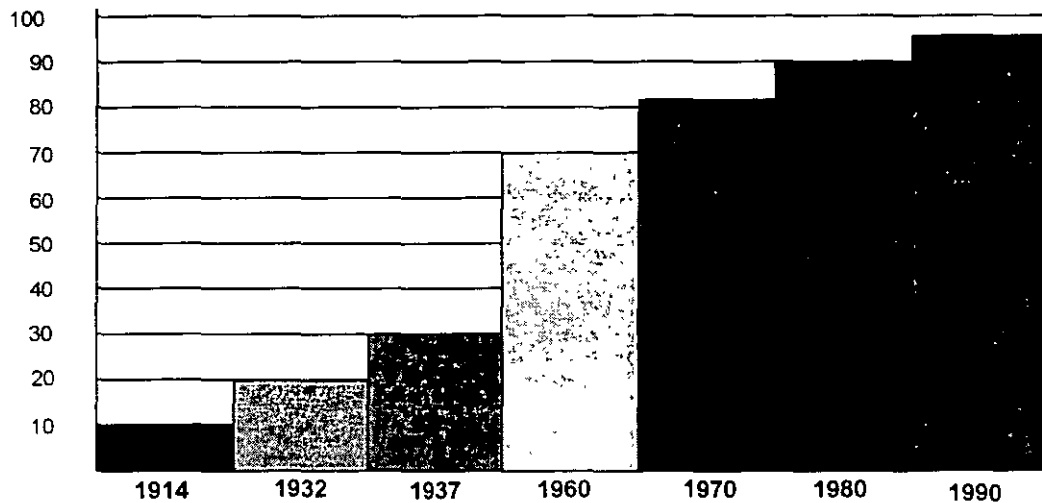
FIGURA 5

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:

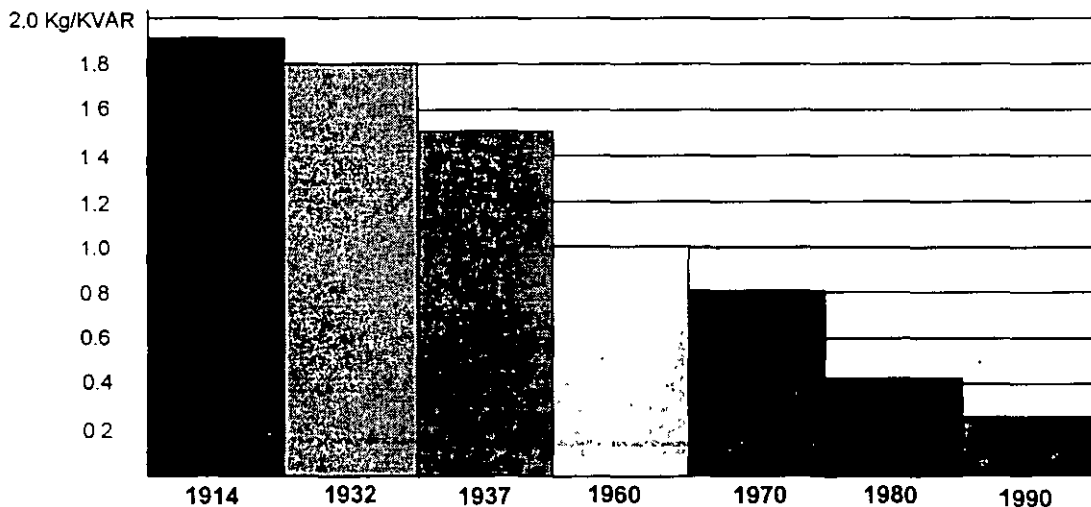
- Papel - Aceite Mineral - Aluminio
- Papel - Askarel - Aluminio
- Papel - Askarel - Aluminio (Servicio intemperie)
- Papel-Polipropileno - Askarel - Aluminio
- Papel-Polipropileno - Aceite Sintético - Aluminio
- All-Film - Aceite Sintético - Aluminio
- All-Film - Aceite Sintético - Aluminio Corte Laser

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".

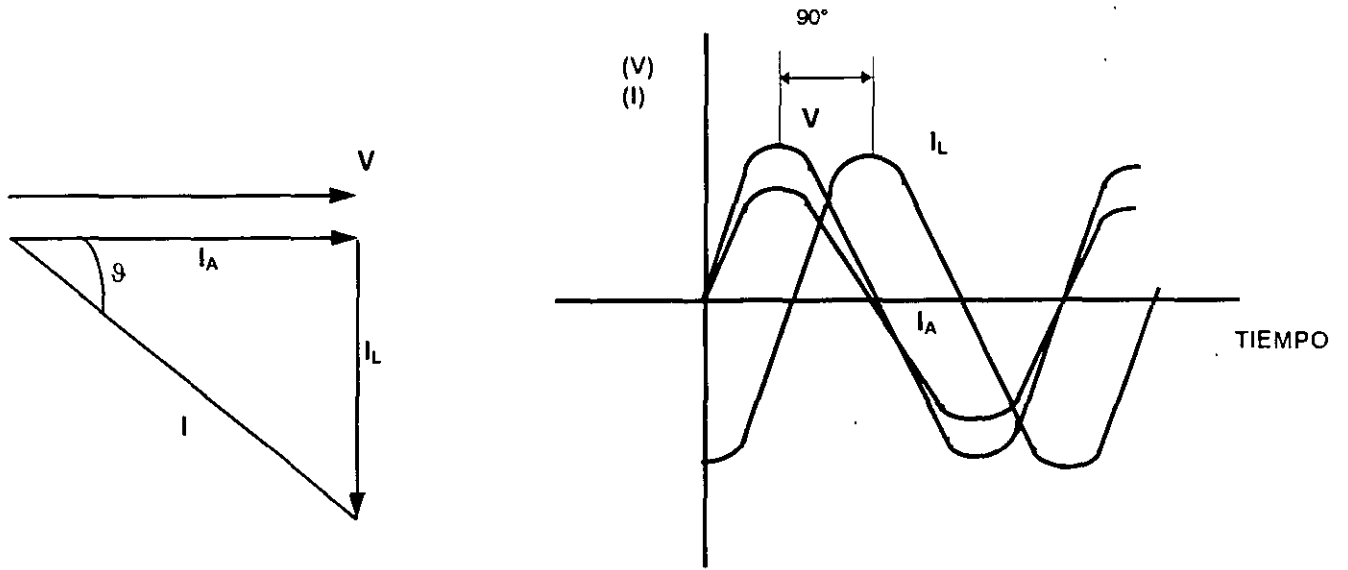


FIGURA 7

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

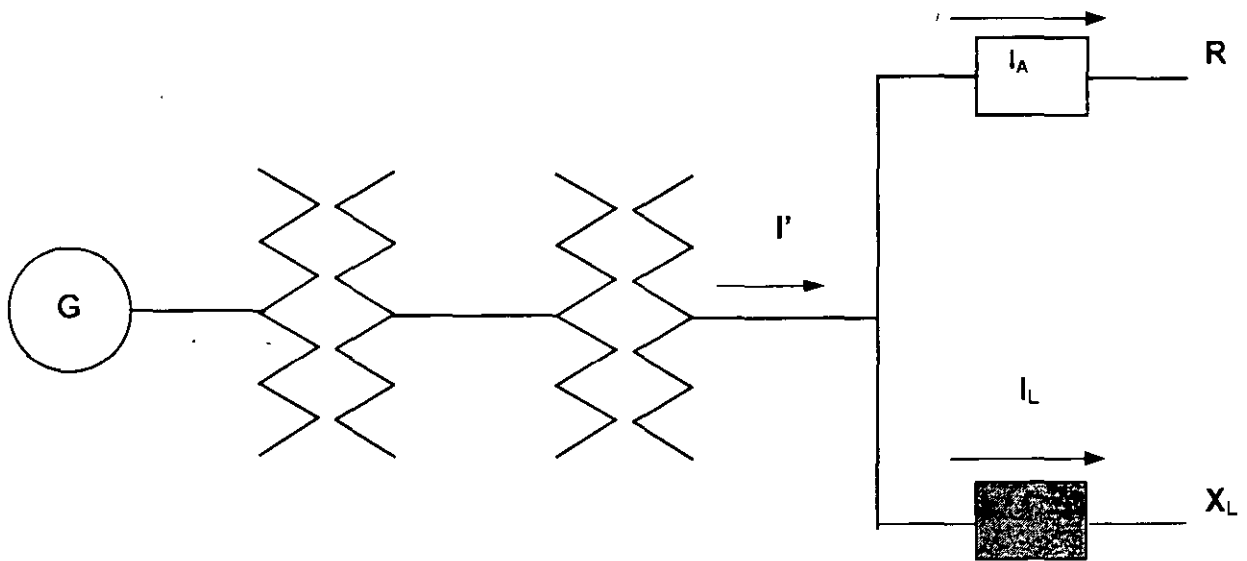


FIGURA 8

Esquema eléctrico a partir de un generador "G".

IIIb.- Factor de Potencia.

Muchas 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.

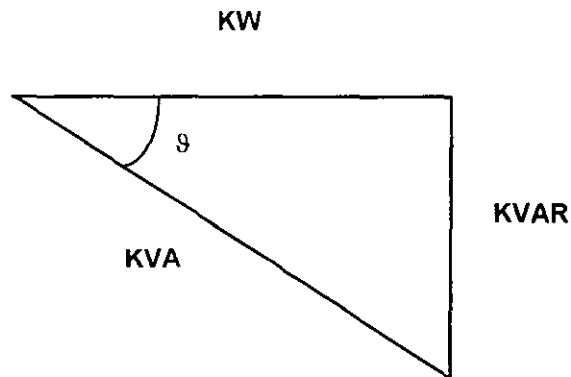


Figura 9 .- Triángulo de Potencias

Por lo tanto $\cos \phi = KW/KVA = F.P.$ 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 $\text{Cos } \Phi$

$$\text{F.P.} = \text{KW/KVA} = \text{Cos } \Phi$$

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:

$$\text{Cos } \Phi = \text{KW/KVA} = 100/125 = 0.8$$

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 % ($\text{Cos } \Phi = 0.7$), 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.

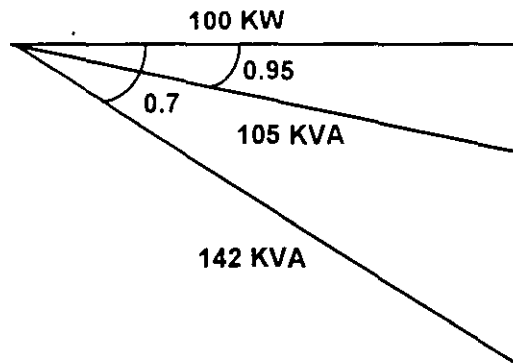


FIGURA 10

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 .

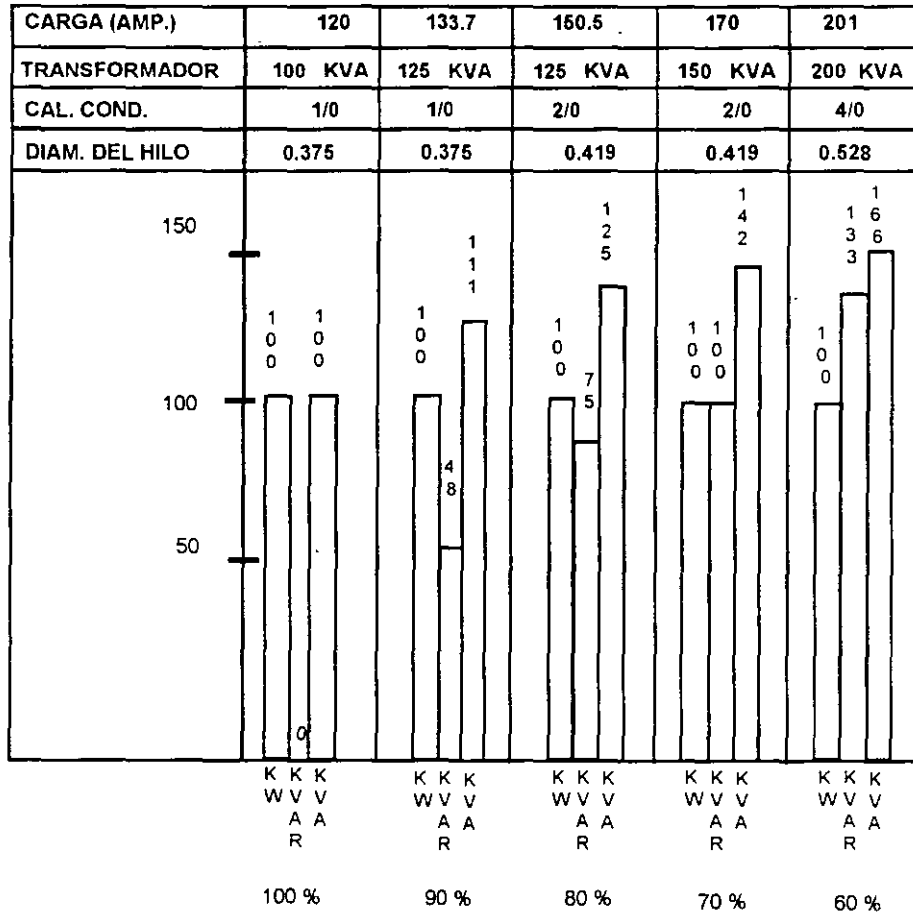


FIGURA 11

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



FIGURA 12

III.- 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.

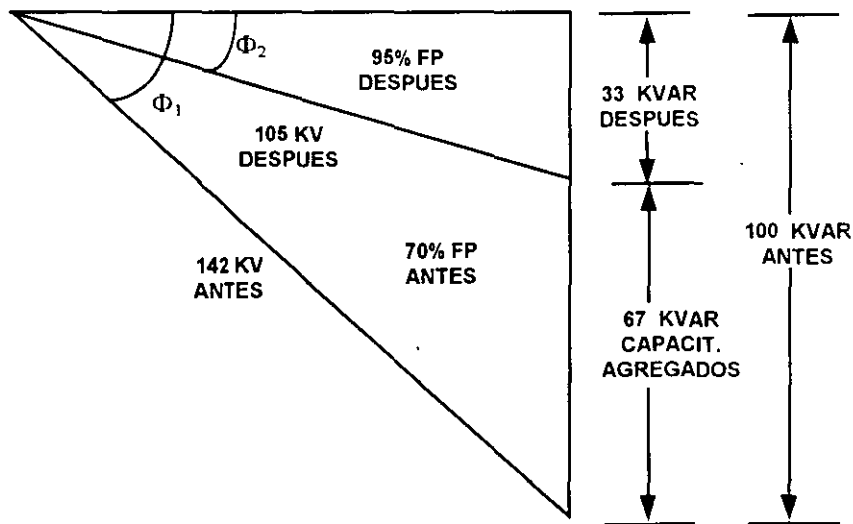


Figura 13

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

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

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 $\text{Cos } \Phi_1$ a un nuevo valor $\text{Cos } \Phi_2$, si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en KiloVolt-Ampere, el aumento de potencia activa puede calcularse según la expresión :

$$KW_1 - KW_2 = KVA (\text{Cos } \Phi_2 - \text{Cos } \Phi_1)$$

$$\Delta KW = 100 ((\text{Cos } \Phi_2 / \text{Cos } \Phi_1) - 1) \%$$

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:

$$P = R I_A^2 + R I_L^2$$

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 $\text{Cos } \Phi_1$ y unas pérdidas P_2 con un $\text{Cos } \Phi_2$

$$I_1 \text{ Cos } \Phi_1 = I_2 \text{ Cos } \Phi_2$$

$$P_1 \text{ Cos}^2 \Phi_1 = P_2 \text{ Cos}^2 \Phi_2$$

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 .

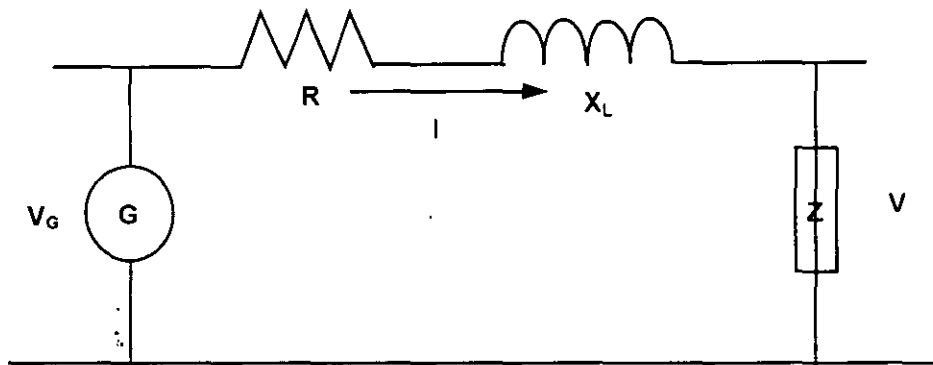


Figura 14

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 .

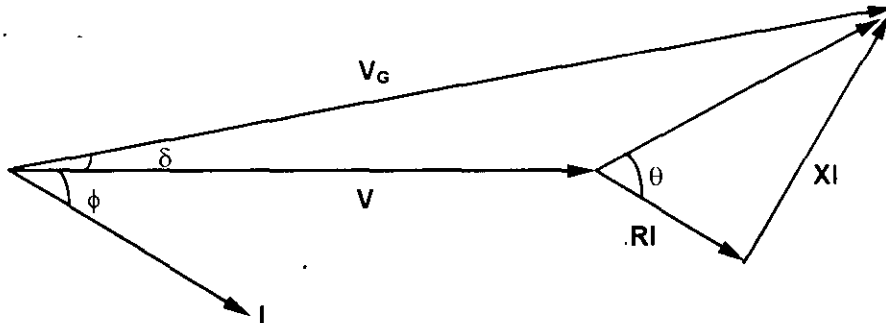


Figura 15. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z de la figura 14

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 $\text{Cos } \delta$, 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.

- 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_h.- 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 desconectadores 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:

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

IV_{b1}.- Electrodo:

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 Ra.

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 Ra = 0.45 μm .

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 más comunes son:

PXE (Phenylxylyethane) desarrollado en Japón.

CPE (Cumylphenylethane) 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".

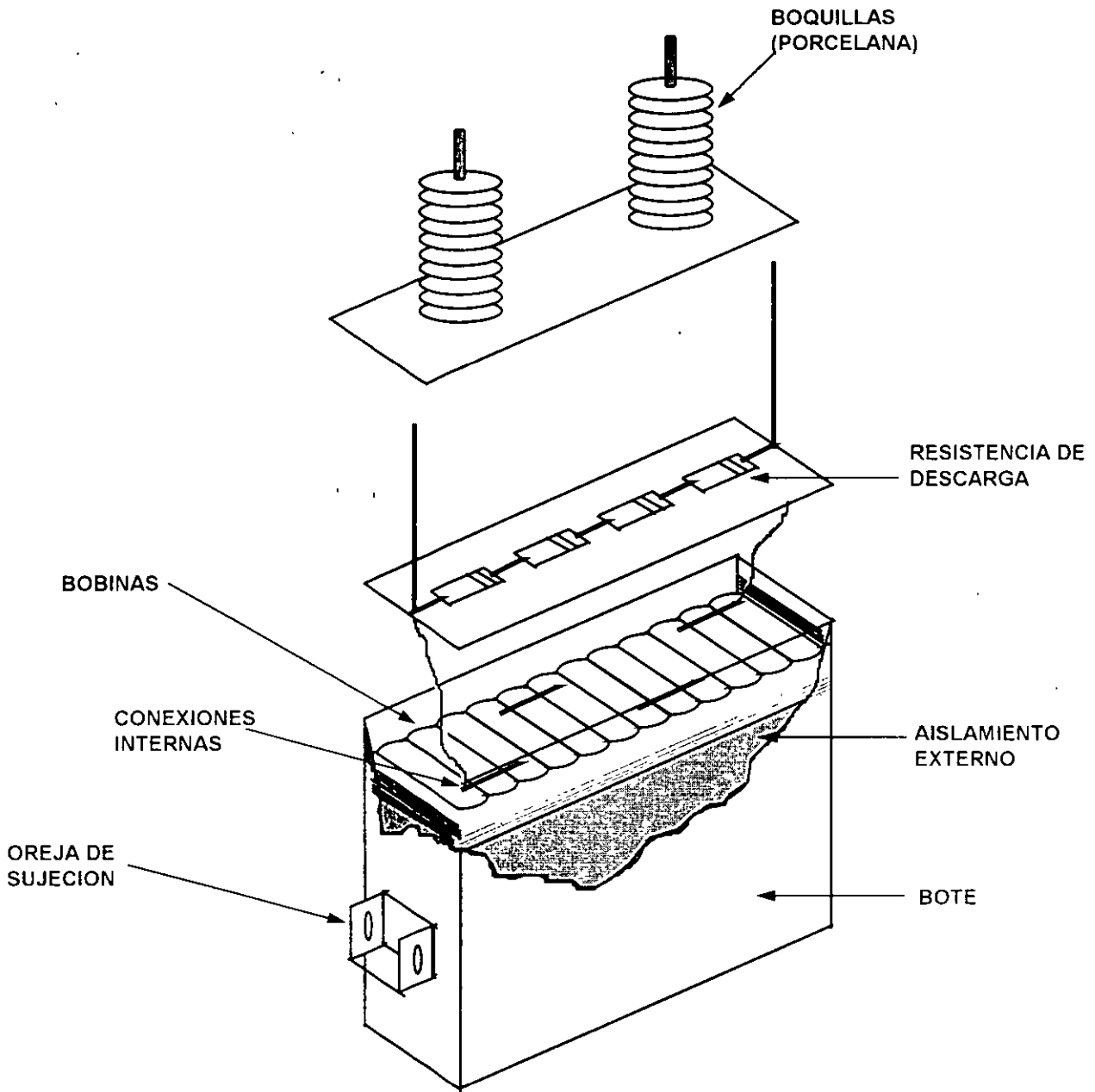


Figura 16.- Corte de un capacitor de potencia con sus componentes más importantes.

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.

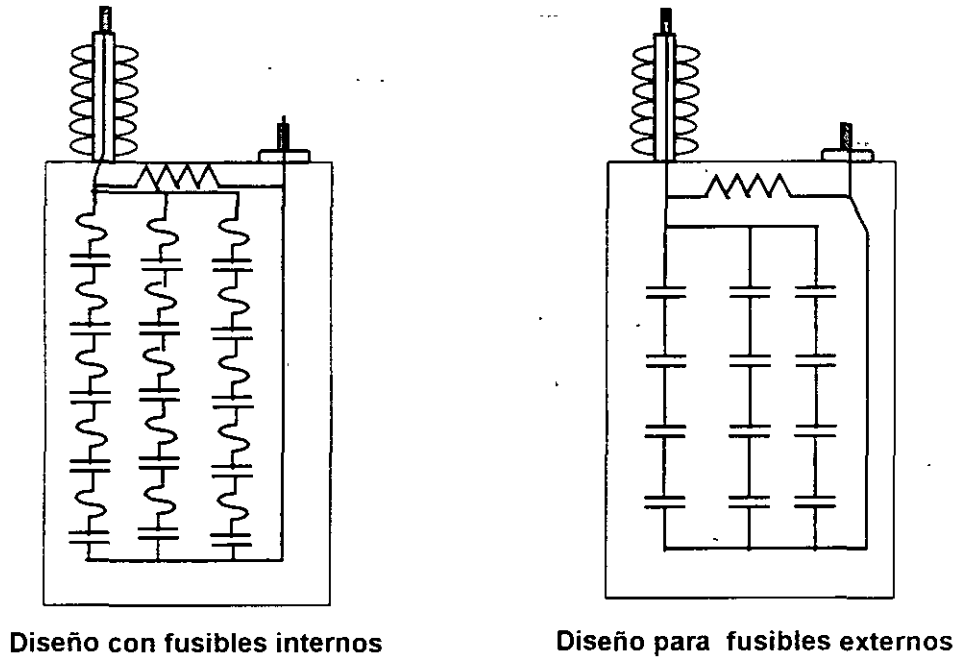
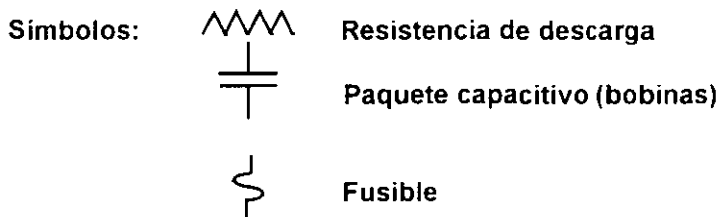


FIGURA 17



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.

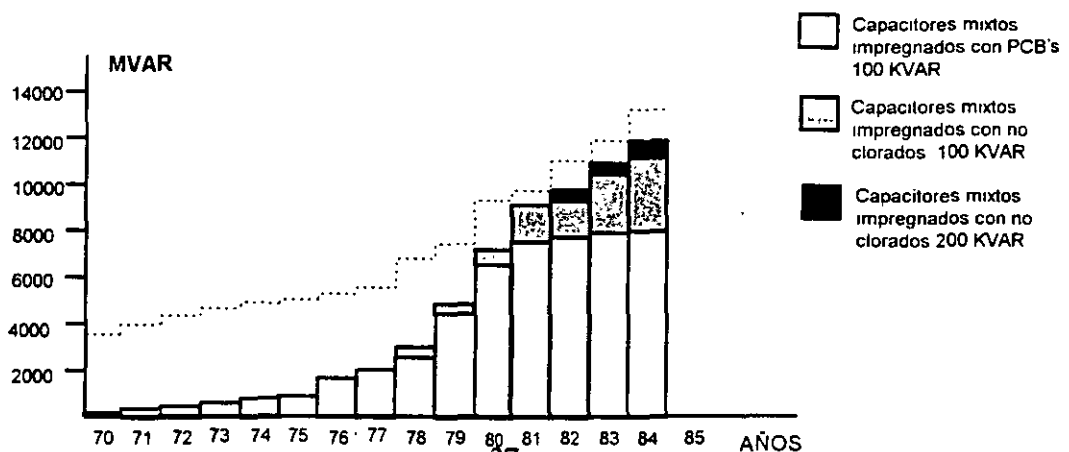


FIGURA 18

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.

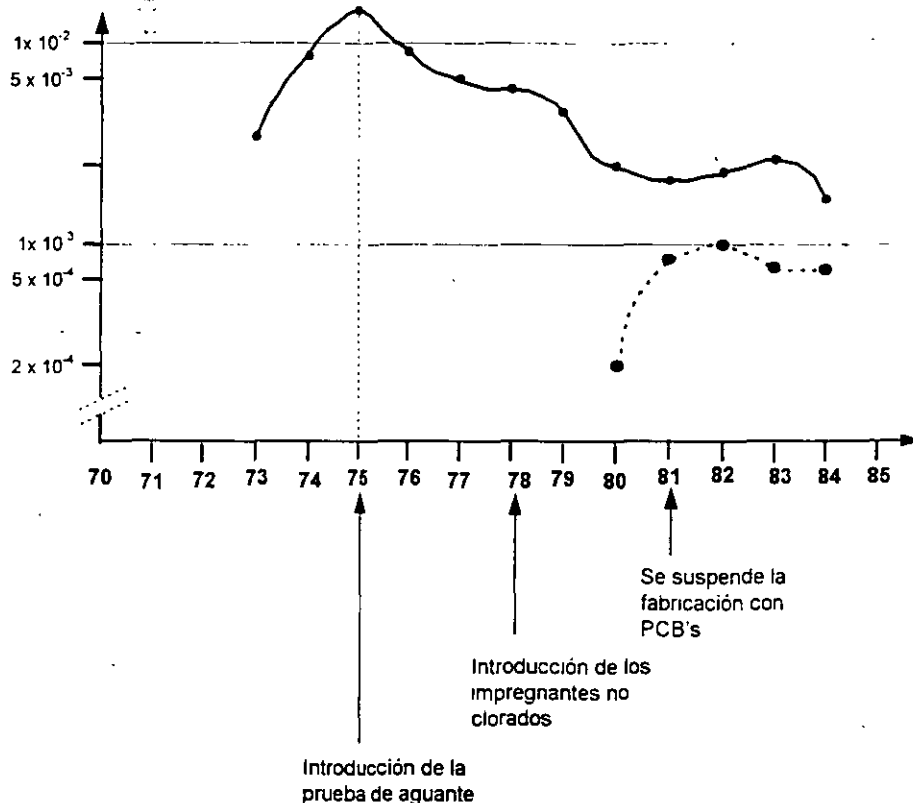


FIGURA 19

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 $40 \text{ }^\circ\text{C}$ y después a una temperatura superior, regulada de tal manera que la temperatura del contenedor alcance $75 \text{ }^\circ\text{C}$, 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 $80 \text{ }^\circ\text{C}$, misma que se alcanzo en el diseño mixto con una temperatura ambiente de $40 \text{ }^\circ\text{C}$, 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 costeaible 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 fisico 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.

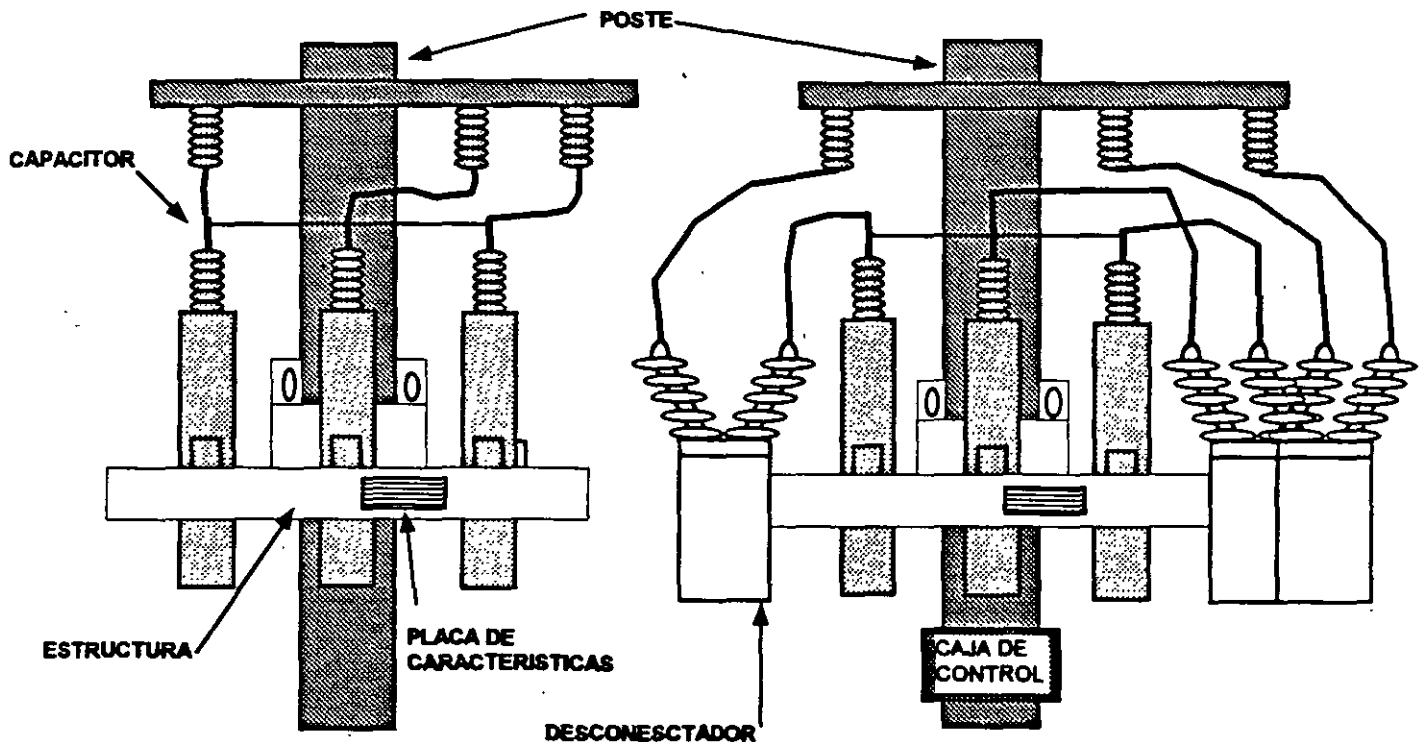


FIGURA 20.- BANCO DE CAPACITORES "POSTE FIJO"

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.

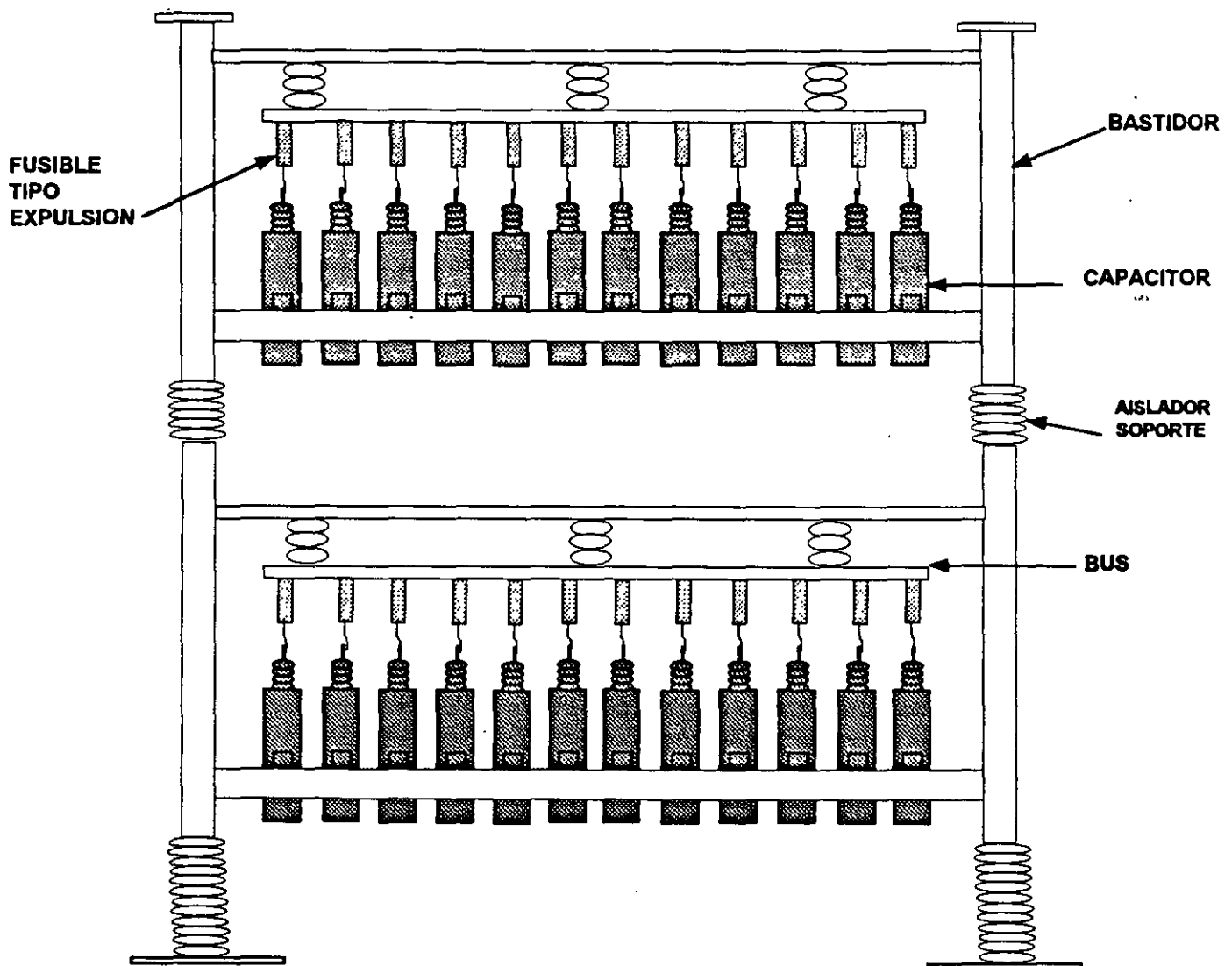


FIGURA 22.- BANCO DE CAPACITORES TIPO SUBESTACION

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.

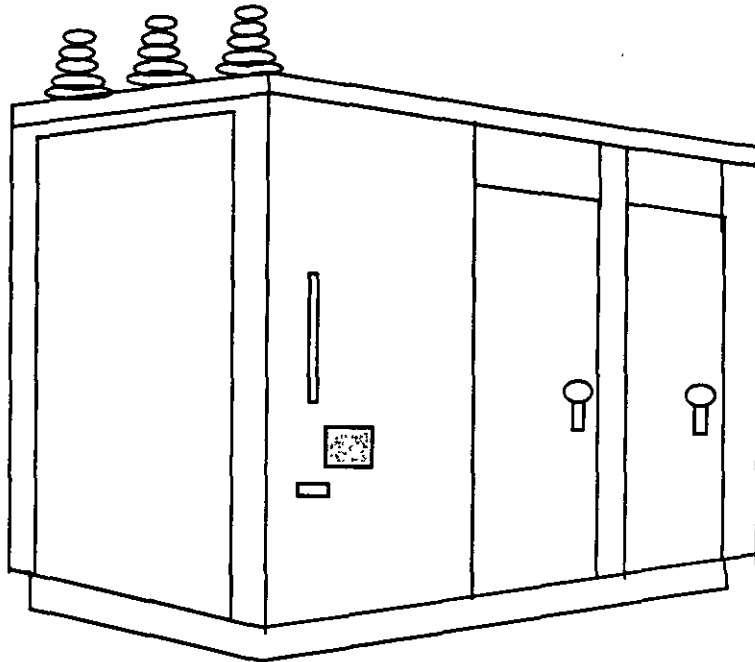


FIGURA 23.- BANCO DE CAPACITORES EN GABINETE CERRADO

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.

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

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

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.

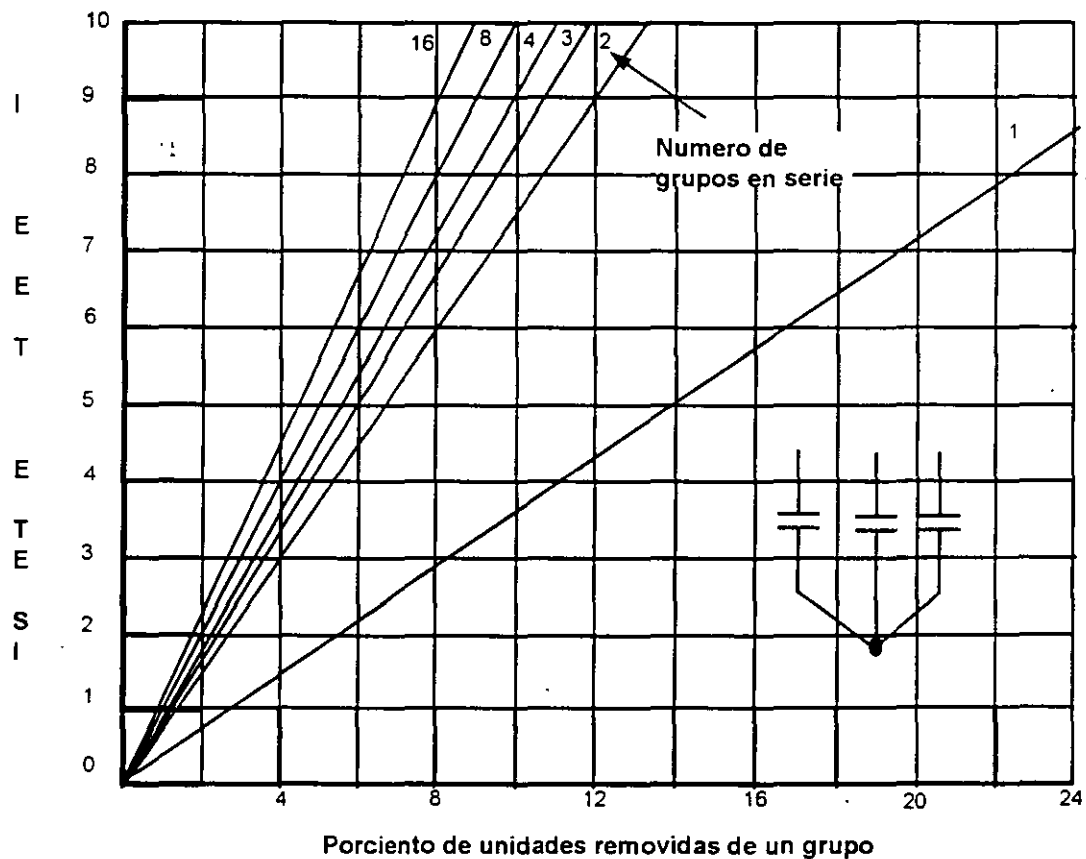


FIGURA 24.

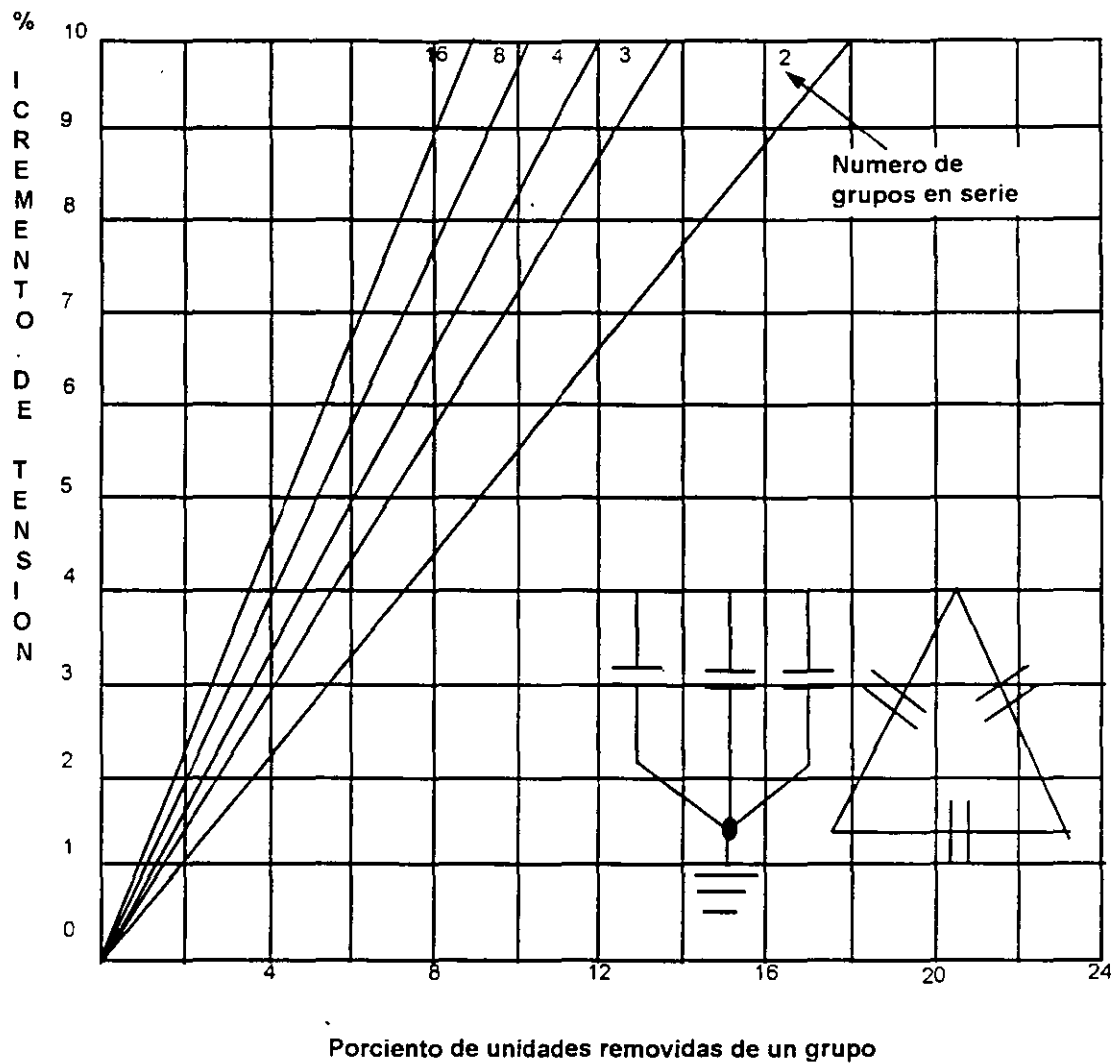


FIGURA 25.

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.

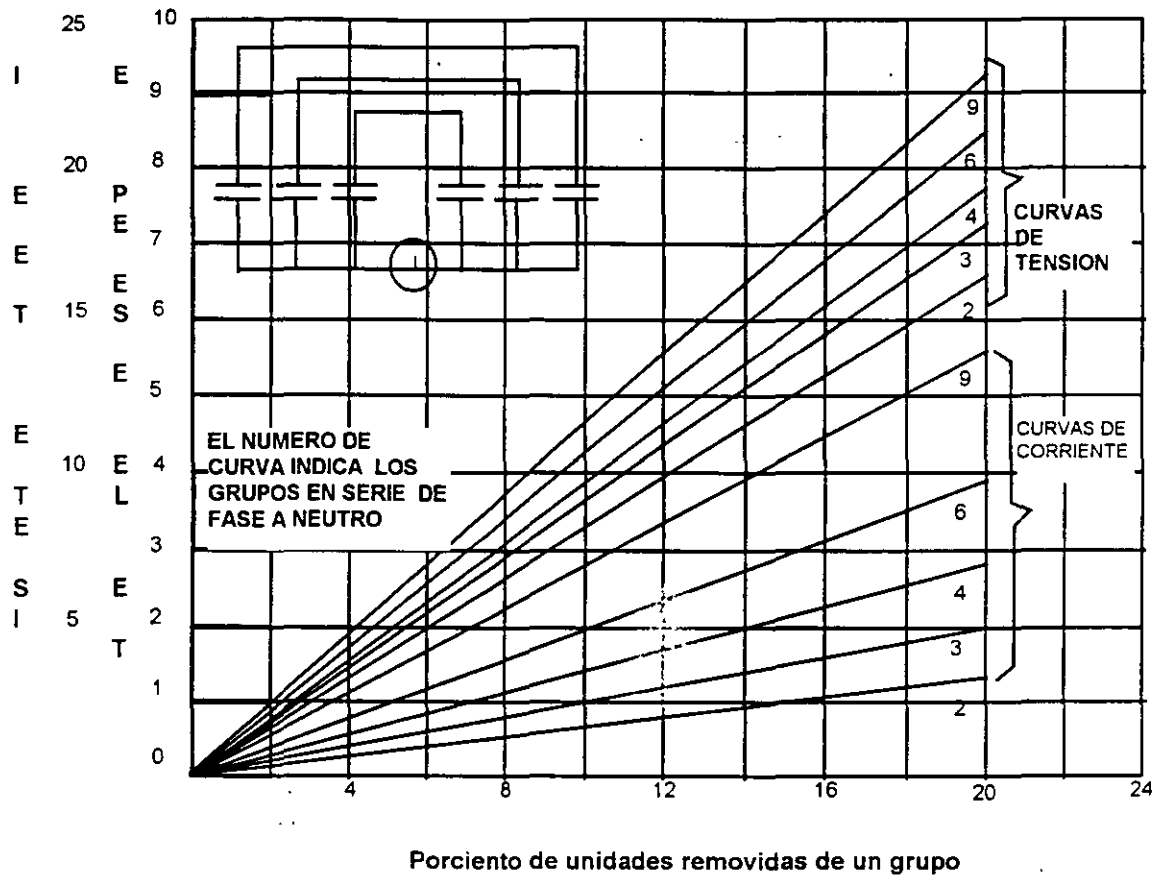


FIGURA 26.

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.

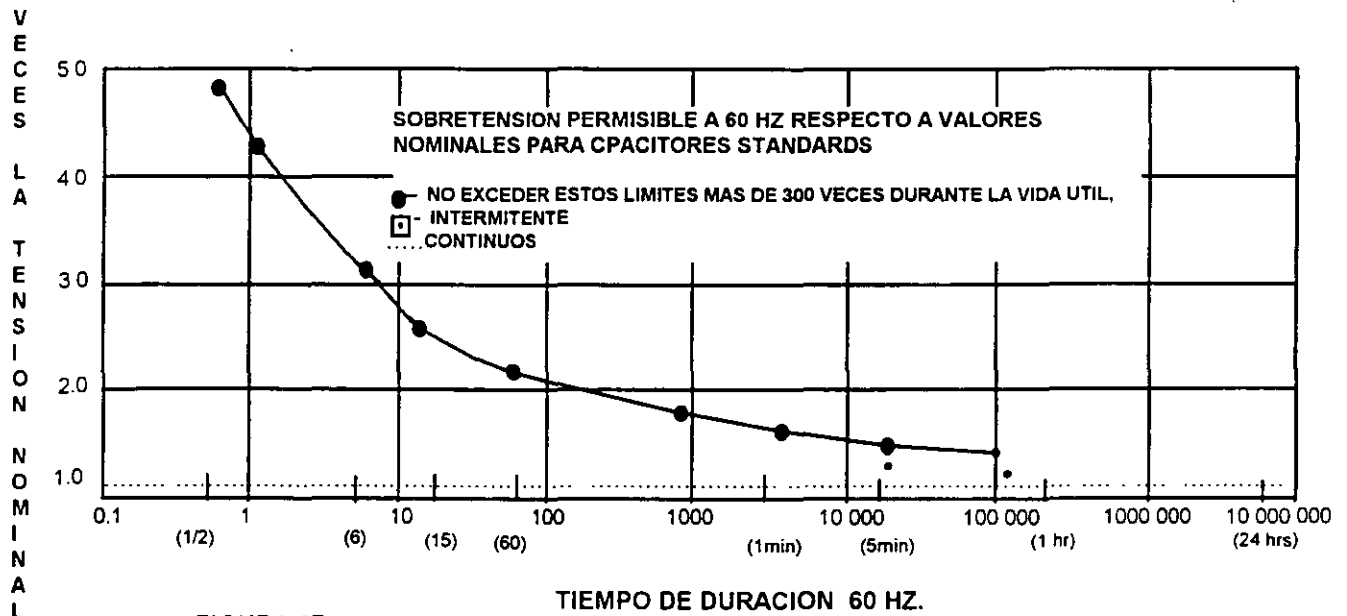


FIGURA 27.

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.

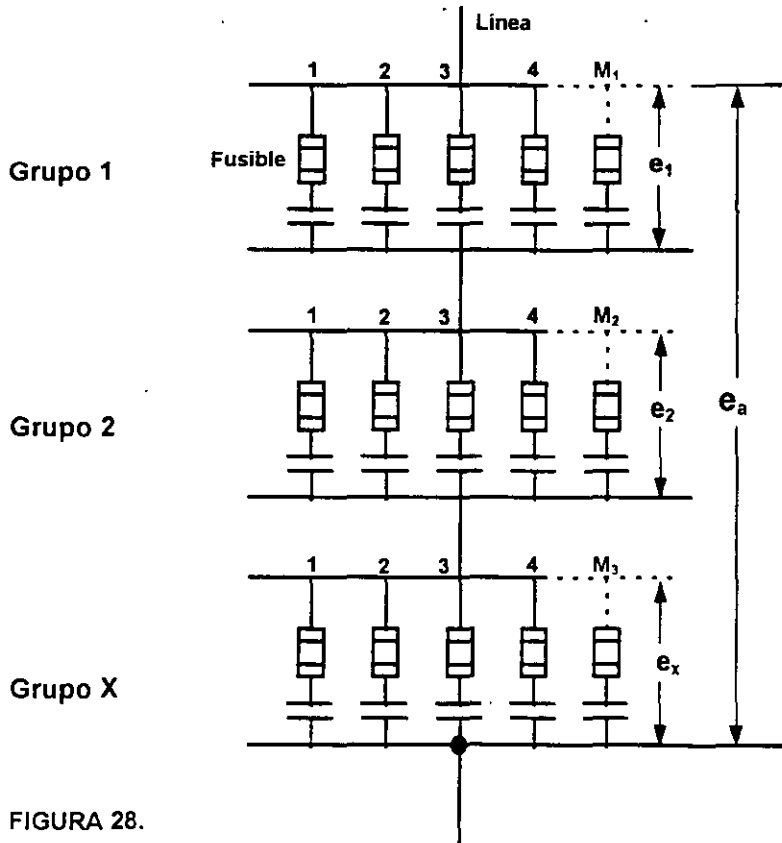


FIGURA 28.

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

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

Con N_1 de unidades removidas del grupo 1 la tensión en las unidades remanentes es:

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

Con N_1 de unidades removidas para el grupo 1 la tensión del neutro del banco de capacitores cambia e_{N0} .

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

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:

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

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 :

$$2I_{No} = (e^2_{c1}) / (6M_1 / N_1)(e^2_{c1}) / (6(M_1 - N_1) + e^2_{c2}/M_2 + \dots + e^2_{cx}/M_x)(N_1/M_1 - N_1)$$

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 divisible 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 unidades/fase / 5 grupos serie/fase = 13 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 unidades/fase / 5 grupos serie/fase = 14 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 KVA_1 hasta KVA_2 por la adición de $KVAR$ capacitivos.

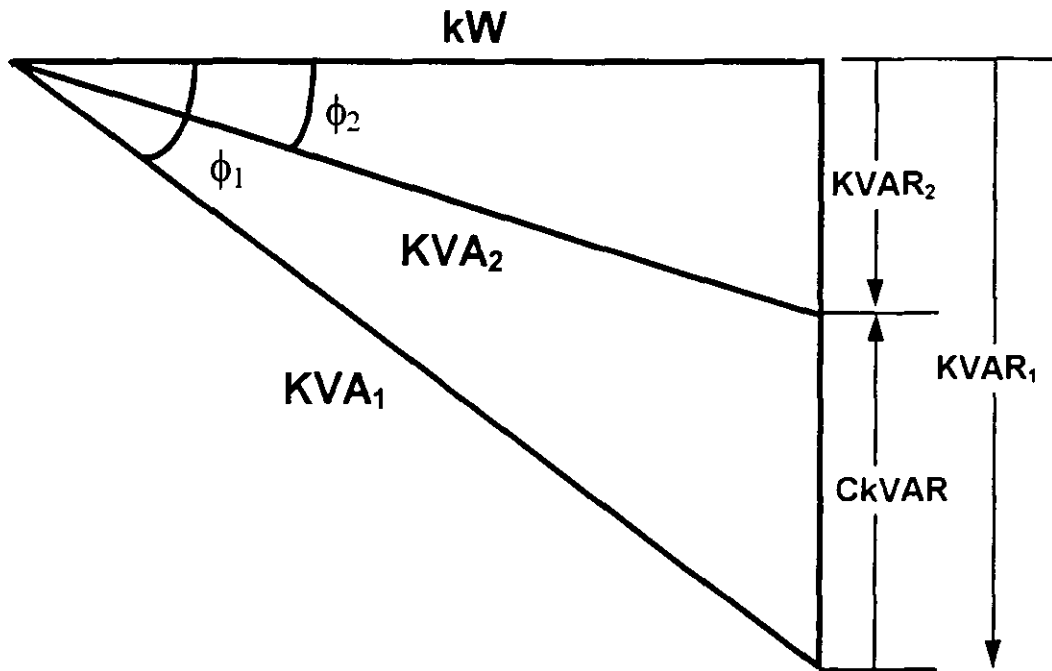


Figura 29 Efecto al agregar capacitores de potencia en paralelo en un sistema eléctrico.

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 óptimo 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.

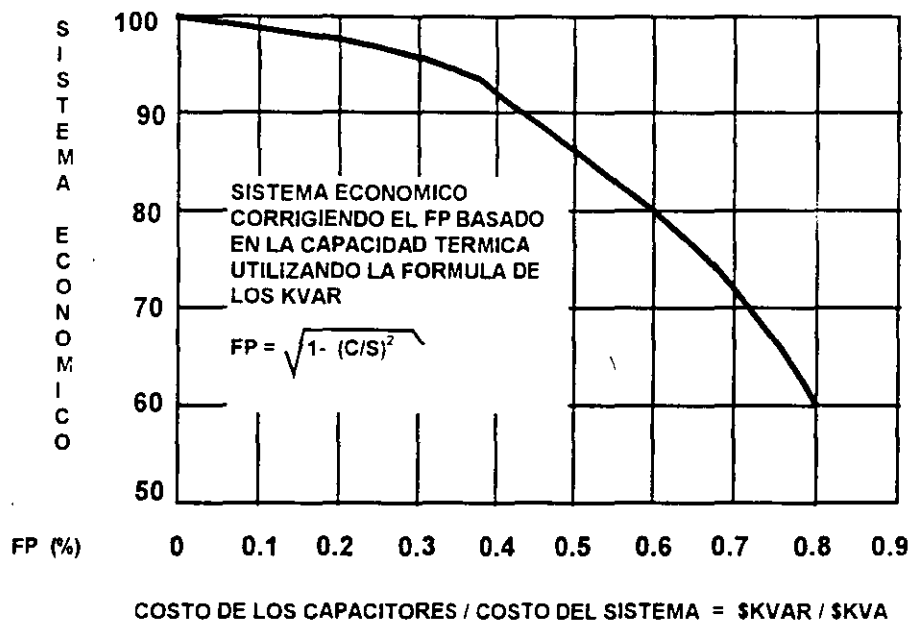


FIGURA 30 .

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

B) Curva Tiempo - Corriente No. 2.

Se muestra la coordinación del interruptor termomagnético 2 y el relevador de estado sólido 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.

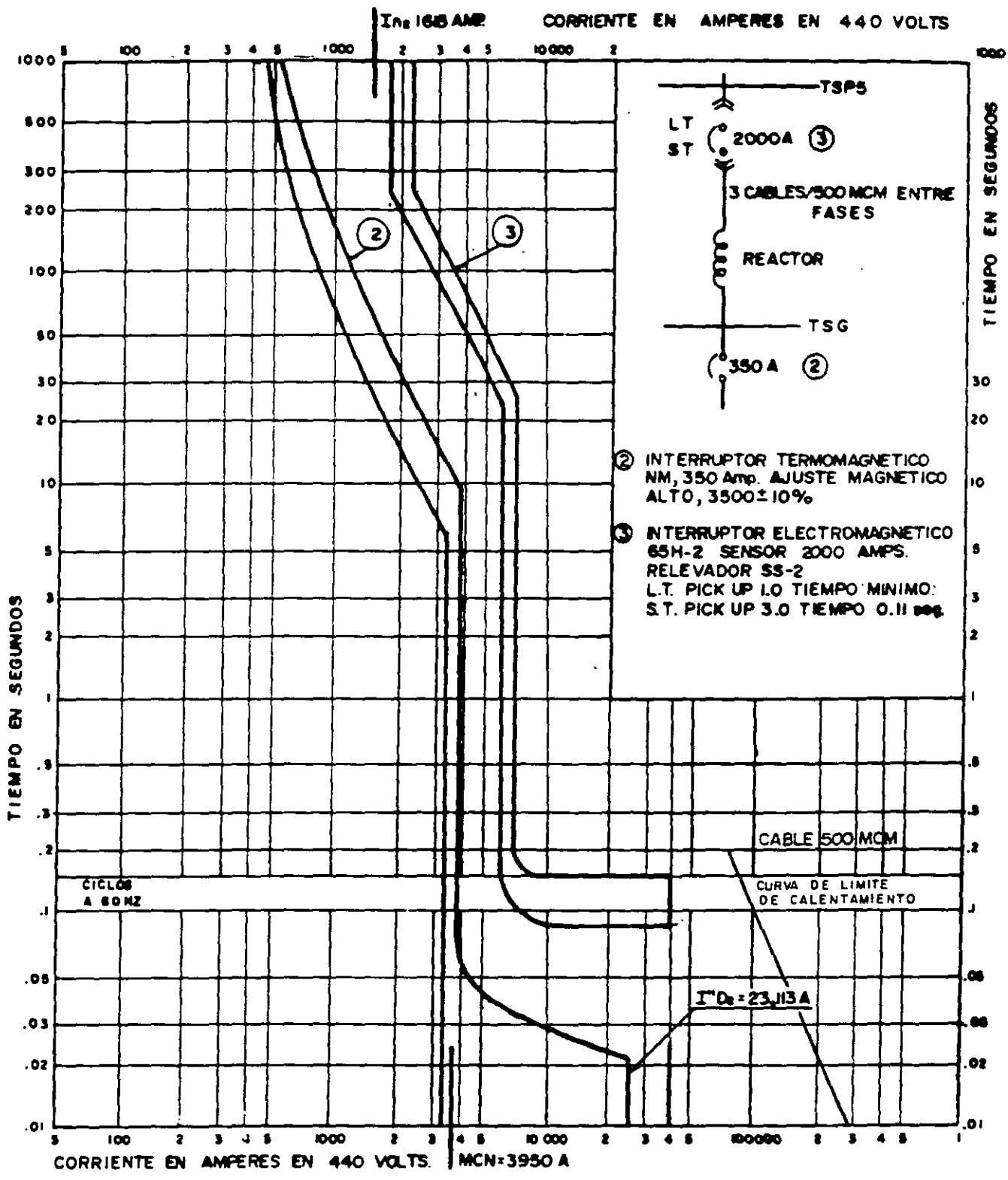
C) Curva Tiempo - Corriente No. 3

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, $12 \times = 4\ 800\ A$, 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 trifásica asimétrica 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	CURVAS TIEMPO-CORRIENTE	No. 2
TIEMPO CORRIENTE	COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO	FECHA <u>ABRIL - 95</u> DIBUJO <u>AVIÑA</u>
Nº 2	<u>525 SG</u>	CORRIENTE INT <u>525 SG</u> LOCALIZACION <u>TAB 5SP</u>

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.

$$I_{\text{arc}} \times 250 = I_{\text{arc}}^{1.5} \text{ y}$$

Para un circuito de 400 A.

$$I_{\text{arc}}^{1.5} \times 250 = 400 \times 250 = 100\ 000$$

$$\text{Si } 8\ 509 < I_{\text{arc}} < 44\ 785$$

Se calcula la curva y se traza.

Para un circuito de 3 000 A.

$$I_{arc} = 3\,000 \times 250 = 750\,000$$

$$\text{Donde } 8\,509 < I_{arc} < 44\,785$$

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.

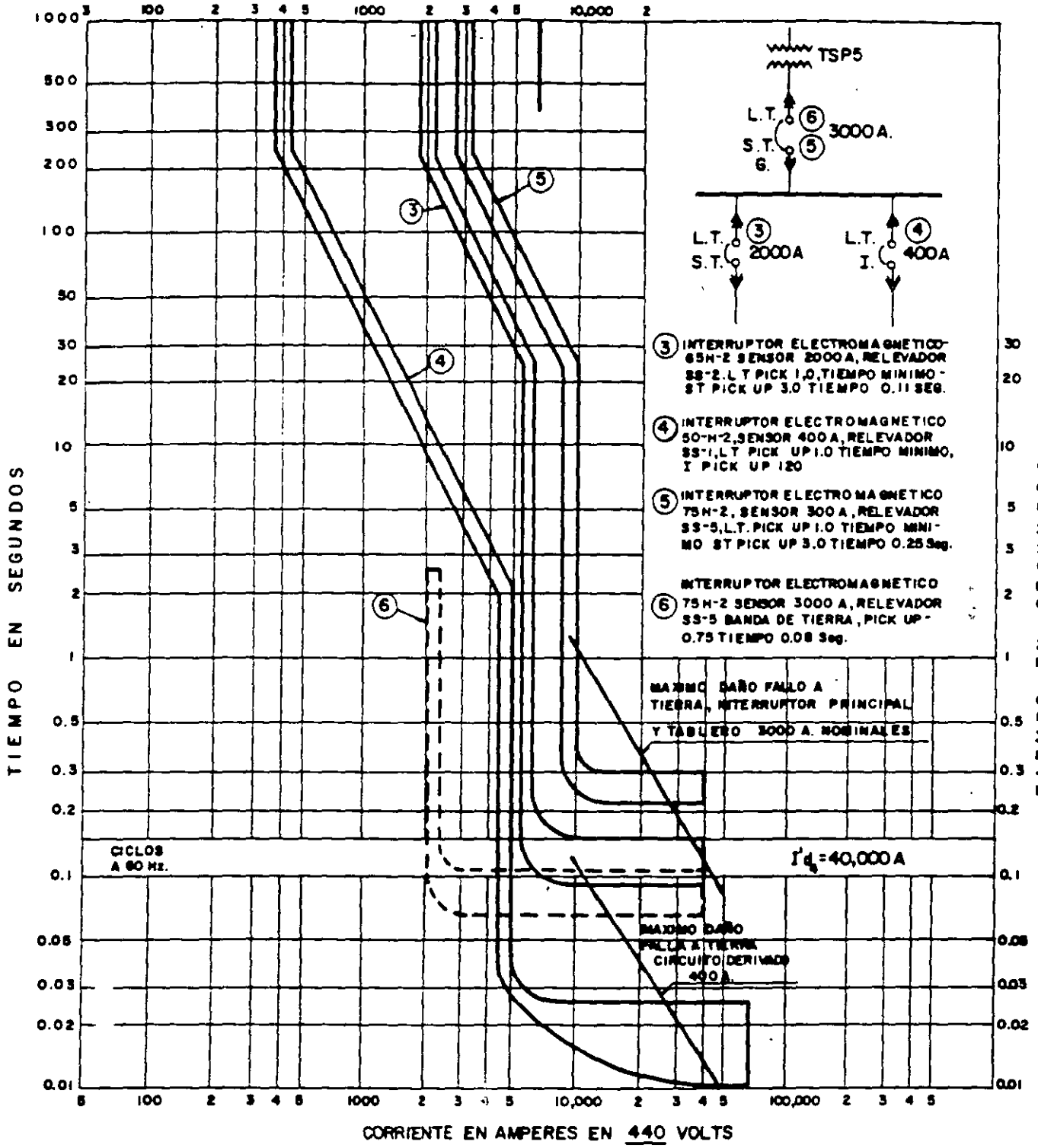
La tensión base es de 15 KV y todas las corrientes se calculan en esa base:

$$3\,000 \text{ AMPERES } \quad 3\,000 \times \frac{440}{15\,000} = 88 \text{ A.}$$

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.

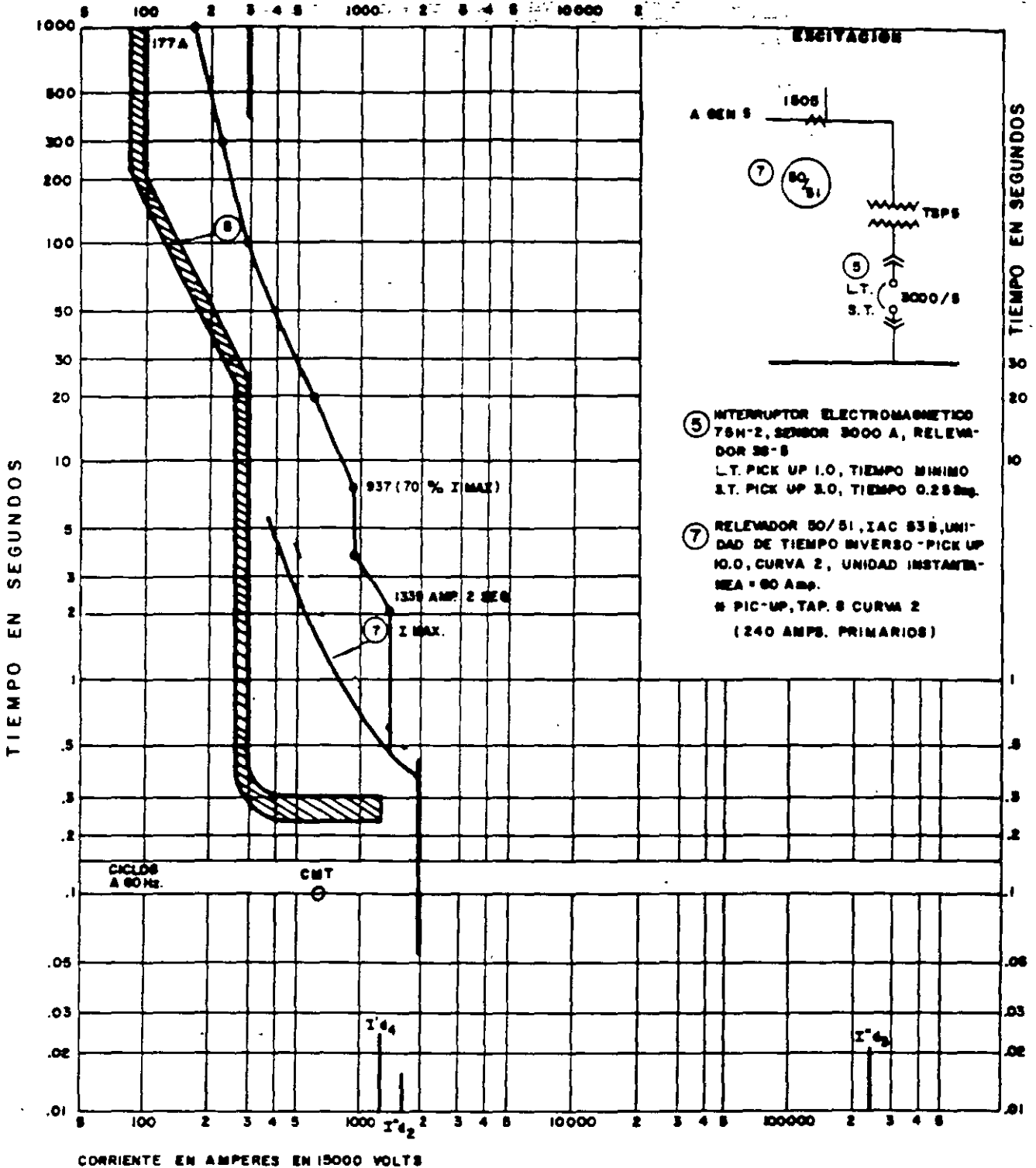
DIBUJADO POR G. G. R.
 COMPONENTE INTS. VARIOS
 LOCALIZACION TAB. 5 SP.

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 asimétricas, 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:

$$60 \times \frac{150}{5} \times \frac{15\,000}{440} = 51\,136 \text{ A.}$$

$$51\,136 > 44\,785$$



CURVAS TIEMPO-CORRIENTE

Nº **4**

COORDINACION ENTRE RELEVADOR 50/51,
LADO 15000V. E INTERRUPTOR PRINCIPAL
LADO 440V.

DIBUJADO POR G. S. R.
 COMPONENTE RELEVADOR E INT.
 LOCALIZACION TAB. DUPLEX Y TSP5

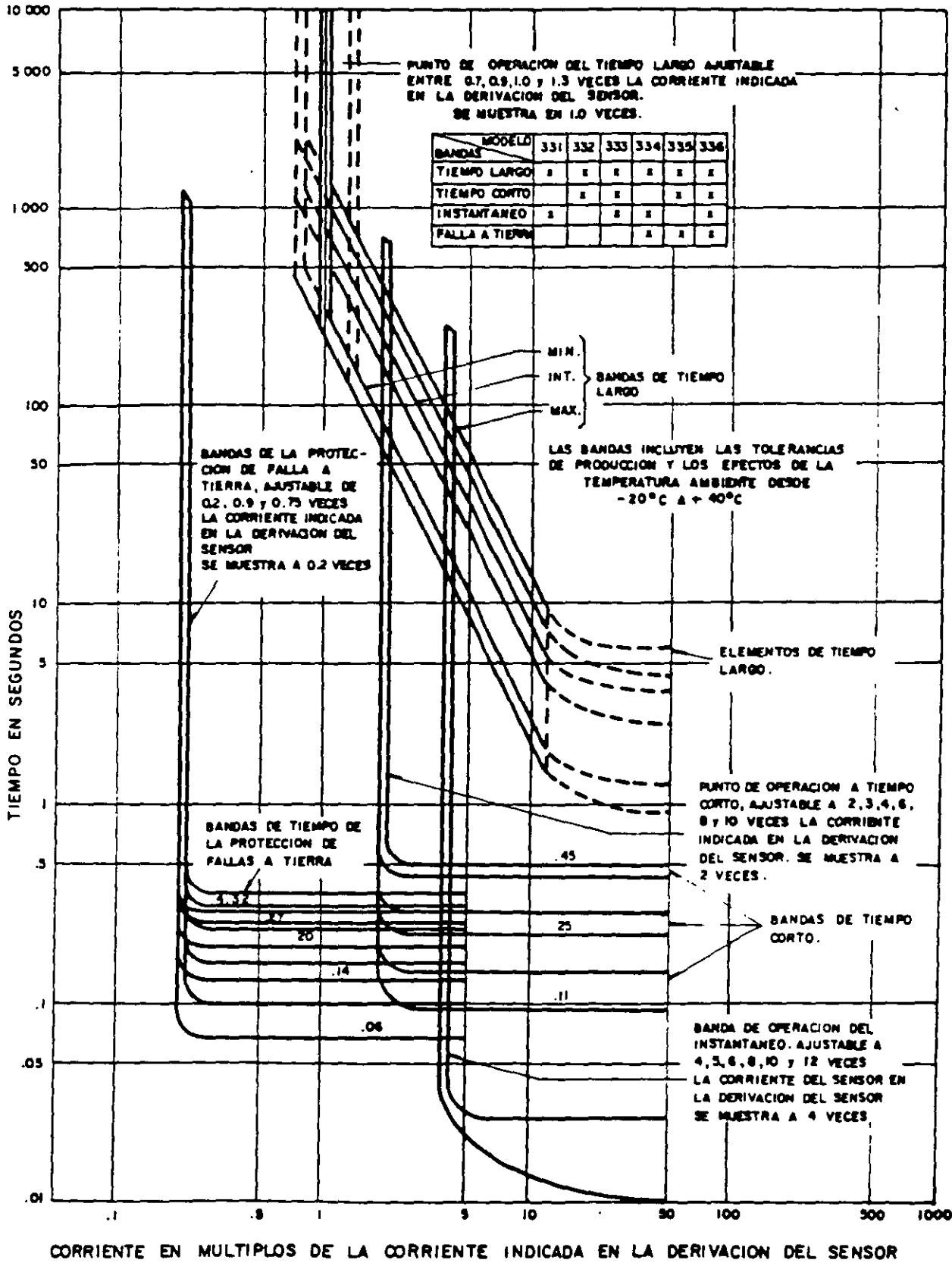


FIG. 13.- CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS

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 solida 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 solida.

Otra característica de las fallas de arqueo 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 arqueo 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 arqueo a tierra ?

1.- Calibrar si las condiciones de carga lo permiten, la PSCF entre un 19% y un 38% del valor de la falla solida (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.

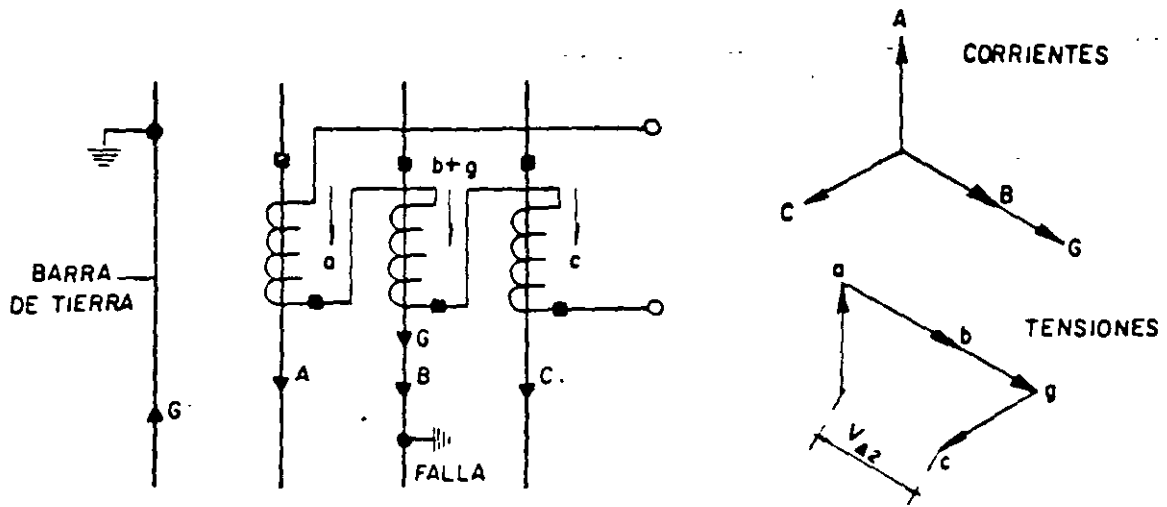
SISTEMAS DE PROTECCION DE FALLAS A TIERRA. (PFAT)

- * Desbalanceo de tensiones en delta abierta.
- * Corriente residual.
- * Sensor dona abrazando 3 fases y neutro.
- * Sensor corriente de regreso por el neutro del transformador.

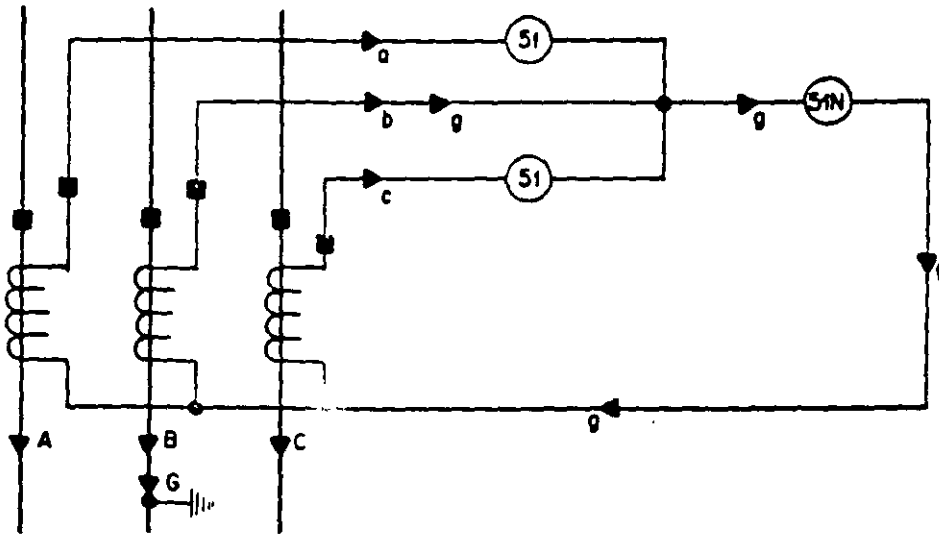
Ya se ha seleccionado el equipo, ¿ existe algún criterio para determinar la frontera de los daños admisibles en fallas a tierra? Si:

Ver diagramas de protección anexos. Pag. No. 60 y 61 .

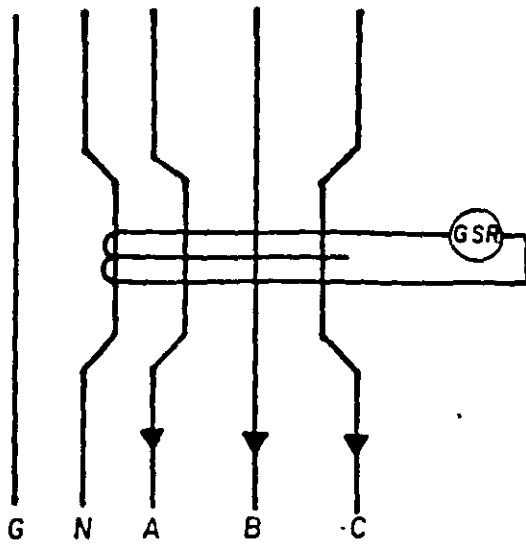
SISTEMAS DE P. F. A. T.



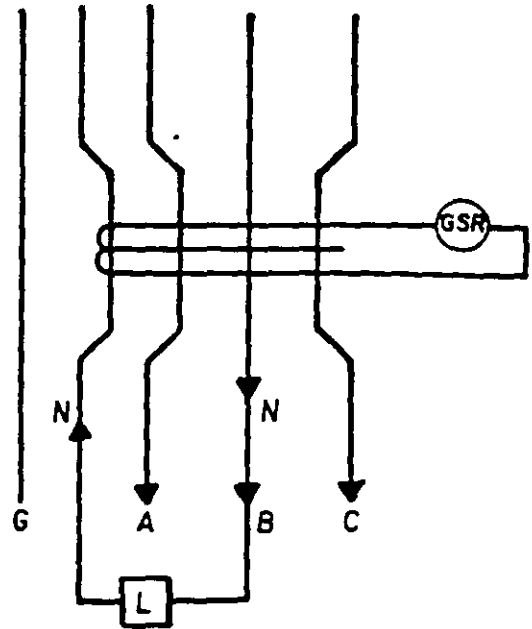
DELTA ABIERTA



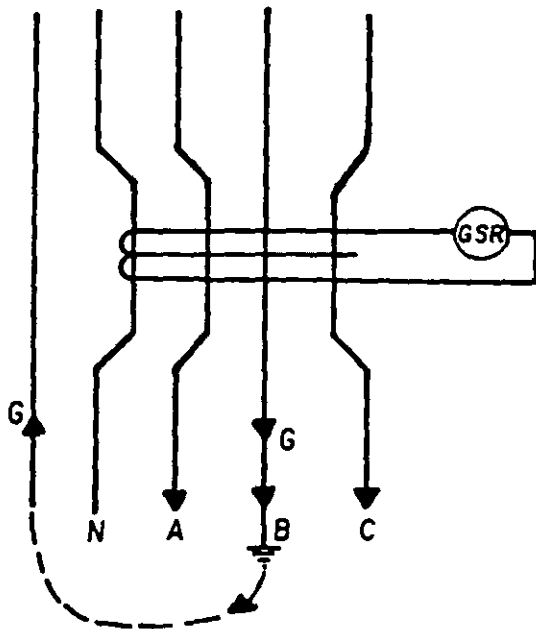
CORRIENTE RESIDUAL



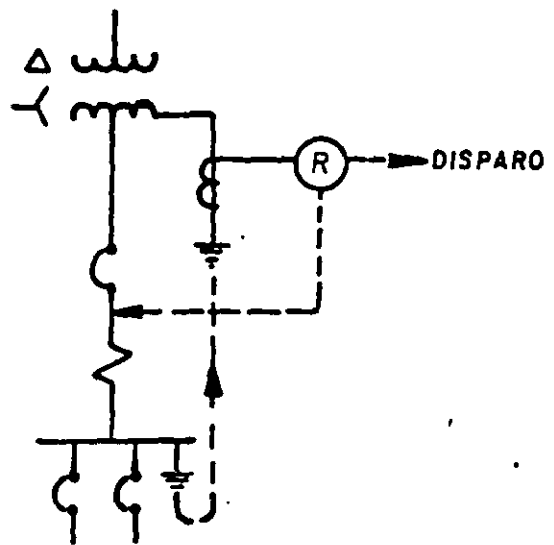
SENSOR DE TIERRA
(CORRIENTES BALANCEDAS)



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**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION

**EXPOSITOR: ING. HECTOR SÁNCHEZ CEBALLOS
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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 fundamentadamente 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 revocacionés 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 ".

Quando 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 :

- * Cables 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 mayo.r
 - 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 !

Ing. Héctor Sánchez Ceballos

Cálculo y selección de conductores

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

Cálculo y selección de conductores

*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

Cálculo y selección de conductores

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	2	más de 2
	53%	30%	40%

- Las aberturas alrededor de los elementos eléctricos que pasan a través 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

Cálculo y Selección de Canalizaciones

- * **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 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 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 cuentan 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 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 9.1 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



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSSTRIALES

TEMA

TENSIONES DEL SISTEMA

**EXPOSITOR: ING. ANDRES D. CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

CONTENIDO

HOJA

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	EFFECTO DE LA VARIACION DE TENSION EN LOS EQUIPOS.....	15
3.6	CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CONDUCTORES Y TRANSFORMADORES	19
3.7	EFFECTOS 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-I-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 NOMINAL 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 N° 1:- TENSIONES DE SISTEMA, SERVICIO Y UTILIZACION APLICABLES EN LA REPUBLICA MEXICANA.

TRANSMISION	DISTRIBUCION PRIMARIA		DISTRIBUCION SECUNDARIA	
	C. F. E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)	C. F. E. (VOLTS)	INDUSTRIA (VOLTS)
EXTRA ALTA TENSION 400000				
ALTA TENSION 200000 115000 85000 69000				
	MEDIANA TENSION			
	34500 (1)			
	23000	23000		
	13800	13800		
		4160		
		2400		
			BAJA TENSION 220-127	480-277 440(+) 220-127

NOTAS : (1) TENSION DE SUBTRANSMISION
(+) TIENDE A DESAPARECER.

3.2 CONTROL DE TENSION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

La figura muestra el diagrama unifilar tipico de un sistema de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica.

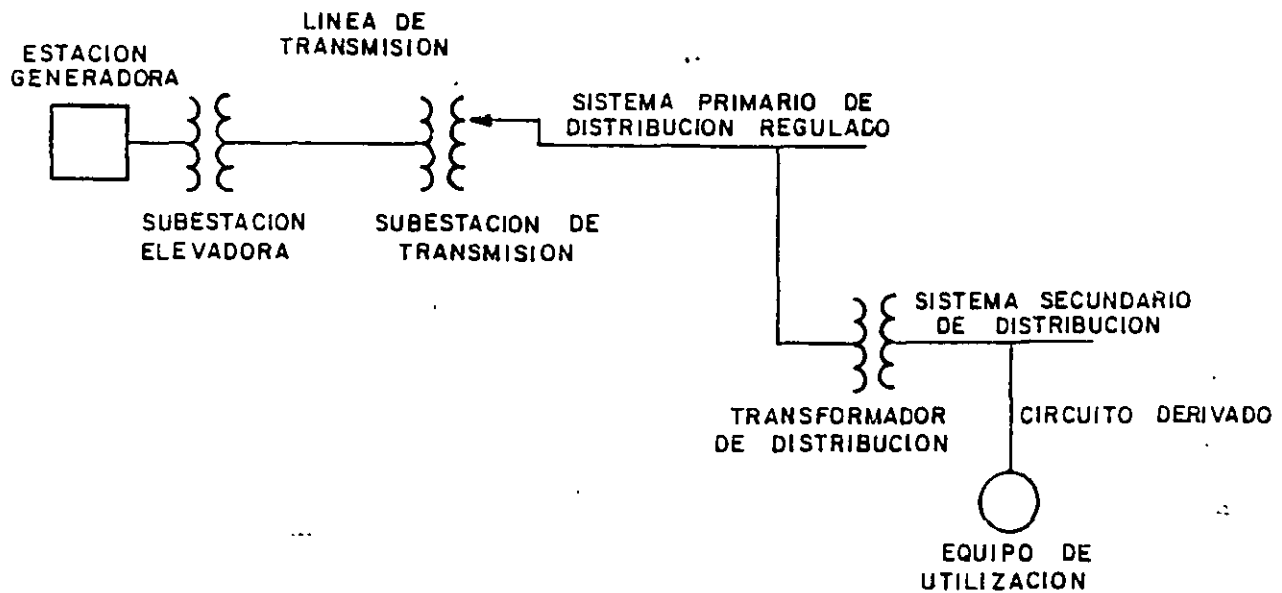


FIG. Nº 1 SISTEMA TIPICO DE UNA COMPANIA ELECTRICA EN GENERACION , TRANSMISION Y DISTRIBUCION .

Se aplica control de tensión, cuando se requiere, con el proposito 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 estan 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 estan 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 prevee 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.

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 transmision y puede proporcionar la subestación reductora, la red de distribución primaria, los transformadores de MT/BT y las redes secundarias.

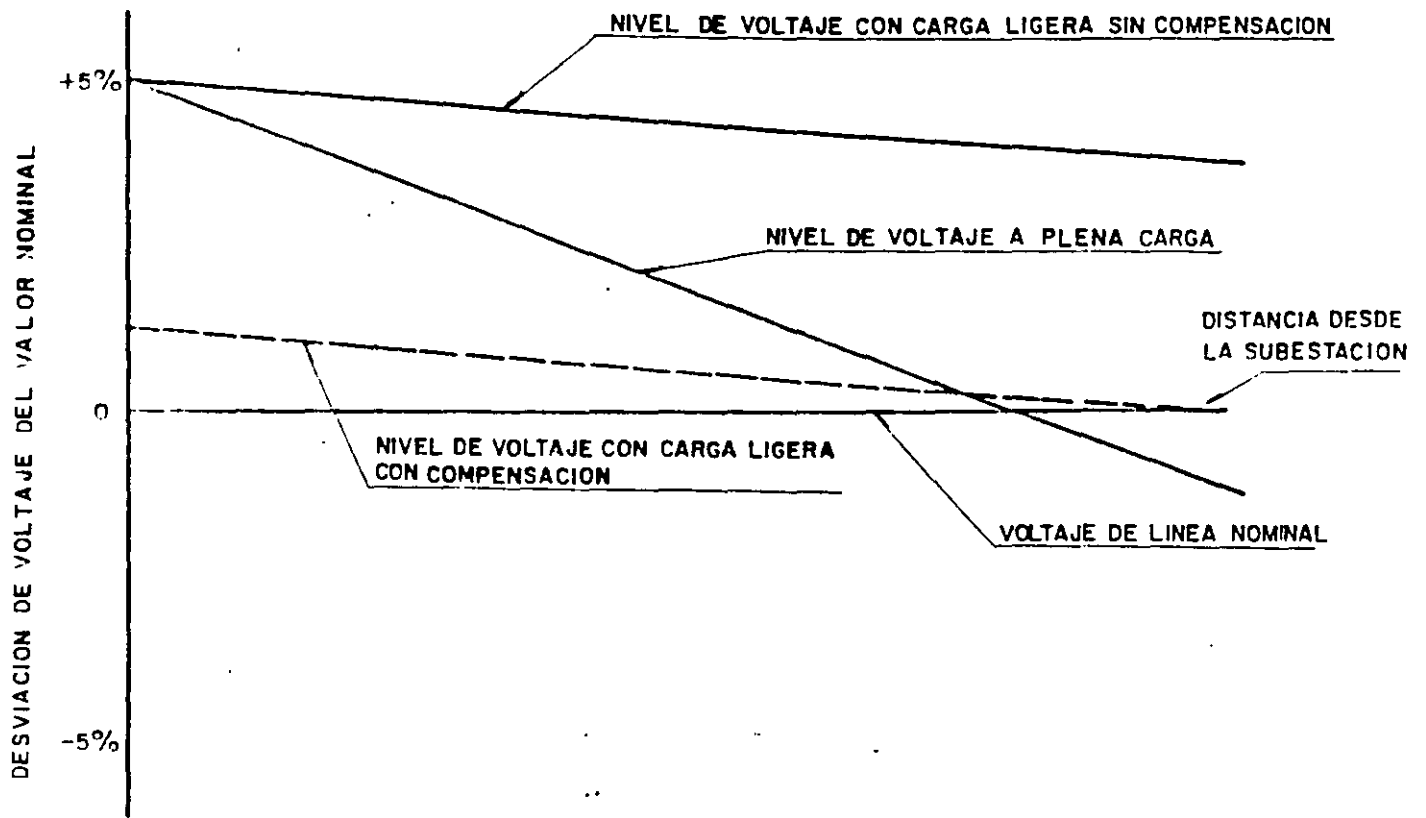


FIG Nº 2 EFECTO DE COMPENSACION POR REGULACION EN SISTEMAS DE VOLTAJE DE DISTRIBUCION PRIMARIA CASO IDEAL

3.3 LIMITES DE TOLERANCIA EN TENSIONES

3.3.1.- ANSI C84-1-1989

Los límites de tolerancia en tensiones están basados en la Norma ANSI C84-1989. En esta norma se indican las tolerancias de $\pm 10\%$ 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 varía solamente originado por las caídas 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 será $460/4 = 115$ V en la base de 120 V.

Los límites de tolerancia de un motor de 460 V en la base de 120 V se vuelve 115 V más 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 límites 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 límites de tolerancia para el rango B. Se asignó 13 V de caída en el sistema de distribución primario, estableciendo un mínimo de 114 V para la tensión primaria de servicio. Se permitió 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%, fue 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 Volls.

	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.

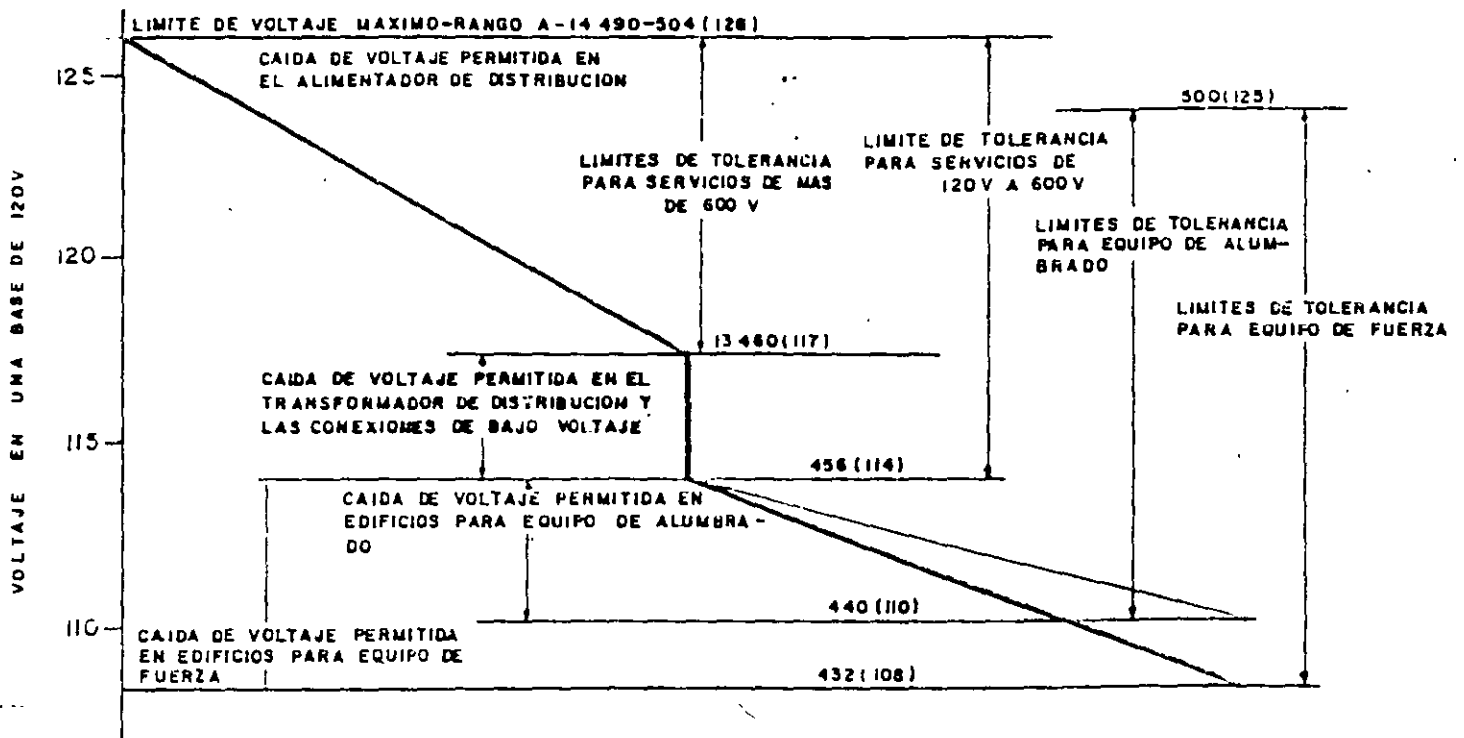


FIG. Nº 3 PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO

NOTA: TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO:

MEDIA TENSION	13800 V.
BAJA TENSION	480 V.

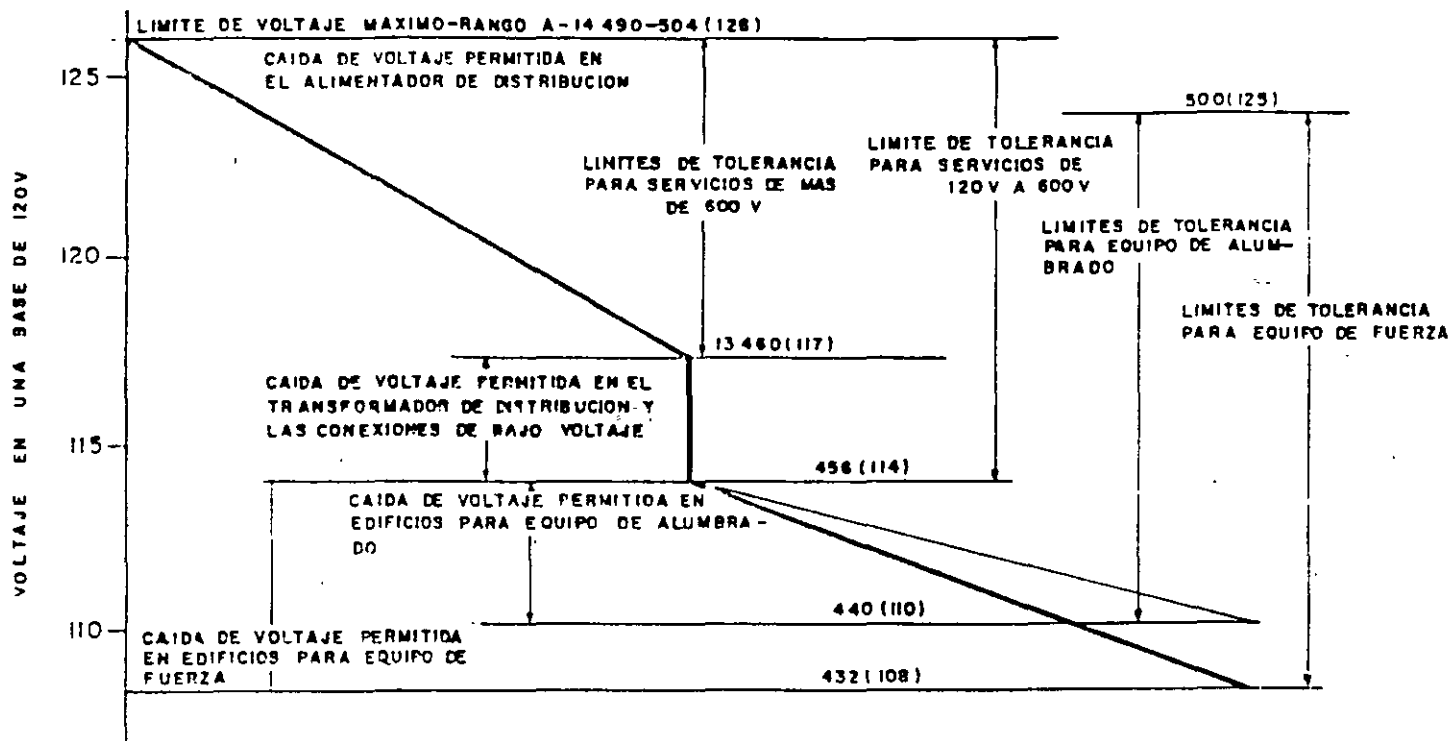


FIG. N^o 3 PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO

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 1,380 es de $115 \times 126 = 1,4490$ 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 secundario 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.

PARA TENSION DE UTILIZACION SELECCIONAR 480 V.

EXISTE MENOR DISONIBILIDAD 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.

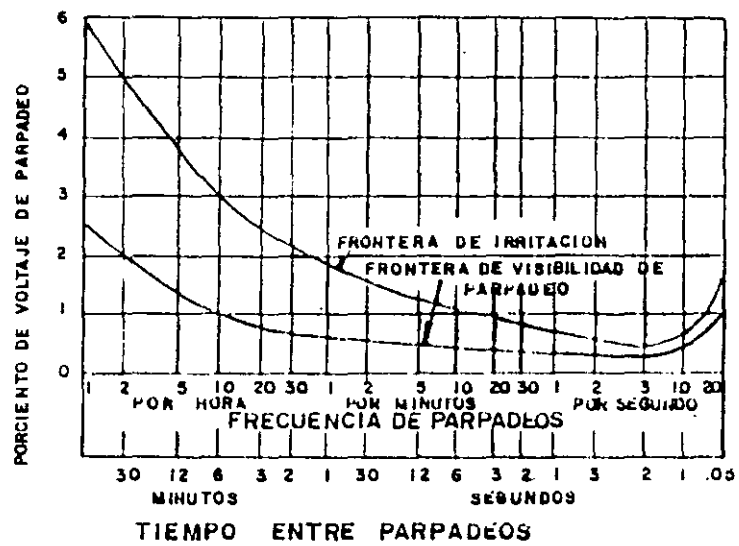


FIG. 14 EFECTO DE TENSIONES RECURRENTE DE PARPADEO EN LAMPARAS INCANDESCENTES

3.10 NORMA NMX - J - 98

TENSIONES NORMALIZADAS PARA EQUIPO Y SISTEMAS ELECTRICOS (60 Hz) NMX-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) Provéer 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**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

CAPACITORES Y BANCOS DE CAPACITORES DE POTENCIA

TEORIA: GUIA DE APLICACIÓN Y OPERACION

**EXPOSITOR: ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

VII_{1.4}.- 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.

$$\begin{aligned} \text{Relación de pérdidas} &= \text{Pérdidas con capacitores} / \text{Perdidas sin capacitores} \\ &= (\text{FP anterior} / \text{FP nuevo})^2 \end{aligned}$$

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 minimo 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 límites 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.

VIIc.- 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 $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$, aunque en algunas especificaciones es de hasta $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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 $^{\circ}\text{C}$	
	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.

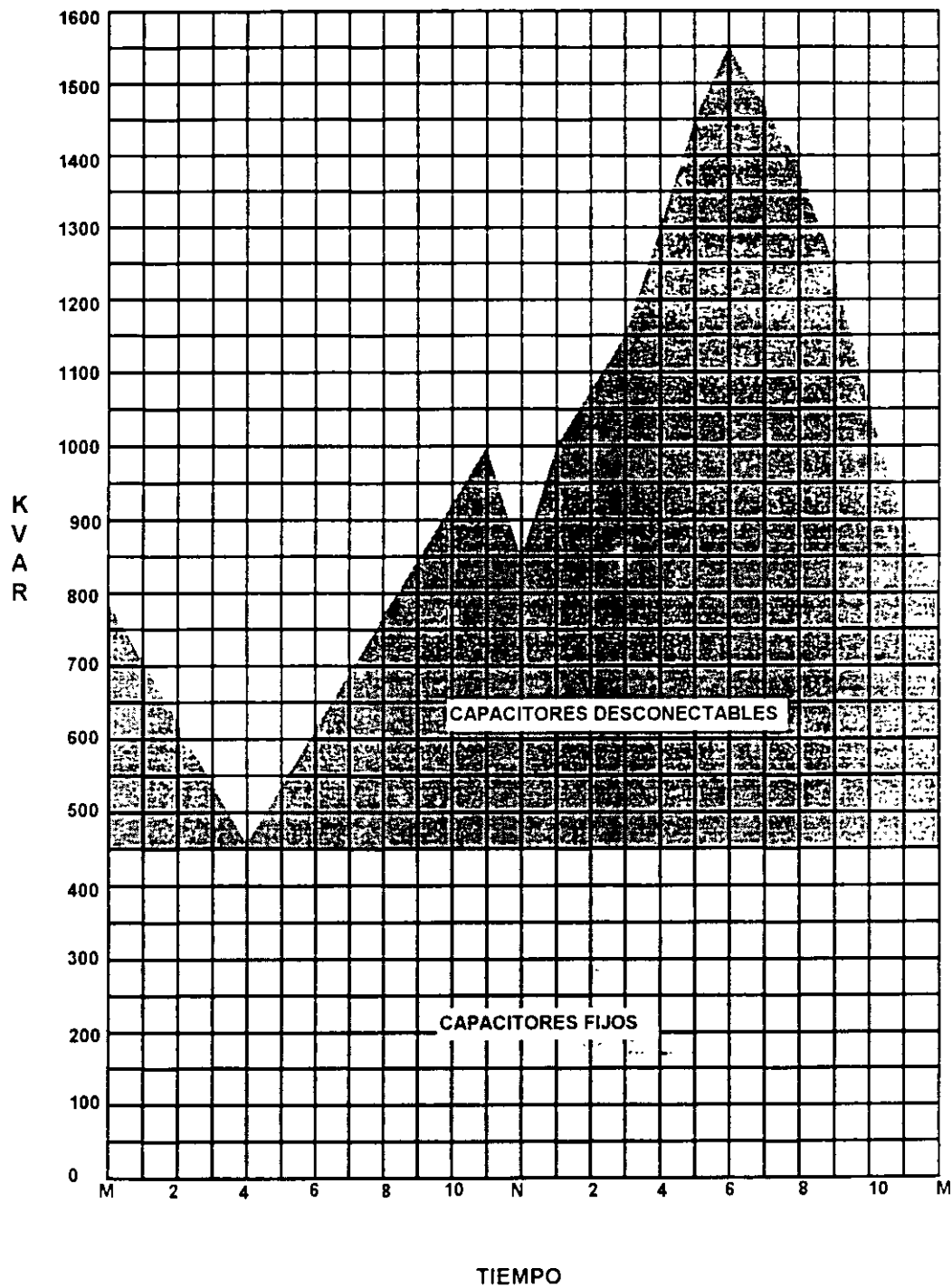


FIGURA 31.

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

VII.- 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 mas cercano posible a la carga.

Cuando lo anterior no es practico, 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 periodo 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:

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.

Quando 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 Kiloherzt.

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.

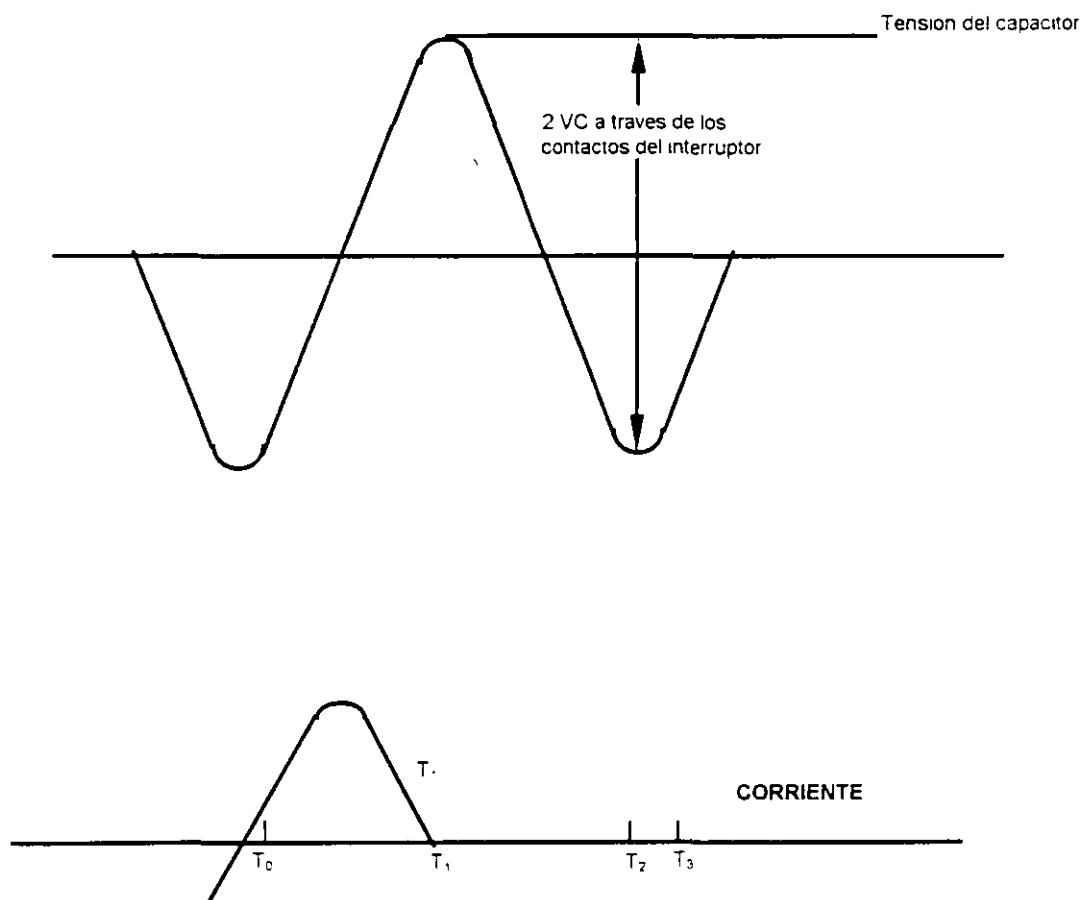


FIGURA 32

Donde:

V_c	Tensión de pico del sistema
T_0	Tiempo de inicio de la apertura del interruptor
T_1	Primer cero de corriente.
T_2	$\frac{1}{2}$ ciclo después del primer cero de corriente.
T_3	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.

VII.1.- 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.

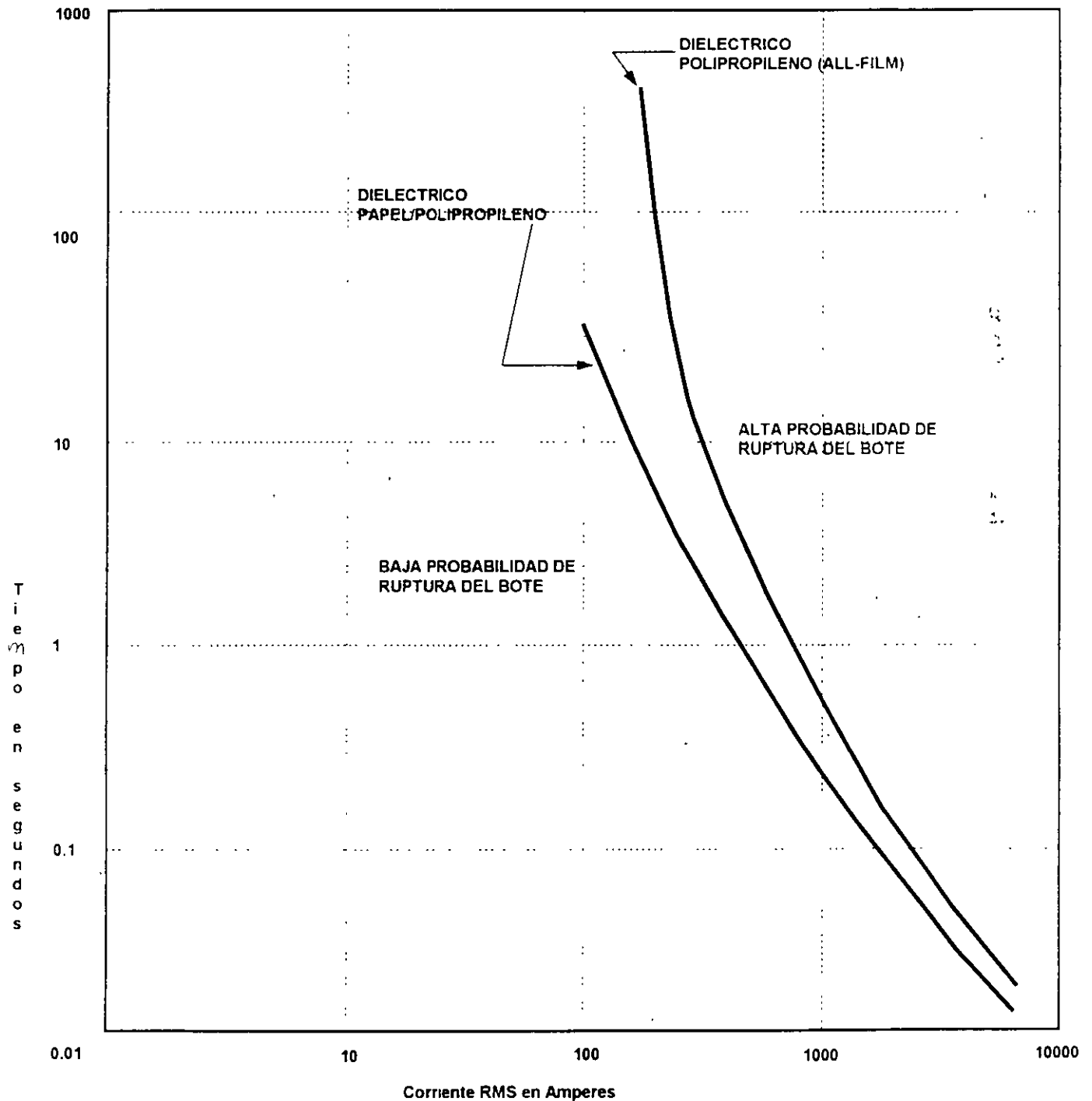
Es necesario que los fusibles en grupo sean dimensionados para resistir las siguientes condiciones:

- 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 varía 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 deberan 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.

VII.- 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.

VII_k.- Tamaño y número 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 número 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.

VII_{k1}.- Máximo tamaño.

El máximo tamaño de los bancos está 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 número 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 reles 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 intentara 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.)

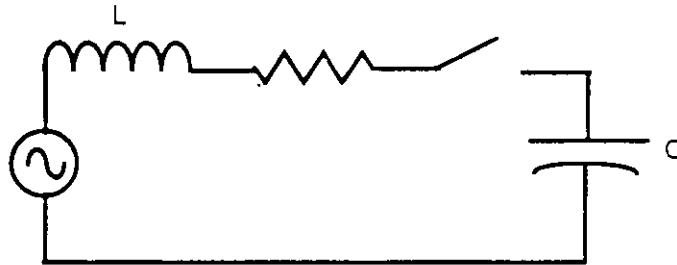


Figura 33 Sistema de energización para un banco aislado

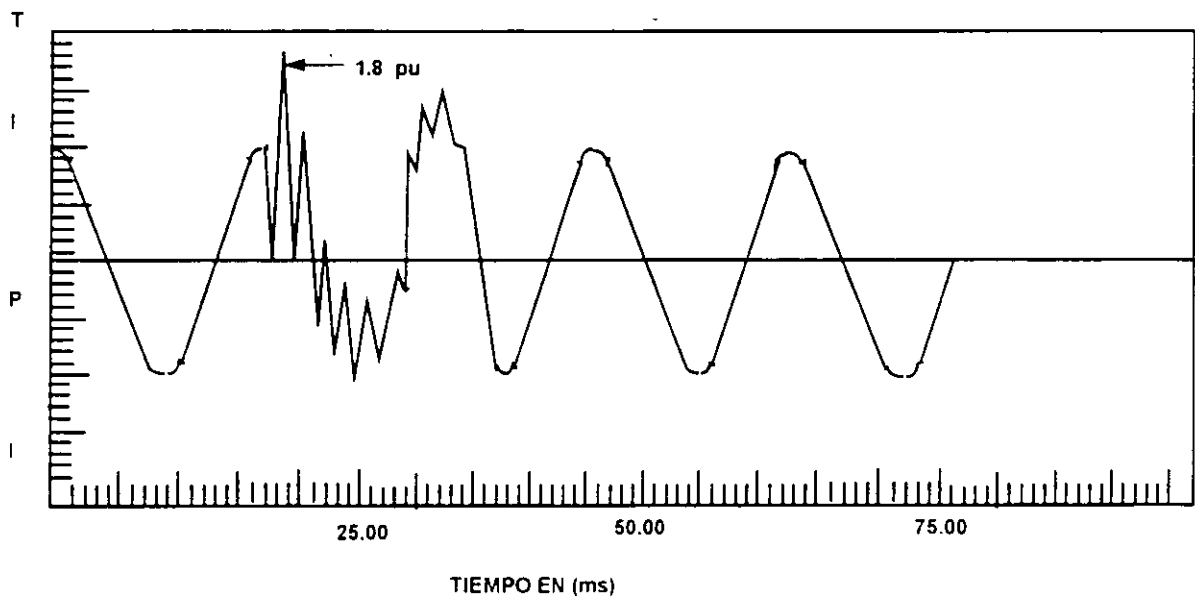


Figura 34 Tensión en el bus para la energización de un banco de capacitores.

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.

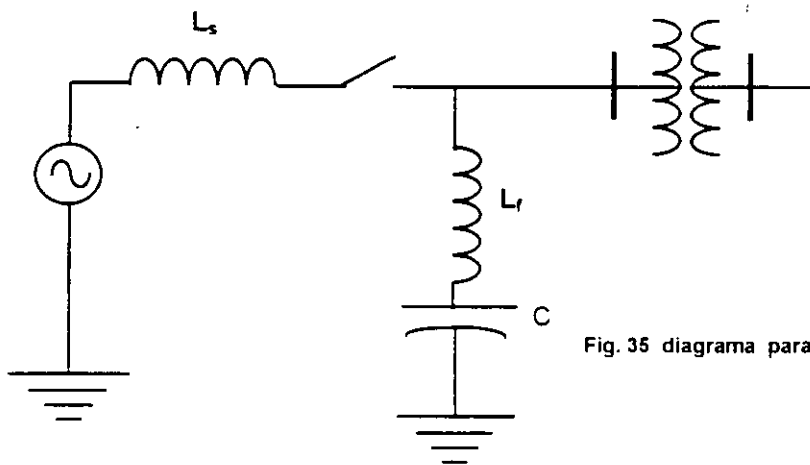


Fig. 35 diagrama para una condición de sobretensión dinámica

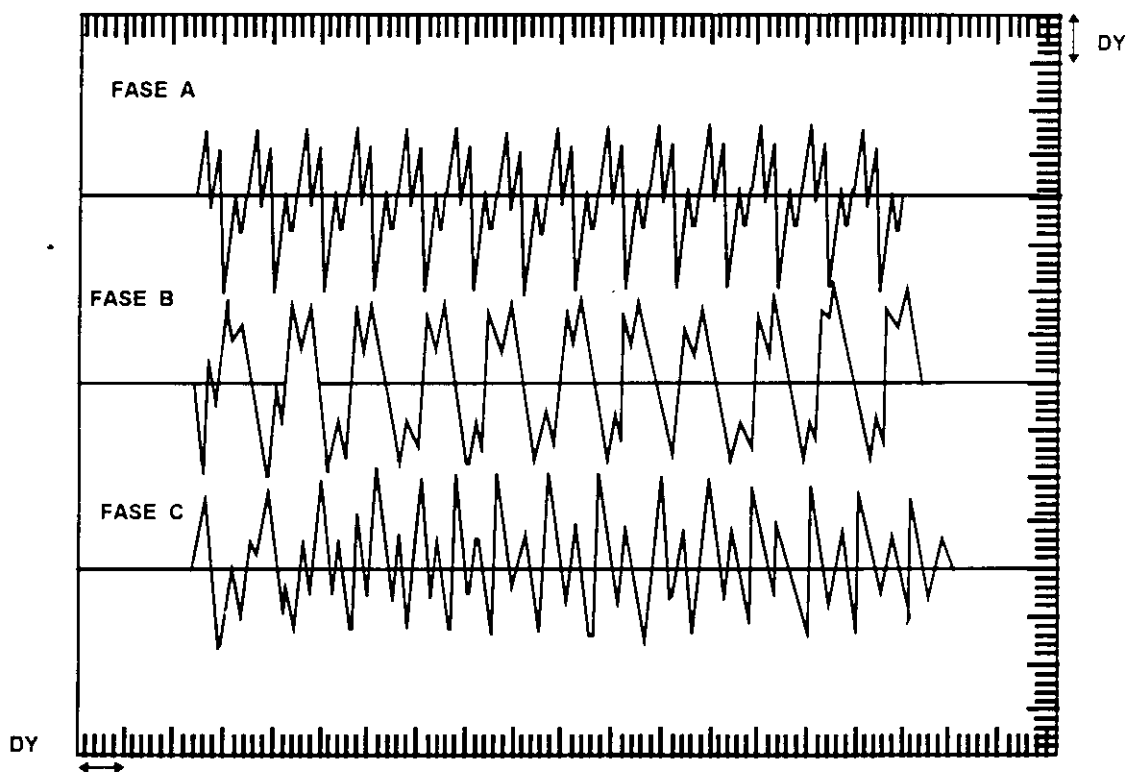


Fig. 36 Sobretensión dinámica en un filtro de capacitores.

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 éste 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.

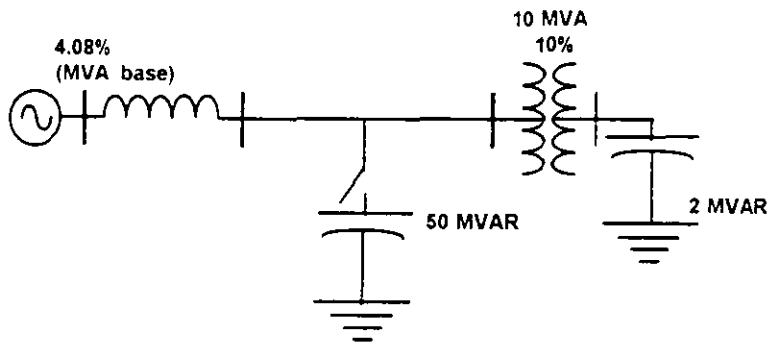


Fig. 37 diagrama del sistema para una condición de sobretensión

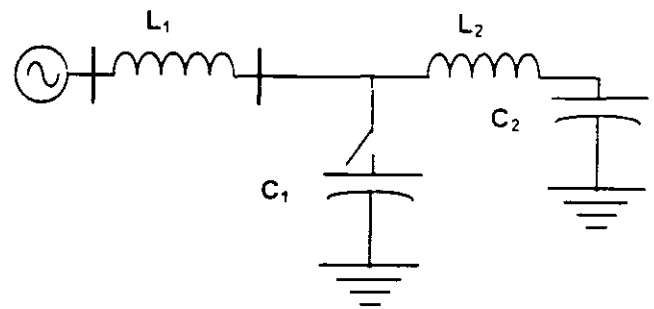


Fig. 38 Circuito equivalente para una condición de sobretensión

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.

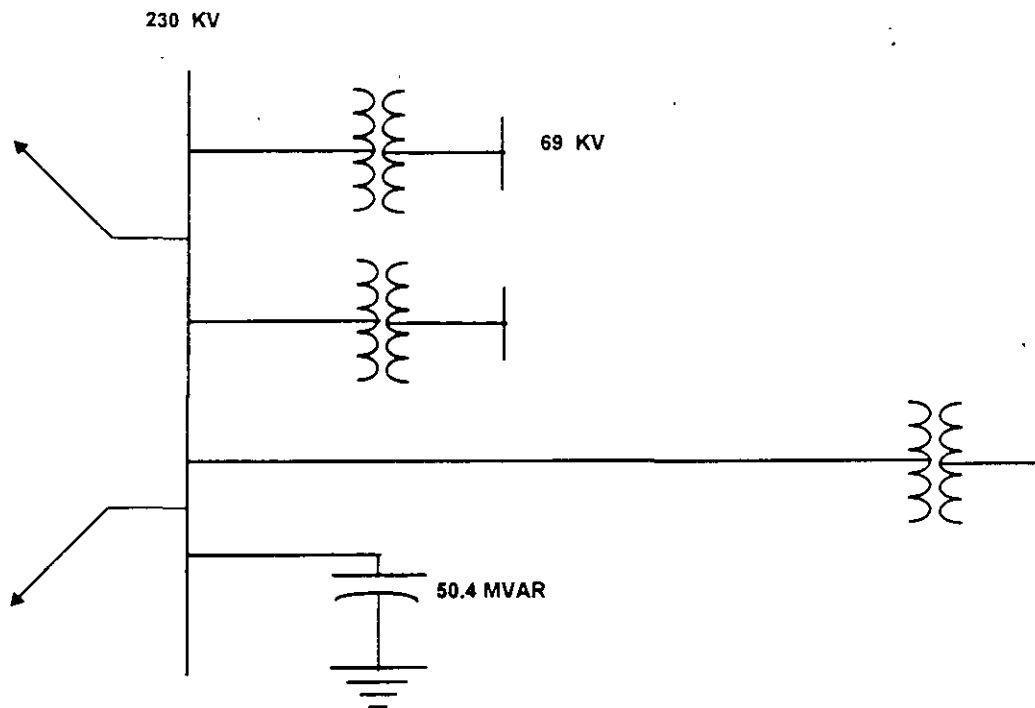


Figura 39 Muestra un sistema con posibles problemas de transitorios en la conexión delta de los transformadores.

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.

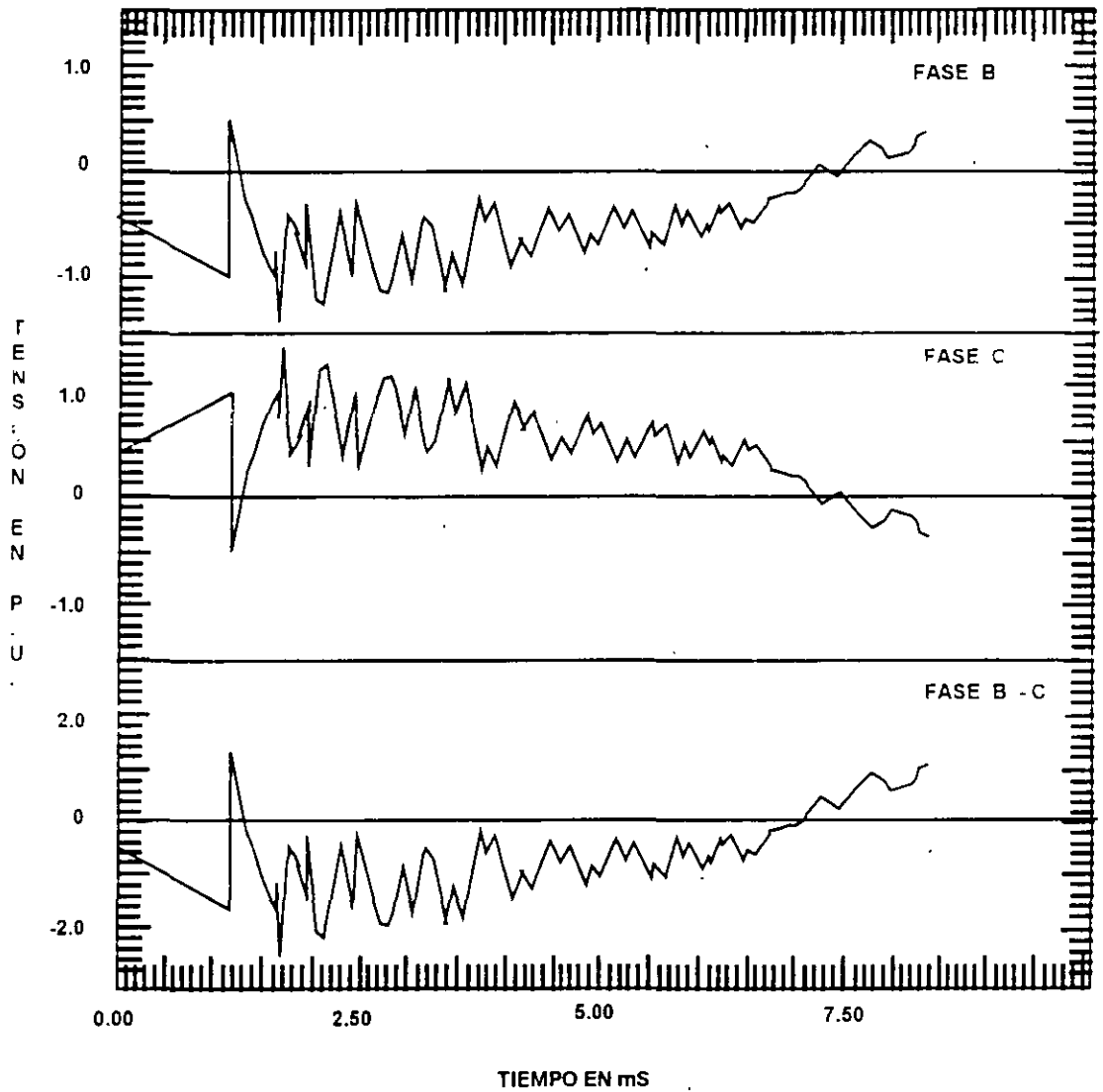


FIGURA 40 Típica forma de onda debida a transitorios durante la operación de un banco de capacitores medida en campo.

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.

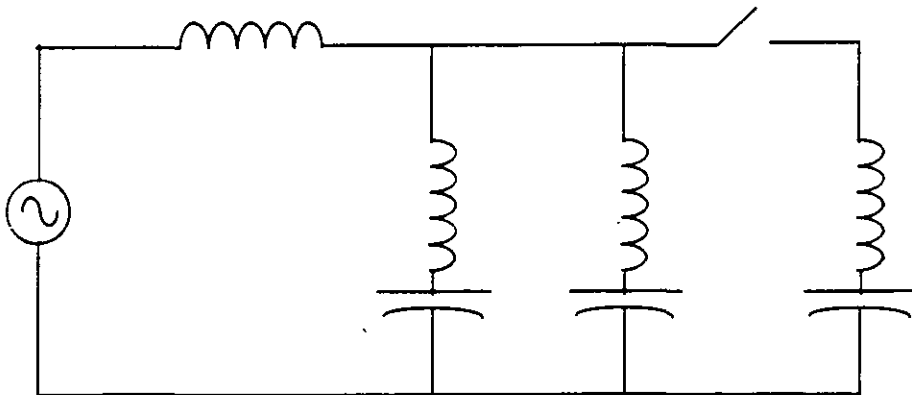


Fig. 41 Circuito desconectable con capacitores Back to Back

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 .

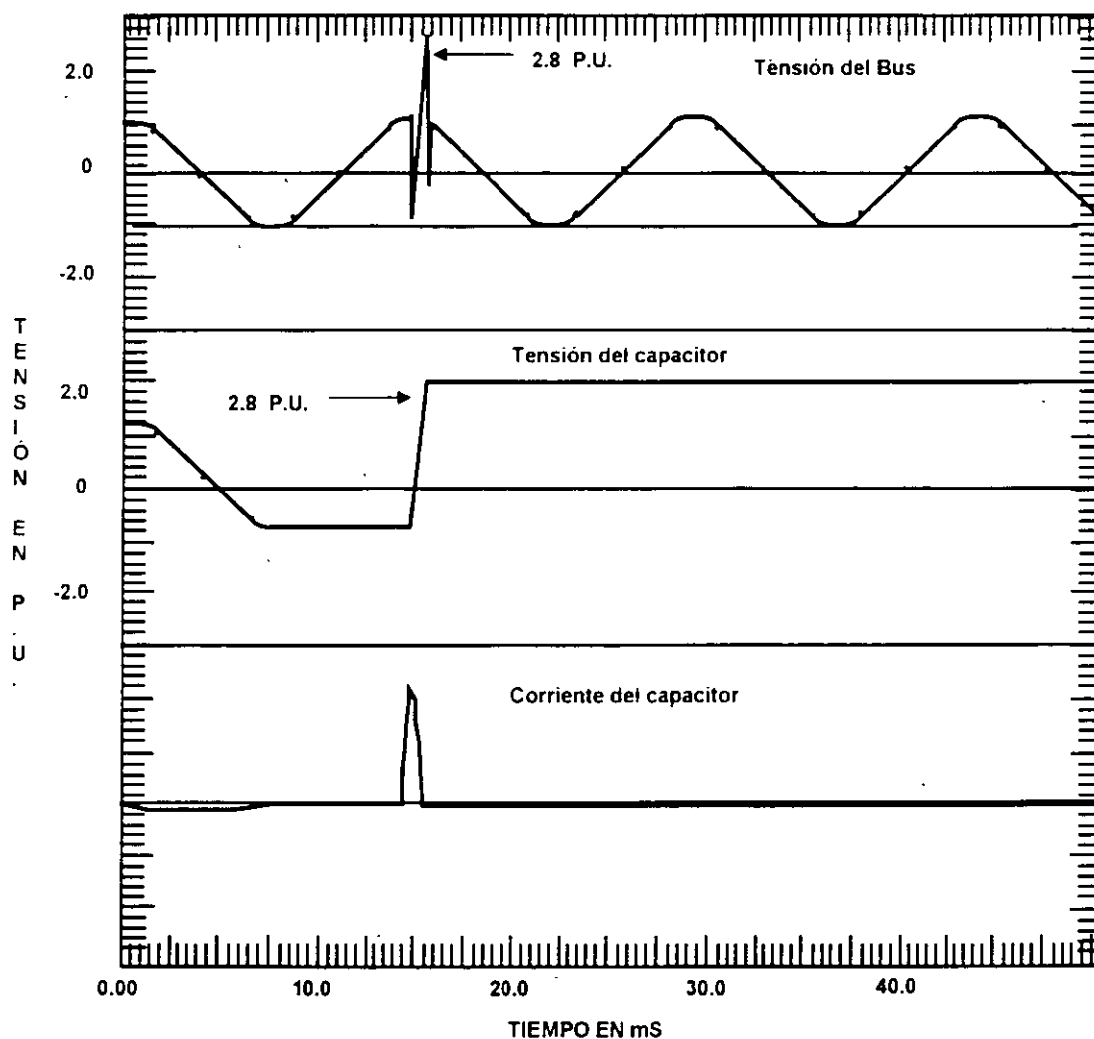


Figura 42 desenergización de un banco de capacitores con restriking en el equipo de interrupción

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 restriking 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 restriking 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 restriking. Si estos restrikinges son esperados, es conveniente proteger el equipo con un apartarrayos apropiadamente dimensionado. El apartarrayos puede ser analizado tomando en cuenta la energía asociada al restriking, 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 éstas 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 $I_{pk} \cdot f$. 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).

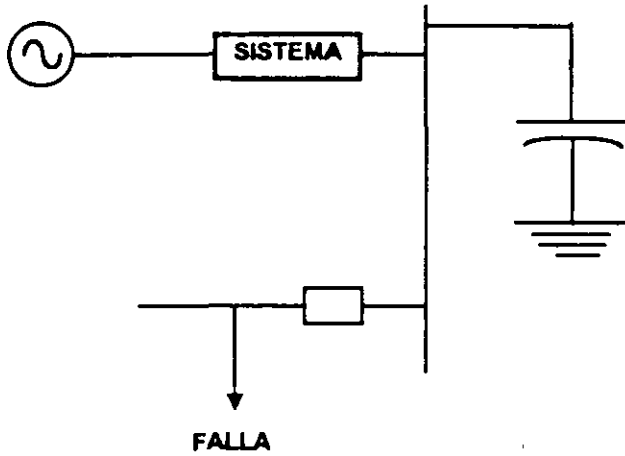


Fig. 43 Diagrama de un sistema con condiciones de outrush

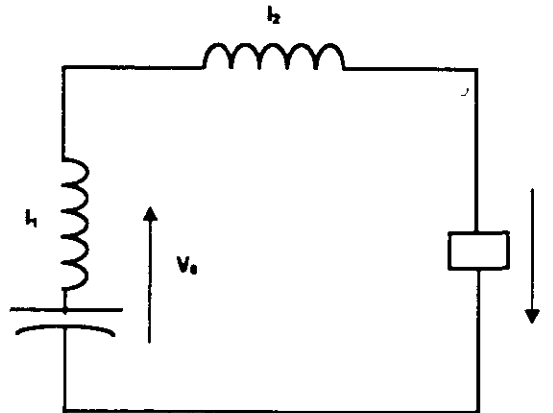


Fig. 44 Circuito equivalente para calculo de la corriente de outrush

Ecuaciones:

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

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

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

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.

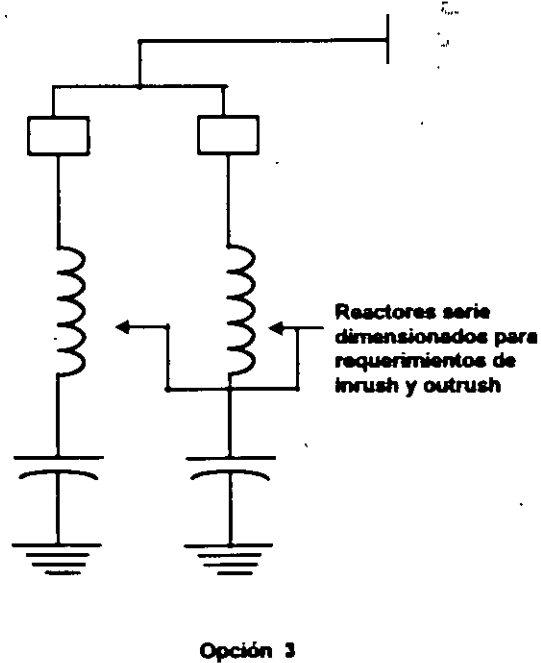
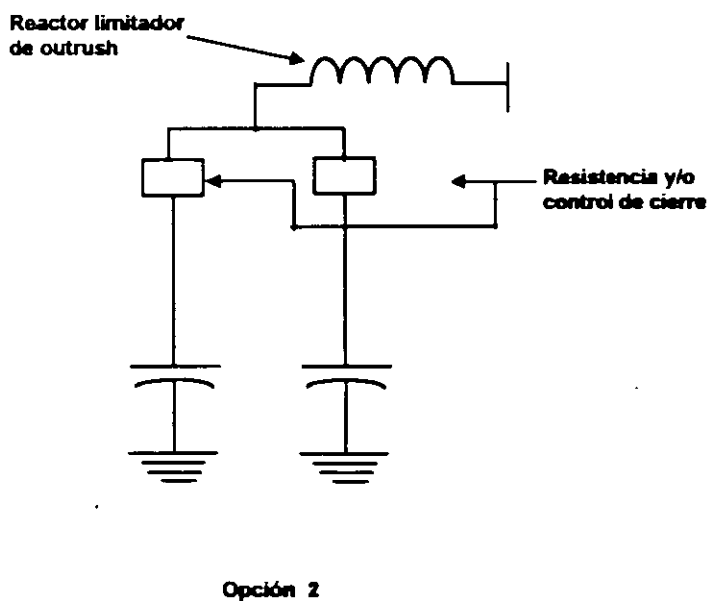
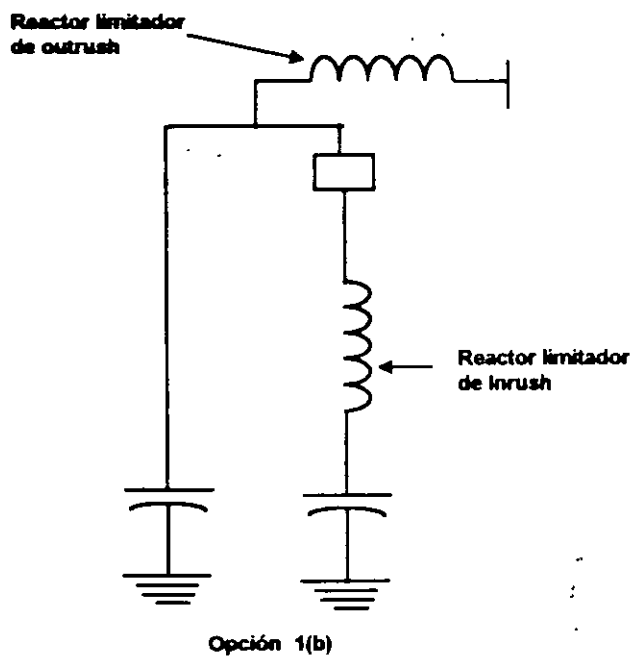
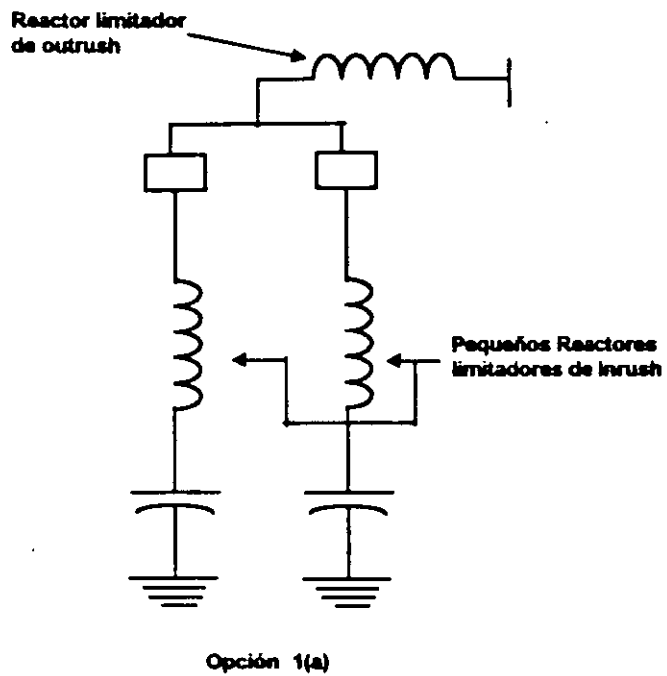


Figura 46 Opciones para el uso de reactores limitadores de corriente con bancos paralelo

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 limites 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_{d1}.- Limites de distorsión

La tensión limite 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.

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

Donde : THD = Es la distorsión total de armónicas.

V_H = 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	2.5
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_H.-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-raftinas 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.

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

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.

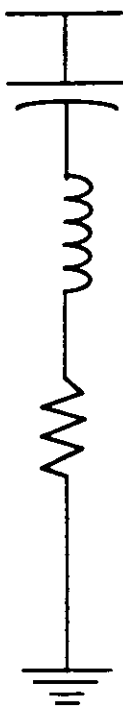
Cuando se diseña un filtro, la tensión rms, la corriente rms y la tensión pico en un banco de capacitores , será limitado a los valores nominales para las condiciones normales de operación especificadas en las normas para estos equipos. Esto es que las capacidades de sobretensión cubran los sobretensiones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

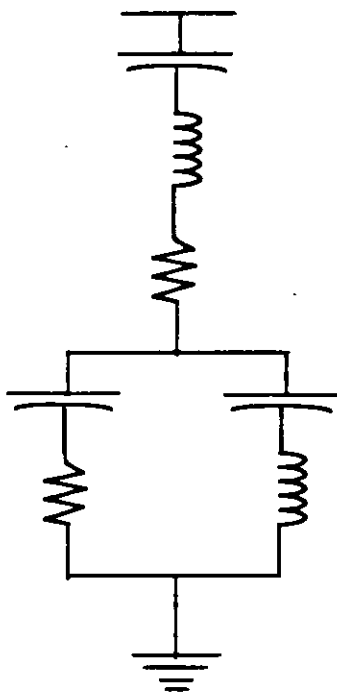
- a) La tensión del sistema de línea a línea.
- b) La capacitancia del banco en microfarads μF .
- c) Los valores relevantes de otros componentes del circuito (resistencia en ohms, inductancia en microhenrys etc.)
- d) La tensión armónica o perfil de corriente a través del filtro o preferentemente a 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.

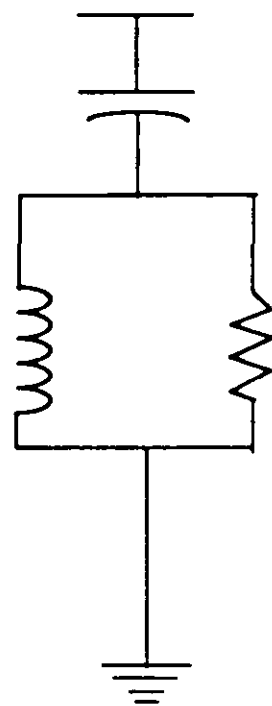
En recientes años la tendencia fue limitar los fusibles a un valor cercano a la corriente nominal del capacitor, intentando con esto obtener mayor rapidez en la operación del fusible cuando una unidad falla. La existencia de corrientes armónicas excesivas pueden causar operaciones en los fusibles no 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 tambien 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.

X₁.- 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.

Xc.- 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.

X_d.- 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.



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

SISTEMAS DE GENERACIÓN DE EMERGENCIA Y NO INTERRUMPIBLES

**EXPOSITOR: ING. GUILLERMO VERGARA CABALLERO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**



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.

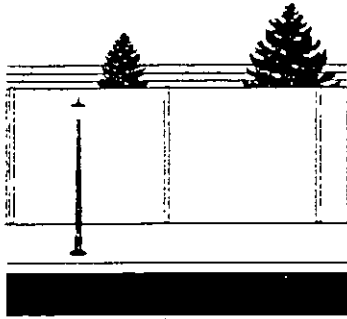
La evaluación de la calidad, cantidad, del tipo y de la duración de la energía de emergencia para el alumbrado, es necesaria para cada aplicación en particular.

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.

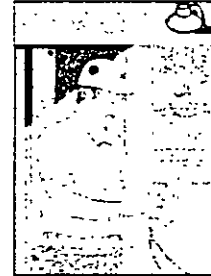
2.1.2 Alumbrado Perimetral y de Seguridad

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

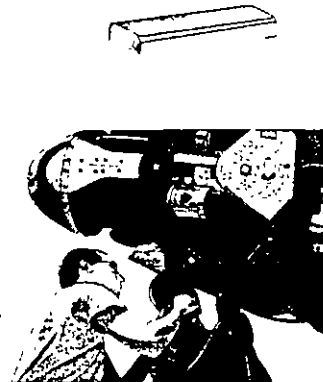
sea más probable que existan fallas en el sistema y en el interruptor principal. Este requisito se justifica por la necesidad de tener la suficiente luz para reparar el equipo cuya falla causó la pérdida del alumbrado normal.



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



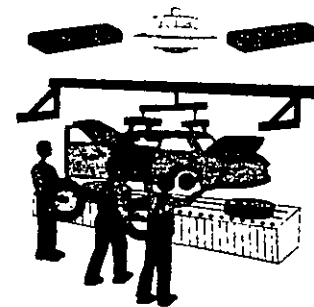
Alumbrado Para la Producción y reducción de riesgos

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.

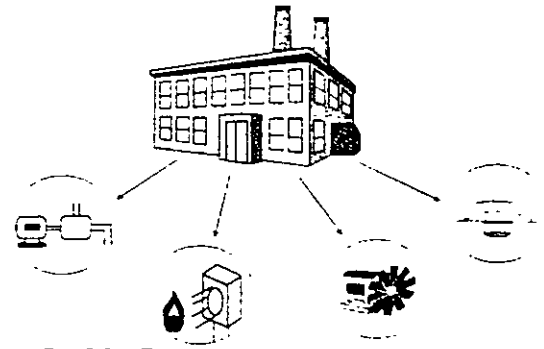


Fig 2 2-1 Energía de emergencia para puesta en marcha del equipo de suministro en las plantas

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 suministrársele 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

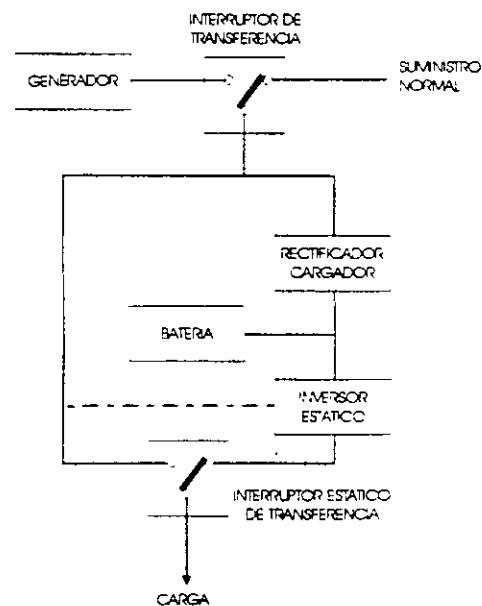


Fig. 2.7.1 Diagrama UPS (Uninterruptible Power Supply)
El sistema ininterrumpible de energía asegura el suministro continuo de energía a computadoras y a otras cargas críticas.



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 mas 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.

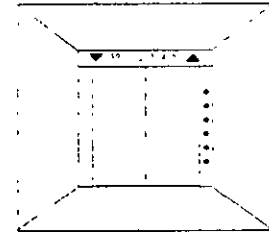
Los circuitos de señalización en comercios e industrias que requieren energía continua en menos de 1 minuto después de ocurrida la falla de suministro son



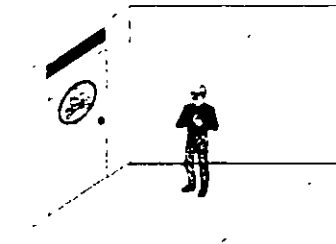
1. Sistemas de alarma para localización y contra fuego.



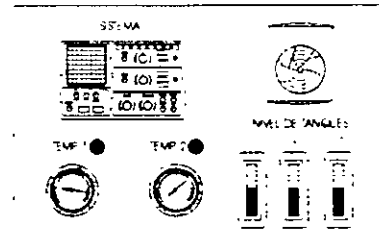
2. Sistemas de iluminación para vigilancia



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

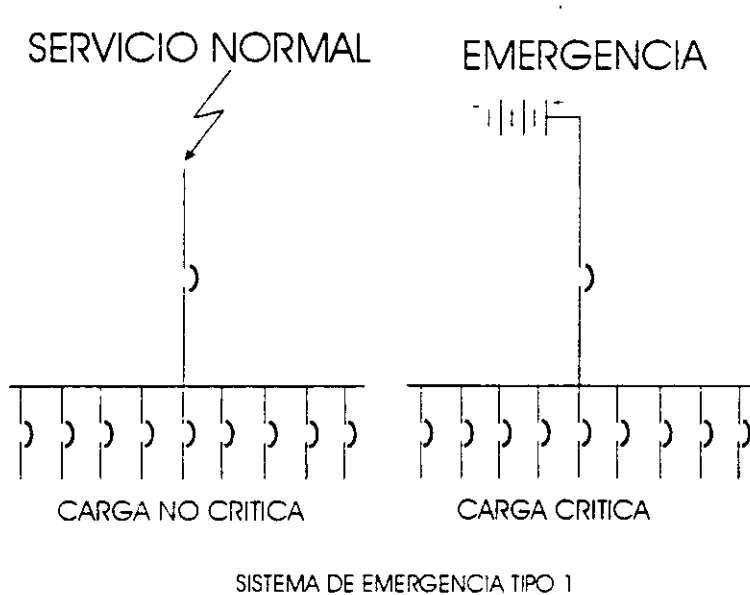


Fig 3.0.1 Sistema de Emergencia Tipo 1

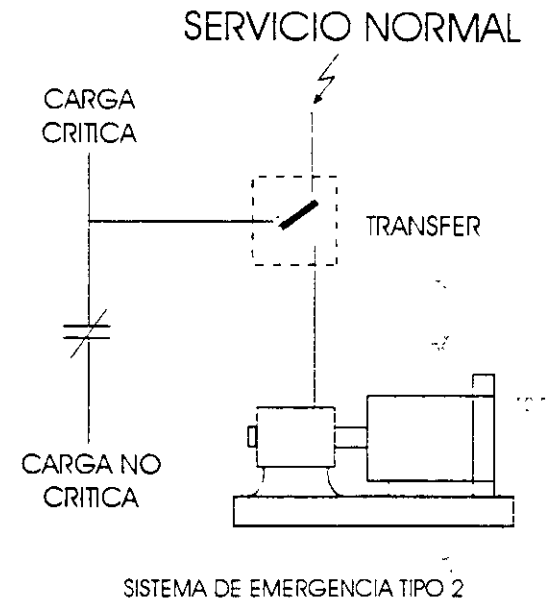


Fig. 3.0.2 Sistema de Emergencia Tipo 2

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

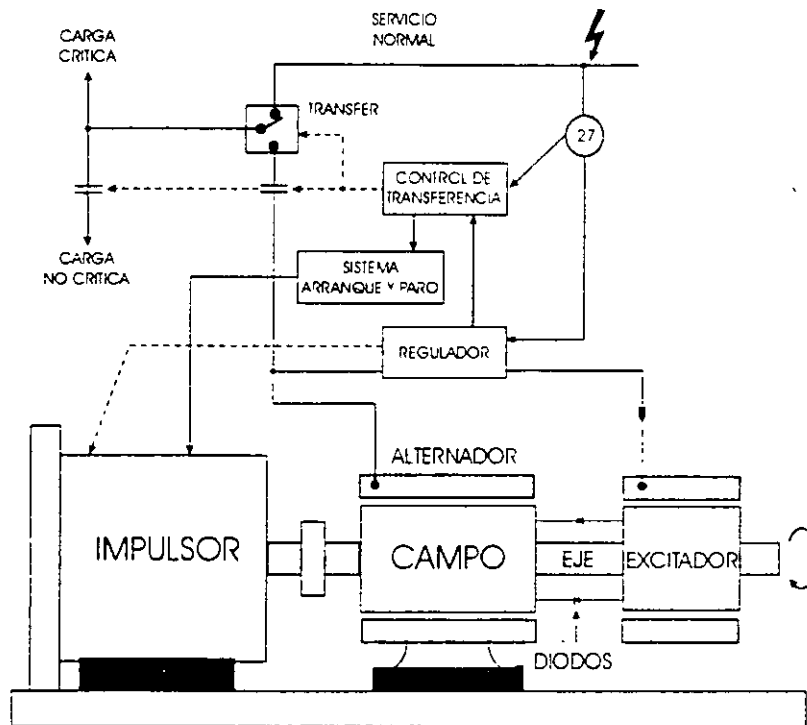


Fig. 3.0.3 Componentes de un Sistema de Emergencia

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-generator 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 / galon.
Gas	22.3 / litro	2,500 / pie Cub.
Diesel	0.319 / litro	140,000 /galón

Kcal (Kilocaloria) = 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		

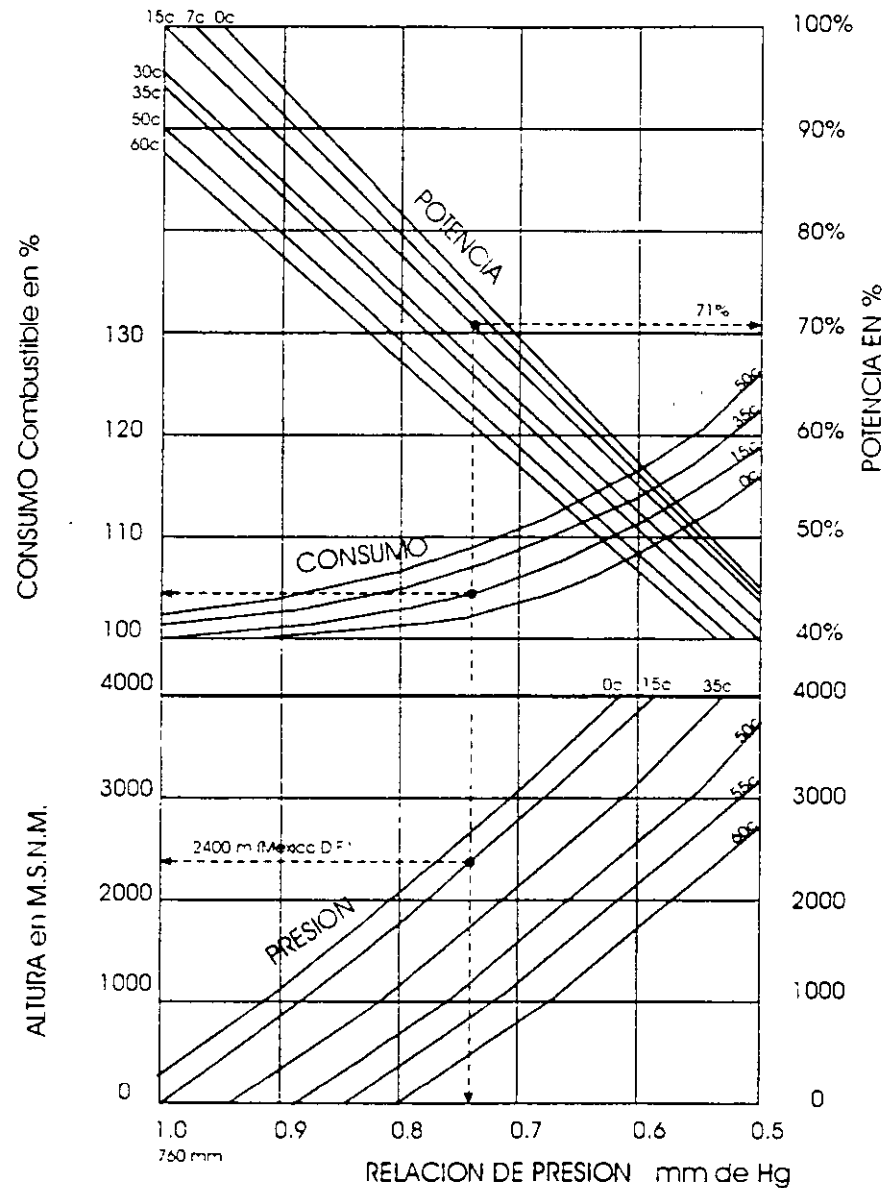
1. Costo inicial 2. Operación 3. Mantenimiento 4. Tamaños disponibles

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



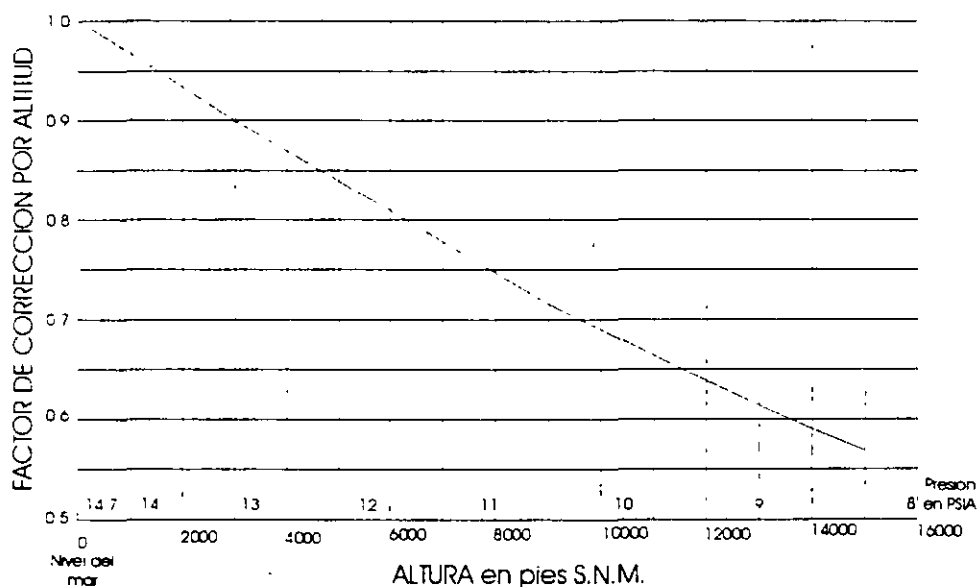
Las turbinas de gas impulsoras de los generadores tardan de 40 segundos a varios minutos en poder tomar carga y se utilizan cuando se necesita energía por varias horas o días. Una alta temperatura de aire en la entrada así como la altitud a la que operen, puede reducir substancialmente la potencia de 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 (Alcalinas)
	Plomo / Calcio	Plomo / Antimonio	
Placa positiva	Plomo Calcio	Plomo Antimonio	Níquel
Placa negativa	Plomo	Plomo	Cadmio
Electrolito	Acido Sulfúrico	Acido Sulfúrico	Hidróxido de Potasio en agua
Operación	<ul style="list-style-type: none"> - Pobre en altas temperaturas - Altas descargas propias - Poco confiable en operaciones cíclicas - Pobre en descargas rápidas 	<ul style="list-style-type: none"> - Buena para operaciones cíclicas 	<ul style="list-style-type: none"> - 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 60 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 v/celda 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 alarmas de sistemas contra incendio, maniobras de operación en interruptores de potencia en subestaciones eléctricas y arranque de los motores de plantas de emergencia

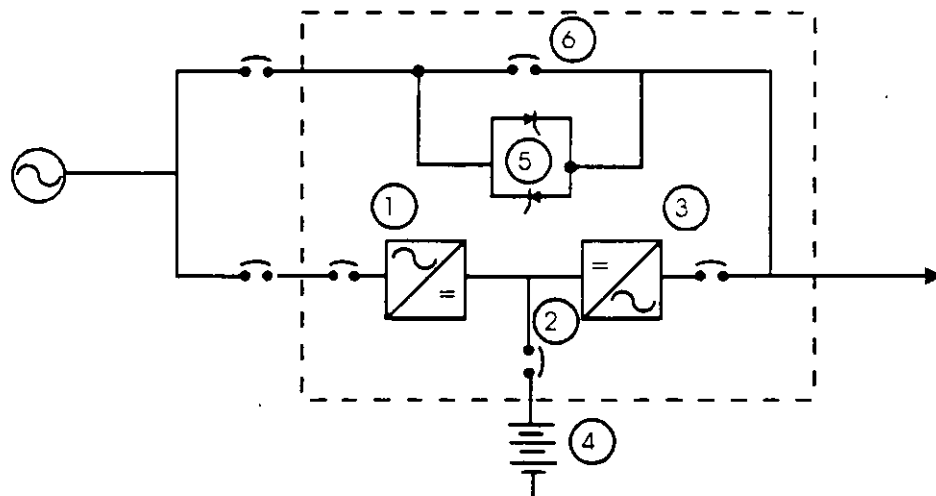
3.3 SISTEMAS NO INTERRUPTIBLES (UPS)

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 interrumpible se ilustra 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 ("switcheos"); así como transitorios de rayos en líneas de alta tensión que puedan afectar el voltaje secundario de los transformadores de alimentación principal.

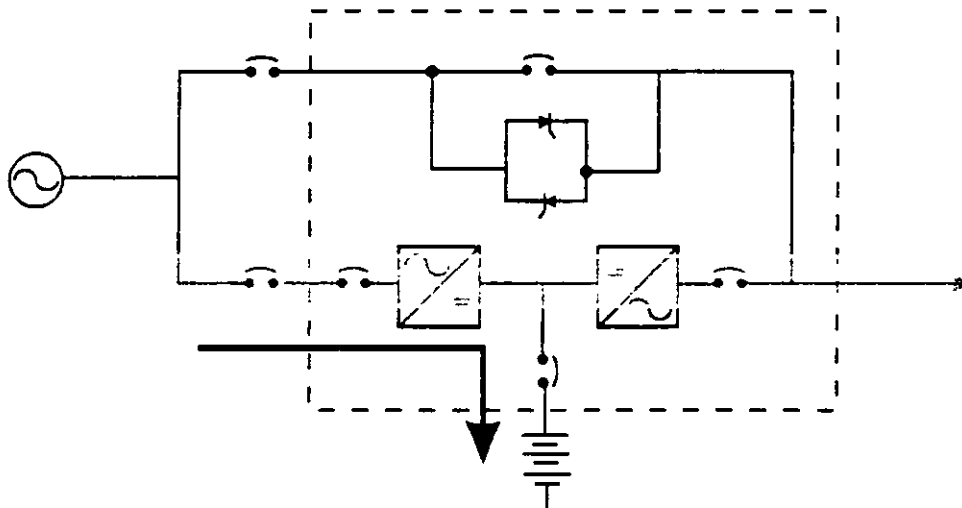


Fig. 3.3.2

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.

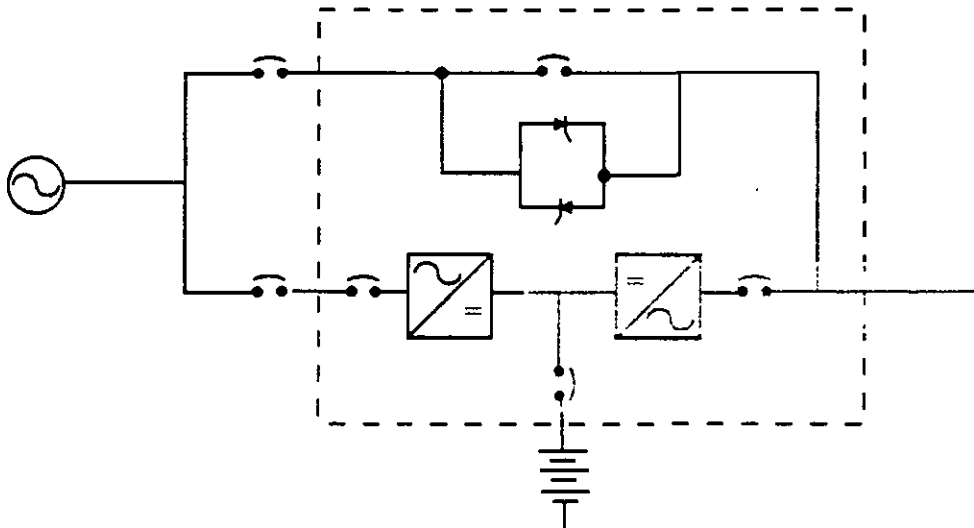


Fig 3.3.3

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.

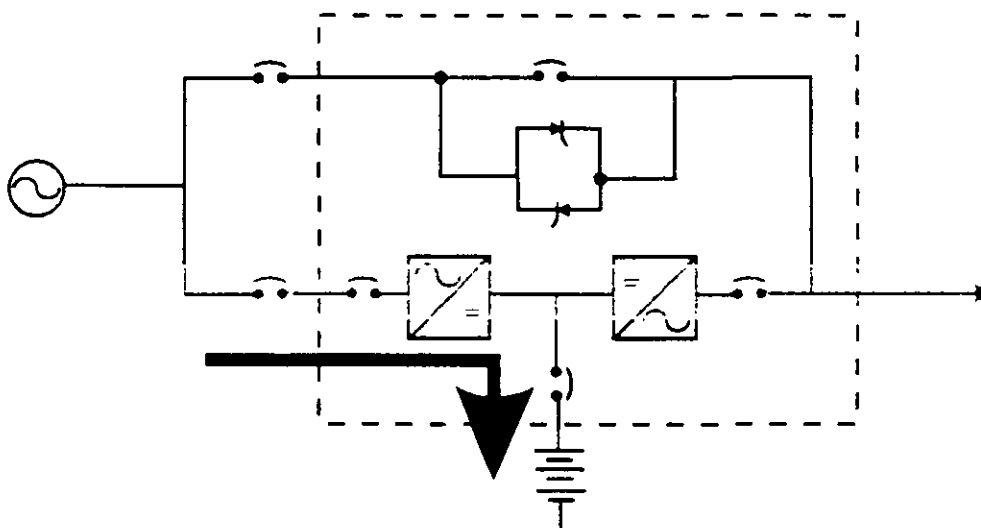


Fig. 3.3.4

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.

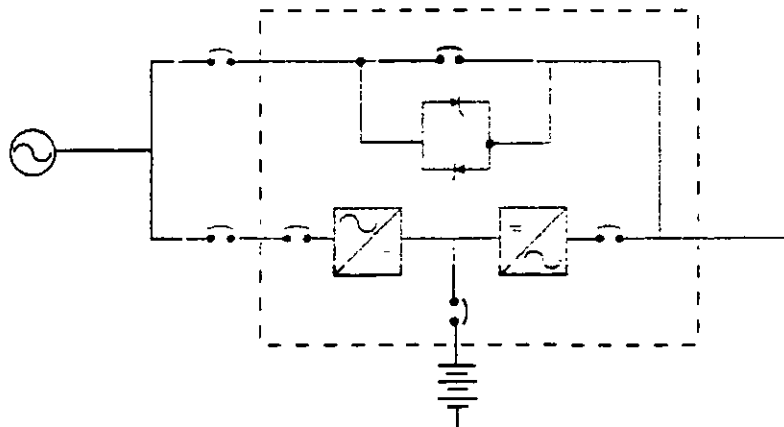


Fig. 3.3.5 a

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.

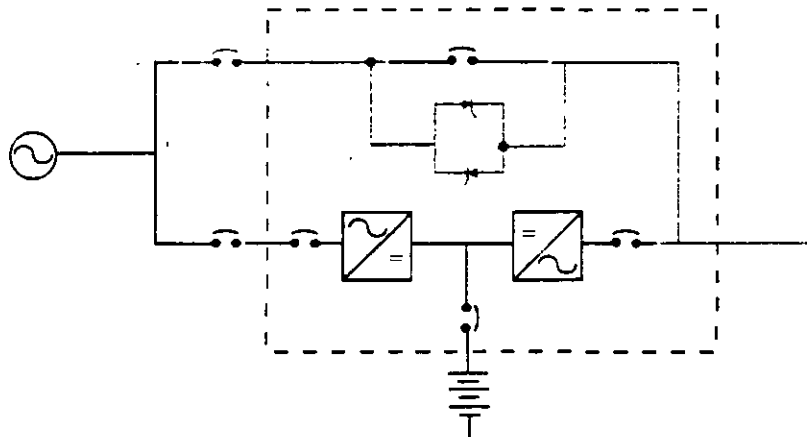


Fig. 3.3.5 b

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.

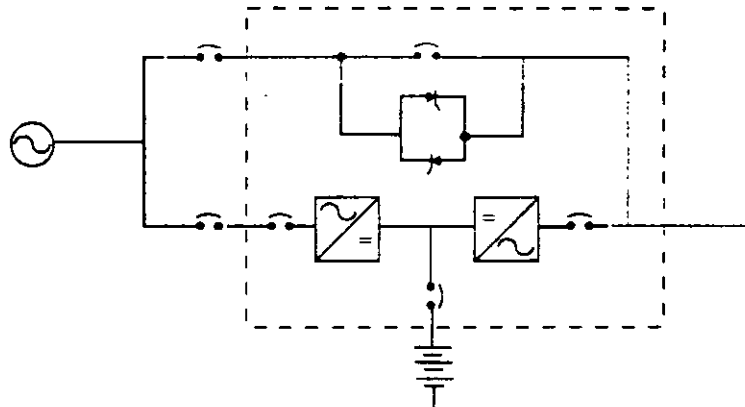


Fig. 3.3.5 c

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 1/2 segundo y aquí también se establece una vez más el modo de operación "make-before-break"

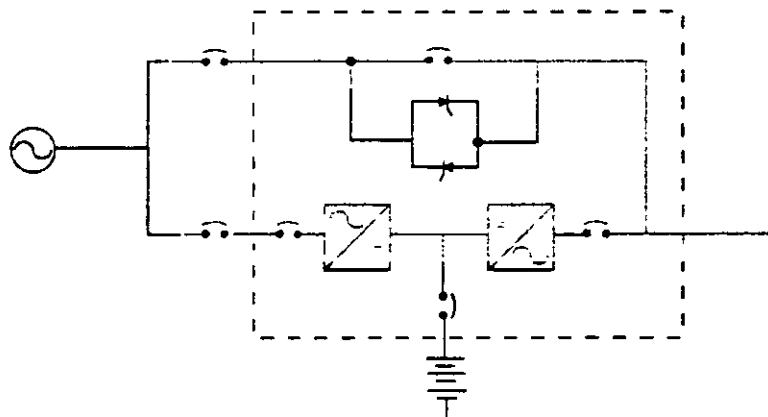


Fig. 3.3.6

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.

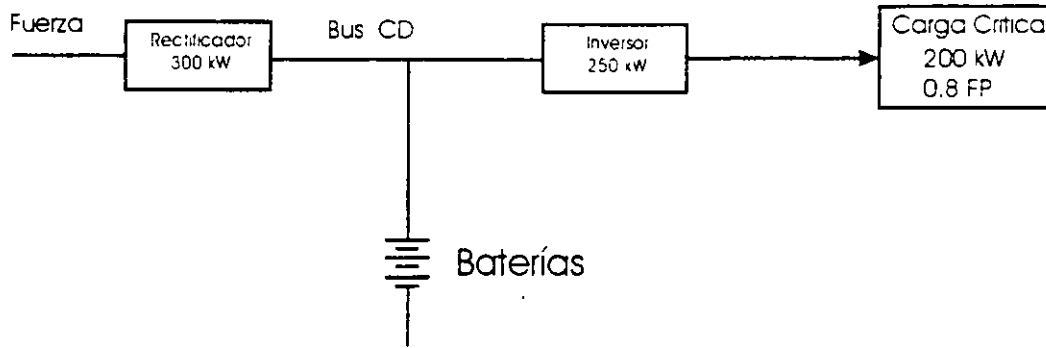


Fig. 3.3.7

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.

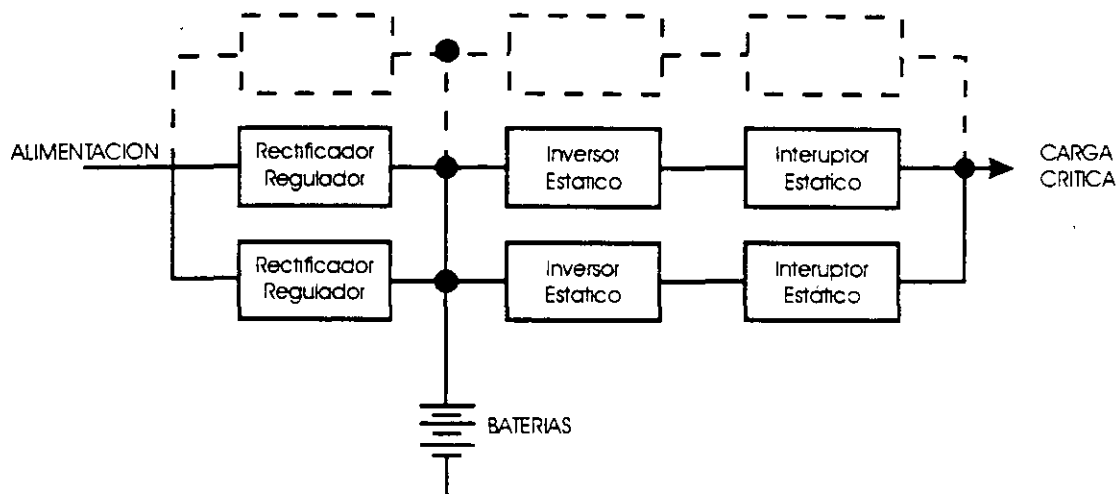


Fig. 3.3.8

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 componente 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

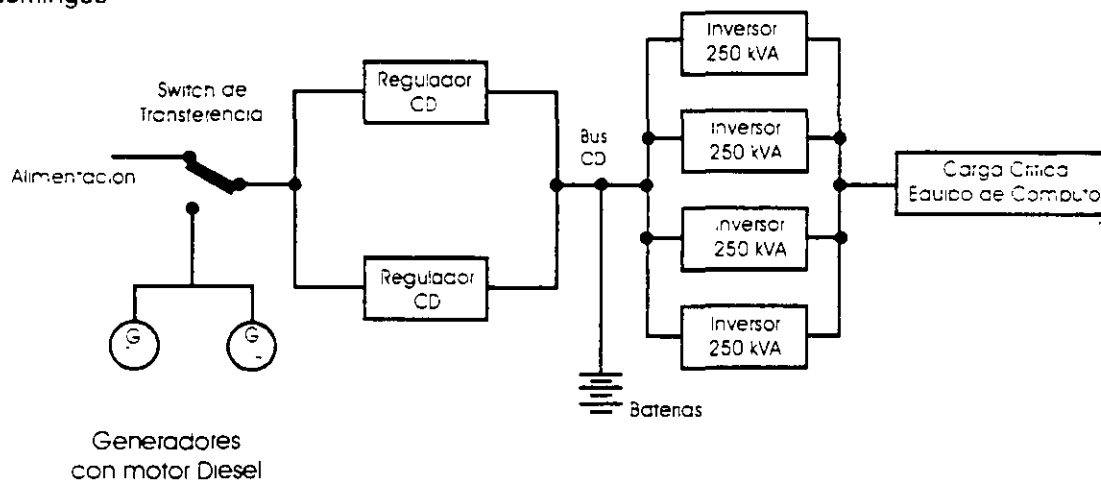


Fig. 3.3.9



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, +/- 10%, 3 phase
Power Factor	Minimum 0.8 at rated load
Frequency	50 or 60 Hz, +/- 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) +/- 2% for balanced load 2) +/- 3% for 20% unbalanced load (100%, 100%, 80%)
Line drip compensation	0 to 5%, adjustable
Transient response	1) +/- 5% for loss or return of ac input power 2) +/- 8% for 50% load step 3) +/- 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° +/- 1° for balanced load 2) 120° +/- 3° for 20% unbalanced load
Frequency	50 or 60 Hz
Regulation	+/- 0.1 Hz
Line sync range	+/- 0.5 to 1.0 Hz, adjustable
Slew rate	Maximum 1 Hz/s
Current capability	
Overload	125% for 10 m 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 2.2-2.25 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 1.6 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



<p>Requirements. 3 phase Output ratings Efficiency</p>	<p>32.5 to 600 kVA at 0.8 power factor 77% to 90% (improves as kVA rating increases)</p>
<p>Dimensions and weight Controls</p>	<p>Depends on kVA rating Startup, emergency shutdown, synchronous transfer to bypass and all adjustment functions required for operation and maintenance</p>
<p>Meters</p>	<p>AC volt and ammeters with phase selector switches for both input and output, DC voltmeter and charge/discharge ammeter</p>
<p>Alarms</p>	<p>Indicating 10 to 20 special conditions or malfunctions such as output over-and under voltage, battery discharge, fan failure, auto bypass, etc.</p>
<p>Environmental Ambient temperature</p>	<p>Within 0° to 40°C operating and -20° to 70°C non operating</p>
<p>Relative humidity</p>	<p>0 to 95% at any operating temperature</p>
<p>Reliability</p>	<p>MTBF 200 000 h minimum (includes available utility power via bypass)</p>
<p>Maintainability</p>	<p>MTTR 40 min. maximum (when parts are on site)</p>
<p>Available Options Frequency conversion</p>	<p>50 to 60 Hz or 60 to 50 Hz (only for redundant type UPS without bypass)</p>
<p>Expandability</p>	<p>Can be paralleled with like UPS modules.</p>
<p>Electromagnetic interference suppression</p>	<p>Suppression of radiated on all sides and conducted on input, output, and control cables</p>
<p>Acoustical noise suppression</p>	<p>Maximum 76 dB at 5 ft from surface</p>
<p>Extended operating temperature capability</p>	<p>From 40°C to 50°C</p>
<p>Automatic battery equalizing charge</p>	<p>Activated and timed after each battery discharge</p>
<p>Circuit breaker motor operators</p>	<p>For input, output, and battery circuit breakers</p>
<p>Mimic bus</p>	<p>An illuminated one-line diagram indicating operational status</p>
<p>Remote status monitoring and alarm panel</p>	<p>Monitors special conditions and malfunctions up to 500 ft away</p>
<p>Additional meters</p>	<p>Input and output wattmeters, elapsed time and frequency meters rectifier output de ammeter</p>
<p>Special conditions to be identified by user</p>	<p>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</p>



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.

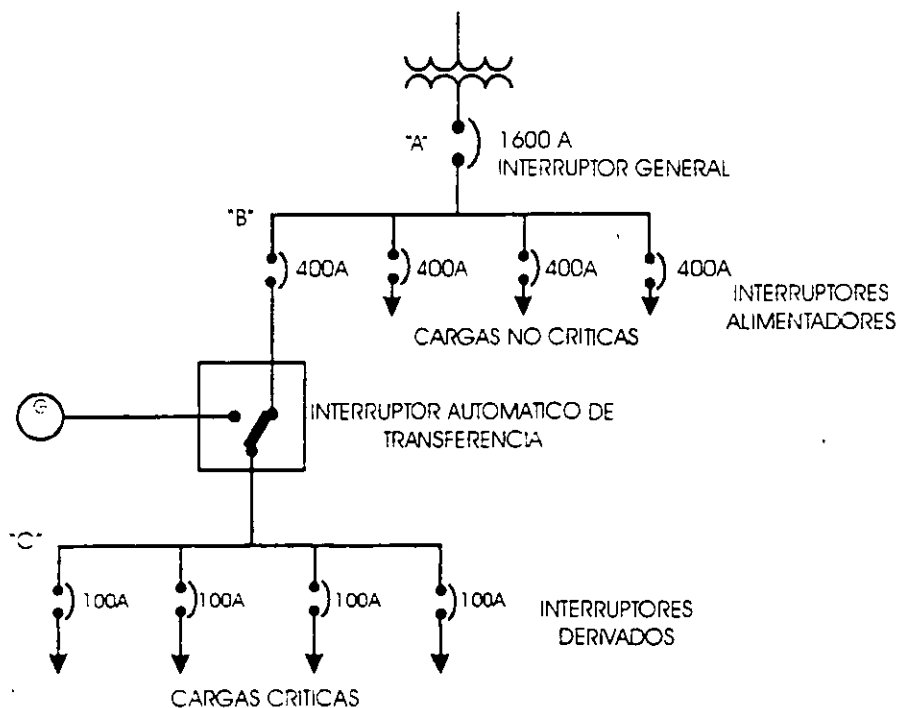


Fig. 4 2.1 Diagrama Unifilar.



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 tristores 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.

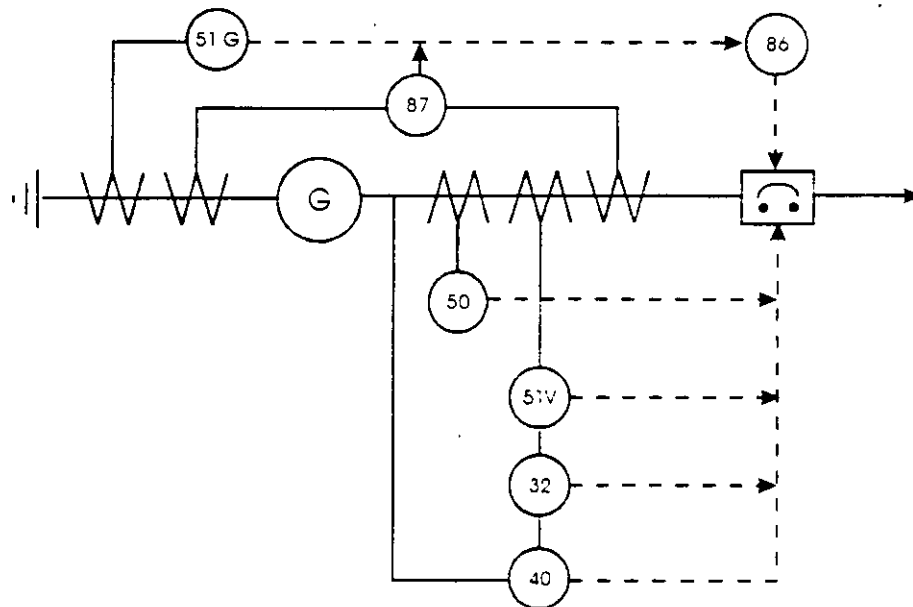
En los generadores pequeños la operación selectiva puede causar problemas cuando se dispone de corriente de corto-circuito limitada y es necesario ajustar el regulador de voltaje para lograr una corriente de falla apropiada para la selectividad necesaria.



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 más 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 está utilizando generación múltiple es necesario utilizar una desconexión automática instantánea para compensar la necesidad de generación en la pérdida 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 o 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 o 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 límites, 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 temperaturas 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 afecta 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 límite típico puede estar

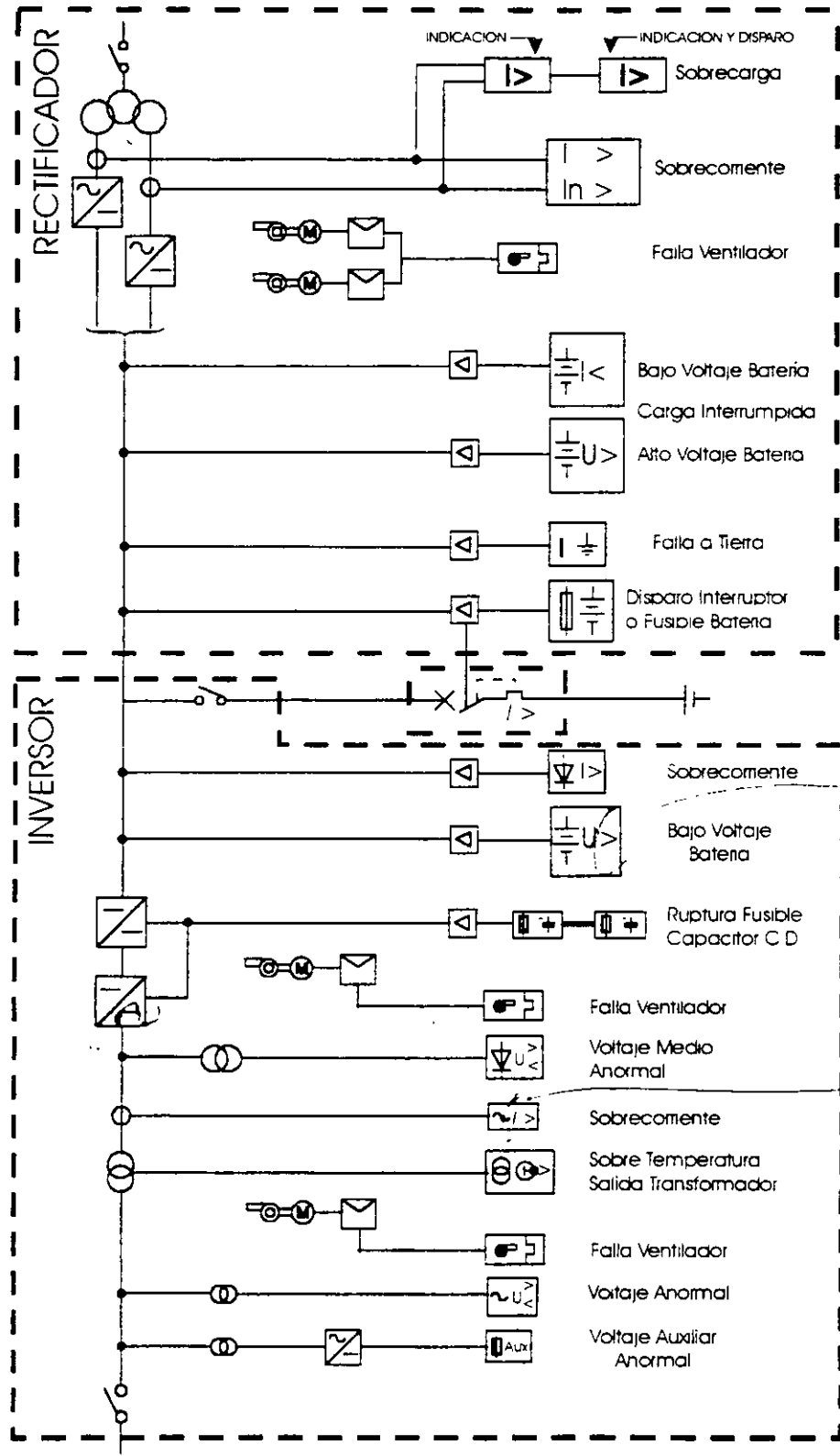


Fig. 4 5. Protección Sistemas Ininterrumpibles UPS's



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 provistos 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 aterizado (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 comente 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.

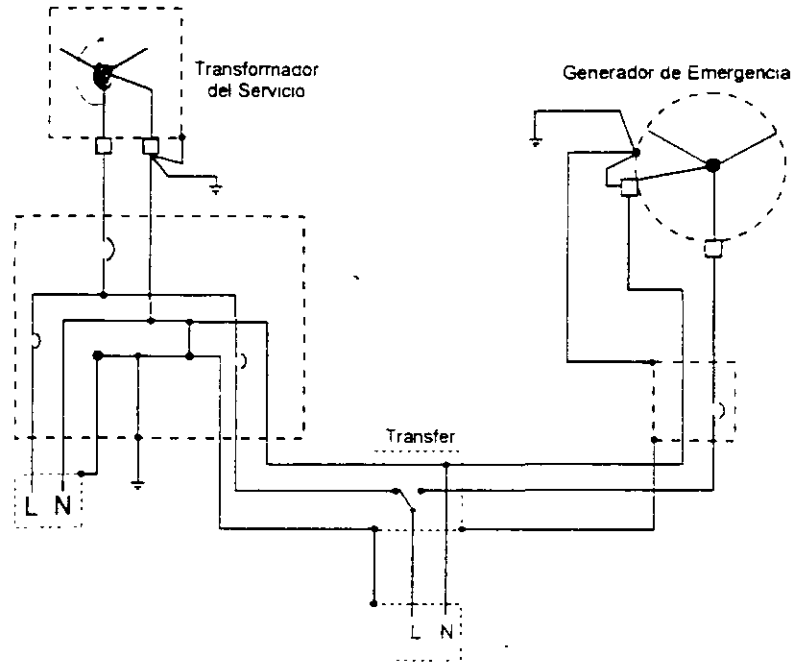


Fig 4 6 1 Sistema Sólidamente Aterrizado con Neutro Interconectado

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 aterrizzarse en ó después del equipo de desconexión (fig 4 6 2)

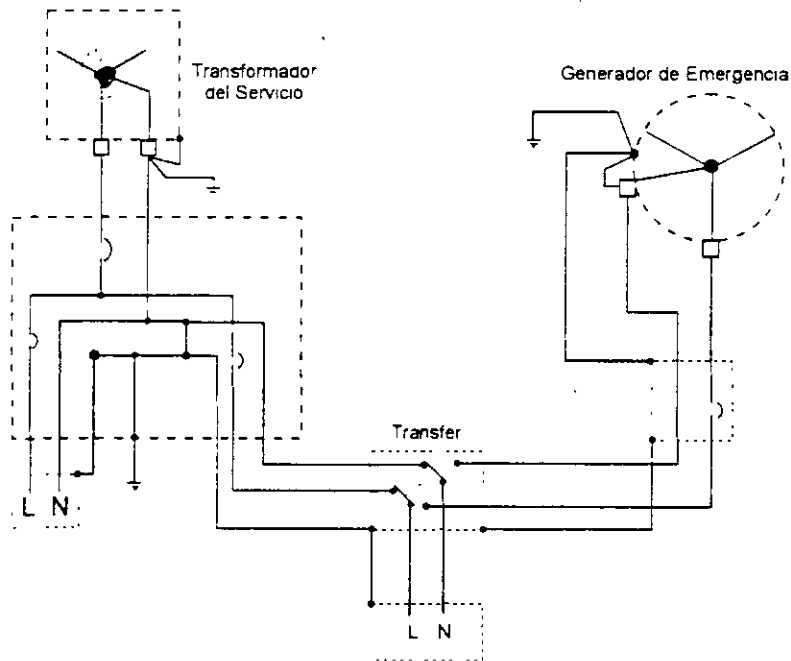


Fig. 4.6.2 Sistema Sólidamente Aterrizado con Neutro Transferido

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

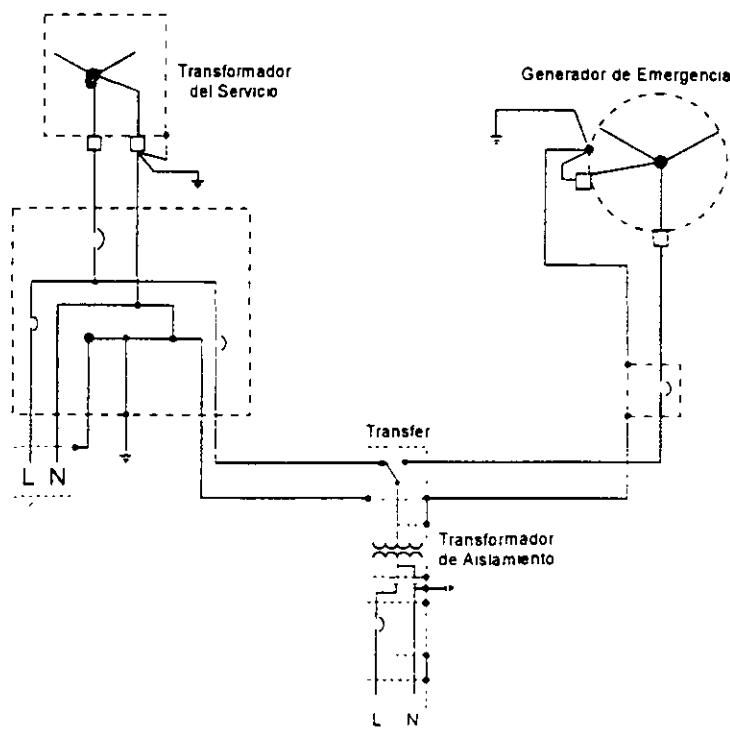


Fig. 4.6.3 Sistema Sólidamente Aterrizado con Transformador de aislamiento para carga Transferible

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 trasferencia 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

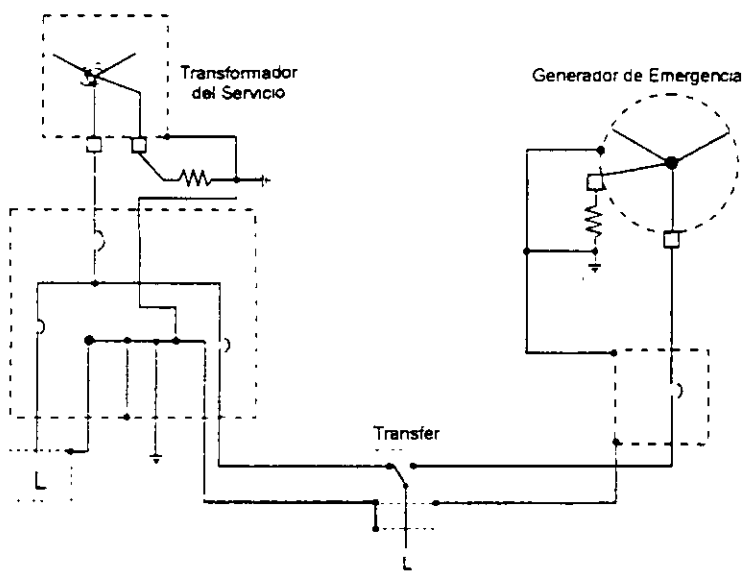


Fig. 4.6.4 Sistema con Neutro Aterrizado a través de una Resistencia



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 bitacora con la fecha, duracion 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 tenia 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 cálculo 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.



BIBLIOGRAFIA DE CONSULTA

- 1.- Orange book
IEE Std 446-1980
Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial
And Commercial Applications
- 2.- Buff book
IEE Std 242-1975
Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial
Power Systems
- 3.- Gray book
IEE 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 1976
~~de los meses~~ 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 1967 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



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.



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS**

**MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA

DESCRIPCIÓN DE LA INGENIERIA DE DISEÑO

**EXPOSITOR: ING. ABEL GARCIA OROPEZA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DE 2001**

**INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO**

INVERSION EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.

- * Máquinas modernas de producción.
- * Inventario suficiente de materia prima.
- * Buen diseño del producto.
- * Mano de obra : Capacitada.
Entrenada.
Motivada.
- * Otros conceptos para producir con rapidez y bajo costo.

INSTALACION ELECTRICA EN UNA PLANTA INDUSTRIAL.

- * Sistema de distribución de energía eléctrica desde el punto de suministro hasta el punto de utilización.
- * Costo dentro de un valor económico.
- * Debe asegurar el suministro de energía eléctrica de acuerdo a los requerimientos de cada área.

Lo anterior da origen a la siguiente definición :

La ingeniería de diseño de una instalación eléctrica industrial permite obtener un sistema de distribución de energía eléctrica adecuado a los requerimientos o necesidades que se traducen en dibujos o planos, memoria de cálculo, la información para la adquisición de equipo y materiales, la instalación y las pruebas de puesta en marcha, así como la consideración de la operación del sistema y su mantenimiento.

La calidad de la energía eléctrica (power quality) es un término empleado para conocer el comportamiento del suministro de energía eléctrica en corriente alterna en lo referente a tensión, corriente y frecuencia, comparada con Normas y expectativas.

PLANEACION TOTAL DE LA INSTALACION.

El sistema de distribución de energía eléctrica debe estar en una base total y los criterios generales de diseño siguientes :

CONSIDERACIONES BASICAS TECNICAS.

SEGURIDAD. De la vida de las personas y la preservación de la propiedad.

- * Diseño del sistema para que no sea necesario trabajar con tensión.
- * Canalización y gabinete sin partes vivas y con las partes metálicas aterrizadas.
- * Utilizar equipos adecuados para la protección de los circuitos.

CONFIABILIDAD. La continuidad del servicio requerido depende del tipo de manufactura o proceso de la planta. Algunas plantas pueden tolerar interrupciones mientras que otras pueden requerir un alto grado de continuidad en el servicio.

Un servicio confiable puede obtenerse mediante :

- * Duplicado de líneas de alimentación de cargas donde se requiere a confiabilidad.
- * Instalación de equipo eléctrico de la mejor calidad disponible y uso de los mejores métodos de instalación.

SIMPLICIDAD. La operación debe ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento del sistema de potencia industrial lo siguiente :

- * La mayoría de interrupciones son el resultado de sistemas complicados.
- * Los operadores no tienen emergencias todos los días. La experiencia demuestra que en sistemas complicados se cometen errores en una emergencia.
- * El sistema debe ser simple en las condiciones normales y de emergencia.

FLEXIBILIDAD. Adaptación del sistema al desarrollo, expansión y cambios requeridos durante la vida de la planta; debe considerarse la capacidad y espacio suficiente para equipo adicional por incremento de carga. Se puede tender hacia la obtención de mayor flexibilidad mediante :

- * Sistema de "centros de carga".
- * Sistema de distribución con flexibilidad como pueden ser los electroductos del tipo enchufable.

CONSIDERACIONES BASICAS ECONOMICAS.

Costo inicial. En base a un análisis costo-beneficio y siempre bajo la misma base de comparación. El costo inicial debe incluir todas las partes del sistema a comparar.

Costo de operación y mantenimiento.

Costo de fallas.

En cualquier caso el costo debe ser coherente con el tipo y operación de la planta.

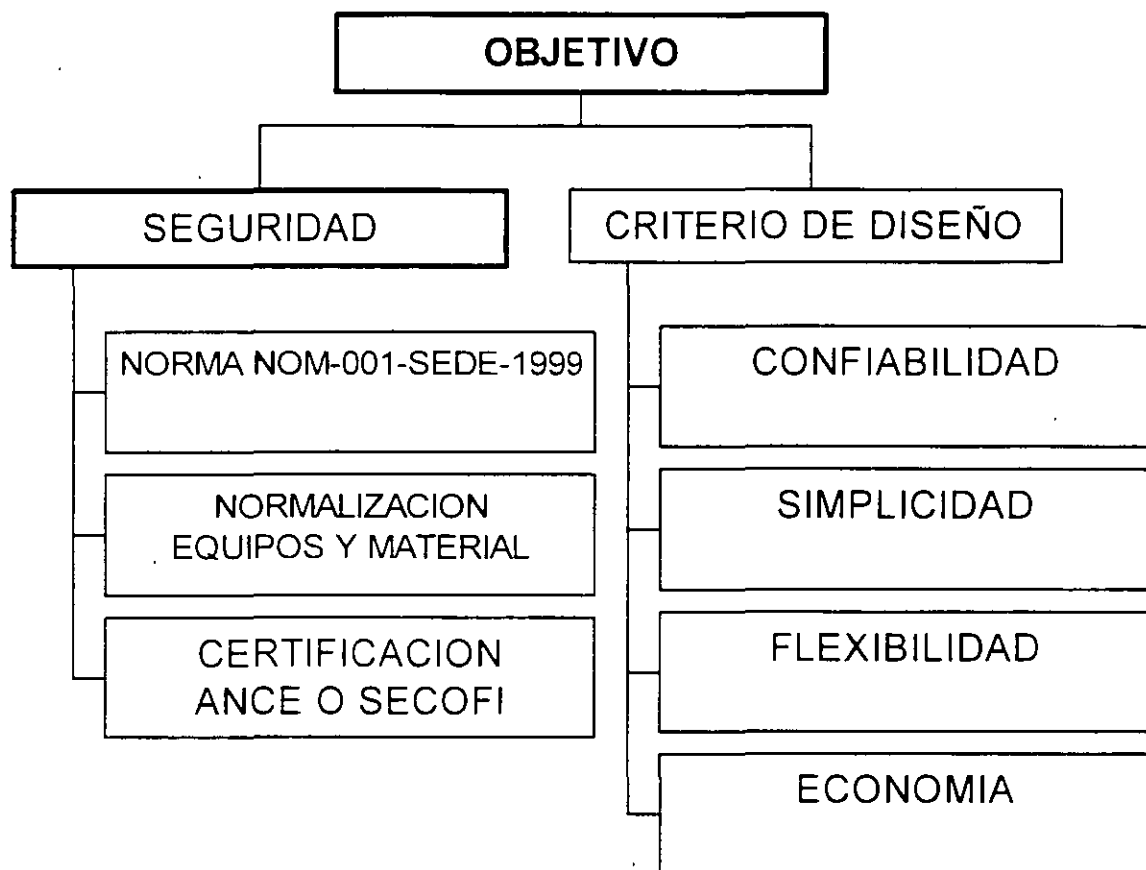
CARGAS CRITICAS.

Se denominan a las cargas con alto grado de continuidad de servicio como son las líneas de producción continua y salas de cómputo.

Además de las consideraciones básicas anteriores se deben considerar a estas áreas con un sistema :

- * Independiente.
- * Exclusivo.
- * Redundante.

INSTALACIONES ELECTRICAS



CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL.

Análisis de las cargas. Actual y Futura.

- * Naturaleza.
 - * Magnitud.
 - * Localización.
- Además, conocer el proceso de manufactura o producción y estimar cargas no conocidas.

Características del suministro de energía eléctrica.

- * Tensión del sistema, fases, frecuencia.
 - * Capacidad interruptiva. Entre fases y a tierra.
 - * Interrupciones en la zona.
 - * Acometida aérea o subterránea.
 - * Costo de energía. Tarifas.
- Iniciar Solicitud de Servicio (SS) con CFE ó LyF para conocer problemas en el suministro.

Centros de carga.

Considerar los siguientes criterios :

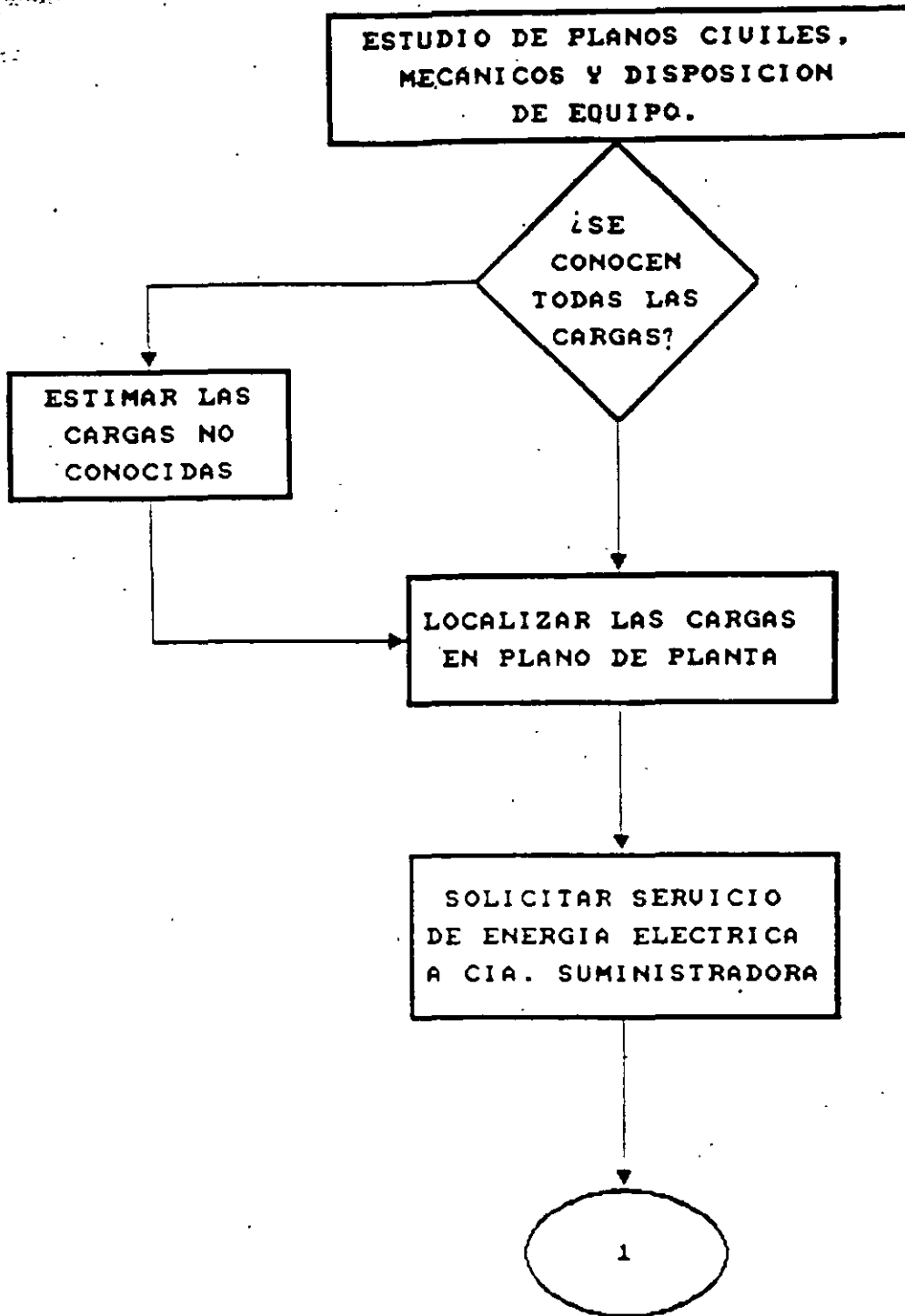
- * Niveles de tensión.
Motores grandes.
Agrupar por : zonas.
función.
 - * Considerar cargas para servicios : Normal.
Emergencia.
 - * Cargas críticas.
 - * Areas riesgosas.
- En esta base calcular el (los) centro(s) de carga.

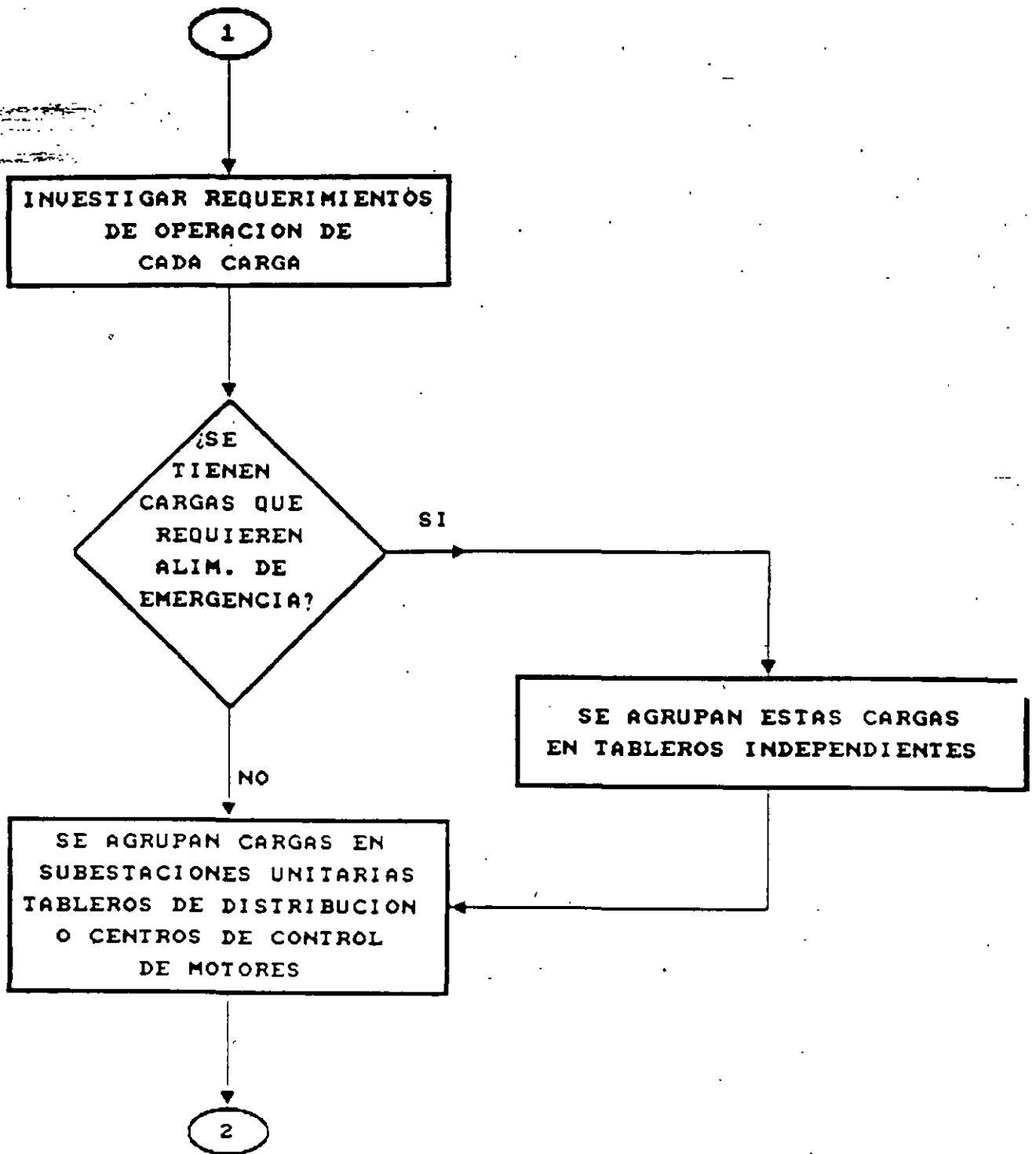
Puntos básicos del sistema.

- a) Niveles de tensión.
- * Distribución primaria. En alta tensión, normalmente es de 13.8, 23.0, 34.5, 69.0, 115.0 y 230.0 kV.
 - * Distribución secundaria. En baja tensión, normalmente se utiliza 480Y/277V para instalaciones eléctricas industriales.
- b) Configuración del sistema en base a confiabilidad, flexibilidad, etc.
- * Radial.
 - * Anillo.
 - * Selectivo primario.
 - * Selectivo secundario.
 - * Malla secundaria (enlace secundario).
 - * Otros.

- c) Localización y tamaño de subestaciones.
 - * En general, el tamaño económico es de 500 a 1500 kVA con 480V de tensión secundaria.
 - * La densidad de carga, localización de la carga, tensión primaria y otros factores pueden afectar este criterio.
- d) Distribución secundaria
 - * Tipo y tamaño de alimentadores.
 - * Tipo de canalizaciones.
 - * Tipo de protección de circuito corto en circuitos derivados.
- e) Sistemas combinados de fuerza y alumbrado.
 - * Problemas de parpadeo.
 - * Transformadores secos.
 - * Luminarios con balastro a 480/277 V.
- f) Regulación de tensiones.
 - * Para variaciones amplias de tensión de suministro.
 - * Análisis de cargas sensibles a la tensión.
 - * Uso de reguladores.
 - * En el suministro.
 - * Individuales.
 - * Otros medios; capacitores.
- g) Protección de circuito corto.
 - * Capacidad interruptiva adecuada.
 - * Previsión de incrementos futuros.
- h) Protección contra sobretensiones.
 - * Características y localización de apartarrayos.
 - * Protección de máquinas rotativas.
- i) Circuitos de emergencia.
 - * Iluminación.
 - * Circuitos de fuerza.
 - * Cargas críticas.
- j) Sistema de tierras.
 - * Sistema con neutro aterrizado.
 - * Sistema de tierras del equipo no conductor de corriente.
 - * Sistema de tierras de cómputo y conmuto.
- k) Corrección del factor de potencia.
 - * Regulación de tensión y capacidad de corriente en alimentadores por el uso de capacitores.
 - * Localización y capacidad de capacitores. Ahorro por cargos de CFE y LYF por bajo factor de potencia.
 - * Control de kVAR.

SECUENCIA DE UN PROYECTO ELECTRICO





2

SE ELABORAN DIAGRAMAS UNIFILARES DE CADA UNA DE LAS SUBESTACIONES, DE LOS TABLEROS DE DISTRIBUCION Y DE LOS CCM'S

UACIAR DATOS A PLANOS DE D.U.

SE ELABORA UN DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL

SE SELECCIONA LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA DE LAS PROTECCIONES

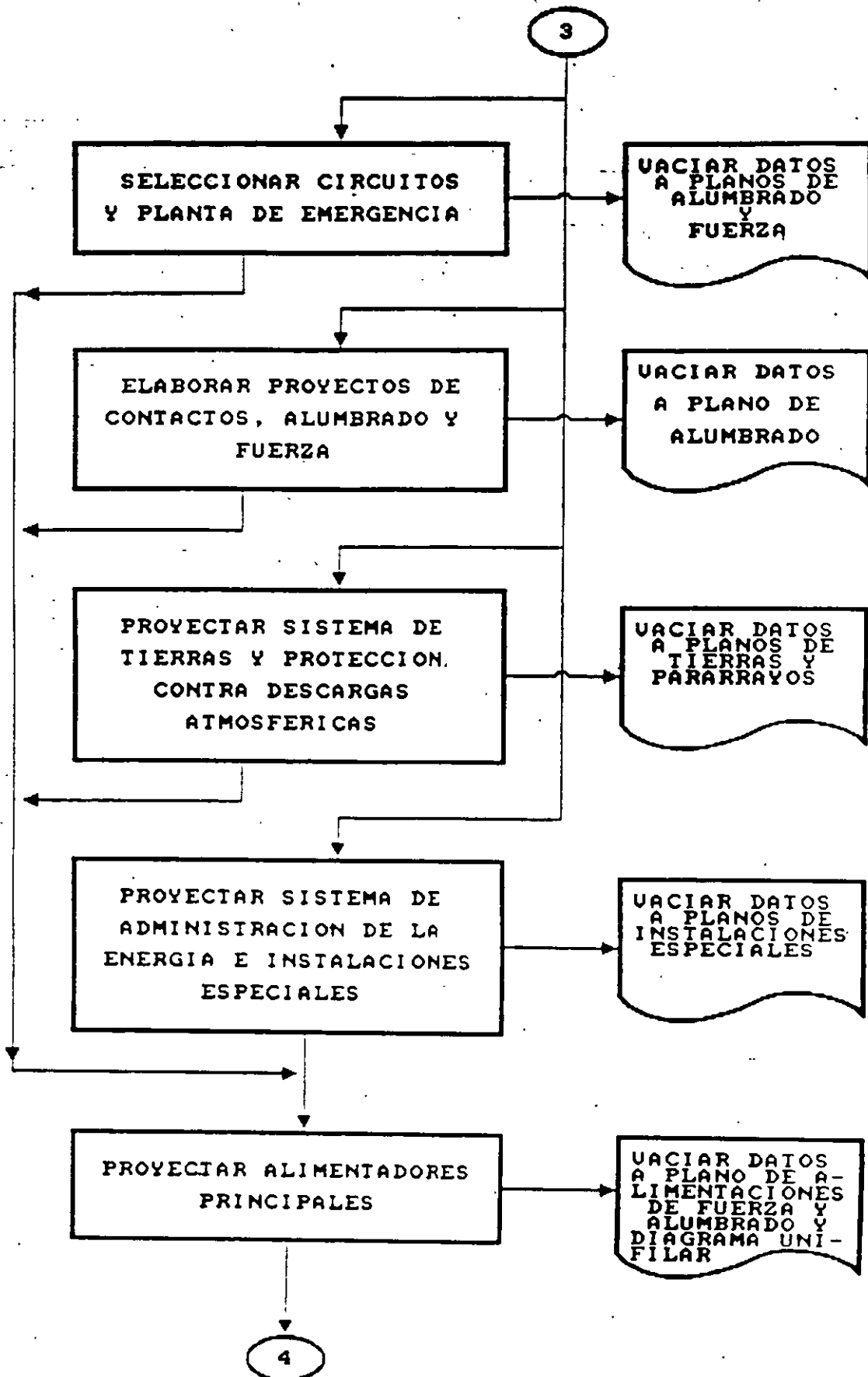
SE ELABORAN ARREGLOS FISICOS DE LAS SUBESTACIONES TABLEROS Y CCM'S

UACIAR DATOS A PLANOS DE S.E. Y ALIMENTACIONES

SE ELABORAN LISTAS DE EQUIPO MAYOR Y ESPECIFICACIONES GENERALES. (SE'S Y TABLEROS)

UACIAR DATOS A PLANOS DE S.E. Y ALIMENTACIONES

3



4

ELABORAR ESPECIFICACIONES
Y
MATERIALES

ESTIMAR EL COSTO DE
LAS INSTALACIONES

l) Administración de la energía.

- * Ahorro de energía.
- * Monitoreo y control.

m) Estudio de coordinación de protecciones.

- * La calibración de relevadores debe señalarse para permitir que se aisle una falla en el mínimo de tiempo y solo el área afectada.
- * La calibración debe verificarse con regularidad.

INSTALACIONES ESPECIALES.

- * Sistema de detección de incendio.
- * Circuito cerrado de televisión.
- * Control de accesos.
- * TVSS.

TENSIONES NORMALIZADAS.

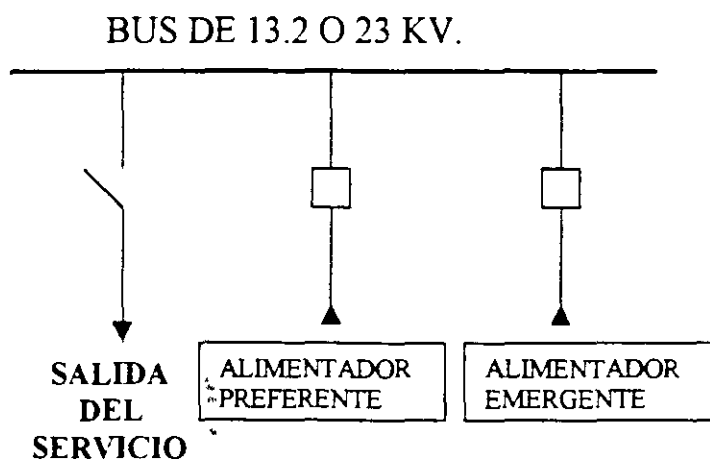
- * La norma ANSI C84.1 - 1995 establece los rangos de tensión nominal y tolerancias de operación para sistemas eléctricos de potencia a 60 Hz. mayores de 100V y hasta 230 kV.

También se hacen recomendaciones de otros grupos normalizados con respecto a rangos de tensión para equipos usados en sistemas de potencia y para equipos de utilización conectados a los mismos.

- * En las definiciones se citan entre otras lo siguiente :
 - * Tensión del sistema. Es la raíz media cuadrática de la tensión de fase a fase 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 media cuadrática de fase a fase o fase a neutro).
 - * Tensión de servicio. Es la tensión en el punto donde el sistema eléctrico del suministrador y del usuario se conectan.
 - * Tensión de utilización. Es la tensión en las terminales de línea del equipo de utilización aplicado solo a motores y su control en baja tensión.
- * Las tensiones normalizadas según la Norma ANSI C84.1 - 1995 están de acuerdo a la Tabla 1.
- * Para México, se tiene la Norma NMX-J-98-ance-1999, vigente a partir del 17 de junio de 1999, donde las tensiones son diferentes. Esta Norma, tiene la tendencia a seguir la Norma ANSI, con algunas modificaciones.

ARREGLOS EN MEDIA TENSIÓN.

Una vez determinado el arreglo más conveniente, se procede a seleccionar el tipo de construcción que resolverá el esquema. Por ejemplo, para contar desde un punto de vista práctico con un arreglo PRIMARIO-SELECTIVO, una forma de hacerlo es mediante una unidad de transferencia automática con carga, la cual se resuelve con dos interruptores en vacío de 13.8 o 23 KV:



A partir del punto de servicio, lo usual es tener un arreglo radial simple o radial expandido, los cuál se puede resolver con los arreglos típicos de los fabricantes de Subestaciones Compactas o tableros tipo cubículo no compartimentado.

Si existen cargas en media tensión, normalmente en 4.16 KV o en 13.8, se alimentarán mediante un tablero Metal-Clad o un arreglo con gabinetes compactos. Los arreglos de tipo abierto en media tensión están en desuso.

Las siguientes tablas resumen los arreglos típicos en subestaciones compactas.

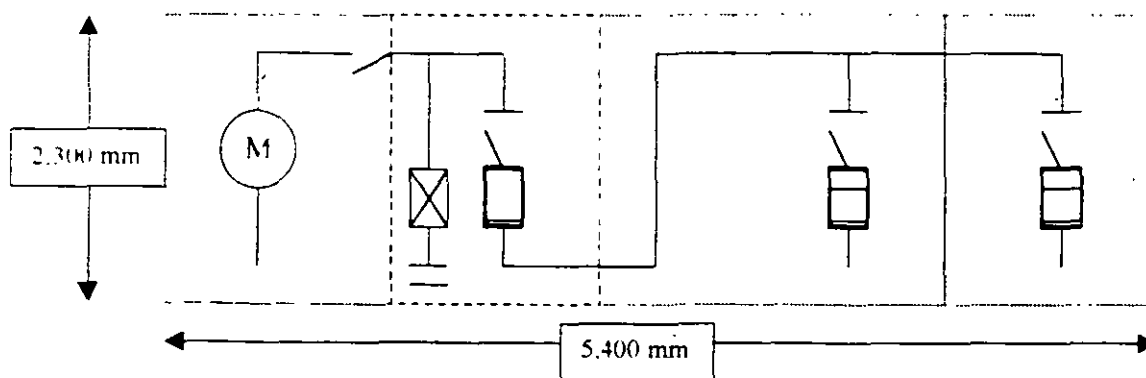


Table 1 - Standard nominal system voltages and voltage ranges (Preferred system voltages in bold-face type)

VOLTAGE CLASS	Nominal System Voltage (Note a)				Voltage Range A (Note b)				Voltage Range B (Note b)						
	Three wire		Four wire		Nominal Utilization Voltage (Note f)		Maximum Utilization and Service Voltage (Note c)		Minimum Utilization Voltage		Maximum Service Voltage		Minimum Utilization Voltage		
	Two wire	Three wire	Four wire	Four wire	Two wire	Three wire	Four wire	Four wire	Two wire	Three wire	Four wire	Two wire	Three wire	Four wire	
Low Voltage (Note 1)	120	120/240			115	115/230			126	126	114	110	127	110	108
			208Y/120 (Note d)		200				218Y/126		192Y/252	110/220	127Y/254	110/220	106Y/212
	240		240/120		230				252Y/126		228Y/114	220/110	254Y/127	220/110 (Note 2)	184Y/106 (Note 2)
	480		480Y/277		480				504Y/252		458Y/233	220	506Y/253	220	212
	600				600				630		456	440	600	448	424Y/248
					575				630		570	550	630	550	424
									(Note e)				(Note e)		424
															530
Medium Voltage	11000														
			1160Y/2400		2300				4370Y/2520		4050Y/2340	2160	4400Y/2540	2280	2090
	4100				4100				4370		4050	3740Y/2160	4400	3950Y/2260	3800Y/2090
	4800				4800				5040		4680	4300	5080	3950	3600
	6900				6900				7240		6800	6210	7260	4560	4100
			8320Y/4800						8700Y/5040		8110Y/4680	(Note f)	8800Y/5080	6560	5940
			12600Y/6900		12600				12600Y/7270		11700Y/6760		12700Y/7330	7900Y/4560	(Note f)
			12470Y/7200		12470				13090Y/7560		12160Y/7028		13200Y/7628	11400Y/6560	
			13200Y/7620		13200				13840Y/8080		12820Y/7436		13918Y/8078	11850Y/6848	
			13800Y/7970		13800				14490Y/8370		13460Y/7770		14520Y/8360	13504Y/7268	
		20180Y/12000		20000				21620Y/12600		20260Y/11700	12420	22000Y/12700	13118	11688	
		22860Y/13200		23000				24000Y/13860		22290Y/12970	(Note f)	24200Y/13970	19740Y/11400	(Note f)	
		24940Y/14400		24500				26190Y/15120		24230		26340	21650		
		34500Y/19920		34500				36230Y/20920		33640Y/19428		36510Y/21608	22880Y/12488		
								36230		33640		36510	32780Y/18928		
High Voltage	46000				46000										
	69000				69000										
	115000				115000										
	138000				138000										
Extra High Voltage	161000				161000										
	230000				230000										
	345000				345000										
Ultra High Voltage	500000				500000										
	765000				765000										
					1100000										

(1) Many 270 volt motors were applied on existing 208 volt systems on the assumption that the utilization voltage would not be less than 187 volts. Caution should be exercised in applying the Range B minimum voltages of table 1 and note (1) to existing 208 volt systems supplying such motors.

Notes (1) Minimum utilization voltages for 120 600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows:
 Nominal System Voltage Range A Range B
 120 104 104
 208Y/120 187Y/108 180Y/104
 240Y/120 216Y/108 208Y/104
 480Y/277 432Y/248 416Y/240
 600 540 570

(Note 2) 120Y/240 104Y/208
 208Y/120 187Y/108 180Y/104
 240Y/120 216Y/108 208Y/104
 480Y/277 432Y/248 416Y/240
 600 540 570

(Note 3) 48300
 72500

(Note 4) 121000
 145000
 169000
 242000

(Note 5) 362000
 558000
 808000
 1208000

TABLA 1.- TENSIONES NOMINALES

Clase	Tensión nominal del sistema (a) V			Tensión nominal de utilización V (c)	Tensión de servicio V		Tensión de utilización V		
	2 Hilos	3 Hilos	4 Hilos		Máxima	Minima	Máxima	Minima	
Baja tensión	SISTEMAS MONOFASICOS								
	120	<u>120/240</u>		115 115/230	126 126/252	108 108/216	127 127/254	106 106/212	
	SISTEMAS TRIFASICOS								
			<u>208Y/120</u> <u>220Y/127</u> <u>240/120</u> <u>480Y/277</u>	200 208Y/120 230/115 460 460	218Y/126 231Y/133 252 /126 504Y/291 504	187Y/108 198Y/114 216 /108 432Y/249 432	220Y/127 233Y/134 254 /127 508Y/293 508	184Y/108 194Y/112 212 /106 424Y/245 424	
Media tensión		2 400 <u>4 160</u> <u>13 800</u> --- <u>23 000</u> --- <u>34 500</u> ---	(b) <u>13 800Y/7 970</u> <u>23 000Y/13 280</u> <u>34 500Y/19 920</u>	2 300 4 000 13 200	2 520 4 370 14 490 14 490/8 370 24 150 24 150/13 943 36 230 36230/20 915	2 160 3 744 12 420 12 420/7 171 20 700 20 700/11 951 31 050 31 050/17 927	2 540 4 400 14 520	2 080 3 600 11 880	
	Alta tensión		<u>69 000</u> <u>85 000</u> <u>115 000</u> <u>138 000</u> <u>161 000</u> <u>230 000</u>			72 500 89 250 121 000 145 000 169 000 242 000	62 100 76 500 103 500 124 200 144 900 207 000		
		Extra alta tensión		<u>400 000</u>			420 000 360 000		

NOTAS

- 1- En esta tabla no se muestran las tensiones congeladas que están en uso actualmente, que por la tendencia es su desaparición (ver Apéndice A).
- 2- Tolerancia de tensión de servicio +5% -10% de la tensión nominal del sistema
- 3- Tolerancia de tensión de utilización +5.8% -11.7% para baja tensión y +5.8% -13.5% en media tensión, de la tensión nominal del sistema.
- 4- Las tolerancias sólo aplican para los niveles de tensión sostenidos y no para fallas momentáneas que puedan resultar de causas tales como operación de maniobra, corrientes de arranque de motores o cualquier otra condición transitoria

(a) Las tensiones nominales preferentes son las que se presentan subrayadas, el resto son tensiones restringidas.

(b) Tensión nominal para distribución subterránea en media tensión.

(c) Las tensiones nominales de utilización solo son para motores y control de baja tensión Ver anexo C para otros equipos en tensión de utilización nominal o valores de tensiones de placa de equipo.

DISEÑO Y PROTECCION DE LA INSTALACION ELECTRICA.

La Norma NOM-001-SEDE-1999 define :

- * **Circuito derivado.** Conductores de un circuito desde el dispositivo final de sobrecorriente que protege a ese circuito hasta la(s) salida(s). Artículo 210.

- * **Tensión máxima de los circuitos derivados.**
127V entre conductores. Terminales de portalámparas que estén dentro de su tensión eléctrica nominal, equipo auxiliar de lámparas de descarga y equipos de utilización conectado permanentemente.

277V a tierra. Luminarios de descarga eléctrica equipados con lámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga y equipo de utilización conectado permanentemente.

- * **Conductores.**
Deben tener una capacidad de conducción no menor que la correspondiente a la carga que alimentan (Art. 210-19) y se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo con la capacidad de conducción de corriente (Art. 240-3), exceptuando los circuitos de motores que deben efectuarse de acuerdo al Art. 430.

La carga máxima de circuitos derivados de 15 y 20A, no debe exceder el 80% de la capacidad nominal del circuito derivado, Art. 210-23(a).

La capacidad del circuito derivado no debe ser menor a la suma de la carga no continua más el 125% de la carga continua (Art. 220-22(c)).

- * **Circuito alimentador.** Conductores del circuito formado entre el equipo de servicio o la fuente de un sistema separado y el dispositivo final contra sobrecorriente del circuito derivado. Artículo 220.

- * **Calibre mínimo.** Para cargas continuas y no continuas, el valor nominal del dispositivo de sobrecorriente no debe ser menor a la suma de las cargas no continuas más el 125% de las cargas continuas (Art. 220-10.b).

- * **Protección de equipo contra fallas a tierra.** Se requiere para interruptores ajustados a 1000A o más en el sistema en estrella sólidamente aterrizado con tensión a tierra mayor de 150V a tierra y menor de 600V entre fases (Art. 215-10).

- * **Capacidad de corriente del neutro.** Sin reducción para la carga de alumbrado con lámparas de descarga, procesadores de datos y equipo similar en sistemas 3F, 4H (Art. 220-22).

	RANGO A *				RANGO B *			
	SERVICIO		UTILIZACION (I)		SERVICIO		UTILIZACION (I)	
	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN
LV	+5%	-5%	+5%	-8.3%	+5.8%	-8.3%	+5.8%	-11.7%
MV	+5%	-2.5%	+5%	-10.0%	+5.8%	-5.0%	+5.8%	-13.5%

(I).- Las tensiones nominales de utilización son para motores y control de baja tensión. Ver anexo C para otros equipos en tensión de utilización nominal o valores de tensiones de placas de equipo
Porcentaje de la tensión nominal del sistema

* **Caída de tensión.** Se establece en las secciones 210-19 y 215-2 que la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida mas alejada de la instalación, considerando alimentadores y circuitos derivados, no debe exceder del 5%; dicha caída de tensión se debe distribuir razonablemente en el circuito derivado y en el circuito alimentador, procurando que en cualquiera de ellos la caída de tensión, no sea mayor de 3%.

* **Conexiones eléctricas.**

* La temperatura de operación del conductor Art. 110-14(c), asociada con su capacidad de conducción de corriente, debe seleccionarse y coordinarse para que no exceda la temperatura de operación de cualquier elemento del sistema que tenga la menor temperatura de operación, tales como conectores, otros conductores ó dispositivos.

Para 100A ó menos (conductores No. 1 AWG ó menos) deben usarse para temperatura de operación máxima de 60° C.

Para más de 100A deben usarse conductores de temperatura de operación de 75°C.

CUBIERTAS DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE.

Los dispositivos de sobrecorriente deben quedar encerrados en envolventes.

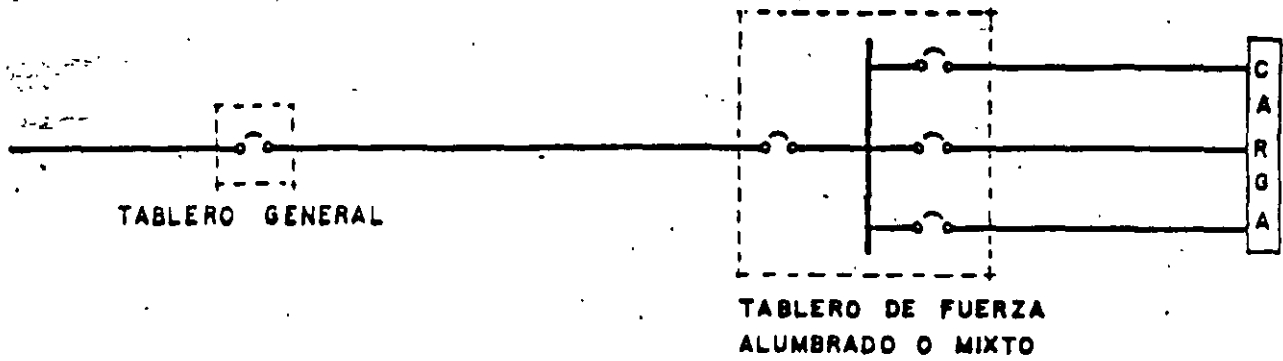
Quedan exentos de lo anterior los que formen parte de un conjunto aprobado especialmente y que ofrezca protección equivalente.

Debe seleccionarse el gabinete adecuado a las necesidades de la instalación; a continuación se menciona la descripción de las aplicaciones NEMA para gabinetes :

- NEMA 1. Usos generales.
- NEMA 2. A pruebas de goteo.
- 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.

Ver tabla 430-91.

CAIDA DE TENSION



CIRCUITO ALIMENTADOR
◄-----►
•% ≤ 3 RECOMENDABLE

CIRCUITO DERIVADO
◄-----►
•% ≤ 3 RECOMENDABLE

PERO DEBE CUIDARSE QUE :
ALIMENTADOR + DERIVADO
◄-----►
•% ≤ 5 - REQUISITO

LA CAIDA DE TENSION REPRESENTA PERDIDAS DE ENERGIA EN LOS CONDUCTORES.

CALIDAD DE LA ENERGIA ELECTRICA.

En los años recientes, la calidad de la energía eléctrica se mide en tamaños de tensión, corriente y frecuencia. Dentro de edificios principalmente, se tienen disturbios derivados de la calidad de la energía eléctrica debidos principalmente a los siguientes fenómenos :

- * Sistema de tierras.
- * Armónicas.
- * Ruidos eléctricos.
- * Transitorios.
- * Fluctuaciones de tensión.
- * Interrupciones de energía eléctrica.

Estos fenómenos originan una pobre calidad de la energía eléctrica que se refleja desde parpadeos en lámparas hasta problemas mayores como fallas de equipos y hasta una falla total del sistema.

3. PROBLEMATICA. Una pobre calidad de la energía eléctrica puede producir problemas como:
 - * Disparo de interruptores y operación de fusibles con corrientes menores a su capacidad.
 - * Conductor puesto a tierra (neutro) y el neutro de tableros con señales de sobrecalentamiento, aún con cargas balanceadas.

* Transformadores de distribución y de alumbrado con sobretensión, aún cuando la corriente medida sea menor a su capacidad nominal, con la consiguiente reducción en la vida del equipo o falla de los mismos.

- * Fallas intermitentes o permanentes de equipos de cómputo.
- * Interferencias con equipos de datos y comunicaciones.
- * Fallas en la operación de plantas de emergencia.
- * Riesgo constante de descargas eléctricas que pueden llegar a ser de consecuencias fatales.
- * Otros.

Las consecuencias de esta problemática viene a ser el tener altos costos por pérdida de datos, baja eficiencia en la operación, pérdida de tiempo por interrupciones, falta de seguridad del personal, etc.

Los problemas dentro de los edificios, pueden surgir por :

- * El equipo utilizado produce disturbios en la calidad de la energía eléctrica.
- * El equipo sensible a una mala calidad de la energía eléctrica no está protegido en forma adecuada.
- * La instalación eléctrica no es adecuada para esta condición, ya sea por ser una instalación vieja, con diseño tradicional o por utilizar equipos con una tecnología pobre.

El costo estimado por año a nivel global es difícil de cuantificar por desconocimiento del problema y falta de estadísticas; sin embargo, las quejas han crecido gradualmente. En estudios efectuados en instituciones e industrias, han revelado que más del 70% de los problemas se han originado por la pobre calidad de la energía, originados normalmente dentro de sus instalaciones.

En los años recientes, el volumen de usuarios de varios tipos de equipos, particularmente computadoras, ha crecido dramáticamente y por lo tanto, ahora representa una parte considerable de la carga eléctrica.

Equipos usuales que causan una pobre calidad de la energía. Los más frecuentes son :

- * Computadoras.
- * Sistema ininterrumpible de potencia (UPS).
- * Copiadora.
- * Fax.
- * Terminales de video.
- * Balastos electrónicos.
- * Lámparas de descarga.
- * Otros.

Equipos que usualmente se utilizan y son sensibles a una pobre calidad de la energía. Los mas frecuentes son :

- * Computadoras.
- * Sistemas inteligentes.
- * Cableado de datos.
- * Tableros eléctricos.
- * Interruptores.
- * Conductores eléctricos.
- * Capacitores.
- * Etc.

Instalación eléctrica. Donde se tienen instalados equipos sensibles a la pobre calidad de la energía eléctrica puede dar origen a problemas por :

- * La instalación eléctrica no fué diseñada para ese uso.
- * Los edificios no están diseñados cambios constantes y tipos de equipos y por lo tanto no es posible prever el tipo de carga eléctrica.
- * Los usuarios tratan de resolver los problemas existentes con soluciones de corto plazo como son filtros, apartarrayos, etc., lo cual no da una solución a largo plazo.
- * Las nuevas instalaciones se diseñan de una manera tradicional sin considerar los problemas "modernos" de calidad de la energía.

SISTEMA DE TIERRAS.

Las Compañías suministradoras de energía generan corriente alterna en 60 Hz, con onda senoidal, la cual es apropiada para la mayor parte de las aplicaciones como son alumbrado, motores, aire acondicionado, etc.; sin embargo, para la operación de equipo electrónico donde se requiere corriente directa, se usa una forma de suministro de alta eficiencia llamada "modo de cambio" (switched mode).

Esta configuración de suministro de potencia es a base de pulsos de alta frecuencia del suministro de corriente alterna rectificada. Los pulsos resultantes son de forma rectangular, cuya frecuencia o ancho determina la potencia entregada. Estos pulsos se alimentan vía un filtro exterior, el cual atenúa los pulsos a corriente directa estable.

La técnica de "modo de cambio" es esencial para la operación del equipo de cómputo.

Un sistema de potencia de modo de cambio (switched mode power system SMPS) tiene 2 efectos importantes secundarios :

- * Generación de armónicas.
- * Fugas a tierra.

* Generación de armónicas.

Además de lo visto anteriormente, la forma de onda de tensión solo se afectará si la impedancia de los conductores en los cuales fluye la corriente, es significativa. En esta circunstancia, las tensiones armónicas se desarrollarán dentro del sistema afectando la forma de onda de tensión.

Otro efecto de generación de armónicas es el desarrollo de corrientes en el neutro causado por la falla de corrientes de fases a cancelar, como es el caso de corrientes no armónicas.

Estas corrientes, de diferente fase y frecuencia de armónicas, pueden combinarse para dar una corriente armónica substancial en el neutro.

* Fugas a tierra.

El equipo de suministro de energía de modo de cambio solo funcionará eficientemente si el suministro es "limpio"; por ejemplo, una onda de tensión senoidal pura. Cualquier desviación en la tensión debe filtrarse.

Las tensiones no filtradas aparecen como corriente en el sistema de tierras, fluyendo a frecuencias armónicas de la fundamental de 60 Hz.

Además, la acción de cambios de alta frecuencia (de 20 kHz a 100 kHz) produce pequeños niveles de razgaduras (ripple) de tensión en el suministro principal en esas frecuencias. Esto también produce corrientes en el sistema de tierras.

La combinación de corrientes a tierra de alta frecuencia y de armónicas se llama "corrientes de dispersión a tierra", cuyo valor máximo debe estar regulado, y depende del equipo a utilizarse.

La máxima fuga a tierra para equipos portátiles es 3.5 mA; sin embargo, estas pequeñas corrientes pueden estar compuestas de muchos otros equipos con corrientes de fuga a tierra.

Respecto al origen y naturaleza de fugas a tierra en instalaciones eléctricas los puntos clave son los siguientes :

- * Para una operación efectiva, el suministro de energía en C.A. a equipo electrónico moderno debe filtrarse para remover cualquier disturbio.
- * Cualquier tensión no filtrada aparece como una corriente en el sistema de tierra. Es una corriente de fuga a tierra.
- * Estas corrientes contienen armónicas con frecuencias de la fundamental de 60 Hz.
- * Donde se utiliza la tecnología "modo de cambio", la fuga aparece a muy altas frecuencias (hasta de 100 kHz) y no están sincronizadas a la frecuencia de 60 Hz.
- * Las corrientes de diferentes equipos se combinan en rutas para encontrar tierra. Como resultado, se puede encontrar puntos a tierra con corrientes de fuga sustanciales.

PROBLEMATICA

- * El principio de diseño de un sistema de tierras es proteger a personas y animales de descargas eléctricas potencialmente fatales, en el caso de condición de falla. Además, se puede dar origen a daños del equipo eléctrico, mal funcionamiento del equipo computarizado e inadecuada operación del equipo acondicionador de potencia.

CAUSAS

- * Los sistemas de tierras se diseñan por Normas y métodos tradicionales para su operación y mantenimiento. No todas esas normas y métodos son adecuados para instalaciones eléctricas modernas, donde la tierra se utiliza como una parte integral del circuito, donde las corrientes de fuga a tierra son comunes.

Algunos de los problemas más comunes son :

- * Uso del conduit como conductor de puesta a tierra (tierra física). La impedancia a altas frecuencias del conduit puede ser alta cuando se usa como paso a tierra. Una alta impedancia en la ruta a tierra combinada con corrientes de fuga puede dar lugar a corrientes no esperadas en el conduit donde se consideró una corriente despreciable.

Por la falta de un conduit metálico adecuado, con probables defectos de instalación.

- * Falta de mantenimiento al sistema de tierras. Si las conexiones del sistema de tierras son defectuosas, la impedancia en la ruta a tierra es alta y las corrientes de fuga a tierra buscarán otras rutas alternativas; el resultado puede ser :
 - * Corriente en estructuras.
 - * Corriente en sistema de pararrayos.
 - * Corriente en elementos metálicos ajenos a la instalación eléctrica.
- * Falta de conocimiento de las prácticas recomendadas por el IEEE.

SOLUCIONES.

- * Uso de conductores de puesta a tierra (tierra física) en todas las canalizaciones. Evitar el uso del conduit para este fin si no se tiene la certeza de una buena instalación.
- * En instalaciones de edificios altos, la configuración del sistema de tierras debe considerar doble conductor de puesta a tierra.
- * Diferenciar el sistema de tierras con el sistema de pararrayos.
- * Analizar la posibilidad de utilizar un cable equipotencial para interconexión de sistemas de tierras.
- * Cumplir con lo requerido por la NOM-001-SEMP-1994 y lo recomendado por el IEEE.

ARMONICAS.

La configuración del sistema debe considerar la naturaleza y cantidad de equipo electrónico, lo cual da lugar a :

- * Cargas no lineales. Las cargas resistivas producen corriente cuya forma de onda tiene la misma forma senoidal de la tensión aplicada; sin embargo, las cargas no lineales demandan poca o nada de corriente durante parte del ciclo de la tensión de suministro dando lugar a corrientes resultantes con forma de onda distorsionada. Al agregarse equipos de este tipo a un circuito común con carga no senoidal, la distorsión se hace más pronunciada.

Esta onda distorsionada se puede descomponer desde el punto de vista matemático en múltiples senoides de mayor frecuencia agregadas a la fundamental. Estas formas de corriente no lineal se dice que contiene "distorsión de armónicas". Las armónicas típicas para 60 Hz son :

Fundamental	60 Hz
3a. armónica	180 Hz
5a. armónica	300 Hz
7a. armónica	420 Hz
Etc.	

PROBLEMATICA.

Las cargas no lineales son originadas por equipos de cómputo, variadores de velocidad, sistemas ininterrumpibles de energía (UPS), atenuadores electrónicos (dimers) y equipos basados en microprocesadores como terminales de cómputo, impresoras Laser, copiadoras, etc.

Estas armónicas en sistemas trifásicos, dan origen a corrientes de alta frecuencia en el conductor neutro de alimentadores, neutro de tableros y terminales del neutro de transformadores. Su valor requiere instalaciones que pueden llegar al doble del nominal.

Además, se puede tener sobrecalentamiento y posibilidad de incendio en transformadores, falla prematura de motores, sobrecalentamiento o falla de capacitores utilizados para la corrección del factor de potencia, sobrecalentamiento de generadores de plantas de emergencia, disparos frecuentes de interruptores y fusibles fundidos.

SOLUCIONES.

Por lo anterior la instalación eléctrica se debe diseñar considerando lo siguiente :

- * Circuitos de baja impedancia en todas las frecuencias.
- * Dimensionar el neutro de acuerdo al tipo de carga instalada.
- * Circuitos con rutas de baja impedancia a tierra en todas las frecuencias. Si el camino a tierra es de alta impedancia, se puede dar origen a tensiones peligrosas con el consecuente peligro a la seguridad de las personas y equipo.
- * Los circuitos deben ser exclusivos e independientes para :
 - * Los equipos que generan cargas no lineales.
 - * Los equipos que sean sensitivos a disturbios externos como pueden ser rayos y transitorios por desconexión de las líneas de la Compañía suministradora.
- * Los circuitos para cargas electrónicas, deben considerar un conductor de tierra aislada adicional a los conductores de fase, neutro y conductor de puesta a tierra (tierra física).
- * Utilizar transformadores con "Factor K" para cargas no lineales. El incremento de pérdidas de dispersión puede causar que las bobinas operen a una temperatura mayor de su capacidad de diseño, por lo tanto deben sobredimensionarse por un "Factor K" que depende de la severidad de las armónicas y la cantidad de pérdidas de dispersión en el transformador.
- * Utilizar transformadores de aislamiento.
- * Utilizar equipos para controlar los diferentes tipos de condiciones que generen una pobre calidad de la energía como pueden ser filtros o transformadores ZIG-ZAG.

TRANSITORIOS.

- * **PROBLEMATICA.** Los transitorios pueden dar origen a la destrucción de equipo de cómputo, daños severo en tableros y componetes y efectos destructivos en la lógica de cómputo
- * **CAUSAS.** Los transitorios pueden tener su origen en causas:
 - * **Externas:** Rayos, maniobras en equipos de los suministradores de energía.
 - * **Internas:** Arranque de equipos grandes, de aire acondicionado, elevadores, etc., capacitores para corrección del factor de potencia, soldadoras, equipos de oficina como impresoras Laser, copiadoras, etc.
- * **SOLUCION.** Utilizar supresores de tensiones transitorias (TVSS) de acuerdo el IEEE 1100.

Los productos TVSS protegen los equipos contra fallas catastróficas (rayos transitorios) y contra perturbaciones en los Sistemas de Procesamiento que aparentemente no tienen origen ni motivo alguno.

Los productos TVSS, tiene las siguientes características :

- Combinan una velocidad de respuesta (0.5nSeg) con un voltaje de corte (400/800 VCA)
- Capacidad de supresión en los siete modos.
- Atenuación de ruido en muy alta frecuencia (100MHz).

APLICACION DE LOS PRODUCTOS TVSS.

Dependiendo en que lugar de la instalación eléctrica en una industria, son cuatro tipos de Exposición con los que se cuenta :

ALTA : Se coloca siempre en la acometida, cuando se trata de una subestación grande.

ALTA A MEDIANA : Para ser instalado en subestación pequeñas (hasta 225-300kVA) o en tableros de distribución de fuerza principales.

MEDIANA : Se ubica en tableros de distribución de fuerza secundarios, no en acometidas.

MEDIANA A BAJA : Para tableros de fuerza pequeños ó cargas electrónicas importantes.

BAJA : Para tableros tipo alumbrado más adentrados en la distribución ó cargas sensibles significativas.

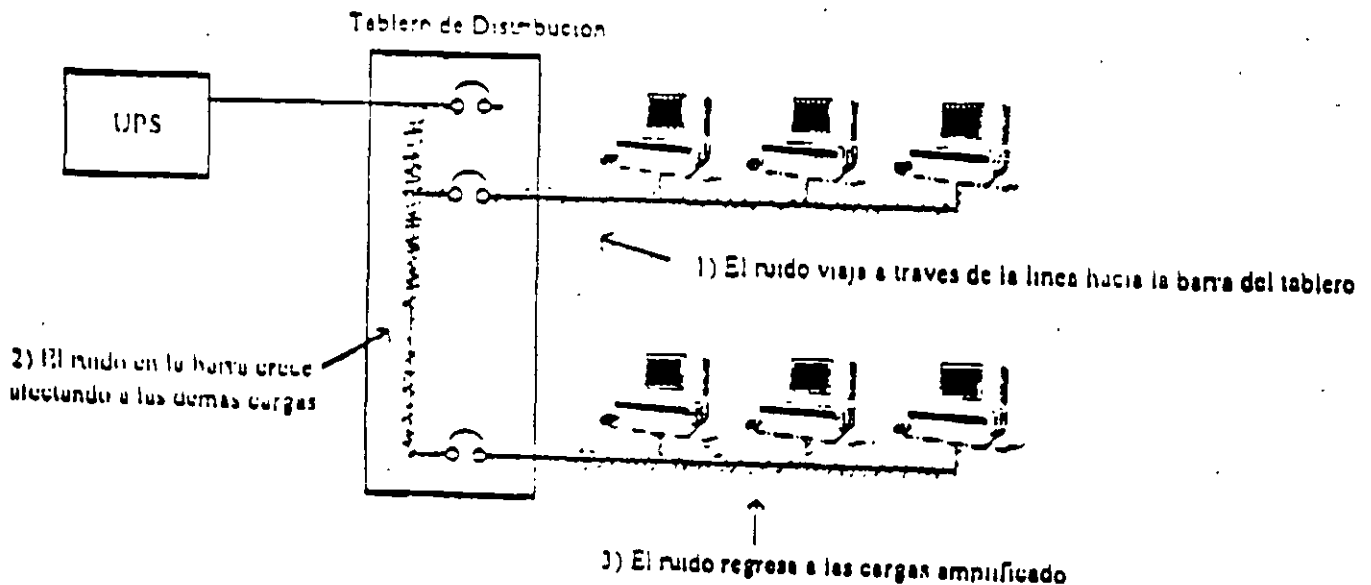
Se debe colocar por lo menos un equipo de exposición Alta-Media en el tablero principal de distribución, y equipos de exposición Mediana-Baja en los tableros últimos de distribución, que alimentan directamente a las cargas. De esta forma un transitorio de alto nivel será atenuado a la entrada y no aprovechará la impedancia de todo el sistema eléctrico para inducir tensión en neutro y tierra. El equipo de exposición baja terminará de suprimir el pico y filtrará el ruido de alta frecuencia.

*** RUIDO DE ALTA FRECUENCIA.**

El ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría internamente, es decir, dentro de las instalaciones del cliente. Balastras electrónicas, interferencia electromagnética de motores o estaciones de radio, atenuadores, capacitores para corrección del factor de potencia y especialmente los equipos electrónicos generan este tipo de ruido.

Los equipos (computadoras p.ej.) que hacen competitivas a las organizaciones, demandan energía de manera tal que se generan problemas internamente (alta distorsión armónica, transitorios, ruido), afectando al medio circulante. De ahí que los productos no solo se deben proteger contra fenómenos externos sino también, y cada día más contra los que provocan cargas propias de los usuarios.

El ruido de alta frecuencia transgrede la protección del UPS. Además el ruido de alta frecuencia se genera en su mayoría por las mismas cargas. Este ruido viaja a través de la línea hasta la barra del tablero más cercano, en donde se suma con el demás ruido, haciéndose más grande y afectando a las máquinas en su camino de regreso. Es necesario filtrar este ruido en el tablero de distribución.



* PROBLEMATICA.

Cualquier dispositivo con "cerebro" (lógica digital o microprocesadores) es sensible al ruido de alta frecuencia. Durante su estado digital de "1" o "0" lógico, el dispositivo es muy estable. En el momento de transición entre estos estados, se vuelve un amplificador retroactivo (feedback) que aumenta el ruido de alta frecuencia montada en la señal, teniendo la salida un 50% de posibilidades de ser errónea. Lo anterior, también puede dar origen a funciones de comandos erróneos, degradación de componentes, etc.

* SOLUCIONES.

- * Utilizar transformadores de aislamiento con 2 ó 3 pantallas para eliminar el modo común y un filtro para eliminar el modo normal.
- * Utilizar transformadores ferrosesonantes para eliminar los modos común y normal en áreas industriales donde la disipación del calor no es problema.

FLUCTUACIONES DE TENSION.

* PROBLEMATICA.

Daño al equipo de cómputo causado por tensiones altas constantes, picos momentáneos que pueden degradar los componentes de equipos, errores en datos del sistema de cómputo, pérdida de datos causados por interrupciones debidas a tensiones bajas constantes, reducciones momentáneas que pueden causar parpadeos y posibles interrupciones.

* CAUSAS.

- * Arranque y paro de motores grandes.
- * Arranque y paro de impresoras Laser, calentadores de agua, etc.
- * Soldadoras de arco.
- * Interrupciones de la compañía suministradora.
- * Alta impedancia en el punto de utilización.

* SOLUCIONES.

- * Uso de regulador electrónico en cuartos de cómputo.
- * Uso de regulador ferrosesonante donde la disipación de calor y el ruido audible no es problema.

INTERRUPCIONES DE ENERGIA ELECTRICA.

* PROBLEMATICA.

- * Pérdida total de datos.
- * Pérdida total de programas.
- * Pérdida de producción.
- * Otros

* CAUSAS.

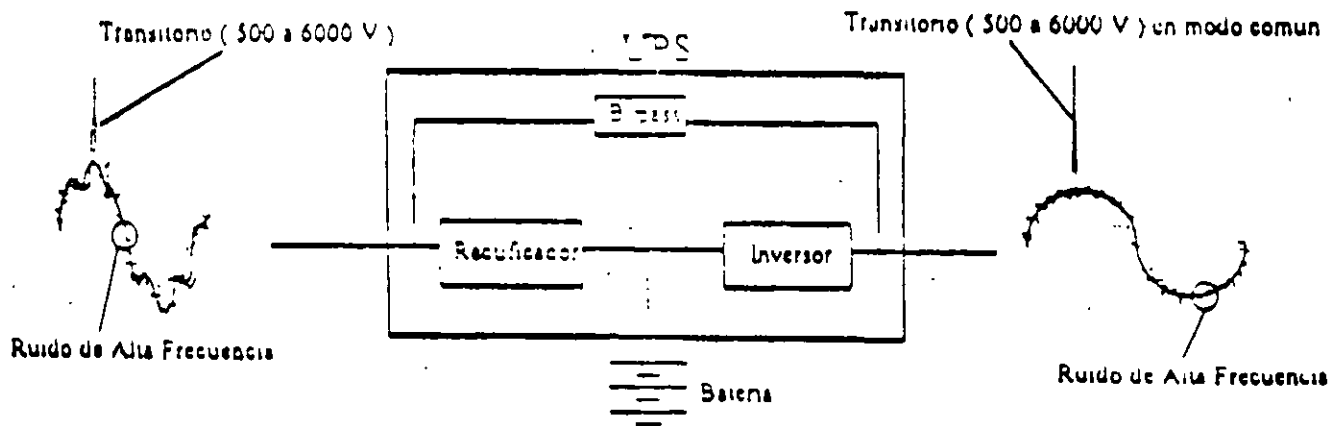
- * Externas: Rayos, sobrecargas en las líneas de la compañía suministradora, interrupciones en el sistema.
- * Internas: Disparo de interruptores, caídas momentáneas de tensión.

* SOLUCIONES.

- * Utilizar un sistema ininterrumpible de energía (UPS).

Un sistema de fuerza ininterrumpible no constituye la protección total para una carga crítica. Tanto la IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineer) como grupos, instituciones y estudios de "POWER QUALITY" (que en los últimos tres años han generado gran atención), demuestran contundentemente esta realidad.

Los fenómenos transitorios de tensión y el ruido de alta frecuencia transgreden constantemente la protección del UPS aún cuando éste sea doble conversión, "true On-line", y alcanzan a las cargas electrónicas sensibles.



El UPS contiene elementos digitales con uniones de semiconductores que también son sensibles al ruido de alta frecuencia y sobre todo a los transitorios de alta tensión, cuyos efectos incluyen desde degradar su funcionamiento hasta quemar los componentes, según la magnitud del transitorio.

El punto anterior conlleva al hecho que ya no son las prácticas de proyecto e instalación eléctricos de hoy, iguales a los que solían ser en el pasado. La práctica del "POWER QUALITY" para cargas electrónicas sensibles, exige el diseño de instalaciones Grado Computador, irresistiblemente asociadas a la aplicación de productos TVSS.

INSTALACIONES GRADO COMPUTADOR.

El libro esmeralda de la IEEE es la publicación que contiene las recomendaciones para una instalación grado computador. En este se indica la aplicación de sistemas TVSS, así como los siguientes puntos :

Para cualquier instalación de cargas críticas grado computador, es necesario que la carga cuente con un contacto IG (tierra aislada) para evitar que el ruido eléctrico de alta frecuencia (ring wave) generado por las fuentes internas de las computadoras (switch power mode supply) se retroalimente a la carga.

A continuación se muestra el diagrama a bloques del standard IEEE 1100-1993 para alimentación de cargas críticas. El bloque representado como carga no necesariamente es la computadora, sino cualquier UPS o cargas que contengan tarjetas impresas y circuitos impresos, el cual debe tener referencia aislada a tierra.

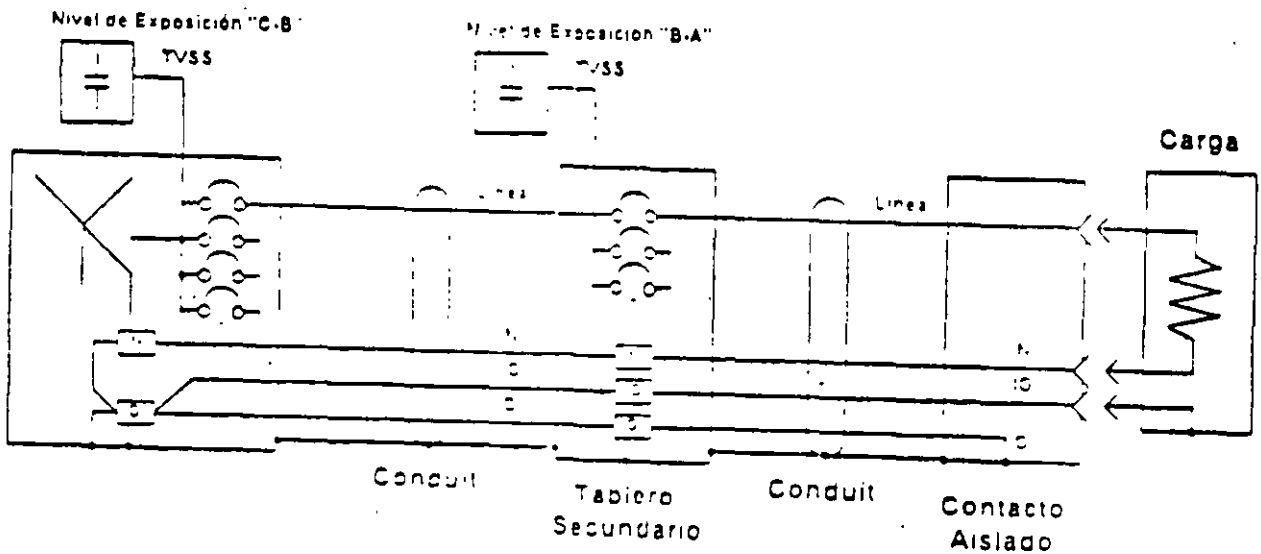
Las instalaciones grado computador se realizan bajo standard IEEE 1100-1993 libro esmeralda. Para lograr una instalación grado computador la IEEE estipula en su publicación los siguientes requerimientos :

- * Tierra electrónica aislada.
- * Tierra de seguridad.
- * Para cargas monofásicas no lineales dimensionar el neutro al doble para soportar las armónicas.
- * Contactos IG.
- * Sistemas TVSS por lo menos en los niveles de exposición "A" y "B" debido a que un transitorio externo debe ser atenuado desde la acometida para evitar que genere inducción de potencial en neutro y tierra.

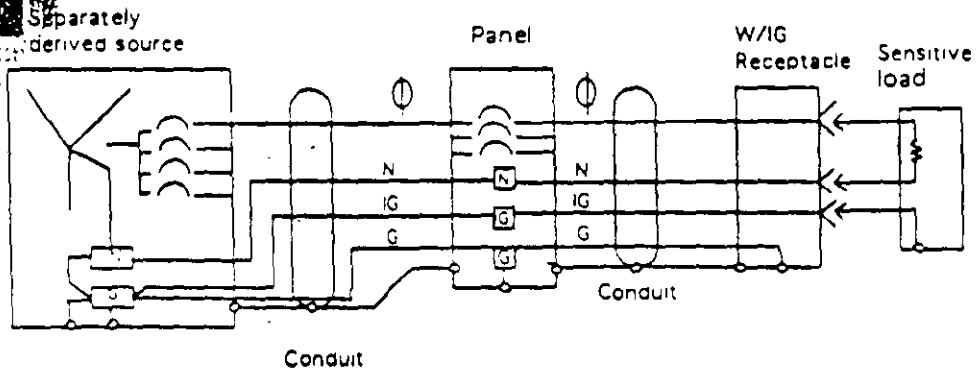
TABLEROS DE DISTRIBUCION GRADO ELECTRONICO (EGP'S "ELECTRONIC GRADE PANELS):

- * Contiene la protección que brinda el equipo de exposición Mediana a Baja.
- * La capacidad del neutro es del doble de la línea.
- * Tanto la barra del neutro como la barra de "tierra" electrónica, están preraradas mecánica y eléctricamente para efectuar desde allí una distribución radial de lso conductores.
- * Tiene diferenciada la "tierra" de seguridad de la electrónica; la primera conectada al gabinete, la segunda aislada del mismo y del resto de los elementos.
- * Ambas barras también (neutro y tierra electrónica), se encuentran aisladas del gabinete y entre sí.

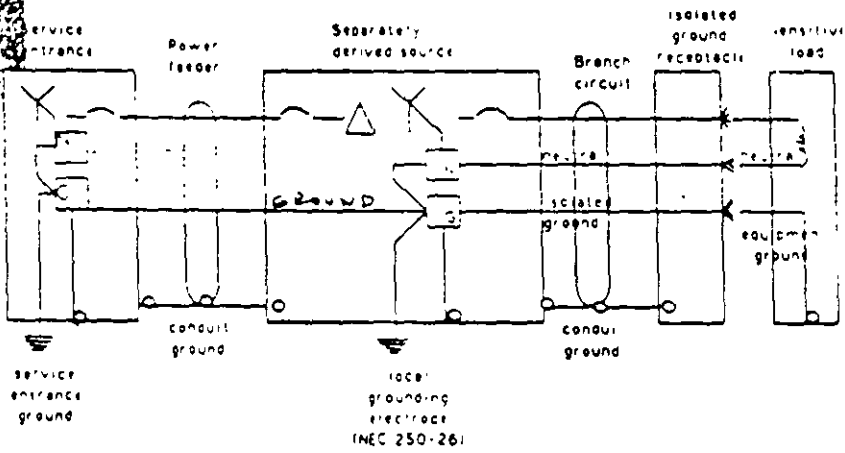
El diagrama IEEE lo muestra como sigue :








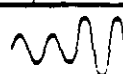

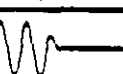
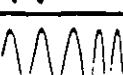
bro Esmeralda



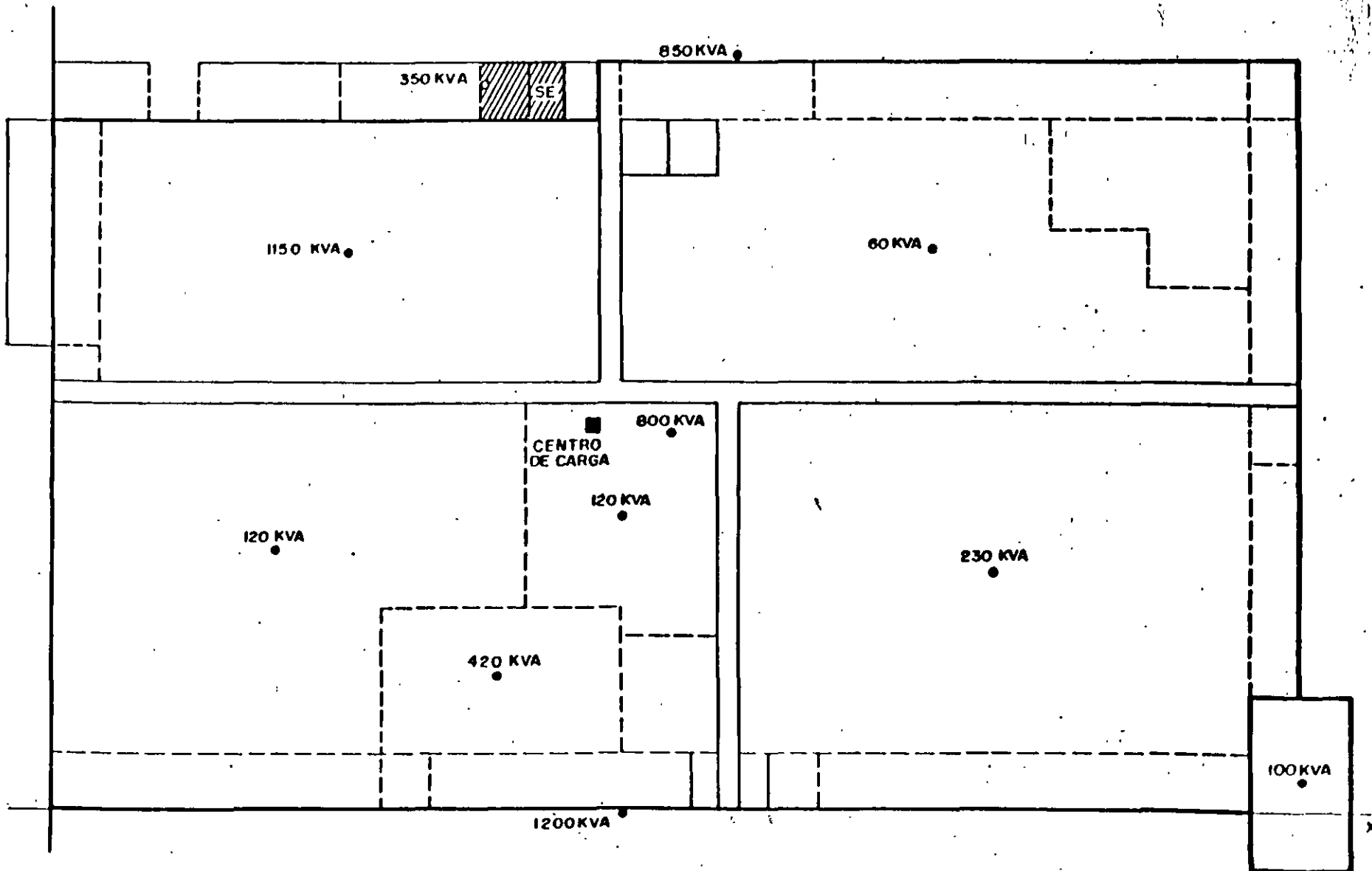
bro Esmeralda



A continuación se presenta un cuadro comparativo que involucra la utilización de diversas tecnologías para lograr una protección TOTAL a través de equipos e instalación grado computador. Se debe observar que el UPS no presenta la protección total del sistema; se requiere además de sistemas de acondicionamiento TVSS para la supresión de transitorios y ruido de alta frecuencia.

CONDICION DE CALIDAD PARA ALIMENTACION ELECTRICA		Acondicionador de linea TVSS	UPS tecnologia True On-Line	Plantas de Emergencia	Instalación Eléctrica
 Transitorios	Modo Común				
	Modo Normal				
 Ruido	Modo Común				
	Modo Normal				
 Distorsion de Onda					
 Distorsion Harmonica					
 Bajas de Voltaje					
 Altas de Voltaje					
 Interrupcion Momentanea					
 Interrupcion Prolongada					
 Variacion de Frecuencia					

En donde el color claro indica poca a baja protección, y el color oscuro indica alta protección.



5.- MEMORIA DE CALCULO.

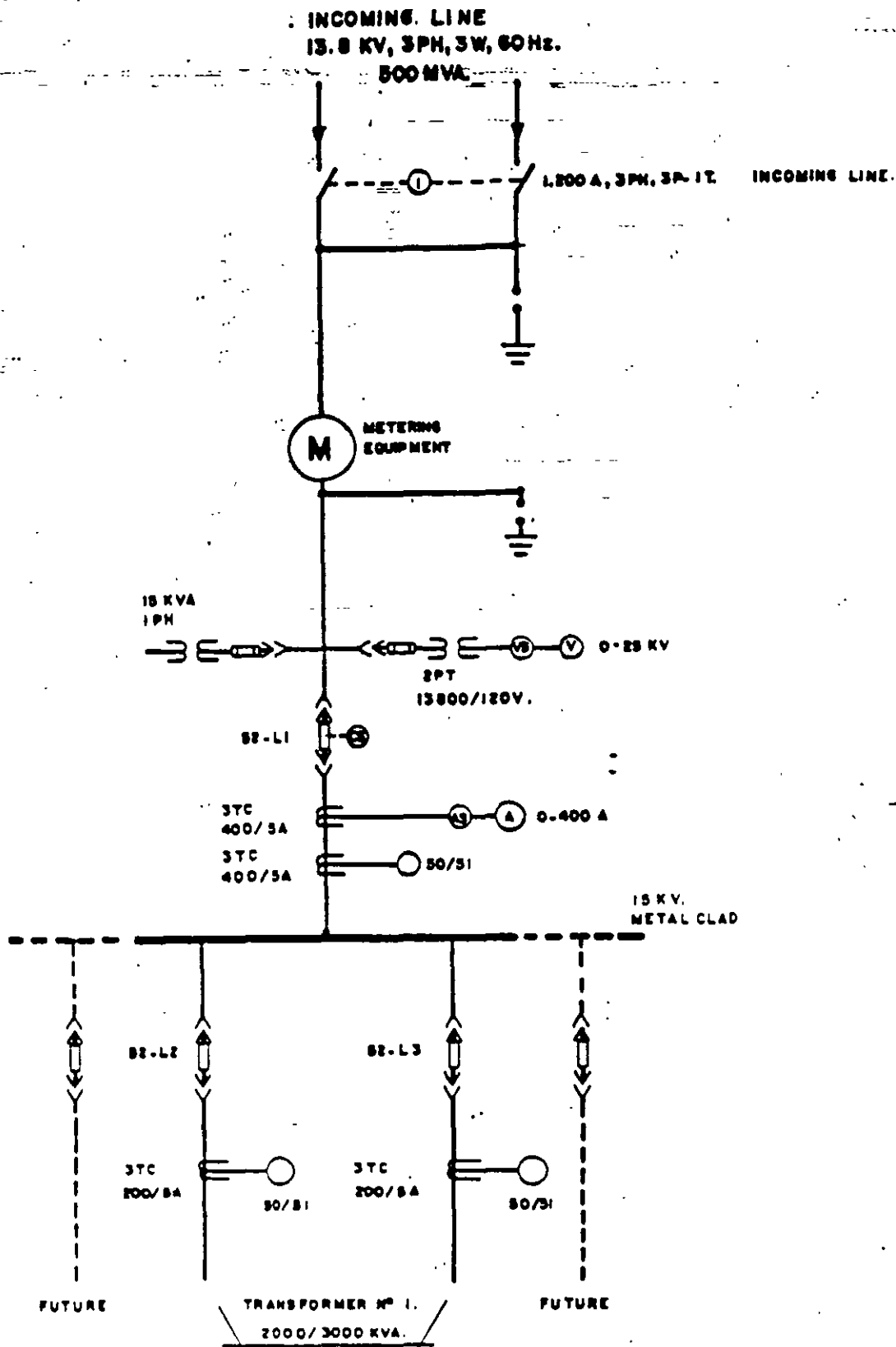
b1) - CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'				EJE Y Y'			
		Signo	Dist de Pol.	Mom.(+)	Mom.(-)	Signo	Dist de Pol.	Mom.(+)	Mom.(-)
1	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
2	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
3	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
4	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
5	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
6	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
7	15	•	13.0	195.0		•	150.0	2,250.0	
8	75	•	6.0		450.0	•	130.0	9,750.0	
9	1	•	10.5	10.5		•	49.0	49.0	
10	2	•	8.8	17.6		•	49.0	97.0	
11	2	•	6.6	13.2		•	49.0	147.0	
12	4	•	5.2	20.8		•	49.0	196.0	
13	3	•	2.5	7.5		•	49.0	147.0	
14	7.5	•	1.4	10.5		•	41.0	291.1	
15	1/2	•	5.8	2.9		•	43.4	21.9	
16	1/16	•	0	-		•	14.1	2.1	
17	5	•	2.0	10.0		•	16.0	160.0	
18	5	•	4.0	20.0		•	26.2	131.0	
19	5	•	1.0	5.0		•	29.0	145.0	
20	1/2	•	6.3	3.15		•	24.0	14.0	
21	1/4	•	0	-		•	27.2	6.4	
22	11/2	•	1.5	2.3		•	23.0	30.5	
23	1	•	1.5	1.5		•	23.0	23.0	
24	11/2	•	1.5	2.3		•	23.0	30.5	
25	1	•	1.5	1.5		•	21.0	21.0	
26	5	•	15.5	51.0		•	21.8		100.0
27	30	•	11.0	130.0		•	37.3		1114.0
28	14.247W								
29	0.757W								
30	1/2	•	10.4	5.2		•	50.0		16.7
31	1	•	2.5	2.5		•	49.0		49.0
32	0.5	•	4.5	4.5		•	45.0		44.1
33	1/4	•	5.4	2.7		•	49.5		12.4
34	AD								
35	3	•	17.0	51.0		•	4.0	12.0	
36	3	•	24.0	72.0		•	4.0	12.0	
37	3	•	33.0	99.0		•	4.0	12.0	
38	3	•	44.0	132.0		•	4.0	12.0	
39	1/2	•	20.4	10.2					
40	1	•	20.4	20.4					
41	2	•	20.4	40.8					
42	1/2	•	15.6	7.8					
43	1	•	15.6	15.6					
44	2	•	15.6	31.2					
45	1/4	•	12.8	6.4		•	47.7	21.5	
46	15	•	11.7	94.5					
47	1/4	•	61.00	15.25					
48		•	61.0	76.25		•	47.0	47.0	

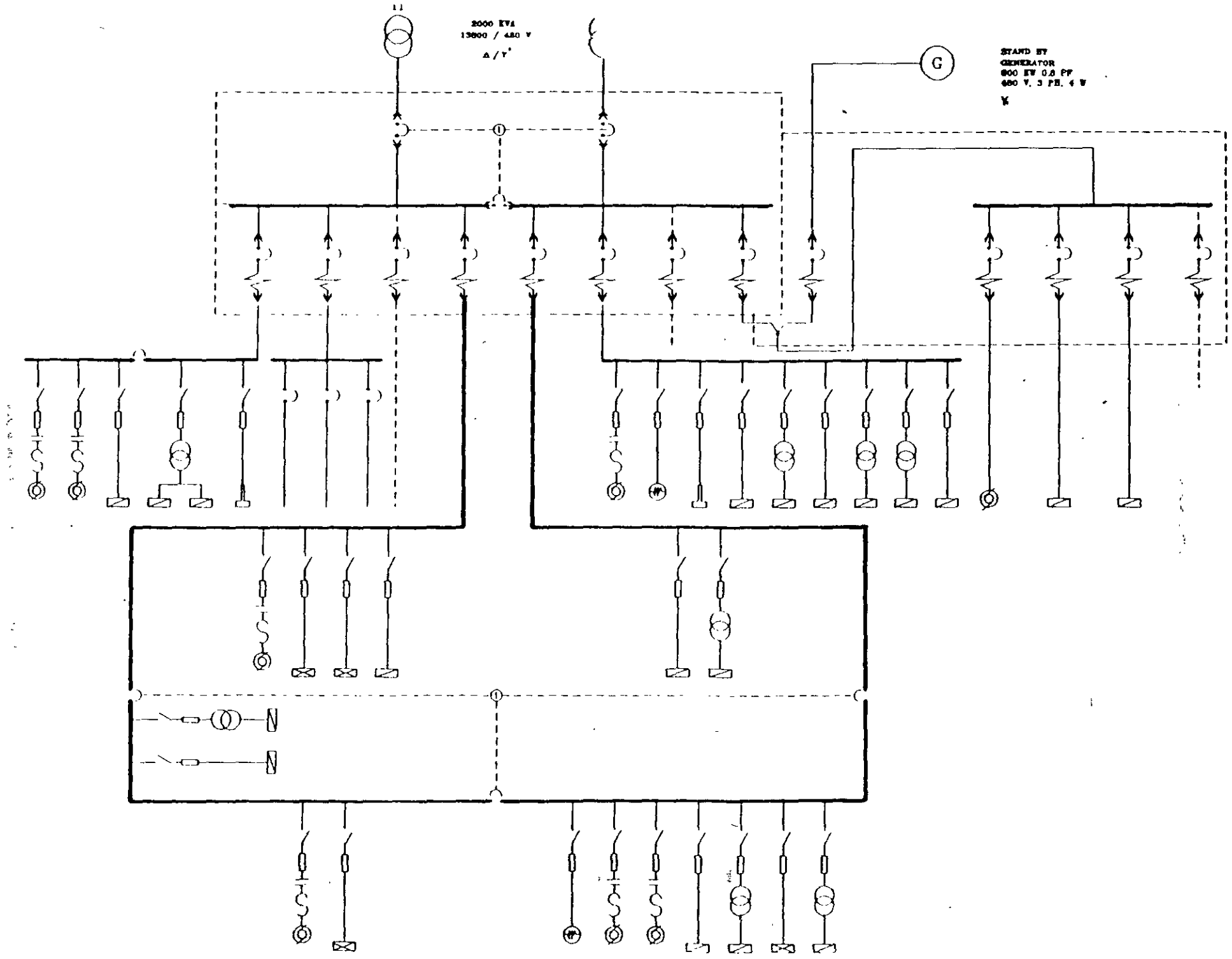
5.- MEMORIA DE CALCULO.

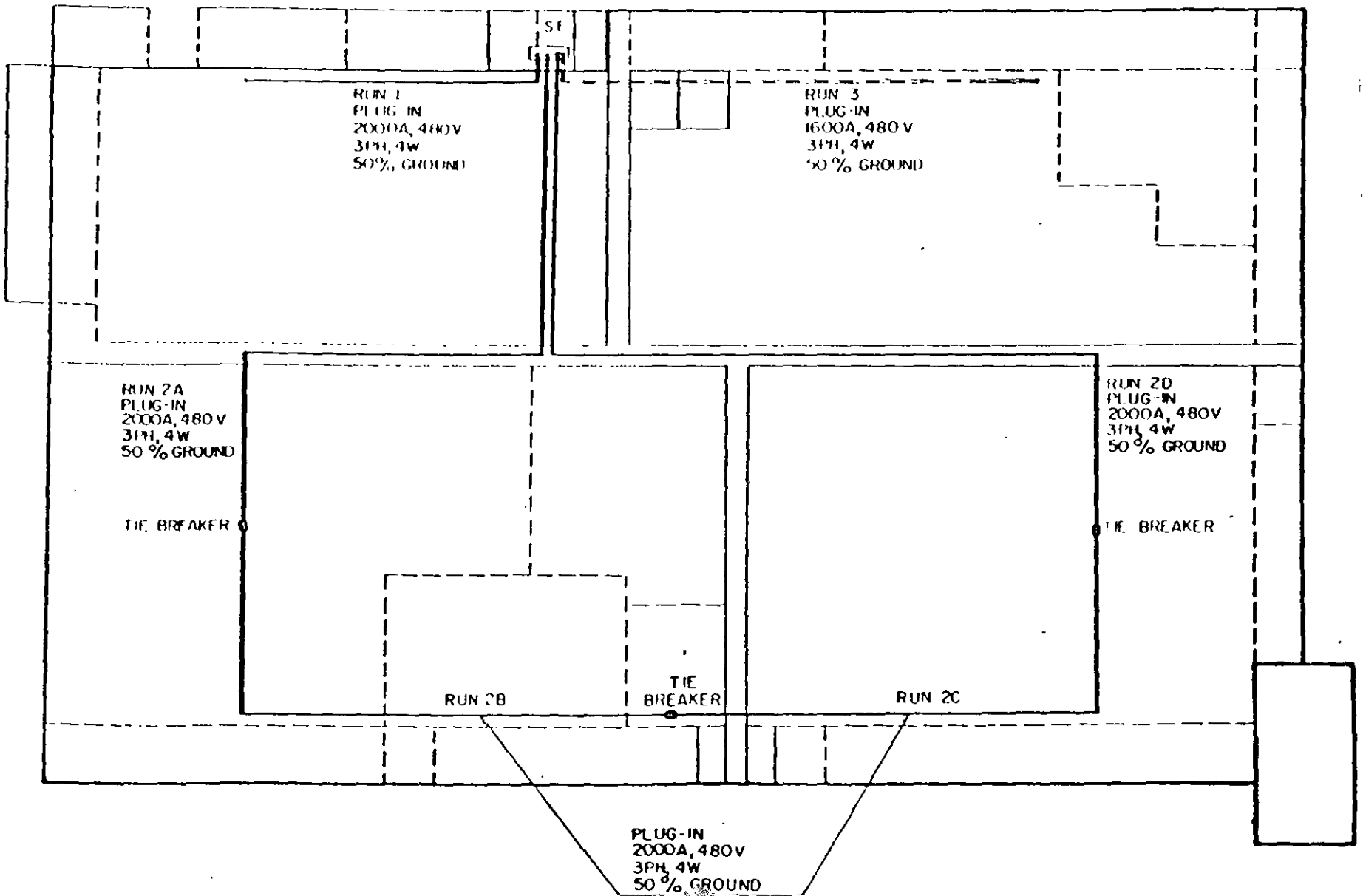
b2) CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

MOTOR Nº	HP	EJE X X'		EJE Y Y'		
		Dist. de Ref. (m)	Dist. Motor (m)	Dist. de Ref. (m)	Dist. Motor (m)	
47		64.0	64.0	40.9	40.9	
50		64.0	64.0	14.7	14.7	
51	1/2	64.0	32.0	28.4	28.4	
52	1/2	64.0	32.0	15.8	7.9	
53	1/2	64.0	32.0	2.5	2.8	
54	1	62.0	144.0	5.0		
55	1/4	62.0	15.5	5.0		
56	1/2	64.5	122.8	4.5	11.8	
57	1/2	64.0	185.0	8.5	6.8	
58	1/2	64.0	32.0	15.7	7.9	
59	1	64.5	128.0	32.0	44.0	
60	1/2	75.0	37.5	37.6	18.8	
61	10	55.0	1,410.0			
62	15	53.0	825.0			
63	20	53.0	1,100.0			
64	5	55.0	275.0			
65	1/4	46.5	12.4	30.7	23.0	
66	10	56.5	1,150.0	30.7	450.0	
67	1/2	72.0	18.0	30.7	11.4	
68	1	6.5	28.5	62.5	201.5	
69	1/2	6.5	34.3	62.5	52.8	
70	1/4	22.5	27.5	61.5	23.0	
71	2	9.0	18.0	71.0	147.6	
72	2	11.5	23.0	72.0	172.0	
73	1/2	9.0	67.5	74.00	155.6	
74	1/2	22.5	86.3	74.0	555.0	
75	1/2	11.4	22.8	45.0	67.5	
76	1/2	13.4	6.7	4.0	2.0	
77	1	13.3	6.7	4.0	7.0	
78	1/2	15.3	7.7	104.0	4.7	
		455.00		18,478.04	4,328.0	
		23.5	5,555.77	32.4	12,117.24	
1	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
2	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
3	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
4	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
5	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
6	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
7	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
8	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
9	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
10	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
11	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
12	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
13	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
14	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
15	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
16	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
17	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
18	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
19	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
20	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
21	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
22	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
23	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
24	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
25	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
26	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
27	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
28	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
29	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
30	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
31	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
32	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
33	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
34	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
35	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
36	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
37	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
38	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
39	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
40	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
41	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
42	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
43	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
44	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
45	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
46	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
47	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
48	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
49	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
50	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
51	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
52	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
53	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
54	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
55	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
56	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
57	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
58	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
59	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
60	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
61	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
62	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
63	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
64	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
65	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
66	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
67	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
68	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
69	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
70	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
71	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
72	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
73	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
74	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
75	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
76	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
77	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
78	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
79	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
80	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
81	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
82	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
83	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
84	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
85	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
86	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
87	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
88	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
89	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
90	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
91	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
92	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
93	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
94	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
95	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
96	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
97	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
98	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
99	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	
100	100	45.5	1,440.0	74.10	741.0	



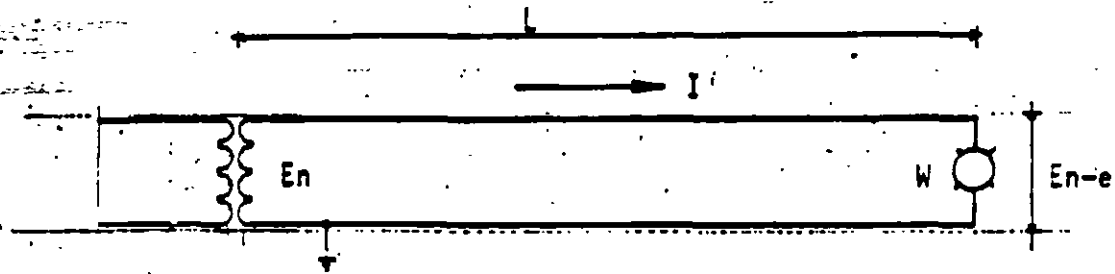
SINGLE LINE DIAGRAM.





FORMULAS USADAS:

Monofásico a dos hilos.



$$W = E_n I \cos \theta \dots\dots\dots 1$$

$$e = R I \dots\dots\dots 2$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \dots\dots\dots 3$$

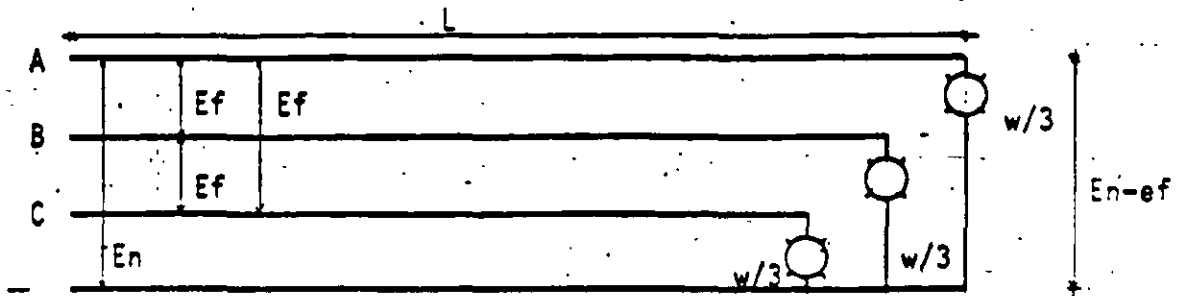
$$\rho = \frac{1}{58} \text{ } \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \text{ } \approx 20^\circ\text{C} \dots\dots 4 \qquad 0.0172$$

$$\rho = \frac{1}{50} \text{ } \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \text{ } \approx 60^\circ\text{C} \dots\dots 5 \qquad 0.0200$$

$$e = R I = \frac{\rho}{S} \cdot 2 L \cdot I = \frac{2 L I}{50 S} = \frac{L I}{25 S} \text{ volt para } 60^\circ\text{C} \dots\dots 6$$

$$e\% = \frac{e}{E_n} \cdot 100 = \frac{L I}{25 S E_n} \cdot 100 = \frac{4 L I}{S E_n} \dots\dots\dots 7$$

SISTEMA 3 FASES, 4 HILOS



$$W = 3 E_n I \cos \theta ; E_n = \frac{E_f}{\sqrt{3}} ; W = 3 \frac{E_f}{\sqrt{3}} I \cos \theta = \sqrt{3} E_f I \cos \theta$$

$$W = \sqrt{3} E_f I \cos \theta \dots \dots \dots 1$$

$$1 \theta \quad \text{---} \quad e_n = R I \dots \dots \dots 2$$

$$3 \theta \quad \text{---} \quad e_f = 3 e_n = \sqrt{3} R I \dots \dots \dots 3$$

$$R = \frac{\rho}{S} \cdot L \dots \dots \dots 4$$

$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega / \text{m/mm}^2 \text{ a } 20^\circ\text{C} = 0.0172 \quad \Omega / \text{m/mm}^2 \dots \dots \dots 5$$

$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega / \text{m/mm}^2 \text{ a } 50^\circ\text{C} = 0.0200 \quad \Omega / \text{m/mm}^2 \dots \dots \dots 6$$

$$e_f = \sqrt{3} R I = \sqrt{3} \left(\frac{\rho}{S} \cdot L \right) I = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S} \text{ volts para } 50^\circ\text{C} \dots \dots 7$$

$$e\% = \frac{e_f}{E_f} \times 100 = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S E_f} \times 100 = \frac{2\sqrt{3} L I}{S E_f} \dots \dots \dots 8$$

COMPARACION DE ESPESORES * : USA. VS MEX.

CONDUIT DE 19 mm.

	RMC	CED 40	IMC	PGG	EMT	PDG
DIAMETRO EXTERIOR	26.67		26.14	25.40	23.42	23.50
DIAMETRO INTERIOR	20.93		21.92	22.40	20.93	21.40
ESPEJOR DE LA PARED	2.87	2.87	2.11	1.52	1.24	1.06

RMC = RIGID METAL CONDUIT.

CED.40

NORMA
NMX-B-208

IMC = INTERMEDIATE METAL CONDUIT.

PGG

NMX-B-209

EMT = ELECTRIC METALLIC TUBE.

PDG

NMX-B-210

* VALORES EN mm.

Metal Conduit

Rigid Metal Conduit.



NEC 346-3

Conduit must be encased in a concrete layer at least 2" thick to be buried in a cinder fill, or it must be buried at least 18" below the cinder fill.

NEC Table 300-5

Conduit must be buried at least 8" deep with exceptions per 300-5.

NEC 346-7, 8

Conduit ends must be reamed after cutting with bushings over the ends of conduit.

NEC 346-11

Total bends in a run of conduit must not exceed 360°.

NEC 346-1(b)

Where possible, boxes and fittings must be of the same material to prevent galvanic action. Aluminum fittings are an exception.

NEC 346-12

Conduit must be supported every 10' and within 3' of every outlet or fitting with two exceptions per Table 346-12.

NEC 346-5

The smallest size conduit permitted is 1/2", with two exceptions:

Size 1/4" conduit may be used to connect a motor that is separated from the motor box. [430-145(b)]

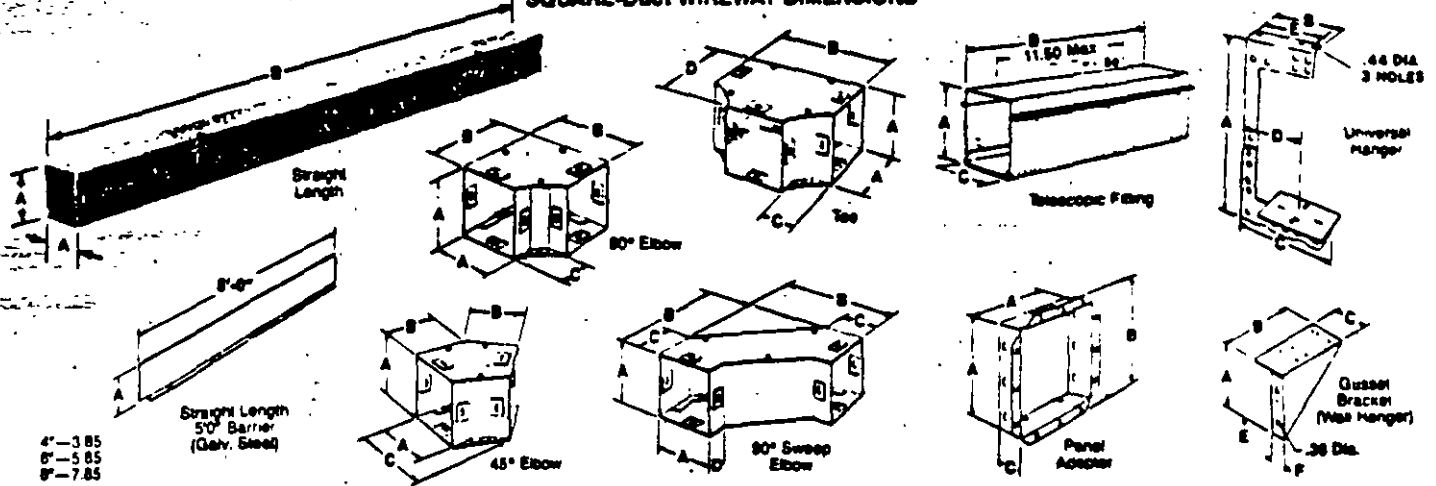
NEC 346-15

General requirements are:

1. Must be shipped in 10' lengths.
2. Nonferrous, corrosion-resistant conduit must be so marked.
3. Manufacturer's name must appear on each length of conduit.

General rules for using rigid metal conduit.

SQUARE-Duct WIREWAY DIMENSIONS



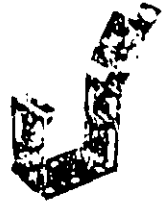
DIMENSIONS IN INCHES—SQUARE-Duct WIREWAY

2 1/2" x 2 1/2" — Knockouts 1/2, 3/4					4" x 4" — Knockouts 1/2, 1 1/4					6" x 6" — Knockouts 1/2, 1 1/4, 1 3/4, 2					8" x 8" — No Knockouts					12" x 12" — No Knockouts				
Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D	Cat No	A	B	C	D
LD21	2 63	12			LD41	4 13	12			LD61	6 13	12			LD81	8 13	12			LD121	12 13	12		
LD22	2 63	24			LD42	4 13	24			LD62	6 13	24			LD82	8 13	12			LD122	12 13	24		
LD23	2 63	36			LD43	4 13	36			LD63	6 13	36			LD83	8 13	36			LD123	12 13	36		
LD24	2 63	48			LD44	4 13	48			LD64	6 13	48			LD84	8 13	48			LD124	12 13	48		
LD25	2 63	60			LD45	4 13	60			LD65	6 13	60			LD85	8 13	60			LD125	12 13	60		
LD210	2 63	120			LD410	4 13	120			LD610	6 13	120												
LD290L	2 63	4.83	2.00		LD490L	4 13	6 13	12 00		LD690L	6 13	8 75	2 63		LD88L	8 13	10 75	2 63		LD1290L	12 13	14 75	2 63	
LD245L	2 63	2 88	3 85		LD490LS	4 13	9 49	12 88	1 22	LD690LS	6 13	14 11	4 44	1 22	LD845L	8 13	5 88	9 97		LD1245L	12 13	7 57	14 00	
LD225L	2 63	2 70	3 45		LD445L	4 13	3 50	5 35		LD645L	6 13	5 00	7 88											
LD27	2 63	6 63	2 00	4 63	LD425L	4 13	2 63	4 84		LD625L	6 13	3 63	7 04		LD88T	8 13	13 36	2 63	10 75	LD127	12 13	17 37	2 63	14 75
LD2J	2 63	6 63	2 00		LD4T	4 13	8 13	2 00	6 13	LD6T	6 13	11 38	2 63	8 75	LD88J	8 13	13 36	2 63		LD12J	12 13	17 37	2 63	
LD2TF	2 94	15 00	2 88		LD4TF	4 40	15 00	4 50		LD6TF	6 44	15 00	6 31		LD88H	20 70	5 54	10 08	5 13					
LD2H	10 00	4 31	14 38	3 09	LD4H	11 63	4 31	16 00	3 94	LD6H	17 00	5 44	18 12	5 08	LD88A	7 96	9 85	1 37		LD12H	28 70	10 85	14 85	8 85
LD2GB	3 81	3 81	12 42		LD4GB	5 18	5 12	2 42		LD6GB	7 16	7 12	2 42											
LD22A*	2 46	3 69	11 36		LD44A	3 96	5 20	11 36		LD66A*	5 96	7 19	1 60											

* No connectors required — installed effective length (A) is 1/2"

SQUARE-Duct ADAPTER-CONNECTORS (connects SQUARE-Duct Wireway to competitor's wireway)

Catalog No	List Price	Circ AW Answ	Columba	Data	Hornan Eng	Keystone	Queens	Sun	Universal	Wegmann
LD2KC	8 9.10		X	X	X	X	X	X	X	X
LD4KC	11 40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD4AC	11 40	X			X		X	X		X
LD6KC	14 40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD6AC	14 40	X			X		X	X		X
LD8AC	17 50	X	X	X	X	X	X	X	X	X



RAINTIGHT TROUGHS

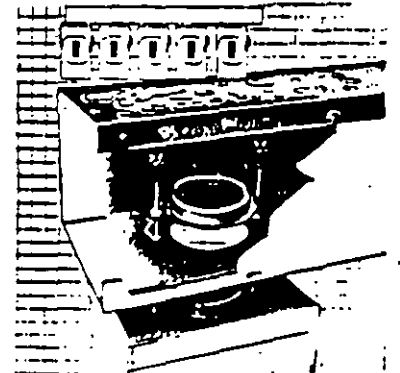
Raintight Troughs are for ganging meter devices, panels, switches, and circuit breaker enclosures. Each length is a completely enclosed section with a removable cover that has a provision for sealing. Two sizes of knockout patterns are on the 4"x4" and 6"x6" sizes: one concentric knockout pattern (1/2", 3/4", 1", 1 1/4") and two tangential knockout patterns (1/4", 1 1/4", 2", 2 1/4") per foot on three inch centers. These knockouts provide easy ganging of service equipment. For 200 ampere and below devices .31" x .375" knockouts allow direct coupling via the BC200 box coupler. Raintight troughs are constructed of galvanized steel with ANSI-49 gray epoxy paint applied by a cationic electrodeposition paint process over a corrosion resistant phosphate primer. Raintight trough is Underwriters' Laboratories listed, File No. E6625 as steel enclosed wireway and auxiliary gutter (horizontal mounting only). Conforms to NEMA Type 3R.

RAINTIGHT TROUGH STRAIGHT LENGTHS STOCK ITEMS

Description	4" x 4" — Knockouts		6" x 6" — Knockouts		8" x 8" — No Knockouts	
	Catalog No	Price	Catalog No	Price	Catalog No	Price
1 Foot Length	RD41	\$32 00	RD61	\$40 00		
2 Foot Length	RD42	40 00	RD62	48 00	RD82	88 00
3 Foot Length	RD43	51 00	RD63	69 00	RD83	110 00
4 Foot Length	RD44	62 00	RD64	88 00	RD84	142 00
5 Foot Length	RD45	72 00	RD65	107 00	RD85	168 00

BOX COUPLING FOR "RB" DEVICES

Designed for connecting wireway or other enclosures to units have the RB panel or provisions. Provides bushed opening equal to 2" conduit. Eliminates the need for conduit tapping.	Catalog No	Price
	BC200	\$9 10



DP CATALOG REFERENCE CLASS 5100

COMMERCIAL NET PRICES

CABLE TRAY

GENERAL

Cable tray is an economical raceway system designed to support and protect electrical wire and cable. Article 318 of the National Electric Code® (NEC®) permits cable tray in a wide variety of indoor and outdoor applications. The N.E.C. also has permitted cable tray for use as an equipment ground conductor since 1975.

Cable tray systems can provide significant advantages in cable fill over other wiring methods. This can provide savings in the size or number of raceways required thereby reducing both material and labor costs.

In many cases the N.E.C. permits greater conductor ampacities in cable tray than for other wiring methods. Under certain conditions, the N.E.C. allows "Free Air" rating of large, single conductor power cable (250 MCM & larger) in ventilated cable tray systems. This can provide

significant savings in conductor costs.

Cable tray permits much greater spacing between support hangers than for most other systems, providing savings in support costs and installation labor. Square D cable trays are available for support spacings ranging from 8 to 20 foot support spans.

Square D ladder, trough, solid bottom, and channel type tray is available in steel and aluminum, and in varying width and load depths for many applications including primary service entrance, main power feeders, branch wiring, instrument and communications cable.

Square D cable tray is built in general accordance with National Electrical Manufacturers' Association (NEMA) Standards Publication VE-1 (current issue 1984).

VARIOUS TYPES OF CABLE TRAY

Ladder-type cable tray consists of two longitudinal side rails connected by individual cross members or rungs. Square D ladder designs are very popular due to their versatility and lower costs. They also provide: maximum ventilation for conductor cooling, smooth edges on side rails and rungs to protect cables, and slots (double rung design) for easy cable fastening when required.

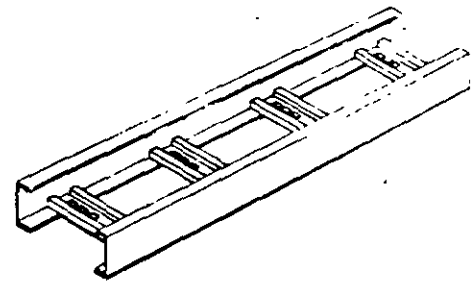
Various rung spacings are available (6, 9, 12 and 18 inches) to provide support for most cables, from small flexible cables to the most rigid interlocked armor power cable. Nine inch rung spacing is the most popular since it provides support for the widest range of cable sizes.

Trough-type cable tray consists of two side rails with closely spaced rungs or ventilated bottoms. It provides maximum cable support while maintaining adequate openings to permit air circulation for cable cooling. Trough trays are most often used (in lieu of ladder trays), to provide additional support and protection for smaller signal, communication, and instrumentation cables.

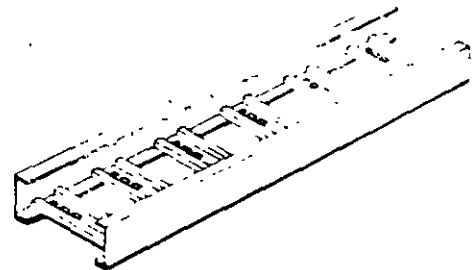
Square D trough designs also provide smooth surfaces and adequate openings for cable dropouts, without the need for cutting of trough bottom materials.

Solid bottom cable tray consists of two side rails connected with a corrugated or reinforced solid bottom. Solid bottom trays are most often used to provide electrical or magnetic shielding for very sensitive communications and signal circuitry. Solid bottom trays also provide maximum protection of cables, but require a reduction in cable fill from ladder or ventilated trough trays.

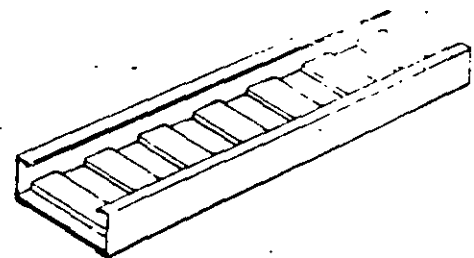
Channel-type tray is of one piece construction and is available in 4½ and 6 inch widths. It is most often used in place of conduit to carry one or two cables from a main cable tray run to individual equipment or termination points. Square D channel is offered in ventilated and solid designs.



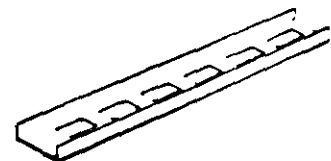
LADDER
TYPE



TROUGH
TYPE



SOLID
BOTTOM
TYPE



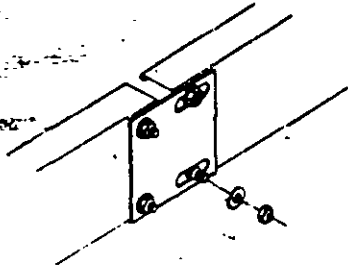
CHANNEL
TYPE



CABLE TRAY

ACCESSORIES

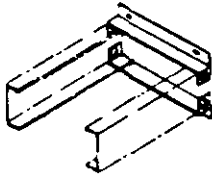
EXPANSION SPLICE PLATE



Used to permit one inch expansion/contraction and across building expansion joints. Supplied in pairs. Hardware included. (Supports should be located in close proximity to these splices.)

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/4"	ALUM.	CJA-3EX
	STEEL	CJS-3EX
4 1/4"	ALUM.	CJA-4EX
	STEEL	CJS-4EX
6"	ALUM.	CJA-5EX
	STEEL	CJS-5EX

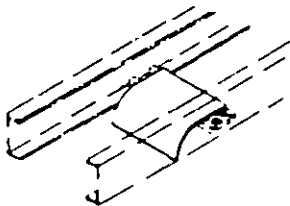
BOX CONNECTOR



For connection of tray to box or panel. Fits any tray height. (Insert tray width to complete catalog number.) Supplied with hardware.

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
ALL	ALUM.	CBCA-(W)
	STEEL	CBCS-(W)

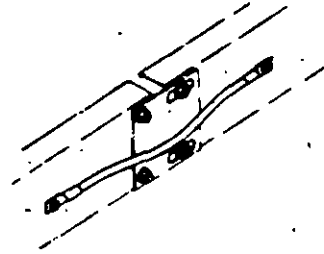
DROPOUT



Provides a round radiused surface for cable exit from bottom of tray. Specify width. Hardware not required.

RUNG TYPE	MATERIAL	CATALOG NO.
DOUBLE	ALUM	CDODA-(W)
	STEEL	CDODS-(W)
BOX	ALUM	CDOBA-(W)
	STEEL	CDOBS-(W)

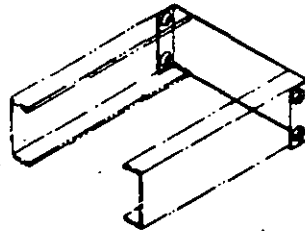
BONDING JUMPER



Used to assure proper ground continuity across expansion or adjustable splice plates. Supplied in pairs. (One jumper must be used on each side of tray.) Hardware included.

RATING	CATALOG NO. (Pair)
800 AMP	CBJ-800
2000 AMP	CBJ-2000

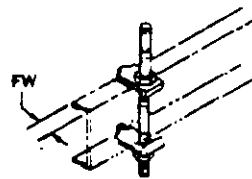
END PLATE



Closure for trays that dead end (particularly solid bottom type). Specify width. Supplied with hardware.

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/4"	ALUM.	CEPA3-(W)
	STEEL	CEPS3-(W)
4 1/4"	ALUM.	CEPA4-(W)
	STEEL	CEPS4-(W)
6"	ALUM	CEPA5-(W)
	STEEL	CEPS5-(W)

HANGER CLAMP



For direct suspension of tray from threaded rod. Supplied in pairs (two sets). Galvanized steel. (Rods and hardware by others. Holes sized for 1/2" dia. rods.)

(FW) FLANGE WIDTH	CATALOG NO
3/4"-3/4"	CHC-08
1 1/4"	CHC-15
1 3/4"	CHC-17



CABLE TRAY

ENGINEERING INFORMATION

CLASS
5160

SQUARE D STRUCTURAL FEATURES

All Square D side rail sections are designed for maximum strength at economical costs. The top flange of each straight section is designed to resist lateral and local buckling of the cable tray, which are the most common modes of failure in cable tray.

All Square D cable trays feature rugged welded construction.

All tray designs utilize high strength splice joints which allow for random location between supports in installations consisting of two spans or more. Splices in a simple beam span and more than one splice in a span should be avoided. Splices are provided with splined shoulder bolts which bite into the side rail and splice to insure a tight fit. Heavy duty tray designs include angle splices which use bolts through the flange to provide additional strength.

All of Square D's cable tray rungs and bottoms are capable of withstanding a 200 lb. static concentrated load (applied to the middle six inches) without permanent deformation.

It should be noted, however, since cable tray is designed as a support for cables and tubing, that it is not intended or designed as a walkway for personnel. Square D aids the user/installer in expressing this caution by the following statement on each product label:

"WARNING! Cable tray is not to be used as a walkway, ladder, or support for personnel. To be used only as a mechanical support for cables and tubing."

THERMAL CONTRACTION AND EXPANSION

Consideration should always be given to the thermal contraction and expansion of cable tray systems. It is particularly important when relatively long straight runs of cable trays are installed and when large temperature differences are possible such as in outdoor installations and in certain industrial processes.

Table 6-1 of NEMA VE-1 provides straight run lengths at various temperature differentials and materials which result in a 1 inch expansion or contraction. This information should be used to determine if it is necessary to make provisions for expansion and contraction in straight cable tray runs. The table is given below.

NEMA Table 6-1
Maximum Spacing Between Expansion
Joints that provide for a 1 inch movement

Temperature Differential, Degrees F	Steel Feet	Aluminum Feet	Copper Feet
25	512	260	383
50	256	130	182
75	171	87	121
100	128	65	90
125	102	52	72
150	85	43	60
175	73	37	52

If required, provisions for expansion in straight runs should be made through the use of expansion guides and expansion splice plates. These permit the tray to expand and contract, relative to the supports, with changes in temperatures. The cable tray should be secured or fixed with standard hold down clips at one support point midway between expansion splice plates. Expansion guides should be used at all other support locations between expansion splice plates.

Square D expansion splice plates allow for 1 inch of movement. Distance between expansion splice plates should be determined using the table above.

For proper operation of the expansion splice, the appropriate gap setting at the time of installation is very important. Refer to NEMA VE-1 for proper gap setting procedures. Note, supports should be located on each side and in close proximity to the expansion splice joint.

EQUIPMENT GROUND CONDUCTOR

Article 318-6 of the National Electric Code permits the use of cable tray as an equipment ground conductor. Cable trays are classified by Underwriters Laboratory for this use. The equipment ground conductor rating of cable tray is determined by the cross sectional area of the tray. This generally amounts to the combined cross section area of both side rails.

The following N.E.C. Table provides equipment ground conductor ratings for cable tray.

N.E.C. Table 318-6(b) (2)
Metal Area Requirements for Cable Trays
Used as Equipment Grounding Conductors

Ampere Rating or Setting of Largest Automatic Overcurrent Device Protecting Any Circuit in the Cable Tray System	Minimum Cross-Sectional Area of Metal** in Square Inches	
	Steel Cable Trays	Aluminum Cable Trays
0- 60	0.20	0.20
61- 100	0.40	0.20
101- 200	0.70	0.20
201- 400	1.00	0.40
401- 600	1.50**	0.40
601-1000		0.60
1001-1200		1.00
1201-1600		1.50
1601-2000		2.00**

For SI units, one square inch = 645 square millimeters.

*Total cross-sectional area of both side rails for ladder or trough-type cable trays or the minimum cross-sectional area of metal in channel-type cable trays or cable trays of one-piece construction.

**Steel cable trays shall not be used as equipment grounding conductors for circuits protected above 600 amperes. Aluminum cable trays shall not be used for equipment grounding conductors for circuits protected above 2000 amperes.

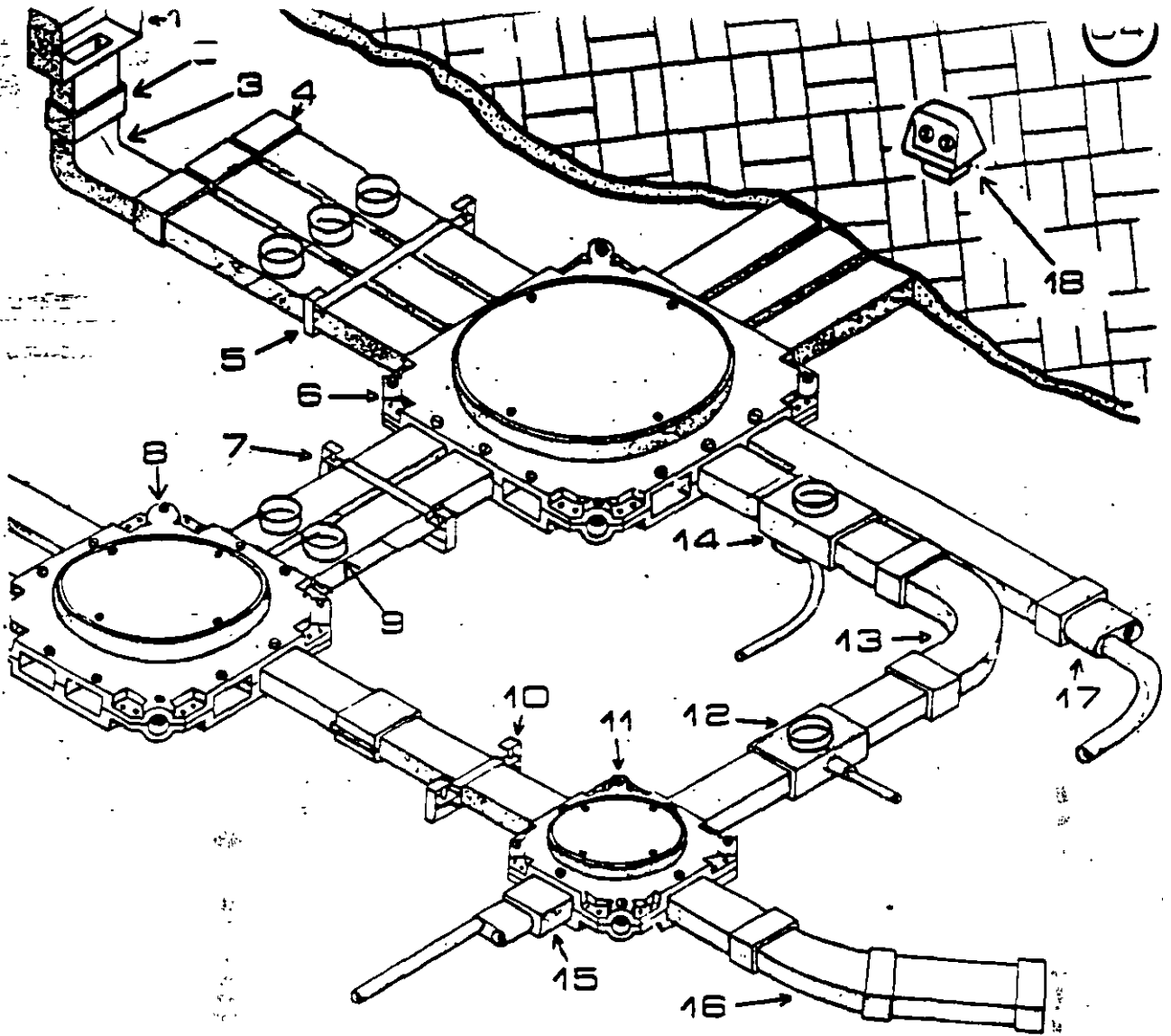
A separate ground conductor must be used to obtain ground ratings larger than those listed in the above table.

When cable tray is used as the equipment ground, care must be taken to insure a continuous electrical path. Bonding jumpers must be used where discontinuities may exist in the tray run such as, across expansion splice plates and hinged splice plates.

Note, in all cases, cable tray must also be grounded required for equipment enclosures in article 250 of N.E.C.



SQUARE D COMPANY



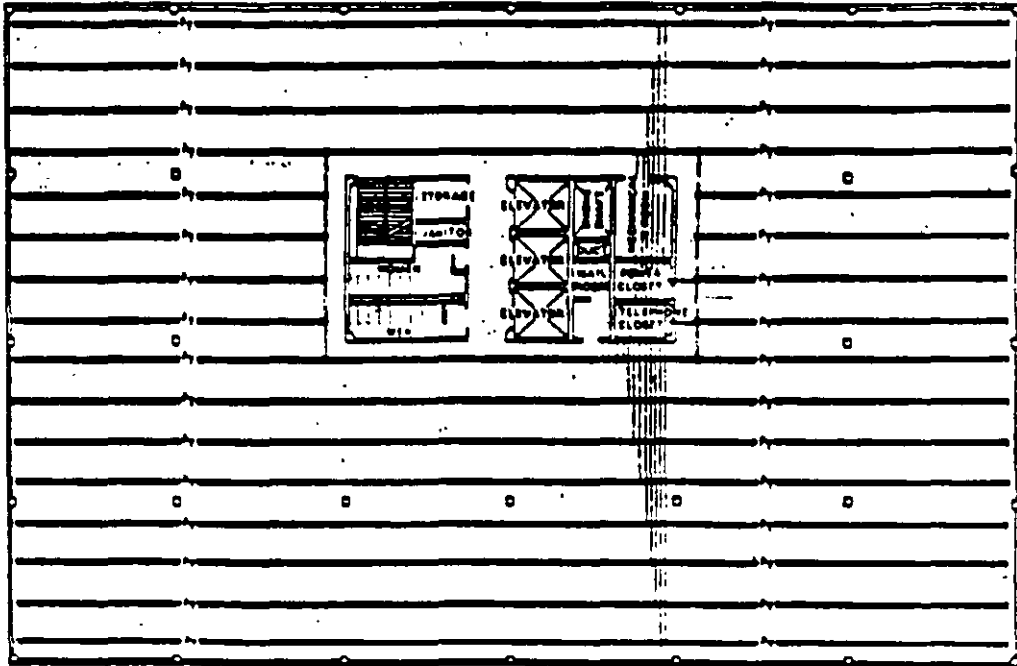
SISTEMA DE DUCTOS.

teléfono
contactos
interfon
alarmas

1	caja de registro.	11	A-100	caja registro sencilla.	
2	C-10	copie para ducto.	12	CS-10	copie, salida lateral.
3	CM90	codo 90° para muro.	13	CP-90	codo piso 90°.
4	TT-10	tapón de salida.	14	CST-10	copie, salida inferior.
5	S-300	soporte triple.	15	AC-10	adaptador: de registro a tubo conduit.
6	A-300	caja registro triple.			
7	S-200	soporte doble.	16	CP-45	codo 45° para piso.
8	A-200	caja registro doble.	17	AD-10	adaptador: de ducto a tubo conduit.
9		copie de salida 51mm			
10	S-100	soporte sencillo.	18		contacto polarizado.

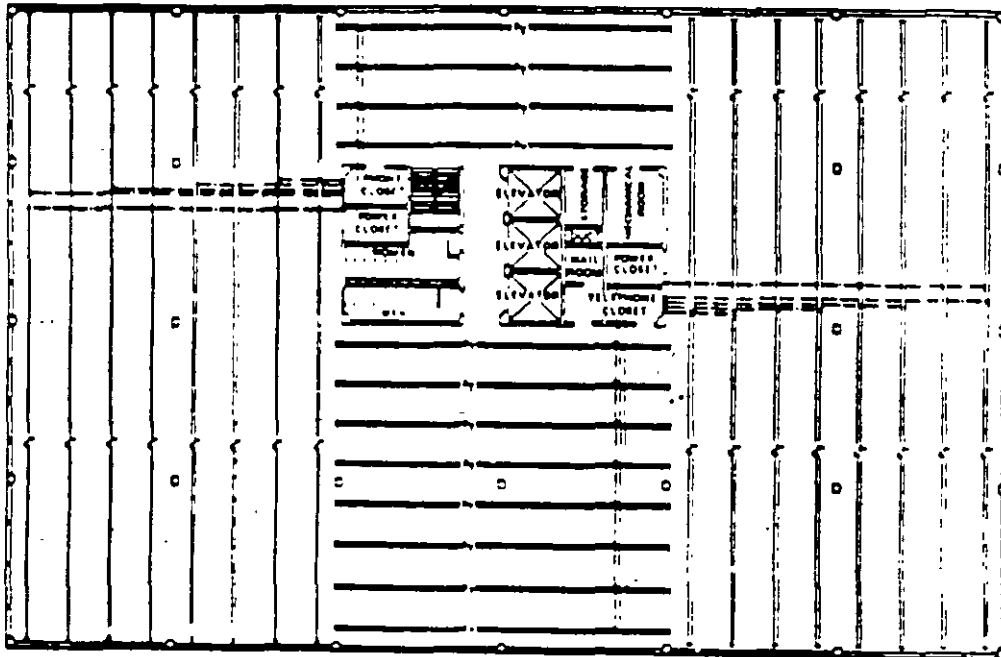
UNDERFLOOR DUCT

GENERAL SYSTEM DESIGN



Two level feed is compatible with single level junction boxes and often the combination is justified. Note how in this layout the main feeders from the telephone and power

closet are two-level, and the runs to the left and right are fed by single level boxes.

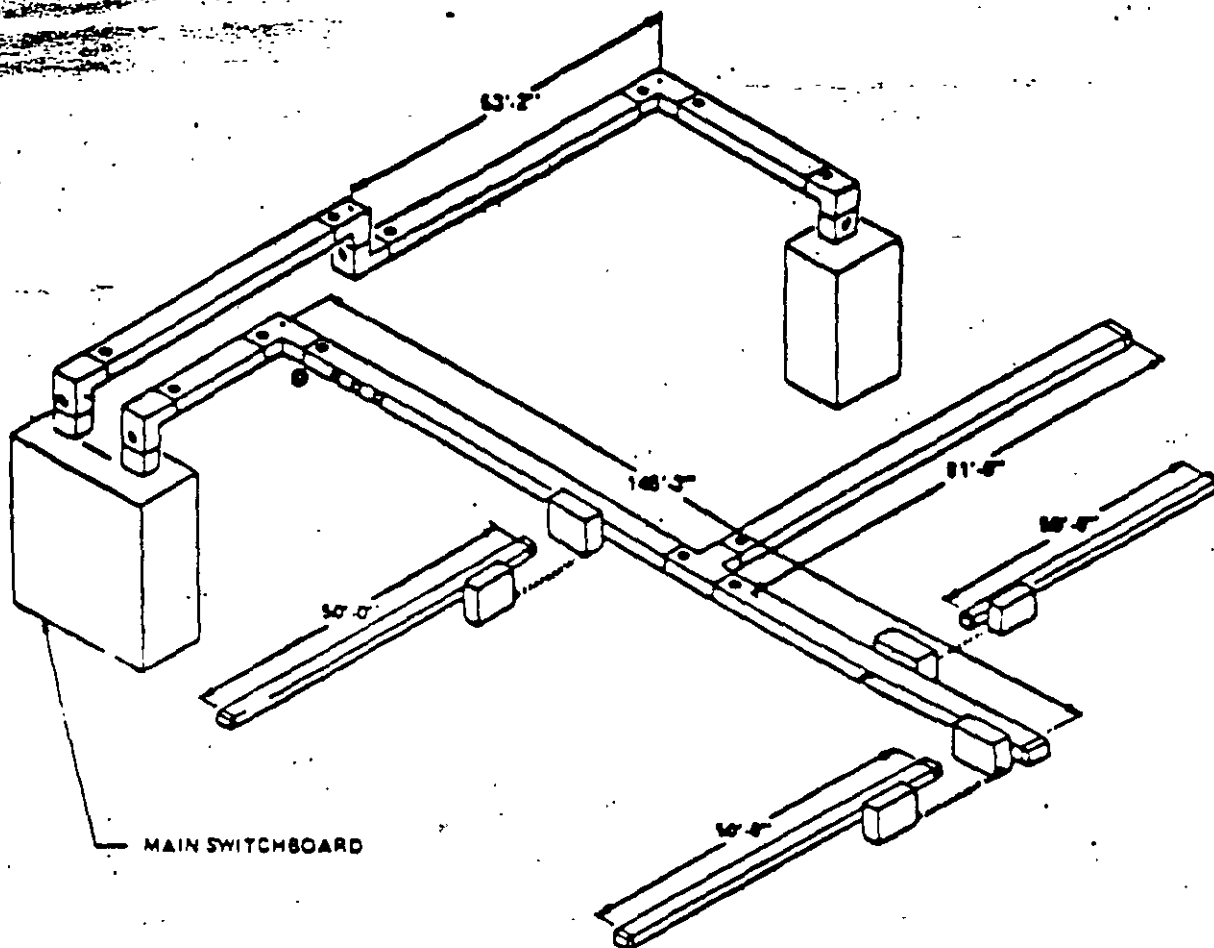


In this layout, two corner telephone closets were made available. Changing the direction of the distribution duct runs can be logical and economical. This layout would

readily accommodate one, two, three or four different tenants due to the "zone" effect of the layout.



DESIGNING BUSWAYS



NEC 364-4
Busways may be used only for exposed work. An exception permits them to be installed behind removable panels.

NEC 230-43
Busways may be used at 600 volts or less as service equipment.

NEC 364-4
Busways must not be installed:

1. Where subject to severe mechanical injury or corrosive vapors.
2. In hoistways.
3. In hazardous locations, except for enclosed gasketed busways permitted in Class I, Division 2 locations.
4. In damp or wet locations unless approved.

NEC 364-8
Ten types of wiring are permitted to tap or branch off busways:

1. Rigid metal conduit.
2. Flexible metal conduit (Greenfield).
3. EMT.
4. Nonmetallic raceway.

8. Surface metal conduit.
9. Hard-usage cord assemblies.
10. Armored cable (BX).

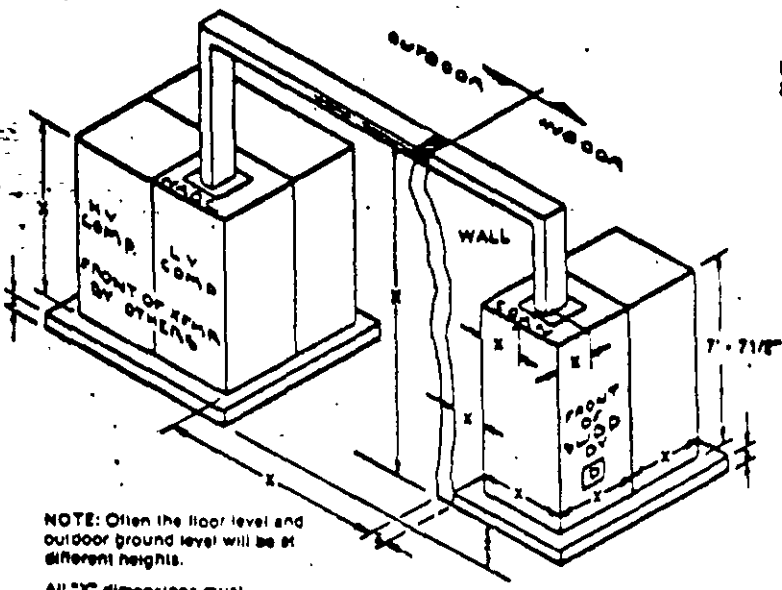
NEC 364-5
For horizontal runs, busways must be supported every 5', unless marked for 10' spacing. The maximum spacing for vertical runs is 16'.

NEC 364-13
Overcurrent protection for busways used as branch circuits is the same as for other wiring used for branch circuits. For a 20-amp branch circuit, use a 20-amp protective device. For a 30-amp branch circuit, use a 30-amp protective device, etc.

NEC 364-10
Overcurrent protection for busways is as follows:

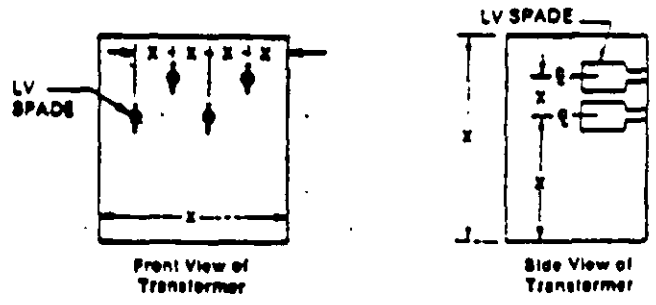
1. A 100-amp busway requires a 100-amp main.
2. A 200-amp busway requires a 200-amp main.

Should the busway fail to correspond to a standby fuse or circuit breaker, the next size may be used.



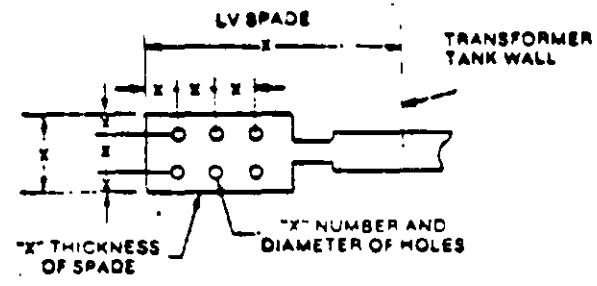
NOTE: Often the floor level and outdoor ground level will be at different heights.
All "X" dimensions must be known.

Fig. 10 Measurements Needed For Bussed Transformer (PAD Mount Type)



Front View of Transformer

Side View of Transformer



LV Spade Detail

All "X" dimensions must be known.

Extra Information Needed if XFMR is Not Square D

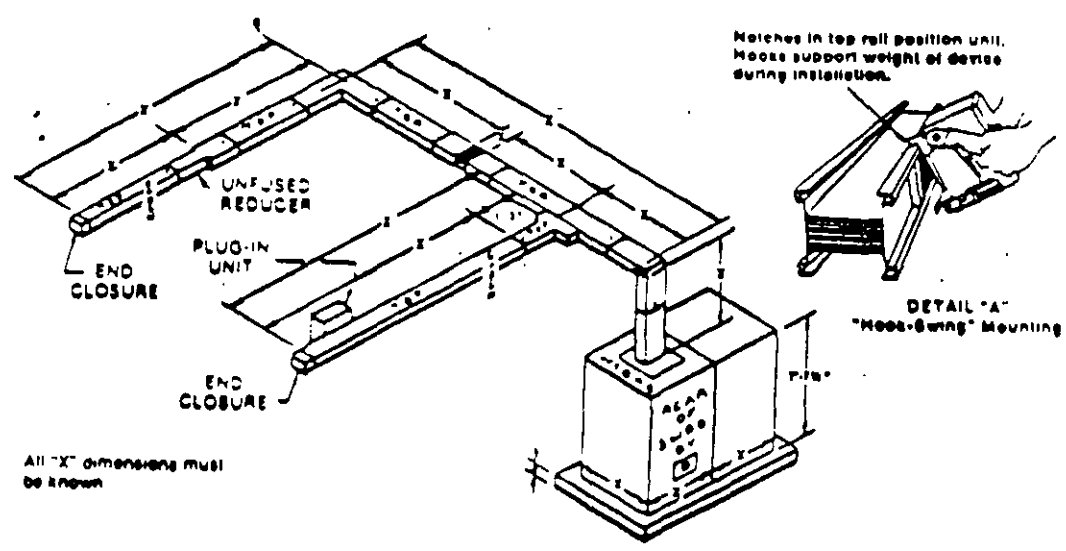
Plug-In Busway Horizontal Run

Plug-in busway is used as a means of bringing power from a distribution switchboard to multiple loads throughout a building.

Phasing

A typical I-LINE II plug-in run is shown in Fig. 11. The phasing shown on the plug-in busway is GABCN top to bottom, with the top label located as shown for a horizontal run. This

phasing arrangement must always be followed so that proper phasing of the plug-in units will be assured (Fig. 11, Detail A). Because this busway phasing must be followed, it is the busway that determines the phasing of the switchboard in Fig. 11. Note that plug-in busway has the integral ground bus plug-in jaw on the top side only.



All "X" dimensions must be known

Notches in top rail position unit. Hooks support weight of device during installation.

DETAIL "A" "Hook-Swing" Mounting

Fig. 11 Measurements Needed For A Typical Plug-In Type Run

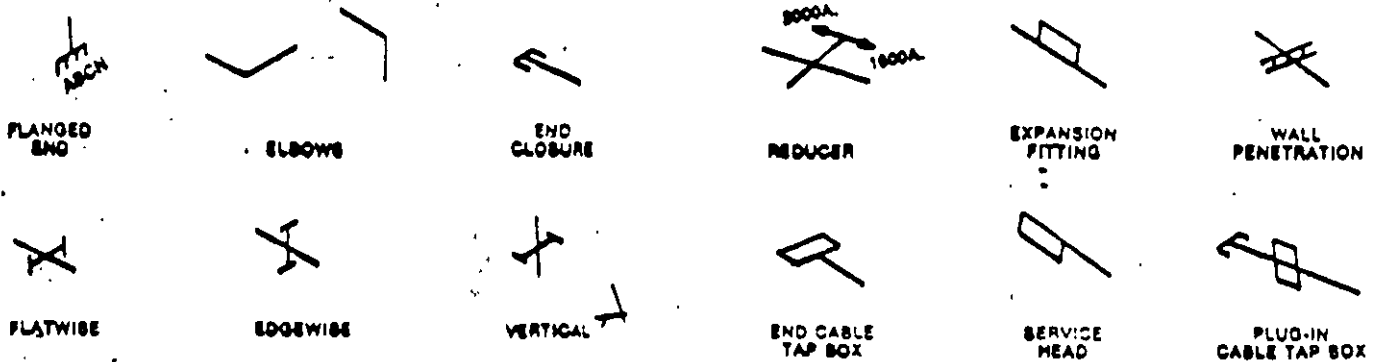
How To Make A Shorthand Drawing (Single Line Type)

After the takeoff has been made, a sketch of the run should be made. Single line drawings are the easiest way to illustrate an I-LINE II busway run. Remember that you must provide the factory with all pertinent information. The procedure is as follows:

1. Select the type of devices you will need to draw (see below).
2. Check "Typical single line sketch" in the following examples for the run most similar to yours.

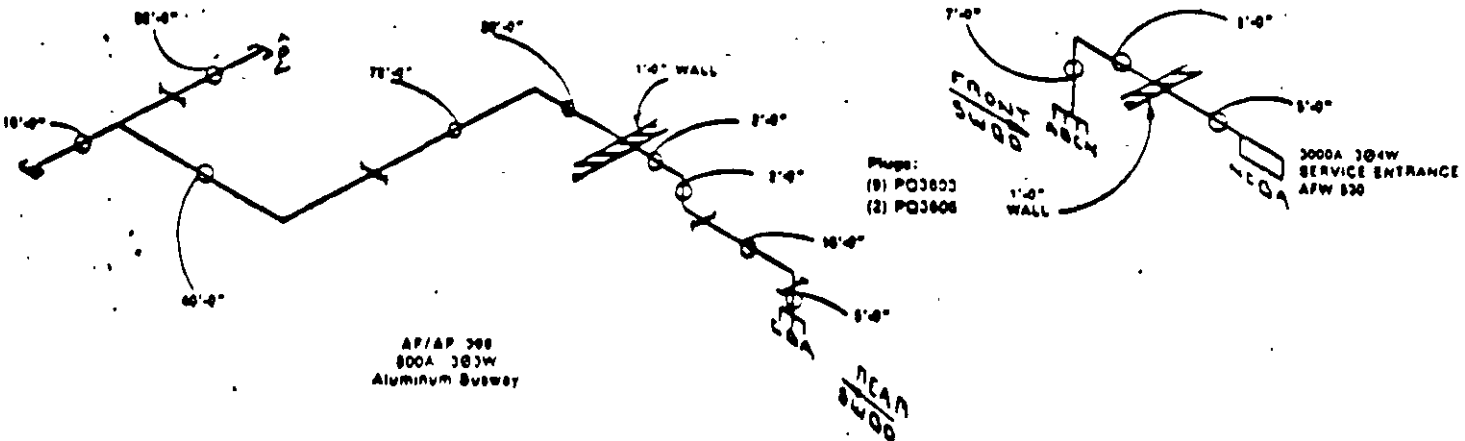
3. Draw your run. Be sure to label each run and show cross sections where applicable.
4. Show the phasing at each end of the run.
5. Show the location of each type of busway (i.e., location of weatherproof and plug-in busway).
6. Indicate quantity and, if necessary, location of plugs.

THESE ARE TYPICAL SYMBOLS USED WHEN MAKING A SINGLE LINE DRAWING



Check Sketch 1B below to see how well you did on the take-off. Is your bill of material similar to that given by 1C on Page 23?

The Busway Take-Off Checklist provided on Page 23 is a useful tool to check your work before submitting the job to the factory.

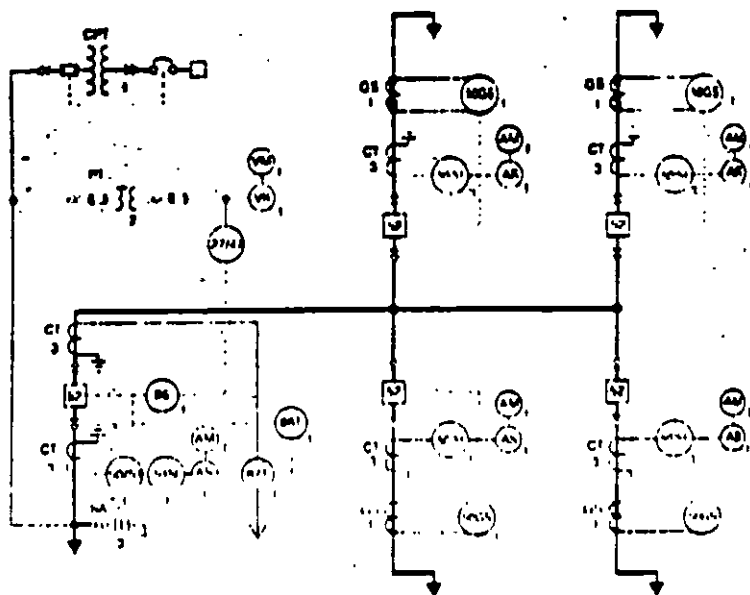


AP/AP 300
800A 363W
Aluminum Busway

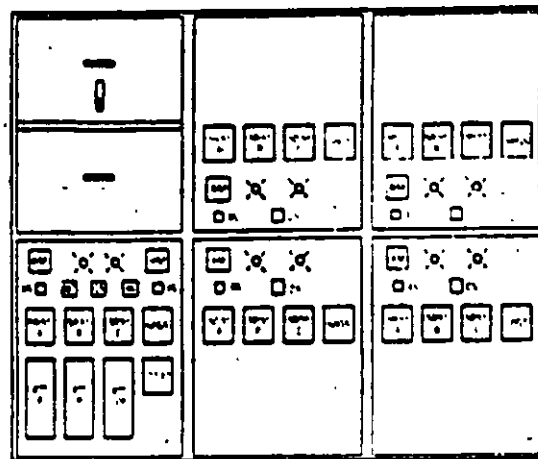
APPLICATION DATA

One of the outstanding design features of Two-High Metal-Clad Switchgear is a saving of almost 50% floor space using two-high construction compared to conventional one-high switchgear construction.

A unique feature is the interchangeability of FGI-2 (SI) and VAI-2 (vacuum) circuit breakers of the same rating.



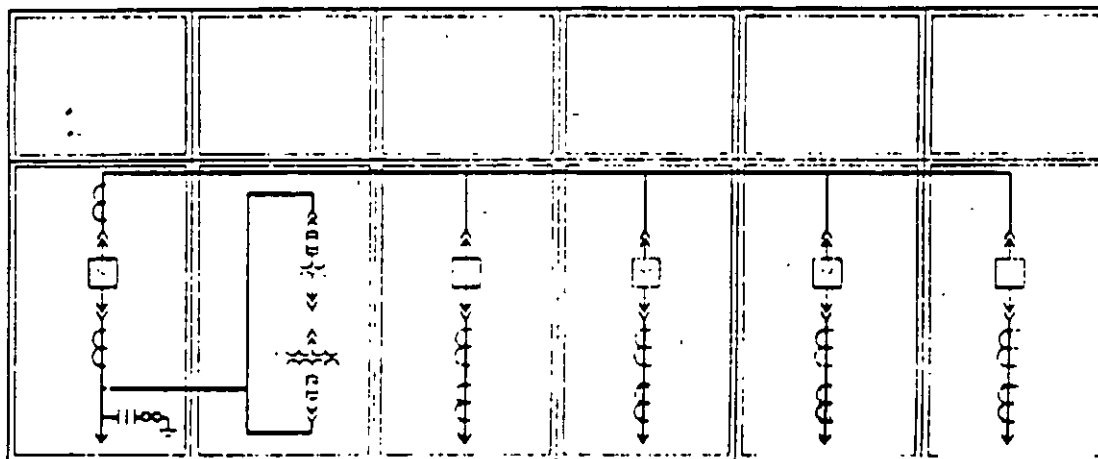
TYPICAL TWO-HIGH SINGLE LINE DIAGRAM
FIGURE 1



TWO-HIGH METAL-CLAD SWITCHGEAR
FIGURE 2

DEVICE LIST

- | | | | |
|-----|------------------------------------|-------|--|
| AM | —Ammeter | 27/47 | —Undervoltage, Phase Sequence Relay |
| AS | —Ammeter Switch | 50/51 | —Instantaneous & Time Overcurrent Relay |
| CPT | —Control Power Transformer | 50G5 | —Ground Sensor Instantaneous Overcurrent Relay |
| CS | —Circuit Breaker Control Switch | 51N | —Residual Ground Time Overcurrent Relay |
| CT | —Current Transformer | 52 | —Circuit Breaker |
| GS | —Ground Sensor Current Transformer | 86 | —Lockout Relay |
| PT | —Potential Transformer | 87T | —Transformer Differential Relay |
| SA | —Surge Arrester | | |
| VM | —Voltmeter | | |
| VS | —Voltmeter Switch | | |



CONVENTIONAL ONE-HIGH SWITCHGEAR
FIGURE 3

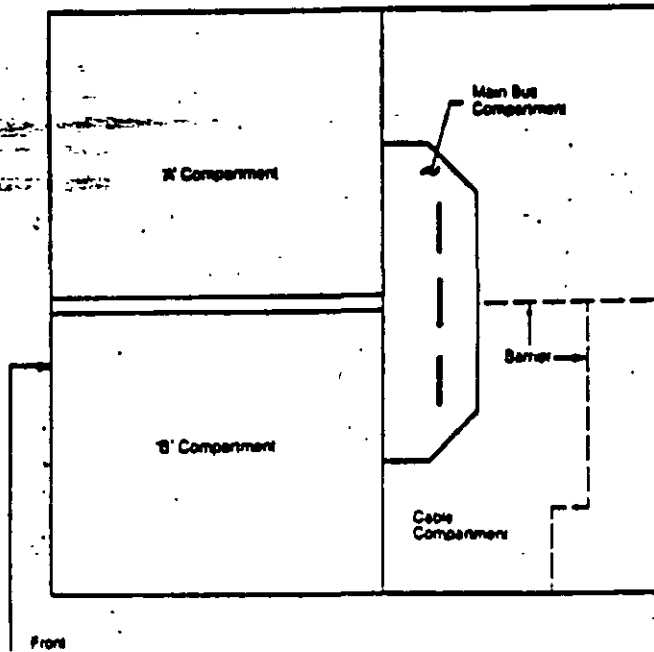


TWO-HIGH METAL-CLAD 5-15KV SWITCHGEAR

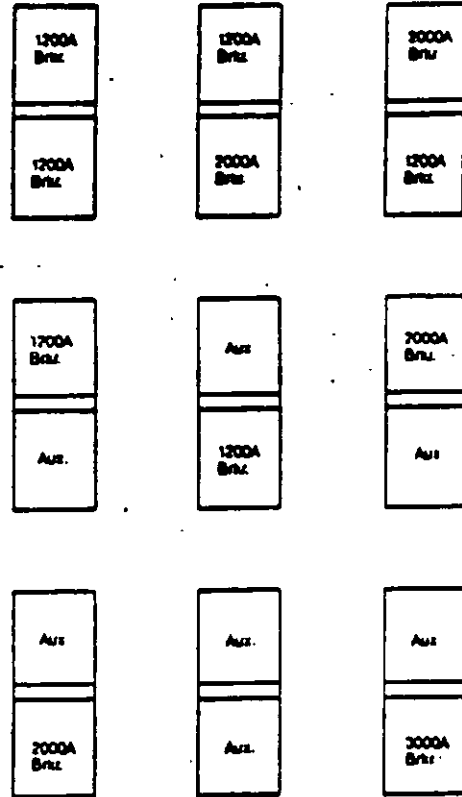
APPLICATION DATA

CLASS
6055

SECTION ARRANGEMENT



AVAILABLE COMBINATIONS



Brkr. = Circuit Breaker
Aux. = Auxiliary Compartment

IMPORTANT APPLICATION FEATURES:

- Range of circuit breakers with ANSI and higher ratings are available (refer to table #1 and 2).
- Provisions for up to four ANSI rated current transformers per phase, two on line side and two on load side of the circuit breaker.
- Can provide up to four sets of potential transformers or a combination of potential and control power transformers within one vertical section.
- Cable compartment can accept top or bottom cable entry with provisions for zero sequence CT and pothead connection.
- Full height section is available to facilitate bus transition or utility metering compartment.
- Ease of installation and provision for future extension.

USUAL SERVICE CONDITIONS

Two-High Metal-Clad Switchgear assemblies conform to ANSI C37.20 and are suitable for operation at nameplate rating with the following conditions:

- (1) The temperature of the cooling air surrounding the enclosure of the switchgear assembly (ambient temperature) is within the limits of -30°C (-22°F) and $+40^{\circ}\text{C}$ ($+104^{\circ}\text{F}$).
- (2) The altitude does not exceed 1000 meters (3300 feet).



POWER-STYLE® DRAWOUT SWITCHBOARDS

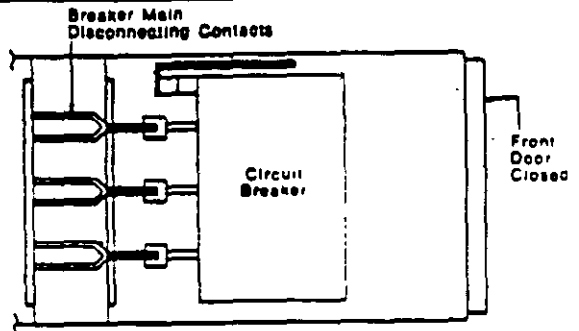
DESCRIPTIVE INFORMATION

CIRCUIT BREAKER COMPARTMENT

A removable crank is supplied with each Drawout Switchboard assembly, for racking the SE circuit breaker between the "Connected", "Test" or "Disconnected" positions. The breaker main contacts can only be closed when the breaker is in the "Test" position, or fully seated in the "Connected" position. The control contacts are automatically engaged in the "Connected" and "Test" positions, and automatically disengaged when the breaker is racked from the "Test" to the "Disconnected" position. Mechanical interlocking prevents racking a closed breaker and will not permit closing the breaker contacts while the element is between positions.

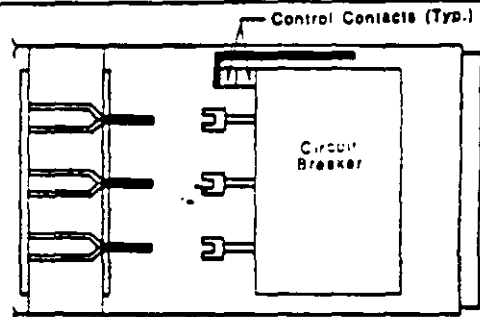
Breaker Position: CONNECTED

In the "Connected" position, the circuit breaker main disconnecting contacts are fully connected and the control contacts are engaged. The breaker cannot be racked out from this position unless the main contacts are open.



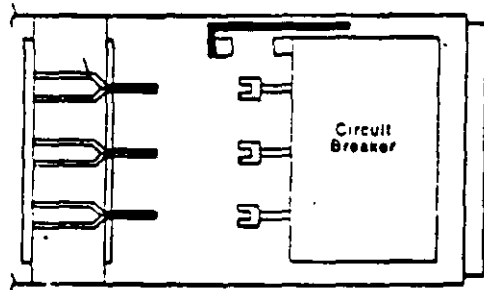
Breaker Position: TEST

In the "Test" position, the circuit breaker main disconnecting contacts are disconnected, but the control contacts remain engaged. The control circuits are completely functional in this position, enabling testing of the circuit breaker.



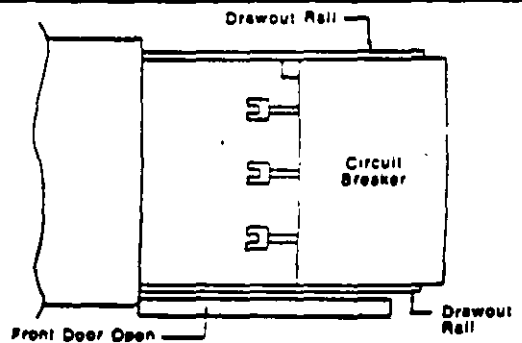
Breaker Position: DISCONNECTED

In the "Disconnected" position, the circuit breaker main disconnecting contacts are disconnected, and the control contacts have been automatically disengaged.



Breaker Position: REMOVE

In the "Remove" position, the breaker element can be fully withdrawn on the retractable extension rails. The breaker can be withdrawn onto the rails for inspection, or removed from the breaker compartment and the compartment door closed.



Most Commonly Used Approximate Formula. Where either e_s or e_r is known, then

$$\text{Line-to-neutral voltage drop} = I(R \cos \theta + X \sin \theta) \quad (4.7)$$

Equation (4.7) can be converted as follows to calculate the per cent voltage drop:

$$\text{Per cent voltage drop} = \frac{\text{kva} (R \cos \theta + X \sin \theta)}{10 (kv)^2} \quad (4.8)$$

where kva is three-phase kva and kv is line-to-line kilovolts. For single-phase circuits the per cent drop is twice this value.

From the vector diagram in Fig. 4.28 it can be seen that, while Eqs. (4.7) and (4.8) are approximate, they are close enough for practical purposes. In practical cases the angle between e_s and e_r will be small. In these formulas the error diminishes as the angle between e_s and e_r approaches zero and is exact if that angle is zero. The latter condition will exist when the power factor of an inductive load is the same as the power factor of the inductive circuit through which load current is causing the voltage drop. In Fig. 4.28, θ is the power factor of the load.

Effect of Nonlinear Loads. The error caused by variation of load current and power factor with voltage applied to the load is not taken into consideration in any of the foregoing formulas. If this error is significant, it may be compensated for by using the cut-and-try method; that is, first assume a given load or receiver-end voltage e_r in the formulas. Then if the value obtained by subtracting the calculated voltage drop from the sending-end voltage is considerably different from the assumed receiving-end voltage, make another try. Generally such rehnement is not necessary when the total plant voltage drops are less than 10 per cent.

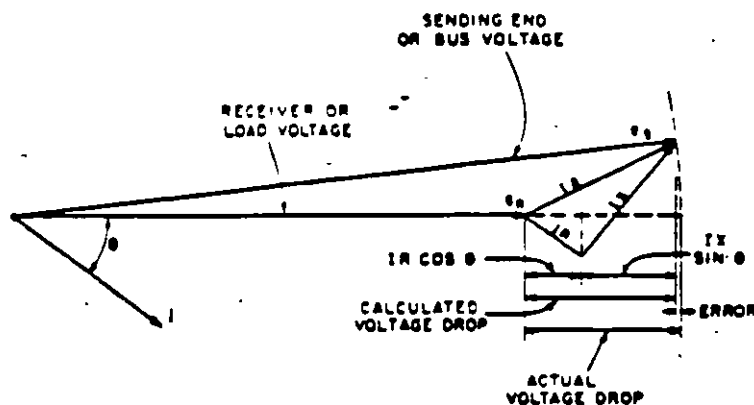


FIG. 4.28 Diagram indicating magnitude of error when using Eqs. (4.7) and (4.8).

Sheet 1

Table 9 AC Resistance and Reactance for 600 V Cables, 3-Phase 60, Hz, 75 Deg. C (167 Deg. F) - Three Single Conductors In Conduit															
Size AWG/ kcmil	Ohms to Neutral per 1000 feet														
	XL (Reactance) for All Wires		AC Resistance for Uncoated Copper Wires			AC Resistance for Aluminum Wires			Effective Z at Power Factor as Shown for Uncoated Cu Wires			Effective Z at Power Factor as Shown for Aluminum Wires			Size AWG/ kcmil
	PVC, AL Conduits	Steel Conduit	PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	PF =			0.9			
									PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	PVC Conduit	Al Conduit	Steel Conduit	
14	0.058	0.073	3.1	3.1	3.1				2.8	2.8	2.8				
12	0.054	0.068	2.0	2.0	2.0	3.2	3.2	3.2	1.8	1.8	1.8	2.9	2.9	2.9	12
10	0.050	0.063	1.2	1.2	1.2	2.0	2.0	2.0	1.1	1.1	1.1	1.8	1.8	1.8	10
8	0.047	0.065	0.78	0.78	0.78	1.3	1.3	1.3	0.72	0.72	0.73	1.2	1.2	1.2	8
6	0.051	0.064	0.49	0.49	0.49	0.81	0.81	0.81	0.46	0.46	0.47	0.75	0.75	0.76	6
4	0.048	0.060	0.31	0.31	0.31	0.51	0.51	0.51	0.30	0.30	0.31	0.48	0.48	0.49	4
3	0.047	0.059	0.25	0.25	0.25	0.40	0.41	0.40	0.25	0.25	0.25	0.38	0.39	0.39	3
2	0.045	0.057	0.19	0.20	0.20	0.32	0.32	0.32	0.19	0.20	0.20	0.31	0.31	0.31	2
1	0.046	0.057	0.15	0.16	0.16	0.25	0.26	0.25	0.16	0.16	0.17	0.25	0.25	0.25	1
1/0	0.044	0.055	0.12	0.13	0.12	0.20	0.21	0.20	0.13	0.14	0.13	0.20	0.21	0.20	1/0
2/0	0.043	0.054	0.10	0.10	0.10	0.16	0.16	0.16	0.11	0.11	0.11	0.16	0.16	0.17	2/0
3/0	0.042	0.052	0.077	0.082	0.079	0.13	0.13	0.13	0.088	0.092	0.094	0.14	0.14	0.14	3/0
4/0	0.041	0.051	0.062	0.067	0.063	0.10	0.11	0.10	0.074	0.078	0.079	0.11	0.12	0.11	4/0
250	0.041	0.052	0.052	0.057	0.054	0.085	0.090	0.086	0.065	0.069	0.071	0.094	0.099	0.100	250
300	0.041	0.051	0.044	0.049	0.045	0.071	0.076	0.072	0.057	0.062	0.063	0.082	0.086	0.087	300
350	0.040	0.050	0.038	0.043	0.039	0.061	0.066	0.063	0.052	0.056	0.057	0.072	0.077	0.078	350
400	0.040	0.049	0.033	0.038	0.035	0.054	0.059	0.055	0.047	0.052	0.053	0.068	0.071	0.071	400
500	0.039	0.048	0.027	0.032	0.029	0.043	0.048	0.045	0.041	0.046	0.047	0.056	0.060	0.061	500
600	0.039	0.048	0.023	0.028	0.025	0.036	0.041	0.038	0.038	0.042	0.043	0.049	0.054	0.055	600
750	0.038	0.048	0.019	0.024	0.021	0.029	0.034	0.031	0.034	0.038	0.040	0.043	0.047	0.049	750
1000	0.037	0.046	0.015	0.019	0.018	0.023	0.027	0.025	0.030	0.033	0.036	0.037	0.040	0.043	1000

CALCULO DE ALIMENTADOR DE FUERZA.

OBRA: _____
 TABLERO: _____ ALIMENTADOR: _____
 LONGITUD: _____ m. TENSION _____ V. FASES _____ HILOS _____

CARGA CONECTADA	A. x	=	
Motor mayor (ART. 430-24)	A. x	=	A.
Suma otros motores uso continuo	A. x	=	A.
Suma otros motores uso no continuo	A. x	=	A.
Reserva	A. x	=	A.
		=	A.

CORRECCION POR AGRUPAMIENTO Y TEMPERATURA.

Factor de agrupamiento = (SECCION 310.8.a) Factor de temperatura = (SECCION 310-16 a 310-19)

Corriente Equivalente: I' = $\frac{\text{Fa.} \times \text{Ft.}}{\text{X}}$ = _____ = _____ A.

CONDUCTOR POR DENSIDAD DE CORRIENTE: _____ AWG., Aislamiento THW _____ que tiene una capacidad de conduccion de corriente de _____ A. (para _____ conductores).

CAIDA DE TENSION (SECCION 210-19, 215-2).

En circuito derivado	%	Máximo	%
En subalimentador	%		
En subalimentador	%	Máximo	%
En alimentador	_____ %		
Total	%	Máximo	%

CALCULO DE LA SECCION POR CAIDA DE TENSION DE _____ %

$S = \frac{2.3 \cdot LI}{E_f \cdot e\%} = \frac{2 \times 1.73 \times \text{X}}{\text{X}}$ = _____ mm² AWG.

$ef\% = \frac{2.3 \cdot LI}{E_f \cdot S} = \frac{2 \times 1.73 \times \text{X}}{\text{X}}$ = _____ %

$ef\% = \frac{kVA (R \cos 0 + X \sin 0)}{10 (kV)^2}$

CONDUCTOR ESCOGIDO: _____ AWG.

Por densidad de corriente: _____ AWG.

Por caída de tensión : _____ AWG.

PROTECCION DEL ALIMENTADOR (SECCION 340-52, 430-110).

Protección del motor mayor x A. = A. A.

Suma de corriente de los otros motores = A.
(x factor de demanda Suma: _____ A.)

Interruptor 3 x A.

ALIMENTADOR:

Conductores : _____ AWG. _____ mm².

Tubo conduit: _____ mm. _____ mm² . (%)

Calculó _____ Fecha _____

CAIDA DE TENSION: EN ELECTRODUCTO ENCHUFABLE O ALIMENTADOR

Tabla 11.1 El Electroducto de la Serie Spectra tiene excelentes valores bajos de caída de tensión. La reactancia mínima (X) es debida a espaciamentos entre las barras muy cercanos (construcción tipo sandwich) y una envolvente no magnética. Los valores mostrados son idénticos para los electroductos tipo enchufable y alimentador.

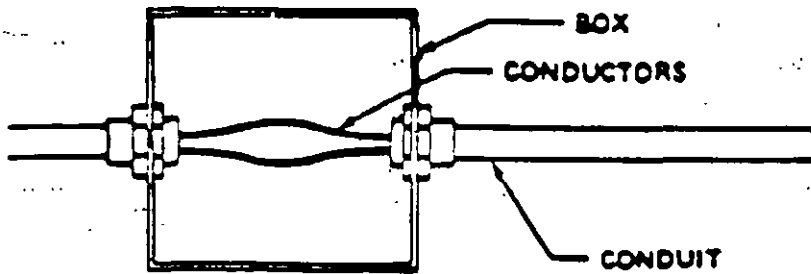
Se muestran valores para 60 Hz. Para 50 Hz multiplique la reactancia (X) por 0.83 y el valor de resistencia no cambia. Para 400 Hz multiplique la reactancia por 3.9 y multiplique la resistencia por 1.4. Calcule la nueva caída de tensión $V_d = \text{carga en amperes} \times 3 (R \cos \theta + X \text{seno } \theta)$ pies/100, en donde:
 $\cos \theta = \text{Factor de Potencia}$

Carga Nominal en Amp	Ancho de barra x 1/4" de espesor	Ohms x 10 ⁻³ /100 pies Línea -a- Neutro			Caída de tensión - Carga concentrada ^①								
					Línea -a- Línea/100 pies @ 100% de Carga nominal, 25°C Amb.								
		R	X	Z	Factor de Potencia								
					.3	.4	.5	.6	.7	.8	.9	1.0	
225	1.625	4.09	1.28	4.29	.95	1.09	1.23	1.36	1.47	1.57	1.65	1.59	
400	1.625	4.20	1.28	4.39	1.72	1.98	2.22	2.46	2.67	2.86	3.01	2.91	
600	1.625	4.52	1.28	4.70	2.68	3.10	3.50	3.88	4.24	4.56	4.81	4.70	
800	2.875	2.48	.79	2.60	2.08	2.38	2.67	2.94	3.19	3.41	3.57	3.44	
1000	3.375	2.17	.68	2.27	2.25	2.58	2.90	3.20	3.47	3.71	3.90	3.76	
1200	4.25	1.73	.55	1.81	2.17	2.49	2.79	3.07	3.33	3.56	3.73	3.60	
1350	5.75	1.24	.41	1.31	1.78	2.04	2.28	2.51	2.71	2.89	3.03	2.90	
1600	6.50	1.12	.36	1.18	1.88	2.16	2.42	2.66	2.89	3.08	3.23	3.10	
2000	8.25	.89	.29	.94	1.88	2.15	2.41	2.65	2.88	3.07	3.21	3.08	
2500	(2)4.50	.82	.26	.86	2.14	2.45	2.75	3.03	3.29	3.52	3.69	3.55	
3000	(2)5.75	.64	.21	.67	2.04	2.33	2.61	2.87	3.11	3.32	3.47	3.33	
4000	(2)8.25	.45	.14	.47	1.86	2.14	2.40	2.65	2.88	3.08	3.23	3.12	
225	1.625	2.33	1.28	2.66	.75	.82	.89	.94	.99	1.03	1.03	.91	
400	1.625	2.38	1.28	2.70	1.34	1.47	1.59	1.70	1.79	1.85	1.87	1.65	
600	1.625	2.48	1.28	2.79	2.04	2.25	2.44	2.61	2.72	2.86	2.90	2.58	
800	1.625	2.62	1.28	2.92	2.78	3.08	3.35	3.60	3.81	3.97	4.04	3.63	
1000	2.25	1.90	.98	2.14	2.61	2.87	3.12	3.33	3.52	3.65	3.70	3.29	
1200	2.875	1.49	.79	1.69	2.50	2.74	2.97	3.17	3.34	3.46	3.50	3.10	
1350	3.375	1.27	.68	1.44	2.41	2.65	2.86	3.05	3.21	3.33	3.37	2.97	
1600	4.25	1.00	.55	1.14	2.29	2.51	2.71	2.88	3.03	3.13	3.16	2.77	
2000	5.75	.73	.41	.84	2.11	2.31	2.49	2.65	2.78	2.88	2.90	2.53	
2500	8.25	.50	.29	.58	1.85	2.02	2.17	2.30	2.41	2.49	2.50	2.17	
3000	(2)4.25	.49	.28	.56	2.15	2.35	2.53	2.69	2.82	2.91	2.93	2.55	
4000	(2)5.75	.37	.21	.42	2.16	2.36	2.54	2.70	2.83	2.92	2.94	2.56	
5000	(2)8.25	.25	.14	.29	1.81	1.98	2.13	2.27	2.38	2.46	2.48	2.17	

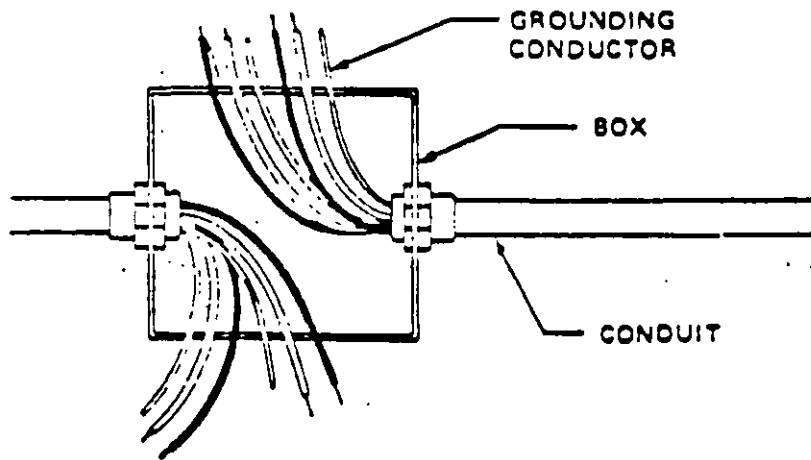
① Para cargas distribuidas en electroducto enchufable divida entre 2.

$$\text{Caída de tensión real} = V_d (\text{de tabla}) \times \frac{\text{carga real}}{\text{carga nominal}} \times \frac{\text{distancia real (pies)}}{100 \text{ pies}}$$

Rules



TWO CONDUCTORS IN BOX. EACH CONDUCTOR COUNTS AS ONE.



SEVERAL GROUNDING CONDUCTORS IN BOX. ONLY ONE CONDUCTOR IS COUNTED.

370-B

PROBLEM: What size junction box is required for twelve #14 conductors? There are four #14 hots, four #14 neutrals, and four #14 grounds.

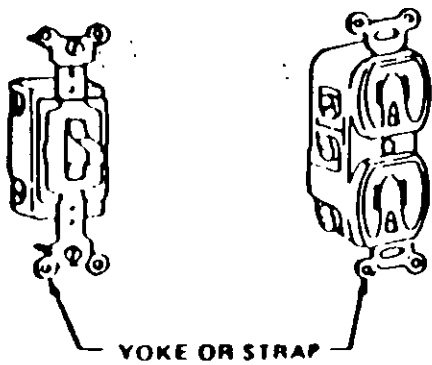
STEP 1: Four #14 hot conductors	= 4
Four #14 neutrals	= 4
Four #14 grounding conductors	= 1
	<hr/>
	9

STEP 2: Table 370-6(a). All the same conductors

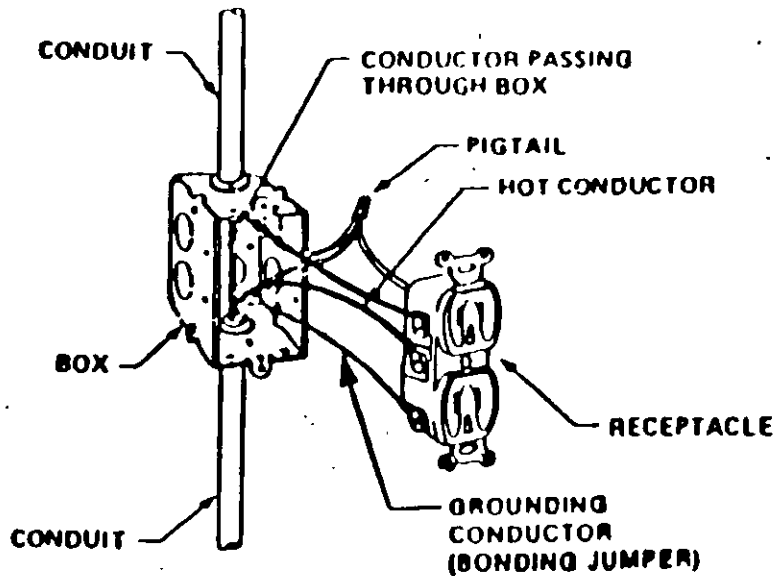
Nine #14 conductors

ANSWER: 4 x 1 1/4" square box is required.

Counting conductors in a box. Example of Rules 1 and 2.



FOR YOKES OR STRAPS,
(-2) CONDUCTOR IS COUNTED



SPLICED PIGTAILS DO NOT COUNT
AS ONE CONDUCTOR

370-16

PROBLEM: What size box is required for five # 14 conductors? One # 14 conductor passes straight through the box, two # 14 conductors terminate on a plug, and two # 14 conductors are spliced with a pigtail terminating on the plug.

STEP 1: Two # 14 hot conductors	= 2
Two # 14 neutral conductors spliced with a pigtail	= 2
One # 14 conductor passes straight through	= 1
One plug or device	= 2
	<hr/>
	7

STEP 2: Table 370-16 (a)

7 # 14 conductors

ANSWER: 3" x 2" x 2 3/4" box is required.

Counting conductors for devices in a box. Example of Rules 4 and 5.

Conductors in Boxes

2-60



PROBLEM: What size box is required for two #14, two #12, two #10, two #8, and two #6 conductors, all spliced in the same box?

STEP 1: Table 370-6(b). Combination of conductors

Two #14 = 2.0 cu. in. x 2 =	4.0 cu. in.
Two #12 = 2.25 cu. in. x 2 =	4.5 cu. in.
Two #10 = 2.5 cu. in. x 2 =	5.0 cu. in.
Two # 8 = 3.0 cu. in. x 2 =	6.0 cu. in.
Two # 6 = 5.0 cu. in. x 2 =	10.0 cu. in.
	<u>29.5 cu. in.</u>

STEP 2: Table 370-6(a).

ANSWER: 4 1/16" x 1 1/2" square box is required.

Calculating the size box required for combination of conductors.

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

OBRA :
UBICACION:

ESPECIFICACION No.:
FECHA :

PARTIDA No. 1

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA, clase 2 , autoenfriado en 3 ,
servicio 4 , 5 kVA de capacidad, 3 fases, 60 Hz., 6 kV de tensión
primaria, 7 kV de nivel básico de impulso (NBI), conexión 8 . con
derivaciones de 9 del voltaje nominal, operados desde el 10 ;
11 V de tensión secundaria, 12 kV de NBI; conexión 13 .
Diseñado, construido y probado según normas ANSI C 57.12.00 para operar
con una sobre elevación de temperatura de 14 °C sobre un medio ambiente
de 30°C promedio y 40°C máximo, a una altura de operación de 15 m.s.n.m.;
impedancia 16 con accesorios 17 , 18 de alta tensión en
19 , y 20 en baja tensión en 21 ; completo
con el liquido aislante necesario.

TRANSFORMADOR DE PEQUEÑA POTENCIA

1.- PARTIDA:

2.- CLASE: OA () FA () previsión FA () _____ ()

3.- AUTOENFRIADO EN: aceite() liquido RTemp ()

4.- SERVICIO: interior () exterior ()

5.- CAPACIDAD: 750 kVA () 2000 kVA () _____ kVA ()
 1000 kVA () 3000 kVA ()
 1500 kVA () 5000 kVA ()

6.- TENSION PRIMARIA: 2.4 kV () 13.2 kV () _____ ()
 4.16 kV () 23 kV ()
 6.0 kV () 34.5 kV ()

7.-

Clase de aislamiento	DISTRIBUCION < 500 kVA	POTENCIA > 500 kVA
1.2	30	45
2.5	45	60
5.0	60	75
15.0	95	110
23.0	150	150

8.- CONEXION: delta ()
 estrella ()

9.- DERIVACIONES: + 2, 2 1/2% ()
 + 2-4, 2 1/2% ()
 _____ ()

10.- DERIVACIONES OPERADAS DESDE EL: exterior ()
 interior ()

11.- TENSION SECUNDARIA: 208Y/120 V ()
 480Y/277 V ()
 _____ V ()

12.- NIVEL BASICO DE IMPULSO:

Clase de aislamiento	Distribución	Potencia	()
1.2	30 kV	45 kV	()
2.5	45 '	60 '	()
5.0	60 '	75 '	()
15.0	95 '	110 '	()
23.0	150 '	150 '	()

13.- CONEXION: estrella, neutro fuera del tanque ()
()

14.- ELEVACION DE TEMPERATURA: 65 C ()
55/65 C ()

15.- ALTURA: _____ m.s.n.m.

16.- IMPEDANCIA: _____ según normas ()
garantizada de _____ % ()

17.- ACCESORIOS: normales ()
especiales siguientes: ()

Accesorios especiales. Marcar con X los que se requieran.

- 1.- Termómetro tipo carátula para el liquido aislante ()
- 2.- Termómetro tipo carátula con contactos de alarma por sobretemperatura del liquido aislante NA NC ()
- 3.- Nivel magnético para el liquido aislante ()
- 4.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel del liquido aislante NA NC ()
- 5.- Tanque conservador ()
- 5.1.- Nivel magnético con contactos de alarma por bajo nivel de liquido aislante en tanque conservador NA NC ()
- 6.- Relevador buchholz ()
- 7.- Cambiador de derivaciones con 5 posiciones además de la tensión nominal; operación sin carga ()
- 8.- Cambiador de derivaciones operado bajo carga ()
- 9.- Enfriamiento FOA, previsión ()
- 10.- Previsión para ventilación por aire forzado (FOA) incluye: ()
- 10.1- Termómetro de imagen térmica ()
- 10.2- Bobina calefactora ()
- 10.3- Transformador de corriente ()
- 10.4- Caja de control ()

O.	CONCEPTO	AVANCE %					JUN			JUL				AGO	
		20	40	60	80	100	19	26	03	10	17	24	31	07	
1	OBRA CIVIL (1)						*	*	*						
2	PLANTAS 350KW Y TRANSFER (1)						*			*	*				
3	TABLERO GE						*				*	*	*		
4	UPS Y BATERIAS (1)						*			*					
5	TABLERO TBP						*				*	*	*		
6	TABLERO PDM (1)						*				*	*	*		
7	LINEAS L10 Y L11						*	*	*	*	*	*			
8	LINEAS L12, L12A, L13 Y L13A (3)						*			*	*	*			
9	LINEAS L14 Y L15						*					*	*		
10	LINEAS L16, L18, L18A, L19 Y L19A (2)						*		*	*	*	*	*	*	
11	LINEA L23						*					*	*		
12	ILUM. CUARTO MAQ. Y UPS												*		
13	PRUEBAS											*	*		
	NOTAS:														
	1. SUMINISTRADO POR BANCOMER														
	2. L18A Y L19A INSTALADOS Y SUMINISTRADOS POR OTROS.														
	3. SUMINISTRO E INSTALADO POR OTROS														

(*) PROGRAMADO () REAL



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

“Tres décadas de orgullosa excelencia” 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

ANEXO

**EXPOSITOR: ING. ABEL GARCIA OROPEZA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

The IEEE Color Book Series

IEEE's Color Book series is an industry-proven tool, specifically developed for today's engineers involved in all facets of commercial and industrial power systems. This set provides the most comprehensive set of guidelines used throughout the electrical power industry. With these 10 volumes, you will have immediate access to the most up-to-date, extensive data on implementing power systems in commercial and industrial environments.

Red Book

IEEE Std 141-1993

Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants

Provides procedures for planning the electric power distribution system of an industrial plant and gives complete information on electrical design criteria.

Product Number: SH16477

Green Book

IEEE Std 142-1991

Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems (ANSI)

Presents a thorough investigation of the problems of grounding and the methods for solving these problems.

Product Number: SH14498

Gray Book

IEEE Std 241-1990

Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings (ANSI)

A comprehensive source that alerts electrical engineers and designers to the many problems encountered in designing electrical systems for commercial buildings.

Product Number: SH13912

Buff Book

IEEE Std 242-1986

Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (ANSI)

Presents the proper selection, application, and coordination of the components that constitute system protection for industrial plants and commercial buildings.

Product Number: SH10702

Brown Book

IEEE Std 399-1990

Recommended Practice for Industrial and Commercial Power Systems Analysis (ANSI)

Emphasizes up-to-date techniques in industrial and commercial power system studies.

Product Number: SH13433

Orange Book

IEEE Std 446-1987

Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications (ANSI)

Presents the recommended engineering practices for the selection and application of emergency and standby power systems.

Product Number: SH10835

Gold Book

IEEE Std 493-1990

Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems (ANSI)

Presents the fundamentals of reliability analysis for the planning and design of industrial and commercial power distribution systems.

Product Number: SH13730

White Book

IEEE Std 602-1986

Recommended Practice for Electric Systems in Health Care Facilities (ANSI)

Presents operation considerations to reduce electrical failures, maintenance for specialized services, and design considerations that recognize the flexibility of electrical systems in terms of layout and placement.

Product Number: SH10256

Bronze Book

IEEE Std 739-1984

Recommended Practice for Energy Conservation and Cost-Effective Planning of Industrial Facilities (ANSI)

Addresses energy and cost-effective planning in the areas of engineering, design, application, and utilization for the optimal use of electrical energy.

Product Number: SH09472

Emerald Book

IEEE Std 1100-1992

Recommended Practice for Powering and Grounding Sensitive Electronic Equipment

Presents sound engineering principles and practices for supplying power to and grounding of sensitive electronic equipment.

Product Number: SH15370

	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

RESUMEN : COMPARACION ENTRE LA CONFIABILIDAD Y LA DISPONIBILIDAD								
DE DIFERENTES SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN, EN UN CIRCUITO DERIVADO DE 480 V (IEEE ST. 493-1997)								
SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	EJEMPLO No.	REPOSICIÓN DE INTERRUPTORES EN MENOS DE 5 SEG.		REPOSICIÓN DE INTERRUPTORES EN 9 MINUTOS.		FALLAS POR AÑO.	No. DE HORAS DE INTERRUPTCIÓN FORZADA	
		λ	$\lambda\tau$	λ	$\lambda\tau$	λ	Por AÑO.	$\lambda\tau$
		FALLAS POR AÑO.	HORAS DE INTERRUPTCIÓN FORZADA POR AÑO.	FALLAS POR AÑO.	HORAS DE INTERRUPTCIÓN FORZADA POR AÑO.	FALLAS POR AÑO.		
RADIAL SIMPLE	1					1.9896		4.3033
RADIAL SIMPLE CON TRANSF. DE RESERVA	6					1.9896		3.3344
RADIAL SIMPLE CON COGENERACIÓN	7					0.0757		1.9131
PRIMARIO-SELECTIVO EN LA ACOMETIDA 13.8 KV	2	0.3456	1.8835	1.9896	2.1291			
PRIMARIO-SELECTIVO LADO CARGA INT. 13.8 KV	3	0.3448	1.6724	1.993	1.9196			
PRIMARIO-SELECTIVO HACIA PRIMARIO TRANSF. (1 HORA TIEMPO REPOS.)	4					1.9896		2.9424
SECUNDARIO-SELECTIVO	5	0.3175	0.221	1.9982	0.4716			

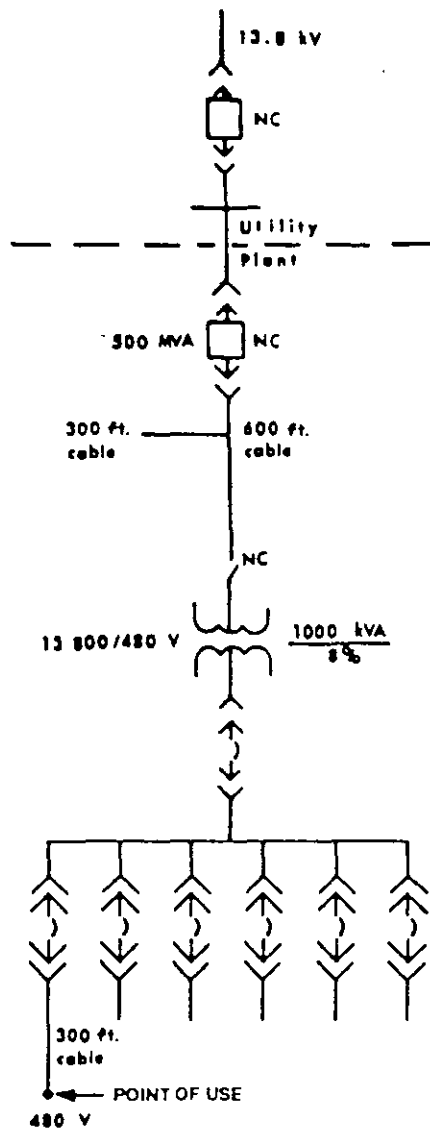


Figure 7-2—Simple radial system—Example 1

7.1.6.3 Conclusions—Simple radial system

The electric utility supply is the largest contributor to both the failure rate and the forced hours downtime per year at the 480 V point of use. A significant improvement can be made in both the failure rate and the forced hours downtime per year by having two sources of power

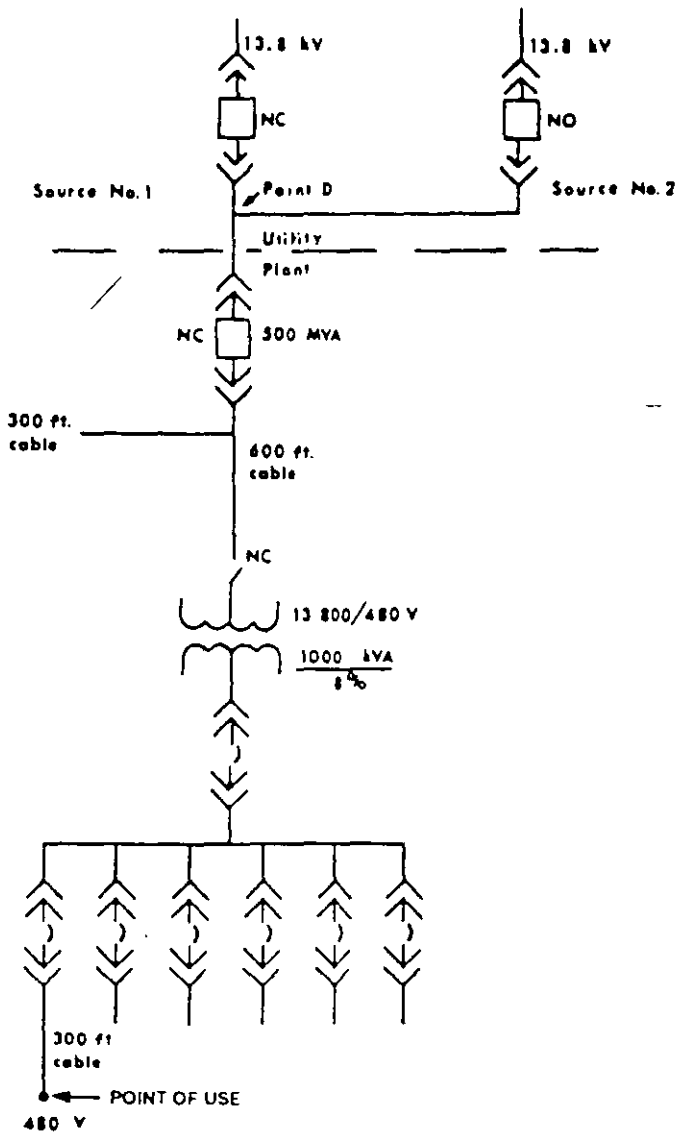


Figure 7-3—Primary-selective system to 13.8 kV utility supply—Example 2

7.1.7.2 Results—Primary-selective system to 13.8 kV utility supply

Example 2a—If the time to switch to a second utility power source takes 9 min after a failure of the first source, then there would be a power supply failure of 9 min duration. Using the data from Table 7-3, for double-circuit utility supplies, this would occur 1.644 times per year

19-D

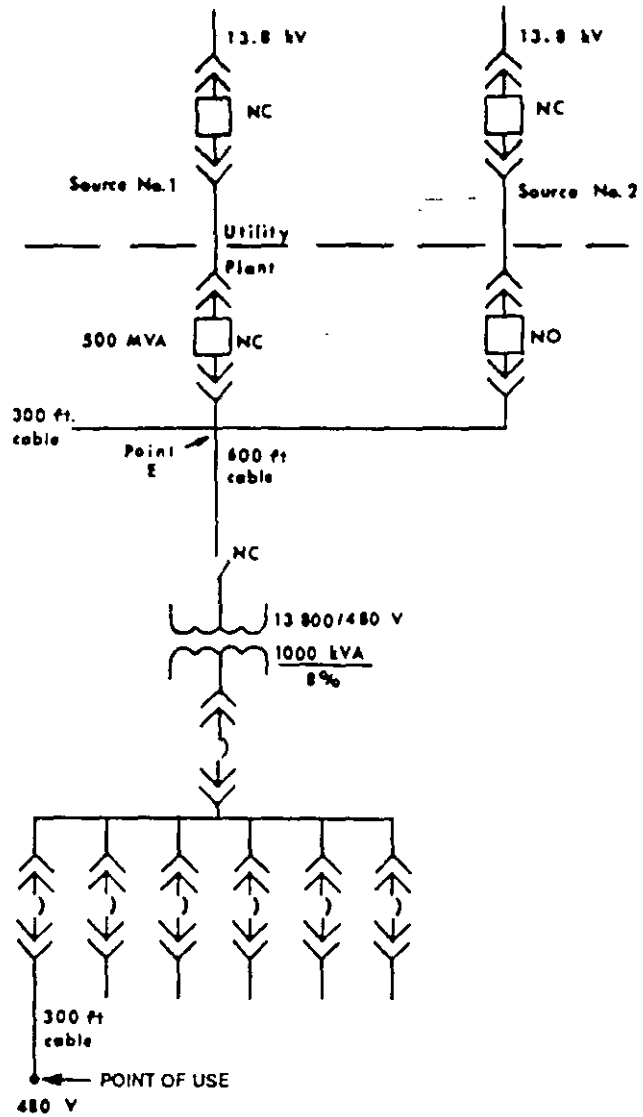


Figure 7-4—Primary selective system to the load side of 13.8 kV circuit breaker—Example 3

19-E

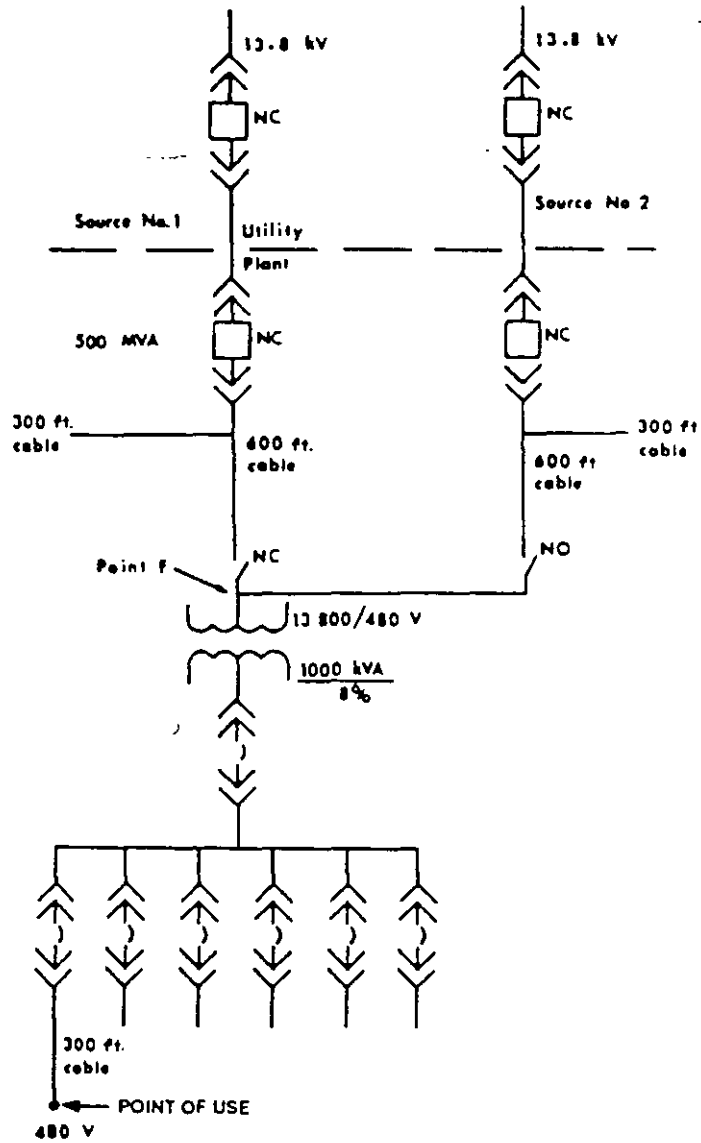


Figure 7-5—Primary selective system to primary of transformer—Example 4

19-F

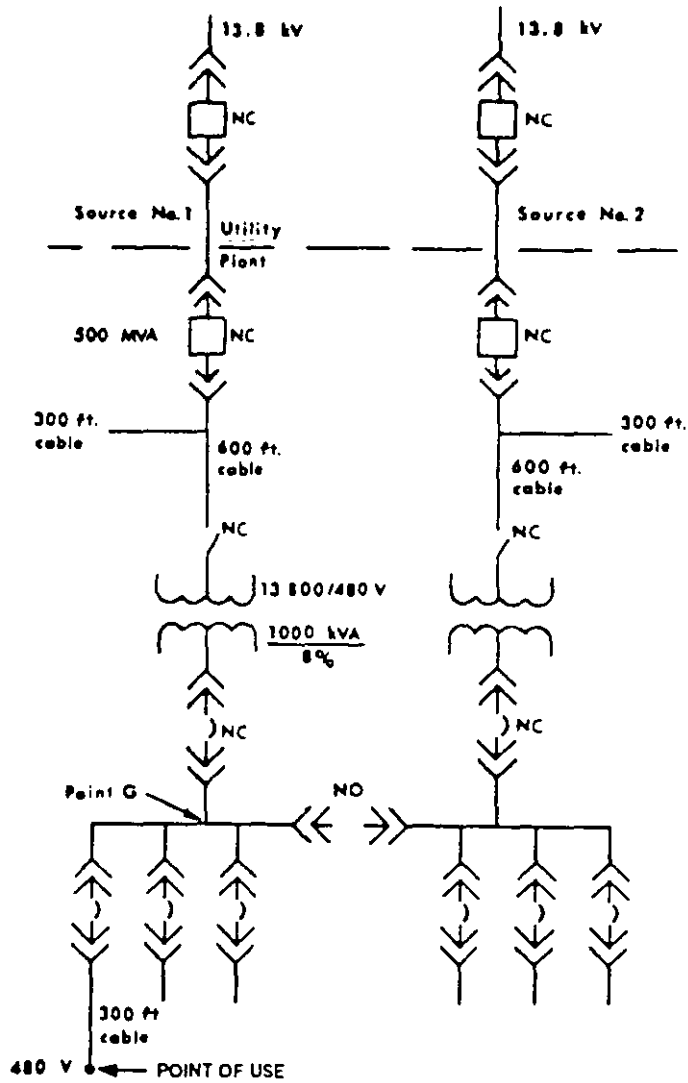


Figure 7-6—Secondary-selective system—Example 5

7.1.10.2 Results—Secondary-selective system

The results from the reliability and availability calculations are given in Table 7-10.

19-G

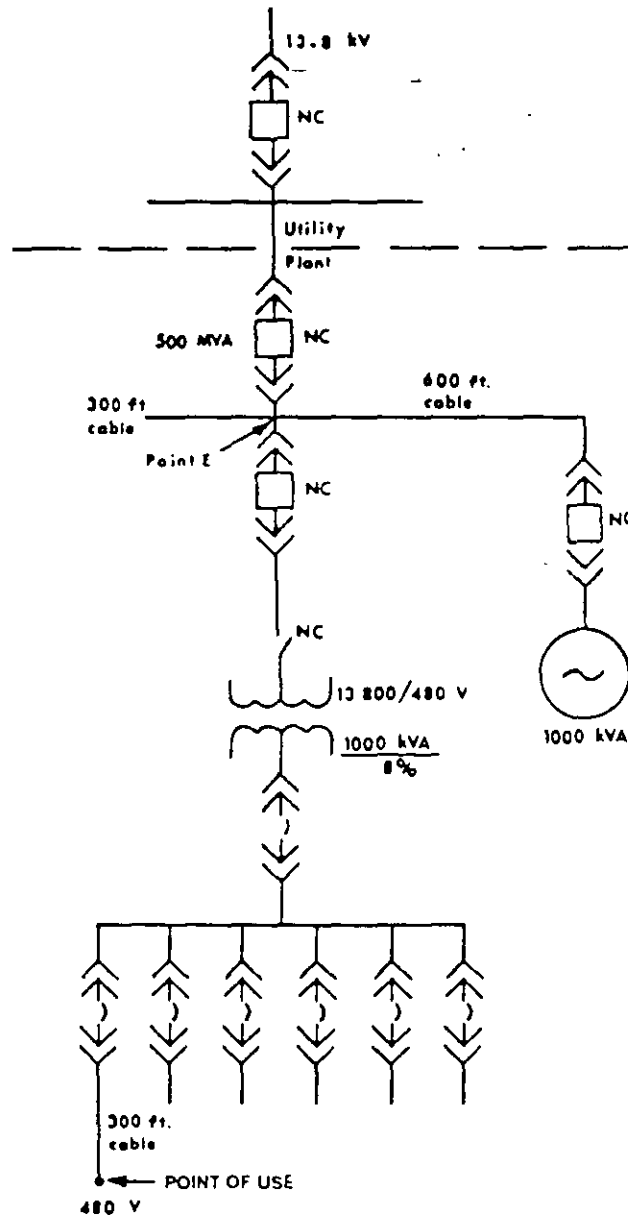


Figure 7-7—Simple radial system with cogeneration reliability and availability of power at 480 V point of use—Example 7

Table 7-16—Sample reliability economics problem^a

	Example 1	Example 2b	Example 4	Example 5b	Example 7	
	Simple radial system single 13.8 kV utility supply	Primary-selective system to 13.8 kV utility supply ^b	Primary-selective system ^b primary of transformer	Secondary-selective system ^c	Simple radial system with cogeneration	
(1) $r =$	Component repair time or transfer	2.16	5.45	1.48	0.69	25.27
(2) $s^d =$	Plant start-up time, hours per failure	10	10	10	10	10
(3) $r + s =$	{Items (1) + (2)}	12.16	15.45	11.48	10.69	35.27
(4) $g_p^d =$	Revenue lost per hour of plant downtime, \$/h	\$22 000	\$22 000	\$22 000	\$22 000	\$22 000
(5) $x_p^d =$	Variable expenses saved, \$/h	\$16 000	\$16 000	\$16 000	\$16 000	\$16 000
(6) $g_p - x_p =$	{Items (4) - (5)} Value of lost production, \$/h	\$6 000	\$6 000	\$6 000	\$6 000	\$6 000
(7) $\frac{(g_p - x_p)}{(r + s)}$	{Items (6) \times (3)} \$/failure	\$72 960	\$92 700	\$68 880	\$64 140	\$211 620
(8) $x_1^d =$	Variable expenses incurred per failure, \$/failure	\$55 000	\$55 000	\$55 000	\$55 000	\$55 000
(9)	{Items (7) + (8)} \$/failure	\$127 960	\$147 700	\$123 880	\$119 140	\$266 620
(10) $\lambda =$	Failure rate per year	1.99	0.35	1.99	0.32	0.08

Table 7-16—Sample reliability economics problem^a (Continued)

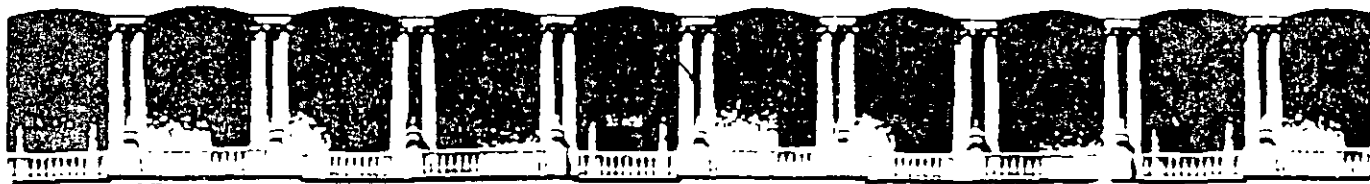
		Example 1	Example 2b	Example 4	Example 5b	Example 7
		Simple radial system single 13.8 kV utility supply	Primary-selective system to 13.8 kV utility supply ^b	Primary-selective system ^b primary of transformer	Secondary-selective system ^c	Simple radial system with cogeneration
(11)	$X =$ [Items (9) \times (10)] \$/year	\$254 640	\$51 695	\$246 521	\$38 125	\$21 330
(12)	$C^d =$ Investment, \$	\$138 000	\$338 000	\$410 000	\$468 000	\$468 000
(13)	$F^d =$ Fixed investment charge factor, per year	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
(14)	$CF =$ Fixed investment charges, \$/year	\$55 200	\$135 200	\$164 000	\$187 200	\$187 200
(15)	$G =$ [Items (11) + (14)], $X + CF$ Minimum revenue requirement, \$/year	\$309 840	\$186 895	\$410 521	\$225 325	\$208 530
Economic choice		Example 2b				

^aAll cost estimates were made in 1976 and updated to 1996

^bManual switchover time 1 h.

^cSwitchover time less than 5 s.

^dAssumed values in this sample problem.



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

AHORRO DE ENERGIA

**EXPOSITOR: ING. LEOPOLDO GARCIA LUNA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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

- 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:

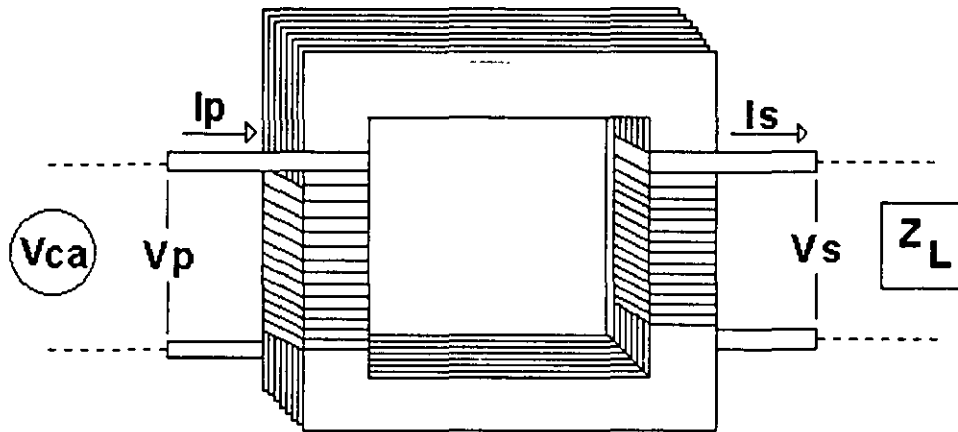


Figura No.- 1 Diagrama eléctrico de un transformador

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 KV ; 69 KV)
 - mediana (60 MVA ; 230 KV)
 - alta (400 MVA ; 400 KV)
- Instrumentos

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

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

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

TABLA No. 2 TIPO DE PERDIDAS EN TRANSFORMADORES

PERDIDAS ELECTRICAS		PERDIDAS MAGNETICAS	
TIPO DE EFECTO	QUE LAS PRODUCE	TIPO DE EFECTO	QUE LAS PRODUCE
JOULE ($I^2 R$)	Tipo de material 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 definirlo como:

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

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

III.-ESPECIFICACIONES INTERNACIONALES

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

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

REQUERIMIENTO DE TEMPERATURA

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

REQUERIMIENTOS A MAYOR ALTITUD

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

IV.- EFECTOS DEL COLOR DEL TANQUE

Las pinturas empleadas en transformadores tienen la característica de una emisividad a baja temperatura de 0.95, las superficies metálicas en particular las superficies pulidas tienen menor emisividad a 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 tablā 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:

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

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

En donde:

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

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

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

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

S = Inversión en el sistema, dólares por kilowatt (200 o más dependiendo de la inversión que 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 perdidas por calentamiento en el cobre
- Disminución de la cantidad de la iluminación
- Aumento de costo de energía (penalización por disminución por bajo F.P.)

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

Ahora bien que lo produce ? ,

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

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

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

Ecuaciones empleadas para calcular bonificación y la penalización

$$\begin{array}{cc} \text{Bonificación} & \text{Recargo} \\ \frac{1}{4} \left[1 - \frac{90}{FP} \right] \times 100 & \frac{3}{5} \left[\frac{90}{FP} - 1 \right] \times 100 \end{array}$$

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

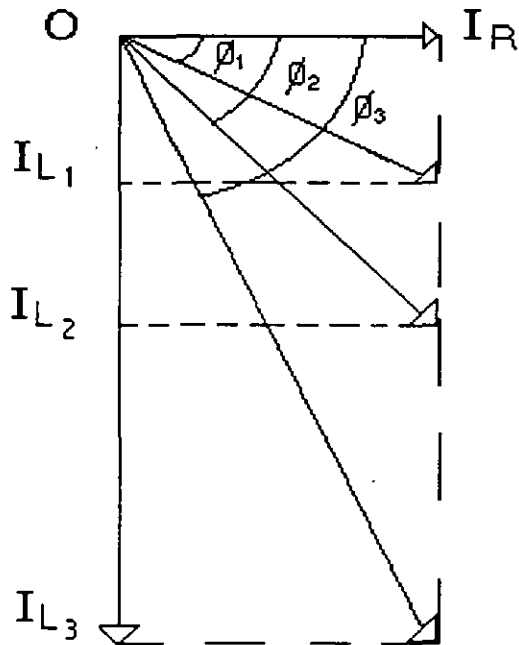


Figura No. 2.- Aumento de la corriente reactiva (I_L) disminución del F.P.

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

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

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

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

$$P = F \times V$$

Donde:

P = Potencia en Watts (W)

F = Fuerza en Newton (N)

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

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

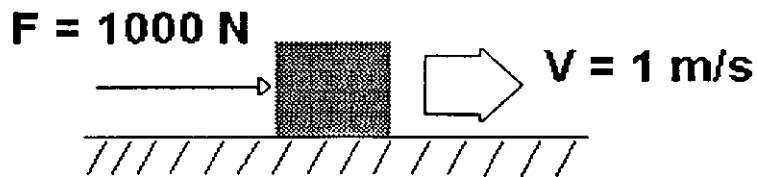


Figura No 3.- Analogía aplicación de fuerza y velocidad en la misma dirección (Carga Resistiva)

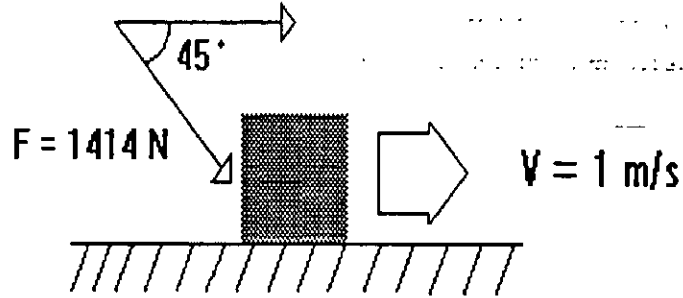


Figura No. 4.- Fuerza y velocidad con diferente dirección (Carga Inductiva)

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:

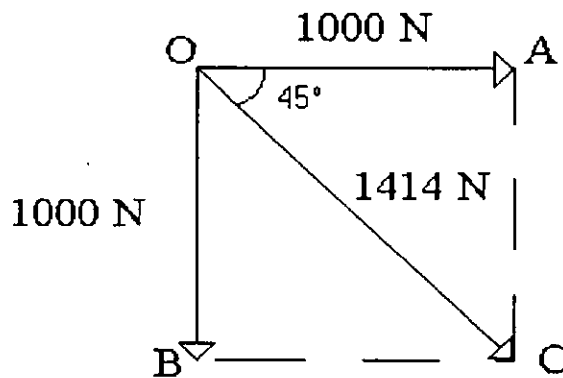


Figura No. 5.- Relación Vectorial de fuerzas.

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 x 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 sincronos o motores sincronos.

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.

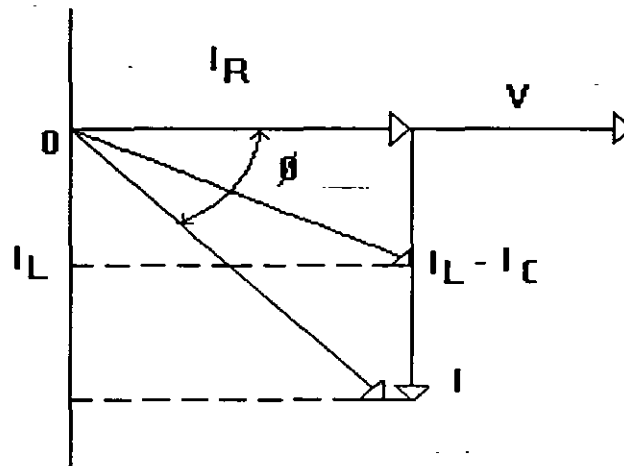


Figura No. 6 - Efecto de la corriente capacitiva (I_C) sobre la corriente inductiva (I_L).

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 si una forma común para compensarlo.

II.- BENEFICION POR LA INSTALACION DE CAPACITORES

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

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

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

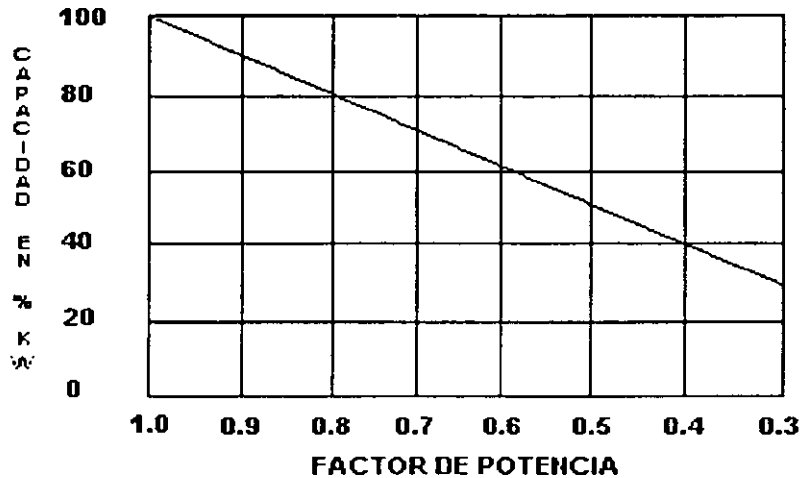


Figura No. 7 - Capacidad de kw x mayor F.P

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

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

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

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

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

9.- AHORRO DE ENERGIA EN MOTORES

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$\text{Para 1 CP} = 0.746 \text{ KW}$$

$$\text{Para 1 kW} = 1.34 \text{ CP}$$

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 más fácilmente y pensando que con esto, ya no se va a volver a quemar.

I.- EL FACTOR DE POTENCIA Y LOS MOTORES

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

- 1.- Hacer una selección justa de la potencia y velocidad de los motores a instalar, si la carga lo permite se preferirá motores de alta velocidad por su alta eficiencia.
- 2.- Emplear motores trifasicos en lugar de los monofasicos, en motores de potencia equivalente, su eficiencia es de 3 a 5% mayor.
- 3.- Mantener la carga de los motores a su potencia nominal.
- 4.- En caso de reparación que sea correcta y de alta calidad.
- 5.- Preferir motores de alta eficiencia.
- 6.- Evitar trabajarlos en vacio, seleccionando los ciclos de trabajo ya que la operación intermitente de arranque ocasiona un desgaste acelerado de sus características de operación y eficiencia.
- 7.- Instalar capacitores en los puntos cercanos a las concentraciones o a los motores de mayor capacidad.
- 8.- Seleccionar la 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 centrifugo en motores monofásicos. El mal funcionamiento del interruptor centrifugo 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 optimas 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:

$$L = \frac{NS - Nr}{NS - Nn}$$

donde

NS = Velocidad de sincronismo (RPM)

Nr = Velocidad real de la fecha (RPM)

Nn = Velocidad nominal (RPM).

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

- La tarifa eléctrica.

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

- El cargo por demanda.

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

- El Factor de Potencia.

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

- El costo de adquisición

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

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

embargo situaciones que lo justifican plenamente como es el caso de: las instalaciones nuevas, para locales donde se hagan modificaciones mayores y cambios de procesos, cuando se reemplazan motores que operan sobrecargados o que bien aquellas han sido rebobinados 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 más importante, desde el punto de vista ahorro de energía, aunque todos los factores afectan en mayor o menor grado.

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

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

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

Actualmente en el mercado se cuenta con una gran variedad de equipos de iluminación, de marcas. Y precios variados que es difícil decidir cual seleccionar. Las principales alternativas para el ahorro de energía en cuanto a equipos se refiere, se pueden seleccionar lámparas y balastos 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 dicróicas, 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	C.R.I. MINIMO	PROMEDIO DE EFICACIA LM/W	FECHA
F40	>35	69	75	10/31/95
F40	28-35	45	75	10/31/95
F40U	>35	69	68	10/31/95
F40U	28-35	45	64	10/31/95
F96T12	>65	69	80	04/30/94
F96T12	52-65	45	80	04/30/94
F96T12HO	>100	69	80	04/30/94
F96T12HO	<100	45	80	04/30/94

Como se ha observado precisamente la lámpara que no cumplen o satisfacen éstos requisitos mínimos, son las más populares y vendidas en nuestro país como son las de 75 w (Slime line) y preferidas por los electricistas dada la facilidad para su instalación, ya que solo tienen un solo "pin", aunado a los problemas que se tienen con las bases para encendido rápido (Dos "pines"). En especial los colores CW, WW, WWX de 75 watts, se dejaron de fabricar en E.U. 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:

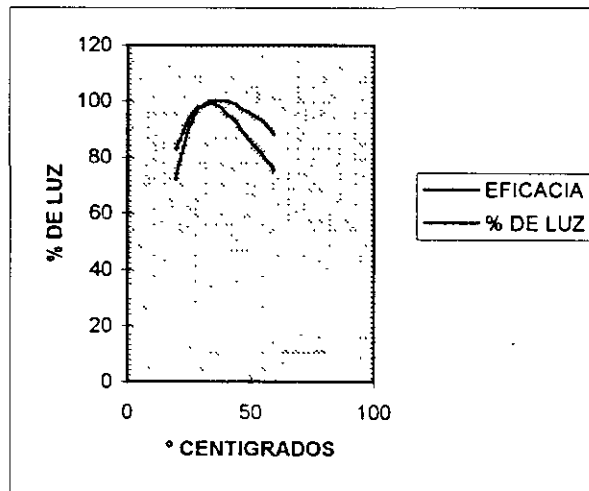
$$\text{Eficacia} = \text{lumenes} / \text{watt}$$

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Dado que la eficacia de iluminación exige productos de calidad, al comparar las características especiales con otras lámparas, podemos observar las enormes ventajas económicas de utilizar éste tipo, y que el potencial de ahorro energético que se puede alcanzar simplemente decidiendo usar más racionalmente las diferentes fuentes de luz disponibles en nuestras remodelaciones o nuevos proyectos, además de 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 si mismo a través del diseño de tecnologías avanzadas y que reducen el consumo eléctrico, sin embargo el desempeño de un sistema de iluminación no termina con la instalación de sus componentes; es fundamental un adecuado mantenimiento y buen criterio de operación. Para lograr esto último los controles para iluminación ofrecen un ahorro potencial igual o mayor que los luminarios y lámparas eficientes.

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

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

Dado que los fotosensores que se emplean en el control de la iluminación requieren para operar 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 FOTSENSORES:

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

- Instalar los fotosensores en áreas con suficiente luz, como por ejemplo oficinas, comedores, salas de espera, salas de juntas, escaleras, pasillos, o corredores periféricos y en general áreas aledañas a las ventanas.
- Usar en áreas donde no sea susceptibles a cambios continuos o modificaciones que interpongan muebles o 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 realizada mediante la programación del encendido y apagado de los circuitos de iluminación, tomando en cuenta las costumbres de uso del inmueble en cuestión, siendo muy variados los tipos de controladores, desde los muy económicos temporizadores, hasta los altamente sofisticados programadores digitales (PLC's).

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

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

CONSIDERACIONES PARA EL USO DE SENSORES DE PRESENCIA:

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

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

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

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

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

V.- AHORRO DE ENERGIA EN BALASTROS

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

Los balastros cumplen dos funciones primordialmente como son:

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

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

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

- Arranque instantáneo (Slim line)
- Arranque rápido

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

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

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

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

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

Tabla No. 8 Comparación de diferentes sistemas.

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

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

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

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

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

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

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

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

Cuando se instalen balastos en paneles remotos, es recomendable:

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

VI.- DIFUSORES ACRILICOS

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

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

Se recomienda que cuando el difusor se encuentra sucio por el polvo acumulado, o bien ha adquirido un tono amarillo debido a la degradación por la radiación ultravioleta, se sustituyan ya que disminuyen el nivel de iluminación, prefiriendo adquirir acrilicos 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:

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

VIII.- ADMINISTRACION DE LA DEMANDA

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

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

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

II.- CONCLUSIONES

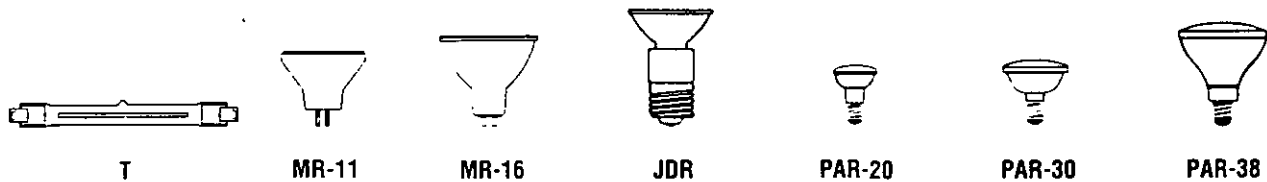
Dada la experiencia en ahorro de energía a niveles internacionales, México ha sido reconocido como una de las naciones con más desarrollo en la introducción de programas de ahorro de energía en iluminación, si bien es cierto que se está en un rezago en cuanto a costo de los sistemas ahorradores, se puede 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 más de sol, son alternativas que se deben analizar a fin de crear nuevas alternativas para obtener ahorros de energía.

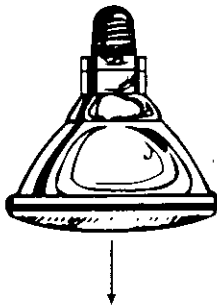
Finalmente se les invita a todos los técnicos y consultores a tecnificarse en mayor grado y abandonar cálculos de ahorro hechos con estimaciones poco sustentables, capacitándose y acercándose a organismos como la CONAE, FIDE, ATPAE, etc. como principio fundamental del proceso de transformación de una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

BULBOS

La designación del bulbo consiste en una(s) letra(s) que indica(n) la forma y un(os) número(s) que indica el diámetro mayor aproximado expresado en octavos de pulgada. Los bulbos se miden por su diámetro mayor. De esta manera, un bulbo PAR20 tiene forma de reflector parabólico con un diámetro mayor de 20 octavos de pulgada o 2 1/2 pulgadas, esto es, 6.35 cm. o 63.5 mm.



Relación entre la potencia en candelas (CPMH) y el nivel de la iluminación.



Candle Power

Cp = Rayo de luz
en una dirección

$$Fc \text{ o Luxes} = \frac{CPMH}{D^2}$$

Cp = Candle Power (Potencia en Candelas)
Fc = Foot Candles (Pie Candela)
D = Distancia

PESOS Y VOLUMENES DE LAS CAJAS DE LAS LAMPARAS HALOGENAS

Código	Descripción	Piezas/caja	Peso (g)	
230501	500T2.5/Q/CL	12	0.32	0.00148800
231501	1500T3/Q/CL	12	0.60	0.00308125
621251	35MR11/Q/NFL	10	0.27	0.00101200
630021	50MR16/Q/FL	10	0.56	0.00178000
620341	75JDR/Q/FL	15	2.10	0.00684000
620361	100JDR/Q/FL	15	2.10	0.00684000
630171	90PAR38/Q/FL	15	6.17	0.03348000
630221	50PAR20/Q/NFL	15	1.80	0.00636500
630241	50PAR30/Q/NFL	15	3.12	0.01416800
500301	LUM. HALOG. 500W	6	4.80	0.03177500
690501	SOCKET MR16	100	0.35	0.00308125

Costo por energía consumida y sustitución de equipo anualmente

COSTO DE OPERACION ANUAL POR 4000 h/año, NS 0.33/kWh

BALASTRO	TIPO	LAMPARA	COSTO POR ENERGIA ANUAL (NS)	COSTO POR REPLAZO ANUAL (NS)	COSTO ANUAL (NS)
2x17W T8/ER (2)	Normal	17W T8/ER (4)	116.15	17.00	133.15
2x17W T8/ER (2)	Ahorrador	17W T8/ER (4)	102.95	17.95	120.90
2x20 EP (2)	Normal	20W ER (4)	158.40	25.50	183.90
2x20W ER (2)	Normal	20W ER (4)	139.90	24.45	164.35
2x20W ER (2)	Ahorrador	20W ER (4)	126.70	19.25	145.95
2x21W EI (2)	Normal	21W EI (4)	161.05	39.85	200.90
2x21W EI (2)	Ahorrador	21W EI (4)	145.20	35.95	181.15
2x32W T8/ER /U(1)	Normal	31W T8/ER/U (2)	99.00	17.10	116.10
2x32W T8/ER/U (1)	Ahorrador	31W T8/ER/U (2)	83.15	17.80	100.95
2x32W T8/ER/U (1)	Electrónico	31W T8/ER/U (2)	80.50	25.95	106.45
2x32W T8/ER/U(1)	Dimeable	31W T8/ER/U (2)	80.50	31.15	111.65
2x34W ER/U (1)	Normal	34W ER/U (2)	100.30	29.65	129.95
2x34W ER/U (1)	Ahorrador	34W ER/U (2)	95.05	25.45	120.50
2x34W ER/U(1)	Electrónico	34W ER/U (2)	79.20	33.15	112.35
2x34W ER /U(1)	Dimeable	34W ER/U (2)	79.20	38.55	117.75
2x40W ER/U(1)	Normal	40W ER/U (2)	126.70	20.95	147.65
2x40W ER/U (1)	Ahorrador	40W ER/U (2)	113.50	18.80	132.30
2x40W ER /U(1)	Electronico	40W ER/U (2)	94.05	28.30	122.35
2x40W ER /U(1)	Dimeable	40W ER/U (2)	95.05	33.50	128.55

NOTA. Para los cálculos se consideran 4,000 horas de uso al año y un costo de energía de 0.33 NS/kWh integrado, que es un promedio que se tiene en oficinas y Dependencias de Gobierno.

De esta tabla se puede observar que el sistema con balastro ahorrador de 2x32W T8/ER y lámparas de 31W T8/ER/U es el más económicamente recomendable para usarse en luminarios de 61 x 61 cm, por lo que éste será la referencia para comparar los sistemas en los que ya se tengan instaladas lámparas de tipo "U", en el caso en que no se pueda instalar este tipo de lámparas por el propio diseño del luminario y para luminarios de 30 x 61 cm, se recomienda la instalación de lámparas de 17W T8/ER y balastro ahorrador.

Costo por energía consumida y sustitución de equipo anualmente

COSTO POR ENERGIA CONSUMIDA EN 4000 h/año

LAMPARA REFLECTORA	COSTO POR ENERGIA ANUAL (NS)	COSTO POR REPLAZO ANUAL (NS)	COSTO ANUAL (NS)
75 W Incandescente	99.00	15.20	114.20
75 W # Incandescente	99.00	35.90	134.90
150 W # Incandescente	198.00	35.90	233.90
45 W & Halógena	59.40	40.20	99.60
90 W Halógena	118.80	40.20	159.00
15 W @	19.80	21.00	40.80
13 W *	22.45	11.30	33.75
18 W @	23.75	25.40	49.15

@ Lámparas compactas fluorescentes con reflector y balastro integrados

* Lámpara compacta fluorescente con balastro intercambiable, consumo con balastro 17 W

NOTA: Para los cálculos se consideran 4,000 horas de uso al año y un costo de energía de 0.33 NS/kWh integrado, que es un promedio que se tiene en oficinas y Dependencias de Gobierno.

De esta tabla se puede observar que se tiene un gran ahorro con reflectores de lámparas compactas fluorescentes y es el más económicamente recomendable para reemplazar a los reflectores interiores convencionales

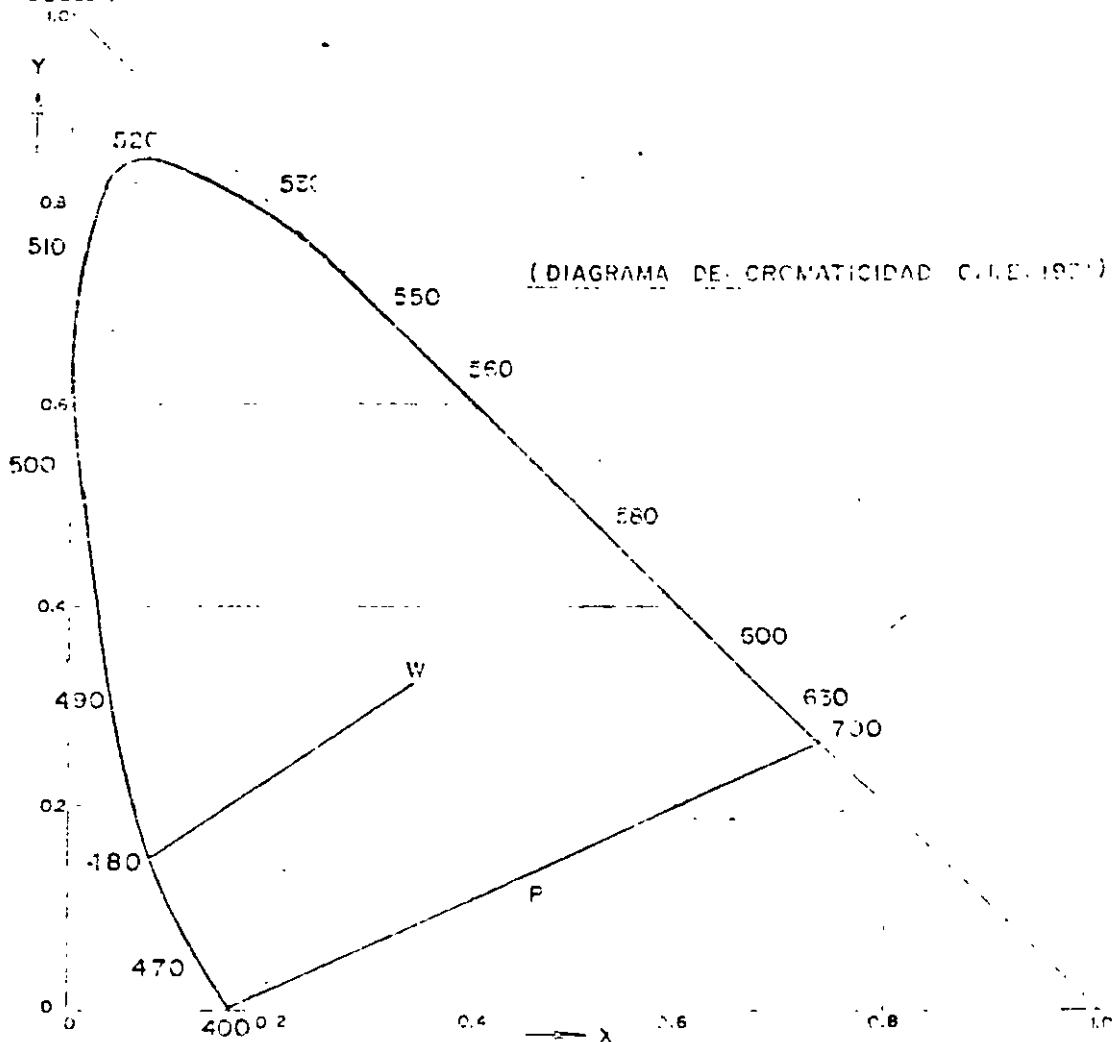
Los reflectores incandescentes con gases halógenos son los más recomendables para exterior, por lo que éstos serán la referencia para comparar los sistemas en los que ya se tengan instaladas lámparas reflectoras incandescentes convencionales.

En el caso en que no se pueda instalar lámparas compactas fluorescentes con reflector integrado por el tamaño del receptáculo o del alojamiento en plafón o techo, se recomienda la instalación de lámparas compactas fluorescentes de 13 W.

Si las lecturas tomadas con cada uno de los filtros las llamamos X, Y, Z podemos calcular las coordenadas del color x, y, z las cuales son llamadas coordenadas cromáticas. Este cálculo se realiza mediante las fórmulas siguientes:

$$x = \frac{X}{X + Y + Z} \quad y = \frac{Y}{X + Y + Z} \quad z = \frac{Z}{X + Y + Z}$$

La suma de las coordenadas cromáticas es igual a la unidad $x + y + z = 1$, por lo tanto con dos coordenadas podemos calcular la tercera. Una vez encontradas las coordenadas cromáticas, podemos calcular el resto de las características del color por medio del diagrama de cromaticidad que se muestra a continuación:

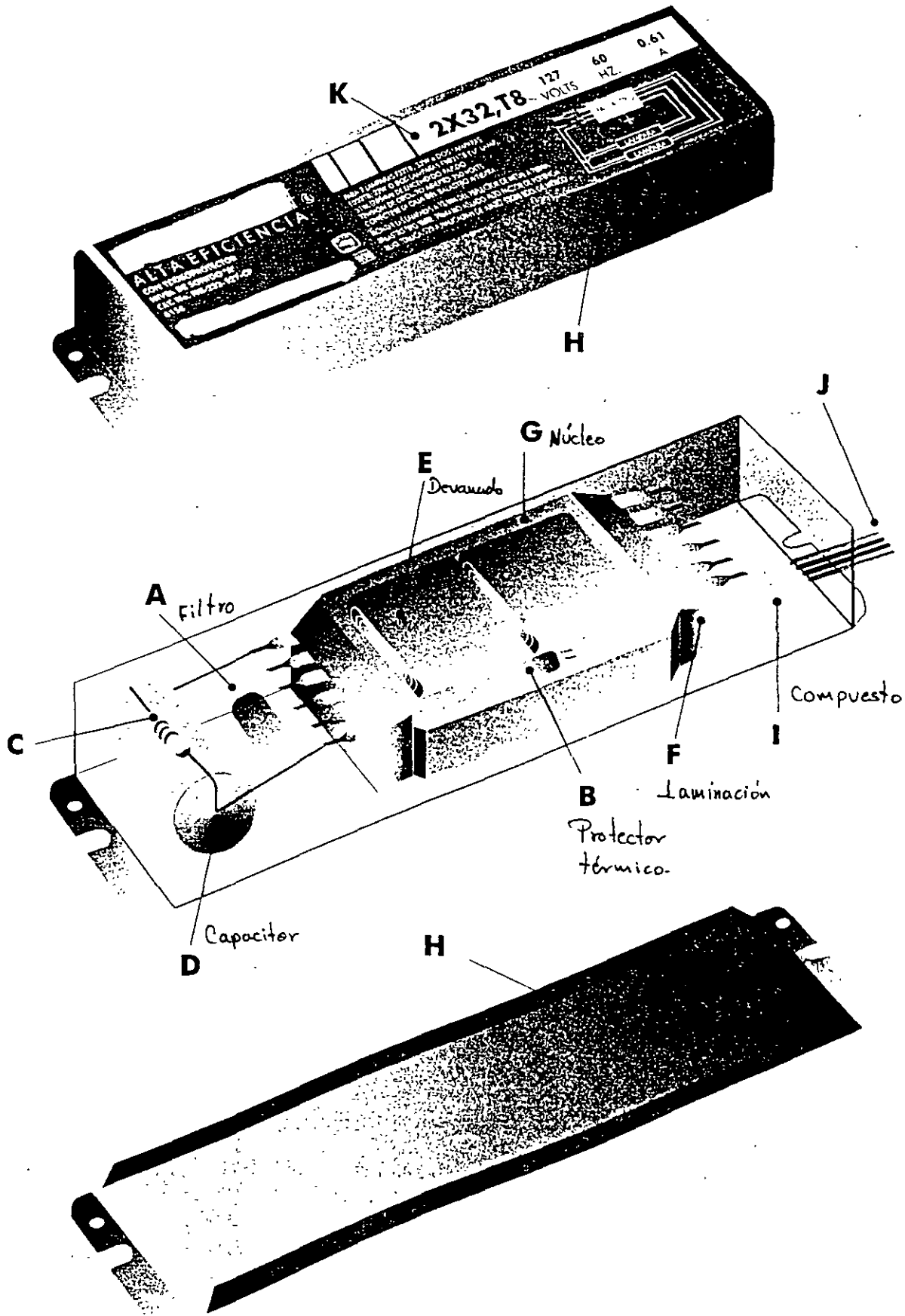


En este diagrama los colores puros se encuentran en la línea de límite y el color blanco está en el centro.

Color del Objeto:

Para medir el color del objeto el sistema más usado es el de Munsell. Este sistema se basa en la definición del color por medio de tres variables las cuales nos describen un espacio tridimensional como el que se muestra en la figura :

COMPONENTES DEL BALASTRO



FACTOR DE POTENCIA QUE SE DESEA, $\cos \phi_2$

FACTOR DE POTENCIA ORIGINAL $\cos \phi_1$	FACTOR DE POTENCIA QUE SE DESEA, $\cos \phi_2$						
	1.00	0.99	0.98	0.97	0.96	0.95	0.90
0.65	1.169	1.027	0.966	0.918	0.878	0.840	0.685
0.66	1.138	0.996	0.935	0.887	0.847	0.809	0.654
0.67	1.108	0.966	0.905	0.857	0.817	0.779	0.624
0.68	1.079	0.937	0.876	0.828	0.788	0.750	0.595
0.69	1.049	0.907	0.840	0.798	0.758	0.720	0.565
0.70	1.020	0.878	0.811	0.769	0.729	0.691	0.536
0.71	0.992	0.850	0.783	0.741	0.701	0.663	0.508
0.72	0.963	0.821	0.754	0.712	0.672	0.634	0.479
0.73	0.936	0.794	0.727	0.685	0.645	0.607	0.452
0.74	0.909	0.767	0.700	0.658	0.618	0.580	0.425
0.75	0.882	0.740	0.673	0.631	0.591	0.553	0.398
0.76	0.855	0.713	0.652	0.604	0.564	0.526	0.371
0.77	0.829	0.687	0.620	0.578	0.538	0.500	0.345
0.78	0.803	0.661	0.594	0.552	0.512	0.474	0.319
0.79	0.776	0.634	0.567	0.525	0.484	0.447	0.292
0.80	0.750	0.608	0.541	0.499	0.459	0.421	0.266
0.81	0.724	0.582	0.515	0.473	0.433	0.395	0.240
0.82	0.698	0.556	0.489	0.447	0.407	0.369	0.214
0.83	0.672	0.530	0.463	0.421	0.381	0.343	0.188
0.84	0.645	0.504	0.437	0.395	0.355	0.317	0.162
0.85	0.620	0.478	0.417	0.369	0.329	0.291	0.136
0.86	0.593	0.450	0.390	0.343	0.301	0.264	0.109
0.86	0.567	0.424	0.364	0.317	0.275	0.238	0.083
0.88	0.538	0.395	0.335	0.288	0.246	0.209	0.054
0.89	0.512	0.369	0.309	0.262	0.230	0.183	0.028
0.90	0.484	0.341	0.281	0.234	0.192	0.155	-
0.91	0.453	0.310	0.250	0.203	0.161	0.124	-
0.92	0.426	0.283	0.223	0.176	0.134	0.097	-
0.93	0.345	0.252	0.192	0.145	0.103	0.066	-
0.94	0.363	0.220	0.160	0.113	0.071	0.034	-
0.95	0.329	0.186	0.126	0.079	0.037	-	-
0.96	0.292	0.149	0.089	0.042	-	-	-
0.97	0.250	0.107	0.047	-	-	-	-
0.98	0.203	0.060	-	-	-	-	-
0.99	0.143	-	-	-	-	-	-

de estos choques una parte de los átomos se ioniza, aumentando así la corriente de descarga; la mayor parte de los átomos de mercurio ya están aquí excitados.

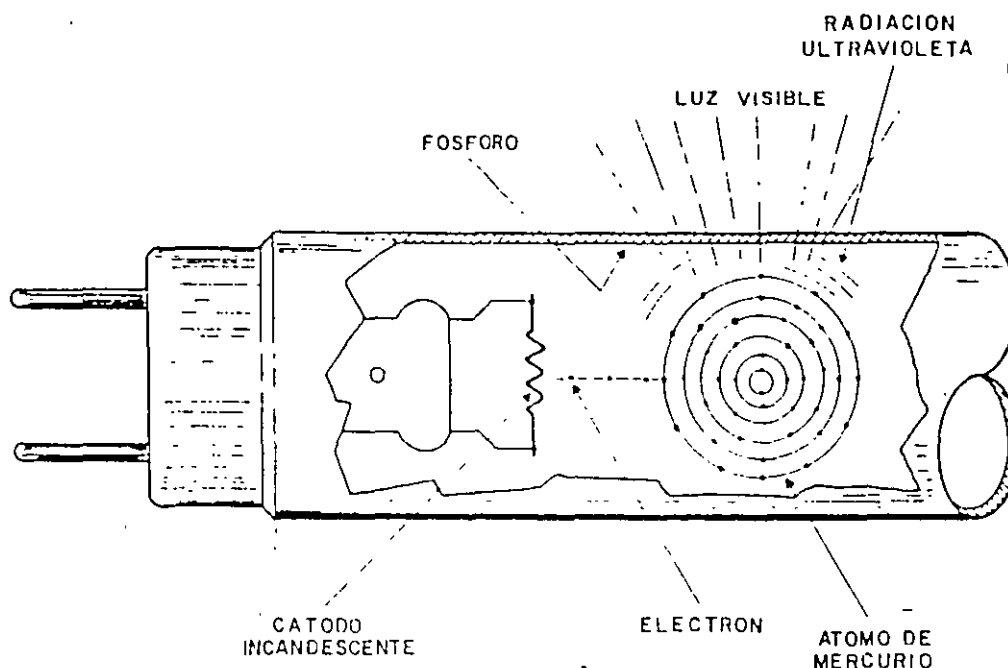


FIG 11.2.- PRODUCCION DE LUZ EN UNA LAMPARA FLUORESCENTE.

Ahora bien, la baja presión que existe en el interior del tubo es la causante de que en la excitación de los átomos de mercurio se emitan casi exclusivamente radiaciones ultravioletas cuya longitud de onda es de 253.7 nanómetros. Estas radiaciones excitan a su vez materias fluorescentes depositadas en las paredes del tubo que emitirán radiaciones de mayor longitud de onda que las radiaciones ultravioletas incidentes; dicho de otra forma, emitirán radiaciones visibles.

CONSTRUCCION DE LAS LAMPARAS FLUORESCENTES.

En la figura 11.3 se pueden apreciar las principales partes constitutivas de una lámpara fluorescente, así como su función principal. A continuación damos una explicación más

TABLA COMPARATIVA DE CARACTERISTICAS DE LAMPARAS :

	INCANDESCENTE	FLUORESCENTE	VAPOR DE MERCURIO	ADITIVOS METALICOS	VAPOR DE SODIO ALTA PRESION	VAPOR DE SODIO BAJA PRESION
VIDA (HORAS)	750 - 2000	6000 - 24000	MAS DE 24000	7500 - 20000	24000	18000
ENCENDIDO	INSTANTANEO	MUY RAPIDO	5 - 7 MINUTOS	5 - 7 MINUTOS	3 - 5 MINUTOS	15 MINUTOS
REENCENDIDO	INSTANTANEO	INSTANTANEO MUY RAPIDO	15 MINUTOS	15 MINUTOS	1 MINUTO	70% INSTANTANEO
FALLA TIPICA	NO ENCIENDE	NO ENCIENDE (PUEDE FALTADEAR)	NO ENCIENDE O ENCIENDE MUY TENUE	NO ENCIENDE	ENCIENDE Y APAGA INTERMITENTE	NO ENCIENDE
RENDIMIENTO DE COLOR	REGULAR	DE REGULAR A EXCELENTE	DE POBRE (CLARA) A BUENO (FOSFORADO)	BLANCO AZULADO DE BUENO A EXCELENTE	AMARILLO CHAMPANA REGULAR	AMARILLO MONOCROMATICO POBRE
DEPRECIACION DE LUMENES DE LAMPARA	DE BUENO A EXCELENTE	DE REGULAR A BUENO	DE POBRE A REGULAR	DE POBRE A REGULAR (DEPENDIENDO DEL ANGULO DE INSTALACION)	BUENO	EXCELENTE
EFICACIA (LUMENES/WATT)	9 - 24	37 - 93	39 - 53	65 - 115	65 - 127	100 - 183
COSTO INICIAL	BAJO	REGULAR	REGULAR	REGULAR	DE REGULAR A ALTO	ALTO
COSTO DE OPERACION	ALTO	REGULAR	REGULAR	DE BAJO A REGULAR	BAJO	BAJO

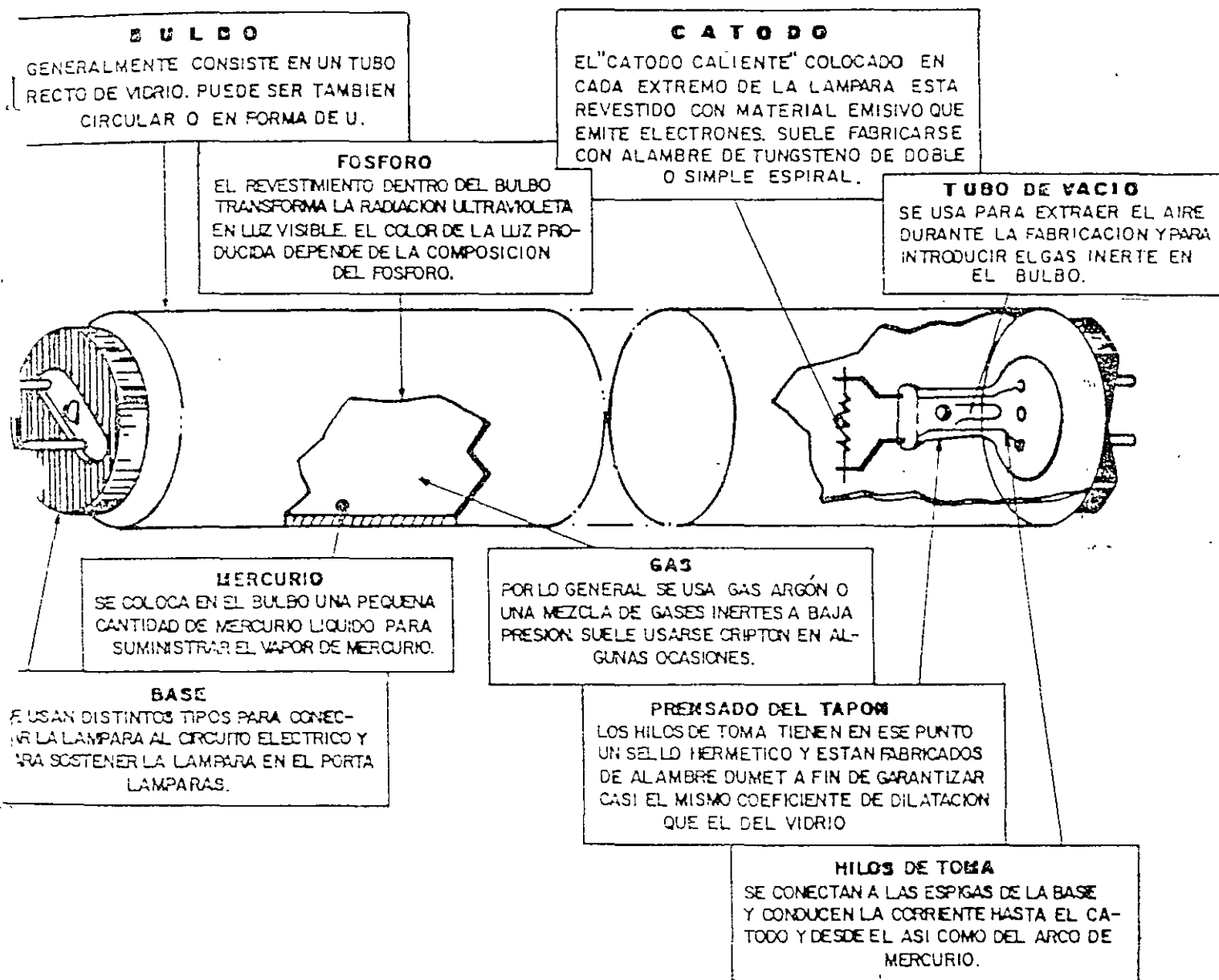
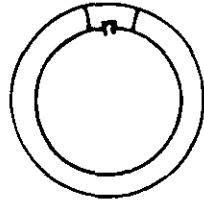
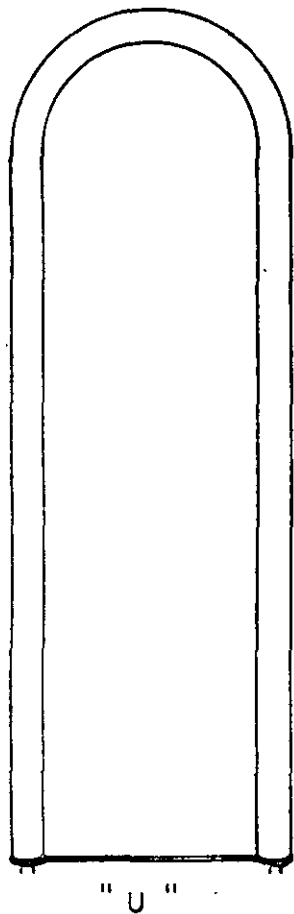


FIG 11.3.- PARTES PRINCIPALES DE UNA LAMPARA FLUORESCENTE.

LAMPARAS FLUORESCENTES



CIRCULAR



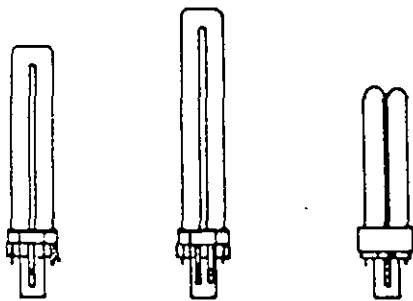
RAPIDO



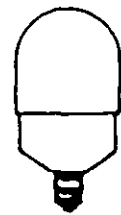
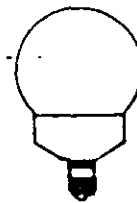
INSTANTANEO
"SLIMLINE"



HO Y VHO



BASE ENCHUFABLE



BASE ROSCADA

EFICACIA: 37 A 93 LUMENES POR WATT

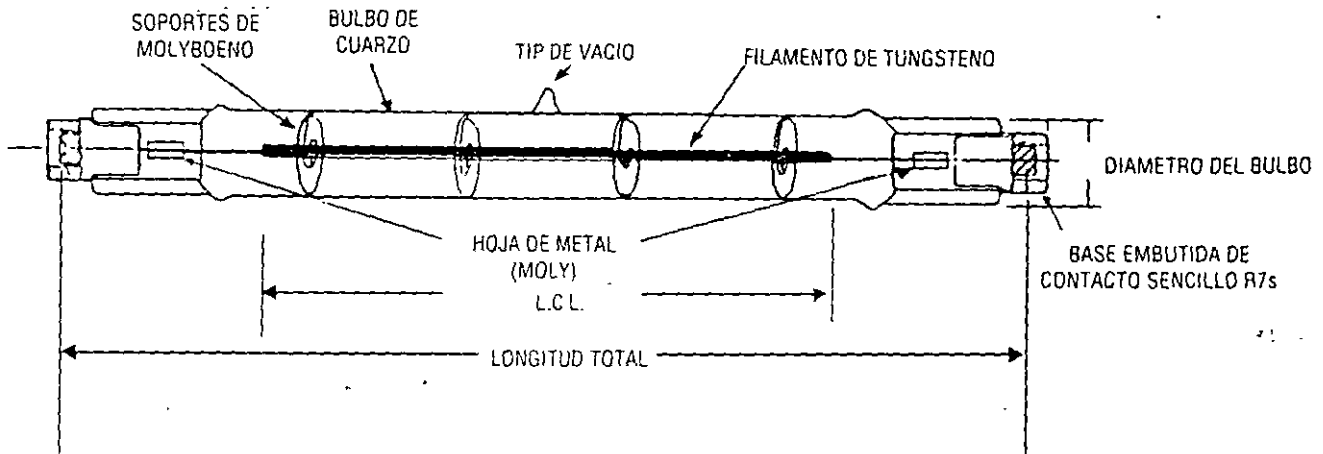
VIDA : 6,000 A 20,000 HORAS

POTENCIAS: 4 A 215 WATTS

USOS : RESIDENCIAL, COMERCIAL, OFICINAS, INDUSTRIAL .

FIG 11.7.- TIPOS DE LAMPARAS FLUORESCENTES.

La lámpara de tungsteno halógena consiste de un filamento de alambre de tungsteno montado dentro de un tubo de cuarzo llenado a alta presión que contiene en su interior un gas con un elemento halógeno agregado a él. Cuando la lámpara es conectada en un circuito eléctrico, la corriente eléctrica que pasa a través del filamento debe vencer su resistencia y la potencia consumida calienta el filamento hasta el estado de incandescencia.



Cómo interpretar el catálogo de lámparas de tungsteno halógenas

Watts	Bulbo	Base	Código	Descripción Abreviada	Volts.	Piezas/caja	Descripción	Vida(hrs.)	Lúmenes o Candelas en el Haz y Abertura del Haz	Longitud Total (mm)
50	MR16	GX5.3	630071	50MR16/Q/NSP	12	10	Concentrado	3.000	9150CP<13°	45.5
			630081	50MR16/Q/NFL	12	10	Medio	3.000	3000CP<24°	45.5
			630021	50MR16/Q/FL	12	10	Difusion	3.000	1500CP<38°	45.5

Descripción Abreviada
 50 - Watts
 MR - Forma del Bulbo
 16 - Diámetro = 16/8 = 2 pulg
 Q - Cuarzo (Halógeno)
 FL - Flood = Difusión

Abreviaturas:

FL - Difusion, Flood
 NFL - Difusion Angosto, Narrow Flood
 SP - Concentrado, Spot

NSP - Muy Concentrado, Narrow Spot
 Q - Cuarzo, Lámpara Halógena, Quartz
 CL - Acabado Claro

LCL - En las lámparas tubulares se refiere a la longitud central iluminada
 MPCH - Maxima Potencia en Candelas al centro del Haz



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS

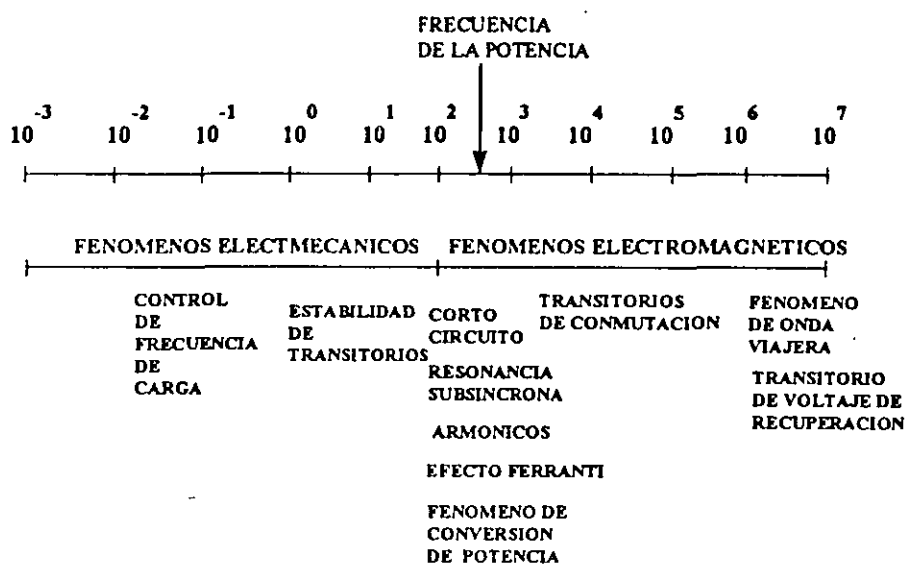
**EXPOSITOR: ING. MIGUEL ANGEL FLORES RANGEL
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

OBJETIVO

Proteger a los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, limitando para ello la magnitud de las sobretensiones y por lo tanto sobrecorrientes.

ESPECTRO DE FRECUENCIA DE LAS SEÑALES EN UN SISTEMA DE POTENCIA



Los sobrevoltajes pueden deberse a:

- Descargas atmosféricas
- Conmutación
- Temporales (problemas de corto circuito)

Los sobrevoltajes temporales pueden deberse a

- Fallas de tierra
- Cambios repentinos de carga
- Efecto Ferranti
- Resonancia
- Resonancia en circuitos acoplados
- Ferroresonancia
- Conductores Abiertos
- Otros

Los sobrevoltajes de conmutación se pueden deber a:

- *Energización de una línea*
- *Recierre de una línea*
- *Ocurrencia de falla*
- *Liberación de falla*
- *Conmutación de corrientes capacitivas:*
 - *Bancos de capacitores*
 - *Cables*
 - *Líneas no cargadas*

Voltajes y sobrevoltajes

<i>CATEGORIA:</i>	<i>DURACION:</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>VOLTAJE DE SISTEMA</i>• <i>SOBREVOLTAJE TEMPORAL</i>	<i>CONTINUO MAS GRANDE QUE UN PERIODO DE LA FRE- CUENCIA DEL SISTEMA POCOS MIMISEGUNDOS MENOS.</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>SOBREVOLTAJE</i>	<i>DURACION DEL FRENTE</i>
<ul style="list-style-type: none">• <i>FRENTE SUAVE DE SOBREVOLTAJE</i>• <i>FERNTE RAPIDO DE SOBREVOLTAJE</i>• <i>FRENTE MUY RAPIDO SOBREVOLTAJE</i>	<i>30 μs A 5000 μs 0.1 μs A 30 μs 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 apartarrayos.

A continuación se muestra la tabla que condensa las causas comunes de sobrevoltaje indicando su magnitud aproximada, su duración y el método de control.

Dispositivos de protección

- *El apartarrayos*
- *Hilos de guarda*

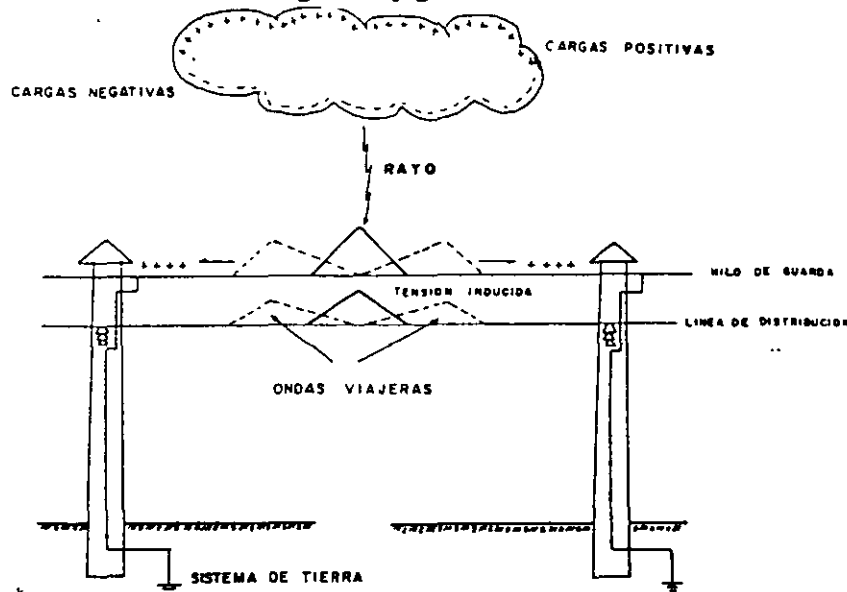
La aparición de la sobretensión por descarga eléctrica se puede deber a

- *La incidencia de la descarga atmosférica sobre la línea*
- *Por inducción electrostática por la presencia de campos electrostáticos.*
 - ◆ *Entre las nubes y la tierra durante una tormenta*
 - ◆ *Por la descarga directa sobre el hilo de guarda*

Se ha estudiado ampliamente el mecanismo de las descargas atmosféricas y han surgido diversas teorías, de las cuales la mayoría coincide en que la fricción existente entre el viento y la nube (partículas de agua o hielo)

MECANISMO DE DESCARGA SOBRE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Al incidir una descarga eléctrica sobre una línea la onda de sobretensión se subdivide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones a una velocidad cercana a la velocidad de la luz, ver en la siguiente figura:



La sobretensión de cada una de las ondas puede ser expresada como:

$$V = \frac{1}{2} Z I_c \quad (1)$$

donde I_0 es el valor de la cresta de corriente del rayo y $Z = \sqrt{\frac{L}{C}}$, es la impedancia característica de la línea.

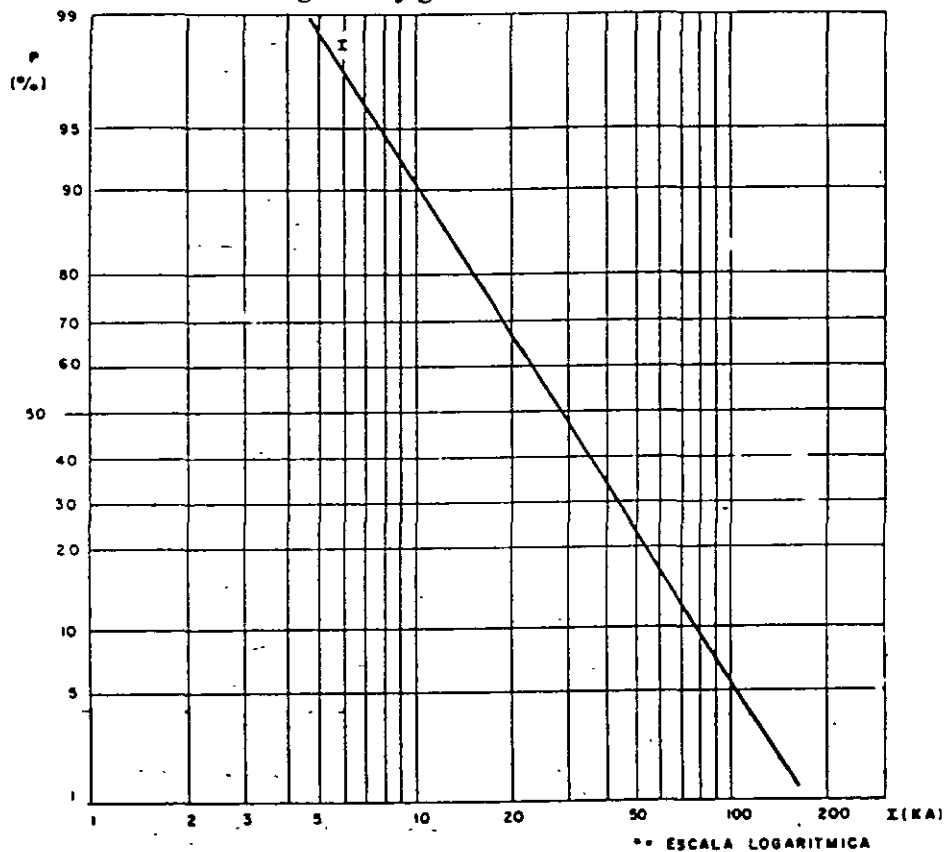
La onda viajera de corriente y voltaje se ve distorsionada por

- Pérdidas en el conductor
- Pérdidas por conducción a tierra
- Pérdidas dieléctricas en los aisladores
- Radiación electromagnética
- Efecto corona

Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir:

- Sobretensiones del orden de varios millones de volts
- Corrientes de varios miles de amperes.

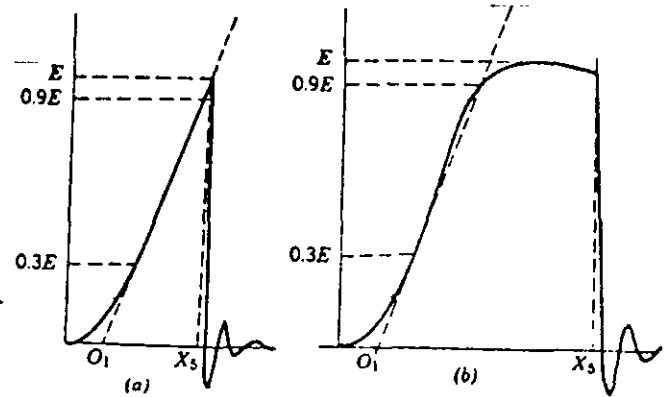
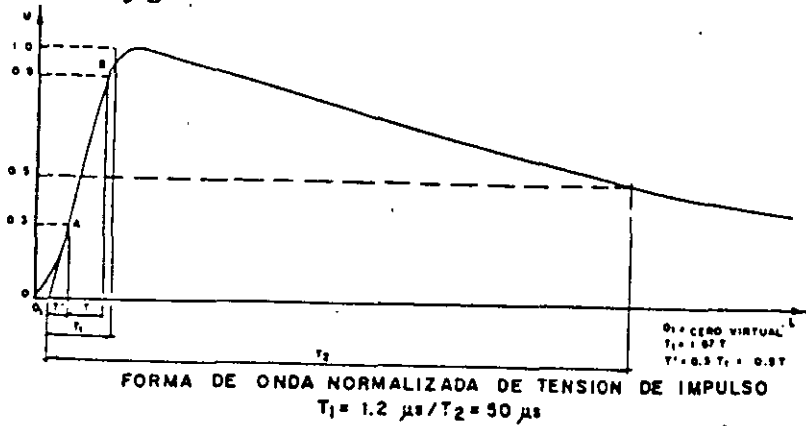
Se ha encontrado que el valor medio de la distribución de corriente medida es de alrededor de 30 kA, ver la siguiente figura:



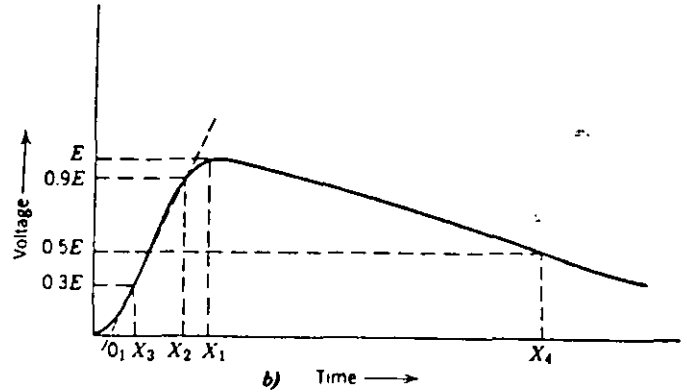
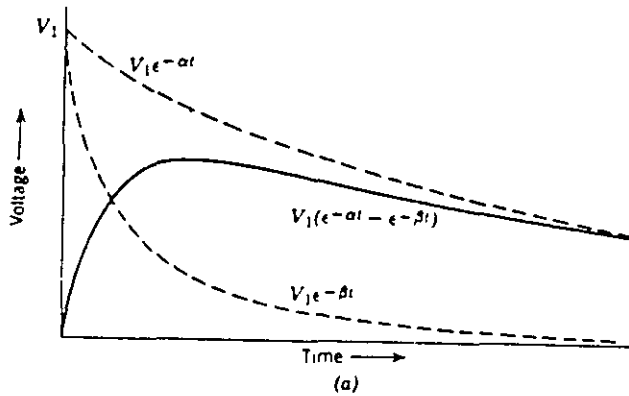
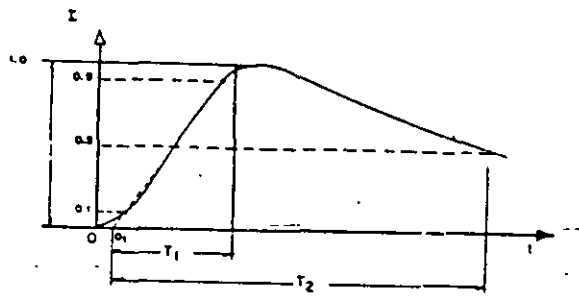
Para el caso de sobretensión por inducción se produce:

- Sobrevoltajes de algunos cientos de volts
- Corrientes de descarga del orden de 50 a 2000 A

La forma normalizada de la onda se expresa como $1.2/50 \mu s$, donde $1.2 \mu s$ es el tiempo de frente de onda y $50 \mu s$ es el tiempo de cola, como se muestra en la siguiente figura:



ONDAS CORTADAS QUE SIMULAN DESCARGAS ELECTRICAS



a) ONDA DOBLE EXPONENCIAL $V(T) = V(e^{-at} - e^{-bt})$, b) ONDA DE SOBRETENSION TIPICA PROVENIENTE DE UN GENERADOR DE IMPULSO.

Si una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es de como si fuese un circuito abierto, debido a la alta frecuencia de la onda, en consecuencia la onda se refleja y empieza a viajar de regreso en la línea, dicha onda reflejada se suma a la onda que llega, obteniéndose como resultado una onda que tiende a duplicarse.

Al incidir una onda en una línea, ésta viaja y cuando existen cambios súbitos de impedancia, existe un fenómeno que consiste en que la onda incidente se descompone en dos partes:

- Onda reflejada
- Onda refractada

Los cambios de impedancia implican

- Uniones de cables y líneas
- Corto circuito
- Circuito abierto
- Carga
- Equipo
 - Máquina
 - Transformador
 - Reactor
 - Apartarrayo

COEFICIENTE DE REFLEXION Y REFRACCION:

$$\text{COEFICIENTE DE REFLEXION} = \Gamma = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}, \quad -1 \leq \Gamma \leq 1,$$

$$\text{COEFICIENTE DE REFRACCION} = 1 + \Gamma = \frac{2Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad 0 \leq 1 + \Gamma \leq 2$$

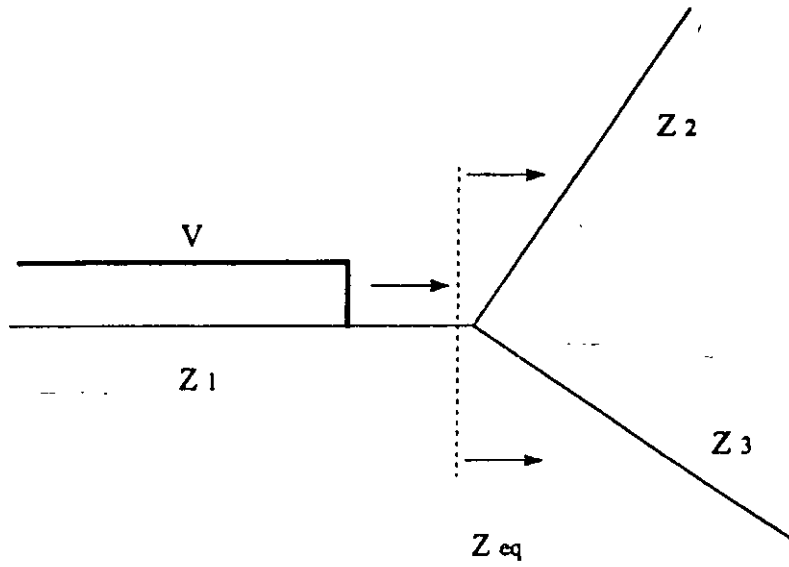
Para una unión si

- $Z_1 < Z_2$, entonces el coeficiente de reflexión es positivo.
- $Z_1 > Z_2$, entonces el coeficiente de reflexión es negativo.
- Un corto circuito tiene un coeficiente de reflexión de -1 .
- Un circuito abierto tiene un coeficiente de reflexión de $+1$.

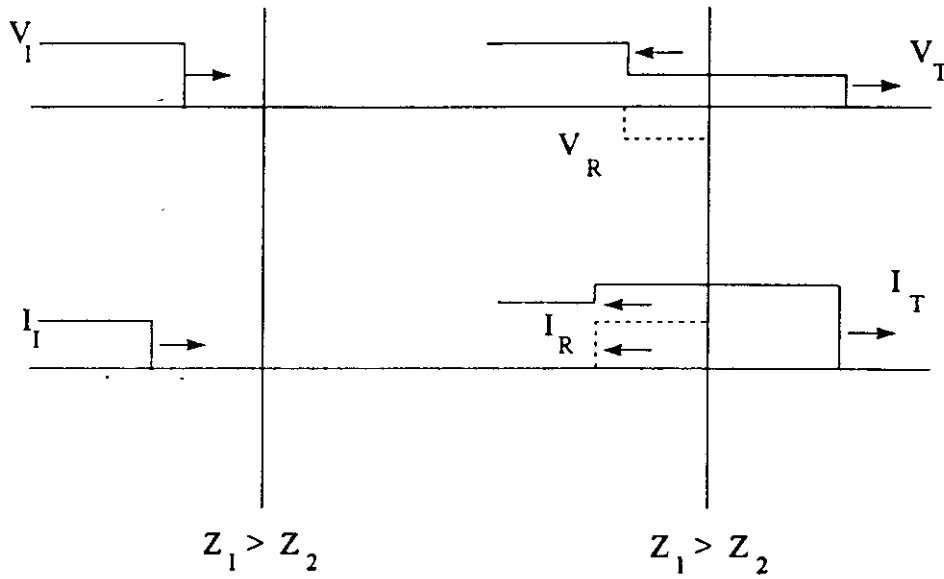
La unión con dos líneas en bifurcación nos produce los siguientes coeficientes de reflexión y refracción:

$$\Gamma = \frac{Z_{eq} - Z_1}{Z_{eq} + Z_1} = \text{COEFICIENTE DE REFLEXIÓN}$$

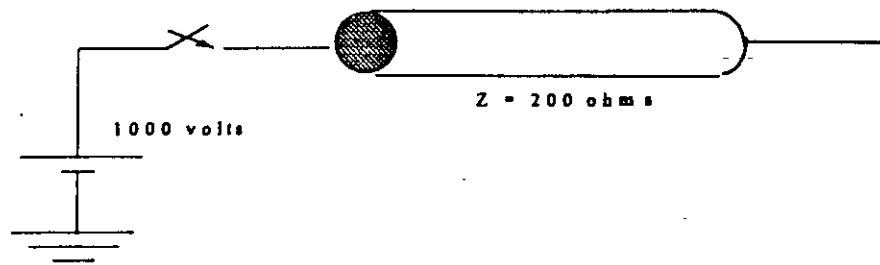
$$Z_{eq} = \frac{Z_2 Z_3}{Z_2 + Z_3}, \quad 1 + \Gamma = \text{COEFICIENTE DE REFRACCION}$$



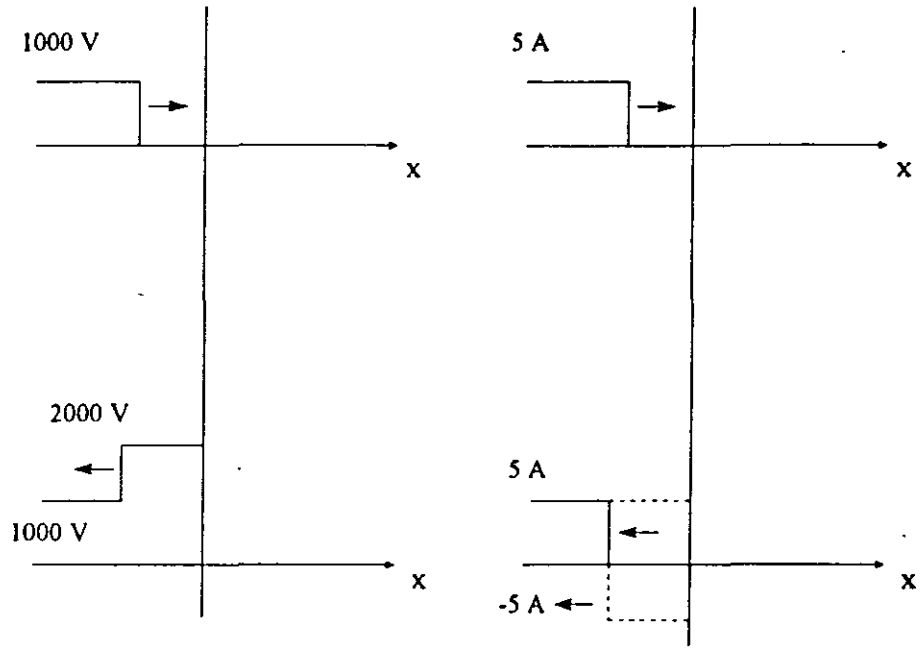
La siguiente figura muestra como se comporta una onda incidente de voltaje y corriente



CASO DE LA LINEA TERMINADA EN UN CIRCUITO ABIERTO



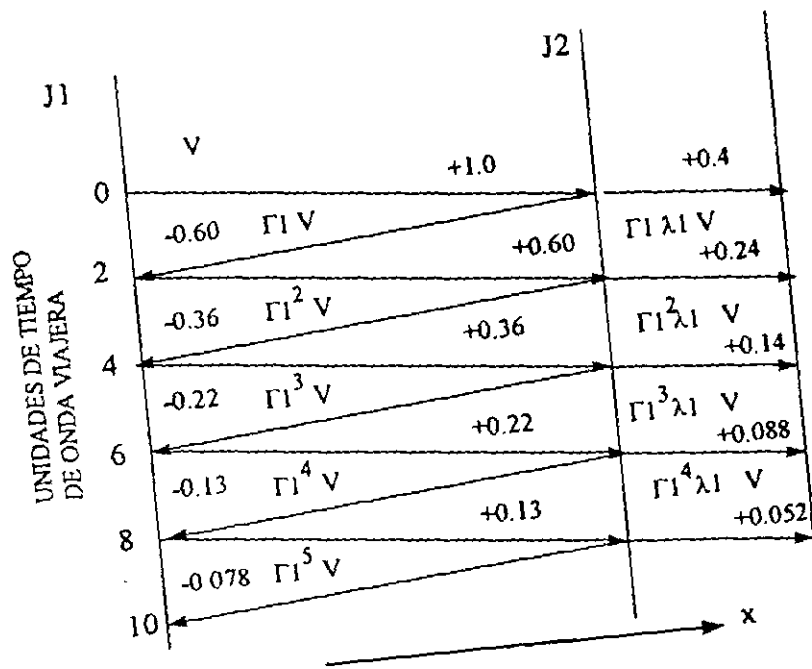
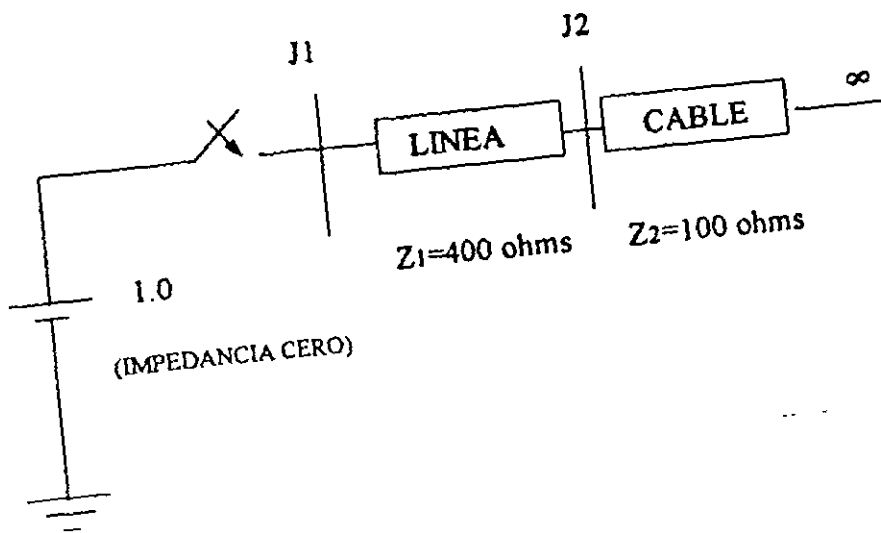
$$\Gamma = \frac{\infty - 200}{\infty + 200} = 1, \quad 1 + \Gamma = 2$$



DIAGRAMAS DE LATTICE

- *Son diagramas de espacio - tiempo*
- *Herramienta para estudio de los efectos de multiples reflexiones*

Considérese el siguiente caso de una 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*

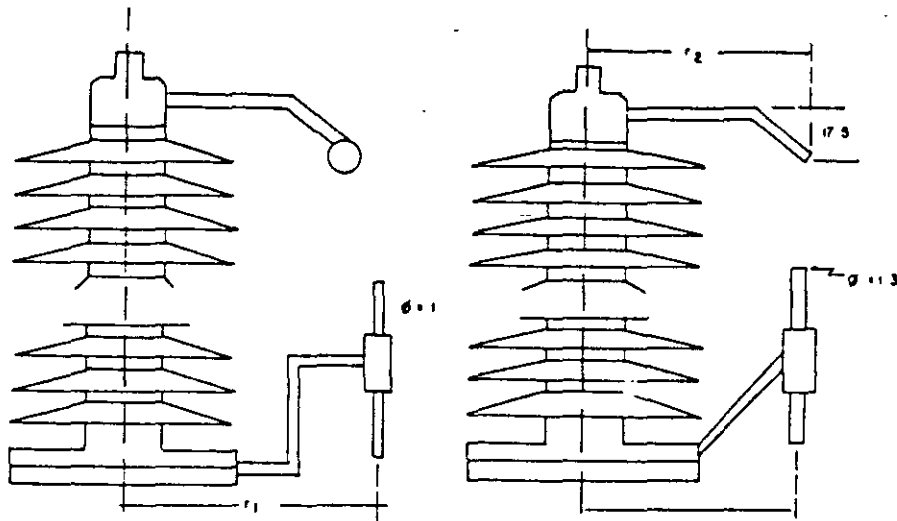
Las condiciones de operación de los cuernos de arqueo dependen de los siguientes factores:

- *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).

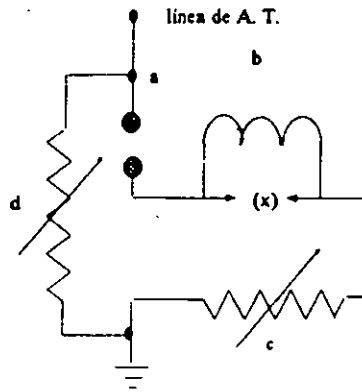
Características

- 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:

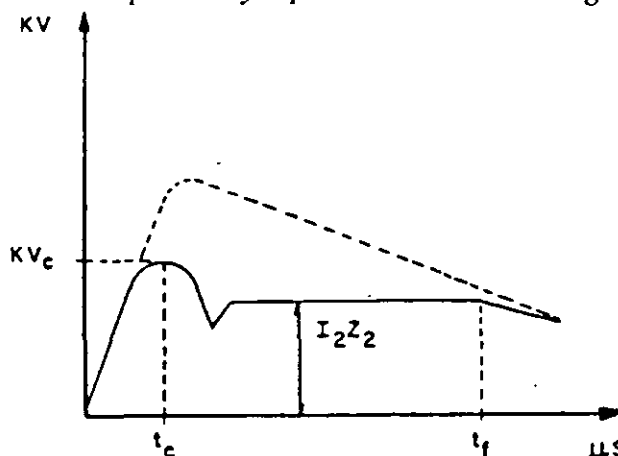
- Explosores de arqueo
- Sistema de extinción del arco
- Resistencia no lineal limitadora de corriente ($I = k E^n$)
- Resistencia en derivación no lineal.



MECANISMO DE FUNCIONAMIENTO

- Incide una onda de tensión transitoria E_1 , originada por una descarga atmosférica.
- Esta onda origina un flameo en los explosores (a), produciéndose una corriente a través de la bobina (b) y la resistencia (c).
- La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la energía disipada será lo mínimo posible.
- La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los explosores (a) a una zona de extinción.
- Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina también es alta y operan los electrodos auxiliares (x), permitiendo la operación continua del apartarrayo a lo largo de un transitorio de alta energía.

La operación de un apartarrayo queda resumida en la siguiente gráfica:



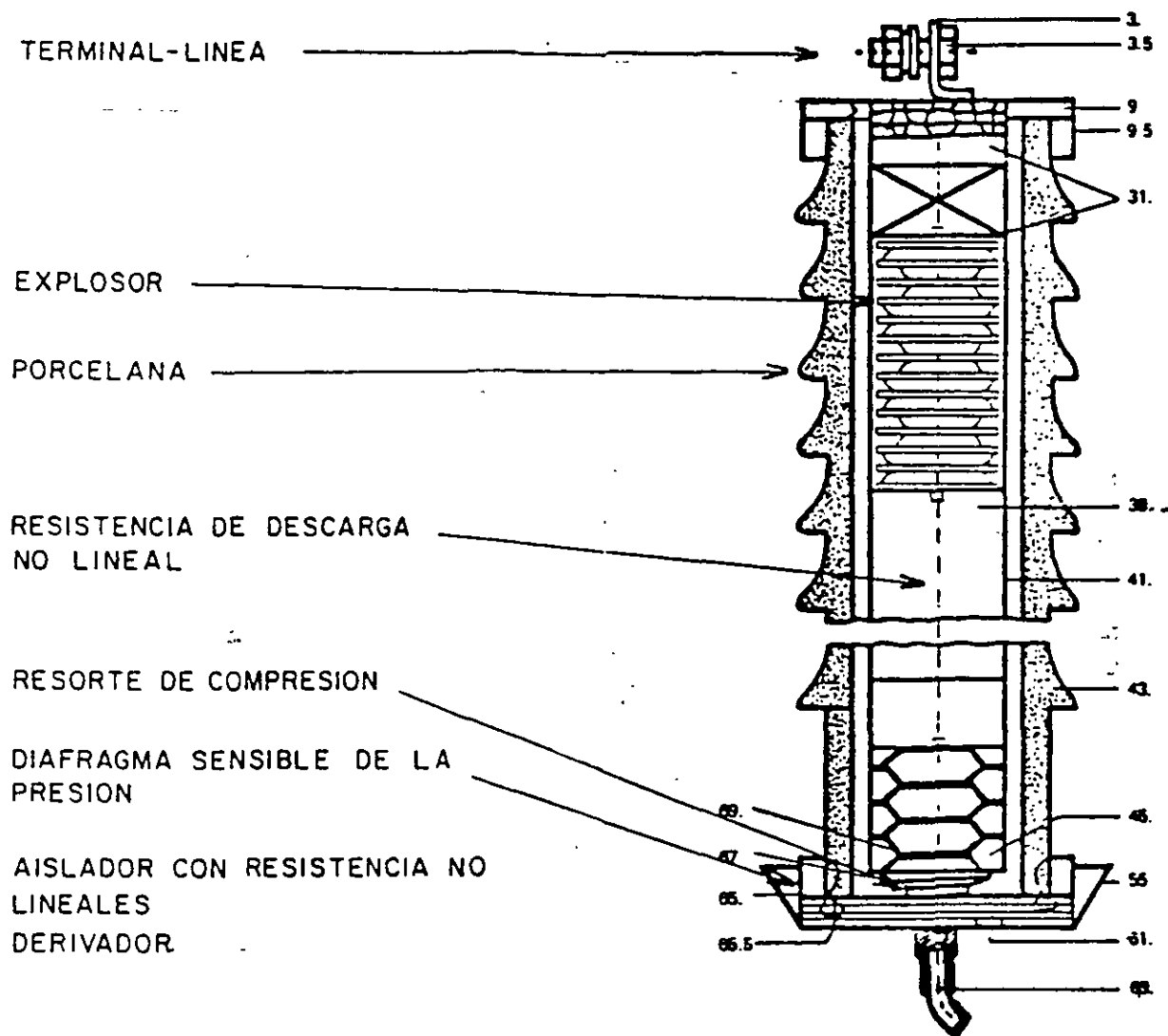
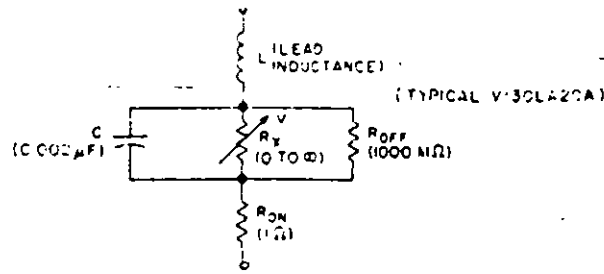


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

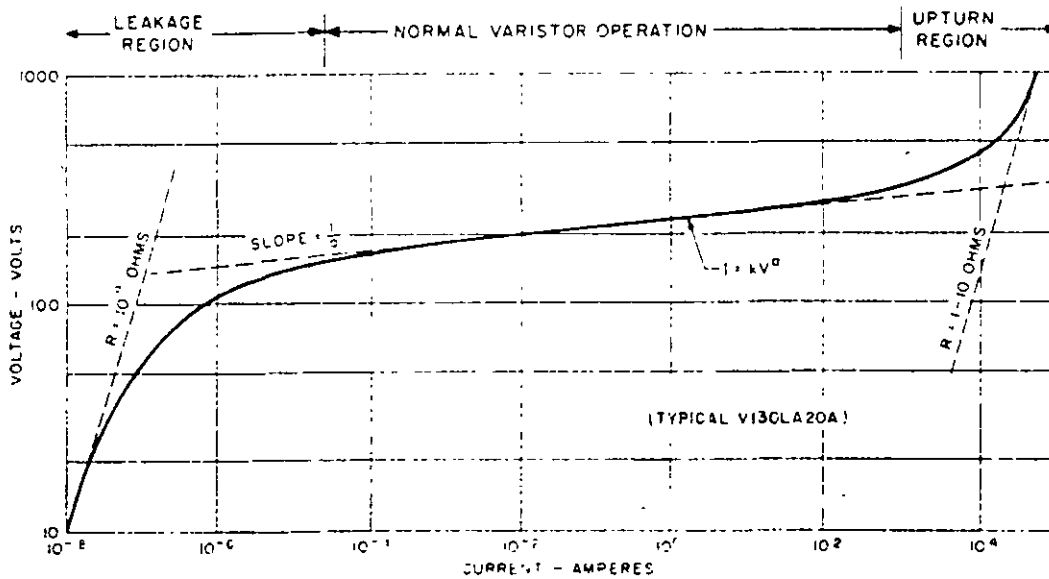
La siguiente figura muestra el modelo electrico equivalente del varistor en forma simplificada.



La siguiente tabla condensa los valores de los diámetros de los discos que componen un varistor de oxido de metal

TIPO DE EMPAQUE	DISC DIAMETER-mm
Molded Axial (MA Series)	3
Radial Lead (LA & ZA Series)	7, 10, 14 & 20
Power (PA Series)	20
High Energy (HE Series)	32

La siguiente figura muestra la curva tipica de un varistor en una escala logarítmica.

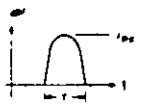
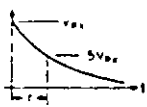
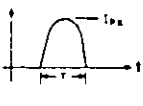
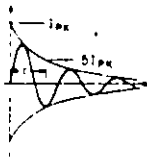
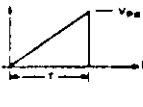
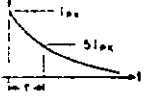
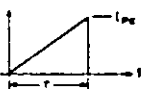
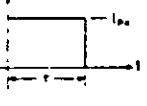


Los varistores son elementos hechos de oxido de metal, siendo éstos elementos similares a los apartarrays en subestaciones pero para aplicaciones industriales, comerciales, militares o domésticas. La especificación de estos elementos básicamente están relacionados con su voltaje nominal de operación 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:

$$E = \int_0^{\tau} V_C(t) I(t) \Delta t = K V_C I \tau$$

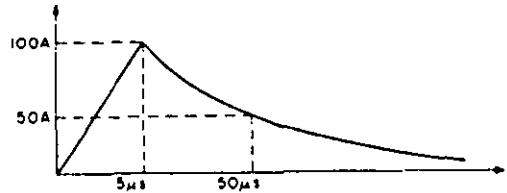
Donde E es la energía absorbida por el varistor, V_C es el voltaje de corte o de cebado, τ es la duración del impulso y K es una constante, cuyos valores pueden ser determinados a partir de la siguiente tabla.

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.

$$E = KV_c I \tau = (0.5)(500)(100)(5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

$$E = KV_c I \tau = (1.4)(500)(100)(50 - 5)(10^{-6}) = 0.13 \text{ J}$$

$$3.28 \text{ J}$$

De lo anterior se concluye que el modelo V130LA1 es justamente el adecuado para esta aplicación, pero para mayor seguridad se deberá emplear el V130LA2, representando éste una mejor selección.

SELECCIÓN Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobrevoltaje en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico.

La coordinación de aislamientos juega un papel muy importante.

El éxito de un estudio de coordinación de aislamientos completo será la selección o especificación de la resistencia eléctrica de aislamiento de todos los aparatos, los espacios entre fase y tierra y fase-fase y la distancia de fuga de porcelanas externas. Los apartarrayos de descargas atmosféricas deberán ser también seleccionados, si es requerido, Hileman sugiere, los siguientes pasos cuando se efectúa un estudio de coordinación de aislamientos en una subestación aislada en aire:

- *Seleccione el valor nominal del apartarrayo*
- *Determine los requerimientos del nivel de aislamiento de los aisladores de porcelana basados sobre condiciones de contaminación y convertir éstos a valores BIL y BSL para la porcelana externa.*
- *Localizar un apartarrayo inmediatamente adyacente a las boquillas del transformador y determine el BIL y BSL del transformador y de las boquillas del transformador, usando las características de los apartarrayos protectores.*
- *Determine el BIL del otro equipo y las distancia de fase a tierra como sea requerido por los sobrevoltajes de descargas atmosféricas asumiendo solamente un apartarrayo en el transformador. Si los BIL's y las distancias son excesivas, sume apartarrayos adicionales y otra vez determine el BIL y las distancias de seguridad.*
- *Determine el BSL del otro equipo, las distancias de fase a tierra y fase-fase como sea requerido por los sobrevoltajes de conmutación.*
- *Determine la necesidad para la protección de interruptores abiertos y si es requerido recomendar el uso de cuernos de arqueo o apartarrayos.*

Para la selección de apartarrayos para proteger transformadores se pueden tomar las siguientes consideraciones:

- **ATERRIZAMIENTO**
- **TENSION NOMINAL**
- **CORRIENTE DE DESCARGA**
- **COORDINACION DE AISLAMIENTOS**

ATERRIZAMIENTO

Para seleccionar la tensión nominal de apartarrayos, los sistemas trifásicos pueden ser clasificados en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 . Tal y como se muestra en la siguiente tabla

TIPO DE SISTEMA		LIMITE DE LOS VALORES X_0/X_1	LIMITE DE LOS VALORES R_0/X_1	COEFICIENTE DE ATERRIZAMIENTO (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

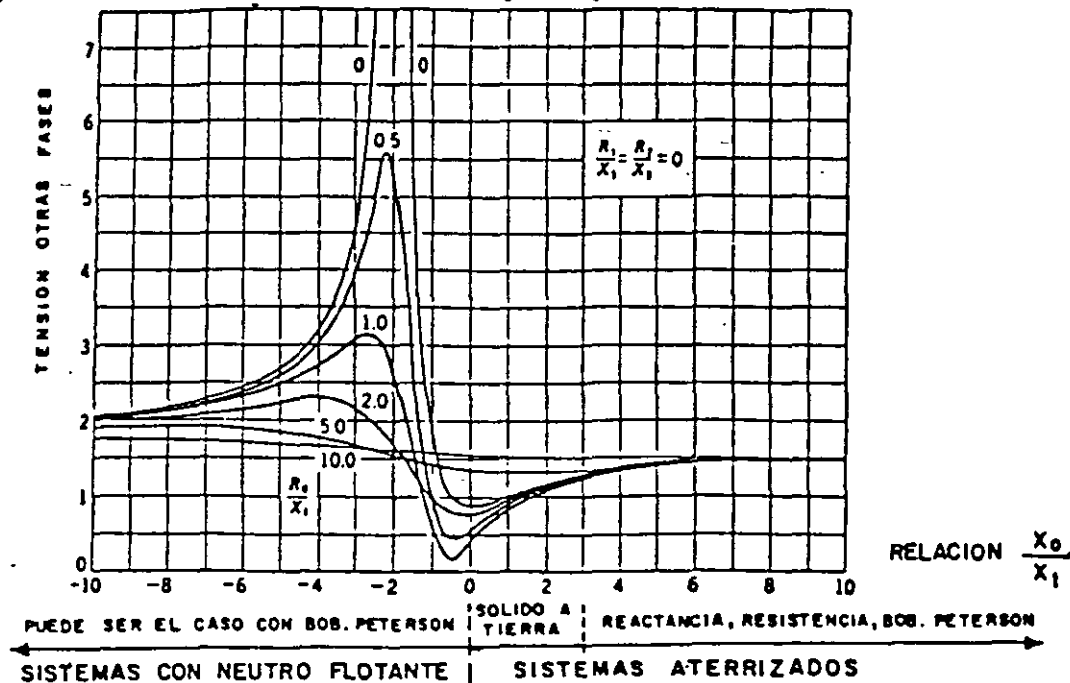
Donde:

- X_0 - Reactancia de secuencia cero
- X_1 - Reactancia de secuencia positiva
- R_0 - Resistencia de secuencia cero
- C_a - 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 1.2/50µs kV cresta	MAXIMA DESCARGA ONDA 250/2500µs kV cresta	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 µs					
	C62.1 1971	C62.1 1974				1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40.0 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.
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	48.
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	58.
21	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:

$$C_I = \frac{BIL}{V_{kn} (1 + 0.66 T_I)} = \frac{BIL}{1.1 V_{kn}}$$

$$C_D = \frac{BIL}{V_{kvD} (1 + 0.66 T_D)} = \frac{BIL}{1.3 V_{kvD}}$$

$$1.2 \leq C_I \leq 1.4,$$

$$1.2 \leq C_D \leq 1.4.$$

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 apartarrayos 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 apartarrayos

(3) Características de respuesta de las resistencias no lineales de descarga del apartarrayos.

Tolerancia de respuesta de los apartarrayos.

Tipo de apartarrayo	Descarga al impulso de onda	descarga de corriente de onda
Distribución	0.15	0.20
Estación	0.10	0.15

Los apartarrayos se deben instalar lo más próximo posible a los aparatos que van a proteger. Pero para mantener el margen de protección no debe ser instalado a una distancia mayor que

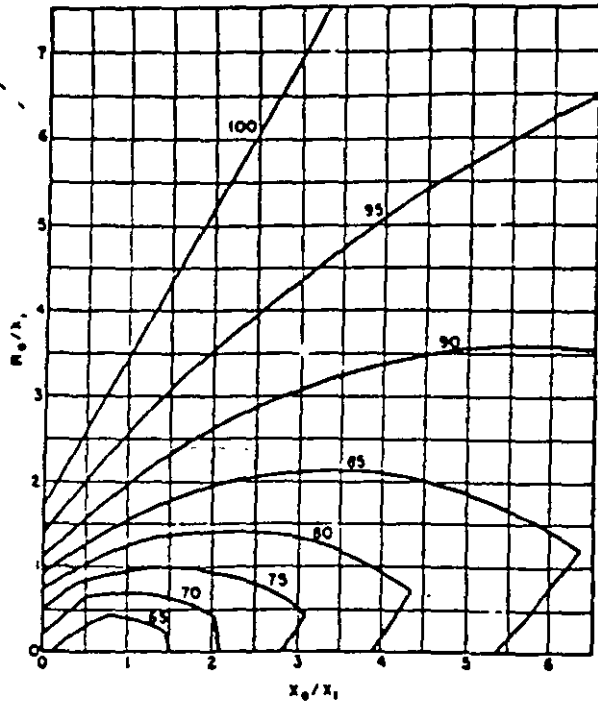
$$S = 150 \frac{V_{KVAP}}{n}$$

En donde:

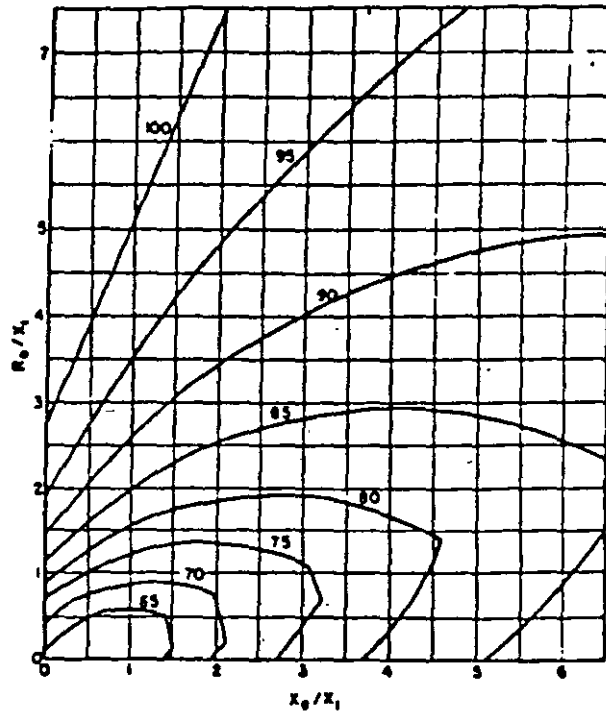
S = Distancia máxima permisible de instalación del apartarrayos con relación al aparato protegido en (m)

V_{KVAP} = Tensión máxima de cresta, onda 1.2/50 ó frente de onda, de operación del apartarrayos.

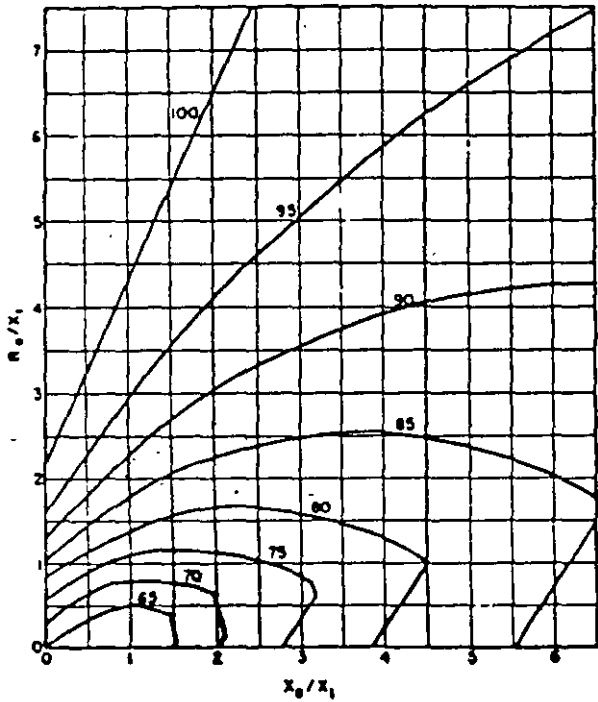
n = Pendiente del frente de onda que permite pasar el apartarrayos en KV/μs



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$.



(c) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.2 X_0$.



(b) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.1 X_0$.

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:

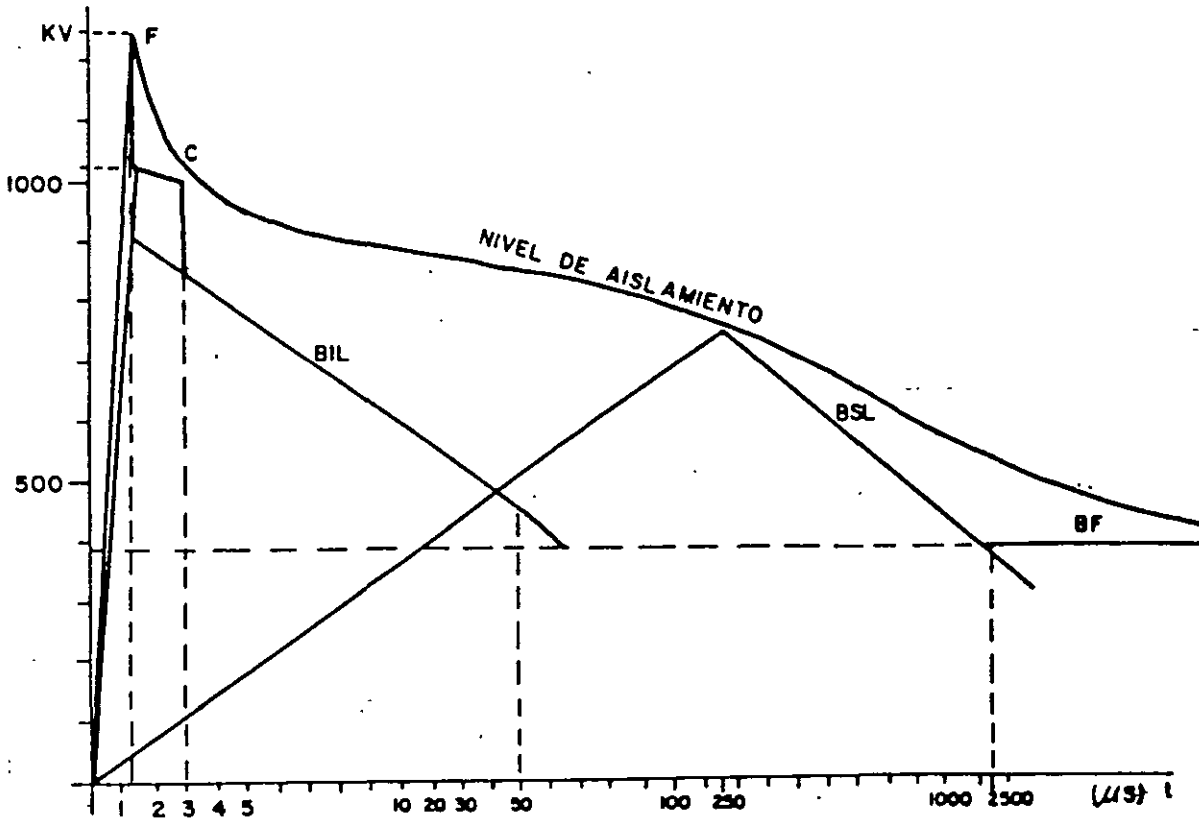
SOBRETENSIONES	FORMA	ORIGEN
FRENTE DE ONDA	RAMPA . TIEMPO DE DURACIÓN MENOR A 1.5 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE GRAN MAGNITUD, CORTADA EN EL FRENTE.
ONDA CORTADA	TRAPECIO. TIEMPO DE DURACION 1.2 A 3 us	DESCARGA ATMOSFERICA DE MEDIANA MAGNITUD, CORTADA EN LA COLA..
IMPULSO DE RAYO (BIL)	ONDA COMPLETA EXPONENCIAL 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

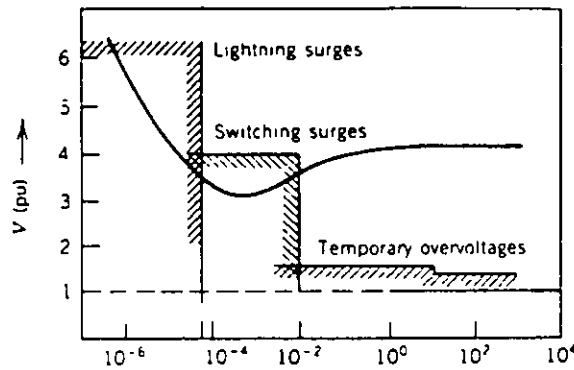
Considérese un transformador sumergido en aceite de 230 Kv en A.T. conectado en delta con un nivel básico de impulso de 900 Kv, sus devanados de alta tensión deben poder soportar sin dañarse las siguientes sobretensiones, de acuerdo a las normas ANSI-C57-12-00.

<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 CLASE (KV)	60 Hz, 1 MINUTO PRUEBA DE POTENCIAL APLICADO (KV)			1.2 X 50 μ S PRUEBA DE IMPULSO (KV CRESTA, ONDA COMPLETA)				
	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO	TRANSF. DE POTENCIA EN ACEITE	TRANSF. DE DISTRIBUCION EN ACEITE	TRANSF. TIPO SECO	TABLERO
1.2	14.4	14.4	5.66		45	30	10	
2.4							20	45
2.5	21.2	21.2	14.4		60	45		
4.16				26.9				60
4.8							25	
5.0	26.9	26.9	16.9		75	60		
7.2				51				75(95)*
8.32							35(65, 75)*	
8.7	36.8	36.8	26.9		95	75		
13.8				51				95
14.4							50(65, 95)*	110
15.0	48.1	48.1	43.9		110	95		
25.0	70.8	70.8			150	150		
34.5	99	99			200	200		

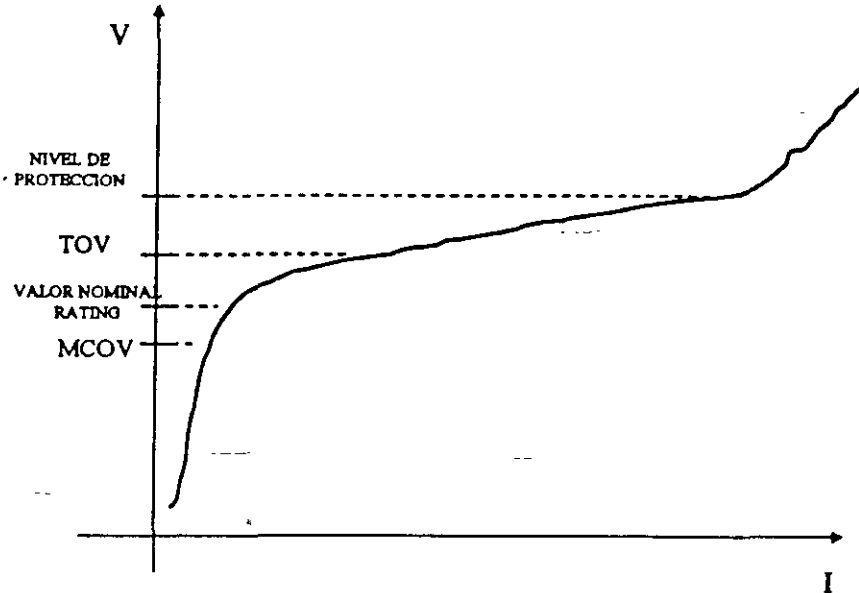
ANSI C37.4a-1958 (R 1971); ANSI C37.6-1971; ANSI C37.41-1969(R 1974); IEEE Std 20-1973 (ANSI C37.13-1973); IEEE Std 462-1973 (ANSI C57.12.00-1973).

* LOS VOLTAJES ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEMENTE DISPONIBLES COMO OPCIONES

MCOV (MAXIMUM CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE)

Es el máximo voltaje el cual puede ser continuamente aplicado a través del apartarrayo sin afectar la capacidad del apartarrayo.

OPERACION DE UN APARTARRAYO



MCOV	POR SIEMPRE
TOV	DE HORAS CICLO DEPENDIENDO DEL NIVEL
RATING	DEFINIDO POR ANSI STANDARD C62.11 (relacionado con apartarrayos de (carburo de silicio)

NIVEL DE PROTECCION

PROTECCION Voltaje del apartarrayos contra magnitud corriente de sobrevoltaje (1,500 A a 20,000 A)

VALOR DE DURACION DE CICLO.- Una prueba definida por las normas ANSI

CAPACIDAD DE MANEJO DE ENERGIA.- La capacidad para absorber la energía de los sobrevoltajes sin los discos de los apartarrayos de Oxido de Metal se perforen o se rompan.

El aguante o resistencia a la sobre tensión es a menudo expresada en términos de sus niveles de aislamiento BIL y BSL

BIL.- Basic Insulation Level, este término al principio era relacionado con la duración corta de una descarga atmosférica, pero ahora el término está definido como Basic Lightning Impulse Insulator Level. Y está relacionado con el nivel basico que puede soportar un equipo.

BSL.- Basic Switching Impulse Insulation Level., esta relacionado con el nivel de aislamiento que soporta un equipo al existir conmutación.

El término "impulse" está relacionado al voltaje de aislamiento desarrollado en un laboratorio y este es diferente del término "surge" que implica al transitorio desarrollado durante una descarga en la naturaleza.

PROBLEMA

¿Qué MCOV es requerido para un apartarrayo conectado sobre una línea de 230 Kv nominal, para un sistema cuyo voltaje máximo es 242 Kv ?.

$$MCOV = \frac{242 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 139.718 \text{ V} \cong 140 \text{ KV}$$

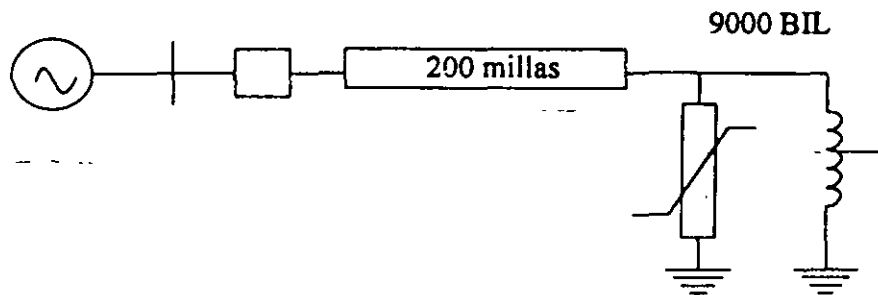
PROBLEMA

¿Qué MCOV es requerido para un apartarrayo de una línea a tierra sobre un sistema de 13.2 Kv nominal y 13.9 KV de voltaje máximo ?. El apartarrayo está conectado en la esquina del embobinado del terciario de un transformador (delta); con una esquina permanentemente aterrizada?

R.- 13.9 KV pero como no existe , se selecciona el siguiente , el cual es de 15.3 KV.

EJEMPLO DE APLICACIÓN DE SELECCIÓN DE UN APARTARRAYO DE OXIDO DE METAL

Determine el valor mínimo MCOV del apartarrayo, bajo la situación definida abajo:



Voltaje de operación máximo = 362 KV

1.30 p. u. de sobrevoltaje (SLGF), un segundo de tiempo de respaldo para restablecimiento de transitorio de energización 2.50 p. u.

Condiciones estándar.

SOLUCION

REQUERIMIENTOS DE MCOV (DE LINEA A TIERRA)

$$V_{LG} = \frac{362 \text{ KV}}{\sqrt{3}} = 209 \text{ KV}$$

MCOV MINIMO = 209 KV

REQUERIMIENTOS DE TOV

$V_{TOV} = 1.30 \left(\frac{362}{\sqrt{3}} \right) = 271 \text{ KV}$, para un segundo, basado sobre el tiempo de respuesta del interruptor.

Protective Ratios

• Chopped Wave Withstand
Front-of Wave Protective Level

≥ 1.20

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.

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) FRONT-OF WAVE PROTEC- TIVE LEVEL kV CREST	(5) MAXIMUM DISCHARGE VOLTAGE (kV CREST) AT INDICATED PULSE CURRENT FOR AN 8/20 μS CURRENT WAVE						(6) MAXIMUM SWITCHING SURGE PROTECTIVE LEVEL kV CREST — AT INDICATED CURRENT		
				1.5 kA	3.0 kA	5.0 kA	10 kA	15 kA	20 kA	40 kA	kV	kA
				2.7	2.2	3.1	7.8	5.9	6.2	6.5	6.9	7.4
3.0	2.55	3.6	9.1	6.9	7.2	7.5	8.0	8.6	9.0	10.3	6.3	0.5
4.5	3.7	5.3	13.0	9.9	10.3	10.8	11.5	12.3	12.9	14.8	9.0	0.5
5.1	4.2	6.0	14.8	11.2	11.8	12.3	13.1	14.0	14.7	18.9	10.3	0.5
6.0	5.1	7.3	17.9	13.8	14.2	14.8	15.8	16.9	17.7	20.3	12.4	0.5
7.5	6.1	8.8	21.4	16.2	17.0	17.7	18.9	20.2	21.2	24.3	14.8	0.5
8.5	6.9	9.9	24.2	18.4	19.2	20.0	21.4	22.9	24.0	27.5	16.8	0.5
9.0	7.65	11.0	28.8	20.2	21.1	22.0	23.5	25.1	26.4	30.2	18.4	0.5
10	8.4	12.1	29.3	22.2	23.3	24.2	25.9	27.7	29.1	33.3	20.3	0.5
12	10.2	14.7	36.5	28.9	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	78.4	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	98.8	102	106	113	121	127	146	88.3	0.5
48	39	56	136	103	108	113	120	128	135	155	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
80	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	365	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	359	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
192	156	226	509	394	411	428	450	477	499	563	372	1.0
228	185	269	604	467	487	505	534	566	592	668	442	1.0
240	194	283	638	491	513	531	562	598	623	703	465	1.0
258	209	304	683	528	551	571	604	641	670	755	518	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 sobrevoltaje de conmutación 2.5 p. u. antes del evento TOV (falla de línea a tierra) ocurra sobre el sistema.

Empleando la curva de sobretensión de conmutación contra energía de descarga del apartarrayo

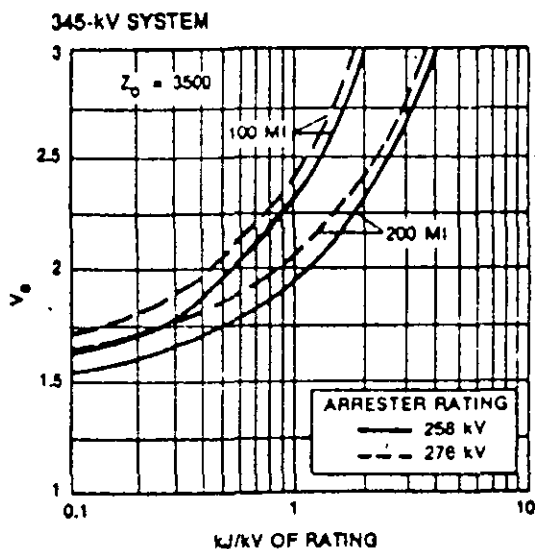


Figure Prospective switching surge V_s (Per unit of $345\sqrt{2/\sqrt{3}}$) vs arrester discharge energy.

Y empleando la siguiente tabla

TABLE 3		
ARRESTER RATINGS (KV)	ENERGY CAPABILITY	
	KJ / KV OF RATINGS	KJ / KV OF MCOV
2.7 - 48	4.0	4.9
54 - 360	7.2	8.9
396 - 612	13.6	17.0

Se tiene que la energía inicial p.u. = $2.5 \text{ KJ/KV} / 7.2 \text{ KJ/KV} = 0.35 \text{ p.u. de capacidad}$.

Entonces se usa 0.5 p.u. de energía inicial sobre la curva TOV.

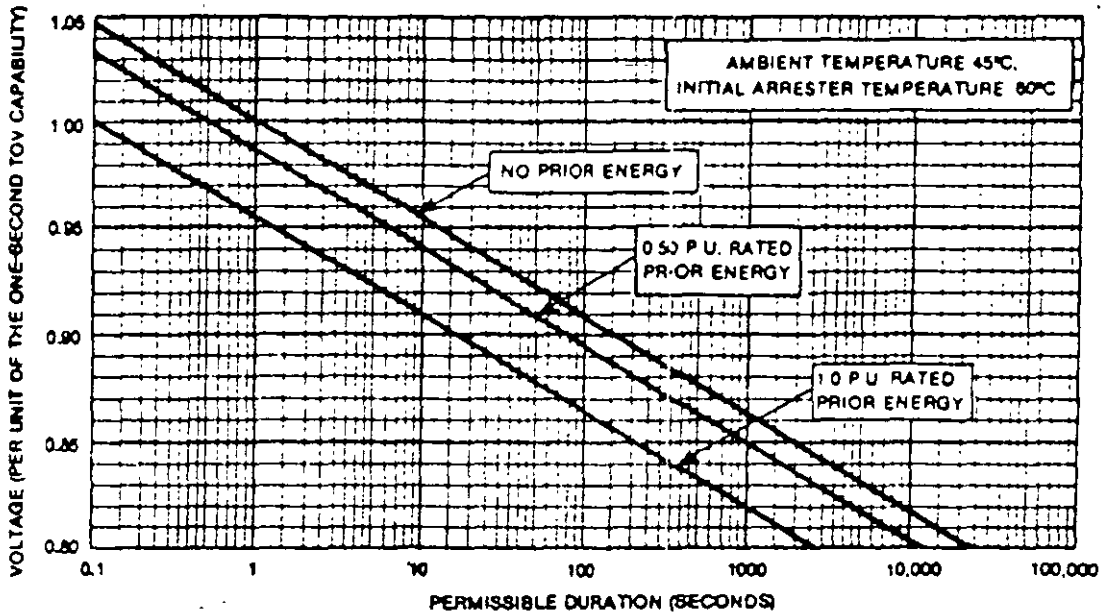


Figure 1. Temporary power frequency overvoltage capability expressed in per unit of the one-second TOV capability for various initial absorbed energies.

Encontrándose el factor $TOV = 0.988$

La capacidad $TOV = 271 \text{ KV} \cdot 0.988 = 274 \text{ KV}$ a este valor le corresponde un MCOV de 194 KV, según la tabla 2.

Por lo tanto

Por lo tanto

- Requisitos MCOV = 209 KV MCOV
- Requisitos TOV = 194 KV MCOV

El mínimo de MCOV en el apartarrayo que puede ser empleado es de 209 KV MCOV

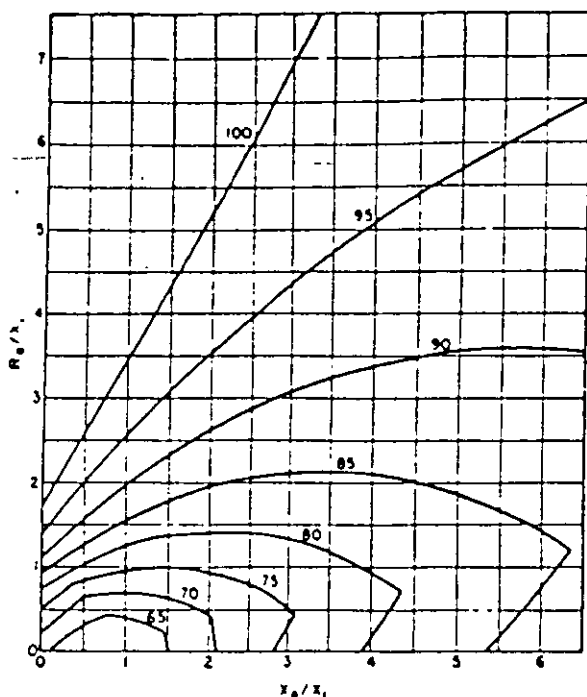
SELECCIÓN DE APARTARRAYOS AUTOVALVULARES Y DE EXPULSION

Para la selección de los apartarrayos es necesario determinar el máximo voltaje de baja frecuencia que puede presentarse en el punto del sistema en el que van a instalarse los apartarrayos. La magnitud que definen los sobrevoltajes están definidos por las relaciones:

$$\frac{X_0}{X_1}, \frac{R_0}{X_1} \quad (*)$$

donde: X_1 es la reactancia positiva del sistema vista desde el punto considerado, X_0 es la reactancia positiva de secuencia cero y R_0 es la resistencia de secuencia cero.

En la siguiente figura se observan los voltajes a tierra debidos a fallas monofásicas a tierra en sistemas con neutros conectados a tierra.



En la gráfica se muestra la magnitud de los sobrevoltajes a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresada en por unidad, con respecto al voltaje entre hilos existente antes de ocurrir la falla, en función de las relaciones (*). A partir de esto se pueden seleccionar los apartarrayos. Se han trazado estas curvas suponiendo $R_1 = R_2 = 0$; para valores distintos de cero los sobrevoltajes de baja frecuencia son ligeramente inferiores a los indicados.

Considérese primeramente el hecho de que los sistemas eléctricos se clasifican, desde el punto de vista de conectar los neutros y en función de las relaciones (*) en cinco grupos, A, B, C, D, y E. Los cuales corresponden a los sistemas con las características resumidas en la siguiente tabla:

TIPO DE CONEXIÓN A TIERRA	ESTADO DEL NEUTRO	$\frac{X_0}{X_1}$	$\frac{R_0}{X_1}$
A	CONECTADO	$0 < \frac{X_0}{X_1} < 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} < 1$
B	CONECTADO	$0 < \frac{X_0}{X_1} \leq 3$	$0 < \frac{R_0}{X_1} \leq 1$
C	CONECTADO	$\frac{X_0}{X_1} > 3$	$\frac{X_0}{X_1} > 1$
D	AISLADO	$-\infty < \frac{X_0}{X_1} < -40$	
E	AISLADO	$-40 < \frac{X_0}{X_1} < 0$	

Como puede observarse en la figura, en los sistemas A y B, los sobrevoltajes de baja frecuencia que pueden producirse en estos sistemas a causa de una falla monofásica a tierra no exceden el 80 % del voltaje entre fases existente antes de la falla. Por lo tanto en estos sistemas podrán utilizarse pararrayos cuyo voltaje nominal (que es igual al de cebado) sea igual al 80 % del máximo voltaje de operación entre fases. Para tomar en cuenta las elevaciones de voltaje de operación que pueden producirse 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.

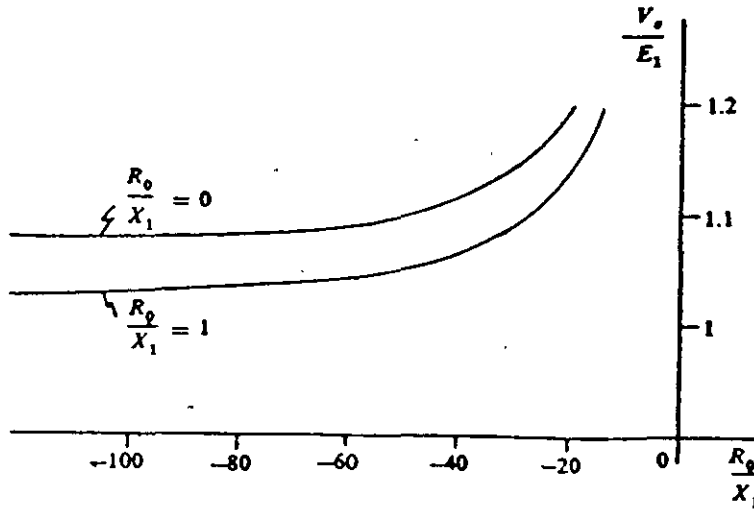
Ejemplo:

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.

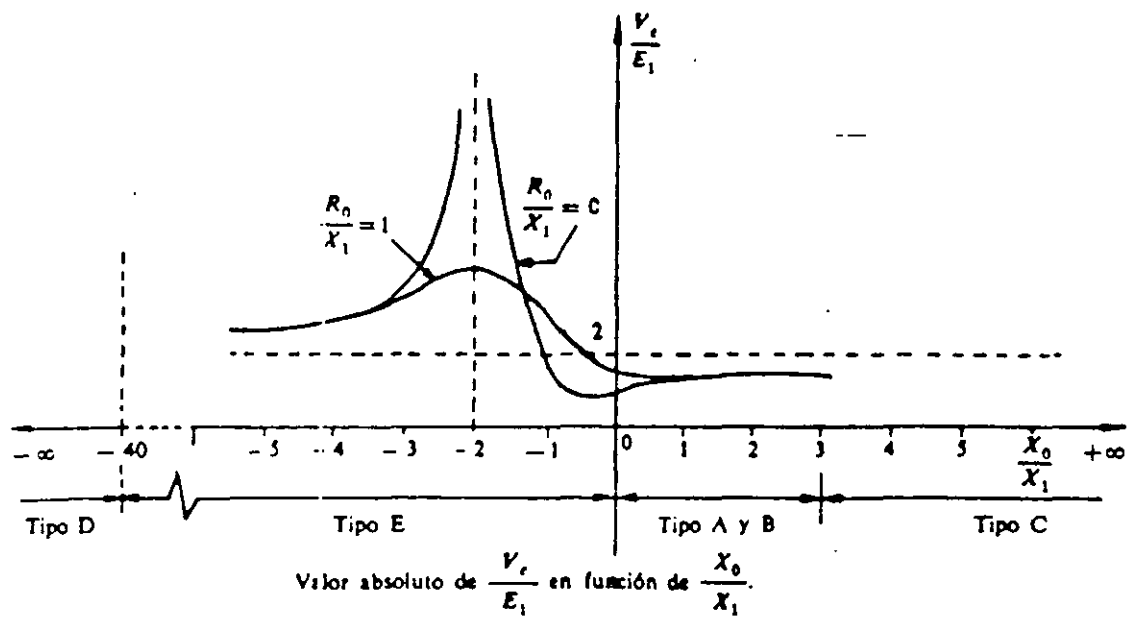
En los sistemas de tipo D, el comportamiento de los sobrevoltajes a tierra durante un cortocircuito monofásico a tierra, puede observarse en la siguiente figura:



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

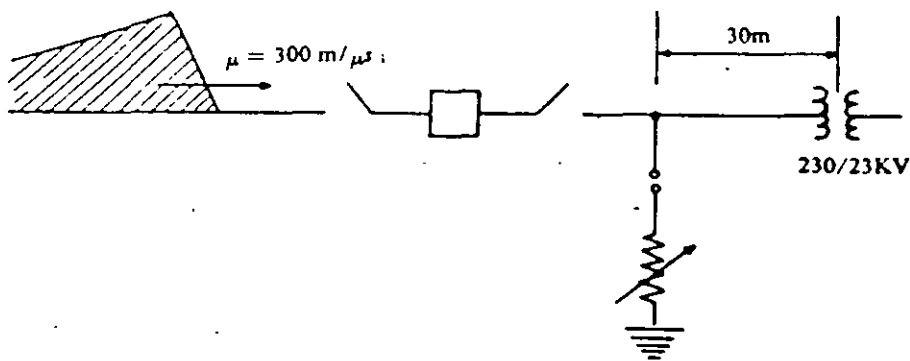
ocurrir una falla a tierra son muy altos, especialmente si la relación $\frac{X_0}{X_1}$ es del orden de -2, como puede apreciarse en la siguiente figura.



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 considerando que el apartarrayo está 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 considerado.

$\frac{dv}{dt}$ = 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.

Entonces el voltaje que aparece en el transformador es:

$$E = 500 + 2 \cdot 1000 \cdot \frac{30}{300} = 700 \text{ kV}$$

Entonces lo anterior muestra el hecho de que los apartarrayos estén separados 30 metros del transformador, significa que a éste llegue en un momento dado un 40% más del voltaje de descarga del apartarrayos. Por lo que indica que se deberá instalar los apartarrayos lo más cercano posible del equipo.

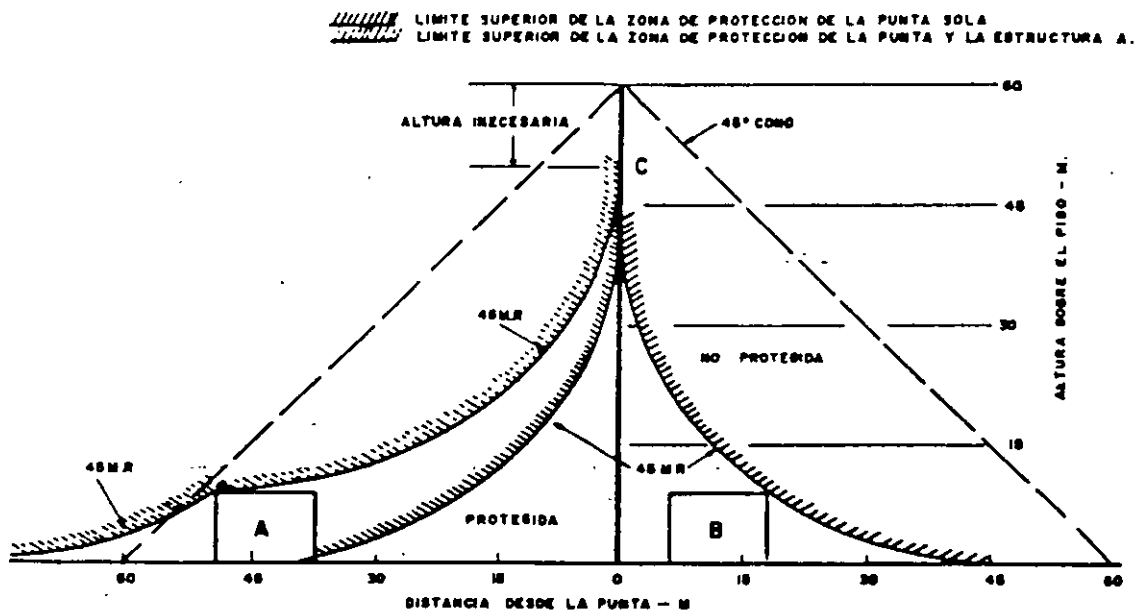
SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS

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

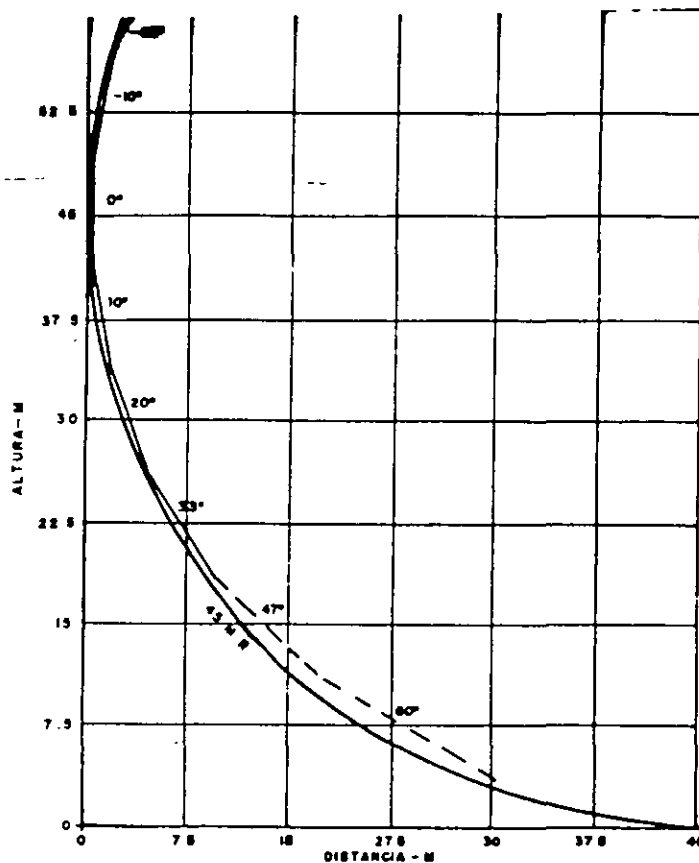
ANALISIS DE PROTECCION PARA ASEGURAR EL 99.5% DE PROTECCION



A este criterio se le conoce como criterio de 45 metros.

CARACTERISTICAS DEL CRITERIO DE 45 METROS

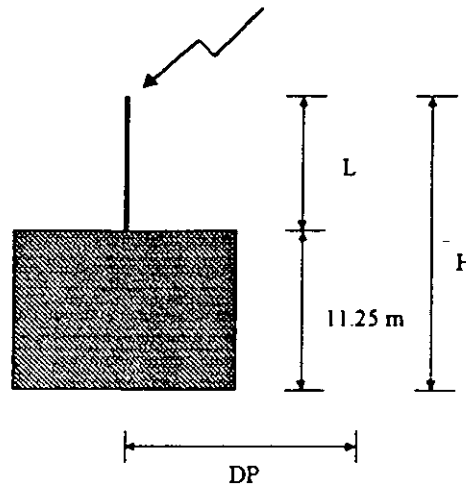
- Un objeto está protegido si ninguna parte de éste se encuentra arriba de la superficie del arco de una circunferencia de radio de 45 metros.
- Se tiene un 99.5% de protección
- Se puede aumentar a 99.9 % si se reduce a 37.5 metros el radio de la circunferencia
- Algún objeto que se encuentre más de 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.

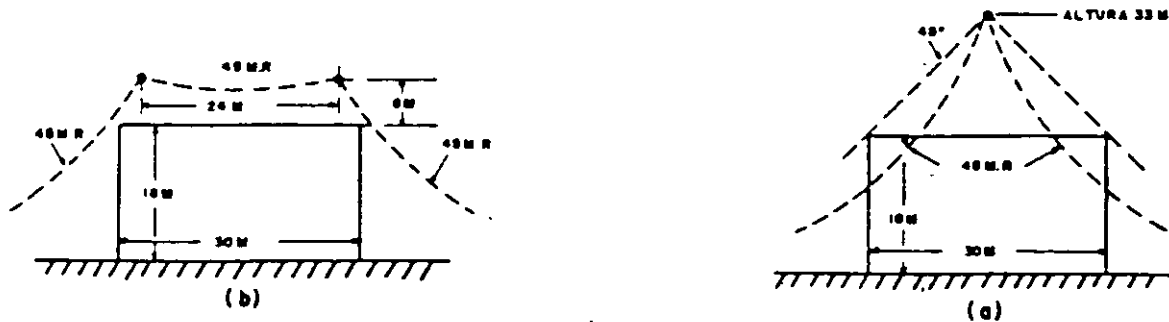
PROTECCION DE UN OBJETO DE 11.25 DE ALTURA UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS

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 Department, Schenectady, New York, 1997, Tomo I y II.

Transient Voltage Suppression, General Electric Semiconductors, 3th edition, Albany New York, U. S. A..

Protección contra Sobrecargas Atmosféricas en Transformadores de Distribución. Curso Decfi (1996). Enrique Orozco López y Raúl Méndez Albores.

APENDICE I

SUPRESORES DE VOLTAJE



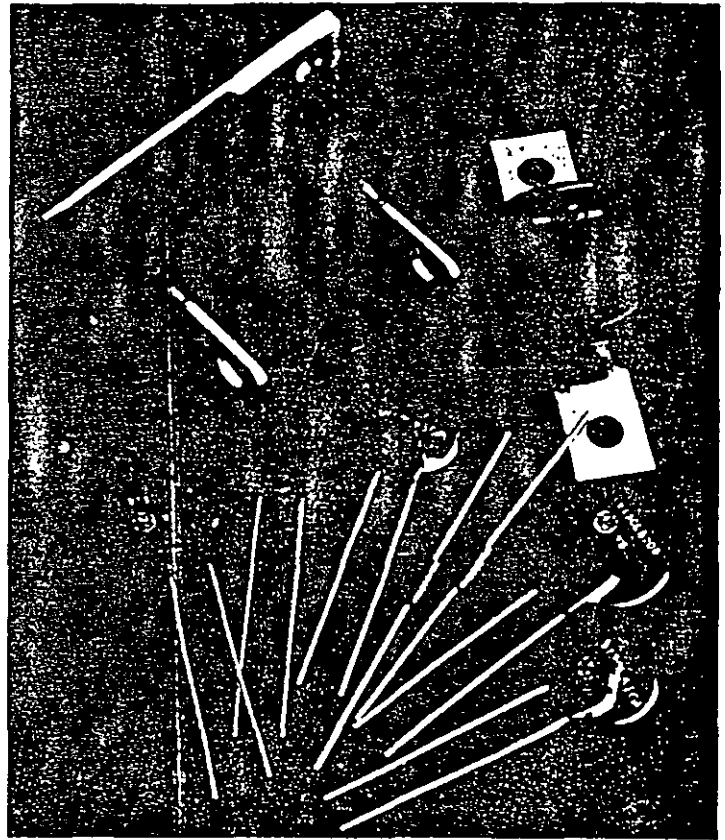
GE-MOV II

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
MA, Z, L, P, HE

GE-MOV® II is the latest result of General Electric's continuing product improvement program on metal oxide varistor technology. Improved process methods now guarantee a product with significantly higher energy capability and, in most instances, an improved voltage clamp characteristic as compared to the original GE-MOV® Metal Oxide varistor specifications.

GE-MOV® II zinc oxide varistors are voltage dependent, symmetrical resistors which perform similar to back-to-back zener diodes in circuit protection and offer advantages in performance and economics. When exposed to high energy voltage transients, the varistor impedance changes from a very high standby value to a very low conducting value thus clamping the transient voltage to a safe level. The energy of the incoming high voltage pulse is absorbed by the GE-MOV® II varistor, protecting voltage sensitive components against damage.



FEATURES:

- Excellent Clamp Ratio
- Fast Response Time (<50 nsec.)
- Low Standby Power Drain
- No Follow-On Current

BENEFITS:

- Protects equipment against malfunction and failures caused by transient voltage spikes.

SPECIAL PRODUCTS FOR SPECIAL APPLICATIONS

MA SERIES

- Axial Lead Package
- Automatic Insertion
- Economical
- EMI/RFI Filtering
- Contact Protection

Z SERIES

- Popular Radial Lead Package
- Lower Voltage Operation
- Logic Protection
- Power Supplies
- Automobile Electronics
- Telecommunications

L SERIES






- Popular Radial Lead Package
- Line Voltage Circuits
- > 1000V Capability

P SERIES

- Rigid Mountdown Power Package
- Quick Connect Terminal
- NEMA Creep and Strike Distance
- Low Thermal Resistance Package

HE SERIES

- Isolated Baseplate Power Package
- Rigid Terminals
- NEMA Creep and Strike Distance
- Low Inductance
- High Horsepower Motor Protection
- High Current SCR Protection

PEAK PULSE CURRENT (Amps)	ENERGY (Joules)	MAXIMUM STEADY-STATE-APPLIED VOLTAGE										PACKAGES						
		VOLTS - AC RMS																
		15	36	75	95	136	150	275	290	420	480		550	575	1000			
VOLTS - DC																		
		20	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 20 μs current wave (8 μs rise and 20 μs to 50% decay of peak value) is used as a standard, based on industry practices, for current (I_{tm}) 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_{tm}), a longer duration waveform of 10 x 1000 μs 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-

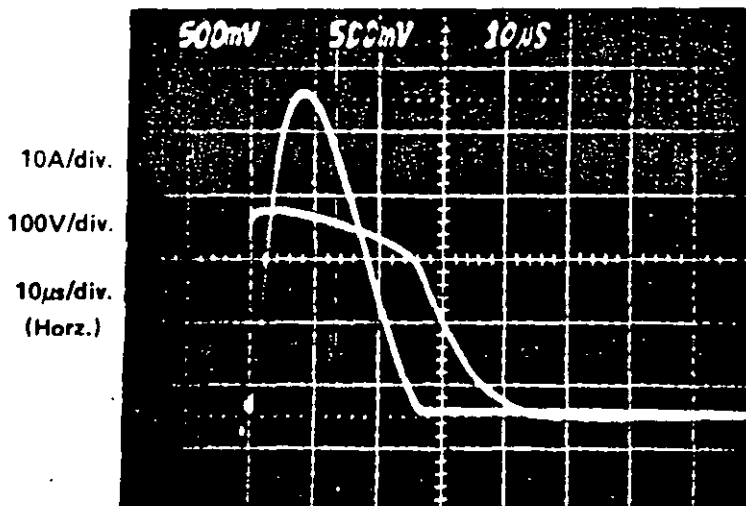
ergy absorbed in a varistor the following equation applies:

$$E = KV_c I \tau$$

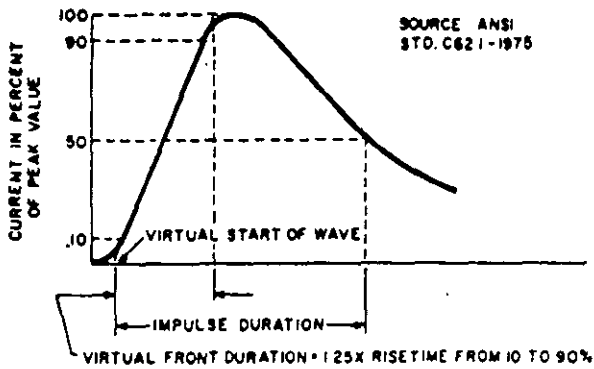
where I is the peak current applied, V_c is the clamp voltage which results, τ is the pulse width and K is a constant. K values are 1.0 for a rectangular wave, 1.4 for a 10 x 1000 μs wave, and 1.0 for a 8 x 20 μs wave.

Note that the rated energy (W_{tm}) and the energy absorbed in a varistor may not be equivalent. For example, at peak rated current (I_{tm}) with an 8 x 20 μs wave, the rated energy value (W_{tm}) generally cannot be achieved simultaneously.

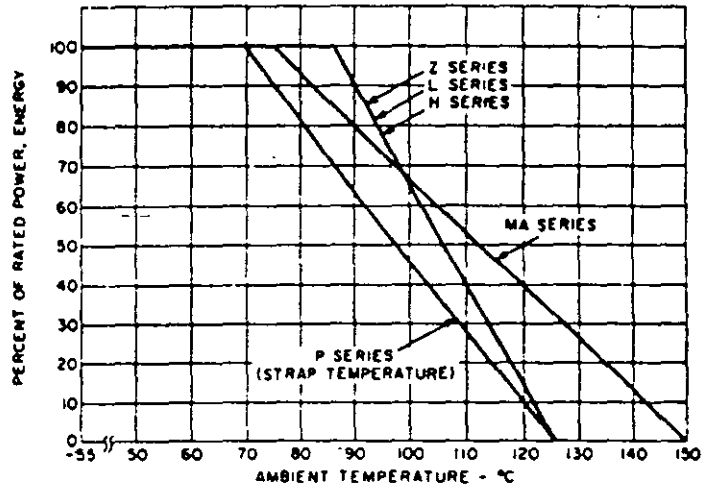
Actually, poorer varistors (i.e., those with high V_c clamp voltage performance) must absorb higher energy levels than those varistors with lower clamp voltages (as seen from the above equation) while providing less over-voltage protection. For that reason, energy measurements based on an 8 x 20 μs pulse tend to over-state capability. The 10 x 1000 μs waveform consequently gives a more realistic energy rating value.



8 x 20 TEST WAVE, I_p-50A, V_c-315V
V130LA10A (Typical)



PEAK CURRENT TEST IMPULSE WAVE
 8 μ s front duration x 20 μ s (impulse duration) except as noted.



CURRENT, POWER, ENERGY RATING VS. TEMPERATURE

DEFINITIONS

TERM	DEFINITION
DC VOLTAGE, V_{DCM}	Maximum allowable steady state dc applied voltage. DC standby current, $I_D = 20\mu A$ typical, $200\mu A$ maximum at $T_A = 25^\circ C$ unless otherwise specified.
RMS VOLTAGE, V_{acm}	Maximum allowable steady state sinusoidal voltage (RMS) at 50-60 Hz. If a nonsinusoidal waveform is applied, the recurrent peak voltage should be limited to $\sqrt{2} \times V_{acm}$.
ENERGY, W_{tm}	Maximum allowable energy for a single impulse of 10 x 1000 μ 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 x 20 μ s waveform. See pulse lifetime rating curves for other conditions.
VARISTOR VOLTAGE, V_{NOM}	Varistor peak terminal voltage measured with a specified current applied. For dc conditions, 1mA is applied for a duration of 20 microseconds to 5 seconds. For ac conditions, 1mA peak 60 Hz wave is applied.
CLAMPING VOLTAGE, V_c	Maximum terminal voltage measured with an applied 8 x 20 μ 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 10 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 $^\circ C$	+85 $^\circ C$	+85 $^\circ C$	+75 $^\circ C^*$	+85 $^\circ C^*$
Storage Temperature	-55 to +150 $^\circ C$	-40 to +125 $^\circ C$	-40 to +125 $^\circ C$	-40 to +125 $^\circ C$	-40 to +125 $^\circ C$
HiPot Encapsulation, Volts DC For 1 Minute	1000	2500	2500	not applicable	2500
Voltage Temperature Coefficient	-0.03%/ $^\circ C$	-0.05%/ $^\circ C$	-0.05%/ $^\circ C$	-0.05%/ $^\circ C$	-0.05%/ $^\circ C$
Insulation Resistance (M Ω)	>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				MODEL SIZE (mm)
	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 f = 0.1-1 MHz	
	DC VOLTAGE	RMS VOLTAGE	ENERGY (10 x 1000 μs)	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)					
	V _{DCM}	V _{acm}	W _{tm}	I _{tm}	VOLTS	% TOL.	VOLTS	PICOFARADS	
VOLTS	VOLTS	JOULES (WATT-SEC)	AMPERES	VOLTS	% TOL.	VOLTS	PICOFARADS		
V33MA1A	23	18	0.13	40	33	20	73	300	3
V33MA1B	26	20	0.15			10	67		3
V39MA2A	28	22	0.16	40	39	20	86	250	3
V39MA2B	31	25	0.18			10	79		3
V47MA2A	34	27	0.19	40	47	20	99	210	3
V47MA2B	38	30	0.21			10	90		3
V56MA2A	40	32	0.23	40	56	20	117	180	3
V56MA2B	45	35	0.25			10	-108		3
V68MA3A	48	38	0.26	40	68	20	138	150	3
V68MA3B	56	40	0.30			10	127		3
V82MA3A	60	45	0.33	40	82	20	163	120	3
V82MA3B	66	50	0.37			10	150		3
V100MA4A	72	57	0.40	40	100	20	200	100	3
V100MA4B	81	60	0.45			10	185		3
V120MA1A	97	72	0.40	100	120	15	220	40	3
V120MA2B	101	75	0.50			10	205		3
V150MA1A	121	88	0.50	100	150	15	255	32	3
V150MA2B	127	92	0.60			10	240		3
V180MA1A	144	105	0.60	100	180	15	310	27	3
V180MA3B	152	110	0.70			10	290		3
V220MA2A	181	132	0.80	100	220	15	380	21	3
V220MA4B	191	138	0.90			10	360		3
V270MA2A	224	163	0.90	100	270	15	460	17	3
V270MA4B	235	171	1.0			10	440		3
V330MA2A	257	188	1.0	100	330	15	570	14	3
V330MA5B	274	200	1.1			10	540		3
V390MA3A	322	234	1.2	100	390	15	670	12	3
V390MA6B	334	242	1.3			10	640		3
V430MA3A	349	253	1.5	100	430	15	740	11	3
V430MA7B	365	264	1.7			10	700		3

Note: Power dissipation of transients not to exceed 200 milliwatts



GENMOV

Metal Oxide Varistors for Transient Voltage Protection

SERIES
Z

RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

MODEL NUMBER	MAXIMUM RATINGS (25°C)					CHARACTERISTICS					MODEL SIZE (mm)
	CONTINUOUS		TRANSIENT			V _{NOM} VARISTOR VOLTAGE @ 1mA DC TEST CURRENT		MAXIMUM CLAMPING VOLTAGE @ TEST CURRENT (8 x 20 μs)		TYPICAL CAPACITANCE	
	DC VOLTAGE	RMS VOLTAGE	DC VOLTAGE 5 MIN.	ENERGY (10 x 1000 μs)	PEAK CURRENT (8 x 20 μs)	V _{NOM}		V _c	I _p	f = 0.1-1 MHz	
	V _{DCM} VOLTS	V _{acm} VOLTS	V _{TM} VOLTS	W _{TM} JOULES	I _{TM} 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°	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°	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
ZA1 ZA5 V33ZA70	26 27°	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°	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 V180ZA10	153	115	171	7.0 27.0	1000 4000	180	10	295 300	10 50	140 800	7 14

Note: Power dissipation of transients not to exceed 0.25, 0.6, 1.0 watts for sizes 7, 14, 20 respectively.

† I_C = test current

* Energy rating for impulse duration of 100 milliseconds decay time to one-half of peak current value.

∅ I_D = 200 μA 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. @ 1mA DC	MAX. @ 1mA AC	V _c	I _p	PICOFARADS		
VOLTS	VOLTS	JOULES	AMPERES	VOLTS	VOLTS	VOLTS	VOLTS	AMPS				
V95LA7A V95LA7B	95	130	20	4000	134	181 165	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	914 914 914 878	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 20, 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)	MIN. VOLTS	MAX. VOLTS	V _C VOLTS	I _p AMPS	
	V _{DCM}	V _{DCM}	W _{tm}		I _{tm}					f = 0.11 MHz
VOLTS	VOLTS	JOULES	WATTS	AMPERES					PICOFARADS	
V130PA 10A 20A 20B 20C	130	175	30 50	8 15	4000 6000	184	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
5PA 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
V575PA 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

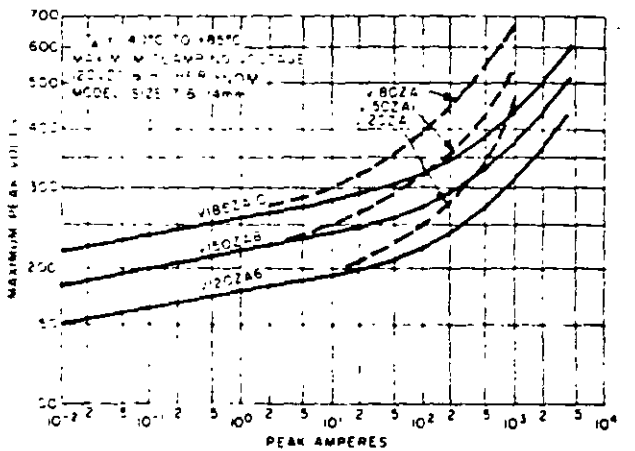
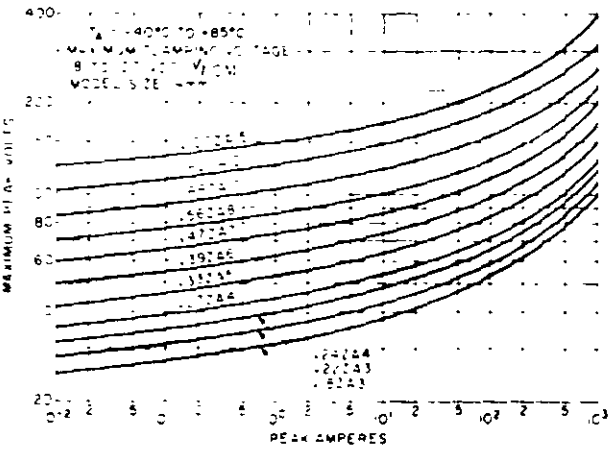
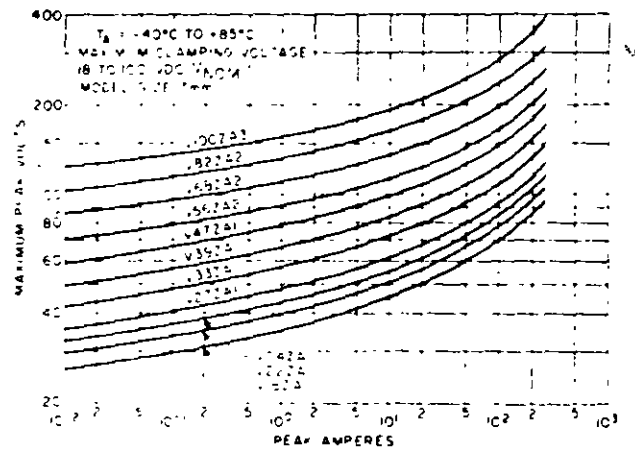
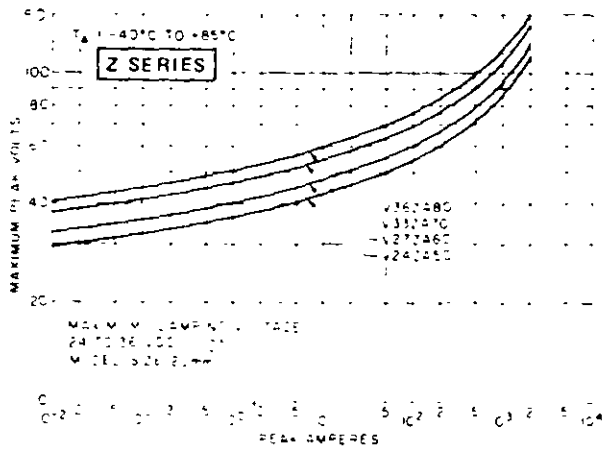
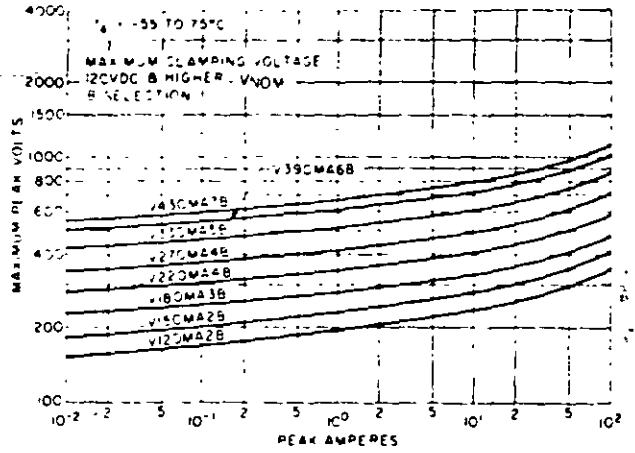
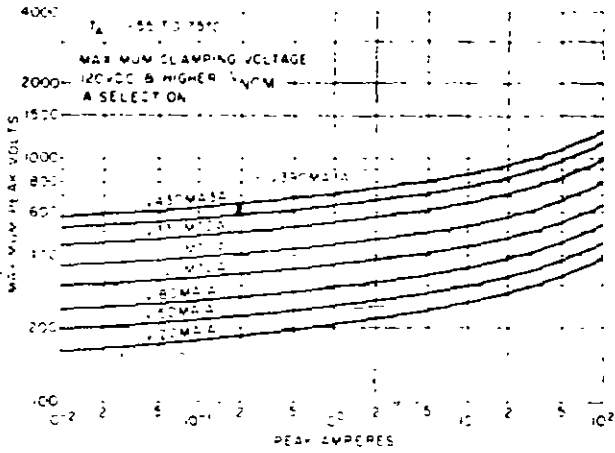
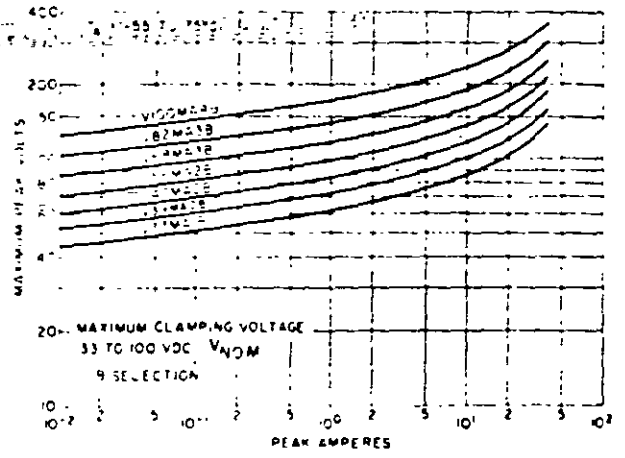
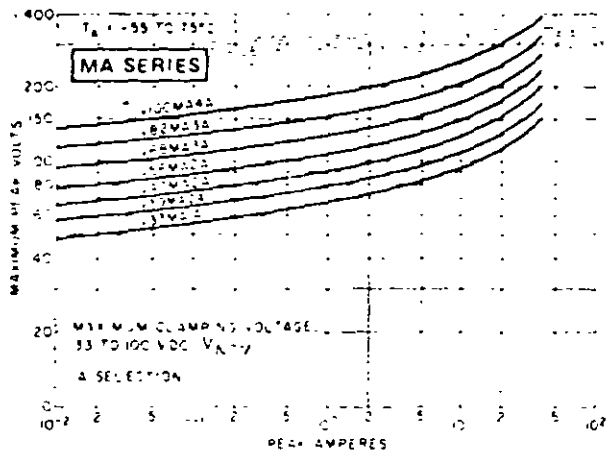
RATINGS AND CHARACTERISTICS TABLE

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)	MIN.	MAX.	V _C	f = 0.1-1 MHz
	V _{acm}	V _{DCM}	W _{tm}	I _{tm}	VOLTS	VOLTS	VOLTS	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

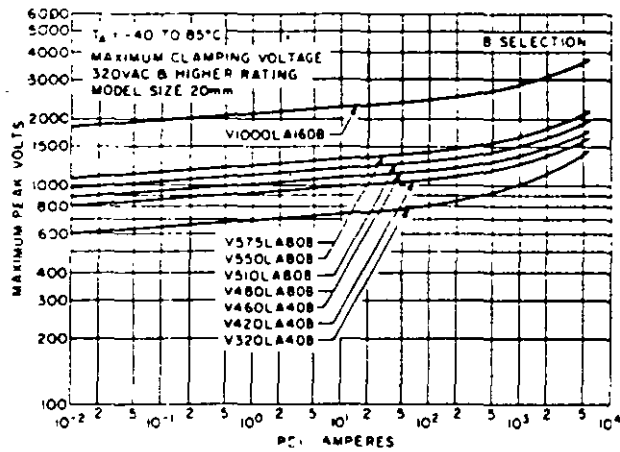
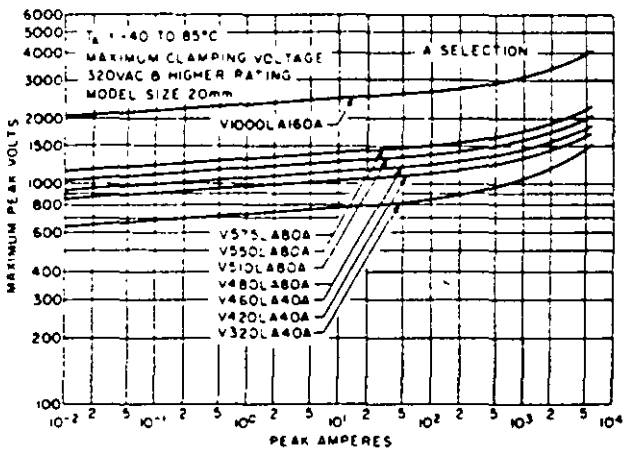
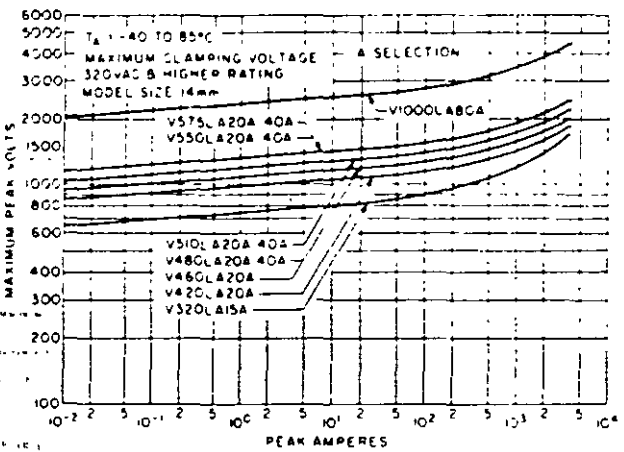
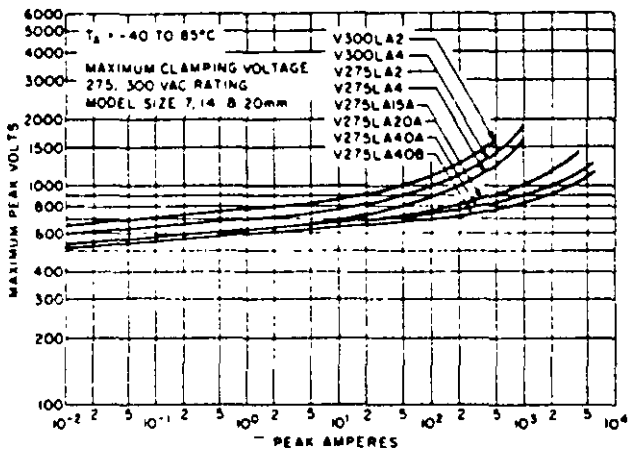
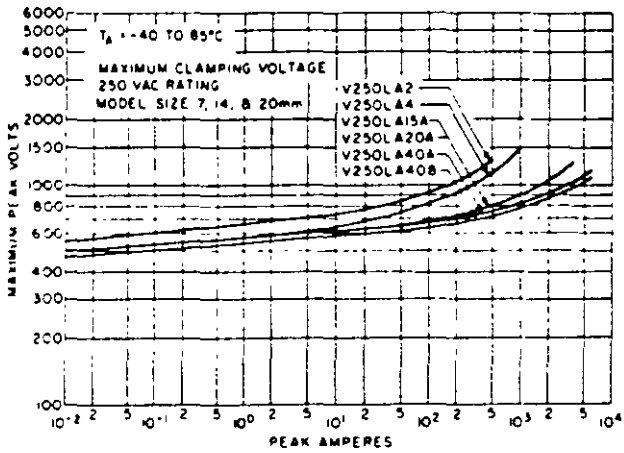
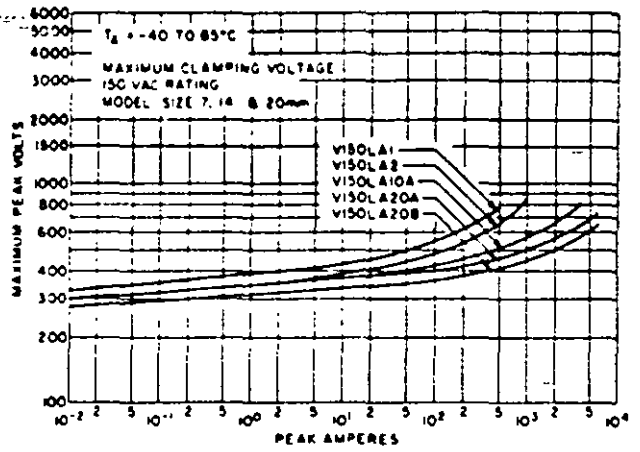
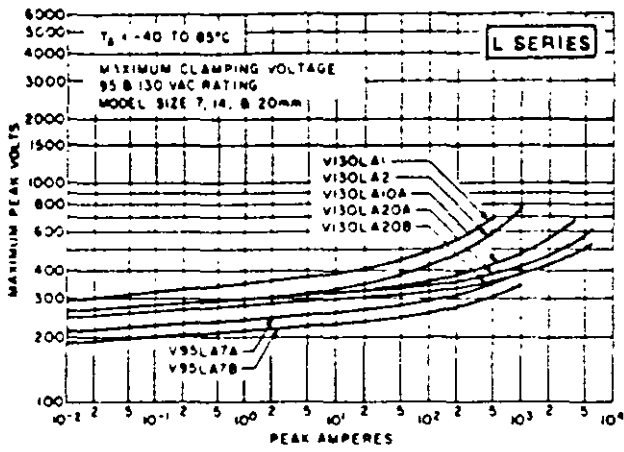
The HE Series GE-MOV® II varistor is especially suited to industrial applications where ruggedness and electrical isolation requirements are of prime importance. Employing a 32mm isolated varistor disc which is directly connected to 1.6mm x .13mm strap leads, the High Energy varistor series is lowest 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

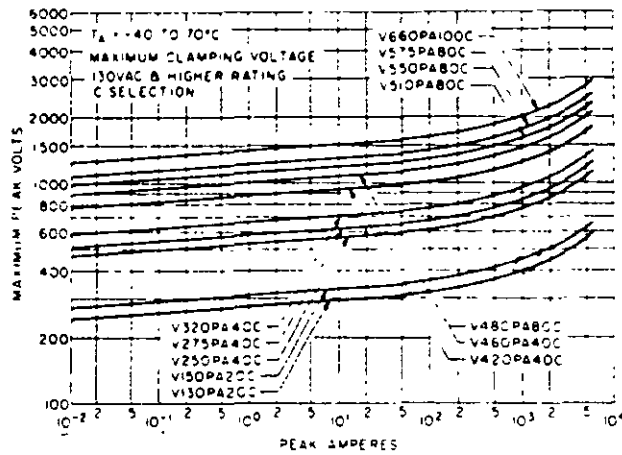
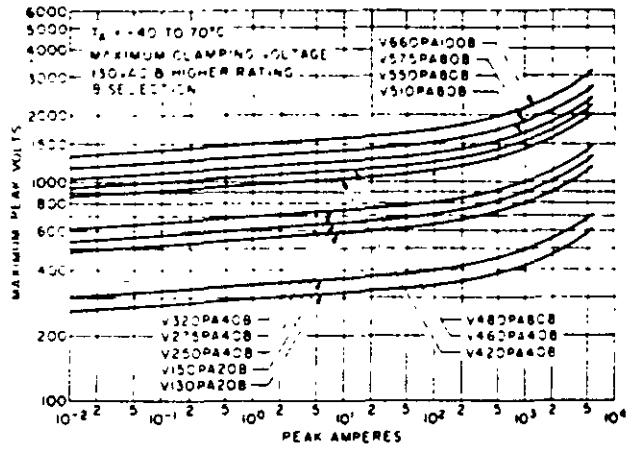
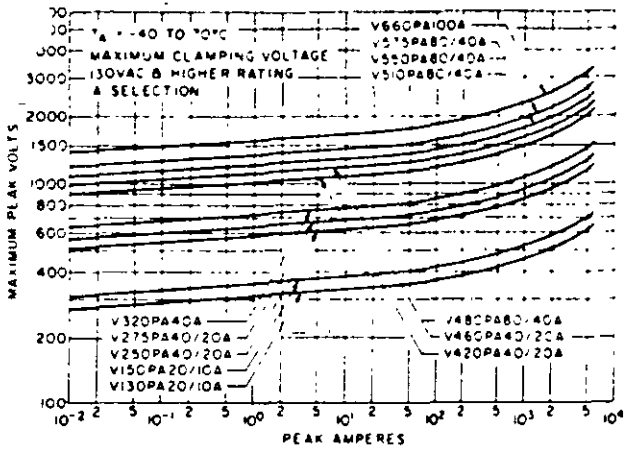


TRANSIENT V-I CHARACTERISTICS

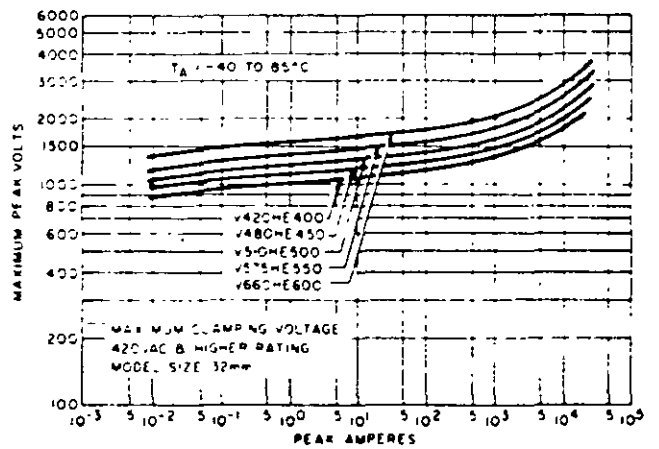
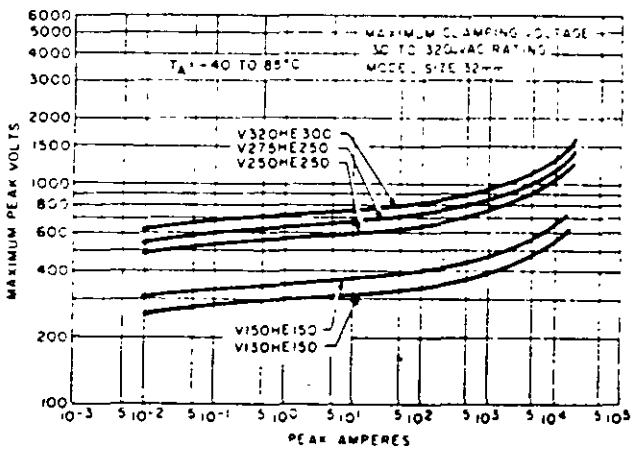


TRANSIENT V-I CHARACTERISTICS

P SERIES

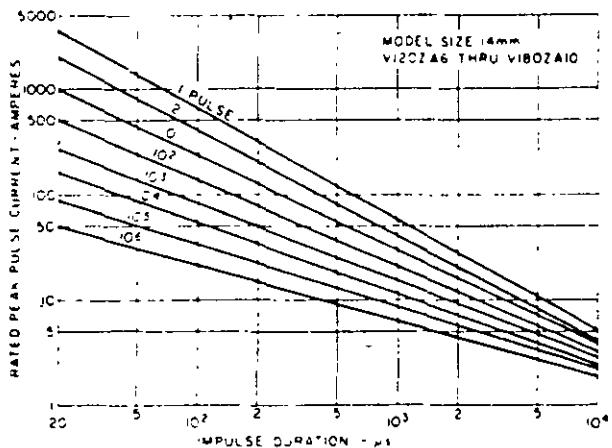
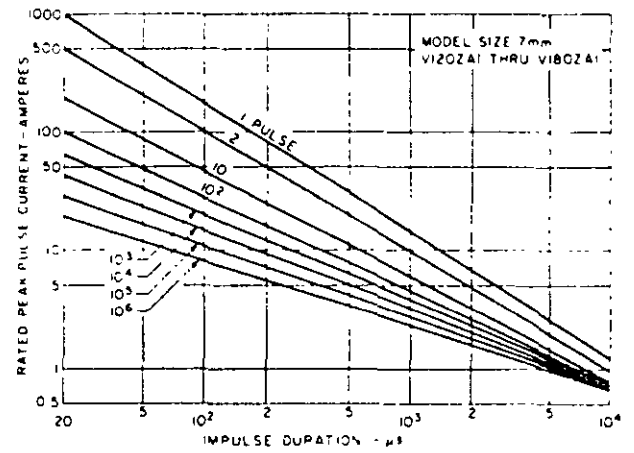
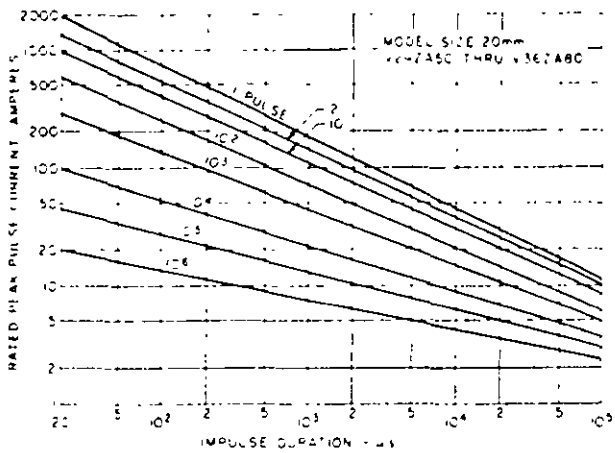
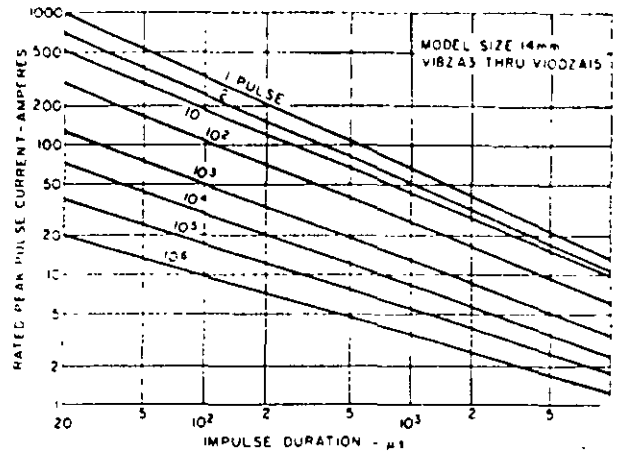
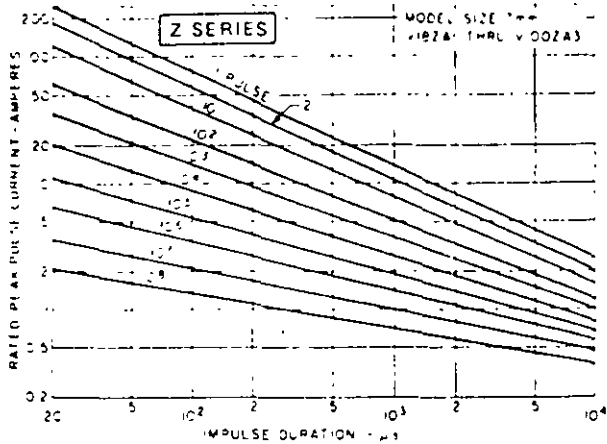
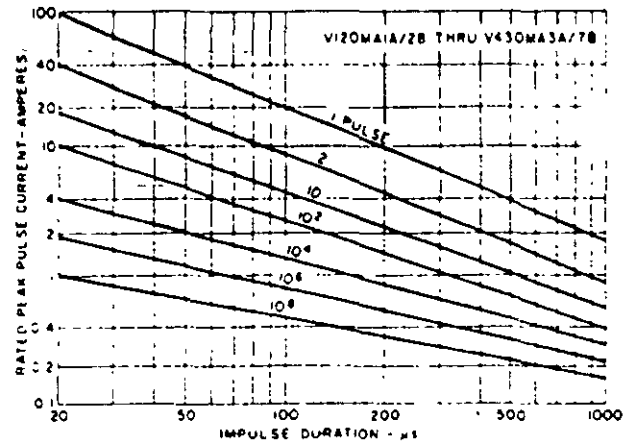
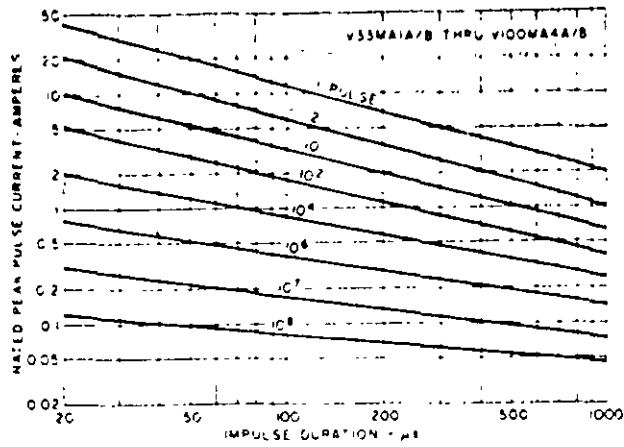


HE SERIES



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 specifications. Note: models V24ZA50, V27ZA60, V33ZA70 and V36ZA80 the applicable current is 10mA.



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS**

**MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES**

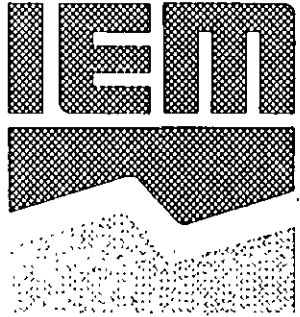
TEMA

MOTORES ELÉCTRICOS DE ALTA EFICIENCIA

**EXPOSITOR: ING. OCTAVIO VEGA RANGEL
ING. FERNANDO TORRES CASTELLANOS
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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 EFICIENCIA 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:

$$\Gamma_{nom} = \frac{(HP)(5250)}{rpm_{nom}} = \frac{(75)(5250)}{1750} = 225lb - pie$$

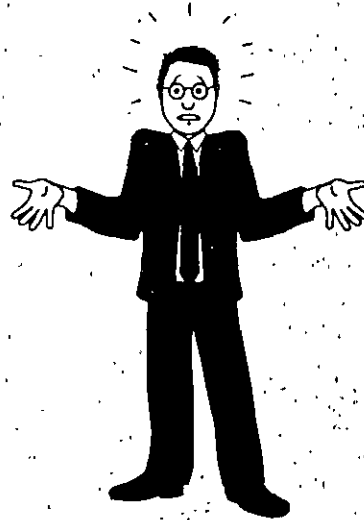
La potencia de salida la calcularemos entonces como sigue:

$$P_{sal} = \frac{(746)(\Gamma_{nom})(rpm_{nom})}{5250} = \frac{(746)(225)(1750)}{5250} = 55.95kW$$

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:

$$\eta = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{746(HP)}{\sqrt{3}(I_{nominal})(V_{nominal})(\cos \varphi)}$$

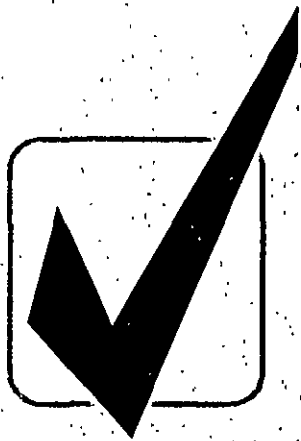
Donde:

I_{nominal} es la corriente nominal al 100% de carga.

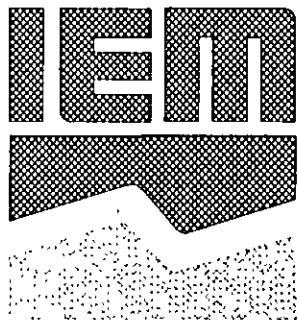
V_{nominal} es el voltaje nominal

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

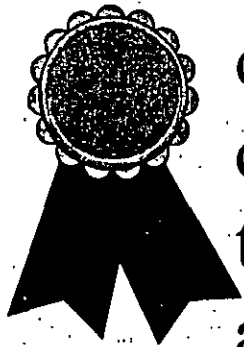
Ya que ubicamos el término de la presente plática, tenemos necesariamente que definir ¿qué significa un motor de alta eficiencia y cuantos tipos existen?



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 IIEEM 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 IIEM 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.

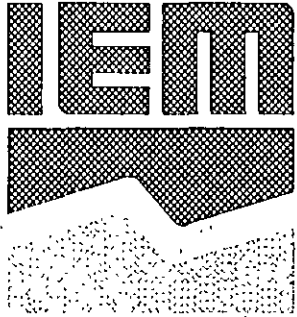
La puesta en vigor de esta tabla es a partir del mes de octubre de 1997.



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.



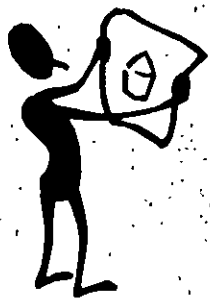
Este diseño implica una corriente de arranque excesivamente mayor y por el contrario un menor par de arranque que aquellos ofrecidos con un motor de diseño NEMA B *por lo que su uso ha quedado limitado.*



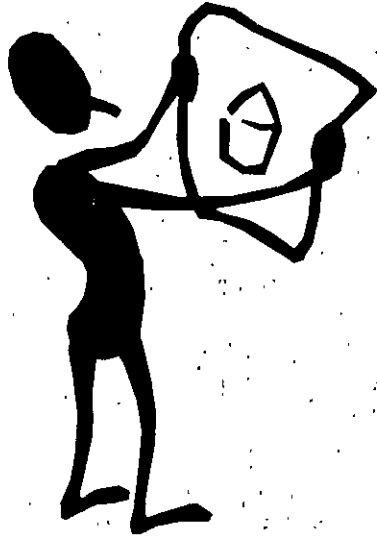
QUE PASOS ESTAN DANDO LOS MOTORES IEM



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).

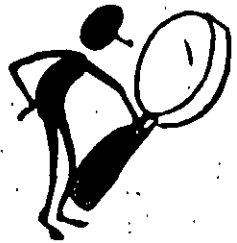


Estos diseños se hacen en base a las más actuales herramientas de CAD y de análisis de resistencia de materiales.



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:

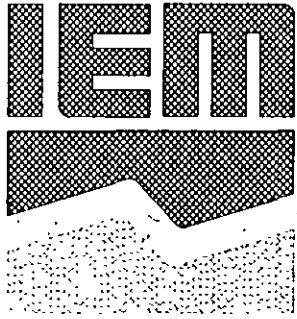
- Pérdidas en el núcleo.
- Pérdidas Joule en el devanado del estator.
- Pérdidas Joule en el rotor.
- Pérdidas por fricción y ventilación.
- Pérdidas indeterminadas



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...



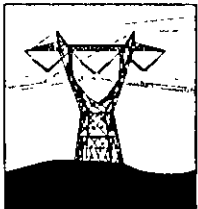


¿POR QUE HAY QUE SELECCIONAR MOTORES DE ALTA EFICIENCIA?

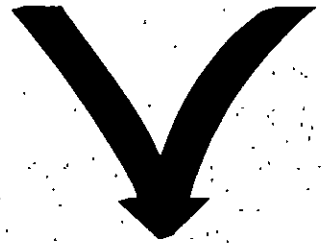
¿Por qué es recomendable un motor de alta eficiencia o un motor de eficiencia Premium?



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.



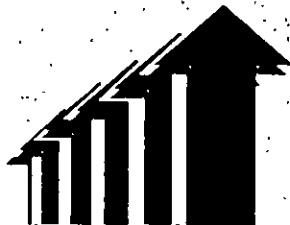
La creciente demanda de energía eléctrica hará que ésta, a su vez, se vuelva aún más cara. Entonces debemos buscar medios eficaces para aprovecharla al máximo.



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.

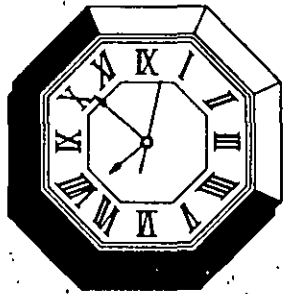


Tomaremos un motor de 40 HP, 4 polos, HTCCVE, operando 4,000 horas al año con un costo de \$0.65/kWhr. La eficiencia para un motor estándar es de 90%. La eficiencia para un motor de eficiencia Premium es 93%. Entonces:

$$\text{\$} = (0.746)(40)(0.65)(4000)\left(\frac{100}{90} - \frac{100}{93}\right)$$

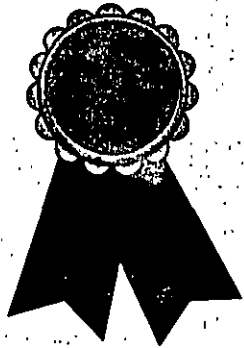
$$\text{\$} = 2780.79$$

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**

“Tres décadas de orgullosa excelencia” 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

SELECCIÓN Y APLICACIÓN DE MOTORES ELÉCTRICOS DE INDUCCIÓN TRIFASICOS

**EXPOSITOR: ING. OCTAVIO VEGA RANGEL
ING. FERNANDO TORRES CASTELLANOS
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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?

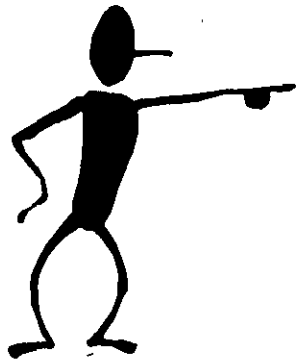
Se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

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.

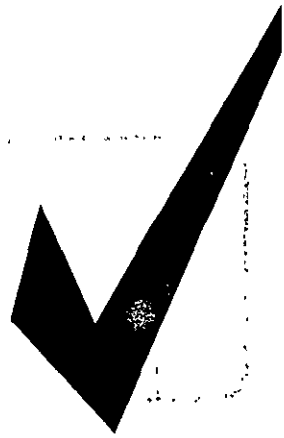
✓ Voltaje de operación.

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 número 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.

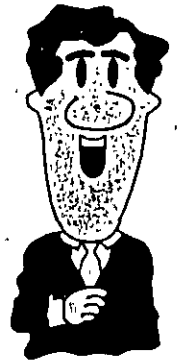


Aislamiento separador de bobina: Se disponen aislamientos entre las cabezas de bobina de las diferentes fases o entre aquellas y el hierro.

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.)

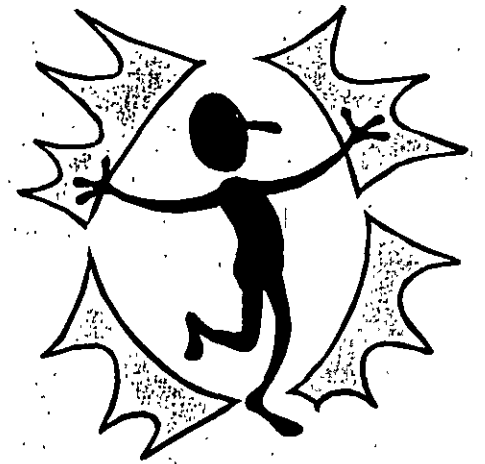
Impregnado: Una vez que se colocan las bobinas en las ranuras del núcleo estator; que se han conectado y se han realizado las pruebas preliminares, se le somete a una impregnación con barniz aislante. Esta impregnación tiene como objeto mejorar la resistencia dieléctrica, proteger de la humedad, favorecer 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:

$$^{\circ}C = \frac{1300}{100} = 13^{\circ}C$$

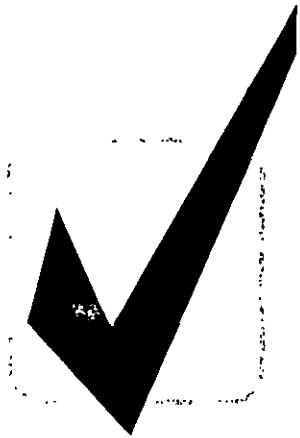
Entonces, podemos concluir que el motor tendrá un incremento menor al cual se probó.
Es decir:

$$\textit{Incremento @ 1000msnm} = 90 - 13 = 77^{\circ} c$$

¿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: $90 + 13 = 103^{\circ}$ C.



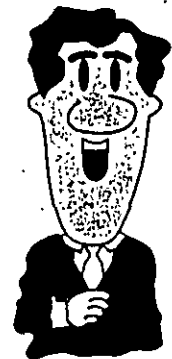


RECOMENDACION:

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.)

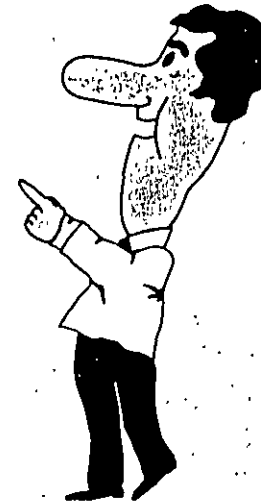
★ diseño NEMA A

★ diseño NEMA B

★ diseño NEMA C

★ diseño NEMA D

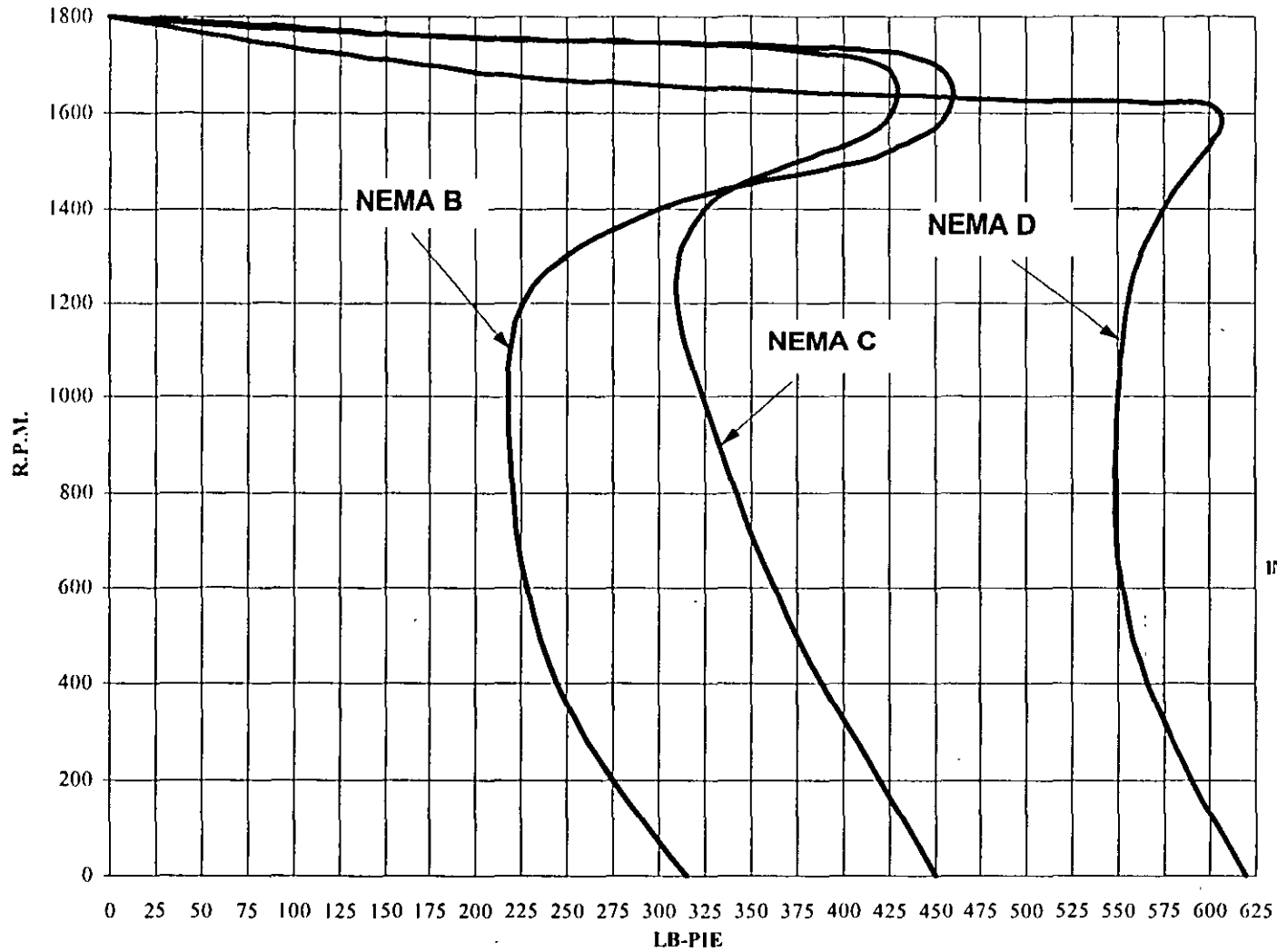
★ diseño NEMA E



Las curvas características para los diseños B, C y D se muestran a continuación.



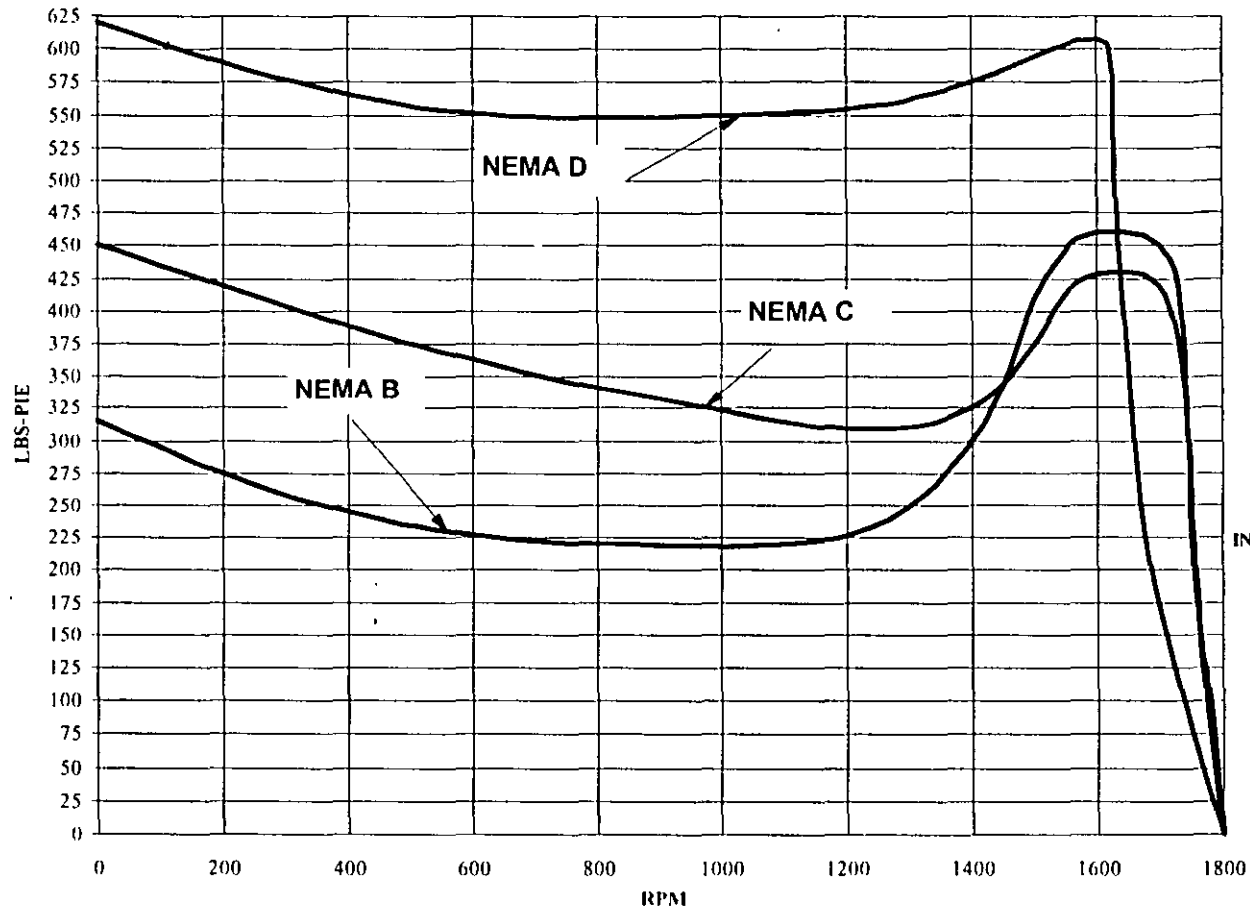
CURVA PAR-VELOCIDAD
75 H.P. / 4 P / 440V / ARM. 365TP VFHAPG
NEMA "B", NEMA "C" Y NEMA "D"



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
comparémos 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**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

**EXPOSITOR: ING. EFRAIN CABRERA VEGA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DE 2001**

TARIFAS

TEMARIO

1. OBJETIVO
2. BASES LEGALES
3. CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACION DE LAS TARIFAS.
 - DEFINICION
 - DESCRIPCION
 - IDENTIFICACION
 - CLASIFICACION
 - TENSION DE SUMINISTRO
 - CARGA
 - DEMANDAS
 - FACTOR DE CARGA (F.C.)
 - AJUSTE POR COMBUSTIBLE
 - CARGO DEL 2% EN LA MEDICION
 - FACTOR DE POTENCIA (F.P.)

4. REESTRUCTURACION TARIFARIA

5. TARIFAS HORARIAS

- **CARACTERISTICAS**

- **EQUIPO DE MEDICION**

- **REGIONALIZACION**

OBJETIVO

**CONOCER LAS DISPOSICIONES
LEGALES DE LAS TARIFAS,
OBJETIVOS, ESTRUCTURA,
INTERPRETACION Y
APLICACION, ASI COMO LOS
CONCEPTOS QUE INTERVIENEN
EN LA FACTURACION Y
CALCULO CORRESPONDIENTE.**

B A S E S

L E G A L E S

ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS

ARTICULO 31 LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO, CON LA PARTICIPACION DE LAS SECRETARIAS DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL Y DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL Y A PROPUESTA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, FIJARA LAS TARIFAS, SU AJUSTE O REESTRUCTURACION, DE MANERA QUE TIENDA A CUBRIR LAS NECESIDADES FINANCIERAS Y LAS DE AMPLIACION DEL SERVICIO PUBLICO, Y EL RACIONAL CONSUMO DE ENERGIA.

ASIMISMO Y A TRAVES DEL PROCEDIMIENTO SEÑALADO, LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO PODRA FIJAR TARIFAS ESPECIALES EN HORAS DE DEMANDA MAXIMA, DEMANDA MINIMA O UNA COMBINACION DE AMBAS.

**CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA
APLICACION DE LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA.**

TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA.

DEFINICION

LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA SON LAS DISPOSICIONES ESPECIFICAS, QUE CONTIENEN LAS CUOTAS Y CONDICIONES QUE RIGEN PARA LOS SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA AGRUPADOS EN CADA CLASE DE SERVICIO.

DESCRIPCION

LAS TARIFAS SE IDENTIFICAN OFICIALMENTE POR SU NUMERO Y/O LETRA (S). PARA CONTRATACION Y DEMAS PROPOSITOS INTERNOS, LAS TARIFAS SE DENOMINARAN INVARIABLEMENTE DE ACUERDO CON SU IDENTIFICACION, SOLAMENTE EN LOS CASOS QUE SEA PRECISO COMPLEMENTAR LA DENOMINACION, ADELANTE DE SU IDENTIFICACION SE ESCRIBIRA EL TITULO DE LA RESPECTIVA TARIFA, TAL COMO A CONTINUACION DETALLAN:

INDENTIFICACION**TITULO**

- 1** **SERVICIO DOMESTICO**
- 1A** **SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 25 GRADOS CENTRIGRADOS.**
- 1B** **SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 28 GRADOS CENTIGRADOS.**
- 1C** **SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 30 GRADOS CENTIGRADOS.**
- 1D** **SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 31 GRADOS CENTRIGRADOS.**
- 2** **SERVICIO GENERAL HASTA 25 KW DE DEMANDA.**
- 3** **SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 KW DE DEMANDA.**
- 5** **SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE EN ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA).**

INDENTIFICACION

TITULO

- 5A SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE EN TODO EL PAIS EXCEPTO LAS ZONAS DESCRITAS EN LA TARIFA ANTERIOR).
- 6 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA POTABLE O NEGRAS DE SERVICIO PUBLICO.
- 7 SERVICIO TEMPORAL.
- 9 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA, BAJA TENSION.
- 9-M SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN MEDIA TENSION.
- O-M TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA MENOR A 500 KW.
- H-M TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION, CON DEMANDA DE 500 KW O MAS.
- H-S TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION.
- H-T TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION.

INDENTIFICACION

TITULO

- H-SL** **TARIFA HORARIA PARA SERVICIO
GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL
SUBTRANSMISION, PARA LARGA
UTILIZACION.**
- H-TL** **TARIFA HORARIA PARA SERVICIO
GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL
TRANSMISION, PARA LARGA
UTILIZACION.**
- I-30, I-15** **TARIFA PARA SERVICIO
INTERRUMPIBLE APLICABLE A
USUARIOS DE TARIFAS HS, HT, H-SL Y
H-TL.**

CLASIFICACION

DE ACUERDO A SU APLICACION, LAS TARIFAS SE CLASIFICAN EN :

ESPECIFICAS.

LAS TARIFAS ESPECIFICAS SON AQUELLAS QUE SE APLICAN A LOS SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA UTILIZADOS PARA LOS PROPOSITOS QUE LAS MISMAS SEÑALAN: A ESTE GRUPO CORRESPONDEN LAS SIGUIENTES: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 5, 5A, 6,9 Y 9-M.

USOS GENERALES

LAS TARIFAS PARA USOS GENERALES, SON AQUELLAS APLICABLES A CUALQUIER SERVICIO ELECTRICO, EXCEPTUANDO LOS ESPECIFICOS ANTES SEÑALADOS, SALVO EL CASO DE TARIFA 6A CUYO USO PUEDE APLICARSE LA TARIFA DE USO GENERAL QUE CORRESPONDA A LAS CONDICIONES DE SUMINISTRO. ESTE GRUPO COMPRENDE LAS SIGUIENTES: 2, 3, 7, O-M, H-S, H-T, H-SL, H-TL, I-30 Y LA I-15.

CLASIFICACION DE TARIFAS POR ESTRUCTURA

I. SOLO CARGOS POR CONSUMO Y CARGOS FIJOS

TARIFAS 1, 2, 5, 5A, 6, 9 Y 9-M

II. CARGOS POR CONSUMO Y DEMANDA MAXIMA.

**ORDINARIAS (NO HORARIAS): 3, 7 Y
OM**

**HORARIAS : H-M, H-S, H-SL, H-T, H-TL,
I-30 E I-15.**

TENSIONES DE SUMINISTRO

BAJA TENSION :

TENSIONES MENORES DE 1 kV.

TENSION MEDIA :

1 kV A 35 kV

TENSION DE SUBTRANSMISION :

MAYORES DE 35 kV Y MENORES DE 220 kV.

TENSION DE TRANSMISION :

IGUAL O MAYORES DE 220 kV.

CLASIFICACION TARIFARIA POR NIVEL DE TENSION

BAJA TENSION 1, 1A A LA 1E

2

3

5 Y 5A

6

9

MEDIA TENSION

5 Y 5A

6

9

OM Y HM

**ALTA TENSION NIVEL
SUBTRANSMISION**

H-S

H-SL

I-15 e I-30

**ALTA TENSION NIVEL
TRANSMISION**

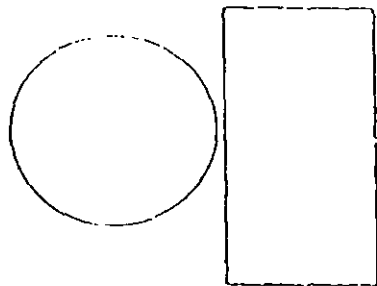
H-T

H-TL

I-15 e I-30

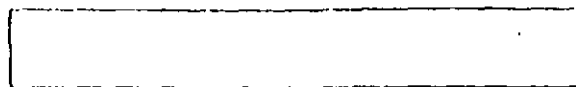
EL SISTEMA ELECTRICO

GENERACION



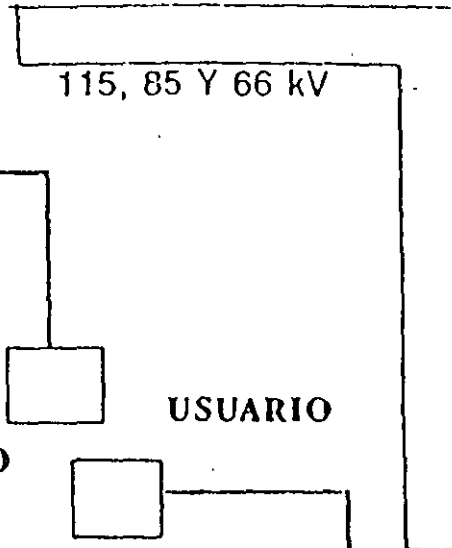
TRANSFORMACION

TRANSMISION



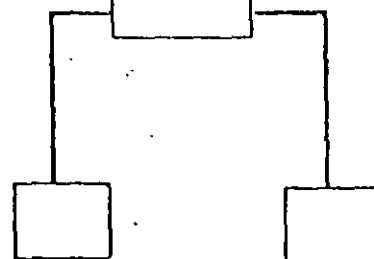
400 Y 230 kV.

SUBTRANSMISION



115, 85 Y 66 kV

TRANSFORMACION



USUARIO

USUARIO

USUARIO



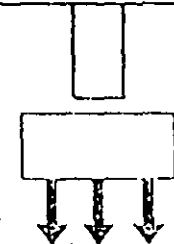
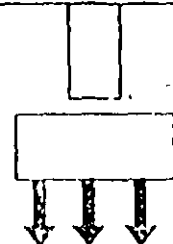
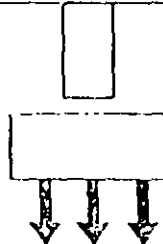
TRANSFORMACION

DISTRIBUCION

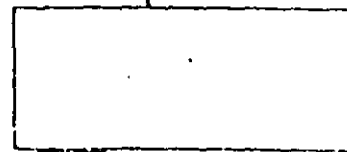
34 Y 23 kV



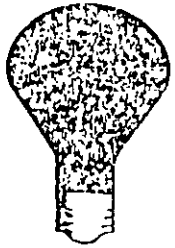
220 Y 127
VOLTS.



USUARIO

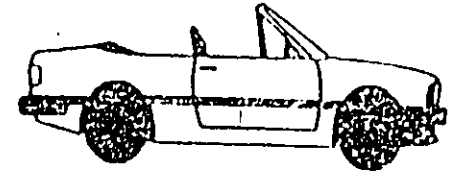
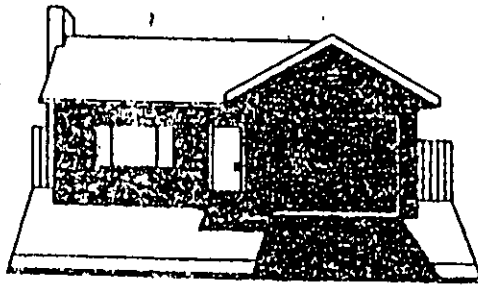


CARGA



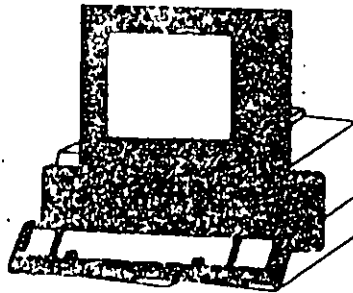
75 WATTS

DOMESTICA

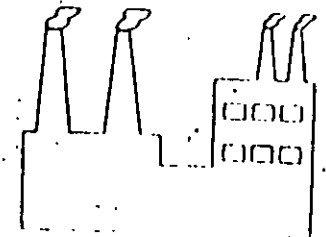
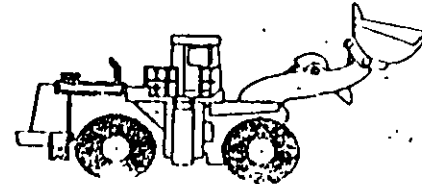
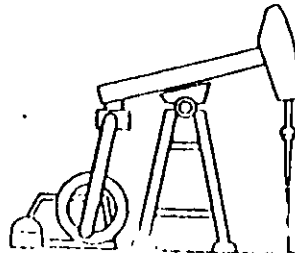


DEMANDA

COMERCIAL



INDUSTRIAL



CARGA

ES LA POTENCIA ENTREGADA EN UN PUNTO DADO, EXPRESADA EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

CARGA TOTAL CONECTADA

ES LA SUMA DE LAS CAPACIDADES DE LAS LAMPARAS, APARATOS, MOTORES Y EQUIPOS QUE CONSUMEN ENERGIA ELECTRICA, CONSIDERADOS INDIVIDUALMENTE EN SU CAPACIDAD EN WATTS, QUE SE ENCUENTRAN CONECTADOS AL SISTEMA DEL SUMINISTRADOR.

DEMANDA

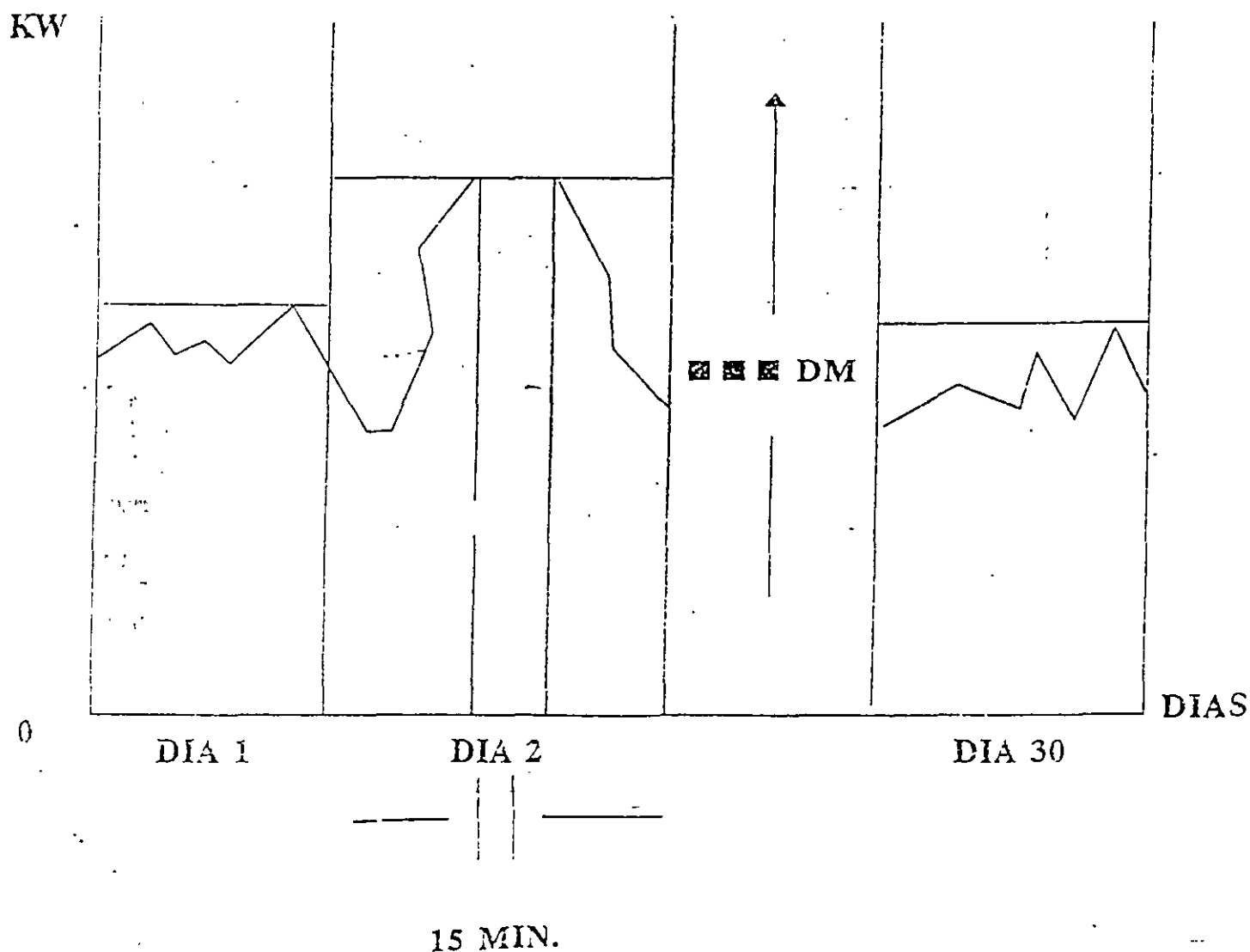
ES LA CARGA PROMEDIO EN LAS TERMINALES DE UNA INSTALACION O SISTEMA EN UN INTERVALO ESPECIFICADO, EXPRESADO EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

DEMANDA CONTRATADA

ES LA DEMANDA QUE EL SUMINISTRADOR Y EL CLIENTE CONVIENEN INICIALMENTE EN EL CONTRATO RESPECTIVO, SU VALOR NO SERA MENOR DEL 60% DE LA CARGA TOTAL INSTALADA, NI MENOR DE 25 KW EN TF-3, NI MENOR DE 20 KW EN TF-OM, NI MENOR DE LA CAPACIDAD DEL MAYOR MOTOR O APARATO INSTALADO POR EL CONSUMIDOR.

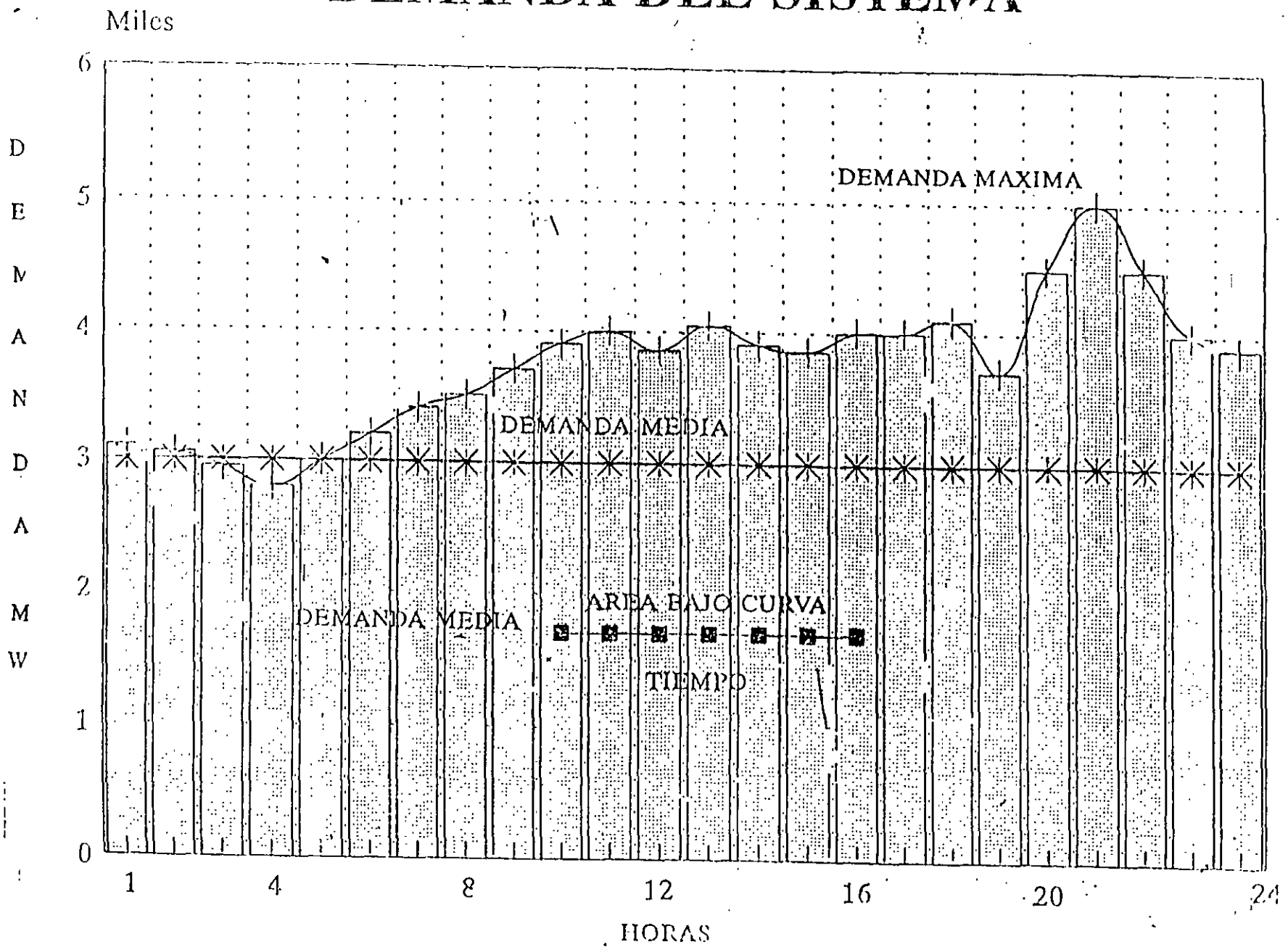
DEMANDA MAXIMA MEDIDA

SE DETERMINA MENSUALMENTE POR MEDIO DE INSTRUMENTOS DE MEDICION QUE INDICAN LA DEMANDA MEDIA EN KW DURANTE CUALQUIER INTERVALO DE 15 MIN. EN EL CUAL EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA SEA MAYOR QUE EN CUALQUIER OTRO INTERVALO DE 15 MIN. EN EL PERIODO DE FACTURACION.



CURVA TIPICA DIARIA

DEMANDA DEL SISTEMA

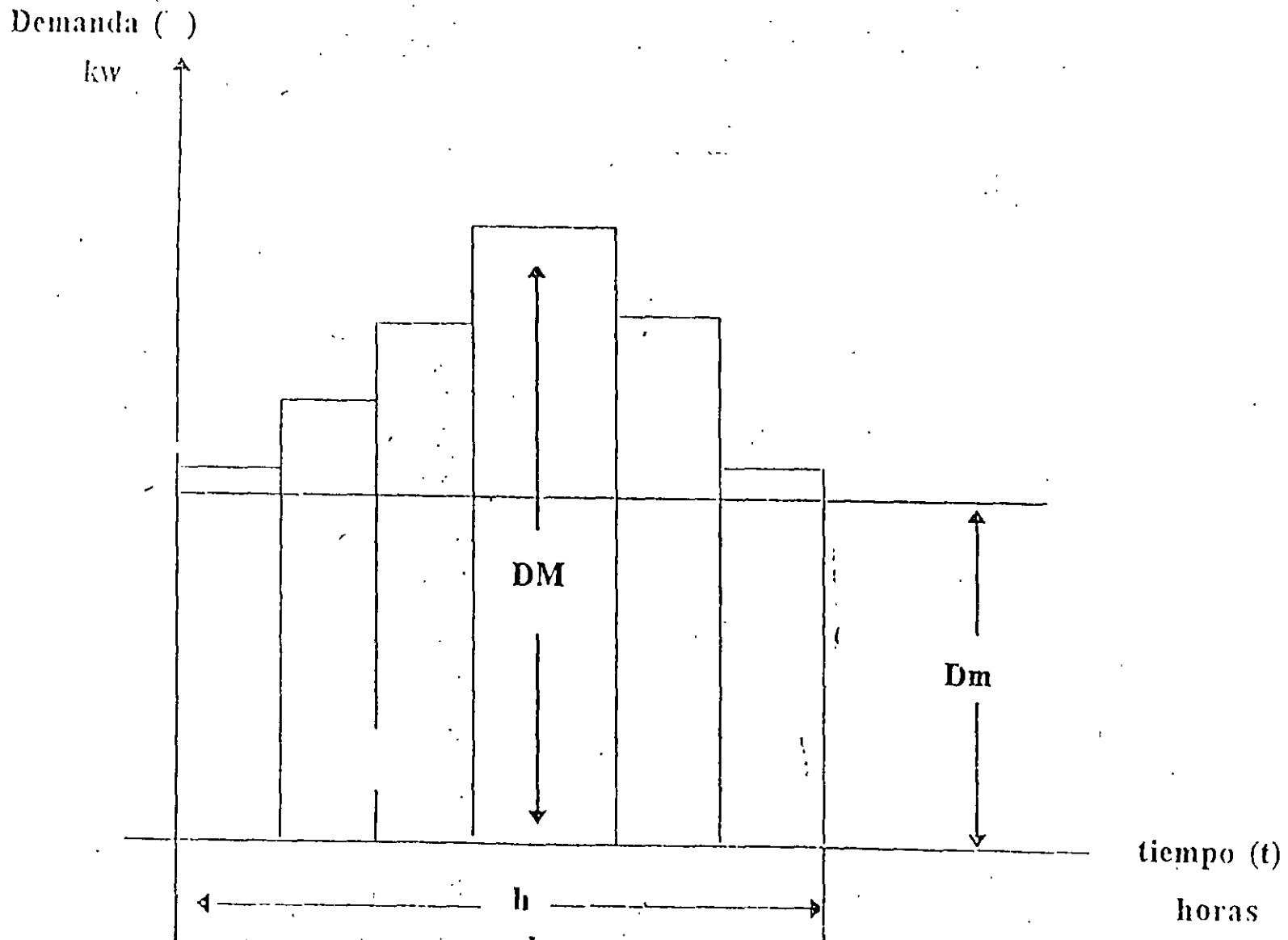


FACTOR DE CARGA

DEFINICION : (fc)

ES LA RELACION ENTRE LA DEMANDA MEDIA (DM) Y LA DEMANDA MAXIMA (DM) DE UNA CURVA DE CARGA, DURANTE UN PERIODO DE TIEMPO DADO (DIA, SEMANA, MES, ETC.)

FACTOR DE CARGA

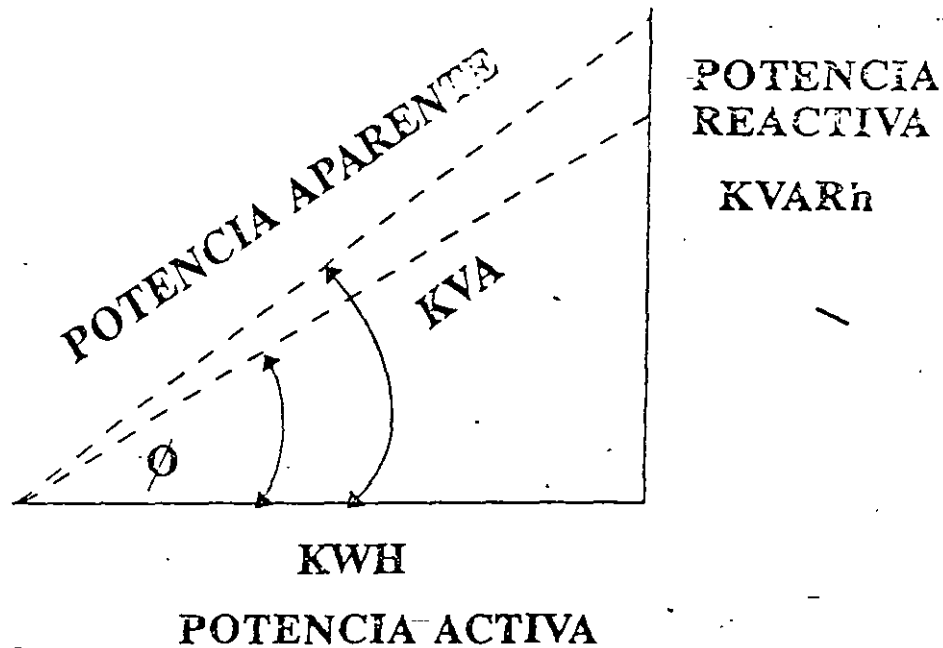


$$D_m = \frac{\sum_t D}{h} = \frac{\text{Consumo}}{h}$$

$$f_c = \frac{D_m}{DM} = \frac{\text{Consumo}}{DM \times h}$$

FACTOR DE POTENCIA

El Factor de Potencia se determina por el Coseno del ángulo de defasamiento que se forma entre la corriente y el voltaje y para poder determinarlo se instalan los medidores de kVARh.



$$\text{tg} \phi = \text{KVARh} / \text{KWh}$$

$$\phi = \text{tg}^{-1} \text{ KVARh} / \text{kWh}$$

$$\text{FP} = \text{Cos} (\text{tg}^{-1} \text{ kVARh} / \text{kWh})$$

A medida que tenemos mayor consumo kVARh aumenta el ángulo de defasamiento disminuyendo el valor del factor de potencia, por lo que será mayor su penalización.

$\text{Cos } \phi = \text{Factor de Potencia (f.p.)}$ o coseno del ángulo formado entre el vector tensión tomado como plano de referencia y el vector corriente, cuyo valor expresado en centésimas (0.85, 0.90, etc.) en realidad representa el tanto por ciento que se aprovecha de la energía proporcionada por la empresa suministradora del servicio.

FACTOR DE POTENCIA

FORMULA DE RECARGO

$$\text{PORCENTAJE DE RECARGO} = \frac{3}{5} \times ((90/\text{F.P.}) - 1) \times 100$$

F.P. MENOR QUE 90%

FORMULA DE BONIFICACION

$$\text{PORCENTAJE DE BONIFICACION} = \frac{1}{4} \times (1 - (90/\text{F.P.})) \times 100$$

F.P. MAYOR A 90%

2%

MEDICIÓN EN EL LADO DEL PRIMARIO O EN EL LADO DEL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES.

En los servicios que se proporcionen en alta tensión, el suministrador podrá efectuar la medición de la energía eléctrica consumida y la demanda máxima en el lado del secundario o en el del primario de los transformadores del usuario. Si se hiciere en el lado del secundario, las facturaciones se aumentarán en un 2% (dos por ciento).

En los servicios con tarifa de baja tensión, si la medición se hiciere en el lado primario de los transformadores, las facturaciones se disminuirán en un 2% (dos por ciento).



DERECHO DE ALUMBRADO PUBLICO

DAP

**ESTABLECIDO EN ALGUNAS ENTIDADES FEDERATIVAS, MEDIANTE
DECRETOS LOCALES, SE CALCULA APLICANDO EL PORCENTAJE APROBADO
EN CADA ESTADO A LA FACTURACION NETA BONIFICADA (NO ES GRAVADO
POR EL I.V.A).**



D.A.P. (DERECHOS POR ALUMBRADO PUBLICO)

TARIFA	HIDALGO VIGENCIA	PUEBLA VIGENCIA
TFA-01	88/07/15 5%	OCT/87 1.5%
TFA-02	88/07/15 5%	OCT/87 6.5%
TFA-03	88/07/15 1.5%	OCT/87 6.5%
TFA OH Y HM	88/07/15 1.5%	OCT/87 2%
TFA HS, HT, HSC Y HTL	88/07/01 1.5%	-

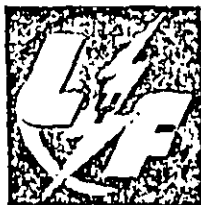
TARIFA	MORELOS VIGENCIA	EDO. DE MEX. VIGENCIA
TFA-01	OCT-87 10%	90/05/01 7%
TFA-02	OCT-87 10%	90/05/01 7%
TFA-03	OCT-87 10%	90/05/01 7%
TFA OH Y HM	OCT-87 7%	90/05/01 2.5%
TFA HS, HT, HSC Y HTL	OCT-87 7%	90/05/01 2.5%



DERECHOS DE SERVICIOS COMUNES DE ILUMINACION Y BOMBEO

DSCIB

ESTABLECIDO CON UNIDADES HABITACIONALES A TRAVES DE UN CONVENIO DE PRORRATEO, PARA EL PAGO POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA CONSUMIDA POR EL EQUIPO DE BOMBEO E ILUMINACION MEDIANTE CARGOS QUE SE APLICARAN EN FORMA BIMESTRAL, A LAS FACTURAS DE LOS CONSUMOS DE CADA UNO DE LOS CONVENIOS.



SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN
Y COMERCIALIZACIÓN

COMPARACIÓN ECONÓMICA
TARIFA 3 -VS- TARIFA OM

TARIFA 3

APORTECIÓN BAJA TENSION

+ VALOR PRESENTE

(COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA EN TARIFA 3)



SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN
Y COMERCIALIZACIÓN

COMPARACIÓN ECONÓMICA
TARIFA 3 -VS- TARIFA OM

TARIFA OM:

INVERSIÓN EN SUBESTACIÓN

+ APORTACIÓN MEDIA TENSIÓN

+ VALOR PRESENTE

(COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA EN TARIFA OM

+ GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SUBESTACIÓN + OTROS GASTOS)

COMPARACION ECONOMICA
TARIFA 03 A TARIFA OM

CTA: 42-19-625-1475-1

TARIFA	COSTO \$/KWH ABRIL 98	COSTO \$/KW ABRIL 98	COSTO \$/KW MAYO 98	COSTO \$/KW MAYO 98
03	0.5679	89.849	0.57221	90.532
OM	0.34975	46.785	0.34521	46.177

TARIFA 03	
PERIODO	98-04-29 98-05-29
CONSUMO	22,920 KWH
DEMANDA MAXIMA	53 KW
FACTOR DE POTENCIA	0.91976
IMPORTE FACTURADO	\$20,320.45

TARIFA OM	
PERIODO	98-04-29 98-05-29
CONSUMO	22,920 KWH
DEMANDA MAXIMA	53 KW
FACTOR DE POTENCIA	0.91976
IMPORTE FACTURADO	\$11,772.26

PORCENTAJE DE INCREMENTO 57.933

ESPIRITU DE LA REESTRUCTURACION TARIFARIA

*** LOGRAR USO EFICIENTE I E LA CAPACIDAD INSTALADA**

- TARIFAS HORARIAS

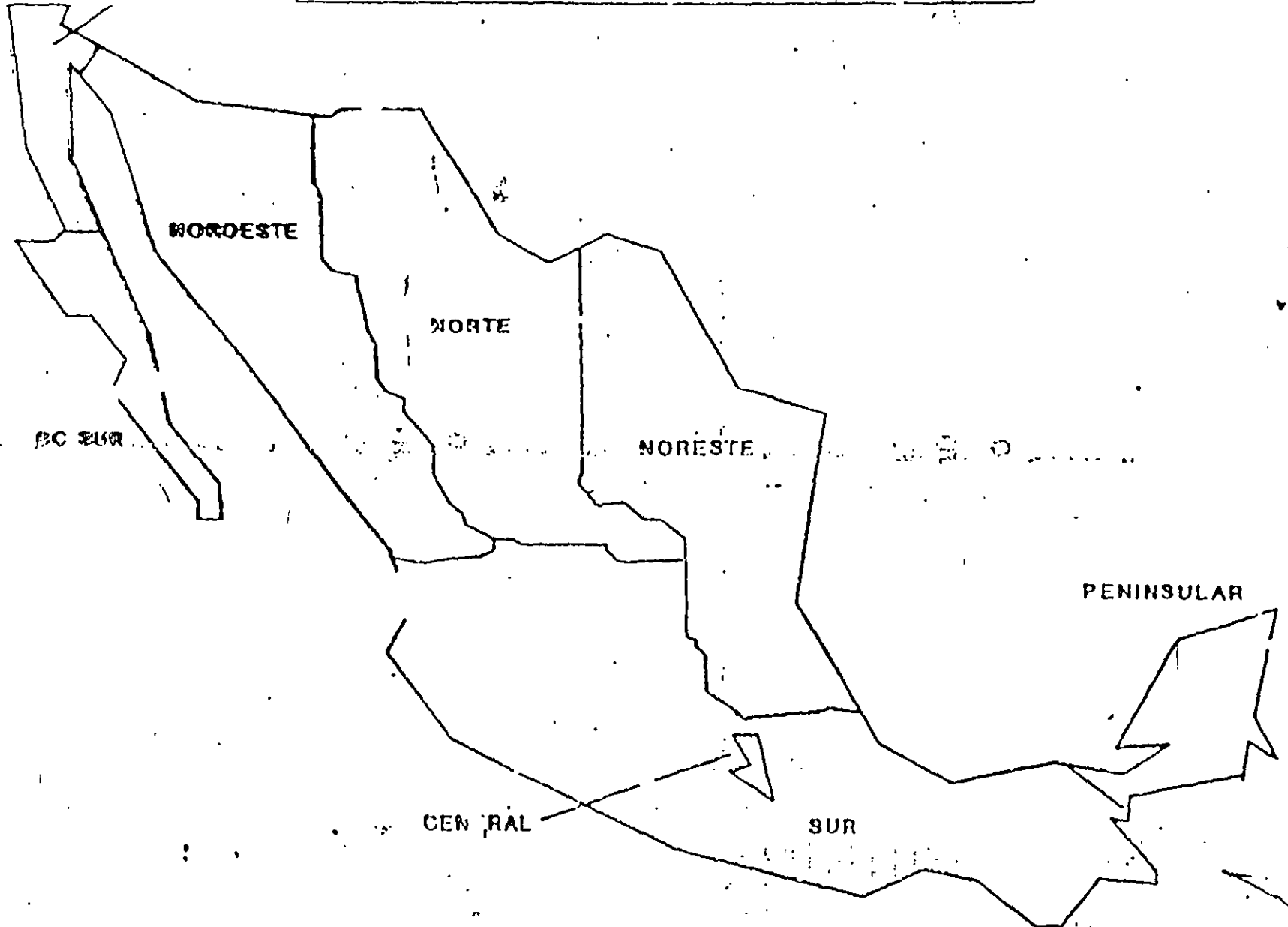
- TARIFAS ESPECIALES (DEM > 20 MW Y E.C. > 0.7)

*** REDUCCION DE PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA**

*** APROVECHAR LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON REGIONALIZACION.**

REGIONALIZACION TARIFARIA

BAJA CALIFORNIA



12

REGIONALIZACION DE LAS TARIFAS

CONFORME AL ACUERDO DEL 91-11-10, SE PROCEDIO AL DISEÑO DE TARIFAS QUE CONSIDERAN LAS DIFERENTES REGIONES Y ESTACIONES EN LOS COSTOS DEL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA PARA USUARIOS EN MEDIA Y ALTA TENSION CON EL OBJETIVO DE REFLEJAR EL COSTO REAL DEL SERVICIO.

SE FORMARON 8 REGIONES EN EL PAIS.

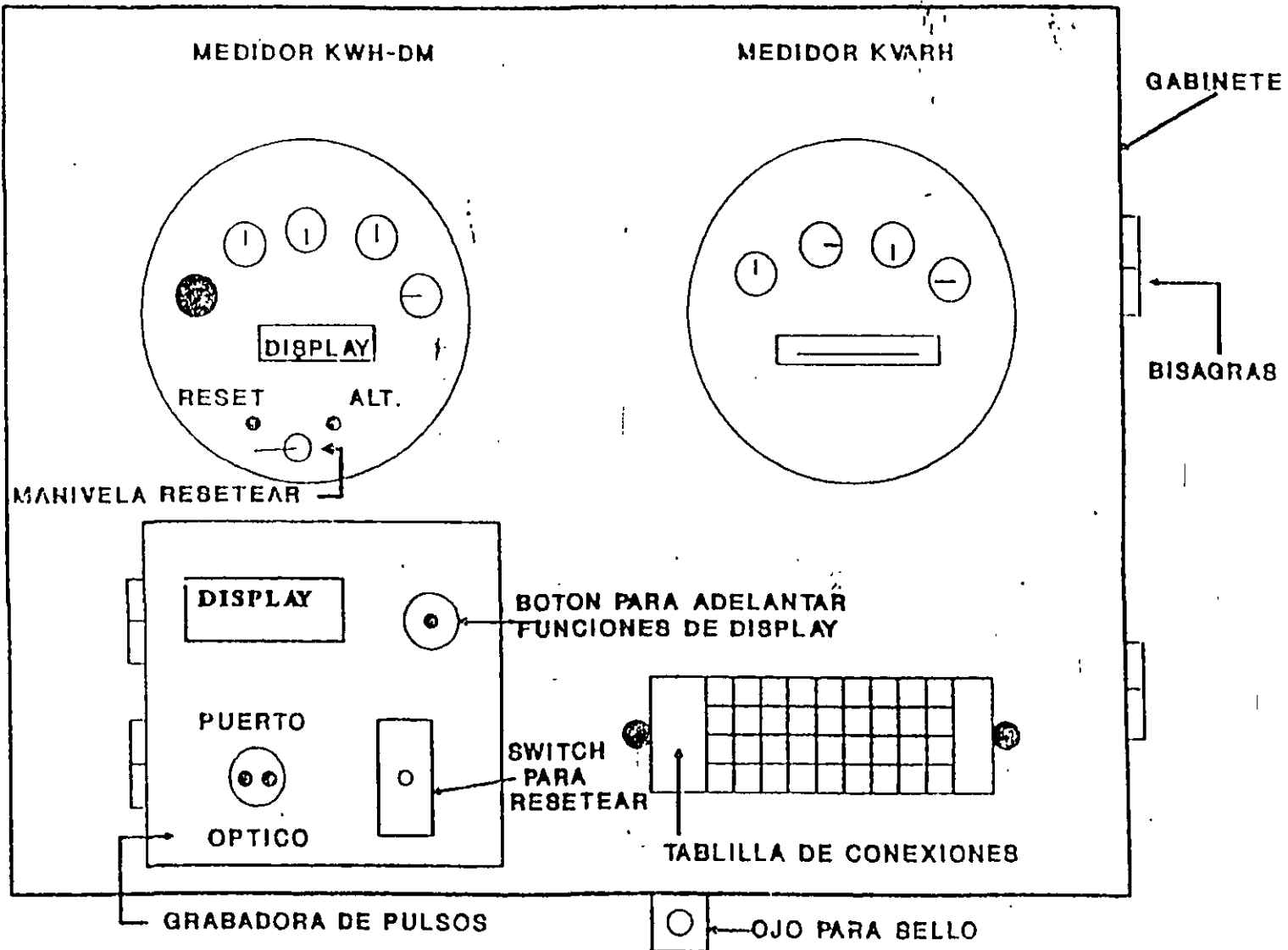
LA ZONA DE INFLUENCIA DE CLFC ESTA COMPRENDIDA DENTRO DE LAS REGIONES CENTRAL Y SUR.

DEL AREA ATENDIDA POR CLFC:

EN LA REGION CENTRAL SE ENCUENTRAN TODAS LAS DELEGACIONES DEL D.F., LOS 20 MUNICIPIOS DEL ESTADO DE MEXICO CONURBADOS CON EL D.F., Y EL MPIO. DE CUERNAVACA EN EL EDO., DE MORELOS.

EL LA REGION SUR SE ENCUENTRAN OTROS 60 MPIO. DEL EDO. DE MEXICO, 3 DE PUEBLA, 1 DE MORELOS Y 45 DEL EDO. DE HIDALGO.

EQUIPO ELECTRONICO DE PULSOS



34

GRABADORA DE PULSOS

PANTALLAS DEL DISPLAY

A) **CLIENTE**
TAPETES LUXOR

B) **DIA/HORA ACTUAL**
03/30/92 18:57

C) **KWH EN HORA PICO**
10782

D) **KWH FUERA PICO**
626.80

E) **KW EN HORA PICO**
1472.40

F) **KW FUERA PICO**
1636.20

G) **KWH TOTALES**
73439

H) **KVARH TOTALES**
43680

I) **FACT. POTEN. PROM.**
0.8530538

J) **C-1 PULSOS**
163213

K) **C-2 PULSOS**
80898

L) **C-3 PULSOS**
0

GRABADORA DE PULSOS

CARACTERISTICAS PRINCIPALES

- DISPLAY PARA DESPLIEGUE DE DATOS**
- MEMORIA CIRCULAR (45 DIAS) RESPALDADA CON BATERIA RECARGABLE.**
- PUERTO OPTICO PARA PROGRAMACION Y TOMA DE DATOS MEDIANTE PC PORTATIL.**
- MODEM PARA PROGRAMACION Y TOMA DE DATOS VIA TELEFONICA.**

EXPLOTACION DE LA INFORMACION

MEDIANTE EL PROCESAMIENTO DE DATOS SE PUEDE OBTENER LO SIGUIENTE:

- REPORTES:
- RESUMEN DE CONSUMOS Y DEMANDAS
 - RESUMEN DE CONSUMOS Y DEMANDAS EN TARIFA HORARIA
 - LISTADO DE LOS PROMEDIOS DE DEMANDA DE KW Y KVAR DE CADA INTERVALO DE 15 MINUTOS, DEL PERIODO DE FACTURACION
- GRAFICAS:
- PERFIL DE DEMANDA DE POTENCIA ACTIVA (KW)
 - PERFIL DE DEMANDA DE POTENCIA REACTIVA (KVAR)
 - PERFIL-DE DEMANDAS MAXIMAS DIARIAS DEL PERIODO DE FACTURACION

CUANDO EL USUARIO LO REQUIERA SE LE PODRA SUMINISTRAR UN DISKETTE CON ESTA INFORMACION EN FORMATO LOTUS

NOV 1991



$$\text{FACTURACION} = \text{CONSUMO} + \text{DEMANDA} + \text{AJUSTE DE F.P} + \text{D.A.P}$$

NUEVA TARIFA HM

SERVICIO CON 500 KW DE
DEMANDA O MAS.

$$\text{CONSUMO} = \left| \begin{array}{l} \text{KWh BASE} \times \$/\text{KWh BASE} + \\ \text{KWh INTERM} \times \$/\text{KWh INTERM.} + \\ \text{KWh PUNTA} \times \$/\text{KWh PUNTA} + \end{array} \right| \times \text{FA}$$

$$\text{DEMANDA} = \text{DF} \times \$ / \text{MW}$$



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

DF = DEMANDA FACTURABLE

DP = DEMANDA max. PUNTA

DI = DEMANDA max. INTERMEDIA

DB = DEMANDA max. BASE

DPI = DEMANDA max. PICO - INTERMEDIA

FRI = FACTOR DE REDUCCION INTERMEDIO

FRB = FACTOR DE REDUCCION BASE

39



FACTORES DE REDUCCION

TARIFAS DE MEDIA TENSION

REGION	FRI	FRB
CENTRAL Y SUR	0.300	0.150

FACTOR DE AJUSTE MENSUAL

$$FA_{n,m} = \frac{FE_{n,m}}{FE_{n,m-1}}$$

FE= Factor de Escalación

$$FE_{n,m} = p_n \left(\frac{IPC_{m-2}}{IPC_{0-2}} \right) + q_n \left(\frac{ICC_m}{ICC_0} \right)$$

IPC = Índice Nacional de Precios al Consumidor

ICC = Índice de Costos de Combustibles

m = Mes aplicación de las tarifas (m=1 para enero 1997)

n = Nivel de tensión

"p" y "q" son ponderadores que dependen del nivel de tensión. (p+q=1)

Para tensión media p=0.71 q=0.29

Para tensión alta p=0.59 q=0.41

PERIODOS PUNTA, INTERMEDIO Y BASE

Horarios determinados para la definicion de los periodos de la tarifa HM, en las regiones de LyFC

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

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

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

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

* Se utilizan los horarios locales oficialmente establecidos

CURVA DE DEMANDA DIARIA

HORARIO DE VERANO
LUNES A VIERNES

DEMANDA

(KW)

BASE

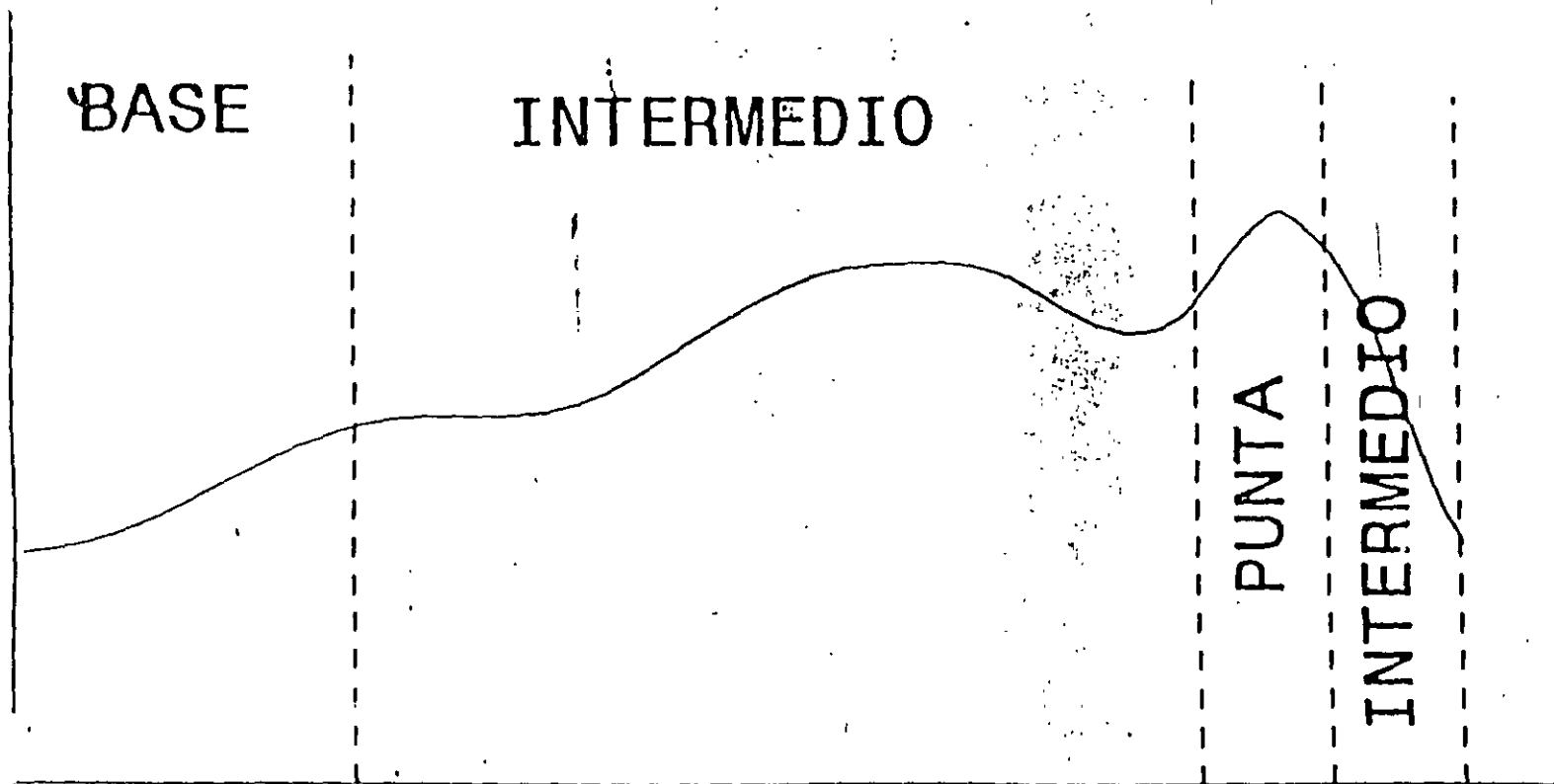
INTERMEDIO

PUNTA

INTERMEDIO

0 02 04 06 08 10 12 14 16 18 20 22 24

HORAS



ANALISIS Y CALCULO DE CONSUMO A LA FACTURA CON No. DE CUEN 45 14 410 8580 4

TARIFA IM REGION CENTRO PERIODO DEL 97 05 28 AL 97 06 25

DATOS PARA FACTURAR

PERIODO	DIAS	CONSUMO	DEMANDA	FAC. POT.	MAYO	JUN
97-05-28	3 (31 DE MAYO)	BASE 98765 KWII	888	0.84959	COO. x KWII B. 0.21732	0.22324
97-06-25	25 (30 DE JUNIO)	INTERMEDIO 246.957 KWII	902		COO. x KWII I. 0.26020	0.26728
	28 (DIAS DE PERIODO)	PUNTA 28.499 KWII	885		COO. x KWII P. 0.81324	0.83536
		TOTAL 374.181 KWII			COO. x DEM. 43.054	44.225

CARGO POR CONSUMO

MAYO	COO. x KWII (BASE) 98,765/28 (3 x 0.21732)	=	2,299.672	
JUNIO	COO. x KWII (BASE) 98,765/28 (25 x 0.22324)	=	19,685.980	
			<u>21,985.652</u>	\$ 21,985.25 (1)
MAYO	COO. x KW (INTERM) 246.957/28 (3 x 0.26020)	=	6,884.808	
JUNIO	COO. x KW (INTERM) 246.957/28 (25 x 0.26728)	=	58,934.524	
			<u>65,819.332</u>	\$ 65,819.33 (2)
MAYO	COO. x KW (PUNTA) 28,499/28 (3 x 0.81324)	=	2,479.713	
JUNIO	COO. x KW (PUNTA) 28,499/28 (25 x 0.83536)	=	21,226.348	
			<u>23,706.061</u>	\$ 23,706.10 (3)
			111,511.945	111,510.70

DEM. FACTURABLE = DP + 0.3 x MAX (DI - DP, 0) + 0.15 x MAX (DB - DP, 0)

$$D.F. = 885 + 0.3 \times \max(902 - 885) + 0.15 \times \max(888 - 902) \\ = 885 + (0.3 \times 17) + (0.15 \times 0) = 890.1 = 891$$

MAYO	COO x DEM. FACT.	891/31 (3 x 43.054)	=	3,712.365
JUNIO	COO x DEM. FACT.	891/30 (25 x 44.225)	=	32,837.062
				<u>36,549.427</u>

SI DP > I DEMANDA FACTURABLE = DP
SI LA DIF. LAS DEMANDAS ES NEGATIVA, VALDRA CERO.

CARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

$$3/5 [(907.84959) - 1] 100 = 3.56 = 36\% \\ \text{IMPORTE} = (21,985.25 + 65,819.35 + 23,706.10 + 36,549.45) \cdot 0.036 = 5,330.165$$

SUBTOTAL (1) + (2) + (3) + (4) + (5)	=	153,390.30
I. V. A.		23,004.55
IMPORTE A PAGAR	\$	176,394.85

ANALISIS Y CALCULO DE CONSUMO A LA FACTURA CON No. DE CUENTA: 45 14 410 8580 4

TARIFA IIM REGION CENTRO PERIODO DEL 97 05 28 AL 97 06 25

DATOS PARA FACTURAR

PERIODO	DIAS	CONSUMO	DEMANDA	FAC. POT.		MAYO	JUN
97 05 28	3 (31 DE MAYO)	BASE	888	0.84959	COO x KWII B	0 21732	0 22324
97 06 25	25 (30 DE JUNIO)	INTERMEDIO	902		COO x KWII I	0 26020	0 26728
	28 (DIAS DE PERIODO)	PUNTA	885		COO x KWII P	0 81324	0 83536
		TOTAL			COO x DEM.	43.054	44.225

CARGO POR CONSUMO

MAYO	COO. x KWII (BASE) 98,765/28 (3 x 0.21732)	=	2,299.672	
JUNIO	COO. x KWII (BASE) 98,765/28 (25 x 0.22324)	=	19,685.980	
			<u>21,985.652</u>	\$ 21,985.25 (1)
MAYO	COO. x KW (INTERM) 246.957/28 (3 x 0.26020)	=	6,884.808	
JUNIO	COO. x KW (INTERM) 246.957/28 (25 x 0.26728)	=	38,934.524	
			<u>65,819.332</u>	\$ 65,819.33 (2)
MAYO	COO. x KW (PUNTA) 28,459/28 (3 x 0.81324)	=	2,479.713	
JUNIO	COO. x KW (PUNTA) 28.459/28 (25 x 0.83536)	=	21,226.348	
			<u>23,706.061</u>	\$ 23,706.10 (3)
			111,511.045	111,510.70

DEM. FACTURABLE = DP + 0.3 x MAX (DI - DP, 0) + 0.15 x MAX (DB - DPI, 0)

SI DP > I, DEMANDA FACTURABLE = DP
SI LA DIF. DE DEMANDAS ES NEGATIVA, VALDRA CERO.

D.F. = 885 + 0.3 x max (902 - 885) + 0.15 x max (888 - 902)
= 885 + (0.3 x 17) + (0.15 x 0) = 890.1 = 891

MAYO	COO x DEM. FACT. 891/31 (3 x 43.054)	=	3,712.365	
JUNIO	COO x DEM. FACT. 891/30 (25 x 44.225)	=	32,837.062	
			<u>36,549.427</u>	\$ 36,549.45 (4)

CARGO POR BAJO FACTUR DE POTENCIA

54

3/5 [(907.84959) - 1] 100 = 3.56 = 36%
 IMPORTE = (21,985.25 + 65,819.35 + 23,706.10 + 36,549.45) 036 = 5,330.165 \$ 5,330.15 (5)

SUBTOTAL (1) + (2) + (3) + (4) + (5)	=	153,390.30
I. V. A.		23,008.55
IMPORTE A PAGAR	\$	176,398.85



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS**

**MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA

**PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

**EXPOSITOR: ING. RAUL MENDEZ ALBORES
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES.

INDICE

1.-INTRODUCCION

2.- TEORIA DE PRUEBAS

2.1-RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

2.2-INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION

2.3-FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

2.4-INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGAOHMETRO

2.5-USO DE LA GUARDA

2.6-VOLTAJES RECOMENDADOS PARA LAS PRUEBAS DE RESISTENCIA DE
AISLAMIENTO

2.7-CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

2.8-METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

3.- PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA

3.1-PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU

3.2-VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA CON LA TEMPERATURA

3.3-MEDICION DE CAPACITANCIA Y RESISTENCIA

3.4-PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

4.1-TEORIA DE RELACION DE TRANSFORMACION

4.2-DESCRIPCION DEL TTR

4.3-EVALUACION E INTERPRETACION DE RESULTADOS

5.- PRUEBAS AL SISTEMA DE TIERRAS

5.1-RESISTENCIA DE ELECTRODOS ARTIFICIALES

5.2-ANALISIS DE RESULTADOS

6.- PRUEBAS DE ACEITE

6.1-INTRODUCCION

6.2-PRUEBAS DE LABORATORIO

6.3-PRUEBAS EN CAMPO

7- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

7.1-PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

7.2-PROCEDIMIENTO DE PRUEBA

7.3-ANALISIS DE RESULTADOS

8.- PRUEBAS DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE

8.1- FAVAG

8.2- MILLIGRAPH

8.3- ANALIZADOR CINCINNATI

8.4- ANALIZADOR TR-3000

9.- PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD

9.1- HIGROMETRO DE HIELO SECO

9.2- HIGROMETRO ALNOR

9.3- HIGROMETRO PANAMETRIC

10- APLICACIONES Y PRUEBAS

11- RECOMENDACIONES Y TECNICAS PARA PRUEBAS

11.1-PRUEBAS A SUBESTACIONES COMPACTAS

11.2-PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

11.3-PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES

11.4-PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

11.5-PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

12.-CRITERIOS DE ACEPTACION

PRUEBAS ELECTRICAS DE CAMPO A EQUIPOS EN INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

1.- INTRODUCCION

Las pruebas en campo son necesarias en varias etapas de una construcción o para mantenimiento eléctrico.

Todo equipo eléctrico es probado en fabrica , lo cual da una garantía al comprador, pero frecuentemente es necesario desarmar parte del equipo para su transporte al lugar de la instalación, y por tanto las condiciones de los aislamientos cambian a los preestablecidos en fabrica por lo cual todo equipo eléctrico deberá ser revisado al llegar al sitio de instalación y realizarse las pruebas necesarias, sobre todo en los aislamientos a los cuales les afecta directamente la humedad y algunos no deben ser expuestos directamente al ambiente.

Conforme se está ensamblando el equipo se van realizando pruebas hasta el termino del ensamblado , al termino se realizan pruebas finales para la puesta en servicio y con esto tendremos la seguridad de que al momento de la energización el equipo no sufrirá ningún daño .

Todos los valores de las pruebas con los cuales entro en servicio el equipo son registrados y entregados al departamento de mantenimiento, para que al realizar las pruebas periódicas se compare los resultados y así se pueda detectar una falla en los aislamientos antes de que ocurra y poder corregirla.

Normalmente en todas las fabricas no se realizan mantenimientos predictivos , por no conocer los alcances de las pruebas necesarias a cada equipo y de sus componentes eléctricos.

Es por esto que se recomienda realizar pruebas al equipo eléctrico una o dos veces por año para asegurar que no habrá fallas eléctricas.

Para realizar un mantenimiento eléctrico predictivo y preventivo es necesario realizar las pruebas mas importantes con el equipo adecuado, para cada uno de los componentes eléctricos de una instalación industrial. (ver figura 1)

Los equipos necesarios para realizar las pruebas son:

- a) MULTIMETRO
- b) AMPERMETRO DE GANCHO

c) MEDIDOR DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

HOJA-2

d) MEDIDOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

e) MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA

f) MEDIDOR DE RELACION DE TRANSFORMACION

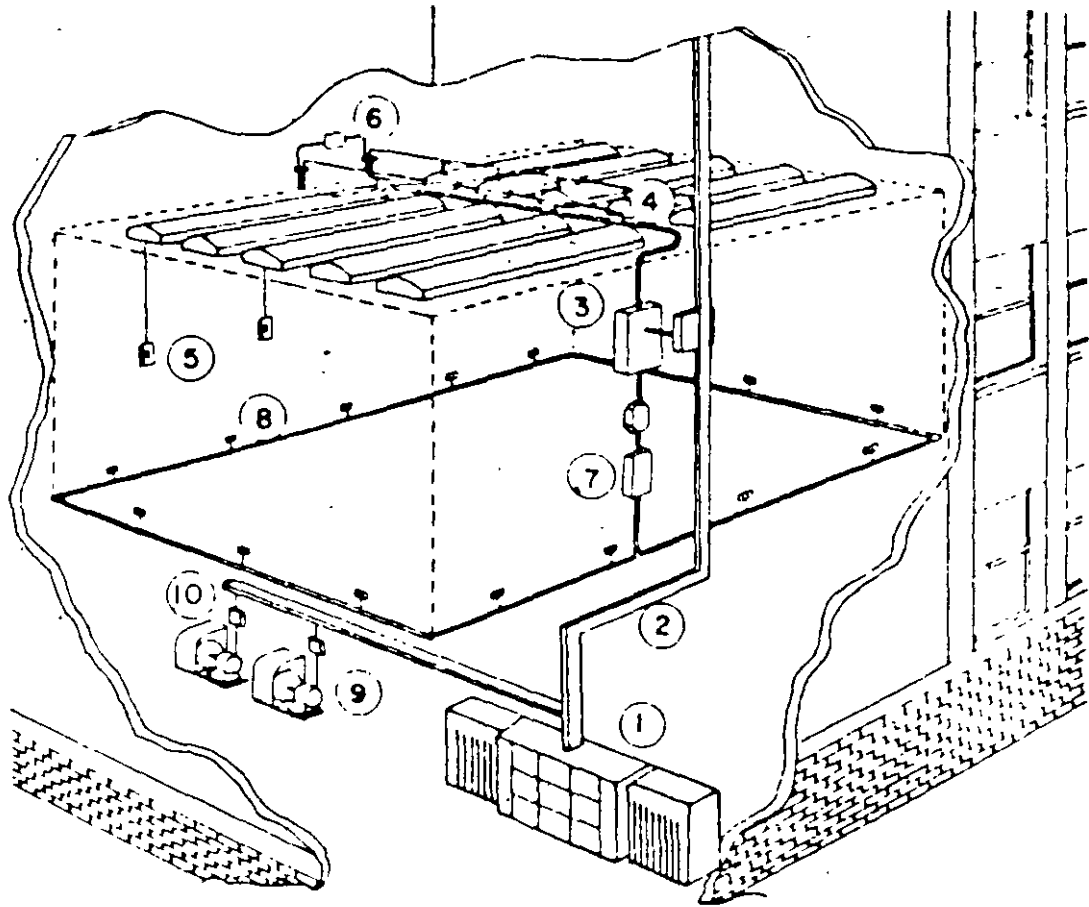
g) MEDIDOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

h) MEDIDOR DE TIEMPOS DE OPERACION

Los beneficios que alcanzamos con un programa planeado de inspección y pruebas son :

- 1) Ahorro económico debido a que se provocan incendios por fallas eléctricas.
- 2) Productividad en la empresa, ya que al detectarse con anticipación cualquier posible falla , la producción no se interrumpe.
- 3) Continuidad en el servicio eléctrico.
- 4) Ahorro de energía eléctrica .

EQUIPO ELECTRICO EN UNA INSTALACION ELECTRICA INDUSTRIAL



- 1- SUBESTACION COMPACTA.
- 2- DUCTOS O BARRAS AISLADAS
- 3- TABLEROS DE ALUMBRADO
- 4- LAMPARAS PARA ALUMBRADO GENERAL.
- 5- APAGADORES.
- 6- TUBERIAS CANALIZACIONES Y ACCESORIOS.
- 7- TABLEROS DE DISTRIBUCION
- 8- CONTACTOS
- 9- MOTORES
- 10- ARRANCADORES Y SEÑALIZACION

2.-TEORIA DE PRUEBAS

2.1- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

La prueba de resistencia de aislamiento determina en forma aproximada el estado que se encuentran los aislamientos.

DEFINICION.- Es la resistencia en megaohms que presenta un aislamiento al aplicarse un voltaje de C.D durante un tiempo determinado .

A la corriente que resulta de la aplicación del voltaje de C.D.se conoce como corriente de aislamiento y consta de dos componentes :

- 1) La corriente que fluye dentro del aislamiento.
- 2) La corriente que fluye sobre la superficie.

1)La corriente que fluye dentro del aislamiento esta formada por :

- a) La corriente capacitiva que inicialmente tiene un valor elevado y disminuye con el tiempo.
- b) La corriente de absorción dielectrica la cual inicia con un valor bajo de resistencia de aislamiento y disminuye con el tiempo.
- c) La corriente de conducción , esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante.

2)La corriente que fluye sobre la superficie del aislamiento.-

A esta componente se le conoce como corriente de fuga, esta corriente permanece constante al igual de la corriente de conducción y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones del aislamiento.

2.2- INDICES DE POLARIZACION Y ABSORCION

La resistencia de aislamiento varia con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo, cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento , la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentando con el tiempo hasta estabilizarse.

Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante 10 minutos , tomando lecturas a los 15 , 30 , 45 y 60 segundos y después cada minuto.

Dado que la pendiente de la curva de absorción dielectrica nos indica las condiciones del aislamiento , esta pendiente puede ser expresada por el índice de absorción y polarización.

$$I \text{ absorción} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 60 seg.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.}}$$

$$I \text{ polarizac} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento a 10 min.}}{\text{Resistencia de aislamiento a 1 min.}}$$

La prueba de índices de absorción y polarización se utiliza normalmente cuando se tienen dudas en los valores de prueba de resistencia de aislamiento en equipos con gran cantidad de aislamiento.

2.3- FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

- 1) Condición de la superficie del aislamiento tales como carbón , polvo y aceite
- 2) Efecto de la humedad : Gran parte de los aislamientos son higroscopicos y por lo tanto absorben humedad ocasionando una reducción en la resistencia de aislamiento.
- 3) Efecto de la temperatura : la resistencia de aislamiento varia inversamente con la temperatura para mayor parte de los materiales aislantes.
Para comparar apropiadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento , es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura o convertir cada medición a la misma base.
Esta conversión se efectúa con la siguiente ecuación

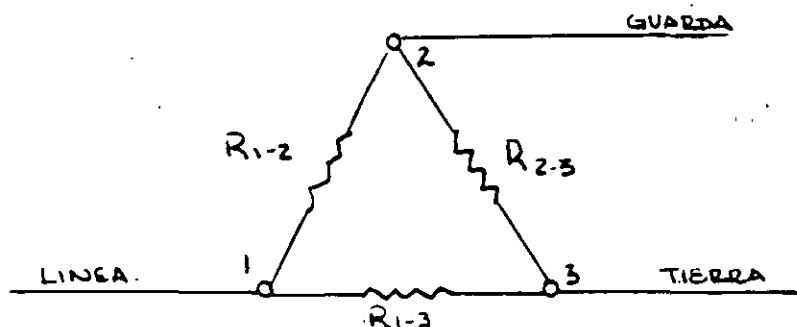
$$R_c = K_t \times R_t$$
 Rc= Resistencia de aislamiento en megaohms corregida a la temperatura base.
 Rt= Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba.
 Kt= Coeficiente de corrección por temperatura.

2.4- INSTRUCCIONES PARA UTILIZAR EL MEGAOHMETRO

- 1) Coloque el aparato en una base bien nivelada
- 2) Seleccione el voltaje de prueba a utilizar
- 3) Verifique el aparato con las pruebas de cero e infinito.
- 4) Aterrice el equipo a probar para eliminar toda carga capacitiva.
- 5) Para evitar errores en la medición, utilice puentes de cobre desnudo.
- 6) Tome la lectura en el tiempo requerido.
- 7) Registre la temperatura de prueba.
- 8) Descargue el equipo probado

2.5- USO DE LA GUARDA

El propósito de esta terminal es contar con un medio para efectuar las mediciones en mayas de tres terminales, en tal forma de que pueda discriminarse el valor de una de las dos trayectorias.



Así en el caso de la figura anterior, utilizando las conexiones indicadas, se medirá la resistencia R_{1-2} directamente ya que las otras dos no entran en la medición por estar conectada la terminal tres a guarda.

2.6 VOLTAJES RECOMENDADOS PARA PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

La medición de resistencia de aislamiento es una prueba donde se aplica potencial de c.d y por lo tanto se debe restringirse a valores apropiados, dependiendo de la tensión nominal de operación del equipo que se va a probar y de las condiciones que se encuentre su aislamiento ya que si la tensión de prueba es alta se puede provocar fatiga en el aislamiento.

Los potenciales usuales en los equipos de resistencia de aislamiento son de 100, 500, 1000, 2500 y 5000 VCD.

Las lecturas de resistencia de aislamiento , disminuyen al utilizar potenciales más altos, sin embargo para aislamientos en buenas condiciones y perfectamente secos se obtendrán valores muy próximos para diferentes tensiones de prueba, siempre y cuando no sobrepasen el valor nominal de operación del equipo que se esta probando.

VOLTAJES DE PRUEBA RECOMENDADOS

VOLTAJE DEL EQUIPO DE PRUEBA	VOLTAJE NOMINAL DE C.A DEL EQUIPO A PROBAR
100 Y 250 VCD	HASTA 125 V. INCLUYENDO EQUIPOS Y CIRCUITOS DE CONTROL
500 V	DE 125 A 400 V
1000 V	DE 400 EN ADELANTE
2500 A 5000 V	DE 1000 V EN ADELANTE

2.7- CLASIFICACION DE LOS INDICES DE ABSORCION Y POLARIZACION

INDICE DE ABSORCION	INDICE DE POLARIZACION	CLASIFICACION DEL AISLAMIENTO
MENOR DE 1	MENOR DE 1	PELIGROSO
DE 1 A 1.1	DE 1 A 1.5	POBRE
DE 1.1 A 1.25	DE 1.5 A 2	DUDOSO
DE 1.25 A 1.4	DE 2 A 3	REGULAR
DE 1.4 A 1.6	DE 3 A 4	BUENO
MAYOR DE 1.6	MAYOR DE 4	EXCELENTE

2.8- METODOS DE MEDICION DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Existen 3 métodos prácticos para medir la resistencia de aislamiento ;

1) Método de tiempo corto.- Este método es el normalizado y consiste en aplicar el voltaje durante 1 minuto , con objeto de

efectuar comparaciones bajo la misma base con los datos de prueba existentes y futuros .

2) Método de tiempo-resistencia o Absorción Dieléctrica.- Este método consiste en aplicar el voltaje de prueba durante un período de 10 minutos tomando lecturas a intervalos de un minuto.

El método proporciona una mejor referencia para evaluar el estado de los aislamientos , en aquellos equipos con características de absorción notable, como son las grandes maquinas rotatorias y transformadores de potencia, sobre todo cuando no existen valores de referencia de pruebas anteriores.

3) Método de Voltajes Múltiples.- Este método tiene su principal aplicación en la evaluación de aislamientos de maquinas rotatorias y transformadores.

Su aplicación requiere el uso de un instrumento con varios voltajes para poder aplicar dos o más voltajes en pasos , por ejemplo; 500 V y después con 1000 V .

Este método se apoya en el hecho de que conforme se aumenta el voltaje de prueba, se aumentan los esfuerzos dielectricos sobre el aislamiento , al aproximarse a superar las condiciones de operación.

La influencia de los puntos débiles del aislamiento en las lecturas de la resistencia adquirira mayor importancia hasta hacerse decisiva al sobrepasar cierto límite, cuando esto ocurre se tendrá una caída pronunciada en el valor de resistencia de aislamiento que se aprecia claramente al graficar las lecturas obtenidas contra el voltaje aplicado.

De preferencia los voltajes aplicados deben estar en la relación de 1 a 5 o mayor. (por ejemplo 500 y 2500 V).

3.-PRUEBAS DE FACTOR DE FACTOR DE POTENCIA.

El factor de potencia en la actualidad es la principal herramienta para juzgar con mayor criterio las condiciones de los aislamientos de equipo eléctrico.

Con estas pruebas podemos detectar :

- Degradación
- Envejecimiento
- Contaminación
- Humedad

Definición.- El factor de potencia de un aislamiento es el coseno del ángulo del voltaje aplicado y la corriente de carga.

En cualquier circuito de corriente alterna el factor de potencia de un dielectrico es :

$$F.P = \frac{P}{ExI} = \text{COS } \theta$$

Para realizar la prueba de factor de potencia existen equipos de la marca Doble Engineering en sus dos modelos tipo MEU y M2H con voltajes de prueba 2.5 KV y 10 KV respectivamente .

De estos equipos se obtienen las mediciones de Watts , Volts , y Amperes .

Con estos instrumentos de prueba se pueden realizar las mediciones en tres formas diferentes para determinar las características de un aislamiento y de esta manera analizar con exactitud la localización de un aislamiento deteriorado, las mediciones que pueden ser seleccionadas son . GROUND , GUARD , Y UST.

Las expresiones empleadas para calcular el % factor de potencia:

$$\text{Para 2.5-KV} \quad \% \text{ F.P} = \frac{\text{MW}}{\text{MVA}} \times 100$$

$$\text{Para 10 KV} \quad \% \text{ F.P} = \frac{\text{WATTS}}{\text{MILIAMP}} \times 10$$

El equipo de la Doble , puede realizar las mediciones de factor de potencia a voltajes menores de 2.5 KV y utilizamos las siguientes expresiones :

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MVA leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MW leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

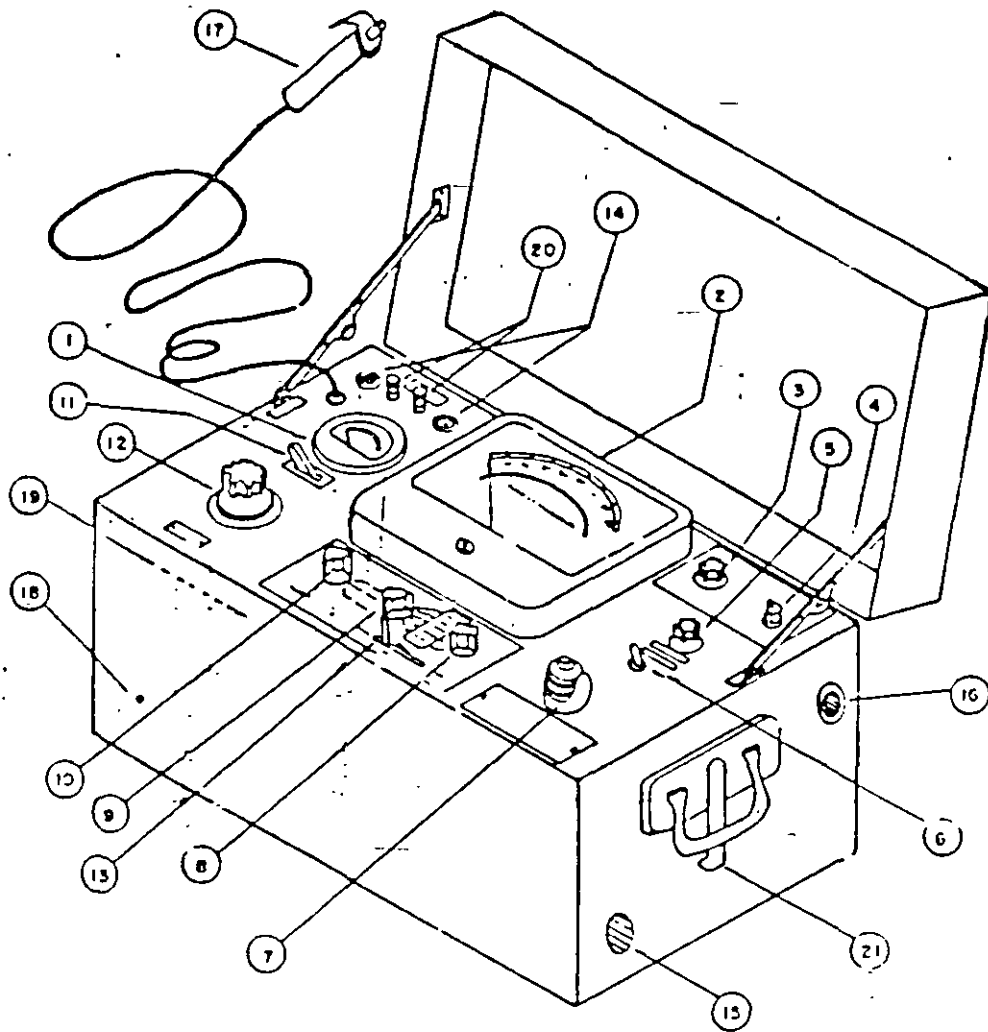
3.1- PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU.

Por seguridad el equipo siempre debe estar aterrizado con una tierra firme con la cual el equipo cuenta.

Se procede a conectar los cables de alta y baja tensión del equipo de prueba al equipo a probar.

Antes de operar el interruptor general, debe verificarse que el reostato para elevar la tensión este en cero , el selector en posición check, los rangos de las escalas en los más altos para MVA y MW , y el interruptor reversible en posición "ON".

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA



PARTES PRINCIPALES DEL MEU

- | | |
|---|---|
| 1.- VOLTÍMETRO | 18.- ENTRADA PARA CONECTAR SWITCH DE SEGURIDAD. |
| 2.- INDICADOR DE mVA y mW. | 19.- CLAVIJA PARA ALIMENTACION DE C.A. |
| 3.- PERILLA PARA AJUSTE DE MEDICION | 20.- FUSIBLES DE PROTECCION. |
| 4.- L.V. SWITCH. (GROUND, GUARD Y UST) | 21.- PUNTO PARA CONEXION A TIERRA DEL APARATO. |
| 5.- PERILLA DE POLARIDAD | |
| 6.- REV. SWITCH PARA COMPROBACION DE LECTURAS (DIRECTA-FUERA-INVERSA) | |
| 7.- AJUSTE DE MILIWATTS (mW ADJ). | |
| 8.- PERILLA PARA RANGOS DE mW (MILI-WATTS). | |
| 9.- PERILLA PARA RANGOS DE mVA. (MILI-VOLTAMPERES | |
| 10.- PERILLA PARA RANGOS DE MEDIDA. (HIG, MED Y LOW) | |
| 11.- SWITCH DE ENCENDIDO (ON-OFF) | |
| 12.- PERILLA PARA RANGOS DE VOLTAJE | |
| 13.- SWITCH SELECTOR (mVA, CHECAR Y mW) | |
| 14.- FOCOS PILOTO VERDE Y ROJO. | |
| 15.- ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA DE ALTA TENSION. | |
| 16.- ENTRADA PARA CABLES DE PRUEBA, GUARDA O BAJO VOLTAJE | |
| 17.- SWITCH DE SEGURIDAD | |

Comprobando lo anterior se procede a energizar el equipo a probar para lo cual es necesario cerrar los interruptores de seguridad de mano , al hacer esto la luz verde se apaga y prende la luz roja . Si esto no sucede significa que la polaridad de alimentación de c.a de 127 V , se encuentra invertida , por lo tanto se debe invertir la clavija de alimentación.

Por medio del reostato de tensión se va elevando el voltaje hasta obtener el voltaje requerido , ajustando al mismo tiempo la escala del medidor de MVA y MW por medio de su perilla de ajuste (Meter Adjustment).

El selector se coloca en la posición de MVA y se selecciona el rango más legible y se toma la lectura obtenida , esta se comprueba con el interruptor reversible (Reversin Switch).

El siguiente paso es colocar el sw en la posición de MW y se selecciona el rango más legible, se registra y se comprueba con el interruptor reversible en ambas posiciones, con esto se queda terminada la medición debiéndose regresarse todos los controles a su posición inicial.

3.2- VARIACION DEL F.P CON LA TEMPERATURA

Como el factor de potencia de cualquier equipo varia con la temperatura , es importante que los valores de factor de potencia sean ajustados a una base común para propósitos de comparación , en la siguiente tabla proporcionada por la doble se muestran los valores de corrección por temperatura .

3.3- MEDICION DE CAPACITANCIA Y RESISTENCIA

El equipo de prueba cuenta con la capacidad de realizar las mediciones de capacitancia , cuando el factor de potencia es menor del 15% y puede ser calculado con la siguiente expresión :

$$C = 0.425 \times \text{MVA} \quad (\text{pf a } 2.5 \text{ KV})$$

Otra característica que puede medir el equipo de prueba es la resistencia equivalente en C.A. a través de la siguiente expresión

$$R = \frac{6250}{\text{MW}} \quad \text{Megaohm a } 2.5 \text{ KV}$$

FACTORS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS
AT TEST TEMPERATURE TO POWER FACTORS AT 20°C

141

BUSHINGS

ABB	ASEA	BROWN BOVERI		TEST TEMPERATURES		GENERAL ELECTRIC						HAEFELY
Type O + C	All GO Types 25-765 kV	Types CTF, CTKF 20-60 kV	Types CTF, CTKF 85-330 kV	°C	°F	Type B	Type F	Types L, LC, LI, LM	Types OF, OFI, OFM	Types S, SI, SIM (Cpd-Filled)	Types TandU	Types COI, COS, SOT
87	79	124	100	0	32.0	109	93	100	118	126	102	
89	81	122	↑	2	35.6	109	95	100	116	124	102	
91	83	120	↑	4	39.2	109	97	100	115	121	102	
92	85	117	↑	6	42.8	108	98	100	113	119	101	
93	87	115	↑	8	46.4	108	99	100	111	116	101	
94	89	112	↑	10	50.0	107	99	100	110	114	101	0.84
95	92	110	↑	12	53.6	106	99	100	108	111	101	0.90
96	94	106	↑	14	57.2	105	100	100	106	108	101	0.93
98	95	105	↑	16	60.8	104	100	100	104	106	100	0.95
99	98	103	↑	18	64.4	102	100	100	102	103	100	0.98
100	100	100	100	20	68.0	100	100	100	100	100	100	100
101	103	98	↓	22	71.6	97	99	99	97	97	100	102
102	105	96	↓	24	75.2	93	97	99	94	93	100	104
103	107	94	↓	26	78.8	90	96	98	91	90	99	107
104	109	91	↓	28	82.4	85	94	97	88	87	99	109
105	112	88	↓	30	86.0	81	92	96	86	81	98	111
106	114	86	↓	32	89.6	77	89	95	81	81	97	113
107	117	84	↓	34	93.2	73	87	94	80	77	97	115
107	119	82	↓	36	96.8	69	84	93	77	74	96	117
108	121	80	↓	38	100.4	65	81	91	74	70	95	119
108	123	78	↓	40	104.0	61	78	89	70	67	94	121
109	126	76	↓	42	107.6		74	87	67	64	93	122
110	128	74	↓	44	111.2		70	85	63	60	91	124
110	130	72	↓	46	114.8		64	83	61	66	89	125
111	131	70	↓	48	118.4		58	82	58	53	87	126
111	133	68	↓	50	122.0		52	80	56	50	86	127
111	134	66	↓	52	125.6			79	53	47	84	128
111	136	64	↓	54	129.2			78	51	44	82	129
111	137	62	↓	56	132.8			77	49	41	79	130
112	137	60	↓	58	136.4			76	46	38	77	129
112	138	58	↓	60	140.0			71	41	36	75	127



TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C (BUSHINGS - continued)

LAPP			McGRAW-EDISON	MICAFIL	MICANITE AND INSULATORS CO.		TEST TEMPERATURES °C °F	OHIO BRASS				PASSONI VILLA	WESTINGHOUSE			
Class ¹ ERC 15-23 kV	Class PRC 15-69 kV	Class POC 15-765 kV	Types P, PA, PB	Types WTxF	25 69 kV	Above 69 kV		Class G or L 46- 138 kV	Class L 75 345 kV	Class GK 15- 500 kV	Class 1K 15- 69 kV	Types PTAO, 3 PVF 25 230 kV	Con- denser, except Type O	Types O O AI OC	Types O + and O + C	
.90	.81	1.00	68		1.55	1.13	0	32.0	1.54	1.29	.90	.85	.65	1.61	88	87
.91	.83	↑	70		1.49	1.11	2	35.6	1.47	1.26	.91	.86	.69	1.52	89	89
.92	.86		72		1.43	1.10	4	39.2	1.40	1.24	.91	.87	.74	1.44	90	91
.93	.88		76		1.37	1.08	6	42.8	1.34	1.21	.92	.89	.78	1.36	91	92
.94	.89		79		1.31	1.07	8	46.4	1.29	1.19	.92	.90	.82	1.30	93	93
.95	.92		82		1.25	1.06	10	50.0	1.24	1.16	.93	.92	.86	1.23	94	94
.96	.94		85		1.20	1.05	12	53.6	1.18	1.12	.94	.93	.89	1.18	95	95
.97	.95		87	1.00	1.15	1.04	14	57.2	1.14	1.09	.95	.95	.92	1.13	96	96
.98	.97		93	1.00	1.10	1.02	16	60.8	1.09	1.06	.97	.96	.95	1.09	98	98
.99	.98		96	1.00	1.05	1.01	18	64.4	1.04	1.03	.98	.98	.97	1.04	99	99
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.00	1.00		1.02		.96	.99	22	71.6	.95	.97	1.02	1.02	1.02	.96	1.01	1.01
1.01	1.03		1.10		.91	.98	24	75.2	.91	.94	1.04	1.04	1.05	.92	1.02	1.02
1.02	1.05		1.14		.87	.96	26	78.8	.88	.91	1.06	1.06	1.07	.88	1.04	1.03
1.02	1.07		1.18		.84	.95	28	82.4	.84	.89	1.09	1.08	1.09	.84	1.05	1.04
1.03	1.10		1.24		.80	.94	30	86.0	.80	.86	1.11	1.10	1.11	.81	1.06	1.05
1.03	1.11		1.29		.77	.93	32	89.6	.77	.83	1.13	1.12	1.13	.77	1.07	1.06
1.04	1.12		1.32		.74	.92	34	93.2	.74	.80	1.15	1.14	1.16	.74	1.08	1.07
1.04	1.13		1.36	1.00	.70	.90	36	96.8	.71	.78	1.17	1.15	1.17	.70	1.08	1.07
1.05	1.14		1.41	.99	.67	.89	38	100.4	.68	.75	1.19	1.17	1.18	.67	1.09	1.08
1.05	1.15		1.45	.98	.64	.88	40	104.0	.65	.72	1.21	1.18	1.18	.64	1.09	1.08
1.05	1.15		1.50	.98	.61	.87	42	107.6			1.22	1.19	1.20	.62	1.10	1.09
1.06	1.15		1.55	.97	.58	.86	44	111.2			1.24	1.20	1.22	.59	1.11	1.10
1.06	1.15		1.58	.97	.55	.85	46	114.8			1.26	1.21	1.24	.56	1.11	1.10
1.07	1.14		1.61	.96	.52	.84	48	118.4			1.27	1.21	1.24	.53	1.10	1.11
1.07	1.13		1.65	.95	.50	.83	50	122.0			1.29	1.22	1.25	.51	1.10	1.11
1.07	1.11		1.67	.94			52	125.6			1.30	1.22	1.26	.50	1.10	1.11
1.08	1.09		1.67	.94			54	129.2			1.31	1.22	1.26	.48	1.09	1.11
1.08	1.07		1.67	.90			56	132.8			1.33	1.22	1.26	.47	1.08	1.11
1.07	1.06		1.68	.90			58	136.4			1.34	1.21	1.26	.46	1.07	1.12
1.07	1.05	1.00	1.68	.92			60	140.0			1.35	1.21	1.25	.45	1.06	1.12

¹This curve is applicable to those ERC bushings which were manufactured after March 1967 (5/1 or higher).



AT TEST TEMPERATURES POWER FACTORS AT 20°C

		INSULATING FLUIDS			
TEST TEMPERATURES		ASKAREL	CONVENTIONAL INSULATING OIL	SILICONE OILS	
°C	°F			New	Service Aged
0	32.0	—	1.56	—	—
2	35.6	—	1.52	—	—
4	39.2	—	1.48	—	—
6	42.8	—	1.45	—	—
8	46.4	—	1.43	—	—
10	50.0	—	1.38	—	—
12	53.6	—	1.31	—	—
14	57.2	—	1.24	—	—
16	60.8	—	1.16	—	—
18	64.4	—	1.08	—	—
20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00
22	71.6	.90	91	0.81	0.76
24	75.2	.81	83	0.66	0.57
26	78.8	.72	76	0.65	0.50
28	82.4	.64	70	0.62	0.45
30	86.0	.56	63	0.54	0.40
32	89.6	.51	58	0.52	0.37
34	93.2	.46	53	0.45	0.34
36	96.8	.42	49	0.42	0.31
38	100.4	.39	45	0.36	0.29
40	104.0	.35	42	0.30	0.26
42	107.6	.33	38	0.26	0.25
44	111.2	.30	36	0.24	0.23
46	114.8	.28	33	0.18	0.21
48	118.4	.26	30	0.16	0.19
50	122.0	.24	28	0.13	0.18
52	125.6	.22	26	0.11	0.16
54	129.2	.21	23	—	—
56	132.8	.19	21	—	—
58	136.4	.18	19	—	—
60	140.0	.16	17	—	—

TMCF-3960

GRADING CAPACITOR ASSEMBLIES FOR GENERAL ELECTRIC 115/230/345-kV ATB BREAKERS			
TEST TEMPERATURES		POWER FACTOR	CAPACITANCE
°C	°F		
17.8	0	9	.80
15.0	5	10	.80
12.2	10	11	.80
9.4	15	12	.80
6.7	20	14	.80
4.0	25	17	.80
1.1	30	21	.82
1.7	35	27	.84
4.5	40	32	.85
7.2	45	40	.88
10.0	50	47	.90
12.8	55	61	.92
15.5	60	80	.94
18.3	65	89	.98
20.0	68	100	1.00
21.1	70	—	1.01
23.9	75	—	1.04
26.7	80	—	1.06
29.4	85	—	1.10
32.2	90	—	1.12
35.0	95	—	1.15
37.8	100	—	1.19
43.3	110	—	1.25
48.9	120	—	1.32
		↓	—

©1991 by the Engineering Company
All rights reserved.



TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C

LIQUID-FILLED TRANSFORMERS, SHUNT REACTORS, AND VOLTAGE REGULATORS															
POWER TRANSFORMERS (Above 500 kVA)				DISTRIBUTION TRANSFORMERS (500 kVA and Below)					TEST TEMPERATURES				PTs/VTs, CTs, and MOs		
Askerel-Filled Trans.	Oil-Filled Transformers			Silicone	Askerel	Oil-Filled		Silicone	°C	°F	HV/EHV Shunt Reactors (Oil-Filled)	Voltage Regulators (Oil-Filled)	Askerel	Oil-Filled	
	Free Breathing and Older Conservator Types	Sealed, Gas-blanketed and Modern Conservator Types				Prior to 1950	Modern							Modern, Rated 220 kV and Above	All Others
		≤ 161 kV	≥ 161 kV												
-	1.56	1.57	95	-	-	1.56	1.57	-	0	32.0	95	1.56	-	1.57	1.67
-	1.52	1.50	96	-	-	1.52	1.50	-	2	35.6	96	1.52	-	1.50	1.61
-	1.48	1.44	98	-	-	1.48	1.44	-	4	39.2	98	1.48	-	1.44	1.55
-	1.45	1.37	98	-	-	1.45	1.37	-	6	42.8	98	1.45	-	1.37	1.49
-	1.43	1.31	99	-	-	1.43	1.31	-	8	46.4	99	1.43	-	1.31	1.43
-	1.38	1.25	99	-	-	1.38	1.25	-	10	50.0	99	1.38	-	1.25	1.36
-	1.31	1.19	100	-	-	1.31	1.19	-	12	53.6	100	1.31	-	1.19	1.30
-	1.24	1.14	101	-	-	1.24	1.14	-	14	57.2	101	1.24	-	1.14	1.23
-	1.16	1.09	101	-	-	1.16	1.09	-	16	60.8	101	1.16	-	1.09	1.16
-	1.08	1.05	100	-	-	1.08	1.05	-	18	64.4	100	1.08	-	1.05	1.08
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
90	.91	.96	99	96	90	91	.96	.96	22	71.6	99	.91	90	.96	.93
81	.83	.92	98	92	81	83	.92	.92	24	75.2	98	.83	81	.92	.86
72	.76	.88	97	88	72	76	.88	.88	26	78.8	97	.76	72	.88	.80
64	.70	.84	96	84	64	70	.84	.84	28	82.4	96	.70	64	.84	.74
56	.63	.80	95	80	56	63	.80	.80	30	86.0	95	.63	56	.80	.69
51	.58	.76	94	76	51	58	.76	.76	32	89.6	94	.58	51	.76	.65
46	.53	.73	93	73	46	53	.73	.73	34	93.2	93	.53	46	.73	.60
42	.49	.70	91	70	42	49	.70	.70	36	96.8	91	.49	42	.70	.56
39	.45	.67	90	67	39	45	.67	.67	38	100.4	90	.45	39	.67	.52
35	.42	.65	89	65	35	42	.65	.65	40	104.0	89	.42	35	.65	.48
33	.38	.62	87	62	33	38	.62	.62	42	107.6	87	.38	33	.62	.45
30	.36	.59	86	59	30	36	.59	.59	44	111.2	86	.36	30	.59	.42
28	.33	.56	84	56	28	33	.56	.56	46	114.8	84	.33	28	.56	
26	.30	.54	83	54	26	30	.54	.54	48	118.4	83	.30	26	.54	
24	.28	.51	81	51	24	28	.51	.51	50	122.0	81	.28	24	.51	
22	.26	.49	79	49	22	26	.49	.49	52	125.6	79	.26	22	.49	
21	.23	.47	77	47	21	23	.47	.47	54	129.2	77	.23	21	.47	
19	.21	.45	75	45	19	21	.45	.45	56	132.8	75	.21	19	.45	
18	.19	.43	72	43	18	19	.43	.43	58	136.4	72	.19	18	.43	
16	.17	.41	70	41	16	17	.41	.41	60	140.0	70	.17	16	.41	

Para realizar un analisis de cada una de estas mediciones que realiza el equipo de factor de potencia nos referimos a la siguiente figura , en donde se representan los diferentes circuitos simplificados para cada caso :

EN LA POSICION GROUND (TIERRA).-

Se mide la suma del total de las corrientes que se derivan por el cable de guarda y por tierra , es decir $G + T$

La resistencia de rango R limita a un valor despreciable la corriente que no pasa por el circuito de medicion.

EN LA POSICION GUARD (GUARDA).-

La corriente del cable de guarda es discriminada la derivarse sin pasar por el cicuito de medicion y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexi3n a tierra , solo mide T .

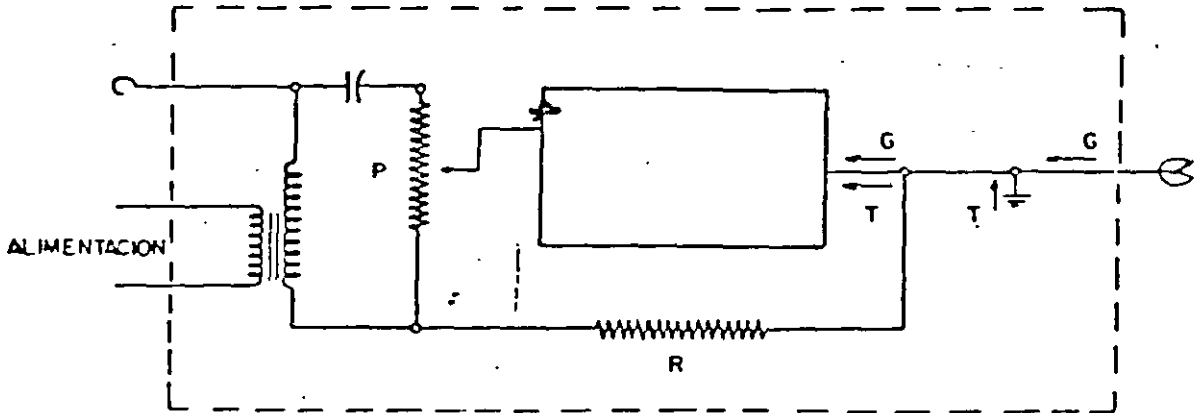
EN LA POSICION UST (MUESTRA SIN CONEXION A TIERRA).-

Se mide solamente la corriente que regresa al aparato por el cable de guarda y queda derivada sin pasar por el circuito de medicion la corriente que regresa por tierra .

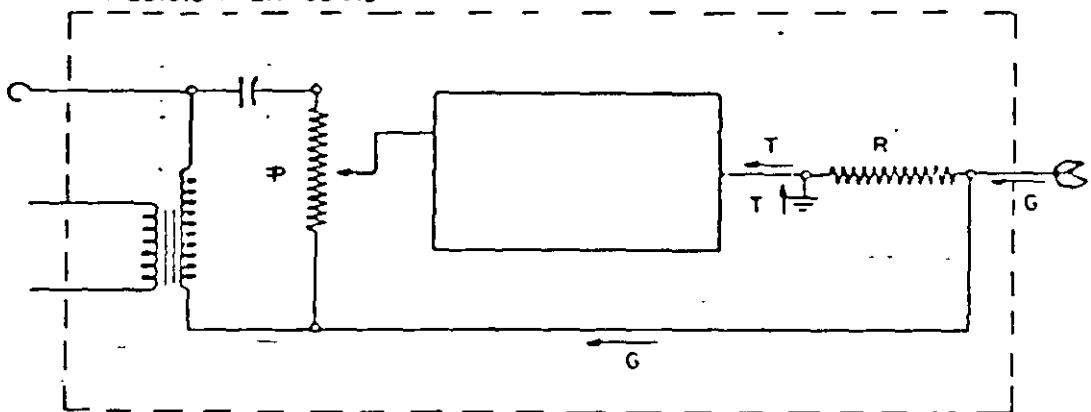
PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

MEDICIONES DEL MEU

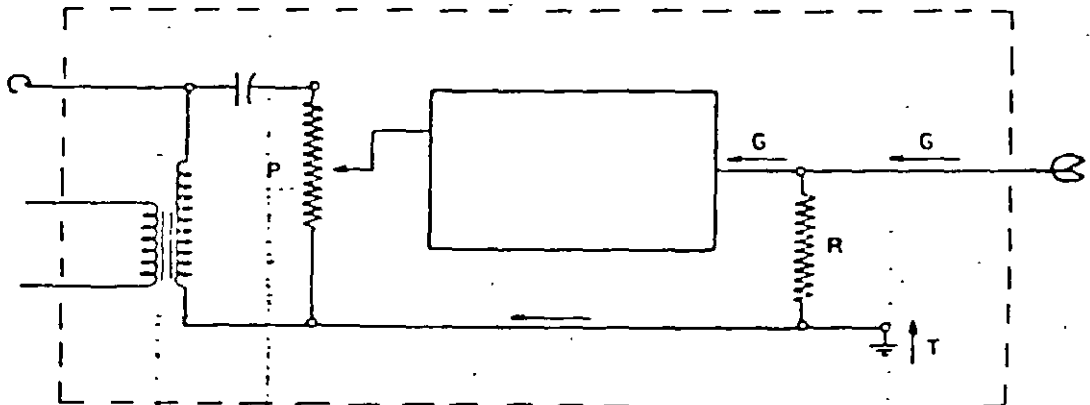
MEDICION EN GROUND



MEDICION EN GUARD



MEDICION EN UST



3.4- PRUEBAS DE COLLAR CALIENTE

HOJA-10-

Sabemos que la porcelana es uno de los principales aislamientos en el equipo electrico.

A través del equipo de factor de potencia podemos realizar la prueba de collar caliente la cual nos puede detectar :

HUMEDAD
CONTAMINACION
FISURAS (DAÑOS A LA PORCELANA)

PRUEBA DE COLLAR SIMPLE.-

En las pruebas de collar simple , el collar es energizado por el equipo de prueba y el centro del conductor es aterrizado.

La prueba es usualmente realizada con un collar enredado en la superficie de la porcelana.

Si las perdidas o la corriente son apreciablemente altas , entonces una segunda prueba deberá realizarse ,removiendo el collar teniendo la precaución de que el collar este bien ajustado a la porcelana .

Esta prueba se realiza para poder detectar el punto donde se encuentra la porcelana dañada .

PRUEBAS DE COLLAR MULTIPLE.-

La prueba de collar multiple realiza , uniendo varios collares los cuales son enredados en la porcelana .

La prueba se realiza de la misma manera que la prueba de collar simple , con esta prueba detectamos la condición total de la porcelana .

CRITERIOS DE ACEPTACION DE COLLAR CALIENTE.-

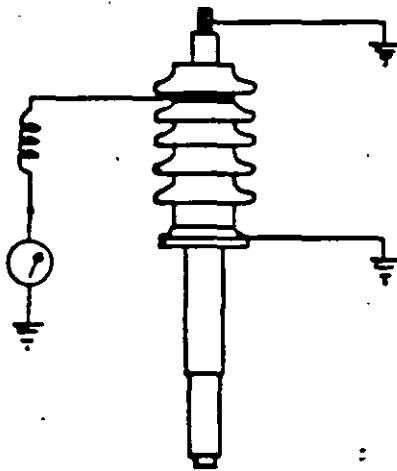
El fabricante del equipo de prueba marca Doble recomienda :

Con voltaje de prueba de 2.5 KV las pérdidas dieléctricas deben ser menores a 9 miliwatts.

Con voltaje de prueba de 10 KV las pérdidas dieléctricas deben ser menores a 0.15 W.

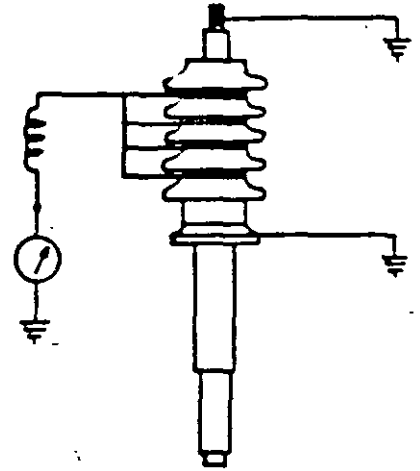
4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

Para conocer la relación de espiras primarias o secundarias en un transformador ,se utiliza el aparato llamado TTR y la forma más satisfactoria de medir la relación de transformador de potencia



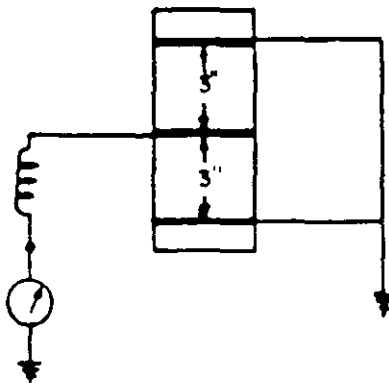
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 1



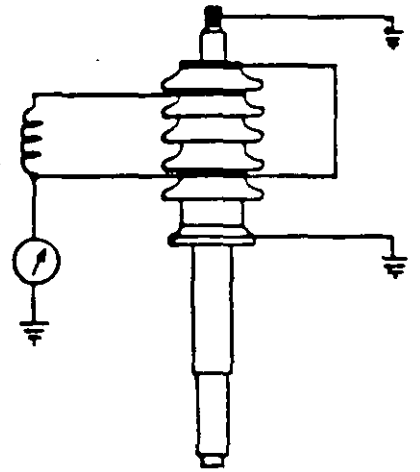
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE MULTIPLE

FIGURA 2



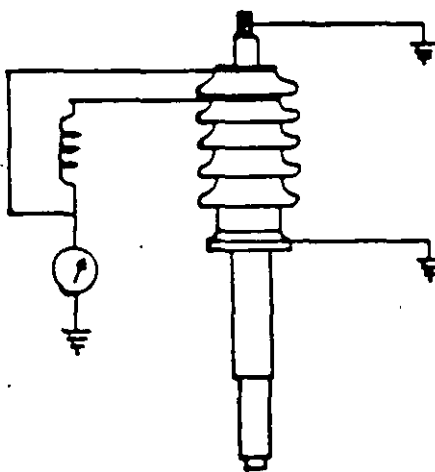
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA TRES ELECTRODOS

FIGURA 3



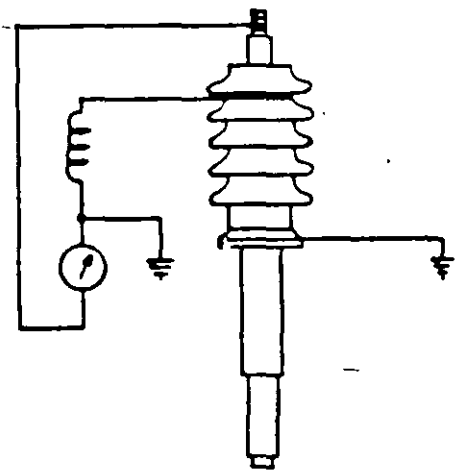
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE DOBLE GUARDA

FIGURA 4(d)



PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE CON UNA GUARDA

FIGURA 4(b)



METODO DE UST PARA LA PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 5

o de distribución , es paralelandolo con un transformador patrón de polaridad conocida o sea el TTR .

4.1- RELACION DE TRANSFORMACION

Se define a la relación de transformación como el resultado de dividir el número de espiras de un devanado primario entre el número de espiras del devanado secundario.

Esta relación también se puede expresar como el cociente del voltaje primario entre el voltaje secundario.

$$a = \frac{V1}{V2} = \frac{N1}{N2}$$

donde a = relación de transformación
 V1 = voltaje del devanado primario
 V2 = voltaje del devanado secundario
 N1 = numero de espiras del devanado primario
 N2 = numero de espiras del devanado secundario

4.2- T.T.R. (TRANSFORMER TEST RATIO)

El T.T.R es el equipo que se utiliza para determinar la relación de transformación. El equipo esta dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación variable están excitados por la misma fuente

El aparato esta diseñado para medir una relación de espiras de transformadores cuya relación sea menor o igual a 130 .

Además de permitir conocer la relación de transformación , nos permite conocer la polaridad .-

El TTR consta principalmente de :

- 1) Generador de corriente alterna con excitación
- 2) Cuatro conmutadores conectados en derivación
- 3) Punto decimal
- 4) Detector nulo (D) consistente en un rectificador sincrono y un microamperimetro de c.d con cero central.
- 5) Volmetro de c.a , indicador de tensión de excitación
- 6) Ampermetro de c.a , indicador de la corriente de salida del generador.
- 7) Prensas negra y roja (X1,X2).

- 8) Caimán negro y rojo (H1 y H2)
- 9) Palanca de excitación.

PRUEBAS PARA COMPROBAR LA OPERACION DEL TTR

Comprobación de relación cero :

- 1) Cerrar los tornillos de las prensas contra los cuerpos.
- 2) Cortocircuitar caimanes (H1 y H2)
- 3) Dejar los cuadrantes en cero (00.00)
- 4) Aplicar 8 volts mediante la palanca de excitación
- 5) El detector (D) debe leer al centro.

Comprobación de relación unitaria:

- 1) Atornillar las prensas con sus propios cuerpos.
- 2) Conectar H1 con X1 negras.
- 3) Conectar H2 con X2 rojas.
- 4) Ajustar cuadrantes para leer (1.00)
- 5) Aplicar 8 volts con la palanca de excitación del generador.
- 6) El detector (D) debe leer al centro.

PRINCIPIO DE OPERACION.-

El TTR esta dispuesto de tal manera que el transformador que se va a probar y el transformador de referencia de relación ajustable estén excitados de la misma fuente .Cuando la relación de transformación de referencia se ajusta de manera que no hay corriente en el circuito secundario se cumplen las siguientes dos condiciones :

- 1) La relación de tensiones de los dos transformadores son iguales.
- 2) No hay corriente de carga en ninguno de los secundarios.

4.3- EVALUACION E INTERPRETACION DE RESULTADOS

El TTR proporciona la siguiente información :

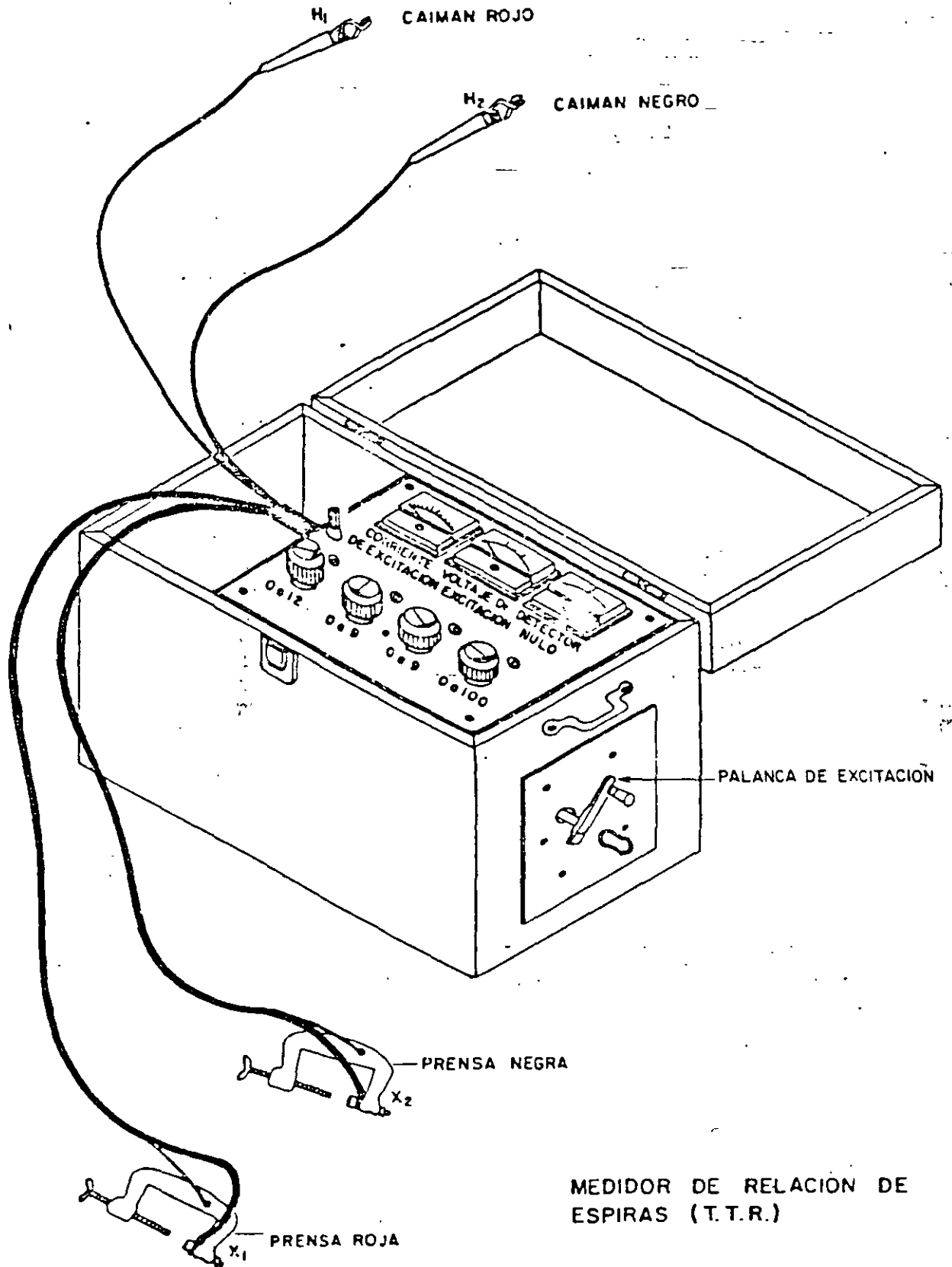
- a) Relación de transformación
- b) Polaridad
- c) Devanados en circuito abierto
- d) Devanados en circuito corto

a) Relación de Transformación: Es leída directamente en los indicadores que varían conforme se va ajustando la relación del transformador de referencia .La relación es directa cuando el devanado de baja tensión es el primario durante la prueba.

Para determinar si el valor obtenido de la relación de transformación es aceptable , se establecen unos limites del valor de relación teórica previamente conocida.

- limite superior = relación teórica x 1.005
 limite inferior = relación teórica x 0.995

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION



MEDIDOR DE RELACION DE
ESPIRAS (T.T.R.)

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

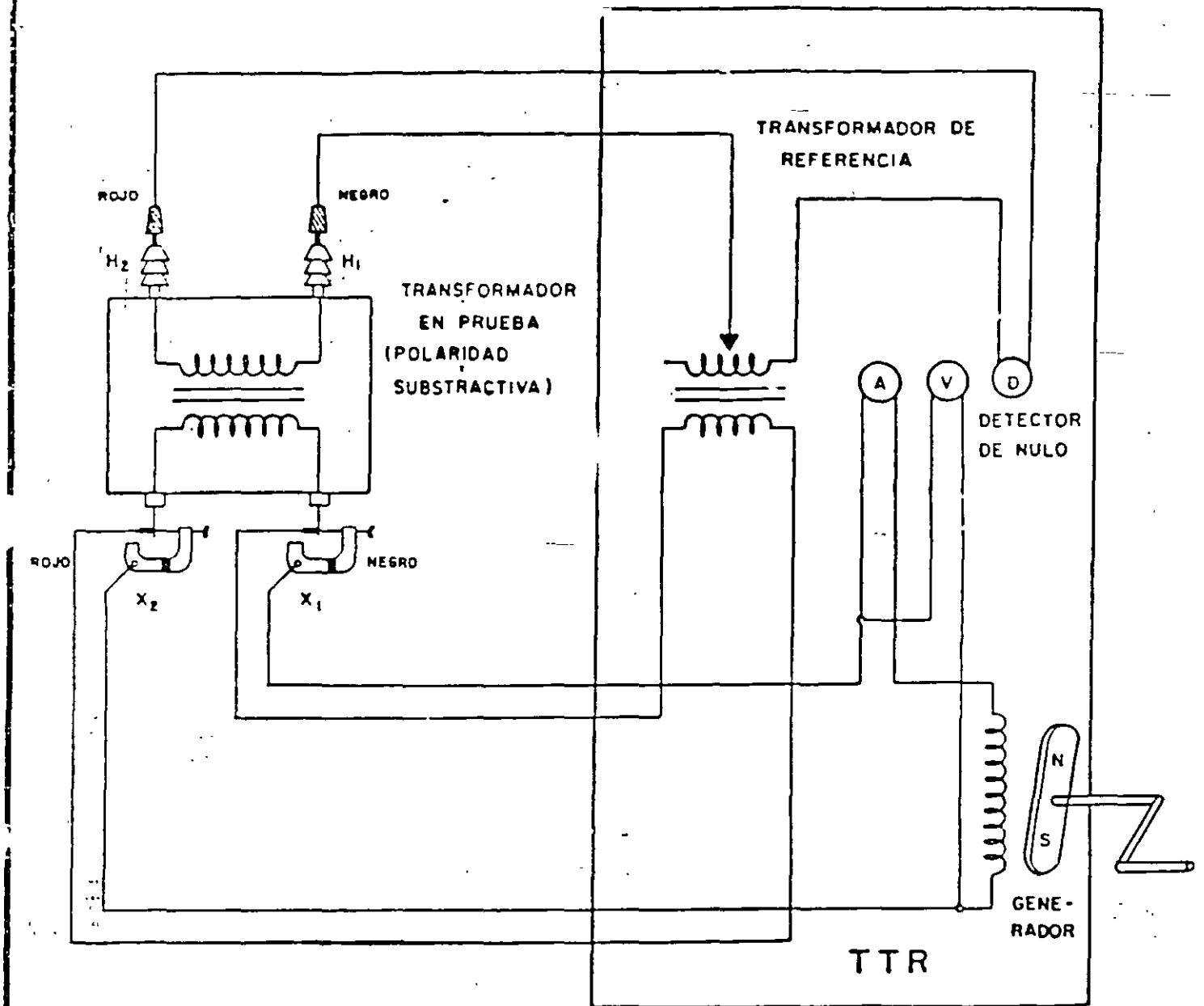


DIAGRAMA ESQUEMATICO SIMPLIFICADO DEL TTR.
(TRANSFORMER RATIO TEST.)

El valor de la relación medida deberá estar dentro de los dos límites antes mencionados.

b) Polaridad.-Se detecta conectando el TTR al transformador bajo prueba normalmente , se ajustan los conmutadores a cero y se gira la manivela un cuarto de vuelta y si el detector nulo se mueve hacia :

izquierda : polaridad sustractiva
derecha : polaridad aditiva

c) Devanados en circuito abierto.

Si durante la prueba para determinar la relación se presentan las siguientes condiciones :

- 1) Excitación normal
- 2) Voltaje normal
- 3) Ausencia de defeción del detector.

Esto es indicativo que en algún punto , un devanado se encuentra abierto.

d) Devanados en corto circuito.

Si durante la prueba para determinar la relación de transformación se presentan las siguientes condiciones :

- 1) Alta corriente de excitación.
- 2) Baja tensión del generador.

Esto es indicativo de que alguno de los devanados se encuentran en corto circuito.

El TTR descrito y en general la información presentada ,esta enfocada hacia transformadores de dos devanados , por lo que se deberán tomar en cuenta las consideraciones adecuadas para transformadores trifasicos con taps o links.

5.- PRUEBAS A SISTEMAS DE TIERRAS

Las instalaciones eléctricas deben de contar con medios efectivos para conectar a tierra todas aquellas partes metálicas del equipo electrico a otros elementos que normalmente no conduzcan corriente y estén expuestos a energizarse si ocurre un deterioro en el aislamiento.

También tiene como objeto limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas y fenómenos transitorios en el propio circuito, así como limitar la tensión a tierra del circuito durante su operación normal.

Una conexión solida a tierra facilita también la operación de dispositivos de protección , como la protección de sobrecorriente

en caso de fallas a tierra.

Las canalizaciones y cubiertas metálicas de conductores o equipos son conectados a tierra con el objeto de evitar que estas tengan un potencial mayor y presenten riesgos al personal.

Una tierra es un conductor de metal enterrada en el suelo y es utilizada para mantener un potencial a tierra sobre los conductores conectados a esta y para disipar cualquier corriente.

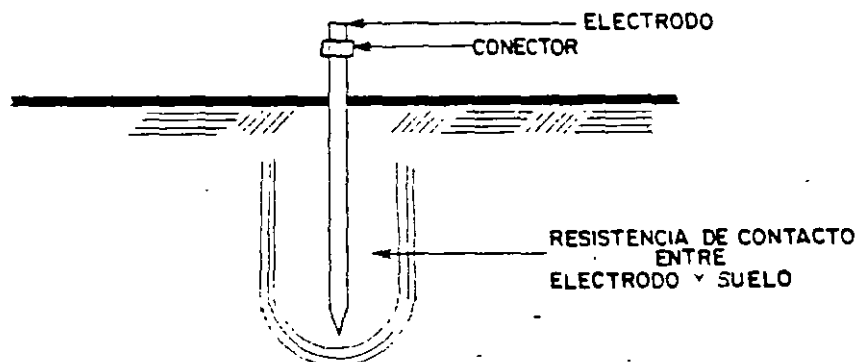
La tierra proporciona :

- Conduce las corrientes de corto circuito
- Previene daños a líneas de potencia
- Mantiene un potencial de referencia para instrumentos de seguridad
- Previene contra la electricidad estática.
- Proporciona seguridad al personal.

5.1- RESISTENCIA DE ELECTRODOS ARTIFICIALES

La resistencia de un electrodo contiene los siguientes componentes

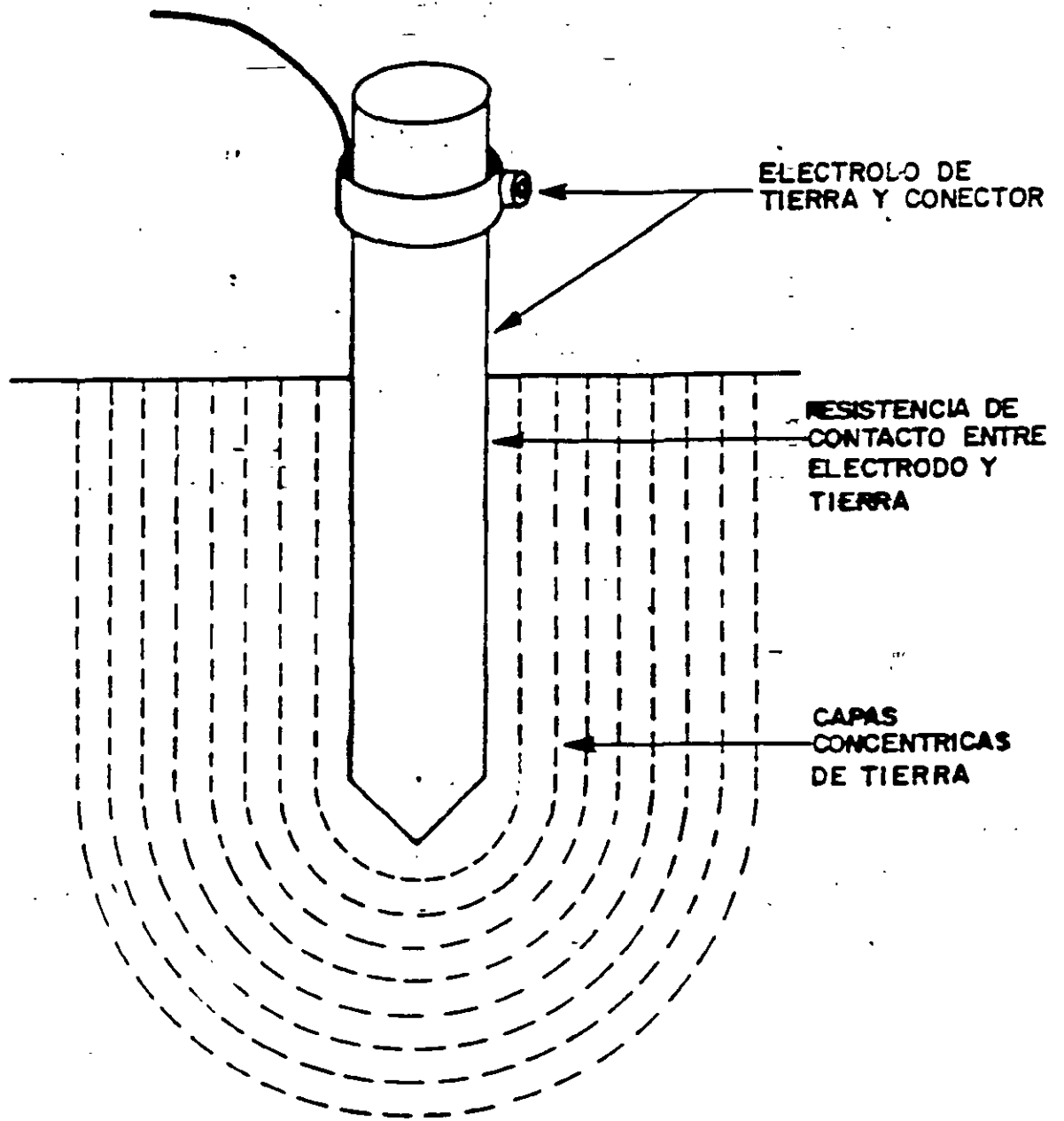
- a) La resistencia del metal y las conexiones a este
- b) La resistencia de contacto del electrodo y el suelo
- c) La resistencia del terreno



a) Los electrodos son usualmente de un material conductor , de un diámetro adecuado y una resistencia despreciable.

b) La resistencia entre electrodo y suelo debe ser despreciable , para esto electrodo debe estar libre de pintura , grasa o cualquier contaminante, el terreno debe estar firmemente compactado.

c) El único componente que permanece constante es la resistencia del terreno. El electrodo puede ser introducido con mayor profundidad para buscar mejores valores de resistencia del terreno.



En teoría la resistencia de tierra se deriva de la siguiente expresión :

$$R = \frac{\rho L}{A}$$

donde : R = resistencia
 ρ = resistividad
 L = longitud
 A = área

Existen varios tipos de megger de tierras para medir la resistencia del sistema de tierras , por su funcionamiento puede ser manual o electrónico.

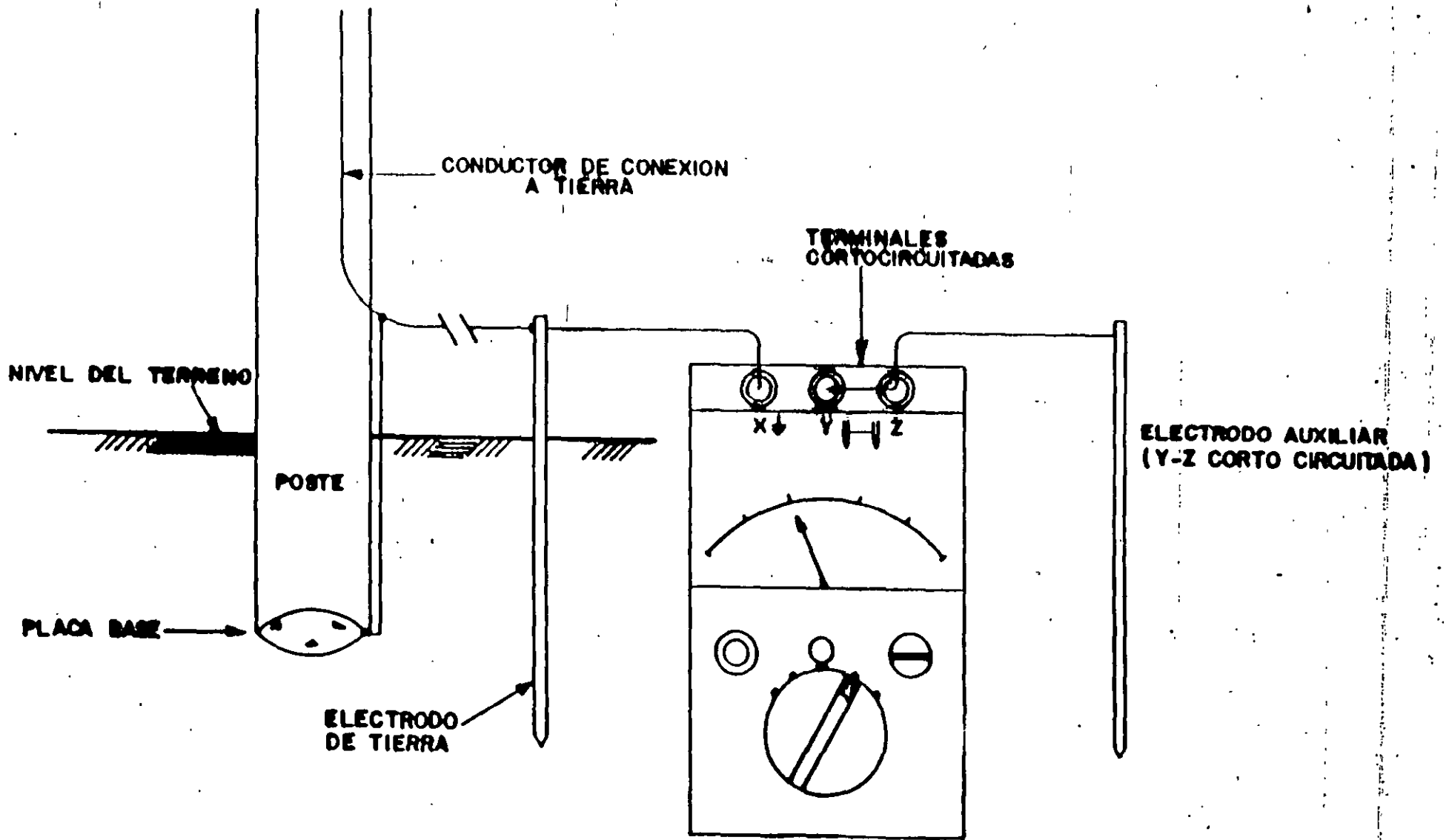
PRINCIPIO GENERAL.-El probador contiene un generador de c.a., impulsado a mano , el cual hace circular una corriente a través de la resistencia bajo prueba conectada entre las terminales C1 y C2 .

La caída de potencial en la resistencia se aplica a las terminales P1 y P2 , provocando una deflección del galvanometro. Esta caída de potencial se contrarresta con otra igual y opuesta que se produce en una resistencia variable contenida en el aparato de manera que en las condiciones de balance no fluye corriente en el circuito de potencial.

MODO DE PRUEBA .-

El aparato tiene cuatro bornes C1 , P1 / C2 , P2 conectandose de la siguiente manera :

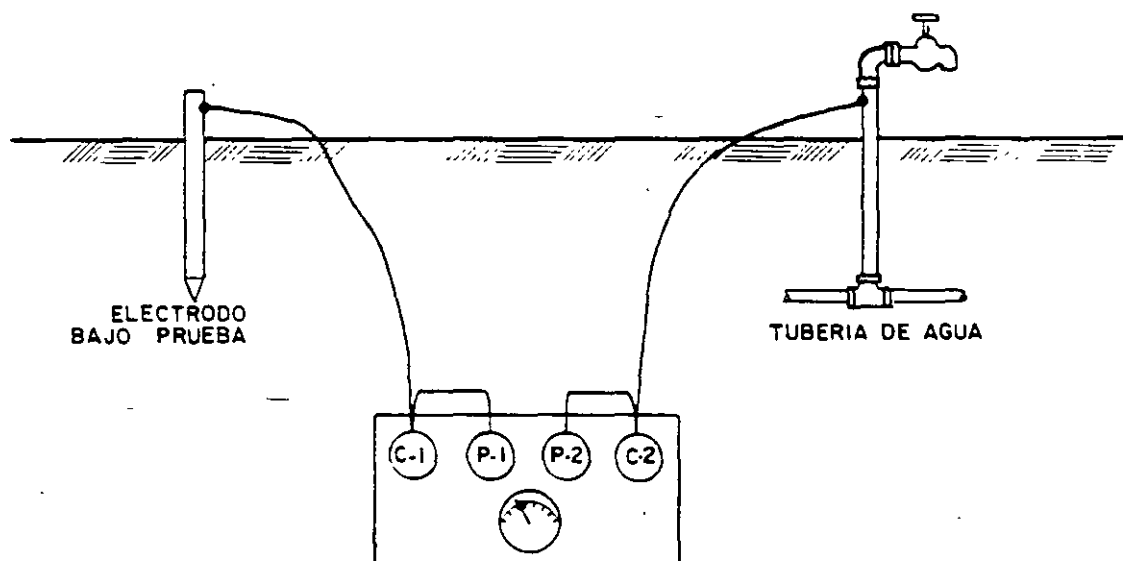
Conectando los electrodos cortos a las terminales P1 y C2 como se muestra en la figura anterior el aparato deberá conectarse a una distancia media entre C1 y P2 .



Para una medición de un sistema de tierras más complejo se deberá aumentar bastante las distancias marcadas anteriormente cuando se dispone de tierras muertas.

En áreas construidas en donde no es posible colocar los electrodos P2 y C2 , se utiliza alguna tierra de baja resistencia , por ejemplo una tubería de agua como se indica en la siguiente figura.

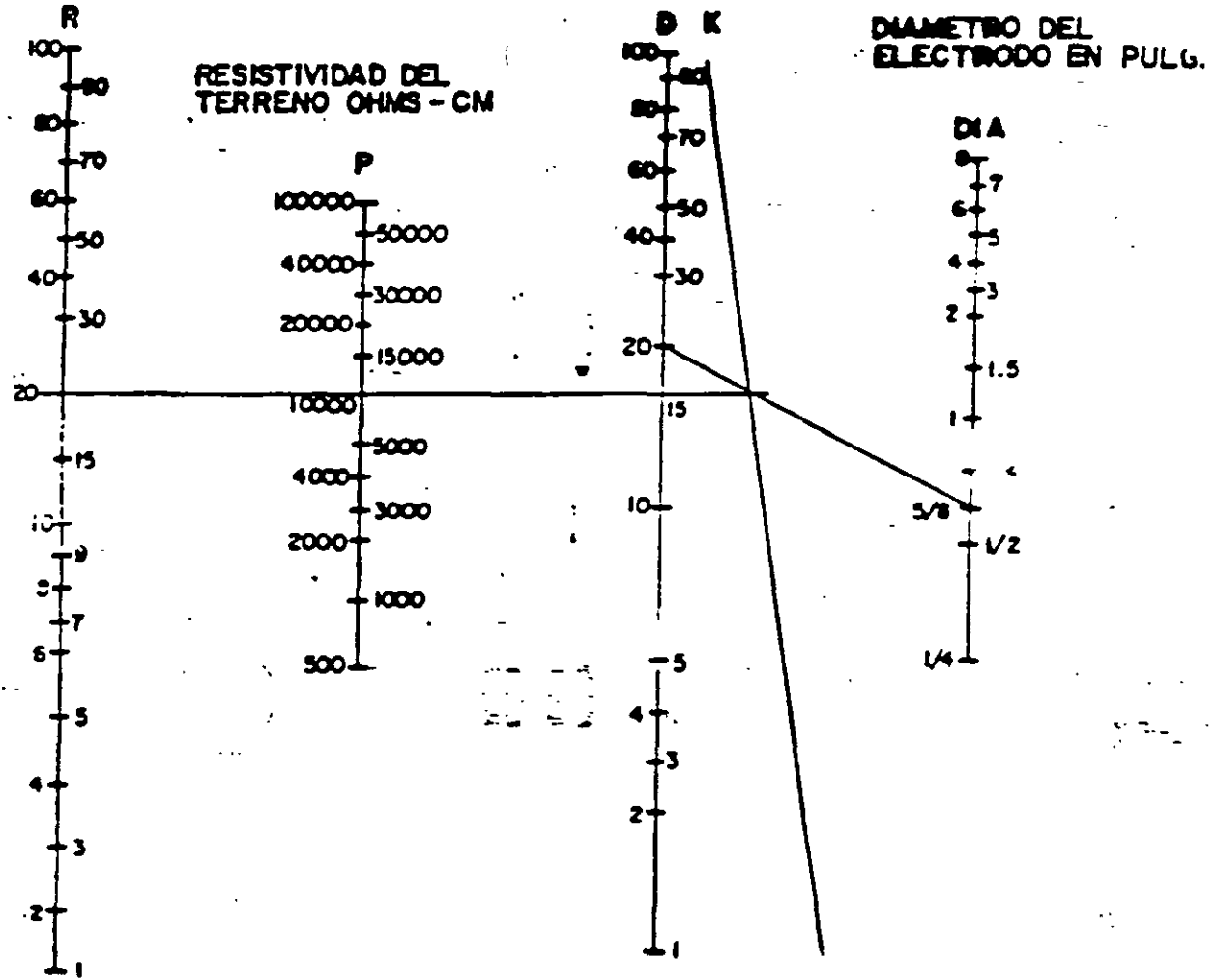
Esta prueba nos da la resistencia de tierra del electrodo de prueba mas la resistencia de la tubería y si esta ultima es despreciable entonces las lecturas se toman como la de resistencia a tierra del electrodo.



Si la tubería está muy cerca del electrodo de prueba , los resultados no son muy buenos por lo cual es más conveniente el método anterior.

RESISTENCIA DEL ELECTRODO DE TIERRA EN OHMS

PROFUNDIDAD DEL ELECTRODO EN PIES



NOMOGRAMA DE CONEXION A TIERRA

5.2- ANALISIS DE RESULTADOS

El valor de resistencia de tierra de los electrodos artificiales no deben ser mayor de 25 ohms (NEC).

Los sistemas de tubería metálica continua y subterráneo para conducción de agua , tienen en general una resistencia a tierra menor a 3 ohms.

Se recomienda probar la resistencia a tierra de los electrodos al instalarlos y repetir pruebas periódicamente.

En subestaciones la resistencia total del sistema de tierras deberá conservar el valor mas bajo posible : los valores aceptables van desde 10 ohms hasta 1 ohm.

Cuando se encuentran valores de resistencia altos se puede mejorar de la siguiente manera :

- 1)Proporcionar más profundidad a electrodos
- 2)Aumentar numeros de electrodos
- 3)Tratamiento del suelo

6.- PRUEBAS DE ACEITE

6.1- Introducción.-

Las cualidades del aceite aislante , utilizados en equipo eléctrico ya sean transformadores de distribución , potencia , interruptores y TCS y TPS es proporcionar :

- a) Aislamiento eléctrico adecuado.
- b) Medio refrigerante
- c) Conductor de calor generado por el aparato
- d) Medio de arrastre de partículas que se forman durante el arqueo.

Para obtener resultados correctos en las pruebas de campo o de laboratorio es necesario realizar un buen muestreo , ya que la influencia de temperatura , humedad y otros contaminantes son decisivas en los resultados .

El muestreo deberá efectuarse en un día soleado , siempre que la temperatura del aceite sea igual o mayor ala del ambiente , con esto se evita la condensación de humedad en el aceite. .

Cuando el tiempo se encuentra nublado o esté lloviendo , siendo la humedad relativa superior al 75% lo mas conveniente es no muestrear.

En la mayoría de los casos los contaminantes no están uniformemente dispersos a través del aceite , por tal motivo se recomienda tomar al muestra del sitio que se presume más contaminado por ejemplo el punto mas bajo del recipiente que contiene al aceite. Debido a que el agua y algunas otras impurezas tienen mayor densidad que el aceite y por tanto existe mayor probabilidad de encontrarse en el fondo del recipiente que los contiene.

Los recipientes de muestreo deben ser botellas de vidrio claro para hacer una mejor inspección visual de impurezas tales como agua y partículas solidas , los tapones de las botellas de vidrio pueden ser de corcho , vidrio , o tapones de rosca .

Los recipientes de vidrio deben estar completamente limpios, aun así deben enjugarse con el aceite que se va a analizar, antes de tomar la muestra definitiva para realizar las pruebas.

Para realizar el muestreo de aceite en equipo electrico se deben tomar las siguientes precauciones:

- 1) Se limpia perfectamente la válvula de muestreo del equipo cuidando de no dejar residuos.
- 2) Cuando exista tubería en el punto de muestreo , debe de retirarse un volumen igual al de la tubería antes de tomar la muestra.
- 3) El aceite no debe exponerse al aire por un tiempo prolongado para evitar contaminación y humedad.
- 4) El recipiente de muestreo debe enjugarse con el aceite que se le va a realizar la prueba
- 5) Se debe evitar la existencia de burbujas en el aceite muestreado , para lograr esto se coloca el recipiente lo más cerca posible de la válvula de muestreo dejando resbalar el aceite por las paredes del recipiente.

Las pruebas que se realizan al aceite básicamente se dividen en pruebas de laboratorio y pruebas en campo.

6.2- PRUEBAS DE LABORATORIO

1) DENSIDAD.- Es una característica inherente al aceite aislante y se define como la relación de los pesos de igual volumen del aceite aislante y agua destilada. La densidad del aceite varia en función de la temperatura , siendo el rango de variación de 0.860 a 0.900.

2) VISCOSIDAD.-La viscosidad es la resistencia que opone el flujo continuo y uniforme , sin turbulencia , inherencia y otros esfuerzos.

Esta característica es necesaria para conducir el calor generado en el equipo eléctrico y de esta forma actuar como refrigerante

La viscosidad tiene como máximo 60 SSU , un aceite con muy baja viscosidad contiene constituyentes volátiles y por ello el punto de inflamación será bajo.

3) APARIENCIA VISUAL.- Esta es una prueba sencilla pero puede ser de gran ayuda , ya que fácilmente se determina el estado de un aceite , este debe ser limpio , transparente y libre de sedimentos.

4) TENSION INTERFACIAL.- Es la medida de fuerza molecular existente entre el aceite aislante y el agua destilada . en un aceite aislante nuevo el valor de tensión interfacial depende del grado de purificación y en un aceite usado indica contaminación

El valor limite mínimo aceptable a 25 C es de 36 dinas-sm.

5) TEMPERATURA DE INFLAMCION E IGNICION.- La temperatura de inflamación del aceite aislante es la temperatura a la cual debe ser calentado para emitir vapores suficientes para formar una mezcla inflamable bajo prueba .

La temperatura de ignición del aceite aislante es la temperatura a la cual debe ser calentado de tal modo que el aceite se encienda y continúe ardiendo , la especificación es de 145 C como mínimo.

Una temperatura de ignición alta con una temperatura de inflamación baja en un aceite usado indicara arqueo dentro del equipo.

6.- TEMPERATURA DE ESCURRIMIENTO.- La temperatura de escurrimiento de un aceite aislante es la temperatura a la cual apenas fluye .

El aceite tiende a solidificarse si la temperatura baja considerablemente.

Esta característica indica la cantidad de parafina existente en un aceite aislante dado que si se presenta en grandes cantidades puede presentar huecos ,el valor límite máximo es de -26°C .

7) COLOR.- El color es un valor numérico basado en la comparación de una serie de colores patrones con luz transmitida bajo condiciones de prueba .

El color de un aceite aislante nuevo generalmente se interpreta como un índice del grado de refinación . Un cambio de color para un

aceite en servicio puede indicar contaminación y envejecimiento, el valor máximo es 1.0 .

8) NUMERO DE NEUTRALIZACION .- El número de neutralización es la cantidad en miligramos de hidrógeno de potasio (KOH) requeridos para reaccionar con un gramo de aceite aislante . El número de neutralización indica la presencia de ácidos minerales y ácidos orgánicos . Un número de neutralización alto en un aceite usado indica envejecimiento o contaminación con barnices u otros materiales que constituyen el equipo eléctrico. El valor máximo aceptable es de 0.03 mg.

9) CONTENIDO DE HUMEDAD.- Esta prueba determina el contenido total de agua que se encuentra tanto mezclada como en suspensión en el aceite aislante .El valor máximo aceptable es de 35 ppm.

10) TENSION DE RUPTURA DIELECTRICA .-Esta prueba es una medición de la habilidad que tiene el aceite aislante para soportar esfuerzo eléctrico sin que suceda falla.

Este valor esta en función de los agentes contaminantes tales como : agua , suciedad , partículas conductoras .

Un valor alto de la tensión de ruptura no indica necesariamente que el aceite no este contaminado o degradado.

Los equipos eléctricos sumergidos en aceite se encuentran sujetos a esfuerzos eléctricos de diferentes intensidades y varios grados de uniformidad , por esta razón se utilizan varios tipos de electrodos para realizar la tensión de ruptura .

Los electrodos planos se utilizan frecuentemente para evaluar aceites nuevos y en servicio .

Los electrodos semiesfericos debido a su mayor uniformidad de campo electrico son sensibles a pequeñas cantidades de contaminantes , por tal motivo tienen gran aplicación para evaluar los aceites deshidratados y desgasificados .

El valor límite mínimo aceptable :

Electrodos planos .- 30 KV

Electrodos semiesfericos .- 20 KV

11) FACTOR DE POTENCIA .- El factor de potencia del aceite aislante es la relación de la potencia disipada en Watts al producto del voltaje y corriente efectiva en volts amperes.

El factor de potencia indica pérdidas dielectricas en el aceite aislante , por tanto es necesario mantener las pérdidas dielectricas al mínimo .

Un valor alto de factor de potencia indica presencia de contaminantes o productos de deterioro tales como : agua , productos de oxidación , partículas conductoras , partículas coloidales , carbón , barniz , etc.

La prueba de factor de potencia se realiza a 25 C y a 100 C , el valor de factor de potencia a 25 C indicara contaminación por humedad y presencia de algunas impurezas que se disuelven en el aceite a esta temperatura su valor máximo aceptable es de 0.05 %

y el valor a 100 C indica otros contaminantes que se van disolviendo en el aceite con el aumento de temperatura su valor máximo aceptable es 0.5% .

6.3.- PRUEBAS EN CAMPO.-

De las pruebas mencionadas, únicamente se realizan en campo las pruebas de tensión de ruptura y factor de potencia al aceite aislante .

Tensión de ruptura.-

- a) La toma de la muestra se realiza tomando las precauciones antes mencionadas.
- b) Ya tomada la muestra se deja reposar de 3 a 5 minutos , para eliminar posibles burbujas.
- c) Se realizan 5 pruebas dando un minuto de reposo entre prueba y se calcula el promedio .

En la evaluación final de un aceite en términos de resultados de pruebas de tensión de ruptura para un equipo de prueba de electrodos planos la especificación para aceite indica un valor de 30 KV .

Para el uso de electrodos semiesfericos la especificación indica 20 KV como mínimo .

FACTOR DE POTENCIA.-

Uno de los requisitos con la que debe cumplir un buen aislante es la ausencia de agua . Debe evitarse también otros compuestos de baja resistividad para evitar la degradación y la falla del aislante .

El factor de potencia es una prueba de mucha importancia para evaluar la condición de un aceite desde el punto de vista eléctrico el tip , es la medición del coseno de la fase angular o el seno de la perdida del ángulo , para un químico es la medición de la perdida de corriente a través del aceite , el cual mide la contaminación o deterioro del mismo .

La especificación de la Doble indica los valores limite de factor de potencia :

Aceite nuevo .- 0.05%

Aceite usado .- 0.5%

RIGIDEZ. DIELECTRICA DEL ACEITE.

NORMA	FORMA Y DIMENSION DE ELECTRODOS	SEPARACION ENTRE ELECTRODOS mm.(inch)	ELEVACION DE TENSION KV/seg	REPOSO ENTRE LLENADO Y 1ª PRUEBA	NUMERO DE PRUEBAS EFECTUADAS	REPOSO ENTRE PRUEBA Y PRUEBA	TENSION DE RUPTURA. DIELECTRICA	TEMPERATURA MINIMA DE LA MUESTRA
ASTM B77	TIPO DISCO DE 1" DE DIAMETRO	2.54 mm. (0.099)	3 KV \pm 20%	3 MINUTOS	5	1 MINUTO	30 KV MIN.	20°C, 68°F
ASTM 1816	SEMIESFERICOS 25 mm RADIO	2.04 mm. (0.081) 1.02 mm (0.04)	0.5 KV \pm 20%	3 MINUTOS	6 LA 1ª NO CUENTA	1 MINUTO	35 KV MIN. 20 KV MIN.	20°C, 68°F
CCONNIE B.8.1.	CONTEMPLA	LAS DOS NORMAS ANTERIORES						

Es importante corregir por temperatura los valores obtenidos . La siguiente tabla se muestran las características principales de las normas ASTM-877 Y 1816 en la cual se basa la norma nacional CCONNIE 8.8.1.

7.- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS.-

La medición de resistencia de contactos está basado en la ley de ohm que nos dice que la corriente que fluye entre dos puntos a los que se aplica una diferencia de potencial es directamente proporcional a dicha diferencia de potencial e inversamente proporcional a la resistencia .

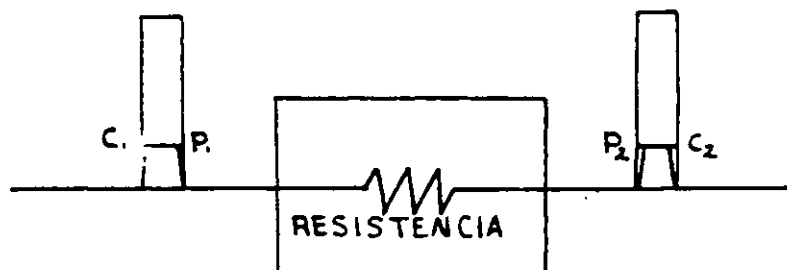
$$R = \frac{E}{I} \quad (\text{OHMS})$$

En general , la resistencia óhmica de cualquier circuito eléctrico es la oposición que presenta éste al paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial.

Para efectuar la medición de resistencia óhmica de cualquier circuito se pueden aplicar varios métodos por ejemplo :
Con un volmetro y un ampermetro se pueden medir la tensión aplicada y la corriente que circula por el circuito , con estos datos se puede calcular la resistencia de una parte de cualquier circuito eléctrico.

Bajo el principio anterior se tienen diferentes aparatos para medir la resistencia ohmica , en los cuales se tiene una fuente de alimentación de c.d. constante , con lo que la lectura del ampermetro es entonces inversamente proporcional a la resistencia total del circuito y puede establecerse su escala en unidades de resistencia en vez de unidades de intensidad de corriente .

Esta medición como prueba de campo en la recepción de equipo nuevo se utiliza para medir la resistencia ohmica entre los contactos principales de los interruptores , así como para verificar los ajustes de los contactos de las cuchillas desconectoras y de esta manera detectar de conexiones holgadas, desajustes de puntos de contacto, suciedad entre partes conductoras.



7.1.- PROBADOR DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

El probador de resistencia de contactos tipo ducter es un aparato de prueba portátil que opera sobre cinco rangos y mide resistencias entre 0-20 ohms, y que cuenta con sus accesorios auxiliares para efectuar las pruebas con base al principio de funcionamiento del puente de Kelvin .

El equipo cuenta con una fuente de energía interna , que es una batería adaptada para proporcionar la plena corriente requerida y esta puede ser recargada empleando un cargador el cual puede adaptarse al ducter .

Cabe hacer notar que existe una gran variedad de marcas de equipos par realizar la prueba de resistencia de contactos .

7.2-PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.

- 1.-Los circuitos deben estar desenergizados y desconectados de la fuente de alimentación o de cualquier otro aparato.
- 2.-Colocar el ducter sobre una base bien nivelada , impidiendo que el instrumento quede cerca de inducciones electrostáticas.
- 3.-Revisar que las terminales duplex estén correctamente conectadas las terminales negras a las terminales de corriente (C1 y C2) , y las terminales rojas a las terminales de potencial (P1 y P2) .
- 4.-Con las terminales de prueba conectadas , conectar el ducter al equipo a probar y verificar la lectura de cero y al carga de la batería.
- 5.-A menos que el valor aproximado de la resistencia bajo prueba se conozca , comenzar con la perilla selectora de rango en la posición de 20 ohms , si la lectura es menor de 20 ohms , ajustar la perilla para seleccionar un rango menor .
- 6.-Colocar la perilla de función en posición de prueba a la resistencia que se va a medir , y tomar las lecturas y anotarlas.

Existen varios equipos de prueba para realizar la medición de resistencia de contactos :

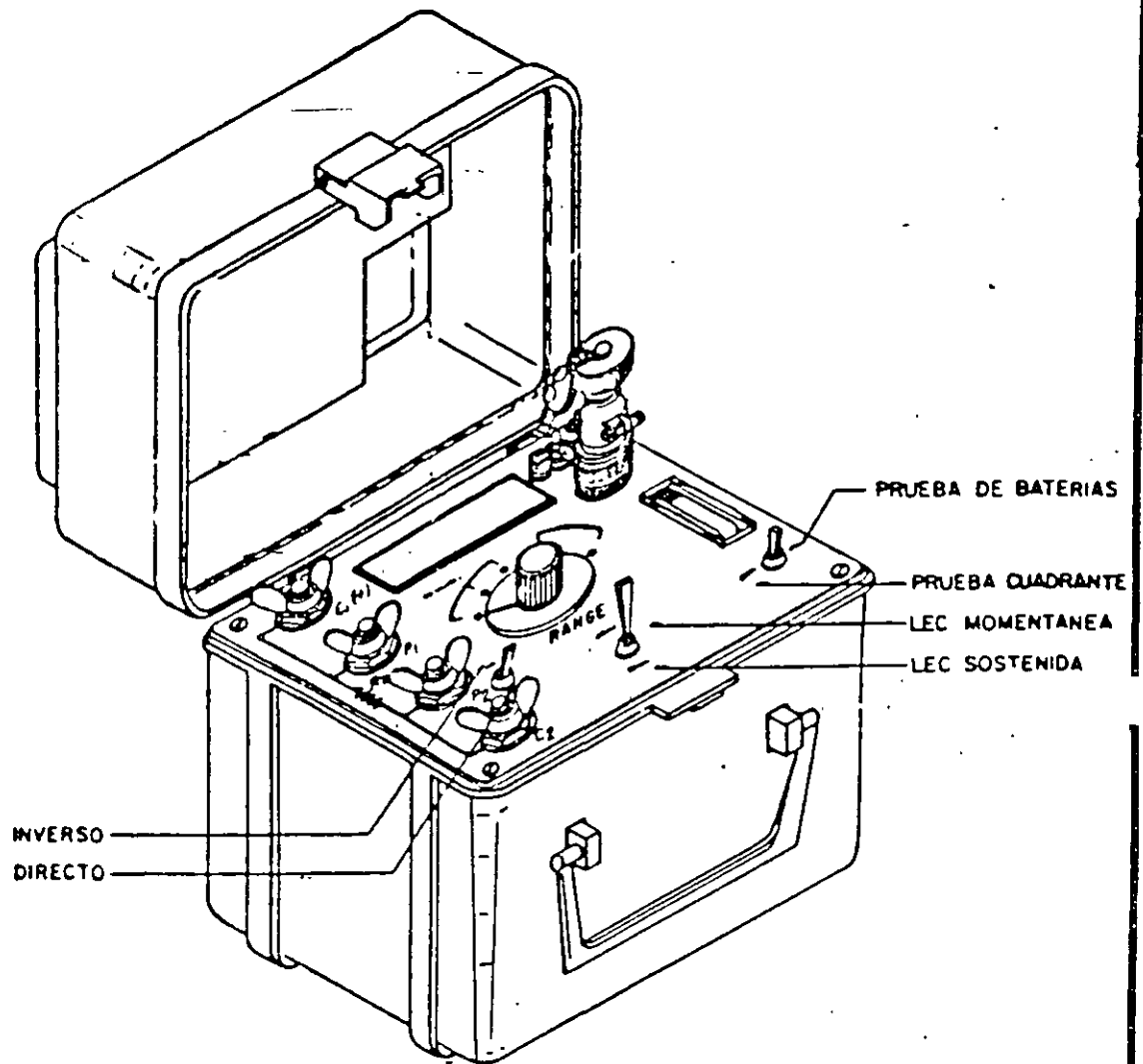
- a) Equipo Delle Alsthom
- b) Planta de soldar

Dicho equipo se muestran en las siguientes figuras .

7.3.-ANALISIS DE RESULTADOS

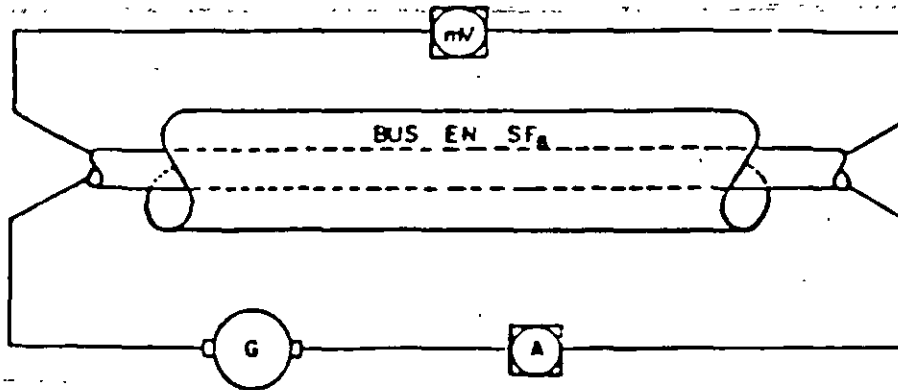
En general al realizar las pruebas de resistencia de contactos tanto en interruptores como en cuchillas desconectoras no existen normas de las cuales nos indiquen los valores máximos

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



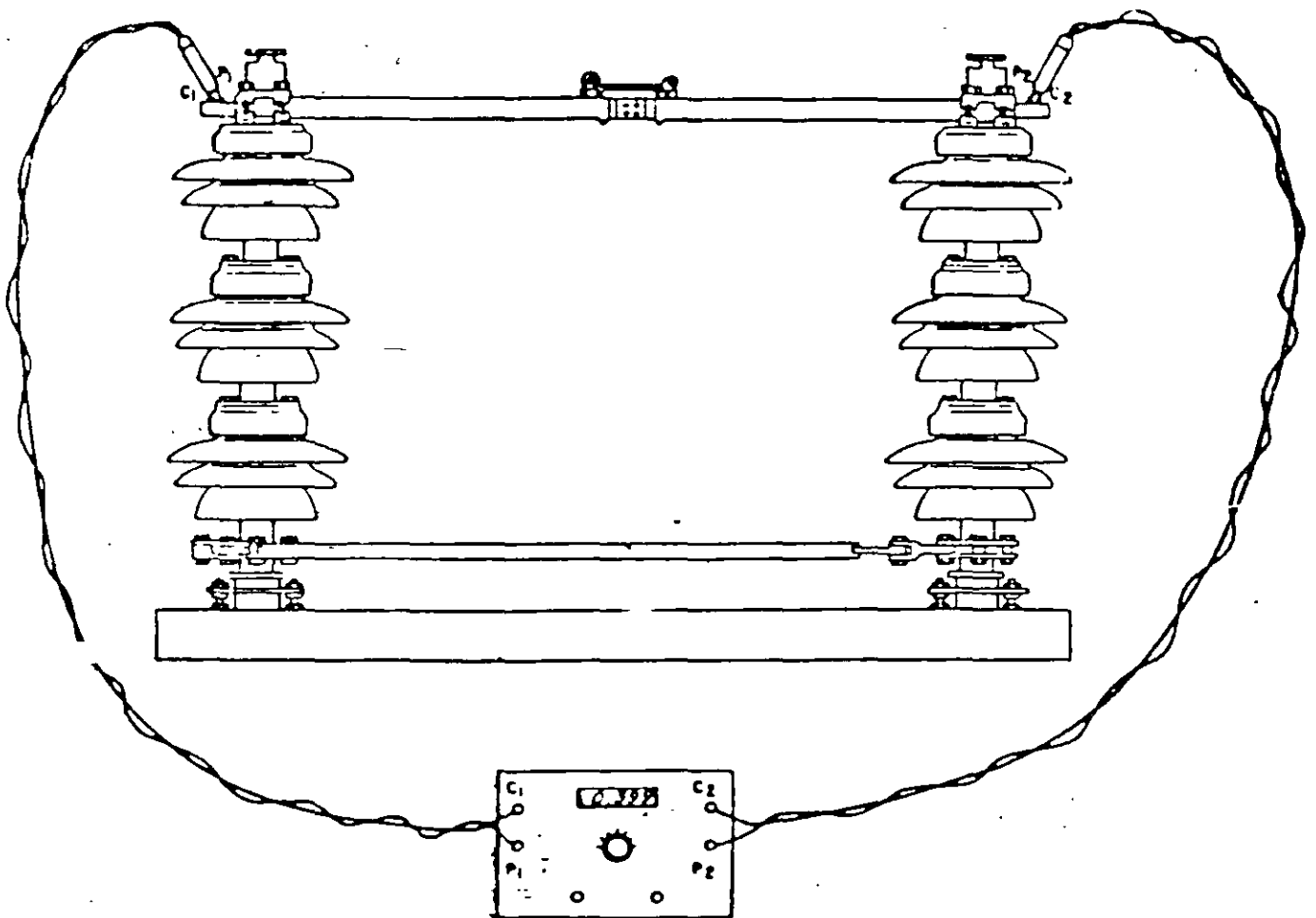
OHMETRO DIGITAL DE BAJAS RESISTENCIAS O DUCTER MARCA BIDDLE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



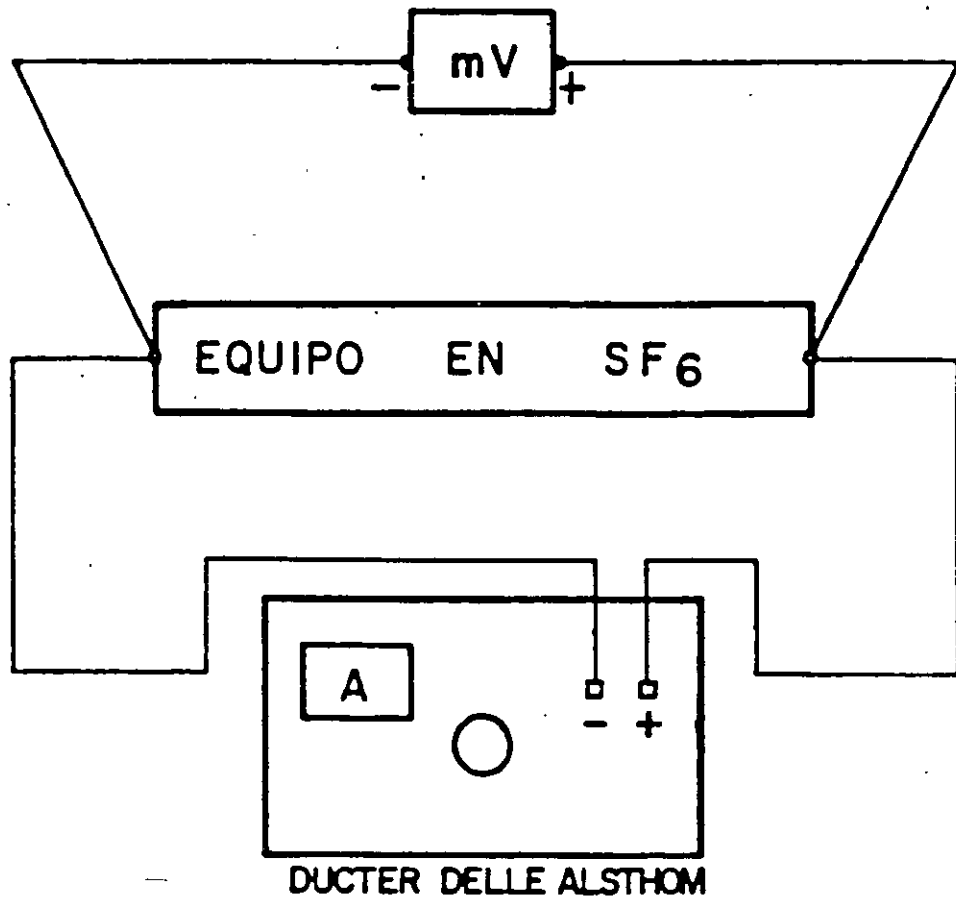
$$R = \frac{V}{I}$$

a).- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UN BUS EN SF₆ CON PLANTA DE SOLDAR.



b).- PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS A UNA CUCHILLA DES-
CONECTADORA.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS
CON DUCTER DELLE ALSTHOM



PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

- 1- SE CONECTA EL CIRCUITO ELECTRICO COMO SE INDICA EN LA FIG.
- 2- SE PROCEDE A AJUSTAR EL DUCTER A 100 AMPS.
- 3- SE TOMA LA LECTURA DE LOS mV. (CON MILVOLTMETRO INDEPENDIENTE)
- 4- SE CALCULA $R = \frac{V}{I}$

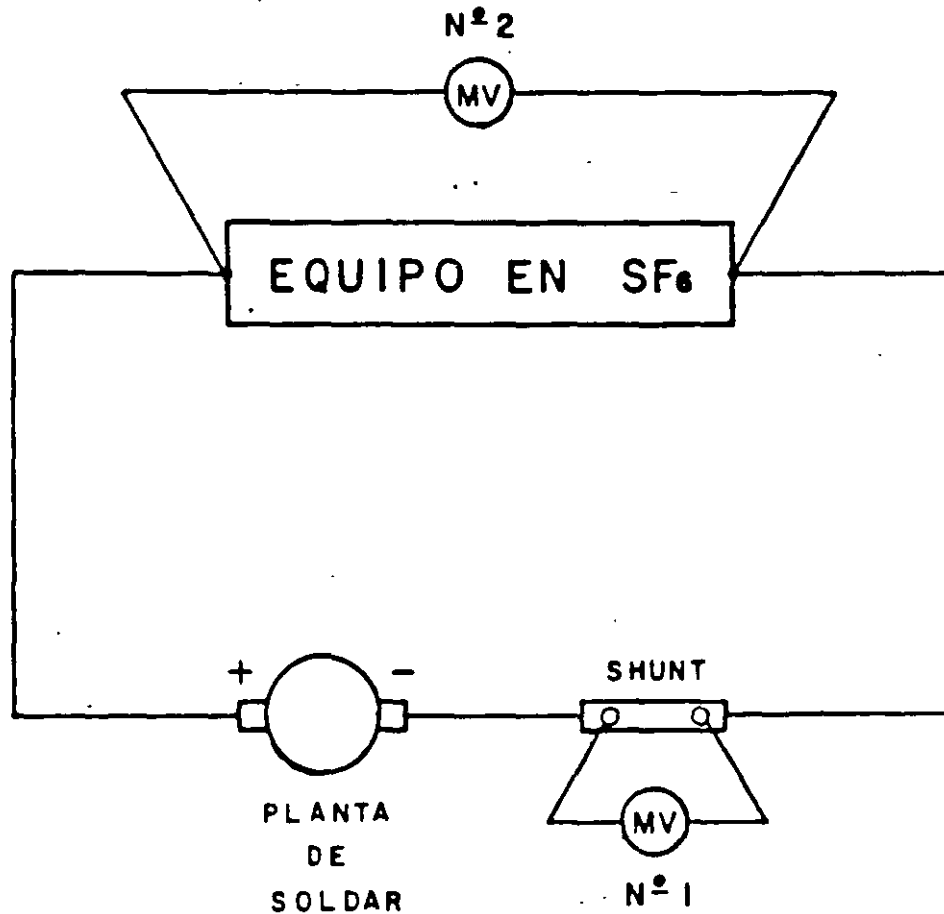
EJEMPLO:

VALORES: A = 100, mV. = 14.1 (LEIDOS)

$$R = \frac{V}{I}$$

$$R = \frac{14.1 \text{ mV}}{100,000 \text{ mA}} = 0.000141 \Omega \quad R = 141 \mu\Omega.$$

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS CON PLANTA DE SOLDAR.



PASOS A SEGUIR

- 1.- SE CONECTA LA PLANTA DE SOLDAR, SHUNT, 2 VOLMETRO - AL EQUIPO A PROBAR, COMO SE INDICA EN LA FIGURA.
- 2.- SE ALIMENTA LA C.D. CON LA PLANTA DE SOLDAR AL EQUIPO A PROBAR.
- 3.- DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS DE SHUNT, SE M- DEN LOS MILIVOLTS EN EL VOLMETRO N° 1.
- 4.- SE MDE LA CAIDA DE VOLTAJE EN EL VOLMETRO N° 2 - Y SE CALCULA LA RESISTENCIA.

permisibles , debido a esto el fabricante proporcionara sus valores limite , dependiendo de su diseño .

Por esta razón siempre se deberá contar con el protocolo de pruebas de cada fabricante para determinar si los resultados obtenidos son los correctos.

Pero en caso de que esto no suceda de acuerdo con los resultados obtenidos de las pruebas en campo se puede aceptar un valor máximo permisible de 30 micro-ohms por punto de contacto en cuchillas únicamente.

8.-PRUEBAS DE TIEMPOS DE APERTURA Y CIERRE.

La prueba para determinar los tiempos de operación de los interruptores se realiza en todos los tipos de acuerdo a las diferentes tensiones de trabajo , estos resultados son importantes puesto que nos permite conocer el tiempo que tardan en realizarse las operaciones de cierre y apertura para que de esta manera se verifique si dichos interruptores cumplen con las especificaciones solicitadas y las cuales generalmente se indican en los reportes de prueba y montaje proporcionados por el fabricante .

Tiempos de apertura.- Es el tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de disparo , hasta el instante que los contactos de arqueo se han separado en todos los polos .

Tiempos de cierre.- Es el intervalo de tiempo medido desde el instante en que se energiza la bobina de cierre , hasta el instante que tocan los contactos principales en todos los polos .

Estas pruebas son de primordial importancia , fundamentalmente en lo que se refiere a los tiempos de apertura ya que es necesario de que esta operación se realice en el menor tiempo posible , para que en condiciones de falla el circuito en cuestión sea aislado del sistema lo más rápido .

En general en todos los interruptores de potencia al aumentar la tensión nominal de trabajo se incrementa la capacidad interruptiva y en consecuencia se procura que se tengan tiempos de apertura y cierre mucho menores con relación de los tiempos que utilizan los interruptores de menor capacidad.

Así mismo en coordinación con las pruebas de los tiempos de cierre y apertura es importante analizar si dichas funciones se realizan sin asincronismo entre fases. Una condición de asincronismo fuera de los limites establecidos por cada fabricante

originara daños en los interruptores tanto en la apertura en condiciones de falla , como para el cierre .

Para realizar las pruebas de tiempos de operación , se puede utilizar el siguiente equipo :

- 1) FAVAG
- 2) MILLIGRAPH
- 3) ANALIZADOR CINCINNATI
- 4) TR-3000

8.1) FAVAG.- El equipo de registrador de operaciones llamado favag es de operación electromecánica y esta diseñado para registrar los tiempos de operación de las tres fases y la operación de la bobina, así como registrar el asincronismo .

El Favag requiere de 125 VCD para realizar sus funciones , en tanto que para poder efectuar la medición del tiempo empleado de dichas operaciones , este aparato consta de un motor sincrónico de c.a a 220 V , que genera en base a la frecuencia de operación de 60 ciclos -segundo y una velocidad de desplazamiento del papel constante a razón de 300 mm por segundo , en donde además se tiene una plumilla que genera pulsos que quedan registrados en el papel en donde se tiene la siguiente representación :

Por lo tanto , las mediciones de los tiempos de operación se efectúan en base a :

$$1 \text{ ciclo} = 16.66 \text{ milisegundos} = 5 \text{ mm}$$

8.2) MILLIGRAPH.- El registrador milligraph esta diseñado para registrar tiempos de operación simultáneamente con una precisión de 0.5 milisegundos .

El registrador cuenta con 10 canales y además cuenta con un canal para registrar el momento que se energiza la bobina de operación. Todos los registradores cuentan con un circuito interno que opera a control remoto el cierre y la apertura .

El registrador esta equipado con un rollo de papel metalizado , después de hacer los preparativos de conexión del registrador hacia el interruptor bajo prueba , es necesario oprimir un push-boton y entonces con la otra mano jalar el papel mientras se realiza la operación del interruptor .

La siguiente figura muestra una gráfica que se obtiene del registrador "illigraph .

8.3) ANALIZADOR CINCINNATI.- Este aparato analizador consiste esencialmente en dos elementos : Un tambor vertical que lleva un papel para graficar y es accionado por un motor sincrónico a través de un engranaje adecuado , y el dispositivo registrador propiamente dicho, accionado mediante un mecanismo reductor por el bastón de operación del interruptor .

El movimiento de rotación del tambor da el tiempo en ciclos , como la abscisa de la gráfica en tanto que la ordenada esta representada por el movimiento del mecanismo de los contactos del interruptor .

Al probar un interruptor el aparato debe ser montado de tal manera que el movimiento del bastón de operación se transmita al deslizador principal de la beza reductora.

El analizador registrara las condiciones de operación del mecanismo de contactos del interruptor , los fabricantes de interruptores generalmente hacen recomendaciones tales como : tiempo comprendido entre accionamientos de disparo o cierre , tiempo requerido para extinguir el arco , tiempo que toma el interruptor para llegar a su posición de apertura o cierre completo, velocidad de contactos en la zona de arco.

8.4) ANALIZADOR TR-3000.- El analizador TR-3000 es un sistema modular que incluye dos instrumentos :-

- 1) El TR-3100 MAESTRO
- 2) EL TR-3300 ESCLAVO

Las funciones que realiza el analizador son :

- a) Tiempos de contactos principales y contactos auxiliares
- b) Velocidad y Movimiento
- c) Valor de la resistencia de inserción
- d) Valores de los gradientes de los capacitores
- e) Rebotes

Operación manual.-

Opera para cada prueba y los resultados son automáticamente almacenados en su computadora interna.

Imprime los resultados en cualquier hoja.

Operación automática.-

Cuando se usa automáticamente , el equipo almacena toda la información , esto incluye los comandos de todas las pruebas y los datos de identificación del interruptor.

Los resultados son automáticamente almacenados en su memoria y compara contra los resultados medidos en otras pruebas realizadas.

9.- PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD

Después del oxígeno y nitrógeno el vapor de agua es mas abundante en la atmósfera. La superficie de nuestro planeta esta cubierta en un 70% de agua. Es por esto que es importante desarrollar métodos de medición de concentración de agua.

VAPOR.-Es definido como la fase gaseosa de una sustancia la cual esta en forma liquida a una temperatura ambiente. Entonces por definición un vapor puede condensarse rápidamente y por esto tiende a adherirse sobre la superficie de cualquier material.

El parámetro presión esta asociado a cualquier gas o vapor y podemos definir a la presión como la fuerza que actúa sobre un recipiente por unidad de área .

DEW POINT (PUNTO DE ROCIO).- Es la temperatura a la cual las moléculas de agua entran en la fase gaseosa.

Para poder determinar el punto de rocío se puede utilizar los siguientes métodos :

- A) HIGROMETRO DE HIELO SECO
- B) HIGROMETRO ALNOR
- C) HIGROMETRO PANAMETRIC

9.1) HIGROMETRO DE HIELO SECO.- Este método determina el contenido de vapor de agua de gases por la medición del punto de rocío.

PROCEDIMIENTO

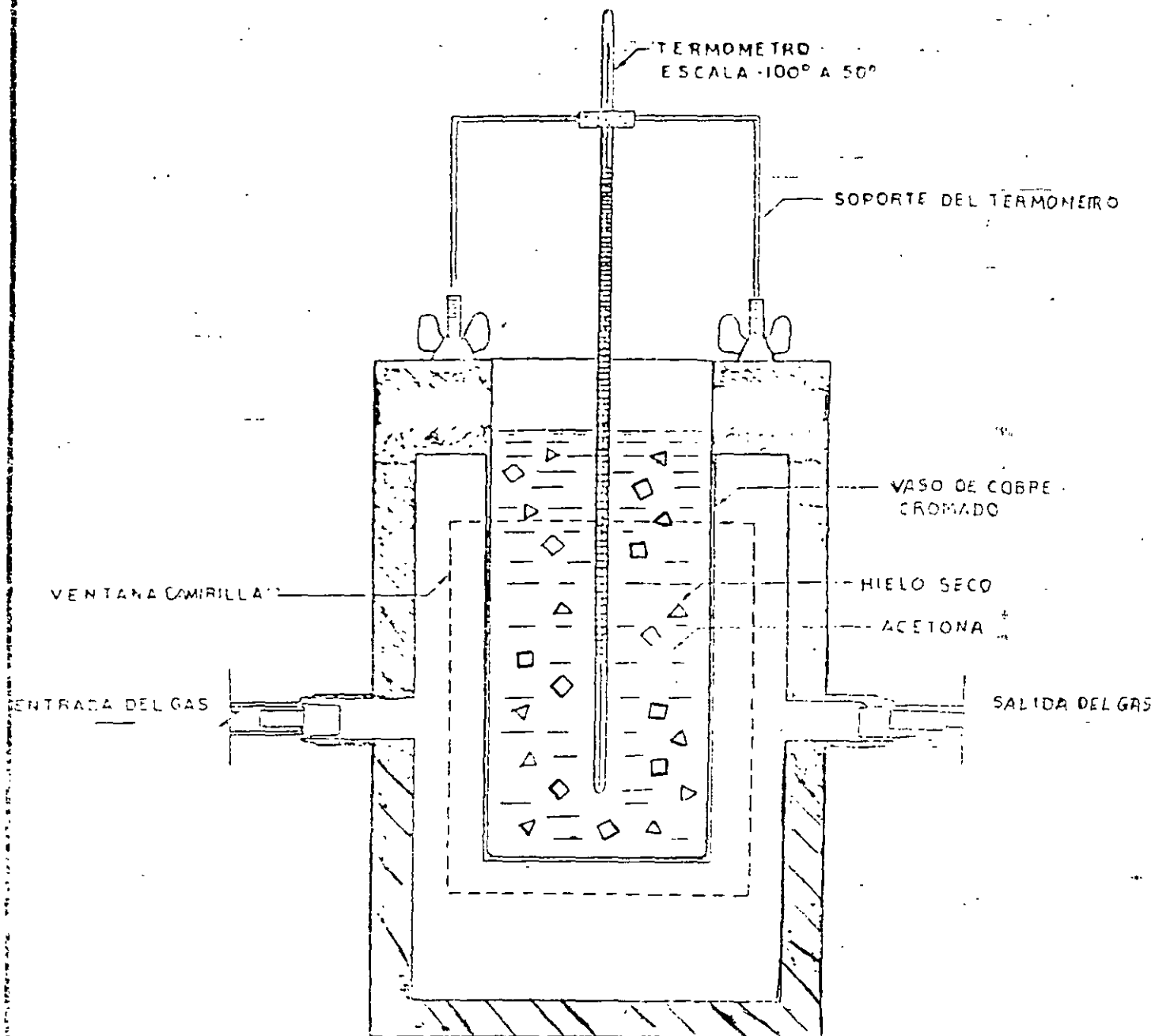
- 1) Inyectar un flujo de gas a través del higrometro hacia la atmósfera.
- 2) Dentro del vaso se coloca un termómetro con escala de 50 a -100 °C
- 3) Se vierte acetona pura hasta la mitad del vaso , cuidando que el bulbo del termómetro este completamente sumergido en la acetona.
- 4) Se van agregando trozos de hielo seco hasta el momento de la condensación (opaca el vaso).
- 5) Se anota la temperatura del punto de rocío .

PROBLEMAS PRINCIPALES.-

- A) ERROR DEL OPERADOR
- B) OBSERVACION DEL MOMENTO EXACTO DE LA LECTURA DE LA TEMPERATURA EN EL MOMENTO DE LA CONDENSACION.
- C) PRESICION DEL TERMOMETRO .
- D) LA PRUEBA SE REALIZA A PRESION ATMOSFERICA

La siguiente figura muestra el higrometro de hielo seco.

PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD



HIGROMETRO DE HIELO SECO

9.2) HIGROMETRO ALNOR

El higrometro alnor es un equipo que se utiliza para la medición de contenido de humedad .

PROCEDIMIENTO DE AJUSTE .-

- 1) Coloque la válvula de operación fuera.
- 2) Abra la válvula de purga para asegurarse de que no exista presión en el aparato.
- 3) Con la válvula del medidor y la válvula de ajuste ponga el nivel de aceite a nivel ..
- 4) Cierre la válvula de purga y bombear hasta que el medidor alcance 0.5
- 5) Oprima la válvula de operación y el aceite deberá regresar al nivel 1 de la escala .
- 6) En caso de no hacerlo repita el ajuste .

Después de realizar el ajuste del equipo , se procede a bombear el gas al aparato de prueba hasta cualquier valor del medidor de presión.

Se opera la válvula de operación , observando la cámara de niebla si se observa niebla se procede a bombear gas al equipo de prueba a un valor menor del medidor de presión en el momento de que desaparezca y aparezca la niebla se anota el valor del medidor de presión y se procede a calcular el punto de rocío con la siguiente expresión:

$$T_{pr} = (T_1 + 460) RP - 460$$

donde :

T_{pr}.- Temperatura del punto de rocío en °F

T₁.- Temperatura de prueba °F

RP.- Valor de presión

Q.- Constante del gas

La siguiente figura muestra el higrometro alnor.

PRINCIPALES PROBLEMAS.-

- 1) La medición depende del observador.
- 2) La temperatura que sensa el equipo es la del ambiente.
- 3) La presión de prueba es regulada.

9.3) HIGROMETRO PANAMETRIC

El equipo se utiliza para medir presión de vapor de agua en un rango de +20 a -110 °C , de punto de rocío , este rango representa una concentración de humedad de 20,000 ppmv a 0.001 ppmv.

El equipo utiliza un bulbo sensor , el cual esta construido con una banda de aluminio anodizada y una cubierta de oro en su estructura.

El numero de moléculas de agua absorbidas por la estructura determina la conductividad de las paredes porosas. Cada valor de estas paredes provee un valor distinto de impedancia la cual es convertida a una medición directa de presión de vapor de agua .

El bulbo sensor puede ser utilizado con presión positiva y negativa (vacío).

Las pruebas de contenido de humedad pueden expresarse en :

ppm peso
ppm volumen
punto de rocío

Para calcular el contenido de humedad es necesario conocer :

El punto de rocío
Presión del sistema

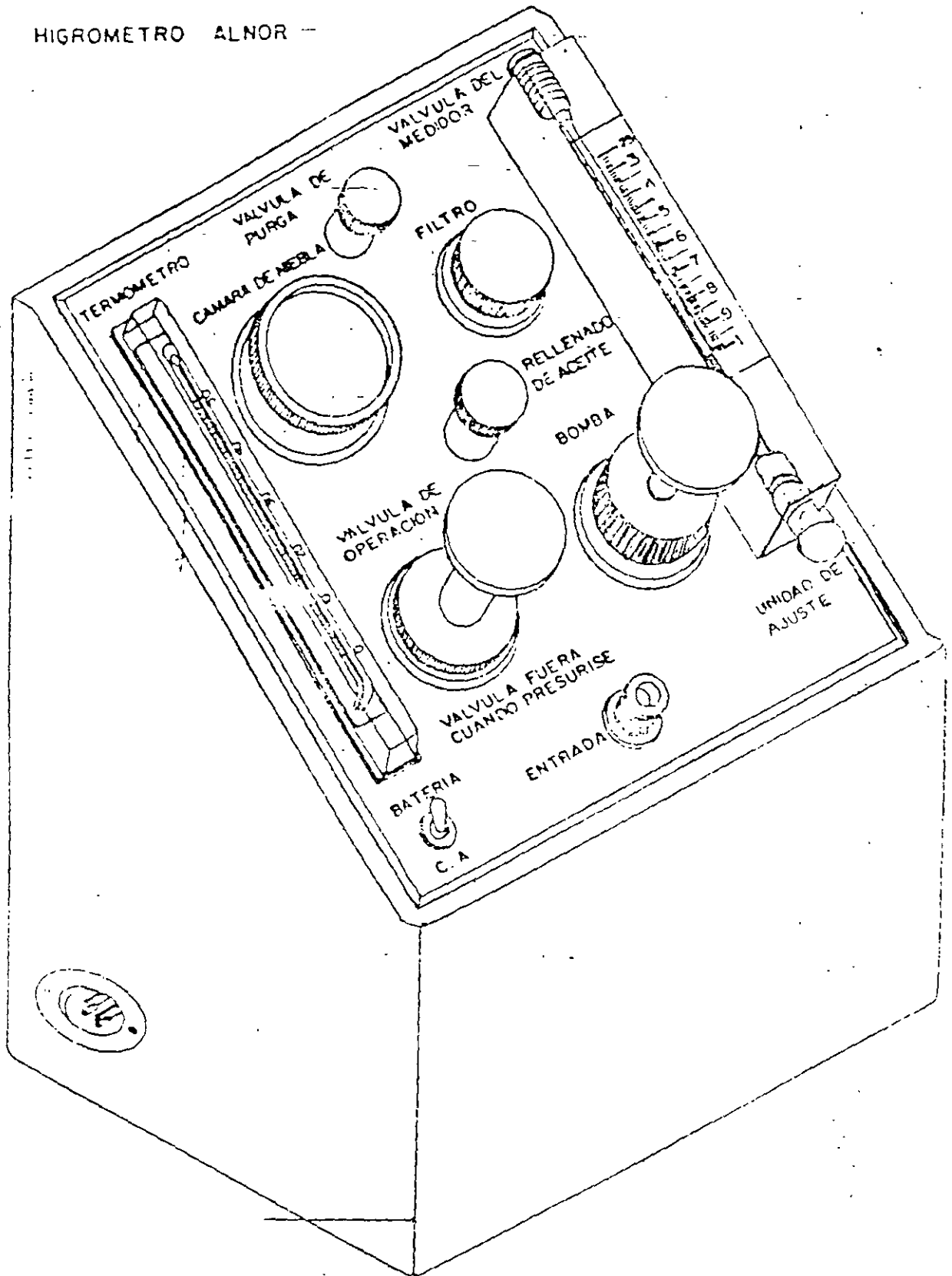
Para emplear la siguiente expresión :

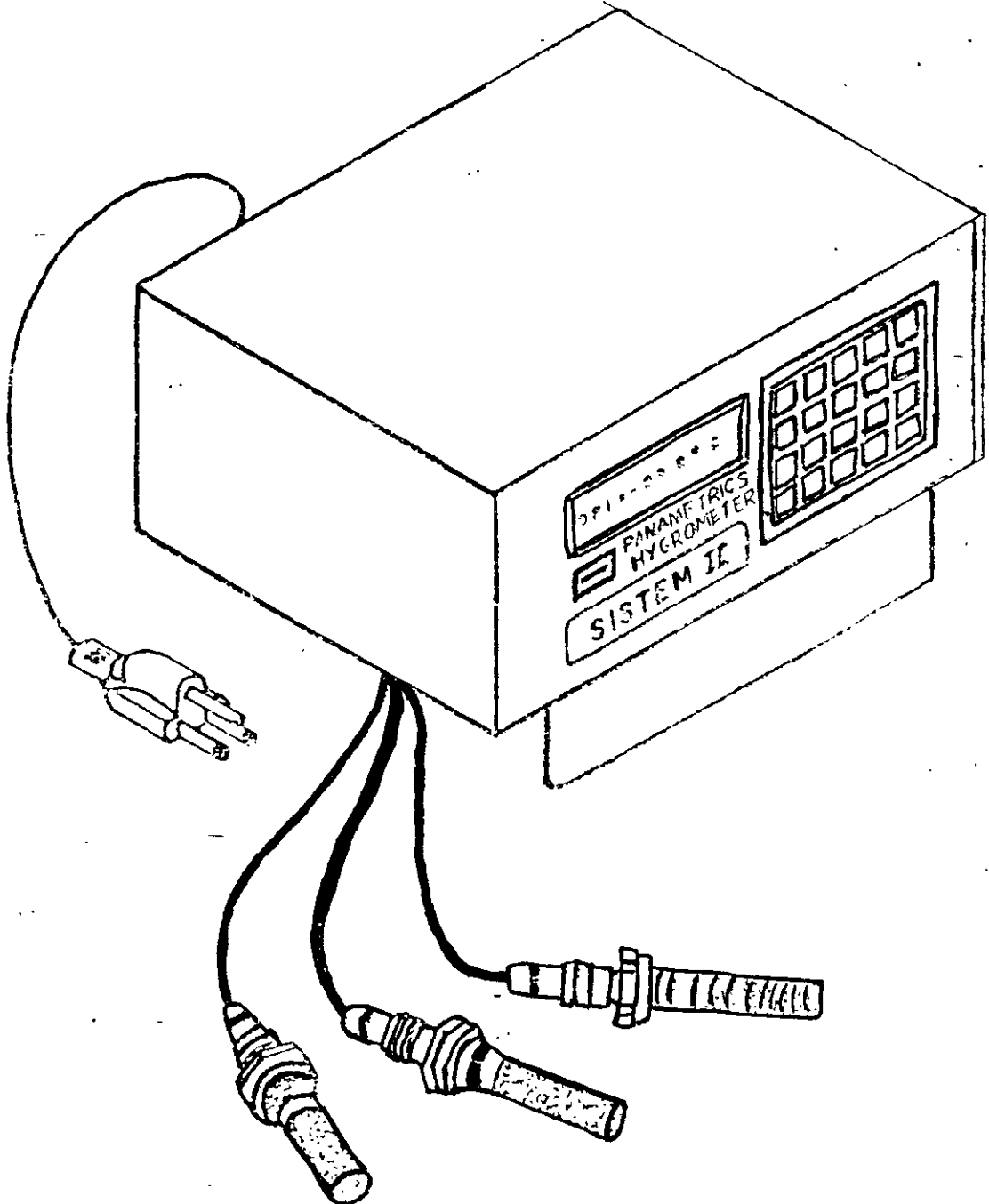
$$P.P.M.V. = \frac{\text{PRESION DE SATURACION DE VAPOR EN mm Hg} \times 10^6}{\text{PRES. ABSOL. EN CD. MEX. mm Hg} + \text{PRES. MEDIDA mm Hg}}$$

PRESION ABSOLUTA = presión al nivel del mar + presión medida
PRESION ABSOLUTA DE CD. MEX.= 583 mm Hg

1 BAR = 14.5 LB/PULG²
1 KG/CM² = 14.22 LB/PULG²
1 KG/CM² = 735.5 mm Hg
1 LB/PULG² = 51.7 mm Hg

HIGROMETRO ALNOR

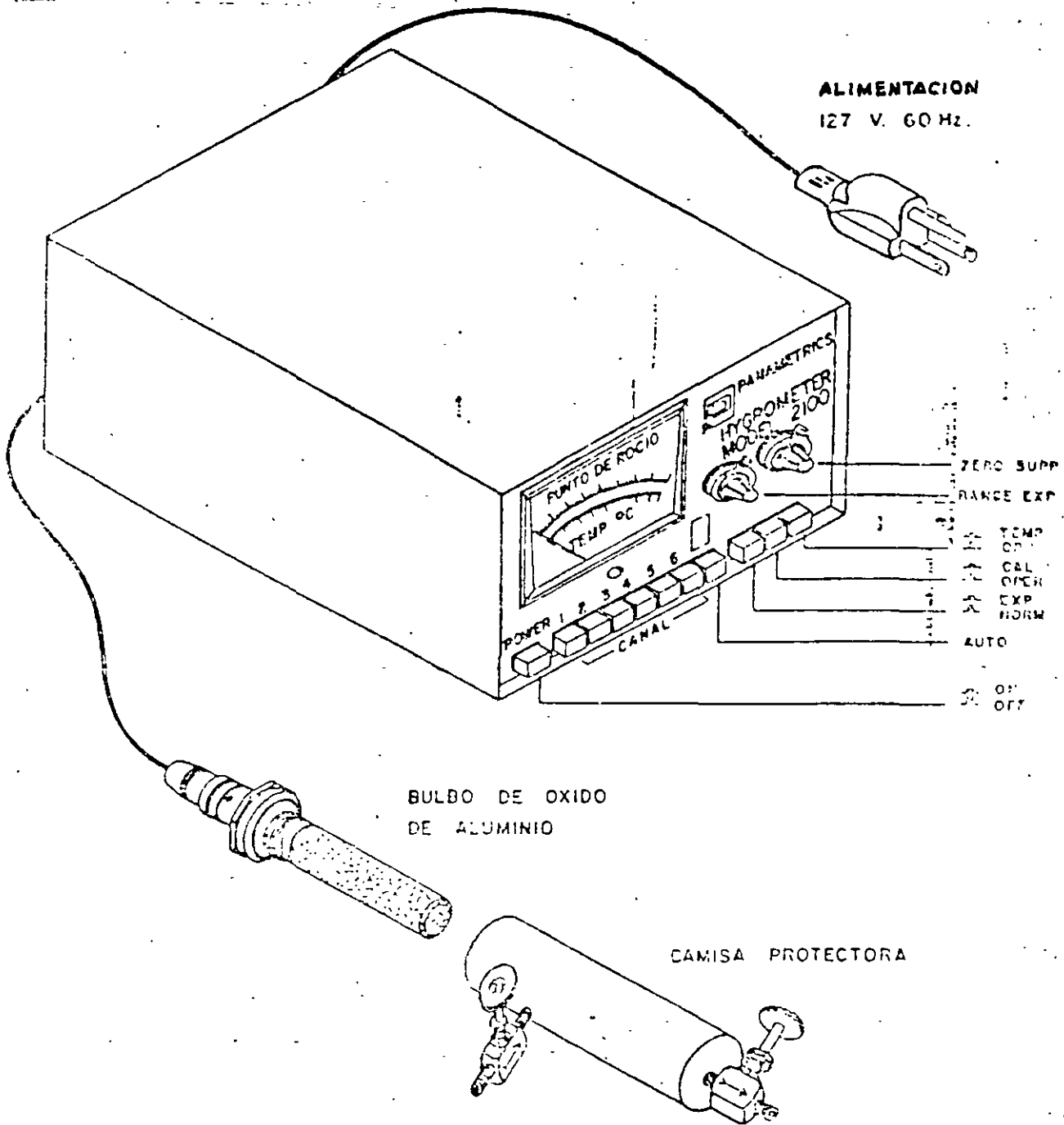




HIGROMETRO PANAMETRICS SISTEM II

PRUEBA DE CONTENIDO DE HUMEDAD

C



HIGROMETRO PANAMETRICS MODELO 2100

2

14.7 LB/PULG = 760 mm Hg

La siguiente figura muestra el equipo panametrics

10.- APLICACIONES Y PRUEBAS.**10.1.- Pruebas a equipo eléctrico.-**

A continuación se dará un listado de las principales pruebas que se efectúan a cada uno de los elementos o equipos eléctricos :

BATERIAS Y CARGADORES .-

- a) Pruebas al alumbrado de emergencia
- b) Pruebas de resistencia de aislamiento al cargador
- c) Pruebas de control al circuito del cargador
- d) Pruebas al electrolito de las baterías
- e) Pruebas al detector de tierras
- f) Prueba de operación a la protección del banco de baterías

INTERRUPTORES DE BAJA TENSION

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de resistencia de contactos
- c) Prueba de High Pot.(únicamente a int's de media tensión)

CABLES DE BAJA TENSION.

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de continuidad

CABLES DE ALTA TENSION.

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de continuidad
- c) Prueba de High Pot.
- d) Prueba de factor de potencia

TABLEROS .

- a) Prueba de resistencia de aislamiento
- b) Prueba de High Pot

RELEVADORES.

- Pruebas de operación manual
- Pruebas de operación y ajuste eléctricas.
- c) Verificación de calibración y ajuste.

En la siguiente tabla se muestran las pruebas eléctricas que se realizan a los elementos de una subestación normalizada

11...-RECOMENDACIONES TECNICAS PARA PRUEBAS.**11.1.- Pruebas a subestaciones compactas.-**

Una subestación compacta tipo cliente , esta formada por 3 gabinetes principales donde se alojan los siguientes equipos :

- 1) Equipo de medición de la Cía suministradora.
- 2) Cuchillas desconectadoras operadas en grupo.
- 3) Interruptor o seccionador de operación con carga

Las tres secciones están interconectadas por medio de un bus de cobre montado sobre aislador soporte.(ver siguiente figura)

Las pruebas que se realizan en campo son para comprobar que durante el transporte de fabrica al lugar de la instalación no sufrieron daños o para verificar el estado en que se encuentra después de estar trabajando en condiciones normales , como mantenimiento predictivo.

a) BUS.-

Prueba de resistencia de aislamiento.- La prueba se realiza desconectando ambos extremos de la subestación y aplicando el voltaje de prueba contra tierra fase por fase , con esta prueba se detectara las condiciones en que se encuentran los aisladores soporte del bus , los valores de resistencia de aislamiento deberán ser mayor a 2500 megaohms , en caso de obtener valores menores es necesario probar aislador por aislador .

b) CUCHILLAS DESCONECTADORAS OPERADAS EN GRUPO.-

Además de estar involucradas en la prueba de resistencia de aislamiento , se deberá probar su resistencia de contactos y como ya se menciona anteriormente no debe ser mayor de 30 micro-ohms por punto de contacto.

c) APARTARRAYOS.-

Las pruebas que se realizan a los apartarrayos son las de resistencia de aislamiento y factor de potencia.

Los valores esperados en estas pruebas son :

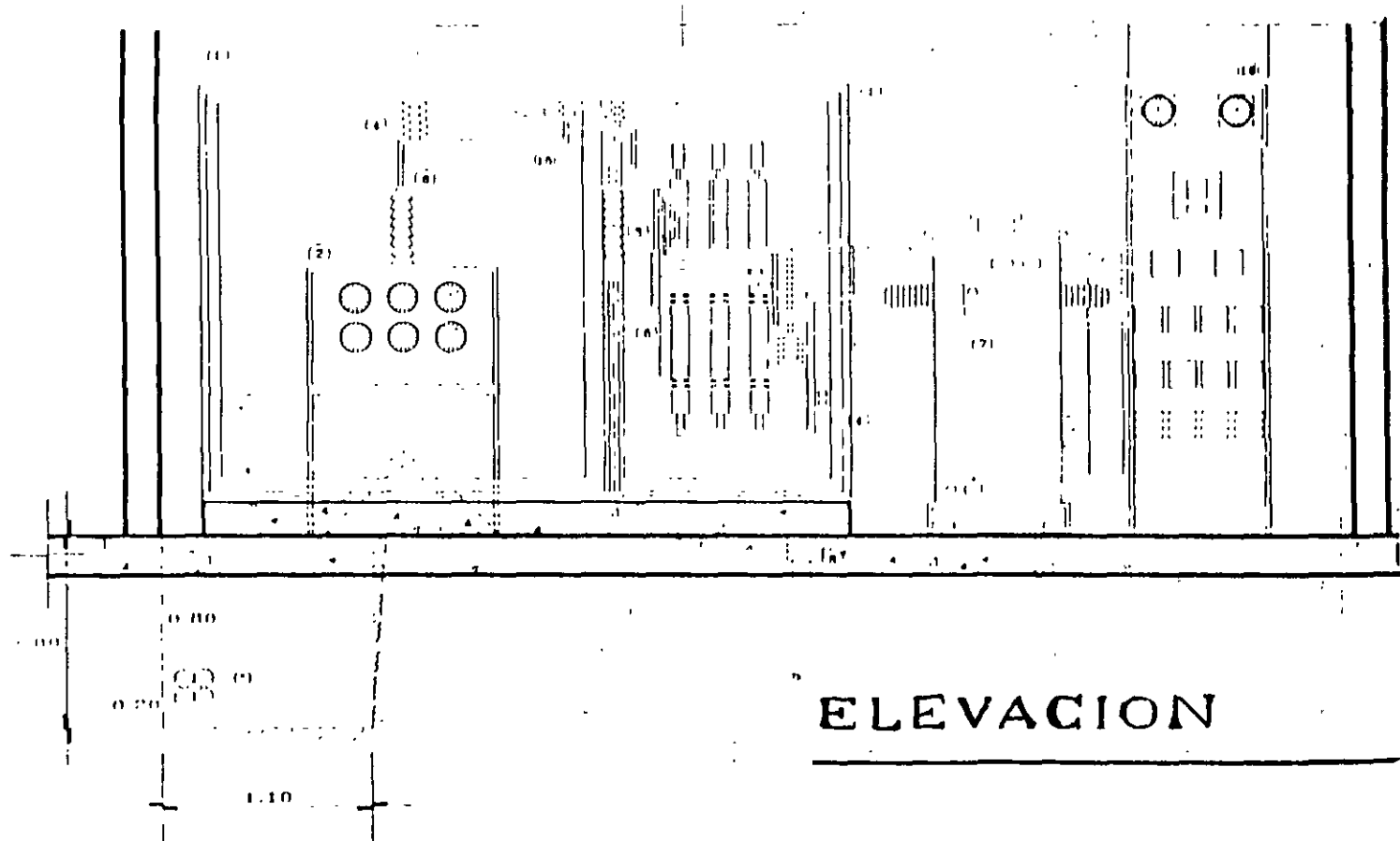
Resistencia de aislamiento = mayor de 10,000 mega-ohms

Factor de potencia = menor al 10%

d) DESCONECTOR CON CARGA.-

Las pruebas que se realizan a este equipo son las de resistencia de aislamiento y resistencia de contacto , los valores considerados como aceptables , como resistencia de aislamiento debe ser mayor a 10,000 Mega-ohms y de resistencia de contacto menor a 30 micro-ohms por punto de contacto.

SUBESTACION ELECTRICA



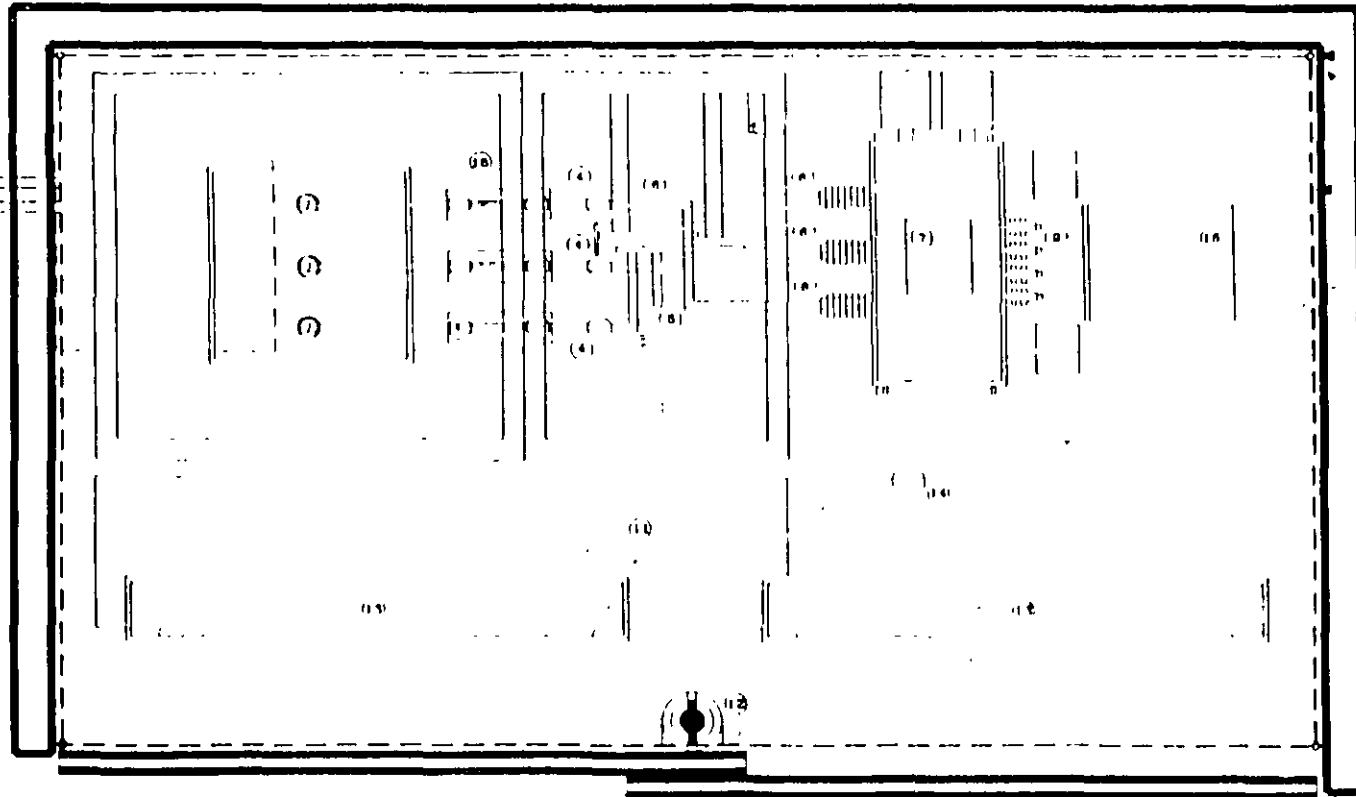
ELEVACION

(C)
 4 DUCTOS DE ANHESTO CEMENTO
 100 mm DE DIAMETRO A 800 mm
 ANCHO DEL NIVEL DE BANQUETA
 Y HASTA 100 FUERA DEL MURO
 EXTERIOR DEL LOCAL DE LA SUB
 ESTACION PARA CABLES DE A T
 DE C.L.F.



VARILLA COPPERWELL
 3.05 x 1.50 cm
 2R DETALLE No 1

CALIBRE 4/0
 ENTERRADO A
 500 mm DE N.P.T



PUERTAS CORREDITAS

PLANTA

RELACION DE EQUIPO Y MATERIAL COMPLEMENTO

No.	DESCRIPCION	MARCA	No.DGE
1	GABINETE METALICO FORMADO POR 3 SECCIONES	ELMEX	
2	EQUIPO DE MEDICION A. T.		
3	APARTARRAYOS AUTOVALVULARES CON SISTEMA DE NEUTRO A TIERRA PARA 23 KV CAT M-21	IUSA	5175
4	AISLADORES DE RESINA EPOXI RB 24 PARA 23 KV	BALTEAU	4313
5	INTERRUPTOR DE A.T. MOD. H-251-20N/630. 3 FASES 630 AMPS. 23KW EQUIPADO CON FUSIBLES DE ALTA CAP. INTERRUPTIVA 1000 MVA SIMETRICOS, CON MECANISMO DE OPERACION A BASE DE PALANCA EN FORMA DE ESTRIBO Y DISPOSITIVO DE DISPARO MECANICO SIMULTANEO. OPERADO POR FUSION DE LOS FUSIBLES DR 20. 16S 16 AMPS.	ELMEX	6141
6	LINEA A.T. FORMADA POR SOLERA DE 15 X 6 mm		
7	TRANSFORMADOR EN ACEITE DE 500 KVA 20-23 KV 220-127 V 3 FASES 60 c.p.s. X- 5%	VOLTRAN	2938
8	SISTEMA DE TIERRAS FORMADO POR CABLES DE COBRE DESNUDO 1,0 Y SOLERA DE 38.1 X 6.35 mm A LO LARGO DE GABINETE Y DOS VARILLAS DE COBRE TIPO COPPERWELLD DE 3MTS DE LONG. DE 16 mm. DE DIAMETRO CONECTADA A TODAS LAS PARTES METALICAS NO CONDUCTORAS DE CORRIENTE	CONDUMEX	2824
9	LINEA DE B.T FORMADA POR 7 CABLES DE COBRE DE 1,0 POR FASE UN CONDUCTOR NEUTRO DEL MISMO CALIBRE	CONDUMEX	2824
10	INTERRUPTOR TERMO MAGNETICO DE 1,800 A CON CAPACIDAD INTERRUPTIVA = 50,000 AMP.	SQUARE-D	3031
11	TARIMA AISLANTE CON PISO DE HULE ESTRAIDO AISLADA PARA 23 KV		
12	EXTINGUIDOR DE INCENDIOS. POLVO QUIMICO SECO CO ₂		
13	LAMPARA FLUORESCENTE 2 X 74 W TS	QUINZANO	1428
14	DRENAJE		
15	CUCHILLAS SECCIONADORAS DE SERVICIO 30 200 AMPS. OPERADAS EN GRUPO	ELMEX	55 58
16	TABLERO GENERAL DE DISTRIBUCION		

NOTAS:

- LAS PUERTAS CUENTAN CON UN DISPOSITIVO QUE IMPIDE QUE ESTAS SE ABRIAN CUANDO SE ENCUENTRAN EN SERVICIO.
- SE OMITEN LAS PUERTAS DE LOS GABINETES PARA MAYOR CLARIDAD DEL DIBUJO.
- ACOTACION EN CENTIMETROS.

11.2- PRUEBA A TRANSFORMADORES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Dentro de una instalación eléctrica , el equipo de mayor importancia es el transformador por lo cual se hacen muy importantes sus pruebas .-

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.-

Para un transformador de dos devanados se realizan las siguientes pruebas :

H - X
H - X + T
X - H + T

En caso de haber duda en los valores obtenidos se recomienda realizar las siguientes pruebas :

H - T
X - T

La prueba de resistencia de aislamiento debe corregirse a una temperatura de 20 grados centígrados.

FACTORES DE CORRECCION POR TEMPERATURA

TEMPERATURA °C	MAQUINAS ROTATORIAS		TRANSFORMADORES CON ACEITE
	CLASE- A	CLASE - B	
0	0.21	0.40	0.3
5	0.31	0.50	0.4
10	0.45	0.63	0.54
15	0.71	0.81	0.73
20	1.00	1.00	1.00
25	1.48	1.25	1.3
30	2.20	1.58	1.8
35	3.24	2.00	2.5
40	4.8	2.50	3.3
45	7.1	3.15	4.5
50	10.45	3.99	6.0
60	22.80	6.30	11.0
65	34.00	7.90	14.8
70	50.00	10.00	20.0
75	74.00	12.60	26.8

La siguiente tabla nos muestra los valores promedio, tomados en experiencias en pruebas a diferentes clases de aislamiento.

**RESISTENCIA MINIMA DE AISLAMIENTO A TRANSFORMADORES EN ACEITE A
20 ° C .**

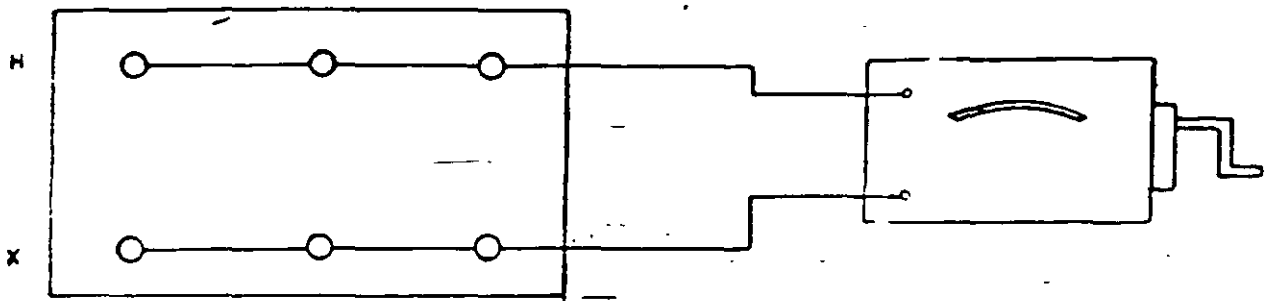
CLASE DE AISLAMIENTO EN K.V.	MEGA-OHMS
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15.0	410
25.0	670
34.5	930
46.0	1240
69.0	1860
92.0	2480
115.0	3100
138.0	3720
161.0	4350
196.0	5300
230.0	6200
287.0	7750
345.0	9300
400.0	10800

La resistencia de aislamiento de un transformador sin aceite, pero con aislamientos solidos impregnados, es 20 veces mayor que los valores indicados en la tabla.

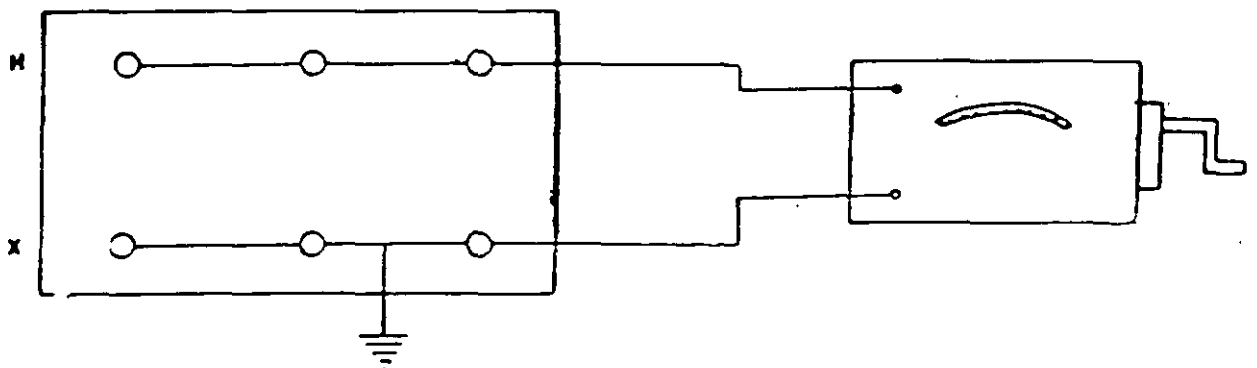
Otra consideración que se debe tomarse en cuenta es el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador decrece al aumentar la temperatura, se recomienda hacer las mediciones en un rango de 0 a 40 grados centígrados .

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

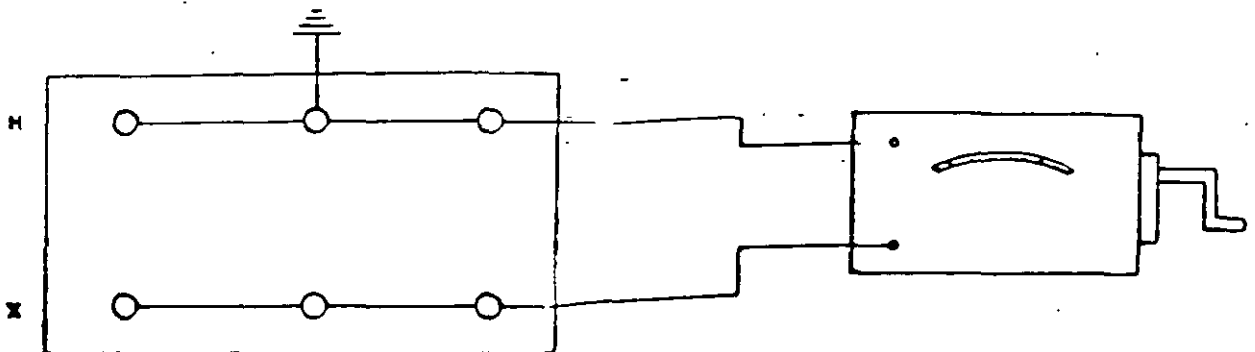
TRANSFORMADOR



DEVANADO DE ALTO VOLTAJE vs. DEVANADO DE BAJO VOLTAJE

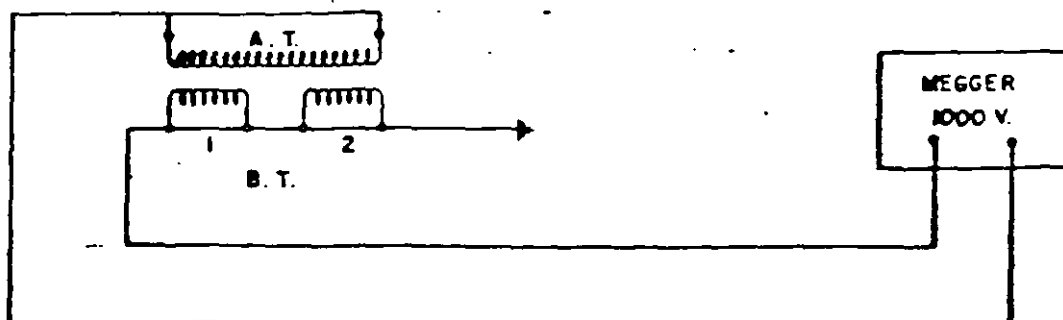
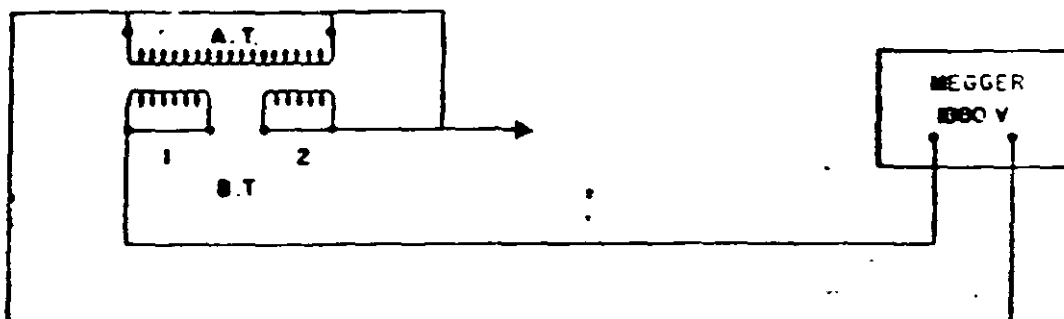
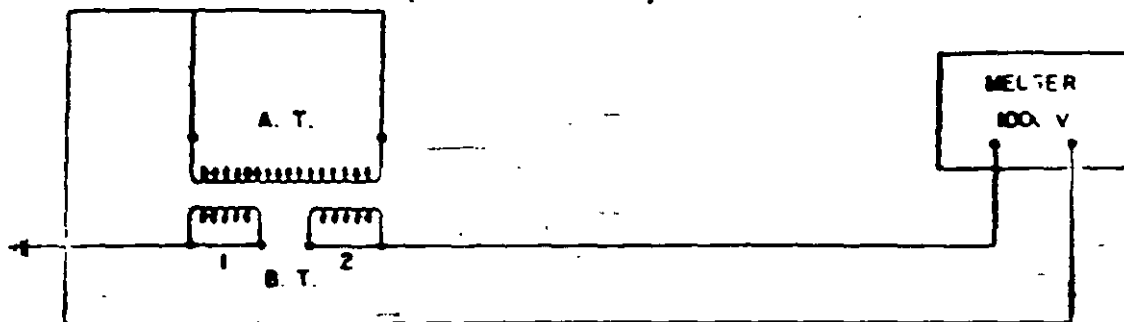


ALTO VOLTAJE vs. BAJO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA

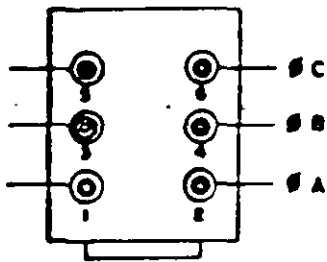
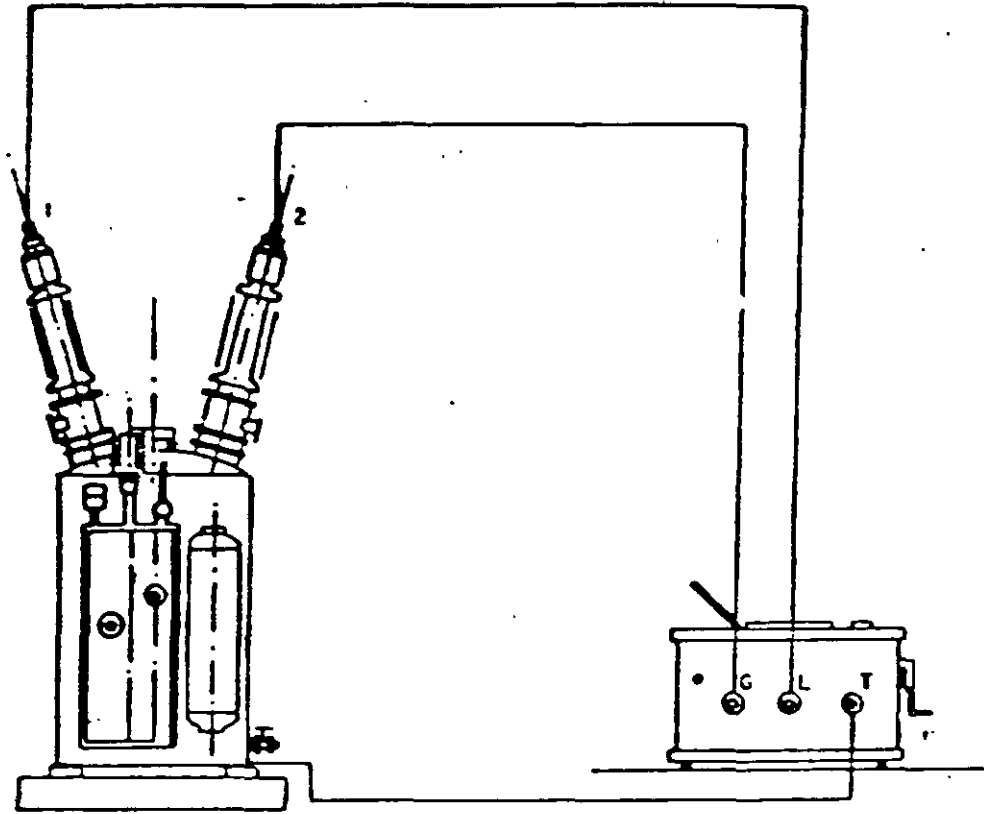


ALTO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA vs. BAJO VOLTAJE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A TC's



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES



VISTA DE PLANTA
DEL INTERRUPTOR

PRUEBA	POSICION	CONEXIONES			MIDE
		L	T	G	
1	ABIERTO	1	TANQUE	2	BOO. 1
2	"	2	"	1	" 2
3	"	3	"	4	" 3
4	"	4	"	3	" 4
5	"	5	"	6	" 5
6	"	6	"	5	" 6
7	CERRADO	1-2	"	—	FASE "A"
8	"	3-4	"	—	FASE "B"
9	"	5-6	"	—	FASE "C"

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES EN ACEITE

NOMENCLATURA

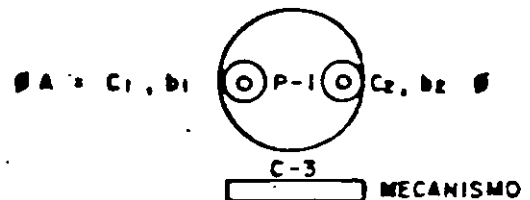
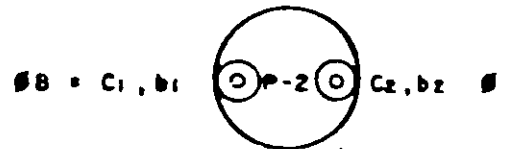
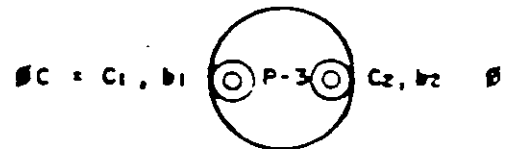
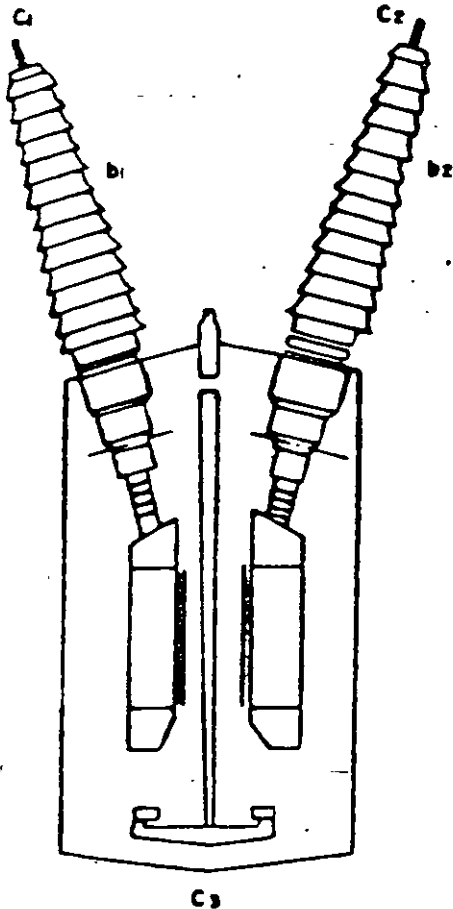
- C₁ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 1
- C₂ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 2

$$C = C_1 + C_2 + C_3$$

- b₁ PORCELANA DE LA BOBUILLA 1
- b₂ PORCELANA DE LA BOBUILLA 2

SE SEGUIRA LA SIGUIENTE CONVENCION PARA EL REGISTRO DE LOS VALORES OBTENIDOS EN LAS TARJETAS:

VISTO EL INTERRUPTOR DESDE SU MECANISMO DE OPERACION SE TENDRAN LOS POLOS 1, 2 Y 3. DE IZQUIERDA O DERECHA TENDREMOS C₁, b₁, C₂, b₂, Y C₃ DEL TANQUE 1, C₁, b₁, C₂, b₂, Y C₃ DEL TANQUE 2 Y LO MISMO PARA EL TANQUE 3.



PRUEBAS CON MEGGER						
POSICION INTERRUPTOR	PARA MEDIR	CONECTAR			KV DE PRUEBA	DURACION
		LINEA	TIERRA	GUARDA		
ABIERTO	C ₁	C ₁	TANQUE	b ₁ , b ₂ y C ₂	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	b ₁	b ₁	TANQUE	b ₂ , C ₁ y C ₂	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	C ₂	C ₂	TANQUE	b ₁ , b ₂ y C ₁	2.5	1 MINUTO
ABIERTO	b ₂	b ₂	TANQUE	b ₁ , C ₁ y C ₂	2.5	1 MINUTO
CERRADO	CADA FASE	C ₁ y C ₂	TANQUE	b ₁ y b ₂	2.5	1 MINUTO

11.3.- PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A TRANSFORMADORES.

La prueba de pérdidas dieléctricas y de factor de potencia aplicada a transformadores es sumamente completa, pues permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otros tipos de contaminación del aislante de devanados, boquillas y del aislante líquido en transformadores.

Las deformaciones de los devanados se descubren por un cambio en la capacitancia, valor que se mide durante la prueba de factor de potencia.

Las espiras en corto circuito o parcialmente en corto circuito se manifiestan en un valor de corriente elevado que se obtiene con la prueba adicional de corriente de excitación.

La detección de deterioro en el aislamiento de devanados, boquillas, o líquidos aislantes puede localizarse mediante pruebas independientes a cada uno de sus componentes, para proporcionar un análisis más eficaz de los resultados de prueba.

Al realizar las pruebas de transformadores deben cumplirse las siguientes condiciones:

- 1) El transformador debe estar desenergizado y aislado por completo de la red de energía.
- 2) El tanque del transformador debe estar debidamente conectado a tierra.
- 3) Todas las boquillas de cada devanado inclusive los neutros, deben conectarse entre sí con objeto de poner cada devanado en corto circuito, para eliminar los efectos de la inductancia del devanado, los puntos neutros deben estar desconectados de tierra.

TENSIONES DE PRUEBA.-

Las tensiones de prueba recomendados por DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución con líquido aislante:

CAPACIDAD NOMINAL DE LOS DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE PRUEBA (KV)
12 o más	10
4.04 a 8.72	5
2.4 a 4.8	2
menor de 2.4	1

En caso de alguna anomalía en los resultados , puede resultar interesante efectuar una serie de pruebas a varias tensiones distintas , a fin de determinar si el factor causante de la anomalía alineal o dependiente de la tensión , dentro de los límites de variación de tensión indicados para las pruebas de la DOBLE.

Entre otras cosas , se podría aumentar la tensión de prueba a un valor superior a la norma por ejemplo llegar a 12 KV en los casos de los devanados que normalmente se prueban a 10 KV.

Las tensiones de prueba recomendados por la DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución con aislante líquido , previa extracción de dicho líquido aislante y a presión atmosférica de aire -gas (no al vacío).

CAPACIDAD NOMINAL DE DEVANADOS DEL TRANSFORMADOR (KV)	TENSION DE PRUEBA (KV)
--	---------------------------

DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA

161 o más	10
115 a 138	5
34 a 69	2
12 a 25	1
menos de 12	0.5

DEVANADOS CONECTADOS EN ESTRELLA

12 o más	1
menos de 12	0.5

Las pruebas pueden realizarse a presión atmosférica o superior , con aire o con nitrógeno , nunca deben aplicarse las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE a un transformador cuyos devanados se encuentren parcialmente en vacío .

Las tensiones de prueba recomendadas por la DOBLE para efectuar pruebas de factor de potencia en transformadores de potencia y distribución tipo seco

CAPACIDAD NOMINAL DE DEVANADOS PRUEBA DEL TRANSFORMADOR (KV) TENSION DE (KV)

DEVANADOS CONECTADOS EN DELTA Y ESTRELLA SIN CONEXION A TIERRA

Más de 14.4	2 y 10
12 a 14.4	2 y 10
5.04 a 8.72	2 y 5
2.40 a 4.8	2
Menos de 2.4	1

DEVANADOS CONECTADOS EN ESTRELLA CON CONEXION A TIERRA.

2.4 o más	2
menos de 2.4	1

PROCEDIMIENTO DE PRUEBA.-

El procedimiento de prueba para transformadores de dos devanados se sintetiza en la siguiente tabla :

No- PRUEBA CAPACIDAD	ENERGIZADO	PUESTO A TIERRA	CIRCUITO DE GUARDA	MEDIDA
1	ALTA	BAJA	-----	CH+CHL
2	ALTA	----	BAJA	CH
3	BAJA	ALTA	-----	CL+CHL
4	BAJA	---	ALTA	CL

ANALISIS DE RESULTADOS.-

El aislamiento de los transformadores de potencia así como los transformadores de distribución en baño de aceite y transformadores de potencia y distribución del tipo seco , pueden presentar factores de potencia superiores al 0.5% .

Los datos deben analizarse en base a las comparaciones con resultados de prueba de equipos similares.

La CAPACITANCIA de CH , CL , CHL deben de compararse con los datos de fabrica o con los resultados anteriores . La capacitancia es una función de la geometría de los devanados y normalmente debe permanecer estable .

Un cambio en la capacitancia indica que se ha producido un movimiento del devanado , tal como el que provocaría un fallo de perforación , lo más probable es que estos cambios tengan lugar en los aislantes CL y CHL .

La investigación de resultados anormales debe incluir la realización de pruebas adicionales a varias tensiones distintas.

11.4.- PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE

Como ya se menciona anteriormente las pruebas en campo al aceite del transformador son :

- a) RIGIDEZ DIELECTRICA .- Basada en el procedimiento y la norma detalladas en el capítulo 10.
- b) FACTOR DE POTENCIA.- Basado en los procedimiento y la norma detalladas en el capítulo 10.

Cuando por ningún medio se logre subir el valor de la rigidez dielectrica de un aceite se puede considerar que dicho aceite esta envejeciendo .

Un valor alto de F.P en un aceite , indica degradamiento , contaminación , humedad , carbón o algunas partículas conductoras
Los valores aceptables son:
aceite nuevo menor a 0.05%
aceite usado menor a 0.5%

11.5.- RELACION DE TRANSFORMACION.-

La relación de transformación deberá de realizarse en todas las posiciones del cambiador de posiciones.

La relación medida , deberá estar dentro de los límites con respecto a la relación teórica con un margen de 0.5% .

12.- CRITERIOS DE ACEPTACION .-

Los criterios de aceptación para valores de prueba de diferentes equipos , se pueden analizar en función a los valores que indica cada fabricante y valores estadísticos de pruebas realizadas .

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO .-

CLASE DE AISLAMIENTO (KV)	REGLA DE 1 M /KV A 75 C	VALORES DE FABRICANTE	LyF
0.220	11	6	37
6	288	162	300
23	1104	621	1000
85	4080	2295	3100
230	11040	6210	8500
400	19200 K=48	10800 K=27	15000 K=37.5

CORRECCION POR TEMPERATURA

$$R_c = K_t \times R_t$$

DONDE.-

Rc.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDA

Kt.- COEFICIENTE DE CORRECCION POR TEMPERATURA

Rt.- RESISTENCIA MEDIDA A UNA TEMPERATURA

FACTOR DE POTENCIA .-

Los valores minimos aceptables para la prueba de factor de potencia a diferentes equipos son :

ACEITE DE TRANSFORMADOR NUEVO .-	0.05 %
ACEITE DE TRANSFORMADOR USADO.-	0.5 %
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION NUEVOS .-	1.5 %
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION USADOS .-	2.5 %
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE PORCELANA .-	1.0%
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE RESINA .-	2.0%
CABLES DE ENERGIA NUEVOS .-	0.5 %
CABLES DE ENERGIA USADOS .-	1.0 %
PERDIDAS DIELECTRICAS A PORCELANA .-	0.15 WATTS A 10 KV . 9.0 MILIWATTS A 2.5 KV.

RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE .-

ASTM- 877 -----	30 KV CON ELECTRODOS PLANOS
ASTM-1816 -----	35 KV CON ELECTRODOS ESFERICOS
LUZ Y FUERZA-----	40 KV CON ELECTRODOS PLANOS

RELACION DE TRANSFORMACION.-

Los valores obtenidos en la prueba de relacion de transformacion deberan estar dentro de los siguientes limites :

$$\text{LIMITE SUPERIOR} = \text{RELACION TEORICA} \times 1.005$$

$$\text{LIMITE INFERIOR} = \text{RELACION TEORICA} \times 0.995$$

RESISTENCIA DE CONTACTOS.-

Los valores estadisticos de pruebas , obtenidos en la prueba de resistencia de contactos nos indican un valor aceptable de 30 micro-ohms por punto de contacto .

S.E. _____

CIRCUITO _____

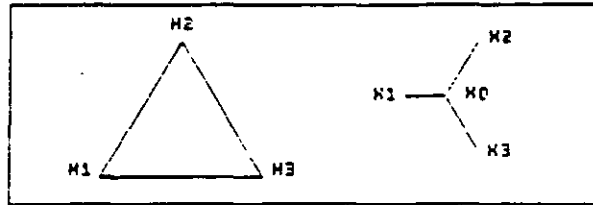
FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____
 Tension Nominal _____
 Potencia _____
 Enfriamiento _____
 Tipo _____
 % Impedancia _____
 No. Serie _____
 Peso Total _____ Kg.
 Aceite _____ LTS.

Nuevo
 Usado
 Pruebas Preliminares
 Pruebas Finales

CONEXION



PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA
 Tension de Prueba 1000 V
 Tiempo de Prueba 1 MINUTO

No. de Serie _____
 Temp. Ambiente _____ °C
 Temp. Aceite _____ °C

PRUEBAS	LECTURAS EN M		RESULTADO DE LA PRUEBA
	ANTES DEL REFIL.	DESPUES DEL REFIL.	
H - X			B I E N
H - X + T			"
X - H + T			"
H - T			"
X - T			"

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR

ING.

Nombre y Firma

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

No. Serie _____

Marca BIDDLE

Fecha _____

POS. CRM DER	ALTA TENSION	BAJA TENSION	RELACION TEORICA	RELACION MEDIDA			LIMITES	
				FASE A	FASE B	FASE C	INFERIOR RELACION TEORICA POR 0.995	SUPERIOR RELACION TEORICA POR 1.005
1								
2								
3								
4								
5								

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA CON ACEITE Y BOQUILLAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE No. Serie _____
 Tension de Prueba 2.5 KV. Temp. Ambiente _____ °C
 Fecha _____ Temp. Aceite _____ °C

P R U E B A	CONEXIONES PARA LA PRUEBA				LECTURAS EQUIVALENTES <u>2.5</u> KV.						FACTOR DE POTENCIA		F I S M L E R D M	RESULTADO DE LA PRUEBA
	DEVANADO				MV AMPERES			M WATTS			MEDIDO	20 C		
	ENERG.	GROUND	GUARD	UST	LECTURA	MULTIPLI.	MV AMP.	LECTURA	MULTIPLI.	M WATT				
1	ALTA	BAJA												BIEN
2	ALTA		BAJA											CH
3	ALTA			BAJA										"
	CALCULOS		PRUEBAS/ENSAYOS										CHX	"
4	MUESTRA DE ACEITE													"

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca RESEARCH No. Serie _____
 Temp. Aceite _____ °C Temp. Ambiente _____ °C

MUESTRA No.	VALORES DE RUPTURA EN KV.					KV PROMEDIO	NORMA DE LA PRUEBA	ACEITE		RESULTADO DE LA PRUEBA
	1	2	3	4	5			NUEVO	USADO	
							ASTM		X	BIEN

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre Firma

Nombre y Firma

CUCHILLAS DESCONECTORAS

IEPS

S.E. _____ CIRCUITO _____ FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____
 Tension Nominal _____
 Corriente nominal _____
 Tipo _____
 Mecanismo _____
 No. Serie _____

Nuevo _____
 Usado _____
 Pruebas Preliminares _____
 Pruebas Finales _____

112111

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca _____

No. de Serie _____

MICRO OHMS ENTRE DOS TERMINALES DEL POLO			RESULTADO DE LA PRUEBA
1	2	3	

OBSERVACIONES : _____

EFECTUO LA PRUEBA
 ING. ENRIQUE JIMENEZ G.

 Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR
 ING. _____

 Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Nuevo

Tension Nominal: _____

Usado

Corriente nominal: _____

Pruebas Preliminares

Tipo _____

Pruebas Finales

Mecanismo _____

No. Serie _____

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA

No. de Serie _____

Tension de Prueba 1000V

Temp. Ambiente _____ °C

Tiempo de Prueba 1 MINUTO

Temp. Aceite _____ °C

FASE	PRUEBAS	LECTURAS EN MΩ		RESULTADO DE LA PRUEBA
		ANTES DEL REFIL.	CORREGIDAS A 20 °C	
F	H - T			
E	H - T			
C	H - T			

• INT. CERRADO

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

INS.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

No. de Serie _____

Marca _____

Temp. Ambiente _____ °C

VALORES DE RUPTURA EN K.V.					K.V. PROMEDIO	NORMA DE LA PRUEBA	RESULTADO DE LA PRUEBA
1	2	3	4	5			

PRUEBAS DE CONTENIDO DE HUMEDAD EN EL GAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA : Marca _____ no. de Serie _____ No. Eulbo _____

Presion del Sist. _____

Temp. Ambiente _____ °C

Tipo de gas _____

Temp. Gas _____ °C

LECTURA DEL PUNTO DE ROCCIO	PRESION DE VAPOR EN MICRONES	CONTENIDO DE HUMEDAD EN P.P.M.V.	RESULTADO DE LA PRUEBA

PRUEBAS DE VOLTAJES MINIMOS DE OPERACION

BOBINA	LECTURAS EN VOLTS	RESULTADO DE LA PRUEBA
CIERRE		
DISPARO No. 1		
DISPARO No. 2		

EFECTUO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

ING.

Nombre y Firma

Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

3 30

PRUEBA DE PERDIDAS DIELECTRICAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE

Fecha _____

No. de Serie _____

Temp. Ambiente _____

Tension de Prueba _____

POSICION DEL INTERRUPTOR	FASE	CAMARA No.	LECTURAS EQUIVALENTES _____ KV						% F.P.
			_____ m AMPERES			_____ WATTS			
			LECTURA	MULTIPL.	m AMP.	LECTURA	MULTIPL.	WATTS	
ABIERTO		1							
		2							
		3							
		4							
		5							
		6							
CERRADO		1 - 2							
		3 - 4							
		5 - 6							

CALCULO DE LAS PERDIDAS POR FASE		RESULTADO DE LA PRUEBA
FASE	ABIERTO - CERRADO	
A		
B		
C		

OBSERVACIONES : _____

EFFECTUO LA PRUEBA
 ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

 Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR
 INC.

 Nombre y Firma



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

REACTANCIAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA

**EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTINEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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.

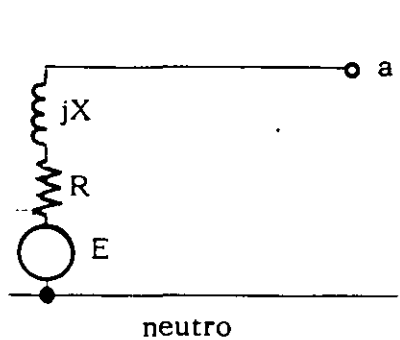
Los cuatro componentes fundamentales de un sistema eléctrico son: generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas. El circuito equivalente de un componente es aquella representación eléctrica monofásica que describe de manera aproximada el comportamiento real del componente. El circuito 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.

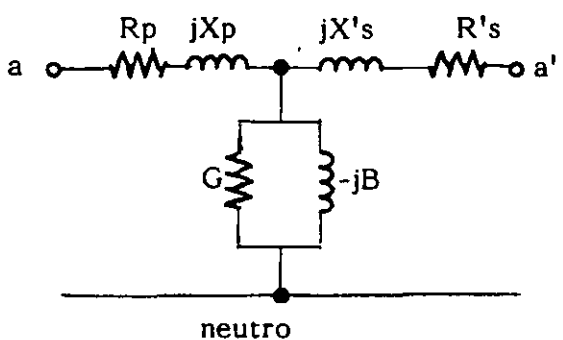
En la figura 2.1 se muestran los circuitos equivalentes correspondientes a los cuatro componentes.

2.2 EL GENERADOR.

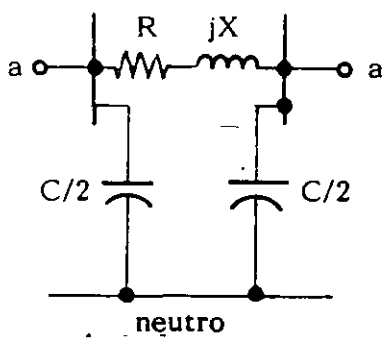
Los generadores son máquinas síncronas cuya función es la de producir la energía eléctrica que será transportada hasta los sitios de consumo. El generador es el componente más complejo de un sistema eléctrico,



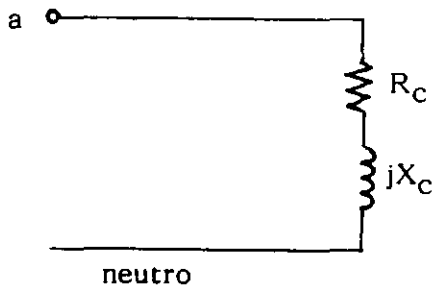
(a) GENERADOR



(b) TRANSFORMADOR



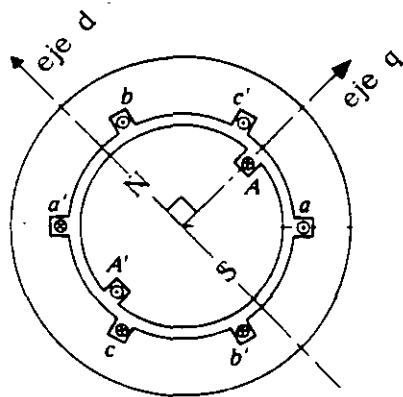
(c) LINEA DE TRANSMISION



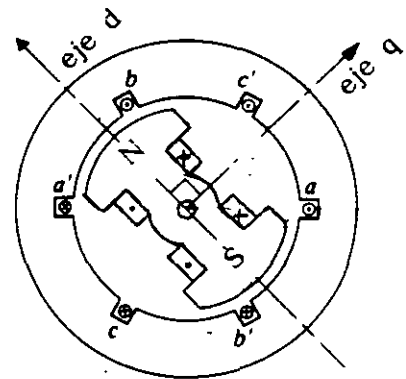
(d) CARGA ESTATICA

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.



(a) Polos lisos.



(b) Polos salientes.

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:

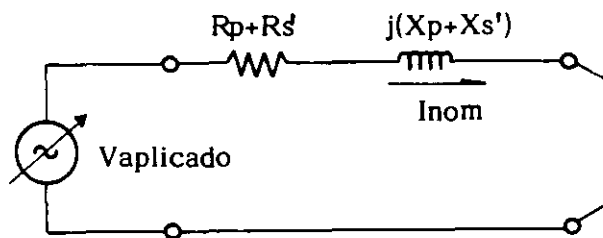


Figura 2.3 Prueba de cortocircuito de un transformador.

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;

$$Z_{pu} = \frac{V_{aplicado}/V_{nom}}{I_{nom} / I_{nom}} = \frac{V_{aplicado}}{V_{nom}} \quad (2.2)$$

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	6.3	-
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 CONNIE 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:

$$x_L = (2\pi f) (2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}) \quad \text{ohms/km} \quad (2.4)$$

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 al 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).

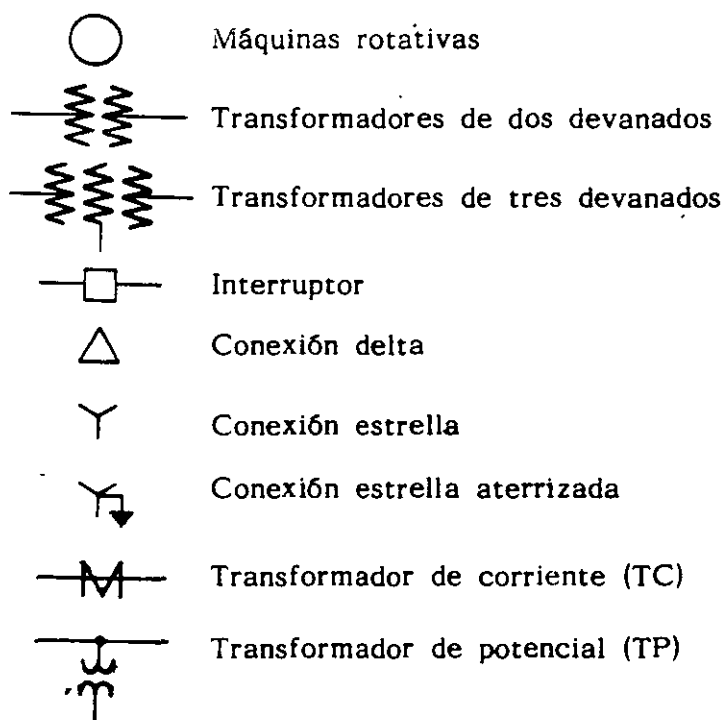


Figura 2.4 Símbolos normalizados de los componentes.

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.

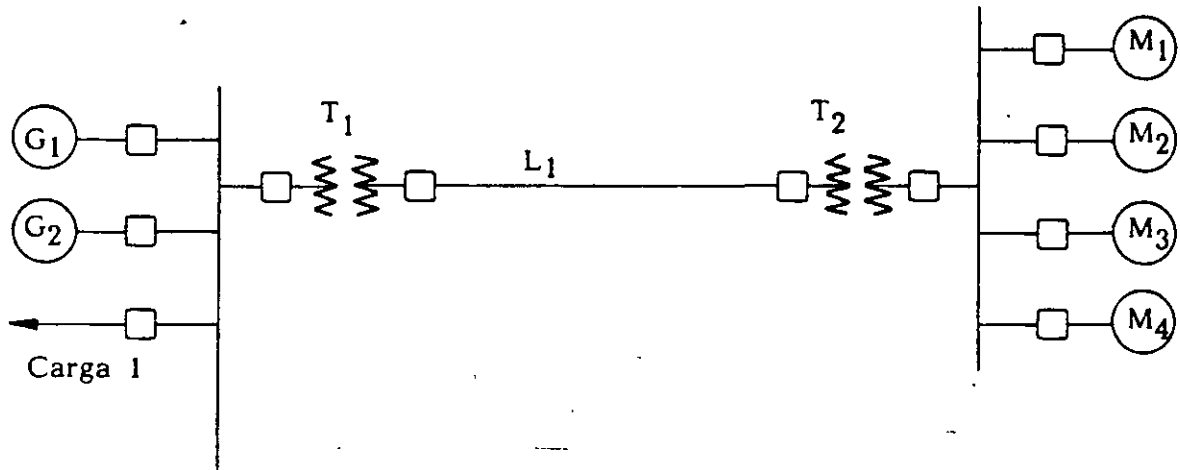


Figura 2.5 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

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.

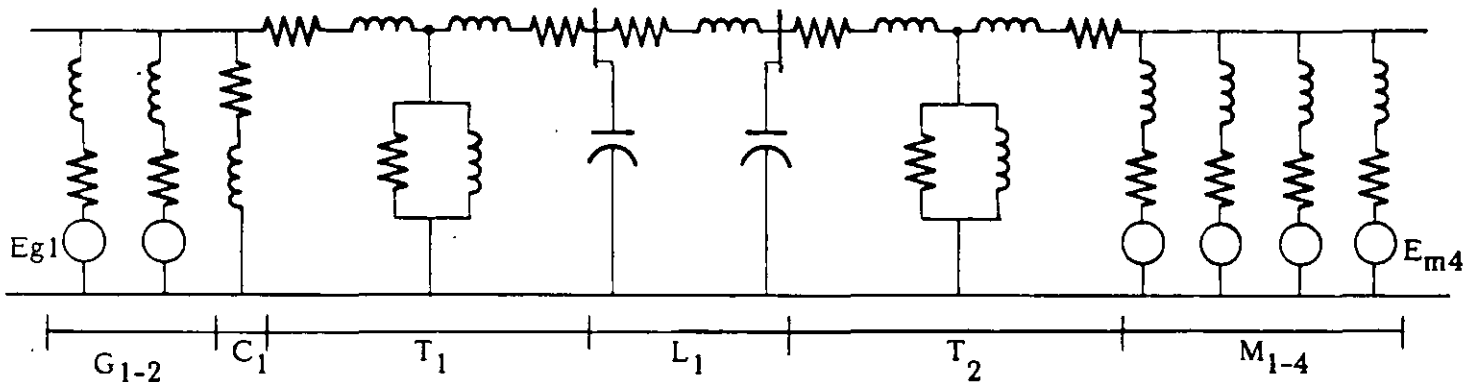


Figura 2.6 Circuito monofásico equivalente.

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.

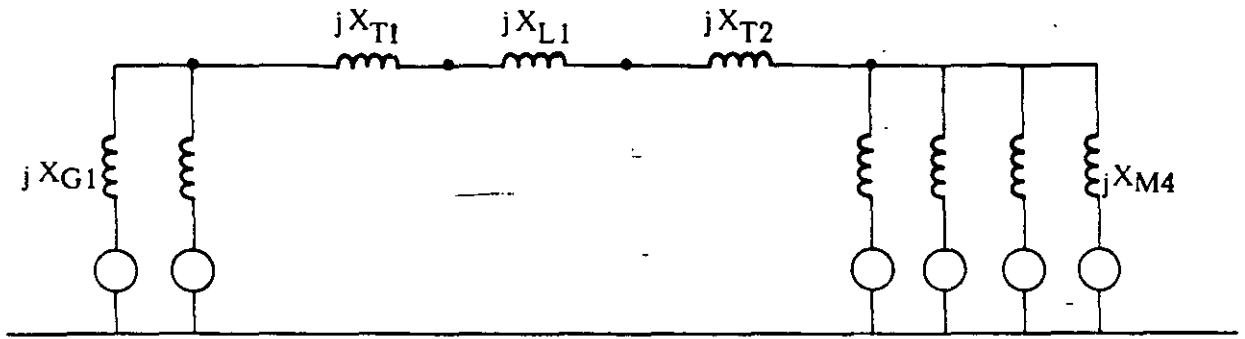


Figura 2.7 Diagrama de reactancias.

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:

$$S_B = \sqrt{3} V_B I_B \quad \text{VA} \quad (3.3)$$

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:

$$Z_B = \frac{(V_B / 1.732)^2}{S_B / 3} \quad (3.5)$$
$$Z_B = \frac{(V_B)^2}{S_B} \quad \text{ohms} \quad (3.5)$$

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 (3.1) 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:

$$Z_{pu_2} = \frac{S_{B2}}{(V_{B2})^2} \quad (3.10)$$

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:

$$Z_{pu_2} = Z_{pu_1} \left(\frac{V_{B1}}{V_{B2}} \right)^2 \frac{S_{B2}}{S_{B1}} \quad (3.11)$$

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 por unidad, se realiza el cambio de bases, considerando las bases transferidas.

4.- Si la impedancia está en ohms, 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:

$$I (A) = I_{pu} \times I_B$$

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.

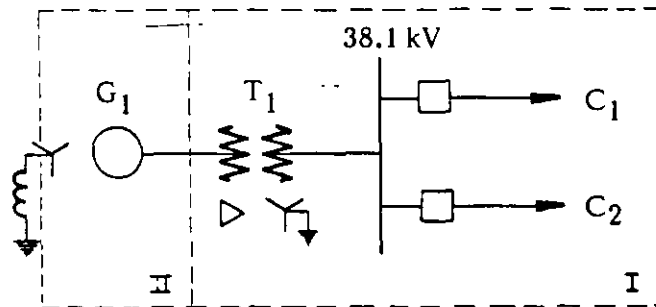
3.8 EJEMPLOS.

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.

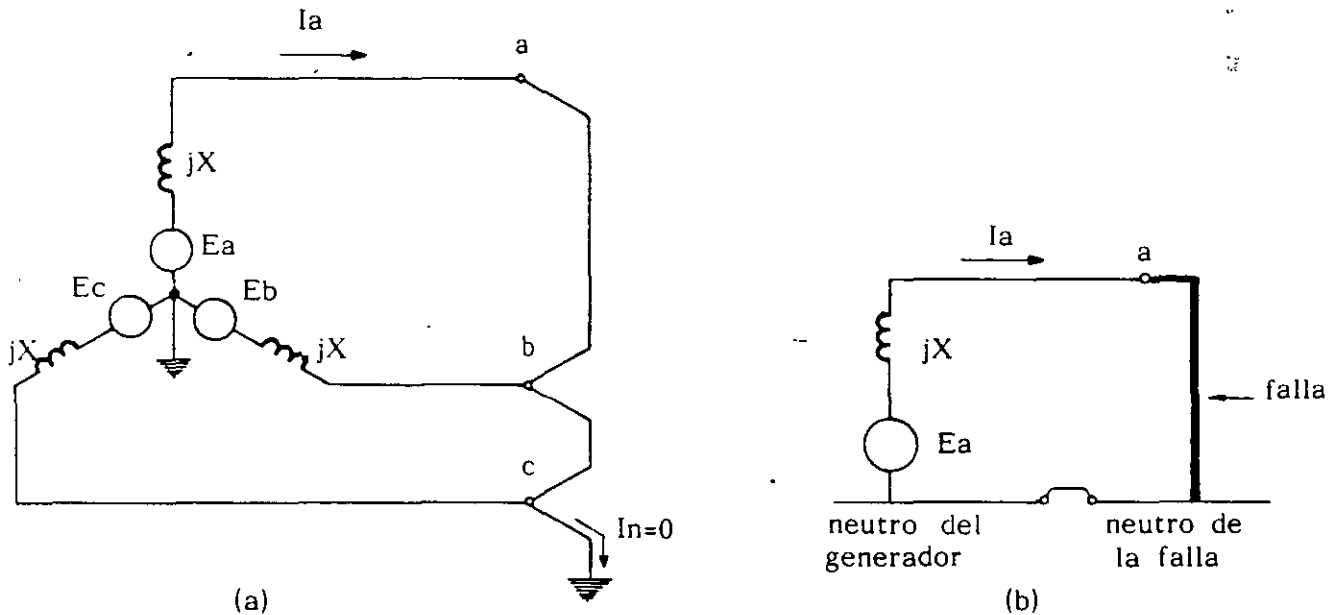


Figura 4.1 Falla Balanceada en un Generador.

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.

Cuando 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.

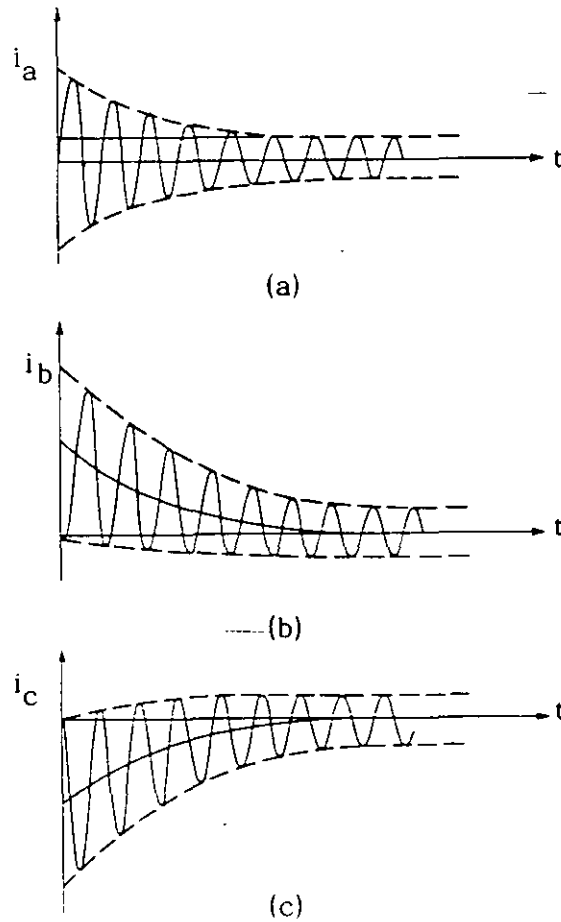


Figura 4.2 Corrientes por Fase Durante una Falla Balanceada en un G3nerador.

En estos oscilogramas se observan dos caracter3sticas fundamentales - de las corrientes de falla.

- (1) - Una reducci3n paulatina de su amplitud,
- (2) - Cierta asimetr3a 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.

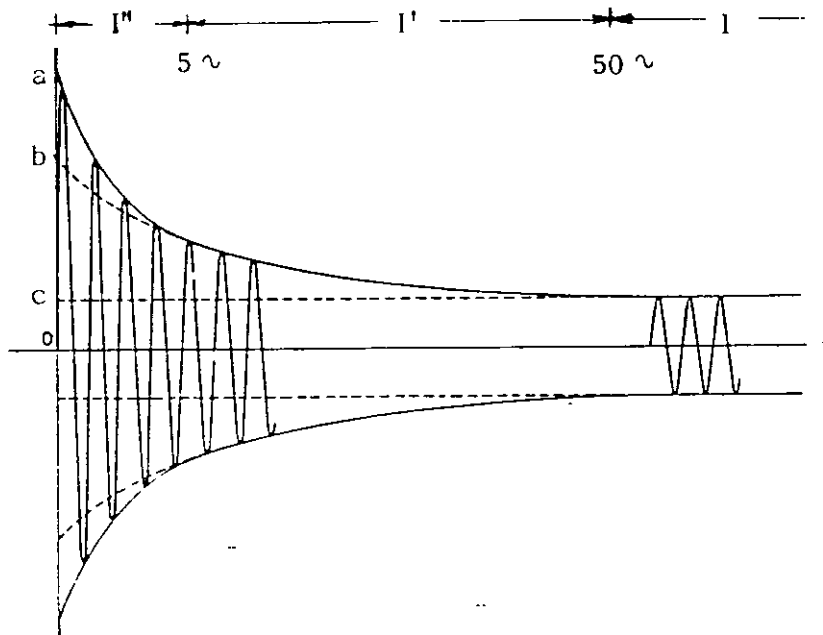


Figura 4.3 Corriente de Falla en un Generador eliminando la asimetría.

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 permante.

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:

$$SCC \Delta = \sqrt{3} V_{nom} I_{cc} \times 10^{-6} \quad (4.5)$$

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.

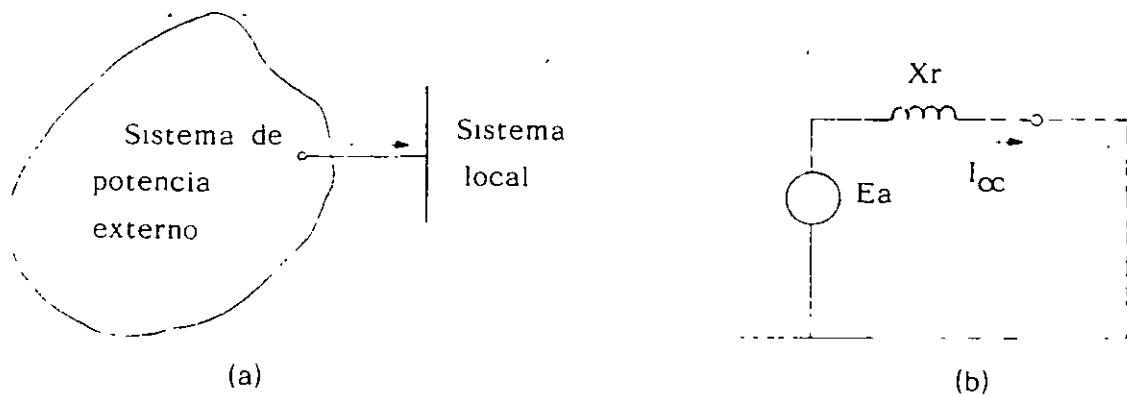


Figura 4.4 Equivalente de un Sistema Externo.

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.

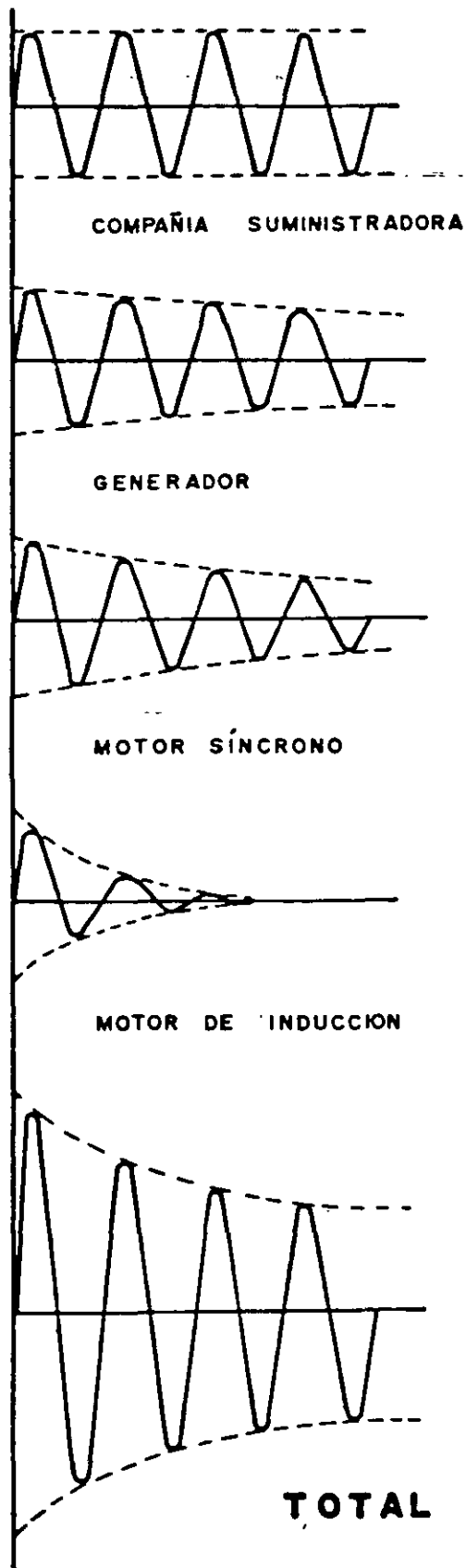


Figura 4.5 Aportaciones a la corriente de falla.

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.

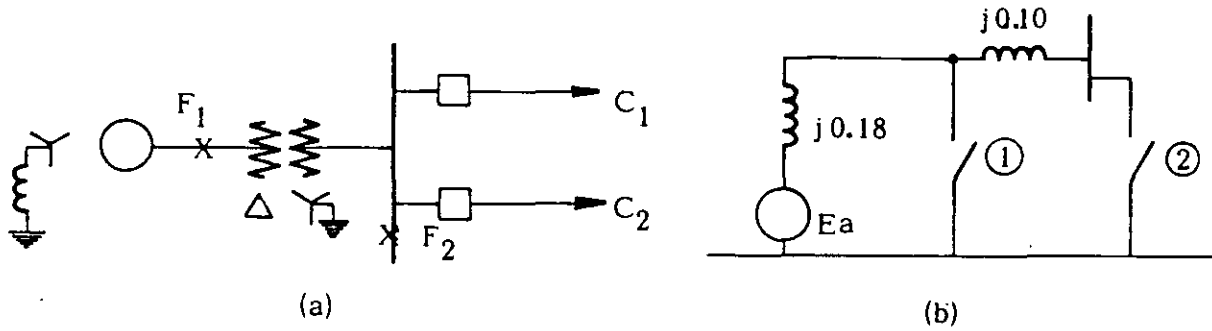


Figura 4.6 Diagrama unifilar y de reactancias.

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:

- a).- Considerando el valor real de X_r y la aportación de los motores.
- b).- Suponiendo que el sistema externo es un bus infinito e incluyendo la aportación de los motores.
- c).- 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.

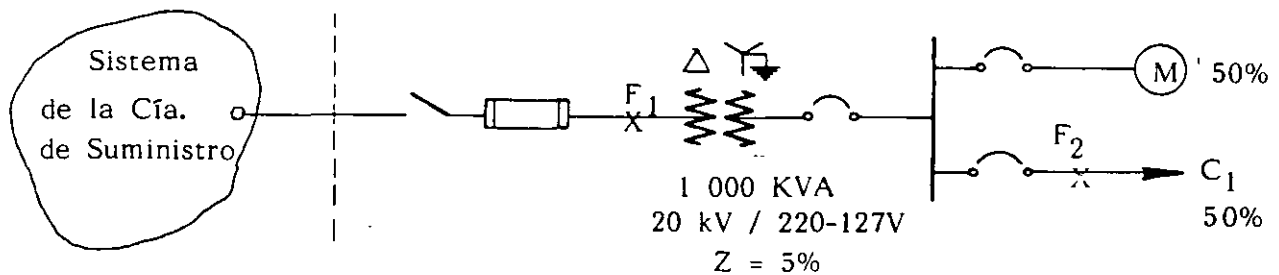
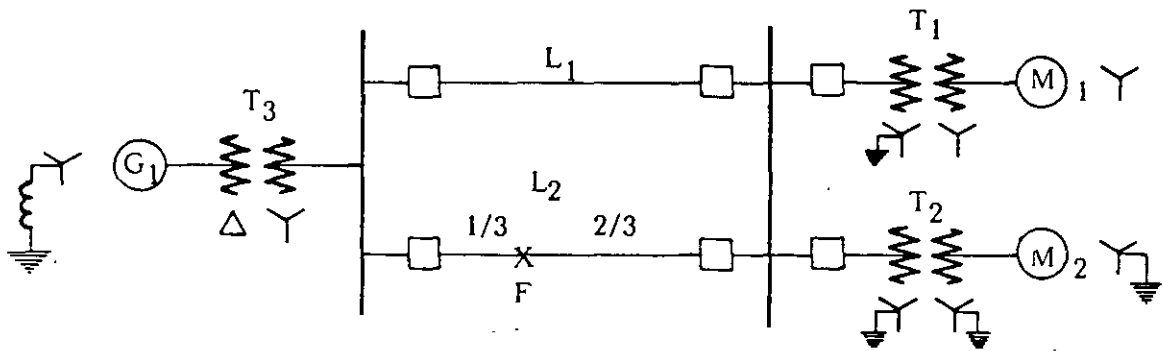


Figura 4.7 Diagrama unifilar del sistema de una fábrica alimentada en 20 Kv.

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 3ϕ en el punto F.
- Los factores de distribución.
- La corriente de falla en la línea L_1 .



- G_1 - 30 MVA, 13.2 Kv, $X'' = 15\%$, $X_{Co} = 6\%$, $X_n = 30\%$
 T_3 - 12 MVA, 13.8/69 Kv, $X = 10\%$ (unidades monofásicas)
 M_1 M_2 - 15 MVA, 12.5 Kv, $X'' = 20\%$, $X_2 = 20\%$, $X_{Mo} = 10\%$
 T_1 T_2 - 20 MVA, 12.5/115 Kv, $X = 10\%$ (unidades trifásicas)
 L_1 L_2 - $X_1 = X_2 = 40 \Omega$, $X_0 = 120 \Omega$

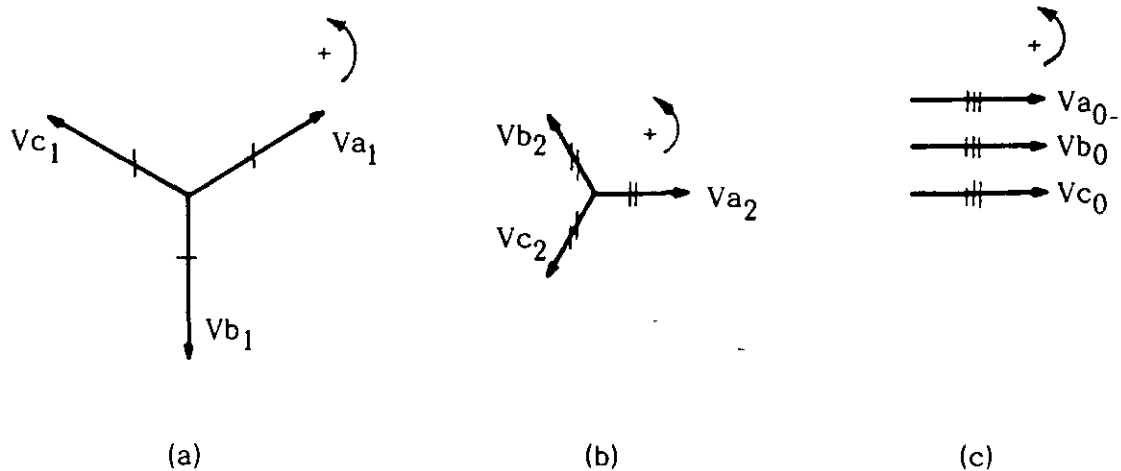
Figura 4.8 Diagrama unifilar para el ejemplo 4.3.

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.

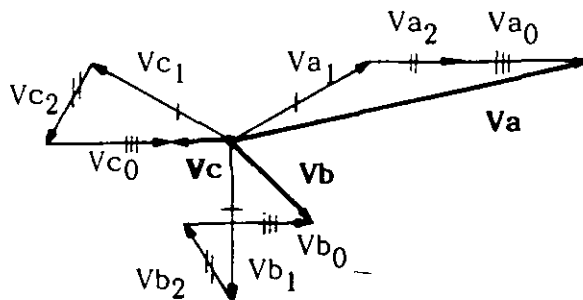
Supóngase el sistema mostrado 6.1.a, en el que un sistema externo alimenta a una carga a través de una línea de transmisión; el sistema externo es tan grande con respecto a la carga que su reactancia equivalente X_r puede considerarse igual a cero, tomando al sistema externo como un bus infinito. En 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:

$$V_a = V_{a_1} + V_{a_2} + V_{a_0} \quad (6.24)$$

$$V_b = V_{b_1} + V_{b_2} + V_{b_0} \quad (6.25)$$

$$V_c = V_{c_1} + V_{c_2} + V_{c_0} \quad (6.26)$$

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:

$$I_a = I_{a_1} + I_{a_2} + I_{a_0} \quad (6.27)$$

$$I_b = I_{b_1} + I_{b_2} + I_{b_0} \quad (6.28)$$

$$I_c = I_{c_1} + I_{c_2} + I_{c_0} \quad (6.29)$$

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.

$$(1 \angle \theta) (1 \angle 120^\circ) = 1 \angle \theta + 120^\circ$$

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:

$$a = -0.5 + j0.866$$

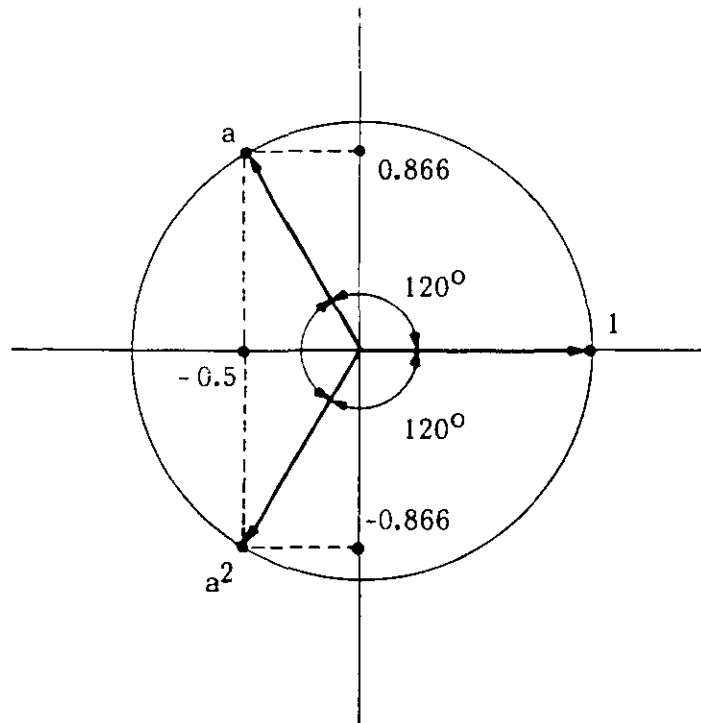
$$a^2 = -0.5 - j0.866$$

$$a^3 = 1.0 + j0$$

$$a + a^2 + 1 = 0$$

(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 .

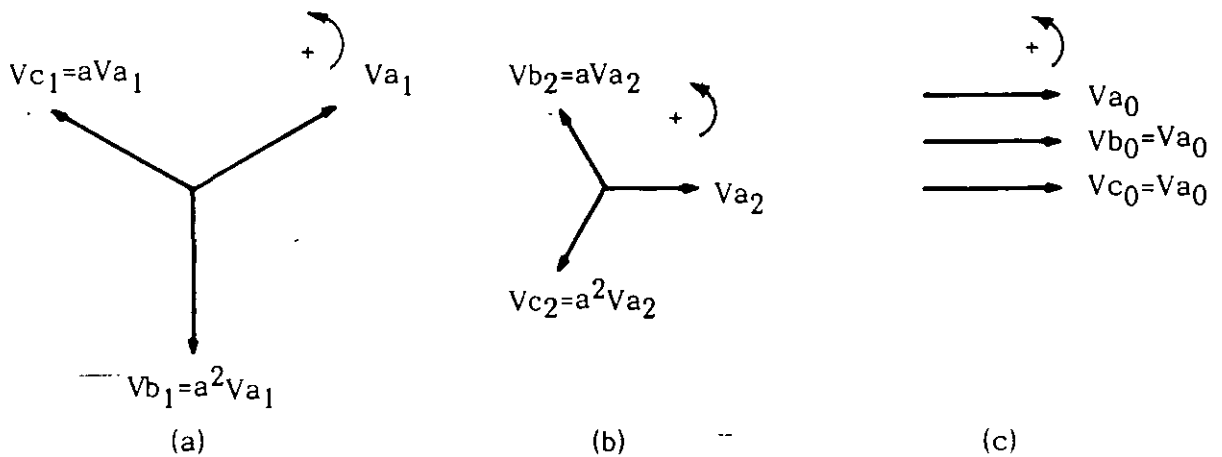


Figura 6.6 Componentes simétricas en función de los componentes de la fase a .

En estas condiciones, las ecuaciones (6.24) a (6.26) se pueden escribir ahora como:

$$V_a = V_{a_0} + V_{a_1} + V_{a_2} \quad (6.32)$$

$$V_b = V_{a_0} + a^2 V_{a_1} + a V_{a_2} \quad (6.33)$$

$$V_c = V_{a_0} + a V_{a_1} + a^2 V_{a_2} \quad (6.34)$$

Las ecuaciones anteriores se pueden agrupar en la siguiente ecuación matricial:

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{a_0} \\ V_{a_1} \\ V_{a_2} \end{bmatrix} \quad (6.35)$$

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 :

$$Va + a^2 Vb + a Vc = Va_0 (1 + a^2 + a) + Va_1 (1 + a + a^2) + Va_2 (1 + a^3 + a^3)$$

$$Va_2 = \frac{1}{3} (Va + a^2 Vb + a Vc)$$

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:

$$V_{a0} = 0 - Z_0 I_{a0} \quad (7.3)$$

$$V_{a1} = E_a - Z_1 I_{a1} \quad (7.4)$$

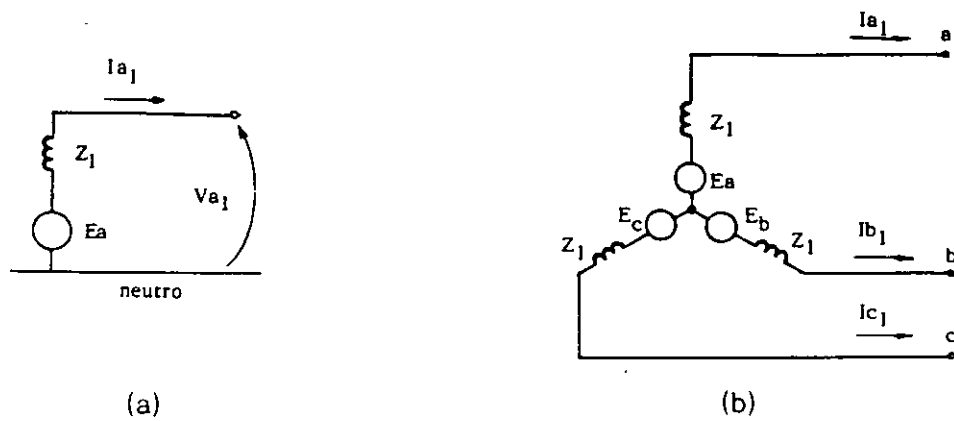
$$V_{a2} = 0 - Z_2 I_{a2} \quad (7.5)$$

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.

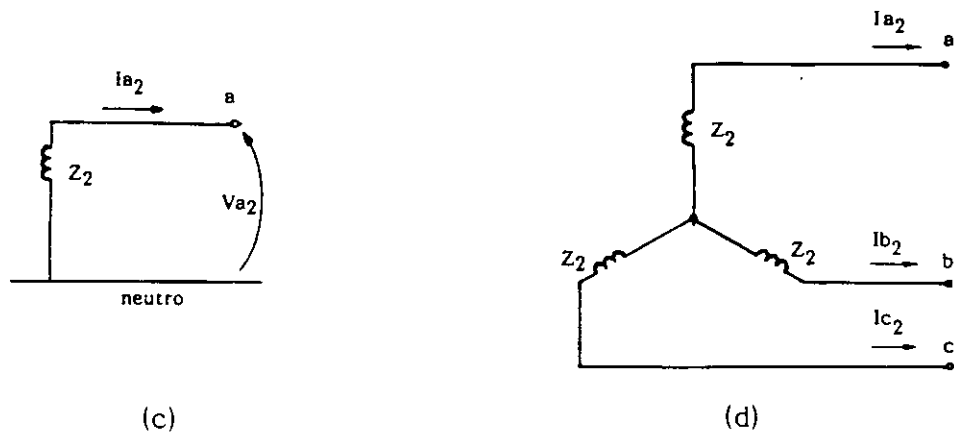
RED DE SECUENCIA POSITIVA.- Este circuito está formado por una fem en serie con la impedancia de secuencia positiva del generador. La fem E_a es la tensión en vacío al neutro en las terminales del generador. Debe hacerse notar que en esta red el neutro del generador está a potencial de tierra puesto 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.

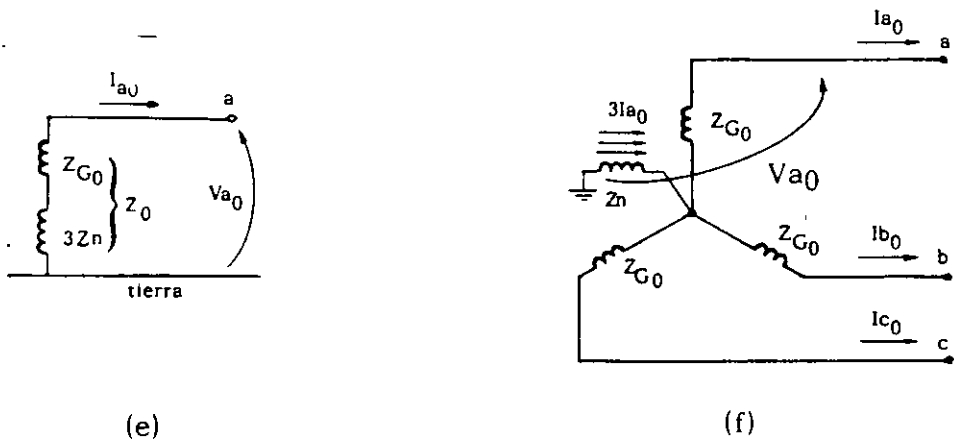
RED DE SECUENCIA CERO.- Tampoco contiene fem's y la barra de referencia es la tierra del generador.



Red de secuencia positiva.

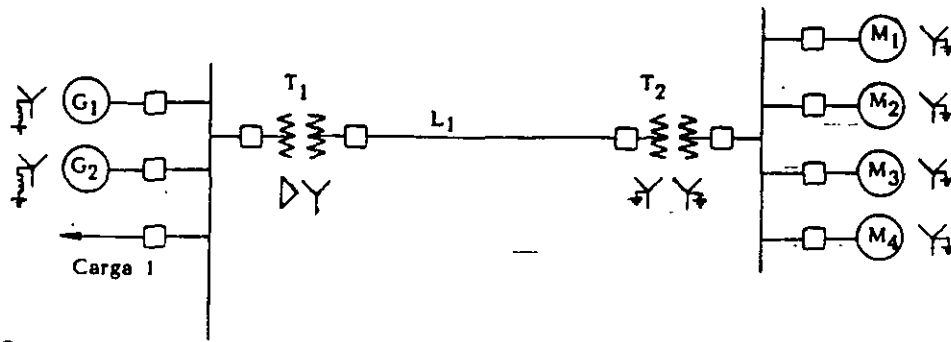


Red de secuencia negativa.

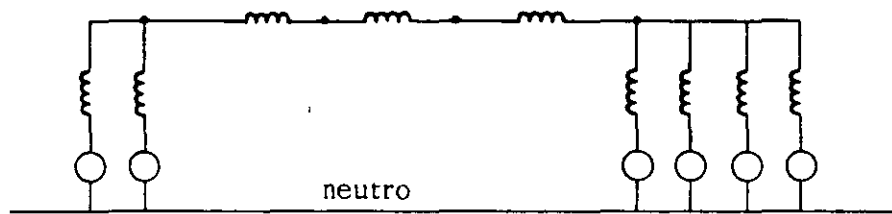


Red de secuencia cero.

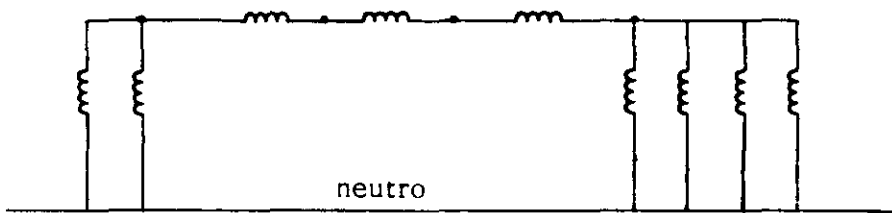
Figura 7.1 Redes de secuencia y su contraparte trifásica.



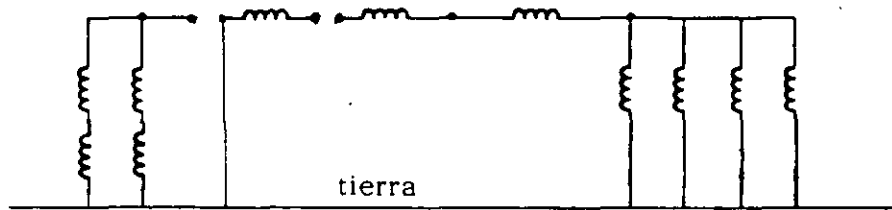
(a) Sistema eléctrico.



(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.

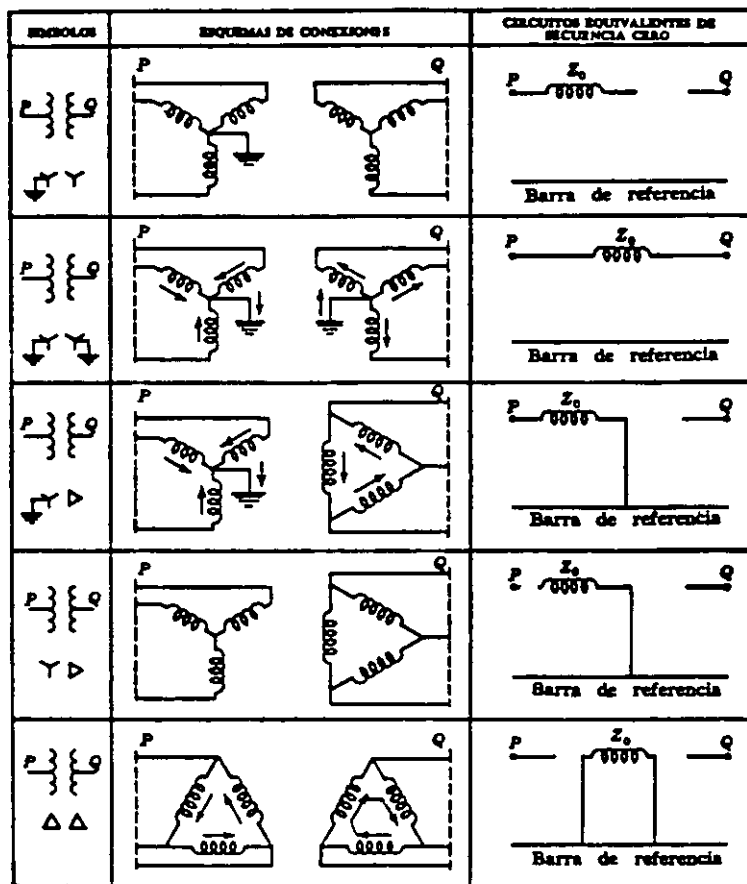


Figura 7.3 Circuitos equivalentes de secuencia cero de transformadores trifásicos.

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.

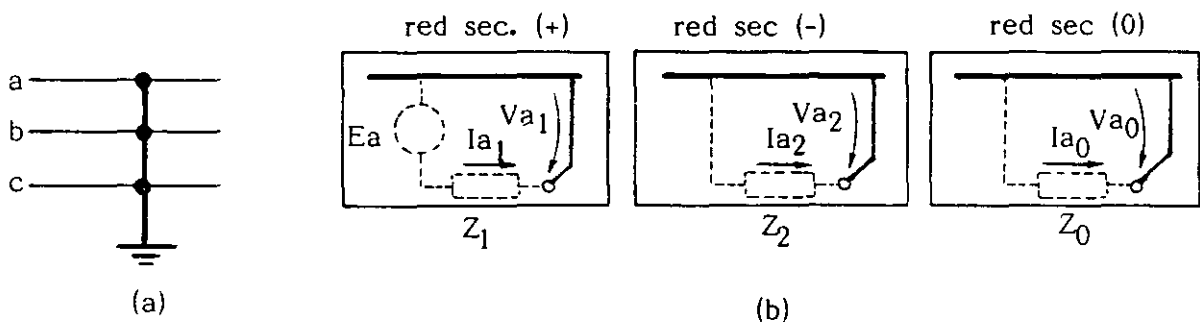


Figura 7.4 Falla trifásica.

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.

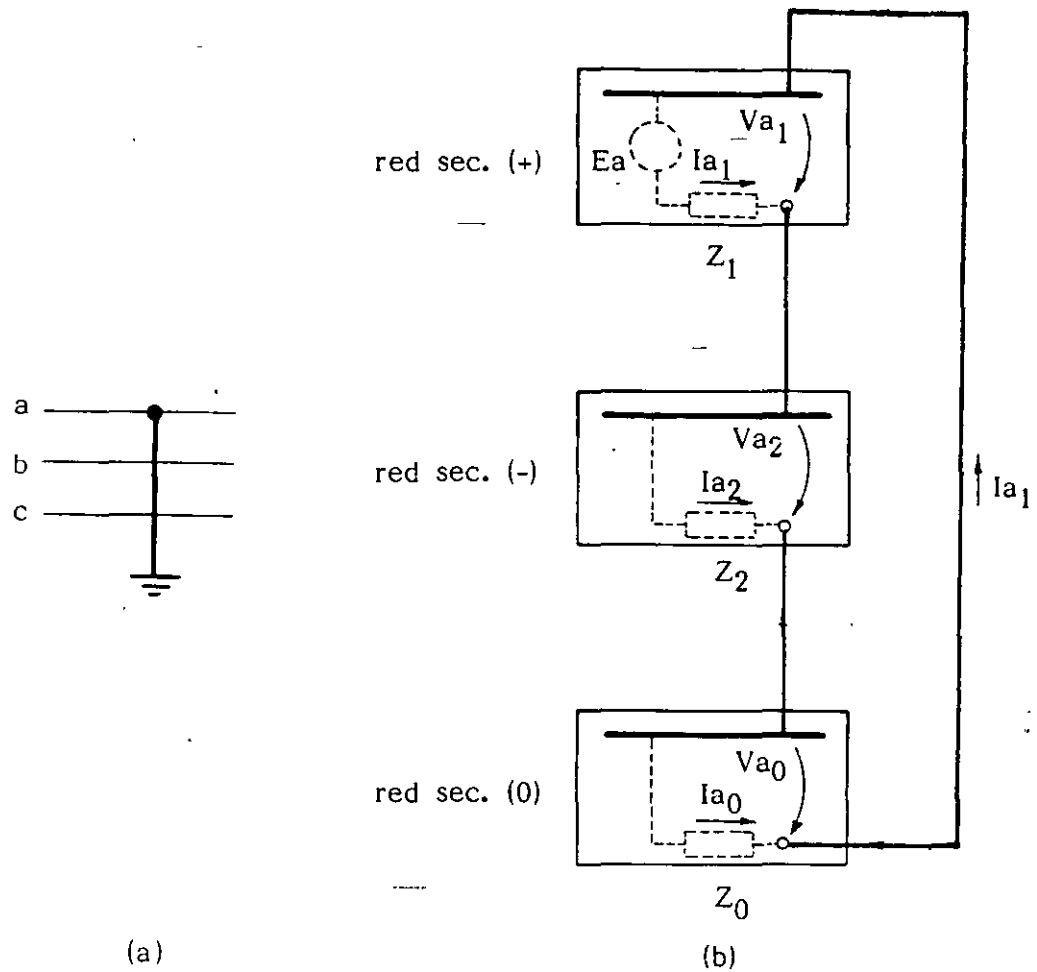


Figura 7.5 Falla de fase a tierra.

Las condiciones en el punto de falla son ahora:

$$V_a = 0$$

$$I_b = I_c = 0$$

Las componentes simétricas de corriente resultan:

$$I_{a_0} = 1/3 (I_a + I_b + I_c) = 1/3 I_a$$

$$I_{a_1} = 1/3 (I_a + aI_b + a^2 I_c) = 1/3 I_a$$

$$I_{a_2} = 1/3 (I_a + a^2 I_b + a I_c) = 1/3 I_a$$

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.

$$I_{a_1} = I_{a_2} = I_{a_0} = \frac{E_a}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \quad (7.11)$$

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 OBTENCIÓN 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 las 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

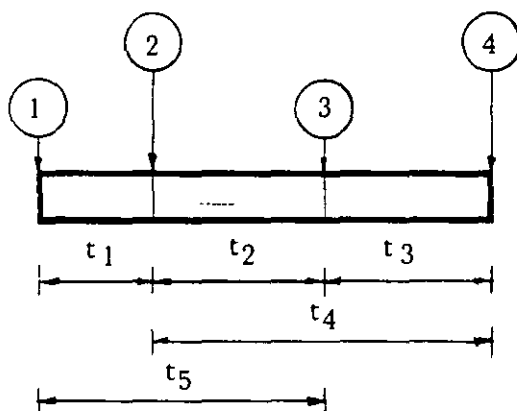
TABLA 8.2
Factores de corrección por temperatura ambiente para la corriente de servicio contínuo.

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)
13.8	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:

$$K = \frac{\text{Voltaje máximo nominal}}{\text{Límite inferior del rango de voltaje}} \quad (8.1)$$

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 .

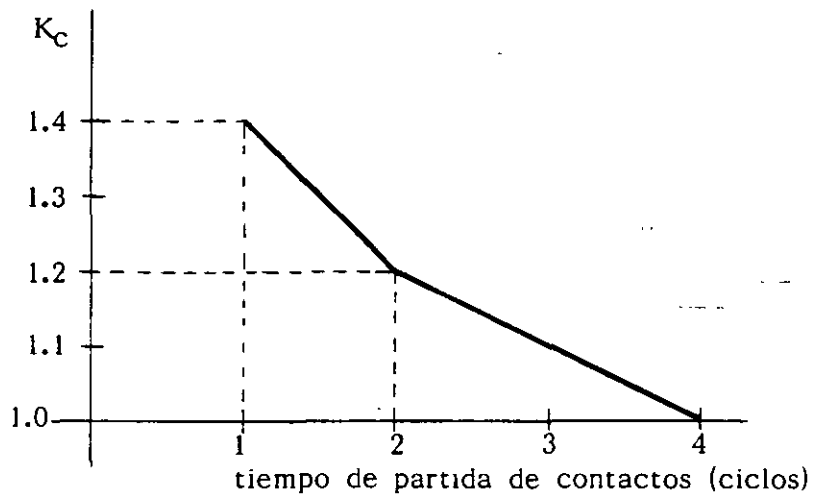


Figura 8.2 Requerimientos de diseño de un interruptor.

Cuando 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.

8.3 CORRIENTE INICIAL DE CORTOCIRCUITO.

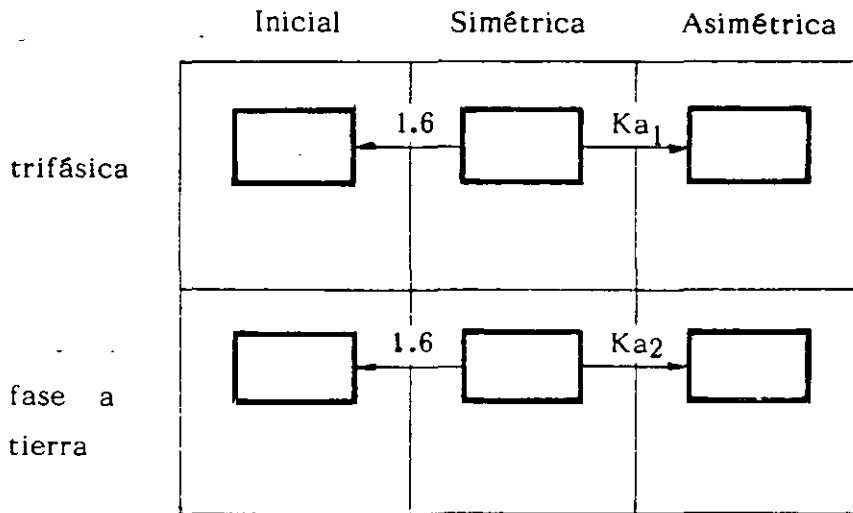
Este valor nominal constituye la corriente de cortocircuito más alta que un interruptor debe soportar. Ocurre en el primer medio ciclo, y como se observó en el capítulo 5, puede alcanzar valores instantáneos próximos a dos veces el valor pico de la corriente simétrica. Este valor de corriente determina 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 1.6 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

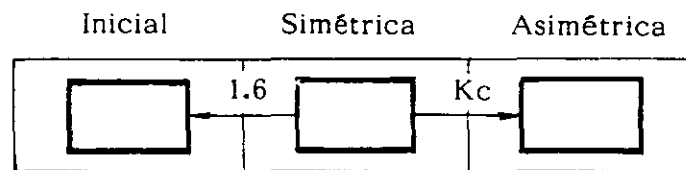


Figura 8.3 Corrientes de falla y capacidades de un interruptor.

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_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.

$$I_{sim} (3\phi) = \frac{E_a}{j X_1} I_B \quad (8.2)$$

Corriente de falla de fase a tierra.

$$I_{\text{sim}}(\theta) = \frac{3 E_a}{j (2X_1 + X_0)} I_B \quad (8.3)$$

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

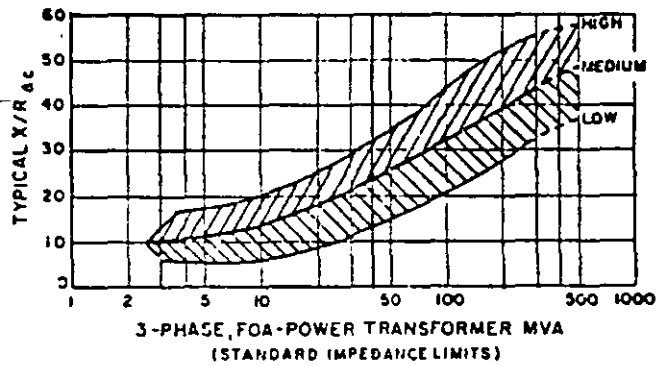


Figura 8.4 Rango de X/R para transformadores.

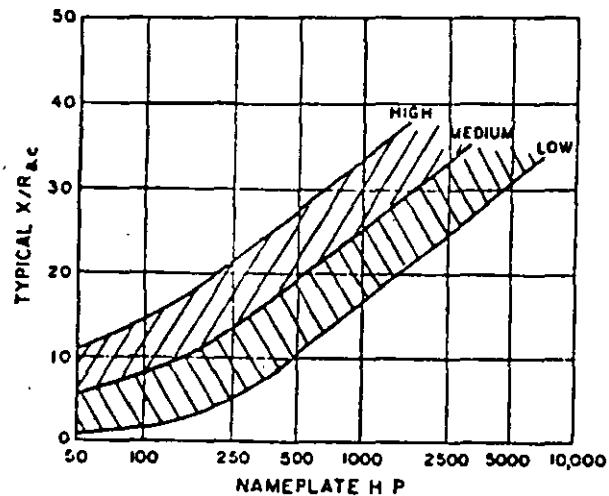


Figura 8.5 Rango de X/R para motores de inducción.

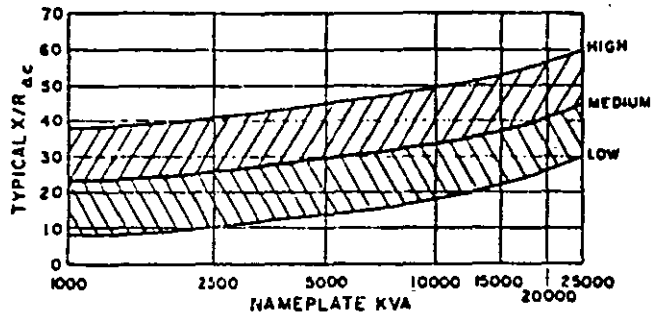


Figura 8.6 Rango para generadores pequeños y motores síncronos.

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:

$$X/R = \frac{2X_1 + X_0}{2R_1 + R_0} \quad (8.6)$$

A continuación con la relación X/R se obtiene el factor de asimetría mediante las gráficas de las figuras 8.7, 8.8 y 8.9, extraídas de la norma ANSI C37.5-1979.

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 Kc de la figura 8.2.

Las figuras 8.7 y 8.8 se usan para fallas cercanas a generadores (no más de una transformación entre la falla y el generador) y la figura 8.9 para los casos restantes.

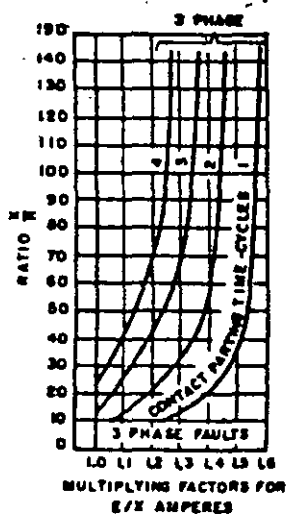


Figura 8.7

Factor de asimetría para fallas trifásicas que incluyen los efectos del decremento de las componentes de c.a. y c.d.

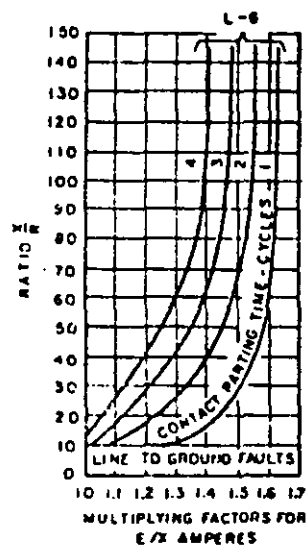


Figura 8.8

Factor de asimetría para fallas de fase a tierra que incluye los efectos del decremento de las componentes de c.a. y c.d.

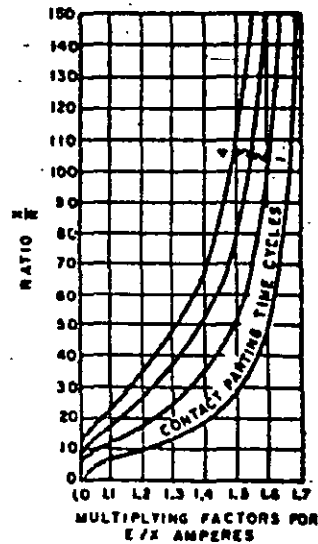


Figura 8.9

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.

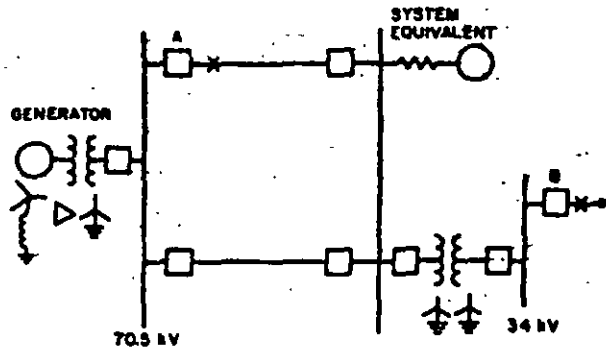
Con el objeto de tener una buena referencia de los valores normalizados que se tienen disponibles en la práctica, se presenta en el anexo A un compendio de las tablas contenidas en la norma ANSI C37.06-1971. En las tablas aparecen, para cada voltaje máximo nominal, los valores de corriente nominal de 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.

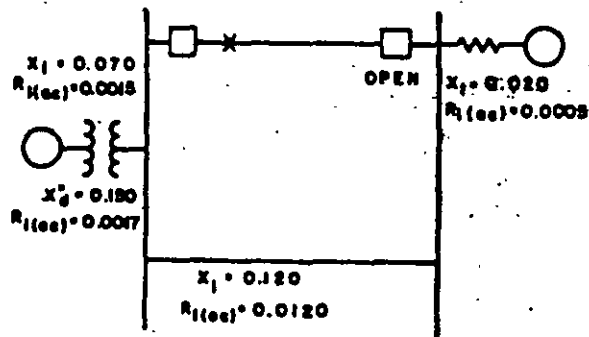
Ejemplo 8.1.- Considere un interruptor que tiene una corriente nominal de cortocircuito de 37 000 A al voltaje máximo nominal de 15 kV. Calcular la capacidad interruptiva simétrica cuando el interruptor opera a un voltaje de 13.2 kV y a un voltaje de 11.0 kV.

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

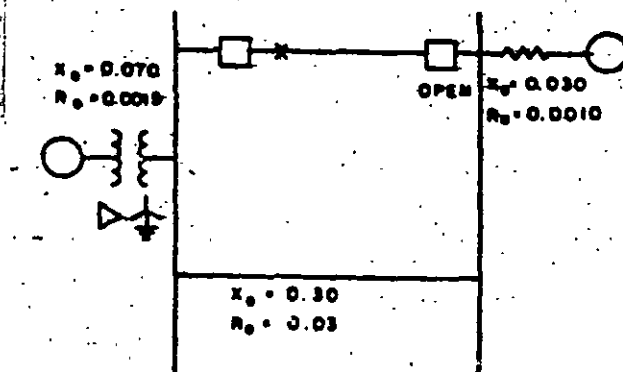
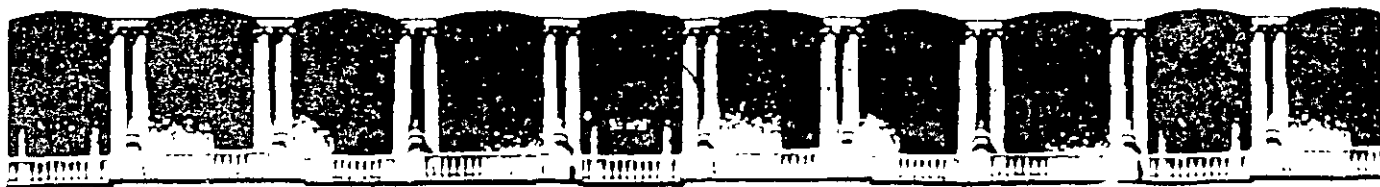


Figura 8.10

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**

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

SELECCIÓN DE CABLES DE ENERGIA

**EXPOSITOR: ING. MARIO CHAVEZ GARCIA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**



CONDUMEX

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

Son cuatro los principales factores que deben ser considerados en la selección de conductores:

- 1.1 Materiales
- 1.2 Flexibilidad
- 1.3 Forma
- 1.4 Dimensiones

En las páginas que siguen se analizan estos factores en forma más detallada.

1.1 Materiales

Los materiales más usados como conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, aunque el primero es superior en características eléctricas y mecánicas (la conductividad del aluminio es aproximadamente el 60% de la del cobre y su resistencia a la tensión mecánica el 40%), las características de bajo peso del aluminio han dado lugar a un amplio uso de este metal en la fabricación de cables aislados y desnudos.

En la tabla 1.1 se comparan en forma general las propiedades principales de los metales usados en la manufactura de cables. Se han incluido en esta tabla metales que no se utilizan directamente como conductores, v.gr. el plomo, usado para asegurar la impermeabilidad del cable, y el acero, que se emplea como armadura para protección y como elemento de soporte de la tensión mecánica en instalaciones verticales.

TABLA 1.1 Propiedades comparativas de materiales empleados en la fabricación de cables eléctricos

Metal	Densidad	Temperatura de fusión	Coefficiente lineal de dilatación	Resistividad eléctrica a 20°C	Coefficiente térmico de resistividad eléctrica a 20°C	Conductividad eléctrica
	g/cm ³	°C	× 10 ⁻⁶ /°C	ohm-mm ² /km	1/°C	% IACS*
Acero	7.90	1400	13	575-115	0.0016-0.0032	3-15
Aluminio	2.70	660	24	28.264	0.00403	61.0
Cobre duro	8.89	1083	17	17.922	0.00383	96.2
Cobre suave	8.89	1083	17	17.241	0.00393	100.0
Plomo	11.38	327	29	221.038	0.00410	7.8
Zinc	7.14	420	29	61.138	0.00400	28.2

* IACS = International Annealed Copper Standard.

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres temple o grados de suavidad del metal: suave o recocido, semiduro y duro; con propiedades algo diferentes, siendo el cobre suave el de mayor conductividad eléctrica y el cobre duro el de mayor resistencia a la tensión mecánica.

El cobre suave tiene las aplicaciones más generales, ya que su uso se extiende a cualquier conductor, aislado o no, en el cual sea de primordial importancia la alta conductividad eléctrica y la flexibilidad.

La principal ventaja del aluminio sobre el cobre es su peso menor (densidad 2.70 g/cm³ contra 8.89 g/cm³ del cobre).

En la tabla 1.2, que se presenta a continuación, se comparan algunas de las características más importantes en conductores fabricados con cobre y aluminio.

TABLA 1.2 Comparación de características entre cobre y aluminio

Características	Cobre	Aluminio
Para igual volumen:		
relación de pesos	1.0	0.3
Para igual conductancia:		
relación de áreas	1.0	1.64
relación de diámetros	1.0	1.27
relación de pesos	1.0	0.49
Para igual ampacidad:		
relación de áreas	1.0	1.39
relación de diámetros	1.0	1.18
relación de pesos	1.0	0.42
Para igual diámetro:		
relación de resistencias	1.0	1.61
capacidad de corriente	1.0	0.78

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

TABLA 1.3 Temples de cobre y aluminio

a) Temples de cobre

Ej. Calibre 10 AWG.

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm ²
Cobre suave	100	25
Cobre semiduro	96.66	35.4 a 40.3
Cobre duro	96.16	45.6

b) Temples de aluminio

Temple	Conductividad % IACS*	Esfuerzo de tensión a la ruptura kgf/mm ²
H19	6.10 min	6.1 — 9.7
HF	61.3 min	11.7 — 15.3
HD	61.4 min	10.7 — 14.3
O	61.8 min	16 — 19

* IACS "International Annealed Copper Standard".

Patrón Internacional para Cobre Recocido, igual a 100% de conductividad.

c) Equivalencias entre designaciones del temple de aluminio

Nombre descriptivo del temple	Clave internacional (ISO)	Clave EUA (ANSI)
3/4 duro	HF	H16 y H26
1/2 duro	HD	H14 y H24

El significado de las letras empleadas para denotar los temples que aparecen en esta tabla es el siguiente:

H; endurecido por tensión mecánica Se aplica al aluminio cuyo esfuerzo es incrementado por endurecimiento mecánico, con o sin tratamiento térmico suplementario. Después de la letra H se coloca una letra en la clave internacional (ISO) o por dos o más dígitos en la clave de EUA (ANSI).

HG, HD y HF La segunda letra indica, en orden alfabético progresivo, el grado ascendente del esfuerzo de ruptura, desde el HA hasta el HH.

1.2 Flexibilidad

La flexibilidad de un conductor se logra de dos maneras, recociendo el material para suavizarlo o aumentando el número de alambres que lo forman.

A la operación de reunir varios conductores se le denomina cableado y da lugar a diferentes flexibilidades, de acuerdo con el número de alambres que lo forman, el paso o longitud del torcido de agrupación y el tipo de cuerda.

El grado de flexibilidad de un conductor, como función del número de alambres del mismo, se designa mediante letras que representan la clase de cableado. Las primeras letras del alfabeto se utilizan para las cuerdas más rígidas y las últimas para cuerdas cada vez más flexibles.

No hay regla fija para decidir cuál grado de flexibilidad es el más adecuado para una determinada aplicación ya que, con frecuencia, 2 o 3 clases de cableado pueden ser igualmente satisfactorias para cierto cable. En la tabla siguiente se dan recomendaciones de carácter general, tomadas de las normas ASTM.

TABLA 1.4 Clases de cableado

Clase	Aplicación	Clase	Aplicación
AA	Cable desnudo, generalmente para líneas aéreas.	I	Cables para aparatos especiales
A	Cable aislado, tipo intemperie, o cables desnudos que requieran mayor flexibilidad que la de la clase AA.	J	Cordones para artefactos eléctricos.
B*	Cable aislado con materiales diversos tales como papel, hule, plástico, etc., o cables del tipo anterior que requerirán mayor flexibilidad.	K	Cables portátiles y para soldadoras
C y D	Cables aislados que requieran mayor flexibilidad que la clase B.	L	Cordones portátiles y para artefactos pequeños que requieran mayor flexibilidad que los de las clases anteriores.
G	Cables portátiles con aislamiento de hule, para alimentación de aparatos o similares.	M	Cables para soldadoras (portaelectrodos), para calentadores y para lámparas
H	Cables y cordones con aislamiento de hule que requieran mucha flexibilidad. Por ejemplo, cables que tengan que enrollarse y desenrollarse continuamente y tengan que pasar sobre poleas.	O	Cordones pequeños para calentadores que requieran mayor flexibilidad que los anteriores.
		P	Cordones más flexibles que en las clases anteriores.
		Q	Cordón para ventiladores oscilantes, flexibilidad máxima.

* Los cables de media tensión objeto de este manual utilizan en su construcción Conductores Clase B.

1.3 Forma

Las formas de conductores de uso más general en cables aislados de media tensión son:

1. Redonda
2. Sectorial

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

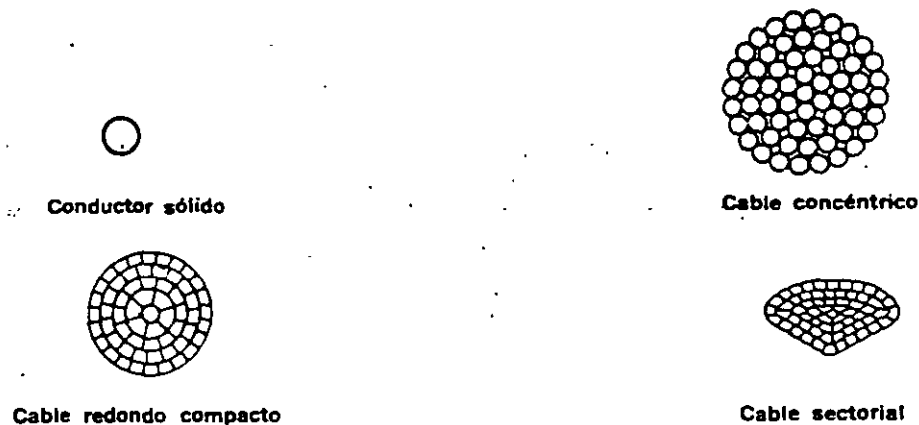


Fig. 1.1 Forma de conductores.

Un conductor redondo es un alambre o cable cuya sección transversal es sustancialmente circular. Se utiliza tanto en cables monoconductores como en cables multiconductores con cualquier tipo de aislamiento. Los conductores de calibres pequeños (8AWG y menores) suelen ser alambres sólidos, mientras que los calibres mayores generalmente son cables.

Cuando los alambres son de mayor diámetro, el torcido de los mismos se efectúa generalmente en capas concéntricas alrededor de un núcleo central de 1 o más alambres. El cable resultante recibe el nombre de "cable concéntrico". Este cable es el más usado, empleándose para las clases AA, A, B, C y D.

Con frecuencia es conveniente reducir el diámetro de un cable concéntrico (sobre todo en calibres grandes) para disminuir sus dimensiones y obtener una superficie cilíndrica uniforme lo cual representa ventajas eléctricas. Esto puede lograrse comprimiendo el cable a través de un dado. El resultado es el "Cable Redondo Compacto".

Un conductor sectorial es un conductor formado por un cable cuya sección transversal es sustancialmente un sector de círculo. Se utilizan principalmente en cables de energía trifásicos, en calibres superiores a 1/0 AWG. En estos cables, los conductores sectoriales implican una reducción en la cantidad de rellenos y el diámetro sobre la reunión de las tres almas, permitiendo reducciones sustanciales en el plomo y revestimientos de protección.

Comparando los cables con conductores sectoriales, con los equivalentes de conductores redondos, encontramos que los primeros presentan las siguientes ventajas:

1. Menor diámetro
2. Menor peso
3. Costo más bajo

pero tienen en cambio estas desventajas:

1. Menor flexibilidad
2. Mayor dificultad en la ejecución de las uniones

La experiencia demuestra, sin embargo, que los cables sectoriales se pueden manejar e instalar sin dificultades.

1.4 Dimensiones

Calibres

Escala AWC

Desde hace años las dimensiones de los alambres se han expresado comercialmente por números de calibres, en especial en Estados Unidos. Esta práctica ha traído consigo ciertas confusiones, debido al gran número de escalas de calibres que se han utilizado.

En Estados Unidos, la escala más usada para alambres destinados a usos eléctricos es la "American Wire Gage" (AWG), misma que ha sido ya adoptada en México.

La "American Wire Gage" también conocida como la "Brown and Sharpe Gage" fue ideada en 1857 por J.R. Brown. Esta escala de calibres, así como algunas otras de las escalas usadas, tiene la propiedad de que sus dimensiones representan aproximadamente los pasos sucesivos del proceso de estirado del alambre. Sus números son regresivos: un número de mayor valor absoluto representa un alambre de menor diámetro y corresponde a los pasos de estirado del mismo.

A diferencia de otras escalas, los calibres del "American Wire Gage" no se han escogido arbitrariamente, sino que están relacionados por una ley matemática. La escala se formó fijando dos diámetros y estableciendo una ley de progresión geométrica para diámetros intermedios. Los diámetros base seleccionados son 0.4600 pulgadas (calibre 4/0) y 0.0050 pulgadas (calibre 36), y hay 38 dimensiones entre estos dos. Por lo tanto, la razón entre un diámetro cualquiera y el diámetro siguiente en la escala está dada por la expresión

$$\sqrt[39]{\frac{0.4600}{0.0050}} = \sqrt[39]{92} = 1.1229$$

Esta progresión geométrica puede expresarse como sigue:

La razón entre dos diámetros consecutivos en la escala es constante e igual a 1.1229.

Para secciones superiores a 4/0 se define el cable directamente por su diámetro o área. Las unidades adoptadas en Estados Unidos con este fin son:

Mil, para diámetros, siendo una unidad de longitud igual a una milésima de pulgada.

Circular mil, para áreas, unidad que representa el área del círculo de un mil de diámetro. Tal círculo tiene un área de 0.7854 mils cuadrados. Para secciones mayores se emplea la unidad designada por las siglas KCM o MCM, que equivale a mil circular mils.

SELECCION DE CABLES DE ENERGIA

Escala milimétrica IEC

La escala de la "International Electrotechnical Commission" es la más usada en la actualidad, con excepción de Estados Unidos y la mayor parte de los países latinoamericanos. En sí, la escala consiste en proporcionar la medida directa de las áreas transversales de los calibres, en milímetros cuadrados.

En las tablas siguientes se muestran los valores correspondientes de la escala AWG, su equivalente en mm² y el calibre en la escala milimétrica IEC.

Escala AWG Reglas prácticas

Hay una serie de reglas aproximadas útiles que deben recordarse y aplicables a la escala de calibres AWG:

1. El incremento de tres números en el calibre (verbigracia del 10 al 7) duplica el área y el peso, por lo tanto, reduce a la mitad la resistencia a la corriente directa
2. El incremento en seis números de calibre (verbigracia del 10 al 4) duplica el diámetro
3. El incremento en 10 números de calibre (verbigracia del 10 al 1/0) multiplica área y peso por 10 y divide entre 10 la resistencia

TABLA 1.5 Construcciones preferentes de cable de cobre con cableado redondo compacto (clase B)

Designación		Área de la sección transversal, mm ²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
mm ²	o MCM				
—	8	8.37	7	3.40	75.9
—	6	13.30	7	4.29	120.7
—	4	21.15	7	5.41	191.9
—	2	33.6	7	6.81	305
—	1	42.4	19	7.59	385
50	—	48.3	19	8.33	438
—	1/0	53.5	19	8.53	485
—	2/0	67.4	19	9.55	612
70	—	69.0	19	9.78	626
—	3/0	85.0	19	10.74	771
—	4/0	107.2	19	12.06	972
—	250	126.7	37	13.21	1149
150	—	147.1	37	14.42	1334
—	300	152.0	37	14.48	1379
—	350	177.3	37	15.65	1609
—	400	203	37	16.74	1839
240	—	239	37	18.26	2200
—	500	253	37	18.69	2300
—	600	304	61	20.6	2760
—	750	380	61	23.1	3450
—	800	405	61	23.8	3680
—	1000	507	61	26.9	4590

TABLA 1.6 Construcciones preferentes de cable de aluminio con cableado redondo compacto

Designación AWG o MCM	Área de la sección transversal, mm ²	Número de alambres	Diámetro exterior nominal, mm	Peso nominal kg/km
2	33.6	7	6.81	92.6
1/0	53.5	19	8.53	147.5
2/0	67.4	19	9.55	185.8
3/0	85.0	19	10.74	234.4
4/0	107.2	19	12.06	296
250	126.7	37	13.21	349
350	177.3	37	15.65	489
400	203	37	16.74	559
500	253	37	18.69	698
600	304	61	20.6	838
750	380	61	23.1	1050
900	456	61	25.4	1259
1000	507	61	26.9	1399

TABLA 1.7 Construcciones preferentes de los conductores de cobre con cableado concéntrico normal y comprimido

Clase B

mm ²	Área de la sección (mm ²)	Número de alambres	Diámetro de cada alambre, mm	Diámetro del conductor, mm	
				Normal	Comprimido
35	34.4	7	2.5	7.6	7.28
70	69.0	19	2.15	10.75	10.43
150	147.1	37	2.25	15.75	15.28
240	242.5	37	2.87	20.10	19.49



CONDUMEX

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

Función

La función del aislamiento es confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa.

En principio, las propiedades de los aislamientos son con frecuencia más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento, etc., pueden degradar al aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que es importante seleccionar el más adecuado.

De manera similar al caso de los conductores, existen factores que deben ser considerados en la selección de los aislamientos, como son sus

- Características eléctricas
- Características mecánicas

2.1 Materiales

Dada la diversidad de tipos de aislamiento que hasta la fecha existen para cables de energía, el diseñador deberá tener presentes las características de cada uno de ellos, para su adecuada selección tanto en el aspecto técnico como en el económico.

Tradicionalmente, el papel impregnado ha sido el aislamiento que por su confiabilidad y economía se empleaba en mayor escala; sin embargo, la aparición de nuevos aislamientos tipo seco aunado al mejoramiento de algunos ya existentes, obligan al ingeniero de proyectos a mantenerse actualizado respecto a las diferentes alternativas disponibles.

A) De papel impregnado Emplea un papel especial obtenido de pulpa de madera, con celulosa de fibra larga.

El cable aislado con papel sin humedad se impregna con una sustancia para mejorar las características del aislante. Las sustancias más usuales son los compuestos que se listan a continuación, y la que se elija dependerá de la tensión y de la instalación del cable.

1. Aceite viscoso
2. Aceite viscoso con resinas refinadas
3. Aceite viscoso con polímeros de hidrocarburos
4. Aceite de baja viscosidad
5. Parafinas microcristalinas del petróleo

El compuesto ocupa todos los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel y evitando así la ionización en servicio. Es por esto que el papel es uno de los materiales más usados en cables de alta tensión y en cables de extra alta tensión.

El compuesto podrá ser migrante o no migrante, de acuerdo al tipo de instalación del cable: con poco desnivel (hasta 10 m) para el primer tipo y con desniveles mayores para el segundo.

Sus propiedades, ventajas y desventajas en comparación con los aislamientos secos, aparecen en la tabla 2.1.

B) Aislamientos de tipo seco A excepción hecha del hule natural (ya en desuso), los aislamientos secos son compuestos cuya resina base se obtiene de la polimerización de determinados hidrocarburos. Según su respuesta al calor se clasifican en dos tipos:

1. Termoplásticos Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
2. Termofijos A diferencia de los anteriores, después de un proceso inicial similar al anterior, los subsecuentes calentamientos no los reblandecen.

2.2 Características eléctricas

A continuación se presentan las definiciones y conceptos relativos de las principales características que identifican a los aislamientos. La comprensión de estas definiciones permitirá hacer una selección más adecuada. En la tabla 2.1 se muestran los valores típicos de estas características para los diferentes aislamientos.

Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica de un material aislante es el valor de la intensidad del campo eléctrico al que hay que someterlo para que se produzca una perforación en el aislamiento. Normalmente, este valor es cercano al del gradiente de prueba y de 4 a 5 veces mayor que el gradiente de operación normal. Las unidades en que se expresa este valor por lo común es kV/mm.

Gradiente de operación

El gradiente, esfuerzo de tensión de operación de un cable en cualquier punto "X" del aislamiento, se calcula con la siguiente expresión:

$$G = \frac{0.869 V_0}{dx \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.1)$$

donde:

V_0 = tensión al neutro del sistema (en kV)
 d_a = diámetro sobre el aislamiento (en mm)

d_p = diámetro sobre la pantalla semiconductor que está sobre el conductor (en mm)

d_x = diámetro correspondiente al círculo que pasa por un punto "x" del aislamiento al que se desea conocer el valor del gradiente (en mm).

De la fórmula anterior se puede obtener el gradiente máximo que se presenta en la superficie interna del aislamiento.

$$G_{\text{máx}} = \frac{0.869 V_o}{d_p \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.2)$$

y el gradiente mínimo que se presenta en la superficie externa del aislamiento.

$$G_{\text{mín}} = \frac{0.869 V_o}{d_a \log_{10} \frac{d_a}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.3)$$

Resistencia del aislamiento

La diferencia de potencial entre el conductor y la parte externa del aislamiento hará circular una pequeña corriente llamada de fuga, a través del mismo; y la resistencia que se opone al paso de esta corriente se conoce como resistencia del aislamiento (R_s). El aislamiento perfecto sería entonces el que tuviera una resistencia de valor infinito y que, por tanto, inhibiría por completo el paso de esta corriente. El valor de R_s está dado por la siguiente expresión, por lo común en megohms por kilómetro

$$R_s = K \log_{10} d_a/d_p \text{ M}\Omega\text{-km} \quad (2.4)$$

donde:

K = un valor constante característico del material aislante.

Factor de potencia

Este factor nos permite relacionar y calcular las pérdidas del dieléctrico de los cables de energía.

Tan δ

Es también un factor que permite relacionar y calcular las pérdidas en el dieléctrico de los cables de energía y corresponde a la tangente del ángulo δ complementario del ángulo θ .

Se puede observar de las definiciones anteriores que para ángulos cercanos a 90° que, en general, es el caso de los aislamientos, el valor del factor de potencia y la tan δ son prácticamente el mismo, por lo que ambos factores se utilizan indistintamente para definir las pérdidas en el aislamiento.

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

TABLA 2.1 Propiedades de los aislamientos más comúnmente usados en cables de energía (5-35 kV)

Características	SINTENAX	VULCANEL XLP	VULCANEL EP	Papel impregnado
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (corriente alterna, elevación rápida)	18	25	25	28
Rigidez dieléctrica, kV/mm, (impulsos)	47	50	50	70
Permitividad relativa SIC. (60 ciclos, a temp. de op.)	7	2.1	2.6	3.9
Factor de potencia, % (a 60 ciclos, a temp. de op.)	1	0.1	1.5	1.1
Constante K de resistencia del aislamiento a 15.6°C. (megohm-km)	750	6100	6100	1000
Resistencia a la ionización	buena	buena	muy buena	buena
Resistencia a la humedad	buena	muy buena	excelente	mala
Factor de pérdidas	mala	buena	excelente	buena
Flexibilidad	regular	mala	excelente	regular
Facilidad de instalación de empalmes y terminales (problemas de humedad o ionización):	excelente	regular	muy buena	regular
Temperatura de operación normal (°C)	hasta 6 kV, 80 más de 6 kV, 75	90	90	Hasta 9kV: 95 Hasta 29kV: 90 Hasta 35kV: 80
Temperatura de sobrecarga (°C)	100	130	130	Hasta 9kV: 115 Hasta 29kV: 110 Hasta 35kV: 100
Temperatura de cortocircuito (°C)	160	250	250	200
Principales ventajas	Bajo costo, resistente a la ionización, fácil de instalar.	Factor de pérdidas bajo	Bajo factor de pérdidas, flexibilidad, resistencia a la ionización.	Bajo costo, experiencia de años, excelentes propiedades eléctricas.
Principales inconvenientes	Pérdidas dieléctricas comparativamente altas.	Rigidez. Baja resistencia a la ionización	Es atacable por hidrocarburos a temp. superiores a 60°C.	Requiere tubo de plomo y terminales herméticas.

2.3 Características mecánicas

El esfuerzo inicial aplicado durante el desarrollo de compuestos aislantes fue dirigido a las características eléctricas. Las características mecánicas jugaban

un papel secundario, y estaban definidas por las propiedades intrínsecas de los materiales con que se había logrado la eficiencia máxima en las propiedades eléctricas. Tradicionalmente la protección mecánica está dada por las cubiertas metálicas y termoplásticas o termofijas.

Los desarrollos recientes realizados con base en las causas prevaecientes de fallas en cables, han sido enfocados a hacer resaltar las características mecánicas de los aislamientos, considerándolas junto con las de la cubierta. A continuación se mencionan algunas de las más importantes:

Resistencia a la humedad

Los cables de energía frecuentemente entran en contacto con humedad y el cable absorbe agua a una velocidad que queda determinada por las temperaturas del medio ambiente, temperatura en el conductor, temperatura en el aislamiento y la permeabilidad del aislamiento y cubierta.

El método usual para cuantificar la resistencia a la penetración de humedad es la medición gravimétrica de la cantidad de agua absorbida por los aislamientos después de sumergirlos en agua caliente durante un cierto periodo.

Los aislamientos de papel resultan los más sensibles a la absorción de humedad, por lo que es prácticamente imposible utilizarlos sin cubierta metálica adecuada, con las consecuentes desventajas de manejo e instalación.

Para el caso de los aislamientos sólidos que se encuentran en contacto con agua, el valor gravimétrico de absorción de humedad no es por sí solo un índice para calificar el comportamiento del material en presencia de humedad, sobre todo cuando al mismo tiempo se tiene un potencial aplicado en el mismo. La evidencia muestra que la absorción de humedad es causa de fallas, que se presentan en forma de ramificaciones conocidas como arborescencias. Sin embargo, es difícil explicar por qué hay aislamientos más resistentes que otros a las mismas, a pesar del contenido de agua. Esto es particularmente cierto al comparar el VULCANEL EP con el VULCANEL XLP. Las mediciones muestran que el agua penetra con mayor rapidez en el EP. Sin embargo, con un potencial aplicado en presencia del agua, el XLP muestra una probabilidad mayor de falla, por lo que en lugares húmedos el VULCANEL EP resulta la mejor alternativa.

Flexibilidad

Por supuesto que las características de flexibilidad del aislamiento deben ser compatibles con los demás elementos del cable. Por lo tanto, los conceptos que se mencionan a continuación son aplicables al cable en general.

La flexibilidad de un cable es una de las características más difíciles de cuantificar. De hecho, es uno de los conceptos comúnmente usados para describir la construcción de un cable; sin embargo, por sorprendente que parezca, no existe un estándar de comparación. No existe a la fecha ningún método de prueba para medir el grado o magnitud de la flexibilidad.

Sin embargo, la mejor base para evaluar la flexibilidad es a través de las ventajas a que da lugar en los cables de energía, la cual, en última instancia, es una manera de apreciarla. A continuación se enuncian las ventajas de la flexibilidad:

COMPARACIÓN DE AISLAMIENTOS

1. Mayor facilidad para sacar o meter el cable en el carrete, lo que minimiza la probabilidad de daño al momento de instalar.
2. Mayor facilidad para colocar en posición en la instalación, especialmente en lugares estrechos.
3. La construcción del cable que permite dobleces y cambio de dirección en general, sin menoscabo de la integridad del mismo, conduce evidentemente a una instalación confiable.
4. Un manejo sencillo de un material contribuye a que los instaladores trabajen con más rapidez y menos esfuerzo, evitando que pongan en práctica métodos que resultarían perjudiciales, como calentar el cable para permitir dobleces, etc.

2.4 Nivel del aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema, según la clasificación siguiente:

CLASE 1. NIVEL 100% Quedarán incluidos en esta clasificación los cables que se usen en sistemas protegidos con relevadores que liberen fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este nivel de aislamiento es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y puede también aplicarse a otros sistemas (en los puntos de aplicación del cable) donde la razón entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva (X_0/X_1) no esté en el intervalo de -1 a -40 y que cumplan la condición de liberación de falla, ya que en los sistemas incluidos en el intervalo descrito pueden encontrarse valores de tensión excesivamente altos en condiciones de fallas a tierra.

CLASE 2. NIVEL 133% Anteriormente, en esta categoría se agrupaban los sistemas con neutro aislado. En la actualidad, se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que, en cualquier caso, se libera la falla en no más de una hora.

El nivel 133% se podrá usar también en aquellas instalaciones donde se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%. Por ejemplo, cables submarinos, en los que los esfuerzos mecánicos propios de la instalación y las características de operación requieren un nivel de aislamiento mayor.

CLASE 3. NIVEL 173% Los cables de esta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está definido. También se recomienda el uso de cables de este nivel en sistemas con problemas de resonancia, en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.



CONDUMEX

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

Cuando se aplica una tensión entre un conductor eléctrico y el plano de tierra (o entre dos conductores), el dieléctrico intermedio se somete a esfuerzos eléctricos. Estos esfuerzos, si son de magnitud elevada, pueden producir deterioro del material del dieléctrico y producir otros efectos indeseables al no controlarse en forma adecuada. El control de estos esfuerzos se logra gracias a las pantallas eléctricas.

Una definición ampliamente aceptada de la función de las pantallas es la siguiente:

Se aplican las pantallas eléctricas en los cables de energía con el fin de confinar en forma adecuada el campo eléctrico a la masa de aislamiento del cable o cables.

Las pantallas usadas en el diseño de los cables de energía tienen diferentes funciones. Dependiendo del material y su localización, pueden ser:

- Pantalla semiconductor sobre el conductor
- Pantalla sobre el aislamiento

3.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor

En circuitos con tensiones de 2 kV y mayores se utiliza la pantalla semiconductor a base de cintas o extruida. Los materiales usados en la fabricación de estas pantallas dependen del diseño mismo del cable: en cables con aislamiento de papel impregnado se usan cintas de papel CB (Carbon Black), en

cables con aislamiento sólido se utilizan pantallas extruidas de material compatible con el utilizado en el aislamiento.

La función básica de este tipo de pantallas es la de evitar concentraciones de esfuerzos eléctricos que se presentan en los intersticios de un conductor cableado, a consecuencia de la forma de los hilos (Fig. 3.1). La inclusión de este elemento en el diseño del cable es con el fin de obtener una superficie equipotencial uniforme, a la cual las líneas de fuerzas del campo eléctrico sean perpendiculares.

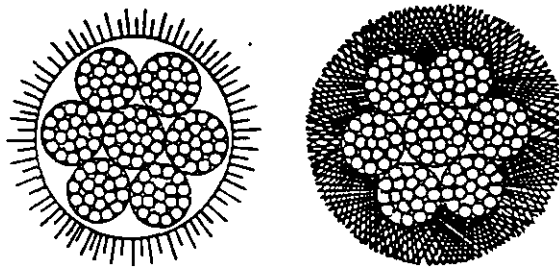


Fig. 3.1 Concentración de esfuerzos eléctricos en los intersticios de un conductor cableado.

Otra función es evitar ionización en los intersticios entre el conductor y el aislamiento. Si el aislamiento fuera extruido directamente sobre el conductor, la curvatura de los alambres de la corona superior darían lugar a la formación de hoquedades o burbujas de aire (Fig. 3.2a) que, al estar sujetas a una diferencia de potencial, provocaría la ionización del aire, con el consiguiente deterioro del aislamiento. La situación anterior se elimina al colocar la pantalla semiconductora, la cual presenta una superficie uniforme (Fig. 3.2b).

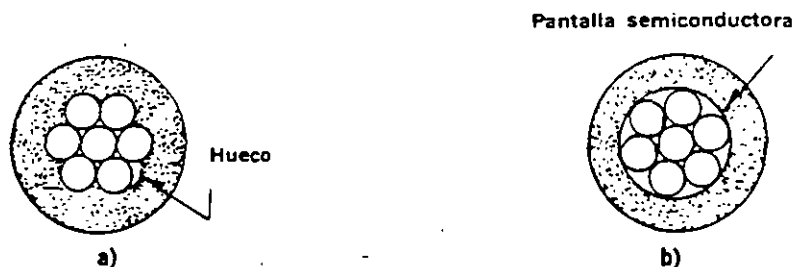


Fig. 3.2 a) Aislamiento directamente extruido sobre el conductor. b) Pantalla semiconductora.

Las pantallas sobre el conductor sirven también como elemento de transición entre aquél y el aislamiento. En cables con aislamiento de papel, el impregnante en contacto con el cobre da lugar a compuestos químicos denominados jabones metálicos, que degradan las características dieléctricas en este tipo de cables. Las pantallas evitan la formación de estos compuestos nocivos a los aislamientos.

3.2 Pantalla sobre el aislamiento

En circuitos de 5 kV (ver excepciones, sección 3.4) y mayores se utilizan pantallas sobre el aislamiento que, a su vez, se subdividen en:

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

- Pantalla semiconductor
- Pantalla metálica

En conjunto, las funciones de las pantallas sobre el aislamiento son:

A) Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento.

Los cables de energía, bajo el potencial aplicado, quedan sometidos a esfuerzos eléctricos radiales, tangenciales y longitudinales.

Los esfuerzos radiales están siempre presentes en el aislamiento de los cables energizados. El aislamiento cumplirá su función en forma eficiente si el campo eléctrico se distribuye uniformemente. Una distribución no uniforme conduce a un incremento de estos esfuerzos en porciones del cable, con el consecuente deterioro.

En la figura 3.3a se ilustra una distribución desigual de esfuerzos; incluso en este ejemplo, los rellenos de los intersticios del cable quedan sometidos a esfuerzos eléctricos para los que no están diseñados.

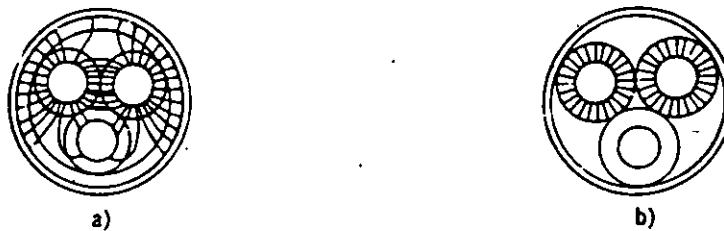


Fig. 3.3 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla.

Esfuerzos tangenciales y longitudinales Ahora bien, uno de los principios básicos de los campos eléctricos es que al aplicar una tensión a dieléctricos colocados en serie, con diferente permitividad relativa, $K_1 \neq K_2$, se dividirá en razón inversa a las permitividades relativas de ambos materiales.

En el caso de cables de energía desprovistos de pantalla, la cubierta y el medio que rodean al cable forman un dieléctrico en serie con el aislamiento. Una porción de la tensión aplicada se presentará en este dieléctrico, la cual será igual al potencial que se presentará en la superficie del aislamiento. Esta tensión superficial podría alcanzar el potencial del conductor, si el del dieléctrico, cubierta y medio ambiente es de gran magnitud, y/o el potencial de tierra, cuando la superficie del aislamiento esté cerca de secciones aterrizadas.

Las diferentes tensiones superficiales que se presentarían a lo largo del aislamiento incrementan los esfuerzos tangenciales y longitudinales que afectan la operación del cable.

Los esfuerzos tangenciales están asociados con campos radiales no simétricos y ocurren en cables multiconductores, cuando cada uno de los conductores no está apantallado, y en cualquier cable monopolar sin pantalla.

Los esfuerzos longitudinales no necesariamente están asociados con campos radiales asimétricos y siempre lo están con la presencia de tensiones superficiales a lo largo del cable.

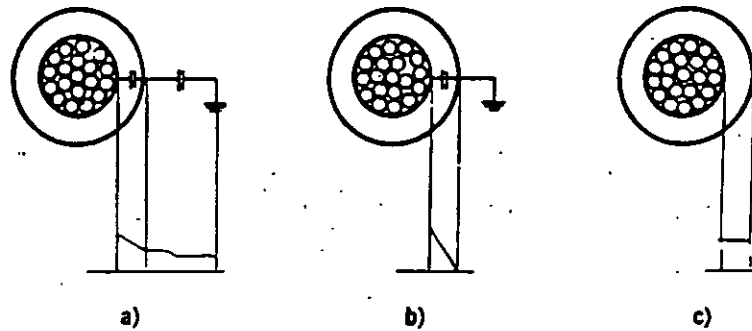


Fig. 3.4 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

El contacto íntimo de la pantalla semiconductor con el aislamiento, la conexión física adecuada de la pantalla metálica a tierra y, en general, la correcta aplicación de las pantallas sobre el aislamiento asegura la eliminación de los esfuerzos longitudinales y tangenciales.

B) Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme.

Los cables que se instalan en ductos o directamente enterrados, por lo general pasarán por secciones de terreno húmedo y seco o ductos de características eléctricas variables. Esto da como resultado una capacitancia a tierra variable y, como consecuencia, una impedancia no uniforme.

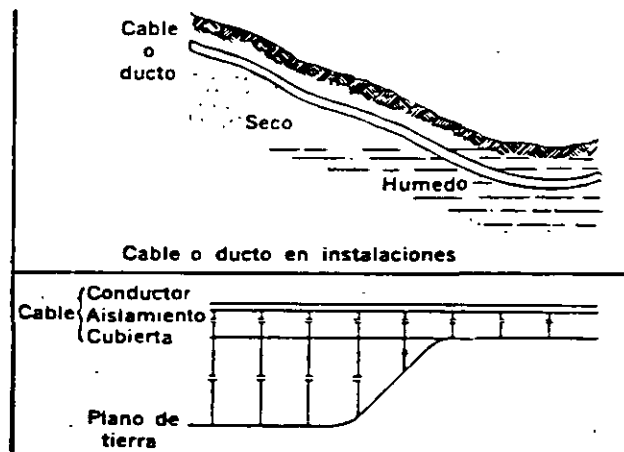


Fig. 3.5 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

Cuando se presentan en el sistema ondas de tensión debidas a descargas atmosféricas y operaciones de maniobra, viajan a través del cable produciéndose reflexiones en los puntos de variación de impedancia, lo que da lugar a ondas de sobretensión que producirán fallas en el cable.

Al colocar las pantallas sobre el aislamiento, se tendrán las siguientes ventajas en el cable:

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELECTRICAS

- a) Presentar una impedancia uniforme, evitando reflexiones y eliminando la posibilidad de producir sobretensiones dañinas al aislamiento.
- b) Proveer al cable de la máxima capacitancia del conductor a tierra y, consecuentemente, reducir al mínimo las ondas de sobretensión.
- c) Absorber energía de las ondas de sobretensión al inducir en la pantalla una corriente proporcional a la del conductor.
- d) Reducir el peligro de choque eléctrico al personal y proveer un drenaje adecuado a tierra de las corrientes capacitivas.

C) Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

Como se explicó con anterioridad, cuando la superficie externa del aislamiento de los cables (exenta de las pantallas) no está en contacto con tierra a lo largo de la trayectoria de instalación, se puede presentar una diferencia de potencial considerable entre la cubierta del cable y tierra. Este fenómeno es una situación peligrosa, debido a las siguientes razones:

I. El contacto del personal con la cubierta puede dar lugar a un choque eléctrico que pudiera incluso causar la muerte, si las corrientes de carga de una longitud considerable de cable se descargaran súbitamente en el punto de contacto. La pantalla aterrizada de modo adecuado proporciona la trayectoria necesaria para estas corrientes capacitivas.

II. Aunque el contacto que se tuviera con la cubierta no fuera letal, el choque eléctrico puede dar lugar a caídas y accidentes de gravedad.

III. La diferencia de potencial pudiera superar la rigidez dieléctrica del aire y producir descargas, que en presencia de materiales combustibles o explosivos fueran de características desastrosas.

Por otra parte, cuando se tiene el sistema adecuado de pantallas, se deberá buscar siempre que operen a los potenciales lo más cercanos a tierra como se pueda. Las situaciones de peligro que se derivan de no observar esta práctica resultan aún más críticas desde el punto de vista seguridad, que las que ocasionan los cables sin pantalla. El potencial que se induce en la pantalla en longitudes considerables puede alcanzar valores muy cercanos al potencial del conductor, lo que da lugar a una condición más peligrosa.

Por lo tanto, la conexión física a tierra de las pantallas, en dos o más puntos, es una práctica que deberá observarse con especial cuidado.

3.2.1 Pantalla semiconductor sobre el aislamiento

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento se encuentra en contacto inmediato con éste. Está formada por un material semiconductor compatible con el material del aislamiento. En adición a las funciones descritas, esta pantalla asegura el contacto íntimo con el aislamiento, aun en el caso de movimiento de la pantalla metálica.

La pantalla semiconductor sobre el aislamiento, para cables con aislamiento seco, puede estar constituida por una capa de material termoplástico o termofijo semiconductor, o bien, por cinta semiconductor y/o barniz semiconductor. Para cables aislados con papel impregnado en aceite se emplean cintas de papel CB (Carbon Black) semiconductoras.

3.2.2 Pantalla metálica

La pantalla metálica puede constar de alambres, cintas planas o corrugadas o combinación de alambres y cinta. En el caso de cables aislados con papel, la cubierta de plomo hace las veces de la pantalla. El diseño de la pantalla metálica se debe efectuar de acuerdo al propósito de diseño, que puede ser:

- a) Para propósitos electrostáticos
- b) Para conducir corriente de falla
- c) Como pantalla neutro

3.3 Selección de la pantalla metálica

A continuación se presentan las características de selección de acuerdo a cada propósito de diseño:

a) Pantalla para propósitos electrostáticos Estas pantallas deben ser en general de metales no magnéticos y pueden estar constituidas de cintas, alambres o bien pueden ser cubiertas metálicas (plomo o aluminio).

Las pantallas constituidas a base de cintas o de alambres son generalmente de cobre normal, aunque pueden utilizarse en ambos casos cobre estañado; éstas últimas se utilizan donde se pudiera prever problemas graves de corrosión derivados de las condiciones de instalación. En la tabla 3.1 se presenta el cuadro comparativo de pantallas a base de cintas con las de alambres.

b) Pantallas para conducir corriente de falla En la pantalla metálica se puede requerir una conductancia adicional para conducir corriente de falla, dependiendo de la instalación y características eléctricas del sistema, particularmente con relación al funcionamiento de dispositivos de protección por sobrecorriente, corriente prevista de falla fase a tierra y la manera en que el sistema puede ser aterrizado.

c) Pantalla neutro Con las dimensiones apropiadas se puede diseñar la pantalla, para que en adición a las funciones descritas opere como neutro; por ejemplo, sistemas residenciales subterráneos.

En lo referente a las cubiertas metálicas, estas proporcionan al cable una pantalla electrostática adecuada, además de la hermeticidad que se deriva de tener una cubierta continua. Esta última característica es particularmente necesaria para los cables aislados con papel impregnado o con aislamiento sólido, que operan en lugares contaminados. Por otra parte, la cubierta de plomo, por los espesores que se requieren desde el punto de vista mecánico proporciona una conductancia adicional aprovechable para conducir corriente de falla.

FUNCIONES DE LAS PANTALLAS ELÉCTRICAS

TABLA 3.1 Pantalla de cintas vs pantalla de alambres

Tipo de pantalla	Ventajas	Desventajas
1. A base de cintas	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Reduce el ingreso de humedad en el aislamiento. 	<ul style="list-style-type: none"> — Propiedades eléctricas inconsistentes, debido a que en el manejo se afecta el traslape. — Requiere de radios de curvatura mayores que para cables con pantalla de alambres. — Construcción vulnerable durante la instalación. — En empalmes y terminales se requiere de mayor tiempo y habilidad para ejecutar adecuadamente los cortes.
2. A base de alambres	<ul style="list-style-type: none"> — Proporciona una pantalla electrostática adecuada. — Las características eléctricas de la pantalla son consistentes y controlables. — Fácilmente se incrementa la capacidad modificando el número de alambres. — No requiere de gran destreza para realizar cortes en empalmes y terminales. — Son menos vulnerables durante la instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> — Permite el paso de la humedad libremente. — Requiere precauciones para evitar desplazamiento de los alambres durante la instalación.

3.4 Aplicaciones de las pantallas

Como se mencionó es necesaria la pantalla sobre el conductor en cables de 2 kV y mayores. Para tensiones menores no se requiere; también se mencionó que cables de 5 kV y mayores requieren de pantallas sobre el aislamiento.

Esto significa que dentro de los límites de 2 kV a 5 kV inclusive, se puede no utilizar pantallas sobre aislamiento, de aquí que interviene una gran dosis de sentido común para considerar la aplicación de las pantallas. Es innegable que un cable con pantalla, instalado en forma apropiada, ofrece las condiciones óptimas de seguridad y confiabilidad. Sin embargo, un cable con pantalla es más costoso y más difícil de procurar e instalar.

A continuación se resumen las recomendaciones de aplicaciones en que se deberá usar o prescindir de las pantallas de acuerdo con las normas ICEA.

Las pantallas sobre aislamiento deben ser consideradas para cables de energía arriba de 5000 Volts, cuando existan cualquiera de las siguientes condiciones:

- a) Conexiones a líneas aéreas
- b) Transición a ambiente de diferente conductancia
- c) Transición de terrenos húmedo o seco
- d) Terrenos secos, de tipo desértico
- e) Conduits anegados o húmedos

- f) En donde se utilizan compuestos para facilitar el jalado de los cables
- g) Donde fácilmente se depositen en la superficie del cable materiales conductores tales como hollín, sales, etc.
- h) Donde pudieran presentarse problemas de radiointerferencia.
- i) Donde se involucre la seguridad del personal

Existen situaciones donde se debe considerar el uso de cables sin pantalla, ya que el caso contrario crea graves situaciones de peligro. Ejemplo:

- a) Cuando las pantallas no se pueden aterrizar adecuadamente
- b) Cuando el espacio es inadecuado para terminar correctamente la pantalla.
- c) En cables monopolares:
 1. Cuando se tienen cables sin empalmes en conduit metálico aéreo, en interiores y en lugares secos
 2. Instalados sobre aisladores en ambientes no contaminados
 3. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado
- d) En cables triplex:
 1. Instalados en conduit aéreo o charolas, en interiores y lugares secos
 2. Cables aislados en instalaciones aéreas sujetas a un mensajero aterrizado

Conexión a tierra y terminación de las pantallas

En todas las terminaciones de los cables se deben remover completamente las pantallas y sustituir por un cono de alivio de esfuerzos adecuado. Si las pantallas no se retiran, se presentarán arqueos superficiales del conductor a los puntos de menor potencial, carbonización a lo largo de la pantalla y deterioro del aislamiento.

El cono de alivio es importante ya que siempre se forma al final de la pantalla aterrizada (ver sección de accesorios) un área de esfuerzos concentrados.

La pantalla metálica debe operar todo el tiempo, cerca de, o al potencial de tierra. La pantalla que no tiene la conexión adecuada a tierra es más peligrosa, desde el punto de vista seguridad, que el cable sin pantalla. Además del peligro para el personal, una pantalla "flotante" puede ocasionar daños al cable. Si el potencial de dicha pantalla es tal que perfora la cubierta, la descarga resultante producirá calor y quemaduras al cable.

Las pantallas deben conectarse preferentemente en dos o más puntos. En caso de que se conecten en un solo punto, se deberán tomar precauciones especiales.

Se recomienda aterrizar la pantalla en ambas terminales y en todos los empalmes. La mayor frecuencia de conexiones a tierra reduce la posibilidad de secciones de pantalla "flotantes" y aumenta la probabilidad de una adecuada conexión a tierra de todo el cable instalado.

Todas las conexiones de la pantalla se deberán realizar de tal manera que se provea al cable de una conexión segura, durable y de baja resistencia eléctrica.



CONDUMEX

PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

La función básica de los cables de potencia puede resumirse en dos palabras "transmitir energía". Para cubrir esta función en forma efectiva las características del cable deben preservarse durante el tiempo de operación.

La función primordial de las cubiertas en sus diferentes combinaciones es la de proteger al cable de los agentes externos del medio ambiente que lo rodea, tanto en la operación, como en la instalación.

4.1 Selección de las cubiertas

La selección del material de la cubierta de un cable dependerá de su aplicación y de la naturaleza de los agentes externos contra los cuales se desea proteger el cable.

Las cubiertas pueden ser principalmente de los siguientes materiales:

- I. Metálicas
- II. Termoplásticas
- III. Elastoméricas
- IV. Textiles

I. Cubiertas metálicas El material normalmente usado en este tipo de cubiertas es el plomo y sus aleaciones. Otro metal que también se emplea, aunque en menor escala, es el aluminio.

II. Cubiertas termoplásticas Las más usuales son fabricadas con PVC (cloruro de polivinilo) y polietileno de alta y baja densidad.

III. Cubiertas elastoméricas Básicamente se utiliza el neopreno (policloropreno) y el Hypalon (polietileno clorosulfonado).

TABLA 4.1 Propiedades de las cubiertas

Características	PVC	Poliétileno baja densidad	Poliétileno alta densidad	Neopreno	Poliétileno clorosulfonado HYPALON	Plomo
Resistencia a la humedad	B	E	E	B	MB	E
Resistencia a la abrasión	B	B	E	MB	MB	M
Resistencia a golpes	B	B	MB	E	E	M
Flexibilidad	B	B	R	E	E	R
Doble en frío	R	E	MB	B	R	—
Propiedades eléctricas	MB	E	E	R	B	—
Resistencia a la Intemperie	MB	E ⁺	E ⁺	B	E ⁺	MB
Resistencia a la flama	MB	M	M	B	B	B
Resistencia al calor	B	M	R	MB	E	MB
Resistencia a la radiación nuclear	R	B	B	B	MB	E
Resistencia a la oxidación	E	R	R	MB	E	B
Resistencia al ozono	E	E	E	B	E	E
Resistencia al efecto corona	E	B	B	R	B	E
Resistencia al corte por compresión	B	B	B	MB	B	M
Resistencia a ácidos:						
— Sulfúrico al 30%	E	E	E	R	R	E
— Sulfúrico al 3%	E	E	E	R	R	E
— Nítrico al 10%	R	E	E	R	R	M
— Clorhídrico al 10%	B	E	E	R	R	R
— Fosfórico al 10%	E	E	E	R	R	B
Resistencia a álcalis y sales:						
— Hidróxido de sodio al 10%	E	E	E	M	R	B
— Carbonato de sodio al 2%	B	E	E	R	R	B
— Cloruro de sodio al 10%	E	E	E	B	B	B
Resistencia a agentes químicos orgánicos:						
— Acetona	M	B	B	B	B	E
— Tetracloruro de carbono	B	B	B	M	M	E
— Aceites	E	B	B	B	B	E
— Gasolina	B	B	B	B	B	E
— Creosota	R	B	B	M	M	—
Límites de temperatura de operación (°C)	MÍN. - 55 MAX. + 75	MÍN. - 60 MAX. + 75	MÍN. - 60 MAX. - 75	MÍN. - 30 MAX. + 90	MÍN. - 30 MAX. + 105	
Densidad relativa	1.4	0.9	1.0	1.3	1.2	11.3
Principales aplicaciones:	Uso general, cables para interiores y exteriores cubiertos	Cables a la intemperie. Cubiertas sobre plomo	Idem, pero cuando se requiere mayor resistencia a la abrasión	Cables flexibles. Cables para minas	Cables flexibles de alta calidad.	Cables con aislamiento de papel impregnado. Cables para refinerías de petróleo y plantas petroquímicas
E = Excelente	MB = Muy buena	B = Buena	R = Regular	M = Mala	+ Sólo en color negro, conteniendo negro de humo.	

PROPIEDADES DE LAS CUBIERTAS

IV. Cubiertas textiles En este tipo de cubiertas se emplea una combinación de yute impregnado en asfalto y recubierto con un baño final de cal y talco, con el fin de evitar que se adhieran las capas adyacentes.

Para definir los límites de aplicación de los materiales de las cubiertas o sus combinaciones, es necesario conocer las exigencias a que pueden quedar expuestos los cables de energía por el medio ambiente de la instalación, exigencias que se pueden dividir de la siguiente manera:

1. **Térmicas** La temperatura de operación en la cubierta es de vital importancia, al igual que en el de los aislamientos. Sobrepasar los límites establecidos conduce a una degradación prematura de las cubiertas.
2. **Químicas** Los componentes de los cables son compuestos o mezclas químicas y, como tales, su resistencia ante ciertos elementos del medio donde se instalen son previsibles y muy importantes de considerar para la selección del material de la cubierta.
3. **Mecánicas** Los daños mecánicos a que pueden estar sujetos los cables de energía se deben, para cables en instalaciones fijas, a los derivados del manejo en el transporte e instalación como son: radios de curvatura pequeños, tensión excesiva, compresión, cortes, abrasión, etc., los cuales reducen la vida del cable completo.

4.2 Propiedades

En la tabla 4.1 se presentan las propiedades de las cubiertas en cuanto a los requisitos antes mencionados.

1. Conocimiento y aplicación de conductores para la industria de la construcción

Clasificación de productos

Aunque prácticamente todos los conductores de baja tensión se ven iguales, ya que todos tienen conductor de cobre (sea alambre, cable o cordón) y aislamiento plástico, las propiedades particulares de cada producto dependen precisamente de las características que tenga ese aislamiento plástico. Por ello, los conductores de baja tensión que se utilizan en la industria de la construcción, se clasifican de acuerdo con el tipo de aislamiento que rodea al conductor, como se ve en el cuadro 1

CUADRO 1

<p>Conductores de baja tensión para la industria de la construcción:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Conductores con aislamiento termoplástico PVC • Conductores con aislamiento termofijo EP, XLP

En el cuadro 2 se clasifican los conductores del cuadro 1 por su temperatura de operación, y se indica el producto que Condumex ofrece en cada línea.

CUADRO 2

Familia	Aislamiento	Tipo	Temperatura de operación	Producto
Termoplásticos	PVC	TWD	60°C	Alambre TWD
	PVC	THW-LS/THHW	90°C	Alambres y cables Vinanel 2000
	PVC + N ₂	THHN	90°C	Alambres y cables Vinanel Nylon
	PVC + N ₂	THWN	75°C	
Termofijos	EP	RHH	90°C	Cable Vulcanel EP Antillama
	EP	RHW	75°C	
	XLP	RHH	90°C	Cable Vulcanel XLP Antillama
	XLP	RHW	75°C	
	XLP	XHHW	75°C	Cable Vulcanel XLP

Nota.

- (1) Estos productos se pueden ofrecer en grupos de tres conductores más un conductor neutro desnudo, dentro de una armadura engargolada de acero galvanizado o aluminio. El producto Vinanel 2000™ THW-LS THHW puede ofrecerse en construcción trifásica.

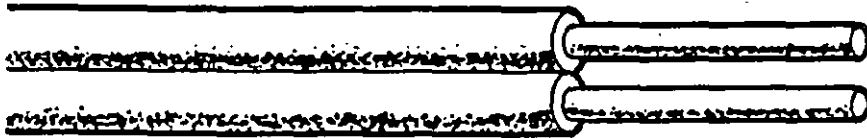


Al hablar de la temperatura máxima de operación de un conductor, es necesario ser específico. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima; esto significa que si un producto TW se utiliza a 61°C, no se abrirá ni se fundirá su aislamiento, pero sí se irá deteriorando y con el tiempo se reducirá su vida útil. Por ejemplo, un alambre TW que trabaje a 68°C, en lugar de hacerlo a 60°C, no reventará ni fallará de momento, pero reducirá su vida útil de 30 a 15 años.

Está comprobado que por cada 10°C que se incrementa la temperatura de operación del conductor, su vida útil se reduce 50 por ciento. Por esto, es importante que los conductores sólo transporten la corriente para la que fueron diseñados, ya que de otra forma se tendrá que cambiar la instalación en poco tiempo.

Por otra parte, es importante aclarar la diferencia entre conductores de tipo THW y Vinanel 2000^{MR}. Los primeros (THW) están diseñados para temperaturas máximas de 75°C, mientras que los Vinanel 2000^{MR} resisten hasta 90°C en el conductor, por su característica THHW. Por tal razón, estos últimos conducen la misma corriente que los THW, pero sus aislamientos pueden ser más delgados, además de tener otras propiedades adicionales que no tienen los THW, como veremos más adelante.

Descripción de los productos, características y aplicaciones



Alambres TWD

Descripción

Dos alambres paralelos de cobre electrolítico suave unidos con un aislamiento común de PVC flexible, con una estría que permite identificar la polaridad.

Características

- Tensión máxima de operación: 600 Volts.
- Temperatura máxima de operación: 60°C en el conductor.

- Aislamiento de PVC especialmente flexible para facilitar el planchado del conductor sobre muros y paredes. Debe tenerse cuidado al colocar las grapas o los cinchos, ya que el aislamiento puede morderse y provocar una falla en el conductor. Cuidé además que las grapas o cinchos se coloquen a distancias adecuadas, para que el conductor no se cuelgue.



Aislamientos

Los aislamientos de los alambres y cables para la industria de la construcción, como se vio en los cuadros 1 y 2, pueden ser termoplásticos y termofijos.

- Termoplásticos. Son aquellos que, al calentarse, su plasticidad permite conformarlos a voluntad, recuperando sus propiedades iniciales al enfriarse, pero manteniendo la forma que se les imprimió.
- Termofijos. A diferencia de los anteriores, los subsecuentes calentamientos no los reblandecen, sino que los degradan.

En el siguiente cuadro se muestra la clasificación para los conductores con aislamiento termoplástico, de acuerdo con la norma NMX-J-10 y sus correspondientes notas. Cabe destacar que nuestros productos cumplen con lo establecido por el National Electrical Code (NEC) de los EUA.

CUADRO3: Clasificación de los conductores con aislamiento termoplástico

Tipo	Temperatura máxima de operación	Descripción
TW	60°C	Conductor con aislamiento de PVC. Resistente a la humedad y a la propagación de incendio.
THW	75°C ⁽¹⁾	Conductor con aislamiento de PVC. Resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.
THWN	75°C	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon. Resistente a la humedad, al calor y a la propagación de la flama.
THHW	75°C en húmedo	Conductor con aislamiento de PVC. Resistente a la humedad, al calor y a la propagación de incendio.
	90°C en seco	
THHN	90°C	Conductor con aislamiento de PVC y cubierta de nylon, para instalarse sólo en seco. Resistente al calor y a la propagación de la flama.

Notas: Cualquier tipo de conductores eléctricos LS —no especificados dentro de esta tabla— deberá cumplir como mínimo con las pruebas de seguridad que le sean aplicables, en tanto se revisan e incluyen en la norma los requisitos específicos para esos conductores.

- (1) En aplicaciones especiales dentro de equipo de alumbrado por descarga eléctrica, la temperatura de operación máxima para los cables tipo THW es de 90°C. Esto queda restringido a circuitos abiertos de 1,000 Volts como máximo, y a secciones transversales de 2.082 a 8.367 mm² (14 a 8 AWG).

Las pruebas de seguridad a las que se hace mención en la tabla están contenidas dentro de las siguientes Normas Mexicanas:

NMX-J-93: *Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la resistencia a la propagación de incendio en conductores eléctricos. Método de prueba.*

NMX-J-192: *Productos eléctricos. Conductores. Resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos. Método de prueba.*

NMX-J-472: *Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la cantidad de gas ácido halogenado generado durante la combustión controlada de materiales poliméricos tomados de conductores eléctricos. Método de prueba.*

NMX-J-474: *Productos eléctricos. Conductores. Determinación de la densidad óptica específica y del valor de oscurecimiento de humos generados en conductores eléctricos de combustión controlada bajo condiciones de incendio. Método de prueba.*

La norma NOM-EM-002-SCFI-1994 clasifica los conductores con aislamiento a base de etileno-propileno (EP), o de polietileno de cadena cruzada (XLP) para instalaciones de hasta 600 Volts, de acuerdo con el siguiente cuadro:

CUADRO 4: Clasificación de los cables con aislamiento termofijo

Tipo ⁽¹⁾	Temperatura máxima	Descripción
XHHW	75°C ⁽²⁾	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP). Resistente a la presencia de agua y al calor.
	90°C ⁽³⁾	
RHW	75°C ⁽²⁾	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP). Resistente a la presencia de agua y al calor (los aislamientos con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija)
RHH	90°C ⁽³⁾	Conductor con aislamiento de polietileno de cadena cruzada (XLP), a base de etileno-propileno (EP), o aislamiento combinado (de CP sobre EP). Resistente a la presencia de agua y al calor (los aislamientos con EP deben llevar cubierta termoplástica o termofija)

Notas:

- (1) Los tipos de conductores cubiertos en esta tabla pueden clasificarse como resistentes a la propagación de la flama, si cumplen con lo establecido en la NMX-J-192.
- (2) Para instalaciones en presencia de agua
- (3) Para instalaciones en ambiente seco o húmedo.



Una vez definidos y clasificados los diferentes tipos de aislamiento para los cables de la industria de la construcción, se procederá a describir el conductor. Posteriormente, se realizará la selección práctica de un cable de baja tensión para instalaciones eléctricas.

Conductor

De acuerdo con la norma NMX-J-10, el material del conductor para los cables de baja tensión utilizados en la industria de la construcción, debe ser alambre de cobre suave o recocido que cumpla con los requisitos señalados en la NMX-J-36, o cable concéntrico de cobre suave de clase B o C, que cumpla con los requisitos señalados en la NMX-J-12.

¿Por qué el cobre es el metal que se prefiere en la elaboración de conductores eléctricos?

Hay muchas razones técnicas que respaldan el uso del cobre como material para conductores eléctricos, pero la principal es la confiabilidad probada que éste posee.

Las razones del éxito que ha tenido el cobre se basan en su conductividad y sus propiedades mecánicas, puesto que su capacidad de conducción de corriente lo convierte en el más eficiente conductor eléctrico, en términos económicos. (El cobre suave o recocido es el metal que tiene 100 por ciento de conductividad, de acuerdo con el Patrón Internacional de Cobre Suave o Recocido IACS.)

En lo que se refiere al cobre utilizado como material conductor en cables de baja tensión

para la industria de la construcción, se puede asegurar que, dada su mayor capacidad de conducción para un diámetro dado, requiere menos aislamiento y puede instalarse en tubos conduit más pequeños, canalizaciones y ductos. Es decir, el cobre minimiza los requerimientos de espacio, si se compara con otro conductor eléctrico. Esto resulta útil si se toma en cuenta que un aumento en el diámetro de los tubos conduit, en unión con el espacio requerido por el alambrado, incrementa los costos de instalación, al igual que todos los componentes de ésta, como cajas derivadoras, cajas de conexión, etcétera, que son afectados por el tamaño del conductor.

En lo que se ha expuesto hasta el momento es posible advertir una tendencia comparativa. En efecto, dicha tendencia se relaciona con el aluminio.

El aluminio ha tenido éxito como conductor eléctrico en líneas de transmisión, pero no así como conductor para cables de baja tensión. El aluminio presenta problemas en la conexión debido a las propiedades físicas y químicas que tiene, ya que bajo condiciones de presión y calor, este material se dilata y, por tanto, se afloja en las conexiones. Las terminales y tornillos de los equipos, aparatos, etcétera, son elaborados con metales de aleación de cobre o que en la tabla de electronegatividad estén cerca del mismo; mientras que el aluminio está alejado y, por consiguiente, tiene el problema de corrosión galvánica.

En resumen, se puede decir que el aluminio tiene dos desventajas principales con respecto al cobre, como material conductor de cables de baja tensión:

- Problemas en el conectorizado
- Necesidad de conductores más grandes para la misma capacidad de corriente que en conductores de cobre

CUADRO 5: Propiedades del cobre suave

Conductividad (IACS %)	100
Densidad (g/cm ³)	8.89
Resistividad eléctrica a 20°C (Ω-mm ² /km)	17.241
Temperatura de fusión (°C)	1,080
Esfuerzo de tensión a la ruptura (kg/mm ²)	24.6

El cobre, además de ser mejor conductor que el aluminio, es mecánicamente más resistente. Lo anterior significa que soporta alargamientos, reducción de sección por presión, mellas y roturas.

En longitudes de instalación largas, al colocar los cables en canalizaciones, se requiere aplicar grandes tensiones de jalado. El cobre conserva su forma gracias a su gran capacidad de esfuerzo de tensión.

La reducción de sección por presión se presenta en los puntos de conexión cuando el tornillo oprésor sujeta a los conductores. Con esta reducción disminuyen la capacidad de corriente y el esfuerzo de tensión del alambre, provocando calentamientos, y que, en condiciones de vibración o dobleces, se rompa el alambre.

En conexiones, cuando se forma un óxido en el cobre, éste es del tipo conductor, y requiere en la terminal poco compuesto inhibidor de la oxidación. El aluminio, en cambio, forma un óxido no conductor.

Para cuantificar el tamaño de los conductores eléctricos existen dos escalas de calibres:

- Escala americana AWG-kCM
- Escala internacional (IEC), mm²

La escala AWG fue originalmente diseñada por J.R. Brown en 1857, y definida como la escala Brown

Sharpe Gage (B & S). Los calibres en la escala AWG representan en aproximación los pasos de estirado del alambre; de ahí que dicha escala sea regresiva, es decir, un número mayor representa un conductor de tamaño más pequeño.

Los calibres originales fueron el 36 AWG, y el mayor, el 4/0 AWG. Después de éste, el tamaño de los conductores se define directamente por su área de sección transversal en el sistema inglés, es decir, los *circular mils* (CM = área de un alambre cuyo diámetro es una milésima de pulgada). La escala AWG se utiliza en Canadá, EUA, México y algunos países sudamericanos.

La escala internacional fue creada por el Consejo Electrotécnico Internacional (IEC), y emplea como unidad el milímetro cuadrado. Esta escala de calibres se usa en países europeos y asiáticos, así como en algunos países sudamericanos. Cabe mencionar que en las escalas americana e internacional las áreas en mm² no coinciden directamente; por ejemplo, un calibre 12 AWG tiene un área de sección transversal de 3.307 mm², contra los 3 mm² de calibre en la escala internacional.



Un valor útil para ambas escalas es el siguiente:

$$1 \text{ mm}^2 = 1973.5 \text{ circular mils}$$

$$\text{ó}$$

$$1 \text{ mm}^2 = 1.9735 \text{ kCM} = 2 \text{ kCM}$$

Construcción normal de cables concéntricos de cobre

Designación del conductor		Clase B		Diámetro exterior nominal del cable mm	Masa kg/km
Area de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/kCM	Núm. de alambres	Diámetro de alambres mm		
0.519	20	7	0.307	0.92	4.707
0.823	18	7	0.387	1.16	7.467
1.307	16	7	0.488	1.46	11.850
2.082	14	7	0.615	1.85	18.880
3.307	12	7	0.776	2.33	29.990
5.260	10	7	0.978	2.93	47.700
8.367	8	7	1.234	3.70	75.870
13.300	6	7	1.555	4.67	120.600
21.150	4	7	1.961	5.88	191.800
33.620	2	7	2.473	7.42	304.900
53.480	1/0	19	1.893	9.47	484.900
67.430	2/0	19	2.126	10.63	611.400
85.010	3/0	19	2.387	11.94	770.900
107.200	4/0	19	2.680	13.40	972.100
126.700	250	37	2.088	14.62	1.149.000
152.000	300	37	2.287	16.01	1.378.000
177.300	350	37	2.470	17.29	1.608.000
202.700	400	37	2.641	18.49	1.838.000
253.400	500	37	2.953	20.67	2.298.000
304.000	600	61	2.519	22.67	2.757.000
380.000	750	61	2.816	25.34	3.446.000
506.700	1.000	61	3.252	29.27	4.595.000

Características dimensionales del alambre de cobre suave

Designación del conductor		Diámetro nominal mm	Masa kg/km
Area de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG		
13.30	6	4.115	118.20
8.367	8	3.264	74.38
5.260	10	2.588	46.77
3.307	12	2.052	29.40
2.082	14	1.628	18.50
1.307	16	1.290	11.60
0.823	18	1.024	7.32
0.519	20	0.813	4.30

Resistencia eléctrica de conductores de cobre suave cableado Clase B

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km		
Area de la sección transversal nominal mm ²	Calibre AWG/KCM	Corriente directa		Corriente alterna
		20°C	75°C	90°C
0.519	20	33.900	41.210	43.200
0.823	18	21.400	25.990	27.250
1.307	16	13.500	16.360	17.160
2.082	14	8.4500	10.270	10.770
3.307	12	5.3200	6.4700	6.7800
5.260	10	3.3400	4.0650	4.2600
8.367	8	2.1000	2.5600	2.6800
13.300	6	1.3200	1.6200	1.7000
21.150	4	0.8320	1.0200	1.0700
33.620	2	0.5270	0.6380	0.6700
51.400	1/0	0.3290	0.4020	0.4220
67.430	2/0	0.2610	0.3200	0.3350
85.010	3/0	0.2070	0.2540	0.2660
107.210	4/0	0.1640	0.2010	0.2110
126.700	250	0.1390	0.1710	0.1790
152.000	300	0.1160	0.1420	0.1490
177.300	350	0.0990	0.1220	0.1280
202.700	400	0.0865	0.1070	0.1110
255.400	500	0.0694	0.0862	0.0900
308.000	600	0.0579	0.0720	0.0750
370.000	750	0.0465	0.0586	0.0610
406.700	1.000	0.0350	0.0452	0.0470



Resistencia eléctrica de alambres de cobre suave

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km		
		Corriente directa	Corriente alterna	
Area de la sección transversal nominal mm^2	Calibre AWG	20°C	75°C	90°C
		13.30	6	1.30
8.367	8	2.06	2.5437	2.675
5.260	10	3.28	4.0500	4.260
3.307	12	5.21	6.4330	6.767
2.082	14	8.28	10.224	10.754
1.307	16	13.20	16.300	17.145
0.823	18	21.00	25.931	27.270
0.519	20	33.22	41.020	43.140

Proceso de fabricación y pruebas de aseguramiento de calidad

Es común que quien maneje conductores eléctricos no sepa ver un conductor. Sucede que se pueden tener dos productos distintos, pero al verlos del mismo calibre y el mismo color, no se aprecian diferencias que permitan elegir uno de ellos.

Los productos de calidad siempre cumplen con los requisitos mínimos que establecen las normas que se aplican a su fabricación. Para investigar a fondo los valores de norma, se puede recurrir a nuestro departamento técnico o a la Dirección General de Normas (DGN).

Para muchos clientes, resulta más práctico acudir al fabricante para obtener orientación, en forma general, que les ayude a distinguir el producto de más calidad, y que dará el mejor servicio

Tabla de pruebas de calidad

Prueba	Producto de buena calidad	Razón	Producto de mala calidad	Causa	Consecuencias
Color del cobre	Rosa o naranja claro	Cobre de 99.9% de pureza	Naranja oscuro o café tenue	Cobre reprocesado y con impurezas	Mayor resistencia eléctrica que provoca calentamiento y disminuye la vida útil del conductor
Tersura del conductor de cobre	Sin rayones ni impurezas	Proceso de estirado adecuado Cobre de buena calidad	Con rayones e impurezas	Cobre de mala calidad y/o mal procesado	Mayor resistencia eléctrica en algunos puntos del conductor, que puede provocar fallas
Diámetro del conductor	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Diámetro menor al especificado en normas	Reducir el costo del producto	Los conductores con sección menor a la adecuada son un engaño al cliente y no dan el servicio porque se sobrecalientan
Número de hilos del cable o cordón	Acorde con las normas	Cumplir con los reglamentos del país	Menor número de hilos	Reducir el costo del producto	Disminuye la sección real del conductor, provocando fallas, calentamiento y desgaste prematuro
Paso de cableado	De acuerdo con las normas (nota)	Cables con flexibilidad y resistencia adecuadas	Cableado muy apretado o muy extendido	Mal proceso de fabricación	El cable tendrá mayor resistencia de la normal provocando calentamiento y desgaste prematuro
Espesor del aislamiento	Acorde con las normas	Que la corriente esté bien aislada	Menor espesor de aislamiento	Reducir el costo del producto	La instalación tendrá un alto riesgo de falla, porque la corriente no está aislada correctamente
Centrado del conductor	Igual espesor de aislamiento en todo el conductor	Aislamiento bien aplicado	Menor espesor en algunas zonas del conductor	Mal proceso de fabricación	Posibilidad de falla o aterrizaje en un punto del conductor durante una sobrecarga
Tersura del aislamiento	Aislamiento sin puntos duros ni poros	PVC de buena calidad y bien procesado	Aislamiento con puntos duros, poros o grietas	PVC de mala calidad y/o mal procesado	Posibilidad de falla o aterrizaje por aislamiento deficiente, sobre todo en lapsos de sobrecarga
Suavidad del producto	Facilidad de manejo pero no muy blandos	Materia prima de calidad y proceso correcto	Conductores muy duros o tan blandos que se tiron en al instalarlos	Materia prima de mala calidad y mal proceso	Dificultad para instalar aumentando el costo de la instalación
Cantidad de producto empacada	Lo especificado en el empaque	Medidores de longitud correctos	Roles de 90 m en cajas de 100 m por ejemplo	Reducir costo del producto o maquinaria en mal estado	Pagar por un producto incompleto

Nota: Estas normas se comentan mas adelante

El paso de cableado consiste en tomar un hilo de un cable de siete hilos y medir la longitud de cable que ese hilo requiere para volver a su posición en la sección. Esta longitud se divide entre el diámetro del conductor, y el resultado debe variar entre 8 y 16.

Cuando se habla de sobrecalentamiento en el conductor, conviene agregar que también se incrementa el costo de la energía, ya que aumenta el desperdicio de ésta como calor disipado. Existen otras pruebas de rutina y de calificación a las que deben ser sometidos los conductores de baja tensión. Para conocerlas, se pueden consultar los departamentos de asesoría técnica de Conдумex.

Normalización

Con el objeto de establecer las especificaciones y métodos de prueba que deben cumplir los conductores, alambres y cables para uso eléctrico, la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, a través de la Dirección General de Normas, publicó el 23 de febrero de 1994 en el Diario Oficial de la Federación —con carácter de emergencia— la norma NOM-EM-002-SCFI-1994: *Productos eléctricos. Conductores, alambres y cables. Especificaciones de seguridad y métodos de prueba.*

Cabe mencionar que dicha norma está basada en las normas mexicanas NMX que, a diferencia de las NOM, no tienen carácter de obligatorias, pero que constituyen el fundamento de estas últimas.

Nuestros alambres y cables para la industria de la construcción pueden fabricarse y probarse bajo otras especificaciones de carácter internacional, como son ASTM, UL, ICEA, entre otras.

Actualmente se trabaja en la elaboración de la Norma Oficial Mexicana NOM-J-63 para fijar los criterios de fabricación de conductores eléctricos; ésta sustituirá a la norma NOM-EM-002-SCFI-1994.

2. Reglamentación para instalaciones eléctricas

Una vez que se ha elegido un producto, se debe diseñar la instalación adecuada, para conseguir, entre otras cosas, lo siguiente:

- Facilidad y rapidez de instalación
- Operación eficiente del circuito
- Seguridad durante la instalación y operación de las líneas eléctricas
- Economía y seguridad para el usuario
- Cumplimiento de las normas vigentes

Es de vital importancia que, al diseñar y realizar cualquier instalación eléctrica, se cumplan las normas respectivas, ya que en ellas se especifican los requerimientos técnicos básicos para garantizar que la instalación no presente ningún problema en el futuro.

Además, en un país como México, es importante que los fabricantes mexicanos sean los primeros en cumplir con los reglamentos establecidos, pues sólo así será posible exigir a los demás el cumplimiento de lo que las leyes establecen.

Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMP-1994, relativa a instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica

Con el objeto de reglamentar las instalaciones eléctricas en México de una forma más completa, y de acuerdo con los desarrollos tecnológicos que en productos y equipos eléctricos han surgido en los últimos años, la Dirección General de Normas publicó en el Diario Oficial de la Federación, el 10 de octubre de 1994, la norma NOM-001-SEMP-1994: *Instalaciones destinadas al suministro y uso de la energía eléctrica*. Esta sustituye oficialmente a las Normas Técnicas para Instalaciones Eléctricas (NTIE) de 1981, y constituye la guía que deben seguir diseñadores, constructores y unidades de verificación, en lo relativo a proyecto, construcción y aprobación de instalaciones eléctricas.

Es necesario aclarar que la regulación de proyectos eléctricos ya no es competencia de la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial (SECOFI), sino de la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal (SEMIP); y a esta última entidad hay que dirigirse para lo concerniente a instalaciones eléctricas.

El campo de aplicación de la norma NOM *Instalaciones eléctricas* comprende:

- Las instalaciones para explotación de energía eléctrica, en cualquiera de las tensiones usuales de operación, incluyendo la instalación del equipo conectado a las mismas por los usuarios.
- Las subestaciones y plantas generadoras de emergencia que sean propiedad de los usuarios.
- Las líneas eléctricas y su equipo. Dentro del término líneas eléctricas, quedan comprendidas las aéreas y las subterráneas conductoras de energía eléctrica, ya sea que formen parte de sistemas de servicio público, o bien que correspondan a otro tipo de instalaciones.

Especificaciones de la norma NOM-001-SEMP-1994

La Norma Oficial Mexicana *Instalaciones destinadas al suministro y uso de energía eléctrica*, consta de una introducción y 14 capítulos subdivididos en dos partes. En la primera se establecen disposiciones técnicas que deben observarse en las instalaciones eléctricas; de aplicación general para locales, equipos y condiciones especiales, sistemas de comunicación y alumbrado público, incluyendo un capítulo de tablas.

La segunda parte incluye las disposiciones técnicas que se deben aplicar en la instalación de subestaciones, líneas eléctricas de suministro público, transportes eléctricos, y otras líneas eléctricas y de comunicación ubicadas en la vía pública; así como en instalaciones similares que sean propiedad de los usuarios, lo cual se ha establecido considerando, en principio, que la operación y mantenimiento de dichas líneas quedará en manos de personal idóneo

A continuación se presentan los artículos que forman la norma NOM-001-SEMP-1994:

Especificaciones

90 Introducción

Primera parte

Capítulo 1

Disposiciones generales

100 Definiciones

110 Requisitos para instalaciones eléctricas

Capítulo 2

Diseño y protección de las instalaciones eléctricas

200 Uso e identificación de los conductores puestos a tierra

210 Circuitos derivados

215 Alimentadores

220 Cálculo de circuitos derivados y alimentadores

38

- 225 Circuitos exteriores derivados y alimentadores (índice)
- 230 Acometidas
- 240 Protección contra sobrecorriente
- 250 Puesta a tierra
- 280 Apartarrayos

Capítulo 3

Métodos de instalación y materiales

- 300 Métodos de instalación
- 305 Alambrado provisional
- 310 Conductores para instalaciones de uso general
- 318 Charolas para cables
- 320 Alambrado visible sobre aisladores
- 321 Alambrado soportado por un mensajero
- 324 Instalaciones ocultas sobre aisladores
- 326 Cables de media tensión tipo MV
- 328 Cable plano tipo FCC
- 330 Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica tipo MI
- 331 Tubería eléctrica no metálica
- 333 Cables con armadura tipo AC
- 334 Cables con armadura metálica tipo MC
- 336 Cable con cubierta no metálica, tipos NM y NMC
- 337 Cable con pantalla y cubierta no metálica tipo SNM
- 338 Cable para acometida
- 339 Cables subterráneos para alimentadores y para circuitos derivados tipo UF
- 340 Cables de energía y control tipo TC para charolas
- 342 Extensiones no metálicas
- 343 Cable preensamblado en tubo conduit no metálico
- 344 Extensiones bajo el repello
- 345 Tubo conduit metálico semipesado
- 346 Tubo conduit metálico tipo pesado
- 347 Tubo rígido no metálico
- 348 Tubo conduit metálico tipo ligero
- 349 Tubería metálica flexible
- 350 Tubo conduit metálico flexible
- 351 Tubo conduit flexible hermético a los líquidos metálico y no metálico (*liquidtight*)
- 352 Canalizaciones metálicas y no metálicas de superficie
- 353 Multicontacto
- 354 Ductos bajo el piso

- 356 Canalizaciones en pisos celulares metálicos
- 358 Canalizaciones en pisos de concreto celular
- 362 Ductos metálicos y no metálicos con tapa
- 363 Cables planos tipo FC
- 364 Ductos con barras (electroductos)
- 365 Canalizaciones prealambradas
- 370 Registros de salida, de dispositivos, de empalme o de tiro, cajas de registro ovaladas y accesorios
- 373 Gabinetes, cajas y gabinetes para enchufe de medidores
- 374 Canales auxiliares
- 380 Desconectores
- 384 Tableros de distribución y gabinetes de control

Capítulo 4

Equipos de uso general

- 400 Cordones y cables flexibles
- 402 Alambres para aparatos
- 410 Luminarios, equipo de alumbrar portalámparas, lámparas y receptáculos o contactos
- 422 Aparatos eléctricos
- 424 Equipo eléctrico fijo para calefacción de ambiente
- 426 Equipo eléctrico fijo para descongelar y derretir nieve
- 427 Equipo eléctrico fijo para calentamiento de tuberías para líquidos y recipientes
- 430 Motores, circuitos de motores y sus controles
- 440 Equipos de aire acondicionado y de refrigeración
- 445 Generadores
- 450 Transformadores y bóvedas de transformadores
- 455 Convertidores de fases
- 460 Capacitores
- 470 Resistencias y reactores
- 480 Acumuladores



Capítulo 5

Ambientes especiales

- 500 Lugares clasificados como peligrosos
- 501 Lugares clase I
- 502 Lugares clase II
- 503 Lugares clase III
- 504 Sistemas intrínsecamente seguros
- 510 Lugares clasificados como peligroso-específicos
- 511 Cocheras de servicio, de reparación y almacenamiento
- 513 Hangares de aviación
- 514 Surtidores (dispensarios) y estaciones de servicio y autoconsumo
- 515 Plantas de almacenamiento
- 516 Procesos de acabado
- 517 Instalaciones en lugares de cuidados de la salud
- 518 Lugares de concentración pública
- 520 Areas de audiencia en teatros, cines; estudios de televisión y lugares similares
- 530 Estudios de cine, televisión y lugares similares
- 540 Proyectoras de cine
- 545 Inmuebles prefabricados
- 547 Construcciones agrícolas
- 550 Viviendas móviles y sus estacionamientos
- 551 Vehículos de recreo y sus estacionamientos
- 553 Construcciones flotantes
- 555 Marnas y muelles

Capítulo 6

Equipos especiales

- 600 Anuncios luminosos y alumbrado de realce
- 604 Sistemas de alumbrado prefabricados

- 605 Artículos de oficina (relacionados con accesorios de alumbrado y muros prefabricados)
- 610 Grúas y polipastos
- 620 Ascensores, montaplatos, escaleras mecánicas y pasillos móviles
- 630 Soldadoras eléctricas
- 640 Grabadoras de sonido y equipos similares
- 645 Equipos de procesamiento de datos y cómputo electrónico
- 650 Organos tubulares
- 660 Equipos de rayos X
- 665 Equipos de calefacción por inducción y por pérdidas dieléctricas
- 668 Celdas electrolíticas
- 669 Galvanoplastia
- 670 Maquinaria industrial
- 675 Máquinas de riego operadas o controladas eléctricamente
- 680 Piscinas, fuentes e instalaciones similares
- 685 Sistemas eléctricos integrados
- 690 Sistemas solares fotovoltaicos

Capítulo 7

Condiciones especiales

- 700 Sistemas de emergencia
- 701 Sistema de reserva legalmente requerido
- 702 Sistemas opcionales de reserva
- 705 Fuentes de producción de energía eléctrica interconectada
- 709 Alumbrado especial de emergencia y señalización en lugares de concentración pública
- 710 Instalaciones con tensiones nominales mayores a 600 Volts
- 720 Circuitos y equipos que operan a menos de 50 Volts
- 725 Circuitos de clase 1, clase 2, y clase 3 para control remoto, señalización y de potencia limitada
- 760 Sistemas de señalización para protección contra incendios

- 770 Cables de fibra óptica y canalizaciones
- 780 Distribución en circuito y programada

Capítulo 8

Sistemas de comunicación

- 800 Circuitos de comunicación
- 810 Equipos de radio y televisión
- 820 Antenas de televisión comunitarias y sistemas de distribución de radio

Capítulo 9

Alumbrado público

- 901 Disposiciones de carácter general
- 902 Definiciones
- 903 Niveles de luminancia e iluminancia
- 904 Sistemas de alumbrado público
- 905 Pasos vehiculares
- 906 Sistema de iluminación para áreas generales

Capítulo 10

Tablas

Segunda parte

Capítulo 21

Generalidades

- 2101 Disposiciones de carácter general
- 2102 Definiciones
- 2103 Métodos de puesta a tierra

Capítulo 22

Líneas aéreas

- 2201 Requisitos generales
- 2202 Separación de conductores en una misma estructura. Espacios para subir y trabajar
- 2203 Separación entre conductores soportados en diferentes estructuras
- 2204 Altura de conductores y partes vivas de equipo sobre el suelo, agua y vías férreas

- 2205 Separación de conductores a edificios, puentes y otras construcciones
- 2206 Distancia horizontal de estructura a vías férreas, carreteras y aguas navegables
- 2207 Derecho de vía
- 2208 Cargas mecánicas en líneas aéreas
- 2209 Clases de construcción en líneas aéreas
- 2210 Retenidas

Capítulo 23

Líneas subterráneas

- 2301 Requisitos generales
- 2302 Obra civil para instalaciones subterráneas
- 2303 Cables subterráneos
- 2304 Estructuras de transición de líneas aéreas a cables subterráneos o viceversa
- 2305 Terminales
- 2306 Empalmes terminales y accesorios para cables
- 2307 Equipo subterráneo
- 2308 Instalaciones en túneles
- 2309 Charolas para cables

Capítulo 24

Subestaciones

- 2401 Requisitos generales
- 2402 Locales y espacios para subestaciones
- 2403 Sistemas de tierras
- 2404 Resguardo y espacios de seguridad
- 2405 Instalación de equipo eléctrico en subestaciones





CONDUMEX

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Introducción

Los parámetros de operación de los cables aislados son de utilidad para el diseñador de sistemas de distribución de energía eléctrica, ya que el conocimiento de dichos parámetros permite el estudio técnico-económico que sirve de base para la selección correcta del calibre del conductor, con base en la caída de tensión, pérdidas de energía en el conductor, etc. También permite determinar, para un cable ya seleccionado, el valor de la impedancia (Z) que es tan necesario en los análisis de cortocircuito del sistema así como en el comportamiento del cable en regímenes transitorios y al efectuar las pruebas de campo y el mantenimiento correspondiente.

1. Resistencia a la corriente directa

42

La resistencia a la corriente directa de un conductor eléctrico, formado por un alambre de cualquier material, está expresada por la fórmula:

$$R_{cd} = \rho \cdot \frac{L}{A} \text{ ohms} \quad (1)$$

en donde:

L = longitud del conductor

A = área de la sección transversal del conductor

ρ = resistividad volumétrica del material del conductor en unidades compatibles con L y A

El valor de la resistividad por unidad de masa, para el cobre, que ha normalizado la IACS a 20°C y 100% de conductividad es 0.15328 ohm-gramo/cm². Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Los valores, en diferentes unidades usadas en los cálculos de ingeniería, son:

- 1.7241 microhm-cm
- 0.67879 microhm-pulgada
- 10.371* ohm-cmil/pie
- 17.241* ohm-mm²/km

Los valores para el aluminio grado EC con 61% de conductividad a 20°C según IACS, son:

- 2.828 microhm-cm
- 1.1128 microhm-pulgada
- 17.002* ohm-cmil/pie
- 28.28* ohm-mm²/km

Los valores marcados con un asterisco (*) son los más comúnmente usados para el cálculo de resistencias de conductores eléctricos.

Efecto de cableado

Cuando se trata de conductores cableados, su resistencia es igual a la resistencia de cada uno de los alambres dividida entre el número de ellos.

$$R_{ca} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} \times \frac{L}{A'} \quad (2)$$

en donde R' y A' son la resistencia y el área de la sección transversal de cada alambre, respectivamente. Sin embargo, esta fórmula sería válida sólo si todos los alambres tuviesen la misma longitud. Como en realidad esto no es exacto ya que las longitudes de los alambres de las capas superiores tienen una longitud mayor, el incremento de la resistencia por efecto de cableado, para fines prácticos, se puede suponer:

$$R_{ca} = \rho \frac{L}{A} (1 - k_c) \quad (3)$$

en donde:

k_c es el "factor de cableado" y los valores correspondientes para diversos tipos de cuerdas se encuentran en la tabla 5.1, y en las tablas 5.2a y b se encuentran los valores de la resistencia a la corriente directa de los conductores usuales.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

TABLA 5.1 Incremento de la resistencia por efecto de cableado

Tipo de cableado	k_c
Redondo normal	0.020
Redondo compacto	0.020
Sectorial	0.015
Segmental	0.020

TABLA 5.2a Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de cobre con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto

mm ²	AWG MCM	Área de la sección (mm ²)	Resistencia eléctrica nominal a la cd (20°C) (Cu suave) Ω/km
	8	8.37	2.10
	6	13.30	1.322
	5	16.77	1.050
	4	21.15	0.832
	3	26.70	0.660
	2	33.60	0.523
35		34.89	0.504
	1	42.41	0.415
50		48.30	0.364
	1/0	53.50	0.329
	2/0	67.43	0.261
70		69.00	0.255
	3/0	85.00	0.207
	4/0	107.21	0.164
	250	126.70	0.139
150		152.01	0.116
	350	177.34	0.0992
	400	202.70	0.0867
240		242.50	0.0726
	500	253.4	0.0694
	600	304.02	0.0578
	700	354.70	0.0496
	750	380.02	0.0463
	800	405.36	0.0434
	1000	506.7	0.0347

TABLA 5.2b Resistencia a la corriente directa a 20°C en conductores de aluminio con cableado concéntrico normal, comprimido y compacto

Designación AWG MCM	Área de la sección transversal (mm ²)	Resistencia eléctrica nominal a la cd ohm/km a 20°C
2	33.6	0.860
1/0	53.5	0.539
2/0	67.4	0.428
3/0	85.0	0.3391
4/0	107.2	0.269
250	126.7	0.228
350	177.3	0.163
500	253.4	0.114
600	304.0	0.0948
700	354.7	0.0813
1000	506.7	0.0569

2. Efecto de la temperatura en la resistencia

Dentro de los límites normales de operación de los conductores eléctricos, los únicos cambios apreciables en los materiales usados son los incrementos de resistencia y la longitud que estos sufren, en virtud de cambios en su temperatura. El más importante (para los cables aislados) es el cambio en el valor de la resistencia, ya que el incremento en la longitud sólo es importante en el caso de líneas aéreas con grandes tramos entre postes.

En cables aislados bastará con usar una técnica adecuada de instalación que permita absorber el cambio en las dimensiones del conductor.

Si efectuáramos mediciones de la resistencia en un conductor, a distintas temperaturas, y situáramos los valores obtenidos en una gráfica, obtendríamos la curva ilustrada en la figura 5.1.

La resistencia (R_2), a una temperatura cualquiera T_2 , en función de la resistencia (R_1), a una temperatura T_1 distinta de cero, estaría dada por:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha (T_2 - T_1)] \quad (4)$$

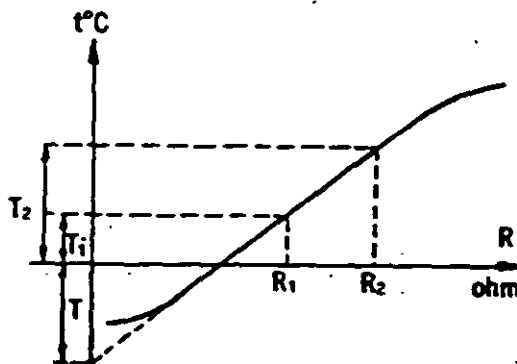


Fig. 5.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico con la temperatura.

en donde α se denomina "coeficiente de corrección por temperatura" y sus dimensiones son el recíproco de grados centígrados. El valor de la resistencia se expresa generalmente a una temperatura estándar de 20°C (68°F).

El punto de intersección de la prolongación de la parte rectilínea de la curva de la figura con el eje t (temperaturas) es un valor constante para cada material; en esta temperatura, el valor teórico de la resistencia del material es nula. A continuación se dan valores de T en °C, para los materiales comúnmente usados en la fabricación de conductores eléctricos:

$|T| = 234.5^\circ\text{C}$ para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad, según IACS.

$|T| = 241^\circ\text{C}$ para cobre semiduro estirado en frío con 97.3% de conductividad, según IACS.

$|T| = 228^\circ\text{C}$ para aluminio estirado en frío con 61% de conductividad, según IACS.

De la figura 5.1 se deduce que:

$$\frac{R_2}{R_1} = \frac{T_2 + T}{T_1 + T} \quad (5)$$

expresión útil para cálculos prácticos de ingeniería (véase tabla 5.3). Asimismo es fácil demostrar que si:

$$\alpha = \frac{1}{234.5} = 0.00427, \text{ a } 0^\circ\text{C}$$

entonces:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 - x^\circ\text{C}}, \text{ a } x^\circ\text{C} \quad (6)$$

Los factores de corrección para cobre de 100% de conductividad IACS se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{234.5 + 20}{234.5 + T} = \frac{254.5}{234.5 + T} \quad (7)$$

Los factores de corrección para aluminio de 61% de conductividad IACS se obtuvieron de la siguiente fórmula:

$$\frac{R_1}{R_2} = \frac{228 + 25}{228 + T} = \frac{253}{228 + T} \quad (8)$$

en donde:

R_1 = resistencia a 20°C

R_2 = resistencia medida a la temperatura de prueba

T = temperatura de prueba

TABLA 3 Factores de corrección por temperatura para cálculo de resistencias de conductores eléctricos de cobre y aluminio

Temperatura del conductor en °C	Factor de corrección a 20°C	
	Cobre	Aluminio
0	1.085	1.088
5	1.062	1.064
10	1.040	1.042
15	1.020	1.020
20	1.000	1.000
25	0.980	0.980
30	0.962	0.961
35	0.944	0.943
40	0.927	0.925
45	0.910	0.908
50	0.894	0.892
55	0.879	0.876
60	0.869	0.861
65	0.850	0.846
70	0.836	0.832
75	0.822	0.818
80	0.809	0.805
85	0.796	0.792
90	0.784	0.780

3. Resistencia a la corriente alterna

La resistencia de un conductor eléctrico por el que circula corriente alterna es mayor que la resistencia que presenta el mismo conductor a la corriente directa. Este incremento es ocasionado por dos efectos.

- El efecto superficial o de piel y
- El efecto de proximidad

por lo que la resistencia a la corriente alterna se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + Y_s + Y_p)$$

47
(9)

donde:

- R_{ca} = resistencia a la corriente alterna
- R_{cd} = resistencia a la corriente directa
- Y_s = factor debido al efecto de piel
- Y_p = factor debido al efecto de proximidad

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

Si se hace circular una corriente alterna por un conductor, las pérdidas de energía por resistencia resultan algo mayores que la pérdida que se produce cuando circula una corriente directa de magnitud igual al valor eficaz de la corriente alterna.

Para explicar este fenómeno podemos imaginar el conductor compuesto por una serie de filamentos paralelos al eje del mismo, todos ellos de la misma sección y de la misma longitud y consecuentemente de la misma resistencia.

Al circular corriente directa por el conductor, tendremos que la diferencia de potencial aplicada a cada filamento es la misma y, ya que la resistencia de todos los filamentos es igual, la corriente en cada filamento será igual a la de los demás y se tendrá una densidad de corriente uniforme en toda la sección del conductor.

Cuando circula una corriente alterna, el flujo magnético que producirá esta corriente cortará los filamentos de que hemos considerado compuesto el conductor. Los filamentos de la parte central del conductor se eslabonan con más líneas de fuerza de otros filamentos que los que se eslabonan con los filamentos externos del conductor; por lo tanto, la fuerza contraelectromotriz inducida en los filamentos centrales será mayor que la inducida en los filamentos superficiales.

Como la diferencia de potencial entre los extremos de todos los filamentos tiene que ser igual, ya que están conectados en paralelo, tendrá que verificarse que las caídas de potencial sean iguales y, por lo tanto, las corrientes en los filamentos centrales en los que la fuerza contraelectromotriz inducida es mayor tendrán que ser menores que las corrientes en los filamentos superficiales, o sea que la densidad de corriente es mayor en la superficie del conductor que en el centro.

A este fenómeno también se le conoce como "efecto pelicular" o "efecto Kelvin".

El factor \bar{Y}_s del efecto de piel se calcula por medio de:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8 X_s^4} \quad (10)$$

con

$$X_s^2 = \frac{8 \pi f}{R'} \times 10^{-4} k_s \quad (10')$$

donde:

f = frecuencia del sistema, Hz

R' = resistencia del conductor a la c.d. corregida a la temperatura de operación, ohm/km.

En la tabla 5.4 se dan algunos valores de k_s .

Efecto de proximidad

Cuando un conductor por el que fluye una corriente eléctrica de variación alterna se encuentra cercano a otro que transporta un flujo de iguales caracte-

TABLA 4

Factores k_c y k_p	k_c	k_p
Conductor redondo compacto	1.0	1.0
Conductor redondo	1.0	1.0
Conductor compacto segmental	0.435	0.37

rísticas pero de sentido contrario, crea una resta vectorial de densidad de flujo originando una reducción en la inductancia en las caras próximas y un aumento en las diametralmente opuestas, dando por resultado una distribución no uniforme de la densidad de corriente y un aumento aparente de la resistencia efectiva, la cual se calcula afectando la resistencia original por un factor (1)

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_p :

$$Y_p = \frac{X_p^2}{192 + 0.8 X_p^2} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^2}{192 + 0.8 X_p^2} + 0.27} \right] \quad (11)$$

con:

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} k_p$$

donde:

d_c = diámetro del conductor (cm)

s = distancia entre ejes de los conductores (cm)

En el caso de cables tripolares con conductor segmental, el valor de Y_p obtenido se deberá multiplicar por 2/3, para obtener el factor de proximidad. También se deberá sustituir en la fórmula original:

$d_c = d_x$, que es el diámetro de un conductor redondo de la misma área que el conductor sectorial.

$s = d_x + t$

donde t es el espesor del aislamiento.

TABLA 5 | Razón de resistencias, c.a./c.d., para conductores de cobre y aluminio a una frecuencia de 60 cps. Cableado concéntrico normal

Calibre conductor AWG o MCM	Para cubiertas no metálicas. Véase nota 1		Para cables con cubiertas metálicas. Véase nota 2	
	1		2	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
3 y menores	1.000	1.000	1.00	1.00
2	1.000	1.000	1.01	1.00
1	1.000	1.000	1.01	1.00
1/0	1.001	1.000	1.02	1.00
2/0	1.001	1.001	1.03	1.00
3/0	1.002	1.001	1.04	1.01
4/0	1.004	1.001	1.05	1.01
250	1.005	1.002	1.06	1.02
300	1.006	1.003	1.07	1.02
350	1.009	1.004	1.08	1.03
400	1.011	1.005	1.10	1.04
500	1.018	1.007	1.13	1.06
600	1.025	1.010	1.16	1.08
750	1.039	1.015	1.21	1.11
1000	1.067	1.026	—	1.19
1250	1.102	1.040	—	1.27
1500	1.142	1.058	—	1.36
1750	1.185	1.079	—	1.46
2000	1.233	1.100	—	1.56
2500	1.326	—	—	—

Nota 1. Úsele la columna 1 para la razón c.a./c.d. para:

- A) Conductor monofásico con cubierta no metálica, instalado en aire o en ducto no metálico
- B) Conductor monofásico con cubierta metálica, instalado con las cubiertas aisladas en aire o en ductos no metálicos separados

La columna 1 incluye únicamente el efecto de piel (skin). Por lo general, pueden despreciarse los factores de proximidad que varían con el espaciamiento, para instalaciones espaciadas en forma uniforme.

Nota 2. Úsele la columna 2 para la razón c.a./c.d. para:

- A) Cables multiconductores con cubierta metálica
- B) Cables multiconductores con cubierta no metálica en conduit metálico
- C) Dos o múltiplo de dos conductores monofásicos con cubierta no metálica, instalados en el mismo conduit metálico
- D) Cables multiconductores con cubiertas no metálicas, instalados al aire o en conduit no metálico

La columna 2 incluye la corrección por efecto superficial (skin), de proximidad y todas las otras pérdidas inductivas de corriente alterna.

4 Ejemplo

Como se podrá apreciar en las tablas que complementan los enunciados, pueden efectuarse cálculos aproximados de la resistencia efectiva del conductor, que en ocasiones, por brevedad, son tan necesarios en cálculos de ingeniería. Se presenta a continuación, a manera de ejemplo, el cálculo y resultados, siguiendo las fórmulas presentadas, y la secuencia utilizando las aproximaciones de las tablas.

Ejemplo: Se desea conocer la resistencia efectiva de un cable VULCANEL monopolar con conductor compacto de cobre suave, calibre 500 MCM, bajo las siguientes condiciones de instalación:

1. Separación mantenida entre centros, 20 cm
2. Temperatura de operación del conductor, 90°C
3. Frecuencia del sistema, 60 Hz

Mediante fórmulas

La secuencia de los cálculos es:

1. Cálculo de la resistencia a la c.d. a una temperatura de 20°C (Fórmulas 5.1 y 5.3)
2. Corregir la resistencia calculada a la temperatura de operación.
3. Calcular el efecto superficial (Fórmulas 5.10 y 5.10')
4. Calcular el efecto de proximidad (Fórmulas 5.11 y 5.11')
5. Aplicar la fórmula

Así entonces, en el ejemplo se tiene:

$$1. R_{cd(20^{\circ}\text{C})} = \frac{17.241}{253.4} = 0.06804 \text{ ohm/km (Fórmula 5.1)}$$

Corrección por cableado

$$R_{cd(20^{\circ}\text{C})} = 0.0680 \times 1.02 = 0.0694 \text{ ohm/km (Fórmula 5.3)}$$

2. A la temperatura de operación:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.003929/^{\circ}\text{C (Fórmula 5.6)}$$

$$R_{cd(90^{\circ}\text{C})} = 0.0694 [1 + 0.00393 (90 - 20)] = 0.0885 \text{ ohm/km (Fórmula 5.4)}$$

La inductancia de un cable está dada por la suma de la inductancia propia o interna L_o (ya que parte del flujo generado corta al conductor mismo) más la externa o mutua L_m .

$$L = L_o + L_m \quad (1)$$

La inductancia propia (L_o) de un conductor es constante, dependiendo únicamente de su construcción; esto es, si es sólido o cableado. Matemáticamente se puede demostrar que podemos considerar un conductor imaginario que no es cortado por el flujo generado, afectando el radio (r) de la sección conductora por una constante (véase tabla 6.1); así se obtiene el radio de un conductor imaginario para el que todo el flujo es externo. Al radio así calculado se le conoce como radio medio geométrico del conductor (RMG) y la ecuación 6.1 se puede expresar en función del RMG según se indica en la tabla 6.2.

TABLA 6.1 Radio medio geométrico de conductores usuales

Construcción del conductor	RMG
Alambre sólido	0.779r
Cable de un solo material	
7 hilos	0.726r
19 hilos	0.758r
37 hilos	0.768r
61 hilos	0.772r
91 hilos	0.774r
127 hilos	0.776r

r = Radio del conductor

La inductancia mutua depende de la separación y disposición de los cables, de la construcción del cable en cuanto al conductor y si está provisto o no de pantallas o cubiertas metálicas y conexión a tierra de las mismas.

En el cálculo de la inductancia total (incluidos los efectos de la inductancia mutua y propia) se pueden distinguir los siguientes casos:

1. Cables sin pantalla o cubierta metálica, o bien, los cables que provistos de pantallas o cubiertas metálicas éstas se encuentren conectadas a tierra de tal forma que no existen corrientes a través de las mismas.
2. Cables con pantallas¹ o cubiertas metálicas que se encuentren conectadas a tierra de tal forma que permiten corrientes a través de las mismas.

¹ Para efectos prácticos, los cables con pantalla a base de cintas metálicas o equivalente, con conexión a tierra de ésta en dos o más puntos y que, por lo tanto, fomentan el paso de corrientes a través de ella, pueden ser considerados dentro del primer caso, para calcular la inductancia total, ya que la sección de estas pantallas es muy pequeña, dando lugar a una resistencia eléctrica tan elevada que limita tales corrientes a valores depreciables.

2 Reactancia inductiva

El valor de la reactancia inductiva depende de la frecuencia del sistema y del valor de la inductancia total (suma de la inductancia propia y mutua) del cable y se obtiene de la siguiente expresión:

$$X_L = 2\pi f L \text{ ohm/km} \quad (2)$$

donde:

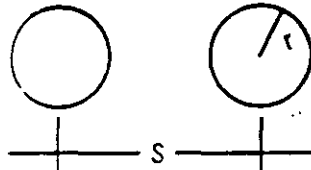
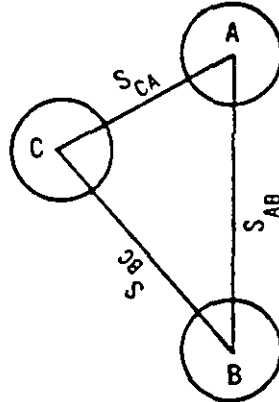
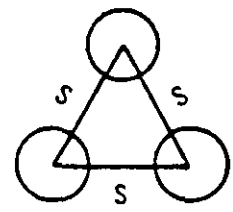
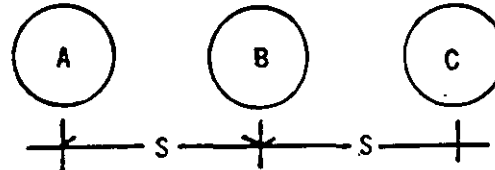
- f = frecuencia del sistema en Hz
- L = inductancia en henry/km

Formulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

Caso 1

Las fórmulas para el cálculo de la inductancia total, para diversas disposiciones de los cables, se resumen en la tabla 6.2.

TABLA 2 Caso 1 Fórmulas de cálculo de la inductancia total (H/km)

 $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG} \quad (6.3)$	 <p>El valor medio de la inductancia total del sistema es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG} \quad (6.5)$ <p>donde DMG es la distancia media geométrica y queda definida como:</p> $DMG = \sqrt[3]{S_{AB} \times S_{BC} \times S_{CA}} \quad (6.5')$ <p>$S_{AB} \neq S_{BC} \neq S_{CA}$ Formación triangular</p>
<p>Formación triangular equidistante</p>  $L = L_A = L_B = L_C$ $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{S}{RMG} \quad (6.4)$	 <p>El valor medio de la inductancia total es:</p> $L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{DMG}{RMG}$ <p>donde $DMG = \sqrt{2} \times S \quad (6.6)$</p> <p>Formación plana</p>

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

3. Por efecto de piel

$$X_s^2 = \frac{8\pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.704$$

$$Y_s = \frac{(1.704)^2}{192 + 0.8(1.704)^2} = 0.015$$

4. Por efecto de proximidad:

$$X_p^2 = \frac{8\pi}{0.0885} (60) \times 10^{-4} (1.0) = 1.704$$

$$Y_p = 0.0005$$

5. Finalmente,

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0005) = 0.0899 \text{ ohm/km}$$

Por tablas (aproximaciones)

La secuencia a seguir es:

1. Resistencia a la c.d. a 20°C (Tabla 5.2a)
2. Dividir entre el factor correspondiente de la tabla 5.3
3. y 4. Aproximar los efectos de proximidad y superficial multiplicando por el factor de la tabla 5.5

Cálculos

De la tabla 5.2a. da

$$R_{cd(20^\circ\text{C})} = 0.0694$$

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.3

$$R_{cd(90^\circ\text{C})} = \frac{0.0694}{0.784} = 0.0885$$

Con el factor de corrección de la tabla 5.5 incluimos el efecto de piel y de proximidad.

$$R_{ca(90^\circ\text{C})} = 0.0885 \times 1.018 = 0.0901 \text{ ohm/km}$$

Se puede observar que los resultados son muy similares, con un error mínimo, por lo que en algunos cálculos pudiera aplicarse el método corto con aproximaciones dadas por las tablas.

INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

1 Inductancia

Cuando en un conductor eléctrico circula una corriente de magnitud variable en el tiempo se crea un flujo magnético variable, el cual se enlaza con los demás conductores del circuito (por los que también circulan corrientes de naturaleza análoga), a la razón de la variación del flujo magnético a la variación de la corriente en el tiempo se le conoce como inductancia:

$$L \propto \frac{\text{Variación del flujo magnético en el tiempo}}{\text{Variación de la corriente en el tiempo}}$$

en donde la inductancia L se da en henrys.

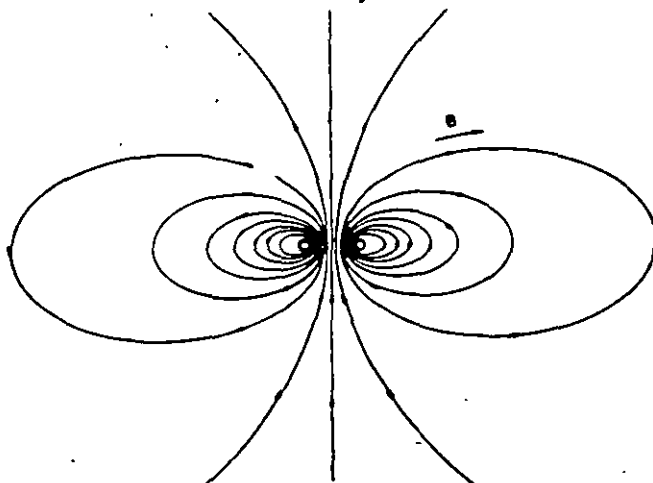


Fig. 6.1 Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables.

4. Inducción de cables en paralelo

En ocasiones, las conexiones de los sistemas deben de realizarse a través de más de un cable por fase, dando lugar a sistemas con dos o más cables en paralelo.

La inducción y, consecuentemente, la reactancia inductiva de cables en paralelo de una misma fase debe ser igual para todos, puesto que de ello depende la distribución de la corriente en ellos; por ejemplo: en un sistema con dos cables en paralelo es de esperarse que cada uno conduzca la mitad de la carga; si el sistema no tiene una reactancia inductiva uniforme esto ocasionará que uno de los cables conduzca una carga mayor que la proyectada, ocasionando envejecimiento prematuro de los aislamientos y, como consecuencia, fallas.

Se obtiene una distribución completamente uniforme de la corriente sólo cuando se utilizan cables de tres conductores, puesto que de esa forma se elimina la influencia inductiva de los cables próximos.

En el caso de cables monoplares en paralelo que estén dispuestos en configuración plana, si los cables de una misma fase están agrupados y tendidos uno junto al otro (Fig. 6.3a) se obtiene un coeficiente de inducción muy irregular. Es mejor agrupar los cables de distintas fases en sistemas, y hacer que las separaciones entre los cables (d) pertenecientes a un sistema sea menor que las distancias (D) entre los propios sistemas.

El orden de las fases dentro de un sistema es igualmente de gran importancia. En concordancia con el número de sistemas trifásicos se recomienda la sucesión de fases de la figura 6.2b. Con esta disposición, los coeficientes de inducción de los cables paralelos en una fase son prácticamente iguales, mientras que las fases A, B y C difieren entre sí. Sin embargo, esto es menos perjudicial que la diferencia en inducción de cables de la misma fase.

En la figura 6.2c tenemos un ejemplo de distribución que cumple con las condiciones de agrupar cables de distintas fases en sistemas y también conserva la separación entre sistemas ($D \gg d$) mayor que la que existe entre cables pero es desfavorable pues, en este caso, difieren no sólo los coeficientes de inducción entre las fases ABC, sino también los de los cables paralelos en un misma fase.



a) Posición incorrecta; cables de la misma fase contiguos



b) Posición correcta; cables de distintas fases formando sistemas



c) Posición incorrecta; cables con una mala secuencia de fases

Fig. 3 Agrupación de cables monoplares en paralelo.

En el caso de cables en charolas, puede suceder que, además de tener cables en configuración plana, se tengan más charolas en posición vertical. En esta situación se recomienda agrupar a los cables como se muestra en la Fig. 6.4.

El coeficiente de inducción de los cables conectados en paralelo es prácticamente uniforme si se adopta esta disposición. Los coeficientes de inducción de las distintas fases son diferentes, lo cual no tiene importancia, ya que en la mayoría de los casos los circuitos son de poca longitud.

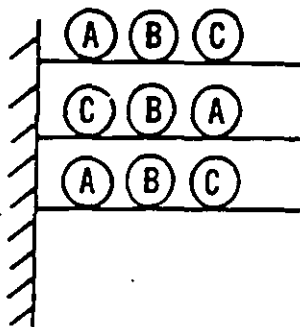
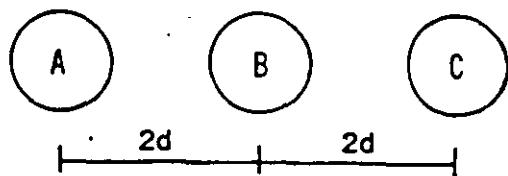


Fig. 4 Cables dispuestos en charolas.

Calcular la inductancia y reactancia inductiva de un sistema trifásico 60 Hz, con cables NULCANEL XLP, 15 kV, 250 MCM, conductor de cobre, 37 hilos, en formación plana y separados una distancia igual a dos veces su diámetro. Las pantallas están conectadas de un solo lado a tierra por lo que no hay corrientes inducidas a través de ellas.



- I. Búsqueda de datos para calcular la inductancia total, en la tabla 6.2.

donde:

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times S$$

S = distancia entre centros de cables.

El RMG depende de la construcción del conductor que, en este caso, es de 37 hilos; por lo tanto, en la tabla 6.1 vemos que

$$RMG = 0.768 r$$

donde:

r = radio del conductor

El cable VULCANEL NLP. 15 kV. conductor de cobre, calibre 250 MCM tiene las siguientes dimensiones:

$$\text{Diámetro del conductor} = 13.7 \text{ mm}$$

$$\text{Diámetro total} = 28.1 \text{ mm}$$

II. Solución numérica

$$RMG = 0.768 \times \frac{13.7}{2} = 5.261 \text{ mm}$$

$$DMG = \sqrt[3]{2} \times 2 \times 25.1 = 70.81 \text{ mm}$$

$$L = 2 \times 10^{-4} \ln \frac{70.81}{5.261}$$

$$L = 0.520 \frac{\text{mH}}{\text{km}}$$

La reactancia inductiva está dada por:

$$X_L = 2 \pi fL \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

$$X_L = 2 \pi (60) (0.520 \times 10^{-3})$$

$$X_L = 0.196 \frac{\text{ohm}}{\text{km}}$$

CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA

La capacitancia entre dos conductores se define como la razón de la carga entre los conductores a la diferencia de potencial aplicada entre ellos y que en forma de ecuación se expresa como

$$C = q/v \quad (1)$$

donde:

q = carga entre los conductores en coulombs por kilómetro
 v = diferencia de potencial.

En el caso de cables aislados, el cálculo de la capacitancia depende de su construcción; si es monopolar o tripolar, provisto o no de pantallas; así como del material y espesor del aislamiento.

Para efectos de este manual se presenta el cálculo para dos tipos de cables:

Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

Cable tripolar con cubierta común

1 Cable monopolar con cubierta o pantalla metálica

En este caso, el cable representa un capacitor en el que el conductor, que se encuentra al potencial de línea, constituye una de las placas y la pantalla o cubierta metálica, que está a tierra, constituye la otra placa. Por último, el dieléctrico lo constituye el propio aislamiento.

En términos de la definición de capacitancia dada en la ecuación (1), se puede demostrar que para este tipo de cables la capacitancia queda dada por:

$$C = \frac{0.0241 \text{ SIC}}{\log \frac{d_a}{d_c}} \times 10^{-6} \text{ farad/km} \quad (2)$$

donde:

SIC = constante inductiva específica del aislamiento
 d_a = diámetro sobre el aislamiento
 d_c = diámetro bajo el aislamiento

2 Cable tripolar con cubierta común

La capacitancia para este tipo de cables se da en función del llamado factor geométrico, G, de la siguiente manera:

$$C = \frac{0.166 \text{ SIC}}{G} \times 10^{-6} \text{ F/km} \quad (3)$$

El factor geométrico G lo determina la construcción del cable, es adimensional y depende únicamente de la relación entre conductores y aislamiento. Los valores adecuados para G pueden tomarse en la gráfica de la figura 7.1.

En el caso de conductores sectoriales, el factor geométrico es menor que para un conductor redondo de la misma sección y espesor de aislamiento; el valor correspondiente se obtiene al considerar al conductor sectorial en términos de su equivalente redondo y multiplicando por el factor de reducción también indicado en la gráfica de la figura 7.1.

3. Reactancia capacitiva

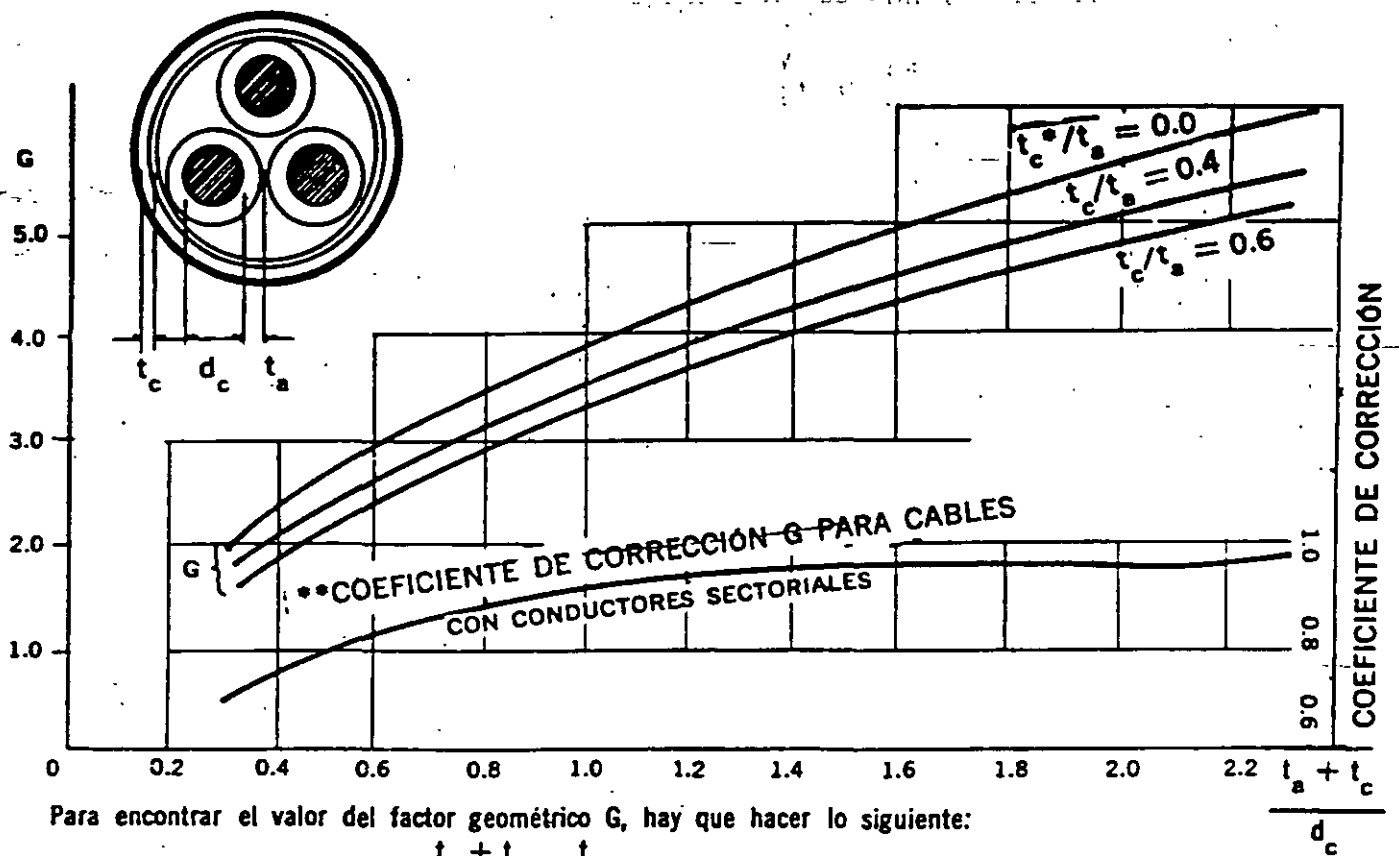
La reactancia capacitiva queda definida por la siguiente ecuación:

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \quad (4)$$

donde:

X_c = reactancia capacitiva en Mohm/km
 C = capacitancia en farad/km, calculada en los incisos anteriores
 f = frecuencia del sistema

CAPACITANCIA Y REACTANCIA CAPACITIVA



Para encontrar el valor del factor geométrico G , hay que hacer lo siguiente:

1o. Calcular las relaciones $\frac{t_a + t_c}{d_c}$ y $\frac{t_c}{t_a}$

* 2o. Encontrar el valor de G de la gráfica. El valor de $\frac{t_c}{t_a} = 0$ se utiliza para cables sin cintura.

** 3o. Si el cable es sectorial, multiplicar el factor geométrico G por el valor correspondiente del factor de corrección, utilizando como entrada a la gráfica la relación $\frac{t_a + t_c}{d_c}$

Fig. .1 Coeficiente geométrico G empleado en el cálculo de la capacitancia.

4. Ejemplo

Calcular la capacitancia y reactancia capacitiva de un cable de energía VULCANEL EP, 15 kV, calibre 500 MCM.

Características del cable y del sistema:

Diámetro sobre aislamiento = 29.43 mm

Diámetro bajo aislamiento = 20.19 mm

Constante inductiva específica EP = 2.6, tabla 9.2. La frecuencia de operación del sistema es 60 Hz.

De la ecuación (2),

$$C = \frac{0.0241 (2.6)}{\log \left[\frac{29.43}{20.19} \right]} \left[\frac{\mu F}{km} \right] = 3.829 \times 10^{-1} \frac{\mu F}{km}$$

Por la ecuación (4),

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohm} \cdot km$$

$$X_c = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00692 \text{ M}\Omega \cdot km$$



CONDUMEX

TERMINALES

Generalidades

Como parte complementaria de los cables utilizados en la distribución de energía eléctrica se encuentran los accesorios, los cuales harán posible efectuar las transiciones entre líneas de distribución aéreas a subterráneas; de cable a equipo (ya sean transformadores, interruptores, seccionalizadores, etc.), o bien simplemente entre dos cables.

Ya que los accesorios formarán parte de las mismas redes de distribución que los cables y equipo periférico y dada la importancia que tiene la continuidad del servicio, los accesorios deben estar diseñados, fabricados e instalados haciendo uso de tecnología y calidad suficientes, para asegurar un largo periodo de vida con el mínimo de problemas.

La idea de esta sección (Caps. 13 a 17) es la de mostrar un panorama general de lo relativo a la tecnología utilizada para el diseño, la calidad que deben tener los materiales empleados en la manufactura y generalidades sobre instalación de diversos accesorios; con el único fin de que el usuario pueda utilizar o especificar con mayor certeza aquellos accesorios que satisfagan ampliamente sus necesidades.

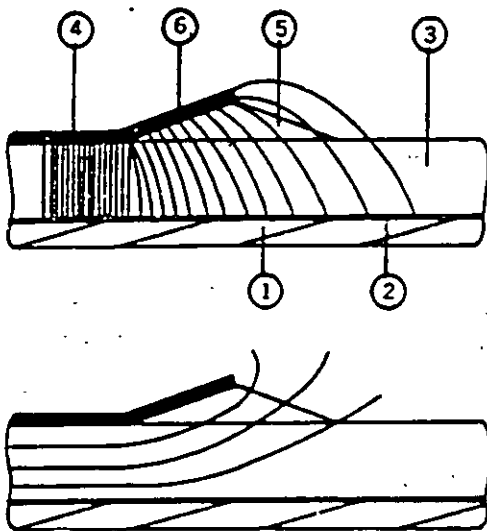
Principios de operación

La utilización de terminales en los sistemas de distribución subterránea tiene como objetivo primario el reducir o controlar los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable, al interrumpir y retirar la pantalla sobre el aislamiento, y como objetivos secundarios se encuentran el proporcionar al cable una distancia de fuga aislada adicional y hermeticidad. Dependiendo de los elementos funcionales que proporcionen, la clasificación de acuerdo con la Norma NOM 199 es de la siguiente manera:

A continuación se describirán brevemente las características más sobresalientes de las técnicas utilizadas para reducir el esfuerzo eléctrico producido sobre el aislamiento del cable, en la sección en donde se retira el blindaje electrostático:

a) Método geométrico (cono de alivio)

El método del cono de alivio consiste en formar una continuación del blindaje electrostático con el diámetro ampliado; esta configuración puede ser obtenida por medio de aplicación de cintas, elastómero preformado o metálico preformado. La figura 13.2 ilustra la distribución de los esfuerzos eléctricos cuando el control de éstos es a base de cono de alivio. La expansión en diámetro dependerá de la clase de aislamiento del sistema que se utilice.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento
5. Base del cono de alivio
6. Plano de tierra

Fig. 13.2 Control de esfuerzos eléctricos por medio del cono de alivio.

b) Método de la resistividad variable

El método de la resistividad variable consiste en una combinación de materiales resistivos y capacitivos que amortiguan los esfuerzos al cortar la pantalla, obteniendo la reducción del esfuerzo sobre el aislamiento del cable. Los materiales utilizados para lograr este control de esfuerzos son: cintas, pastas o materiales termocontráctiles. La figura 13.3 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este método.

c) Método capacitivo

El método capacitivo consiste en el control de esfuerzos por medio de materiales aislantes con una alta constante dieléctrica y que, conservando sus características aislantes, refractan las líneas del campo en la región adyacente al corte de la pantalla del cable. Los materiales con que se obtiene este resultado son: cintas y elastómero moldeado. La figura 13.3 muestra la distribución de los esfuerzos eléctricos utilizando este medio de control.

a) Terminal clase 1

Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla; proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra, y proporciona un sello de hermeticidad, manteniendo la presión, si la hay, del sistema del cable". Las terminales disponibles que cumplen con estas características contienen un aislador de porcelana y el dispositivo para el control de esfuerzos puede ser del tipo interconstruido o elastomérico o encintado.

b) Terminal clase 2

Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla y proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra". Los tipos de terminales disponibles son premoldeada, termocontráctil y encintada.

c) Terminal clase 3:

Es aquella que "Proporciona únicamente control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla". Los tipos de estas terminales disponibles son premoldeadas a base de pastas o barnices, encintadas y termocontráctiles.

Existen dos formas básicas para efectuar el alivio de los esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla electrostática; estos son: método resistivo y método capacitivo; dentro de estos dos métodos se encuentran contenidos todos los métodos de alivio con diferentes técnicas y materiales. De esta manera se pueden dividir en tres tipos básicos los cuales son: método geométrico (cono de alivio), método de la resistividad variable y método capacitivo (logrados con diversos materiales sin conformar el cono de alivio).

La figura 13.1 muestra los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al retirar la pantalla electrostática, sin utilizar ningún método de alivio de esfuerzos.

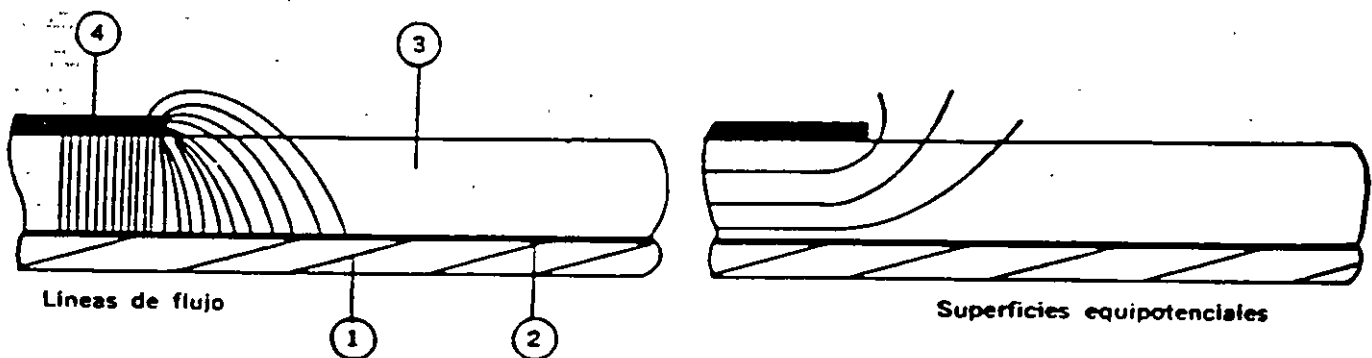
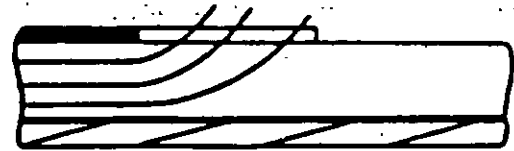
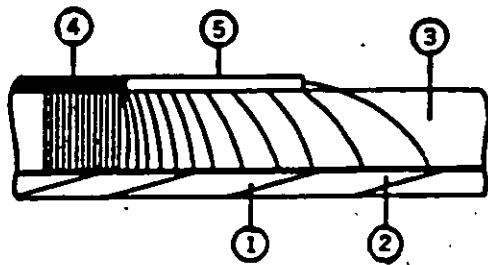


Fig. 13.1 Esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla sin usar ningún método de alivio.



1. Conductor
2. Pantalla sobre conductor
3. Aislamiento
4. Pantalla sobre aislamiento
5. Material con resistividad variable con el gradiente

Fig. 13.3 Control de esfuerzos eléctricos por los métodos de resistividad variable y capacitivo.

Tipos de terminales

Con el propósito de ejemplificar cada una de las clases de terminales descritas en la sección de clasificación, a continuación se analizarán diversas terminales y con ello se definirá la clase a la que corresponden.

Terminal clase 1

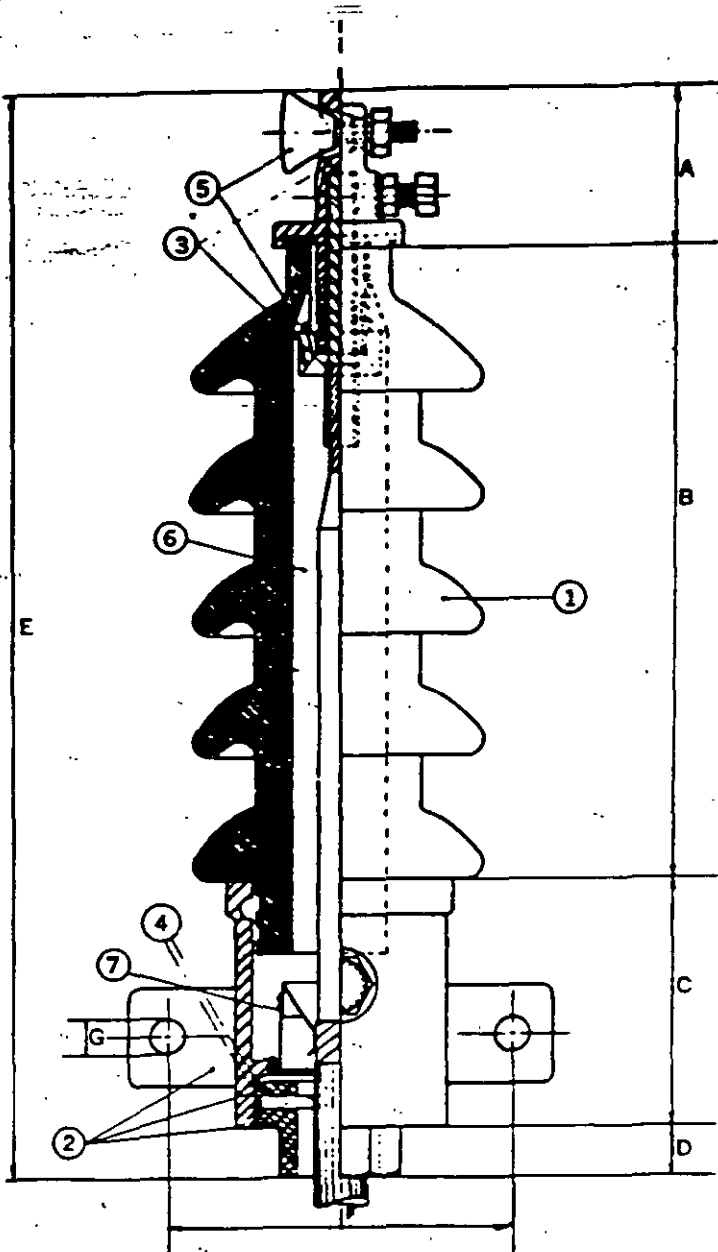
En la figura 13.4 se ilustra una terminal de porcelana (terminal tipo bayoneta) la cual contiene como elementos funcionales, considerados para la clasificación, los siguientes:

- Cono de alivio metálico preformado. Su función es la de controlar el esfuerzo eléctrico que se presenta sobre el aislamiento del cable en la zona donde se retira el blindaje electrostático. En la terminal en cuestión, este cono de alivio está integrado al cuerpo de la terminal, logrando contacto eléctrico y soporte mecánico, adecuados para cumplir su función satisfactoriamente.
- Aislador de porcelana. Una de sus principales funciones es la de brindar al cable una distancia adicional de fuga aislada y, por el material con que está hecho, es utilizable en lugares de ambiente altamente contaminado.
- Base y elementos de sello. La función primordial que tienen estos materiales es la de proporcionar al sistema cable-terminal una hermeticidad total, con el objeto de que el fluido aislante contenido dentro de la terminal no fluya hacia el exterior, ni exista la posibilidad de ingreso de humedad al interior de la terminal.

Con las tres características antes referidas, esta terminal tipo bayoneta (TTB) posee las características para ser clasificada como clase 1; pero además de los elementos mencionados, cuenta también con algunos otros para lograr un conjunto integral, además de tener la posibilidad de instalación en cables con aislamientos extruidos (EX, XLP, etc.). En la figura 13.4 se describen con todo detalle todos los compuestos con los cuales se integra la terminal en cuestión.

Cabe hacer mención que esta terminal se entrega para su instalación conteniendo dentro de ella todos los elementos, a excepción del conector interior que habrá de instalarse en el conductor del cable, antes de hacer la inserción de éste en la terminal.

TERMINALES



LISTA DE MATERIALES:

1. Aislador de porcelana
2. Base, tapa y contratapa de aluminio
3. Conectores interior y exterior de cobre
4. Empaque y diafragma de EPT
5. Conector de ojo y anillo de cierre de bronce
6. Compuesto aislante
7. Cono de alivio
8. Boquilla de bronce

NOTAS:

- Para cables con aislamiento laminar y cubierta de plomo, úsese boquilla de bronce
- Para cable con aislamiento extruido, úsese contratapa

TTB	Dimensiones,* mm							
	A	B	C	D	E	F	G	H
TTB-15-1	65	165	113	20	363	140	14	—
TTB-15-2	79	165	113	20	377	140	14	—
TTB-25-1	65	259	113	20	457	140	14	65
TTB-25-2	79	257	150	20	506	140	14	84
TTB-25-3	90	257	150	20	517	140	14	—
TTB-35-1	79	347	150	20	596	140	14	—
TTB-35-2	112	347	162	20	641	146	14	—

* Dimensiones sujetas a tolerancias normales de manufactura.

Fig. 13.4 Detalle constructivo de la terminal tipo bayoneta instalada en cable con aislamiento extruido (TTB).

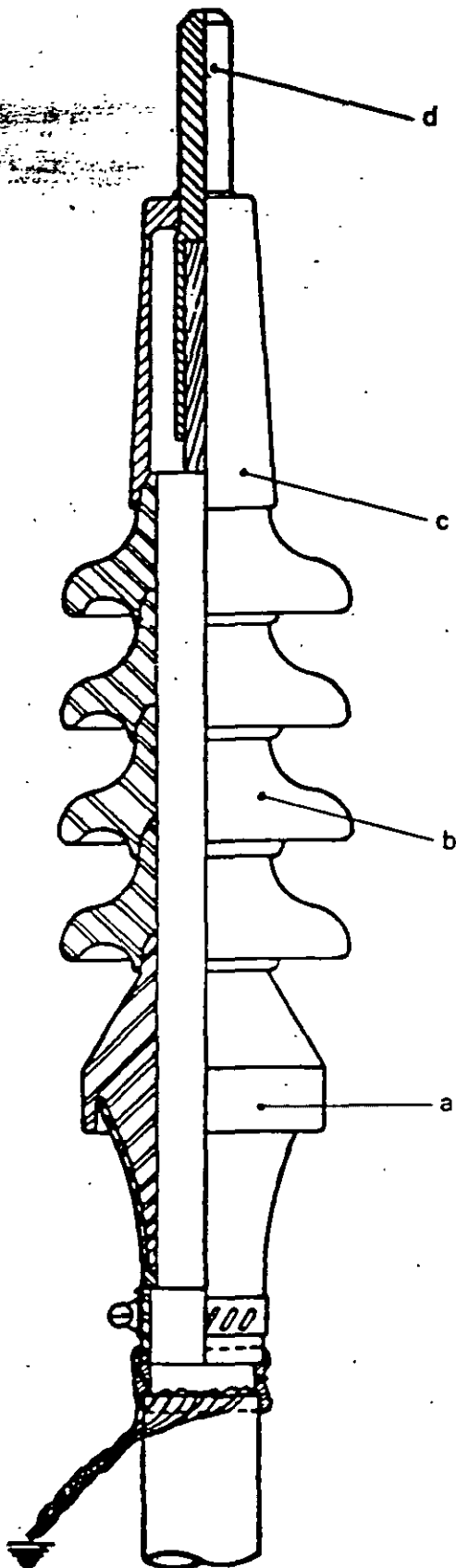
Terminal clase 2

En la figura 13.5 se muestran los detalles constructivos de una terminal premoldeada para utilización en intemperie (TMI), la función de cada uno de sus elementos se define a continuación:

- **Cono de alivio premoldeado** Consta de dos materiales elastoméricos, uno de características aislantes y el otro de características semiconductoras, unidos en el proceso de fabricación por medio de la aplicación de presión y temperatura, con lo que se asegura una adhesión total y se elimina la posibilidad de burbujas de aire ocluidas en el cuerpo aislante y la unión entre dos piezas. La función que desempeña este cono premoldeado es la de controlar los esfuerzos que se presentan sobre el aislamiento del cable al retirar el blindaje electrostático.
- **Campanas premoldeadas** Constan de módulos de material elastomérico aislante, el cual tiene entre sus propiedades más sobresalientes una alta resistencia a la formación de trayectorias carbonizadas (tracking), asimismo una alta resistencia a las diferentes radiaciones solares a las que estará expuesto el material cuando se encuentre operando a la intemperie. La función que tienen estas piezas modulares en la terminal es la de proporcionar una distancia adicional de fuga aislada, cuya magnitud estará basada en la clase de aislamiento del sistema en el que se instale y se logrará colocando un número determinado de campanas para la clase de aislamiento en cuestión; así entonces, para sistemas de 8.7 kV, 15 kV, 25 kV y 34.5 kV, el número de campanas será 3, 4, 6 y 8, respectivamente. Con el propósito de evitar el ingreso de humedad a la interfase campana-cable, cada uno de los módulos se ensambla y traslapa con el complementario una distancia de magnitud suficiente como para evitar la posibilidad de deterioro del aislamiento del cable por la acción de agentes del medio ambiente.

Con los elementos antes descritos, esta terminal TMI queda clasificada como terminal clase 2. Además de los referidos elementos cuenta también con dos partes que desempeñan un papel importante cuando las terminales se utilizan a la intemperie, éstas son:

- **Conector universal** El cual se instala en el cable conductor y formará parte del enlace entre el cable aislado y la conexión al equipo o línea aérea. Al diseño de esta pieza se le ha integrado un pequeño reborde que evitará que el capuchón semiconductor se deslice y abandone su lugar.
- **Sello semiconductor** Corresponde a una pieza elastomérica premoldeada cuyas funciones son eléctricas y mecánicas. La función eléctrica es la de homogenizar el campo eléctrico presente en el extremo del conductor-conector y elimina la necesidad de dar la forma de punta de lápiz al aislamiento; la función mecánica corresponde a proporcionar un sello contra el ingreso de humedad a la región en donde se retira el aislamiento, impidiendo así que esta humedad pueda causar deterioro al aislamiento del cable y, por lo tanto, a la integridad del sistema de distribución.



- a) Cono premoldeado
- b) Campana terminal para intemperie en las siguientes cantidades:
 - 3 para sistemas de 5-8.7 kV
 - 4 para sistemas de 15 kV
 - 6 para sistemas de 25 kV
 - 8 para sistemas de 34.5 kV
- c) Sello terminal para intemperie
- d) Conector universal

Fig. 13.5 Arreglo descriptivo de la terminal modular para intemperie (TMI).

Terminal clase 3.

La figura 13.6 ilustra el detalle de instalación de una terminal interior pre-moldeada (TIP), en un cable con aislamiento extruido. El elemento funcional de esta terminal es básicamente el cono de alivio, el cual está constituido de materiales elastoméricos premoldeados; uno de estos materiales elastoméricos es de características aislantes y el otro es semiconductor (dentro de los límites establecidos en la norma IEEE No. 592-1977), y se unen perfectamente durante el proceso de fabricación, aplicando presión y temperatura. El cono de alivio proporcionará al cable en que se instale únicamente el control de los esfuerzos que se presentan al retirar el blindaje electrostático sobre aislamiento, y la distancia de fuga necesaria para la terminal se obtiene con el espacio libre de aislamiento entre el conductor y el corte de la pantalla; precisamente por esta razón, este tipo de terminales está limitada a utilizarse en interiores, esto es, que no esté en contacto con las radiaciones solares directas, ni en contacto directo con precipitaciones pluviales.

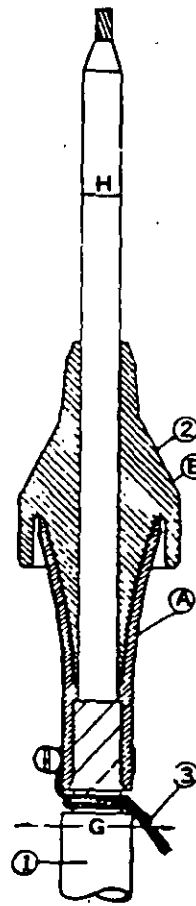


Fig. 13.6 Detalle constructivo de la terminal para uso en interiores (TIP).

Selección e instalación

Terminales TTB

Las terminales tipo bayoneta (TTB), como ya se indicó, pueden ser instaladas tanto en cable con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.), como en cables con aislamiento laminar (papel impregnado, cambray barnizado, etc.); asimismo, pueden ser instaladas en cables con conductor de cobre o de aluminio. Los parámetros que limitan la instalación de este tipo de terminales son:

- a) El gradiente de esfuerzos que proporciona el cono de alivio, el cual estará en función de diseño del cono y del diámetro sobre aislamiento del cable;
- b) La distancia de fuga, función del diseño del aislador y
- c) La ampacidad, la cual será función de los conectores de la terminal.

Considerando los parámetros mencionados, y auxiliándose de información de características de los cables en los que se utilizan estas terminales, se ha elaborado la tabla 13.1 para la selección del tamaño de la terminal; debiendo adicionarse al código obtenido una letra S cuando se trate de cable con aislamiento extruido, o una letra P, cuando el cable sea con aislamiento laminar; y, de igual manera, indicar el calibre y el material del conductor del cable.

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene un instructivo de instalación en el que se describe paso a paso la secuencia de instalación. En la figura 13.7, de manera general, se indican las distancias de preparación en las construcciones de cables más comúnmente empleadas y en la figura 13.8 se describen algunas de las operaciones a efectuar para la instalación de las terminales.

TABLA 13.1 Terminales de bayoneta

Calibre	Clase de aislamiento			
	5 - 8.7 (kV) (Máx. tensión a tierra = 5.5 kV)	15 (kV) (Máx. tensión a tierra = 9.6 kV)	25 (kV) (Máx. tensión a tierra = 16 kV)	35 (kV) (Máx. tensión a tierra = 22 kV)
4 AWG	TTB-15-1 (13.0-23.0)*	TT-25-1 (20.0-29.0)*	TTB-35-1 (28.0-40.0)*	
2 AWG				
1 AWG				
1/0 AWG	TTB-15-2 (19.0-30.0)*	TTB-25-2 (26.0-36.0)*	TTB-35-2 (28.0-40.0)*	
2/0 AWG				
3/0 AWG	TT-25-3 (30.0-42.0)*	TTB-35-2 (28.0-40.0)*		
4/0 AWG				
250 MCM	TTB-35-2 (28.0-40.0)*			
300 MCM				
350 MCM	TTB-35-2 (28.0-40.0)*			
400 MCM				
500 MCM	TTB-35-2 (28.0-40.0)*			
750 MCM				
1000 MCM	TTB-35-2 (28.0-40.0)*			

* Diámetro sobre aislamiento (mm).

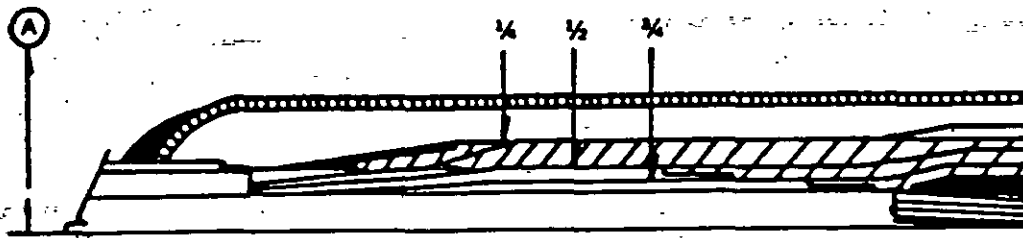


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encintado.

Una vez calculados los gradientes que se presentan en la unión, se comprueba que estén dentro de los límites permitidos; y debe verificarse la bondad del diseño y de los materiales, siguiendo los lineamientos establecidos en algunas normas como la NOM J-158, IEEE-404.

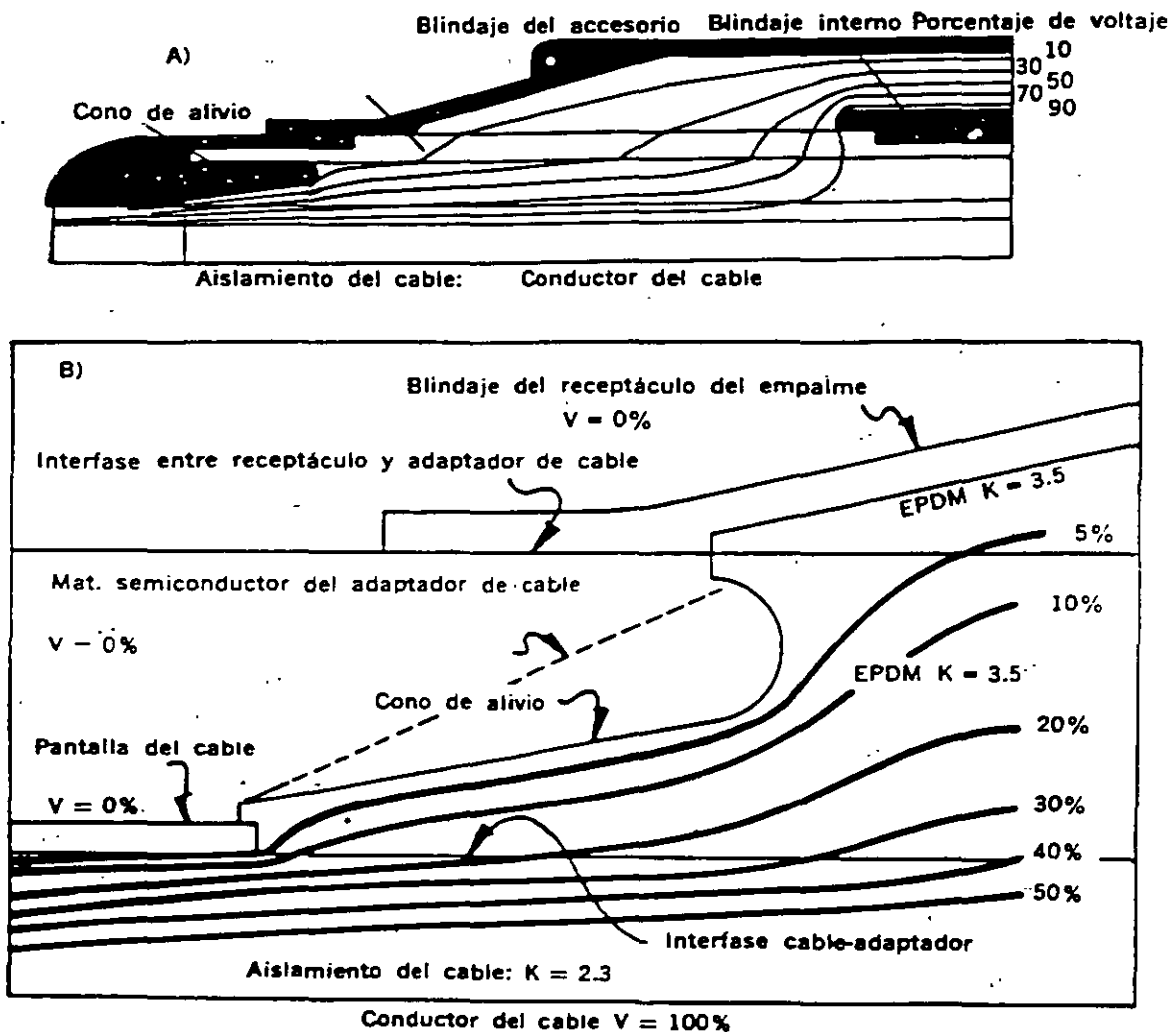


Fig. 14.3 Líneas equipotenciales en una unión premoldeada: A) en la sección del blindaje del conductor y B) en la sección de interfase con el aislamiento del cable y partes del ensamble de la unión.

Clasificación y tipos

Existen varios tipos de empalmes, los cuales son identificables considerando los materiales utilizados y la forma en que se aplican para restituir el aisla-

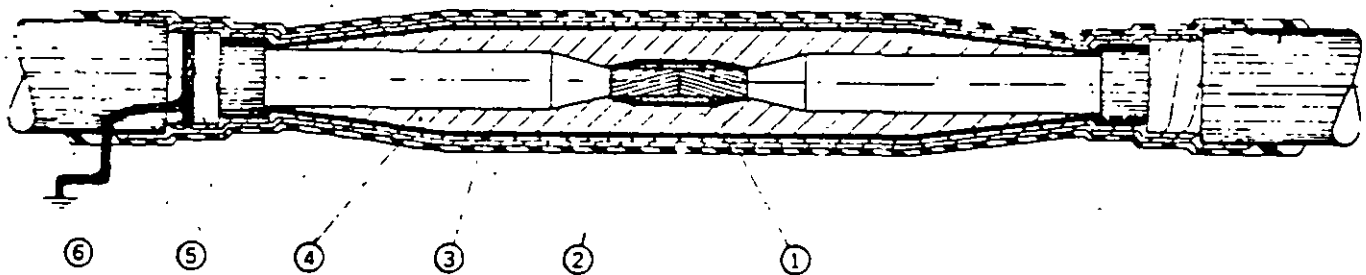
miento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

- a) Encintados
- b) Moldeados en fábrica
- c) Moldeados en el campo
- d) Termocontráctiles

a) Encintados

Son aquellos en que la restitución de los diferentes componentes del cable, a excepción del conductor, se lleva a cabo aplicando cintas en forma sucesiva, hasta obtener todos los elementos del cable; las cintas aislantes aplicadas para obtener un nivel de aislamiento adecuado pueden ser del tipo autovulcanizable o del tipo no vulcanizable, las cuales tampoco contienen adhesivo. Dependiendo del elemento a restituir, se determinarán las características físicas y químicas que tendrán las cintas utilizadas en la elaboración de un empalme completamente encintado.

Existen algunos diseños en los cuales, por sus condiciones de servicio, se hace necesario proporcionarles encapsulados de sistemas epóxicos o compuestos fluidos, para lograr una mejor operación del sistema cable-empalme; tal es el caso en uniones para cables con aislamiento de papel impregnado en aceite, o algún cable de construcción similar, en el que se hace necesario que el empalme esté provisto de un compuesto compatible con el aceite de impregnación y que proporcione al cable en el tramo del empalme, la función que desempeña el aceite. En la figura 14.4 se muestran los detalles constructivos de un empalme encintado.



Descripción de componentes

1. Conector	4. Cinta aislante
2. Cinta conductora No. 17	5. Cinta vinilica con adhesivo
3. Malla de cobre	6. Trenza plana estañada

Fig. 14.4 Detalles constructivos de empalmes encintados en cable monofásico con aislamiento extruido.



CONDUMEX

EMPALMES

Principios de operación

Por definición (según norma NOM J-158-1978) se entiende por empalme: "La conexión y reconstrucción de todos los elementos que constituyen un cable de potencia aislado, protegidos mecánicamente dentro de una misma cubierta o carcasa."

La confiabilidad de un empalme para cables con aislamiento extruido o laminar depende de varios factores, entre los que destacan la calidad de los materiales empleados, el diseño y la mano de obra de instalación. La selección de los materiales debe estar apoyada en pruebas de evaluación para incorporarlos a la geometría del diseño y hacer que los esfuerzos dieléctricos presentes sean de magnitudes tolerables.

Es necesario que en el diseño de empalmes se considere que los materiales utilizados deben ser compatibles con los elementos constitutivos del cable que se unirá, y que estos materiales deben efectuar satisfactoriamente la función que desempeñan sus homólogos en el cable.

Uno de los factores que, sin duda, tiene gran importancia en el diseño de empalmes es asegurar que los gradientes de esfuerzos presentes en el empalme sean soportables por los materiales utilizados.

En tanto que el cable no pierda su continuidad, los gradientes de tensión típicos en su aislamiento son los indicados en la tabla 14.1, y las superficies equipotenciales y líneas de fuerza se pueden representar como se ilustra en la figura 14.1; sin embargo, en la unión, el electrodo de alta tensión (conductor-conector) presenta un contorno que produce cambios en el campo eléctrico.

TABLA 14.1 Gradientes de tensión en cables con aislamiento extruido

Sección transversal del conductor		Gradiente de tensión máximo en el aislamiento (volts/mm)*		
		(1) 15 kV (t = 4.45 mm)	25 kV (t = 6.60 mm)	35 kV (t = 8.76 mm)
35 mm ²	(2 AWG)	2717	3583	
50 mm ²	(1/0 AWG)	2520	3268	3898
	(4/0 AWG)	2283	2992	3425
240 mm ²	(500 MCM)	2087	2638	2874
500 mm ²	(1000 MCM)	1969	2441	2795
		(2)		
		15 kV (t = 4.45 mm)	25 kV (t = 6.60 mm)	35 kV (t = 8.76 mm)
35 mm ²	(2 AWG)	1142	1220	
50 mm ²	(1/0 AWG)	1181	1299	1299
	(4/0 AWG)	1299	1417	1471
240 mm ²	(500 MCM)	1417	1535	1437
500 mm ²	(1000 MCM)	1457	1654	1693

(1) Sobre el conductor.

(2) Bajo la pantalla electrostática.

t = Espesor del aislamiento.

Existen gradientes radiales, como en el cable; pero, además, se presentan gradientes axiales que no se tienen en el cable.

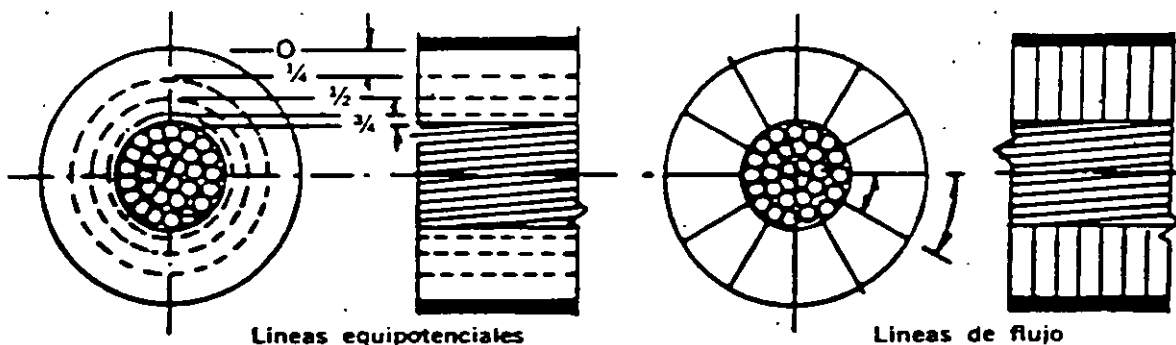
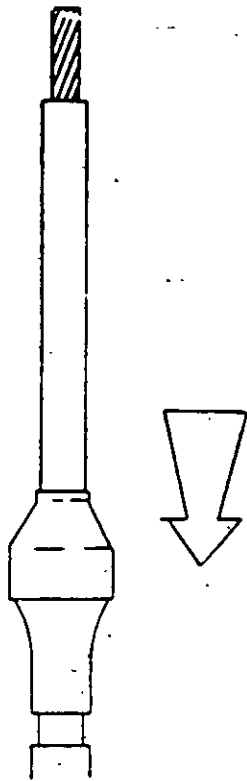


Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados.

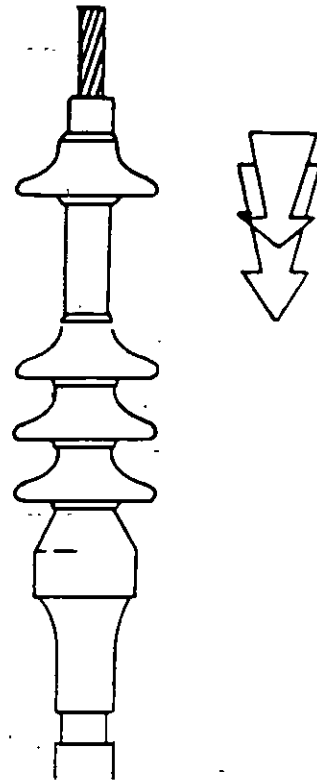
Los puntos en que se concentran más los esfuerzos en la unión son el hombro del conector, la base de la punta de lápiz del aislamiento y la sección cónica del aislamiento repuesto.

Los gradientes en la unión están relacionados por el logaritmo de las razones entre los diámetros de los materiales y las constantes dieléctricas de éstos.

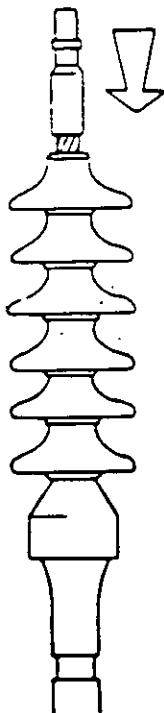
En la figura 14.2 se muestra la distribución de las líneas equipotenciales en una unión encintada y, en la figura 14.3, en una unión premodelada.



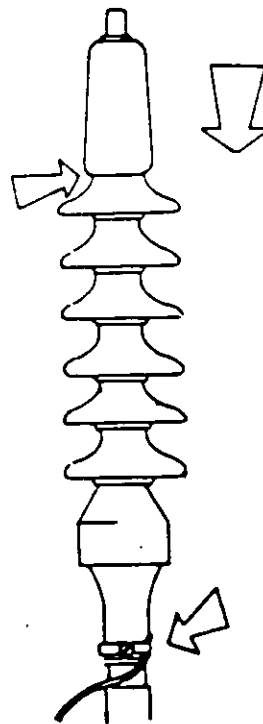
1. Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



2. Instale una a una las campanas en el número necesario, según la tensión del sistema (véase tabla de selección). Cuide que cada campana embone perfectamente con la anterior.



3. Corte a ras de la última campana el aislamiento del cable. Instale el conector universal a compresión.



4. Instale el sello semiconductor STI hasta que embone con la última campana y debajo del tope del conector. Aterrice la pantalla.

Fig. 13.10 Proceso de instalación de la TMI.

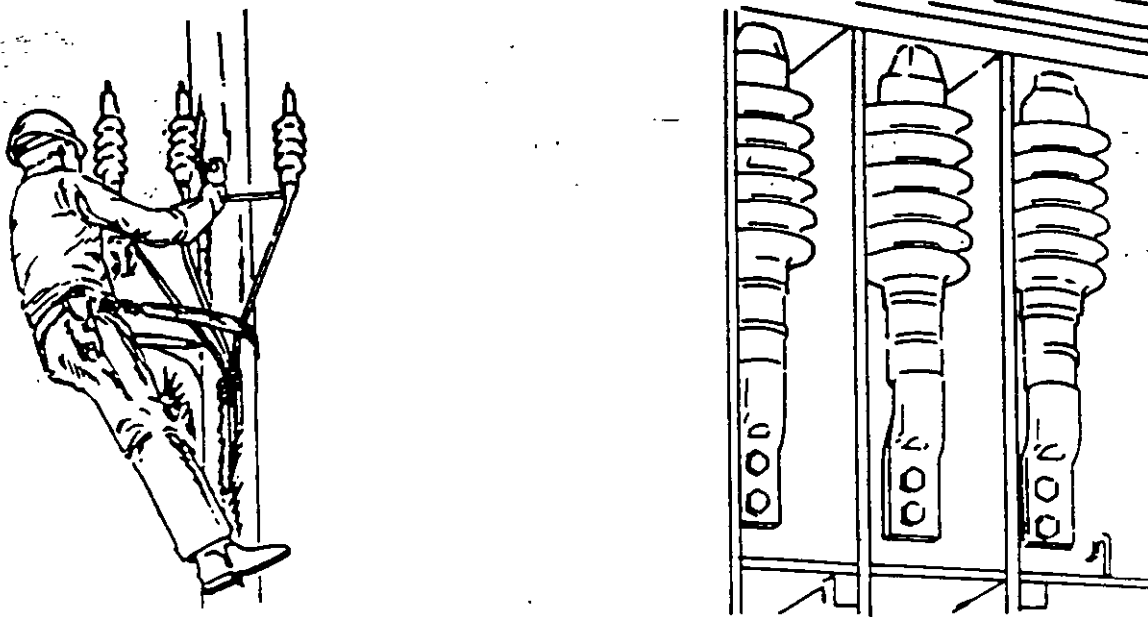


Fig. 13.11 Instalaciones en intemperie e interiores de terminales TMI.

Las terminales TIP están diseñadas para controlar los esfuerzos presentes en cables de 5 kV hasta 34.5 kV con blindaje electrostático, su aplicación es exclusivamente en interiores, por lo cual no será necesario agregar ningún otro elemento para protección del cable. Los cables en los que se pueden instalar serán siempre del tipo de aislamiento extruido. Para seleccionar este tipo de terminales únicamente será necesario conocer el diámetro real sobre el aislamiento del cable (figura 13.12) y, de esta manera, localizar en la tabla 13.4 el tamaño de la TIP apropiada, seleccionando aquel intervalo en el que quede comprendido el diámetro sobre aislamiento del cable en cuestión.

Como una guía general para la selección del tamaño de la TIP, se ha preparado la tabla 13.5, en la que se lista el calibre del cable con la clase de aislamiento del mismo (nivel 100%) y la determinación de la TIP correspondiente.

El tamaño seleccionado de este tipo de terminales deberá utilizarse únicamente en cables que queden comprendidos dentro de los límites del diámetro sobre aislamiento correspondiente, porque, de lo contrario, la terminal no podrá dar el servicio esperado.

Como guía general para seleccionar el tamaño básico de la terminal, se ha preparado la tabla 13.3, en la que se ilustra la selección con base en el calibre del conductor y la clase de aislamiento.

TABLA 13.3 Selección del tamaño básico de la terminal *

		Calibre (AWG o MCM)															
Tensión		6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750	1000
5 kV		RR		R			1			2			3	4		5	
8 kV		RR		R			1			2			3	4	5		
15 kV					1			2			3	4		5	6		
25 kV		—		2		3			4			5	6		7		
34.5 kV		—			4			5			6		7	8			

* Esta tabla de selección es solamente una guía, basada en las dimensiones de los cables, según norma. La selección debe llevarse a cabo según el diámetro real sobre aislamiento del cable.

Ejemplo de selección

Seleccionar una terminal para cable con aislamiento de etileno-propileno 13.2 kV entre fases del sistema, calibre 1/0 AWG, conductor de aluminio.

El diámetro sobre aislamiento del cable es 18.95 mm. En la tabla 2 vemos que le corresponde una "X" = 1.

La tensión de 13 200 volts corresponde a una clase de aislamiento de 15 kV de donde, "Y" = 15.

Por lo tanto, la terminal se ordena como sigue:

TMI - 1 - 15 - 1/0 AWG, Al

Instalación

Cada uno de los estuches de este tipo de terminales contiene el instructivo de instalación correspondiente, en el que se describen con amplitud las operaciones a seguir para el montaje correcto de ellas.

Como particularidades importantes de estas terminales conviene hacer mención que no es necesario rebajar como punta de lápiz el aislamiento, y que las características elásticas de los componentes asegurarán el contacto y presión interfacial entre cable y terminal, durante el servicio del sistema.

En las figuras 13.9 a 13.11 se muestran las distancias de preparación en algunas de las construcciones de cable más comunes; asimismo se muestra el proceso de instalación general de este tipo de terminales y vistas de instalación en intemperie e interiores.

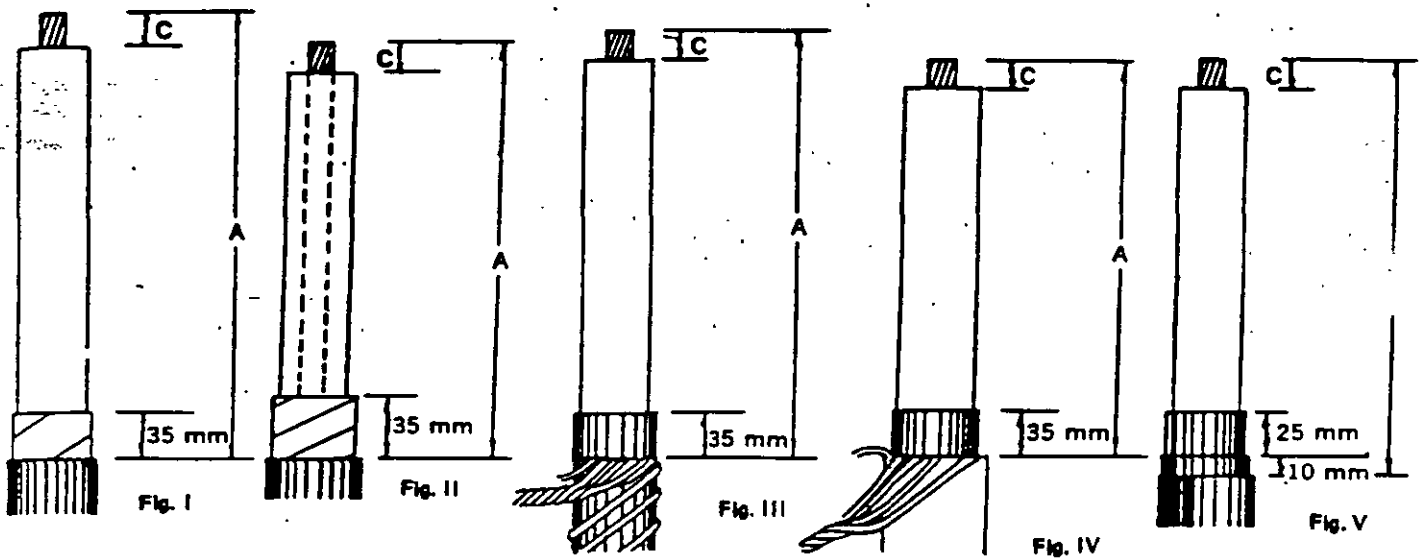


Tabla de dimensiones

Dimensiones (mm)	Clase de aislamiento (kV)			
	Hasta 8.7	15	25	34.5
A	250 + B	289 + B	363 + B	437 + B
B*	Profundidad del barril del conector más 10.0 mm			
C**	Profundidad del barril del conector más 8.0 mm			
Número de campanas	3	4	6	8

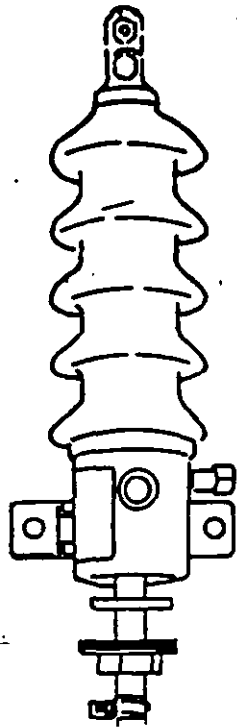
* La dimensión "B" se mide a partir del último módulo o campana y se retira el excedente de aislamiento y conductores

** La dimensión "C" se marca sobre el aislamiento a partir de la punta del cable y se retira éste, dejando al descubierto el conductor.

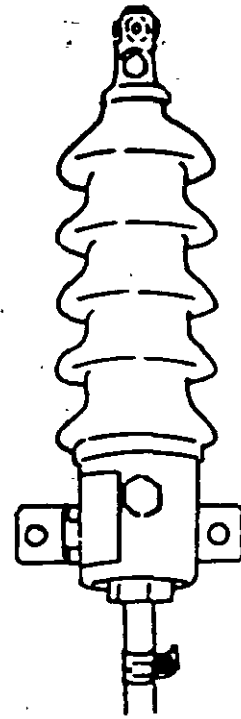
Tipos de cable.

- I Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de cinta semiconductor, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- II Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y cinta de cobre; y cubierta protectora.
- III Cable de energía para distribución residencial subterránea (DRS), con pantalla semiconductor extruida que es al mismo tiempo cubierta protectora y neutro formado por hilos de cobre estañado colocados en forma helicoidal sobre la cubierta.
- IV Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, e hilos de cobre dispuestos helicoidalmente; y cubierta protectora.
- V Cable de energía con aislamiento extruido y pantalla eléctrica sobre aislamiento a base de material semiconductor extruido, y forro de plomo; y cubierta protectora.

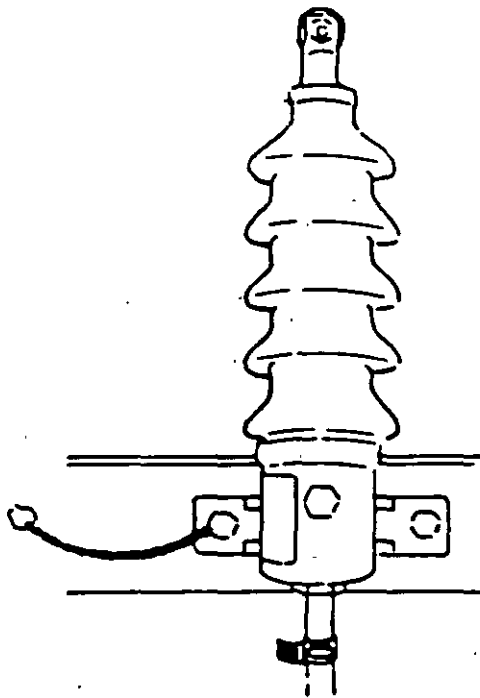
Fig. 13.9 Distancias de preparación para TMI en diversas construcciones de cables extruidos. 79



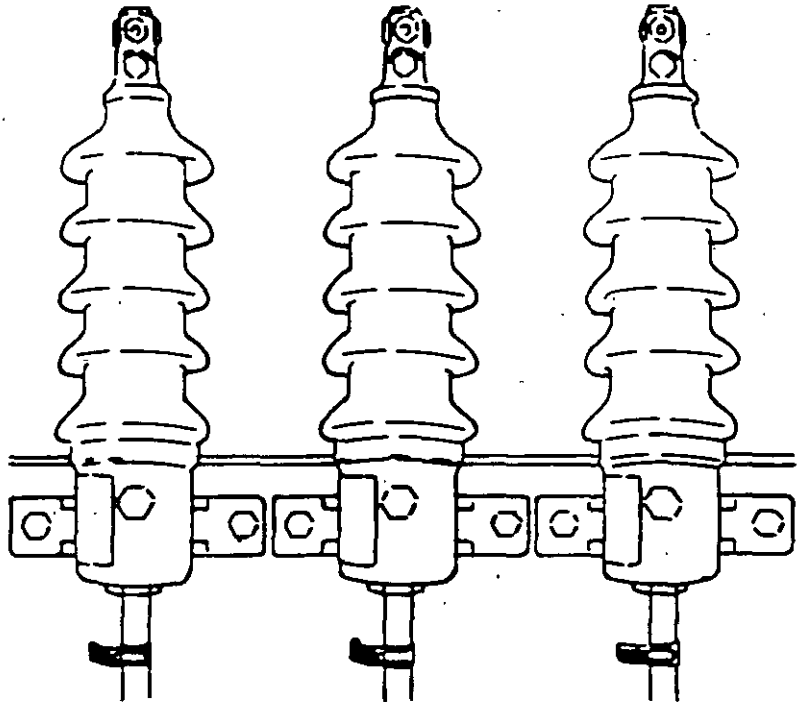
5. Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



6. Coloque el empaque inferior y apriete la contratapa. Apriete la abrazadera sobre la cubierta del cable.



7. Coloque la terminal en su posición final y atornillela a la cruzeta o medio de soporte. Haga la conexión a tierra.



8. Conecte a la línea por medio de un conductor atornillado al conector exterior. Vista final.

Fig. 13.8 (Continuación).

Terminales TMI

Las terminales TMI podrán ser utilizadas exclusivamente en cables con aislamiento extruido (EP, XLP, etc.) y están especialmente diseñadas para uso en intemperie; pero, en instalaciones en las cuales se tengan limitaciones de espacio para la colocación de terminales TIP, puede utilizarse la TMI, para la cual incluso no se requerirá del capuchón semiconductor y, posiblemente, la conexión del conductor del cable no requiera tampoco del conector universal.

Estas terminales modulares podrán ser utilizadas en aislamiento que varíe desde el clase 5 kV hasta el 34.5 kV, y calibres de conductores de cobre o aluminio, desde 6 AWG hasta 1000 MCM, mediante la aplicación de 8 tamaños básicos diferentes correspondiendo a 8 intervalos de valores del diámetro sobre aislamiento de los cables, y agregando campanas de acuerdo con la clase de aislamiento.

Para seleccionar el estuche apropiado con el fin de satisfacer las necesidades del sistema en la expresión siguiente se sustituye la literal por el concepto que corresponda:

TMI - "X" - "Y" - "C" - "M"

en donde:

TMI = prefijo que indica terminal modular intemperie

"X" = tamaño básico determinado en función del diámetro sobre aislamiento del cable

"Y" = clase de aislamiento del sistema cable-accesorio en kV

"C" = calibre del conductor indicando si es AWG, MCM o mm²

"M" = material del conductor: Cu, para cobre o Al, para aluminio

La tabla 13.2 muestra la designación que deberá indicarse en lugar de la letra "X". Es importante considerar que, si el intervalo de valores del diámetro sobre aislamiento correspondiente al tamaño básico seleccionado no cubre el diámetro en cuestión, la terminal no podrá cumplir su función de manera adecuada.

TABLA 13.2 Sustitución de la letra "X" en función del diámetro sobre aislamiento del cable

Diámetro sobre aislamiento (mm)	"X"
11.5 - 14.0	RR
13.8 - 16.5	R
16.3 - 20.0	1
19.8 - 23.5	2
23.3 - 27.0	3
26.8 - 31.0	4
30.8 - 35.0	5
34.8 - 40	6

Selección e instalación

Selección

Para seleccionar adecuadamente el juego de empalme encintado que cumpla con amplitud la necesidad de restituir cada uno de los elementos del cable, será necesario conocer la construcción de éste y hacer mención a ella en el momento de solicitar el estuche de empalme requerido.

Los datos básicos para la selección son:

- a) Empalme recto o derivación
- b) Clase de aislamiento del sistema
- c) Cable monofásico o trifásico
- d) Calibre del conductor indicando si es redondo normal o redondo compacto
- e) Material del conductor (cobre o aluminio)
- f) Construcción del blindaje del cable sobre aislamiento
- g) Si requiere protección exterior adicional

Respecto al inciso f), diversas formas del blindaje del cable son:

1. Semiconductor extruido y neutro concéntrico
2. Semiconductor extruido y cintas de cobre traslapadas
3. Semiconductor extruido, cintas de cobre y forro de plomo
4. Semiconductor a base de cinta y cintas de cobre traslapadas

Instalación

Cada uno de los estuches de empalme encintado viene provisto del material suficiente para llevar a cabo desde las operaciones de preparación y limpieza de los cables por unir, hasta la reconstrucción total de todos los elementos de dichos cables; además se proporciona un instructivo de instalación, el cual es una guía útil para conocer las dimensiones de preparación o retirado de cada uno de los elementos de los cables por unir.

En las figuras 14.7 y 14.15 se muestran las características de varios empalmes encintados, en diversas construcciones de cables.

La figura 14.14 ilustra, de manera general, la secuencia de instalación de un empalme encintado, en cables con aislamiento extruido.

En la figura 14.15 se muestra un resumen de las fallas de preparación de cables más comunes; es aconsejable que al preparar el cable no se incurra en estos errores, ya que, de lo contrario, se disminuirá la vida del empalme efectuado.

A continuación se dan ejemplos de selección de empalmes para cables con blindaje sobre aislamiento, a base de material semiconductor y cintas de cobre traslapadas:

El nombre de este empalme se forma con el prefijo CPM, que quiere decir "Cable con pantalla metálica", seguido del número 1 o 3, lo cual indica si el cable es monofásico o trifásico; a continuación aparece el calibre del cable en AWG, MCM o mm²; posteriormente Cu o Al, según se trate de conductor de cobre o de aluminio; por último, la clase de aislamiento del cable, quedando:

$$\text{CPM [1 o 3]} \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2], [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (1)}$$

Cuando se desee realizar una derivación en T, se agregará esta inicial al prefijo y, en la sección del calibre, se indicará primero el calibre del cable troncal y después de éste, separado por un guión, el calibre del cable en derivación; con lo cual la descripción será:

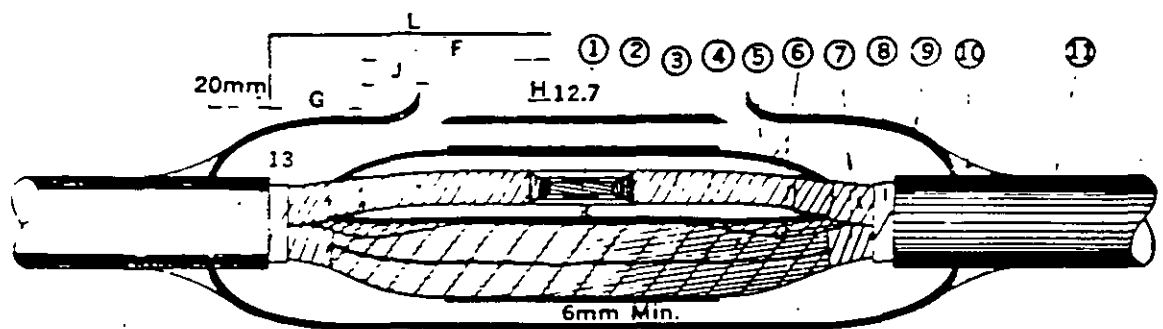
$$\text{TCPM} - [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] -$$

$$- [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] - [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (2)}$$

Ejemplo

Para hacer un empalme recto en un cable de energía con aislamiento extruido, calibre 250 MCM, conductor de cobre, 34.5 kV, monofásico, el estuche a seleccionar será:

$$\text{CPM } 1 \times 250 \text{ MCM, Cu, } 34.5 \text{ kV.}$$



Voltaje kV	Dimensiones en mm					
	** L	** G	F	H	J	E
15	205-256	50-100	155	19	50	8
23	236-287	50-100	186	38	64	11
35	320-370	50-100	242	*38	100	17.5

NOTAS

** La medida mayor se aplica en cables mayores de 250 MCM.

* En 35 kV, puede hacerse en el aislamiento una punta de lápiz, o bien, escalonarse. Esto último es preferible, y el detalle del escalonamiento se muestra a la derecha.

1. Conector
2. Amarre con cinta teraglas
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Compuesto aislante
6. Malla de cobre
7. Pantalla individual
8. Pantalla general
9. Tubo de plomo
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

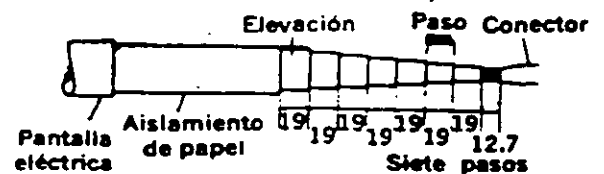
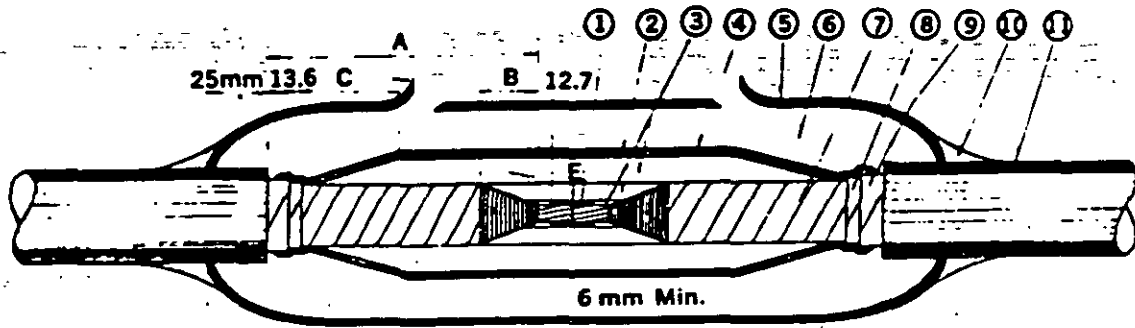


Fig. 14.7 Construcción de un empalme recto en dos cables de potencia monopolares o tripolares 13 000 a 35 000 Volts con pantalla eléctrica. "Empalme de bala."

EMPALMES



Voltaje kV	Dimensiones en mm			
	A	B	C	E
15	155	19	50	8
23	187	38	64	11
35	242	*38	100	17.5

NOTA

• En 35 kV, puede hacerse en el aislamiento una punta de lápiz, o bien, escalonarse. Esto último es preferible, y el detalle del escalonamiento se muestra a la derecha.

1. Conector
2. Malla de cobre
3. Cinta teraglas
4. Soldadura (1 cordón)
5. Tubo de plomo
6. Compuesto aislante

7. Aislante del cable
8. Cinta semiconductor
9. Pantalla de cobre
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

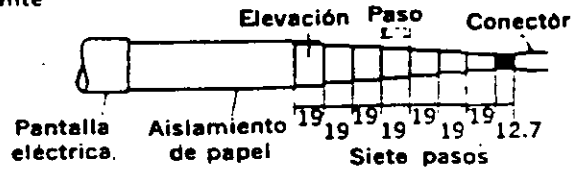
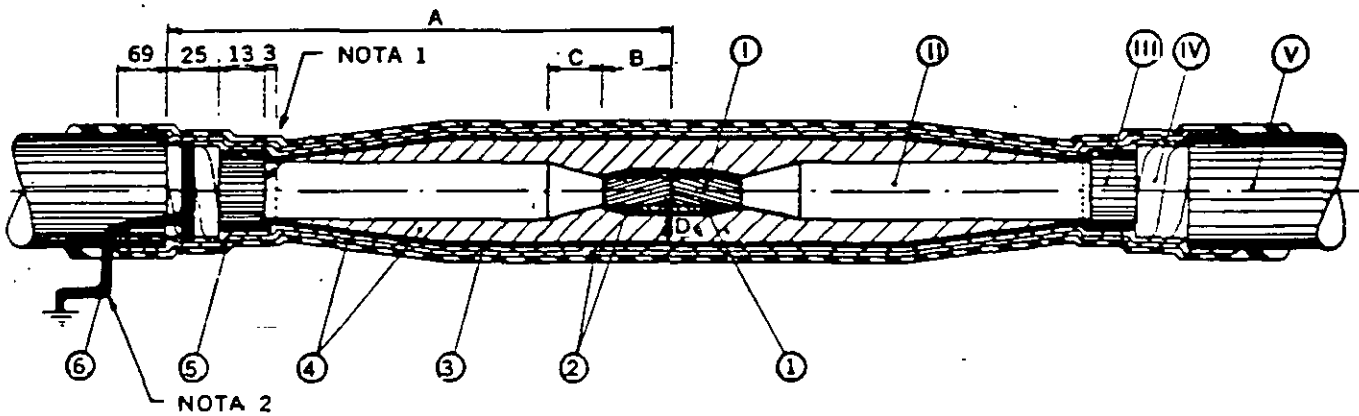


Fig. 14.7 (Continuación).



Descripción del cable

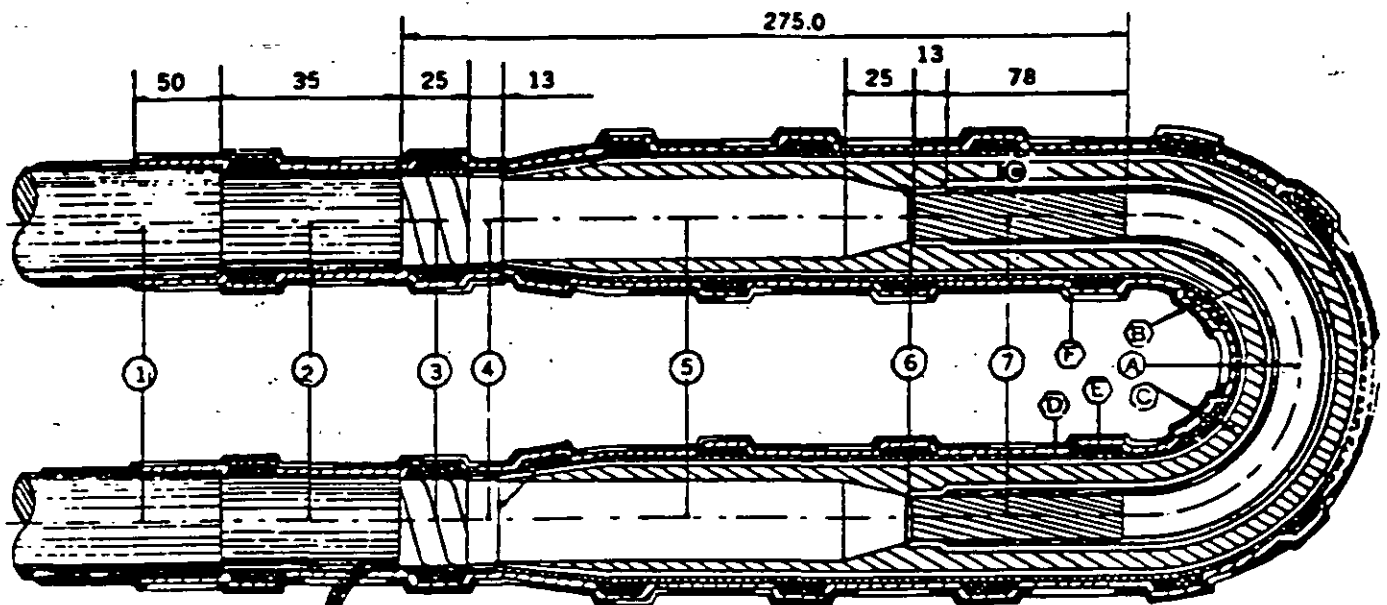
- I. Conductor
- II. Aislamiento
- III. Cubierta semiconductor
- IV. Pantalla de cobre
- V. Cubierta de PVC

Material por orden aproximado de colocación

1. Conector de compresión
2. Cinta conductora No. 17
3. Malla de cobre
4. Cinta BI-SEAL
5. Cinta vinilica con adhesivo
6. Trenza plana estañada

Dimensiones del empalme	Voltaje de operación N.A.T.			
	5	15	23	35
A	Mitad del largo del conector más 153 mm 210 mm 260 mm 330			
B	Mitad del largo del conector más 13 mm 13 mm 13 mm 13			
C	19 mm	25 mm	51 mm	77
D	1.5 veces el espesor del aislamiento del cable			

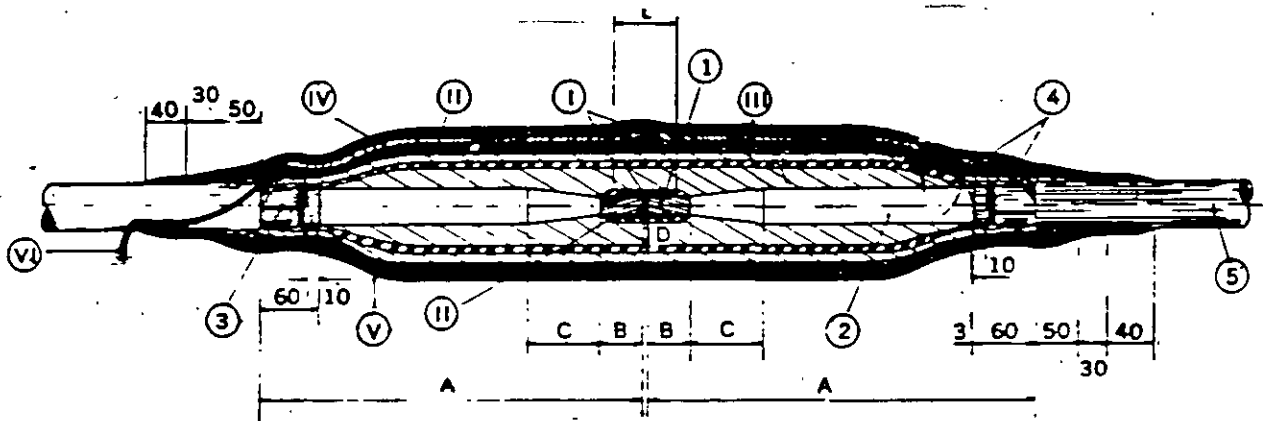
Fig. 14.8 Empalme CPM recto.



Acotaciones mm.

- | | |
|--|--|
| 1. Cubierta exterior | a) Conector |
| 2. Cubierta de Pb | b) Cinta semiconductor |
| 3. Pantalla de Cu | c) Cinta aislante autovulcanizable |
| 4. Semiconductor | d) Malla de cobre estañada |
| 5. Aislamiento | e) Trenza de cobre estañada No. 4 AWG |
| 6. Semiconductor sobre conductor *1.5 veces el espesor de aislamiento del cable. | f) Cinta de fibra de vidrio impregnada con epoxi |
| 7. Conductor | |

Fig. 14.9 Empalme UCPM IX500 MCM, Cu, 15 kV.



Dimensiones del empalme (mm)	Clase de aislamiento kV			
	5	15	23	35
A	Mitad del largo del conector mas			
	175	235	285	355
B	Mitad del largo del conector mas			
	13	13	13	13
C	19	25	51	77
D	1.5 veces el espesor del aislamiento del cable			

L = Largo del conector.

Componentes del cable

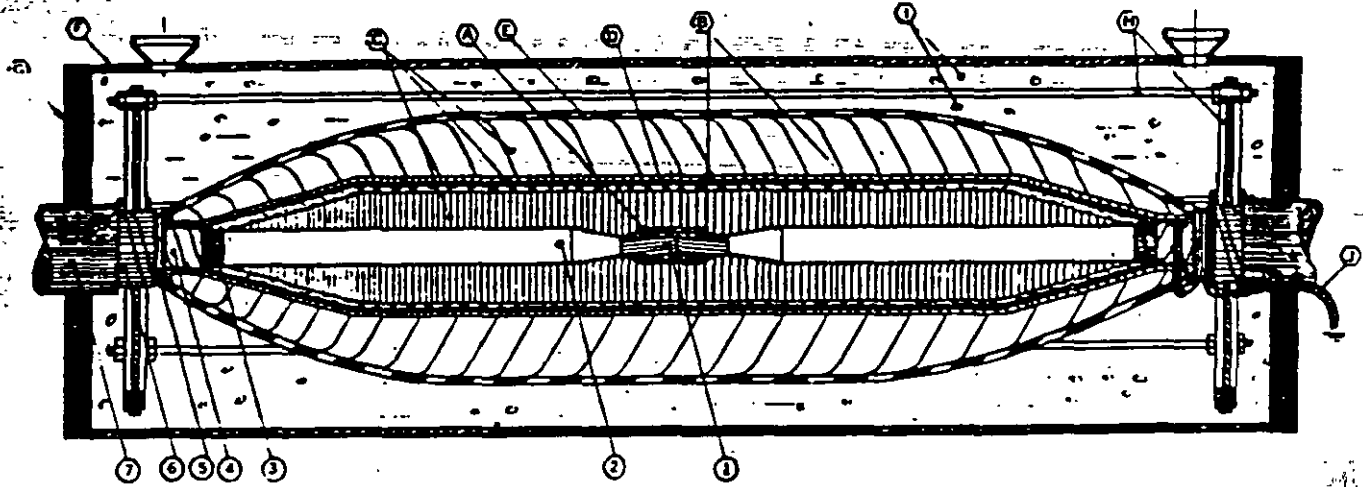
1. Conductor
2. Aislamiento del cable
3. Pantalla semiconductor extruida
4. Neutro concéntrico.
5. Cubierta exterior

Componentes del empalme

- I. Conector
- II. Cinta conductora No. 17
- III. Cinta BI-SEAL
- IV. Cinta vinilica con adhesivo
- V. Cinta P.V. impregnada con resina epóxica
- VI. Trenza plana

Fig. 14.10 Empalme encintado para cable con aislamiento extruido, neutro concéntrico y cubierta exterior.

EMPALMES

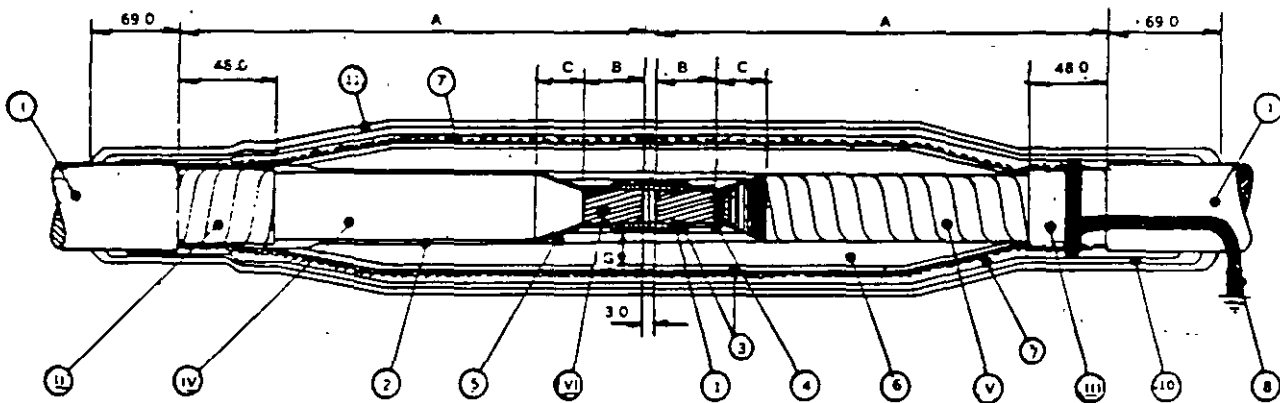


- 1. Conductor
- 2. Aislamiento
- 3. Cinta semiconductor
- 4. Pantalla metálica individual
- 5. Cubierta reunidora
- 6. Fleje de acero
- 7. Cubierta exterior

Lista de materiales

- A) Conector cobre
- B) Cinta semiconductor No. 17
- C) Cinta BI-SEAL No. 3
- D) Malla de cobre estañada
- E) Cinta de F.V. con epoxi
- F) Tubo de PVC
- G) Tacón de neopreno
- H) Protección mecánica de empalme para cable armado
- I) Compuesto asfáltico
- J) Trenza plana

Fig. 14.11 Empalme CPM trifásico para cable armado con fleje de acero.



Descripción del cable

- I. Cubierta exterior
- II. Pantalla de cobre
- III. Cubierta de plomo
- IV. Aislamiento extruido
- V. Aislamiento laminar
- VI. Conductor

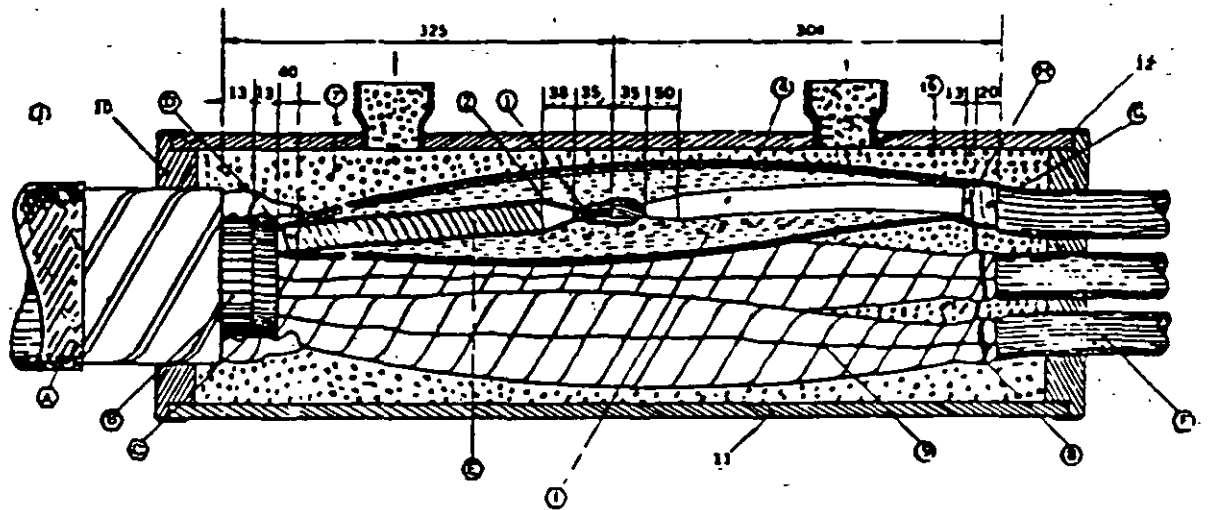
Materiales

- 1. Conector
- 2. Cinta TRI-SIL
- 3. Cinta semiconductor
- 4. Teraglas de 6.3 mm de ancho
- 5. Teraglas de 12.7 mm de ancho
- 6. Teraglas de 25.4 mm de ancho
- 7. Malla de cobre
- 8. Trenza plana estañada
- 9. Cinta BI-SEAL (autovulcanizable)
- 10. Fibra de vidrio con epoxi
- 11. Cinta de PVC sin adhesivo

Tabla de dimensiones (mm)

Referencia	Clase de aisl. kV			
	5	8.7	15	23
A	Mitad del largo del conector más			
	163.0	163.0	220.0	270.0
B	Mitad del largo del conector + 13.0			
	19.0	19.0	25.0	51.0
G	1.5 veces el espesor máximo del aislamiento del cable			

Fig. 14.12 Unión mixta en cables PILC-extruido.

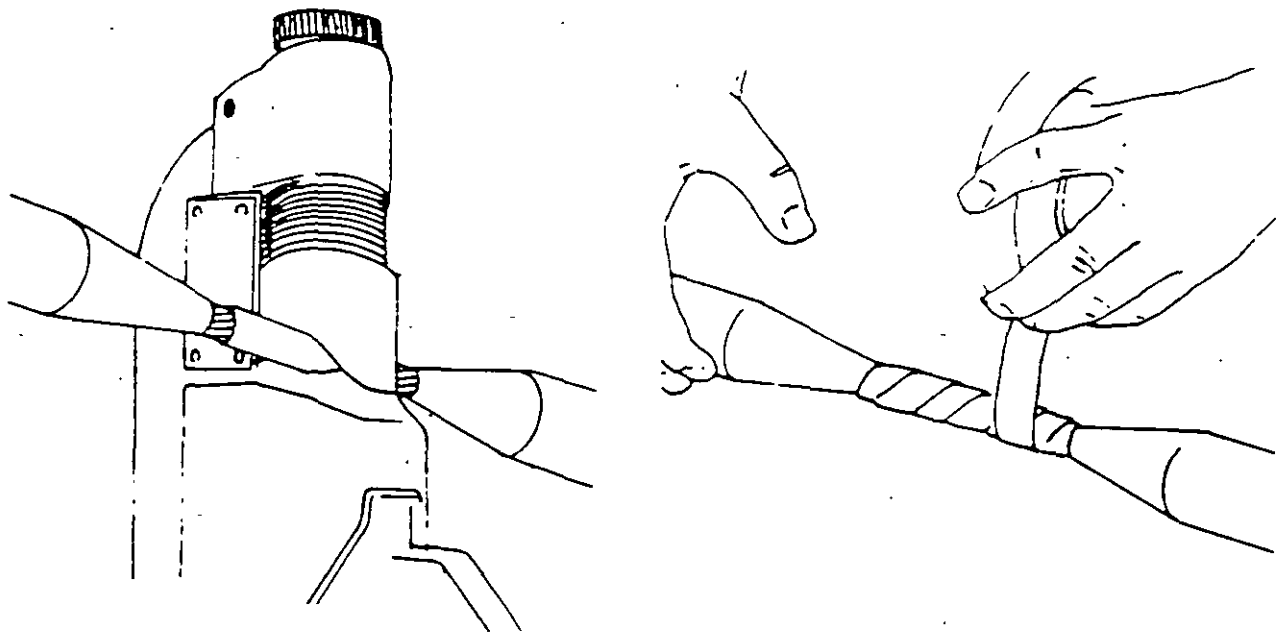


Identificación de materiales

1. Conector
2. Cinta TRI-SIL
4. Cinta BI-SEAL No. 3
6. Cinta semiconductor No. 17
7. Malla de cobre estañada
8. Trenza plana estañada
9. Cordon de soldadura
10. Tacones de neopreno
11. Molde de PVC
12. Cinta de PVC con adhesivo

- A) Cubierta protectora de yute
- B) Cubierta de PVC
- C) Pantalla general de cobre
- D) Pantalla individual de cobre
- E) Aislamiento laminar
- F) Cubierta exterior
- G) Pantalla de cobre
- H) Cubierta semiconductor
- I) Aislamiento extruido
- J) Fleje de acero

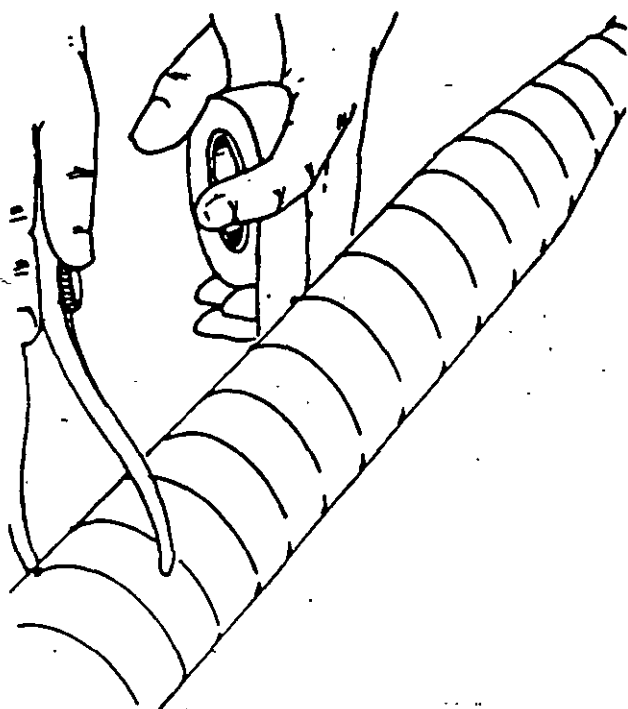
Fig. 14.13 Empalme mixto PILC-extruido 25 kv.



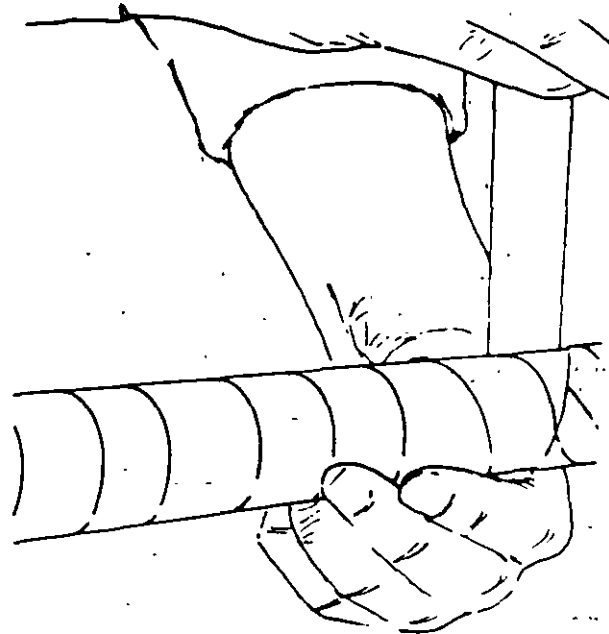
1. Prepare las puntas por unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el estuche, e instale el conector, preferentemente de compresión para cables con aislamiento seco.

2. Rellene las indentaciones producidas por las pinzas en el conector y cubra el mismo y el conductor desnudo con cinta conductora Bishop No. 17, a fin de uniformar el perfil.

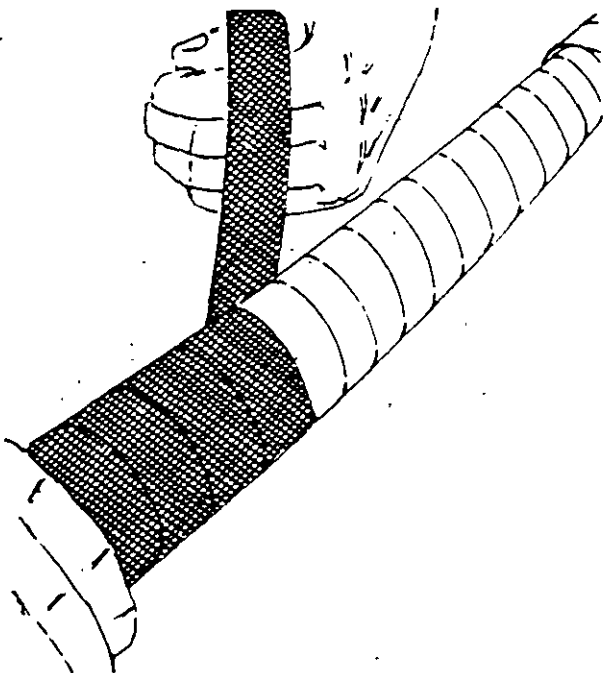
Fig. 14.14 Proceso de elaboración del empalme encintado.



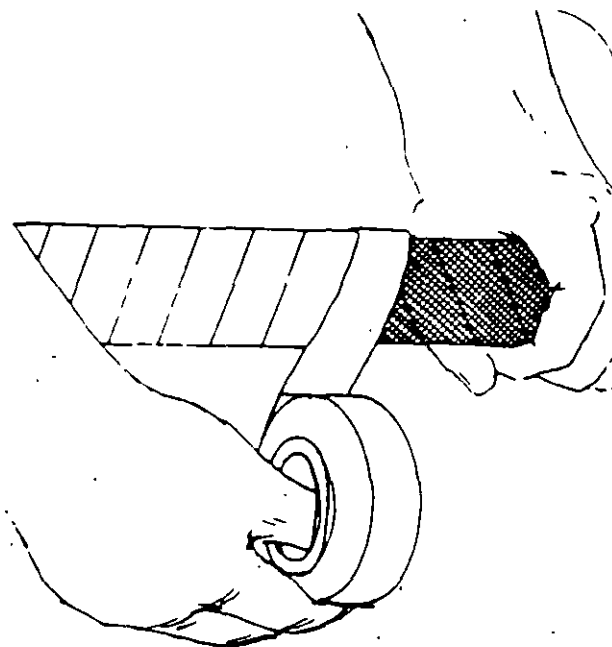
3. Restituya el aislamiento con cinta autovulcanizable BISHOP BI-SEAL No. 3, hasta obtener un espesor igual a $1\frac{1}{2}$ veces el del aislamiento original del cable.



4. Restituya el primer elemento conductor de la pantalla del cable con cinta conductora Bishop No. 17, encintando a medio traslape y con tensión uniforme. Esta cinta vulcanizada con la BI-SEAL No. 3.

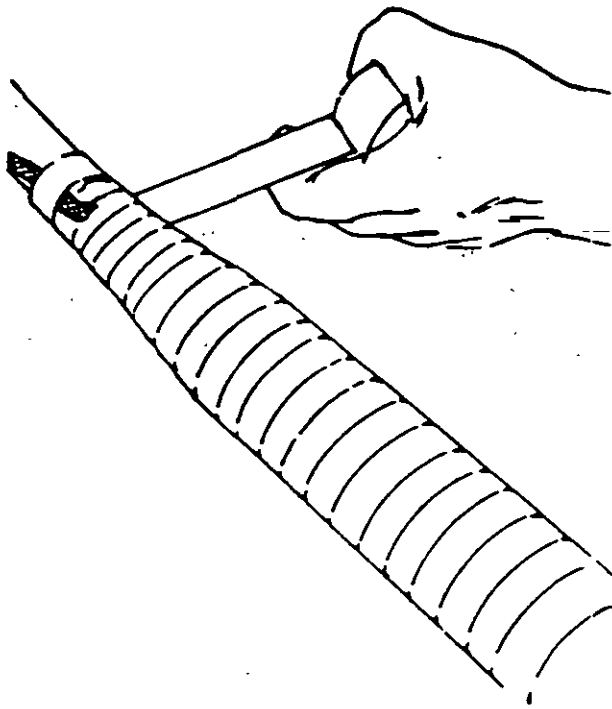


5. La continuidad metálica se consigue dando un encintado a medio traslape, con malla de cobre estañada INDAEL. Es necesario soldar a la pantalla original, tanto la malla como la trenza para conectar a tierra.

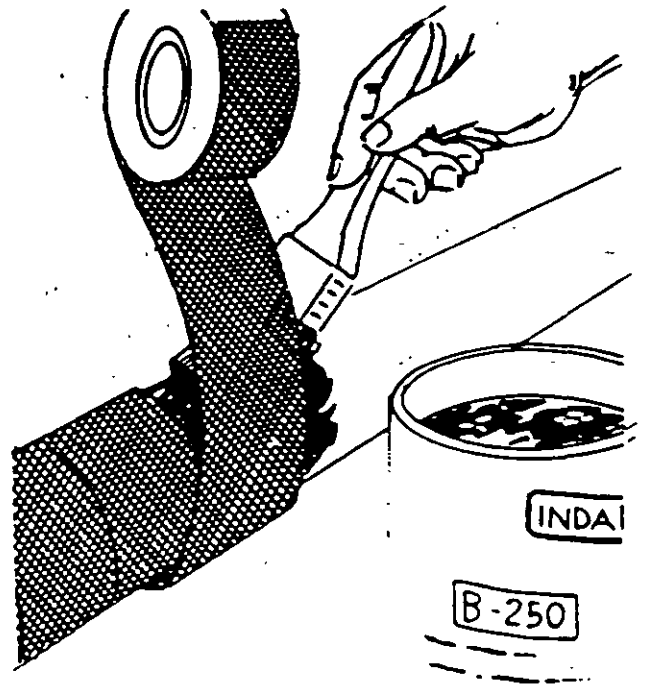


6. El empalme está ahora eléctricamente terminado, falta proporcionar la protección necesaria. Esta se logra con cinta BI-SEAL No. 3, aplicada sobre la malla de cobre, y...

Fig. 14.14 (Continuación).

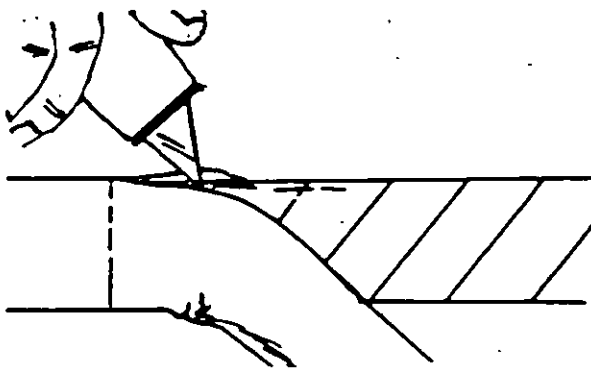


7. Restituyendo la cubierta externa original del cable con cinta de neopreno BISHOP BI-RENE, o vinílica, según sea el material original.

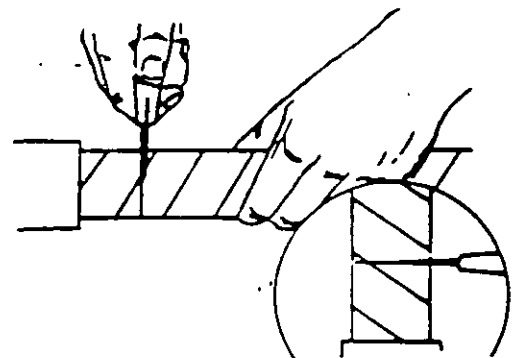


8. Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente en registros inundados, dé una cubierta de fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.

Fig. 14.14 (Continuación).

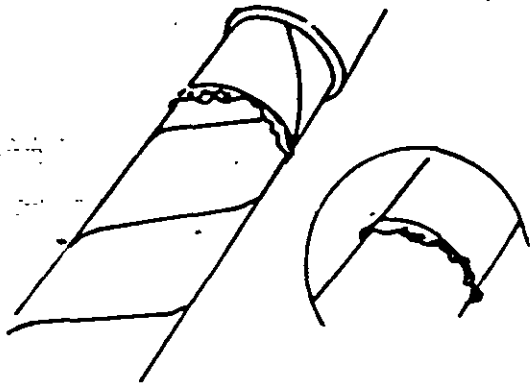


1. Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañen la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.

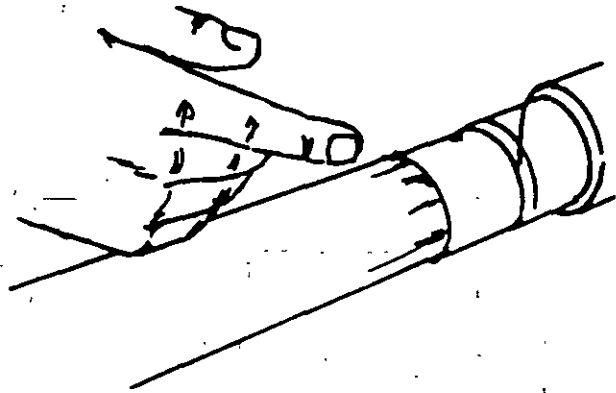


2. Al efectuar el corte de la pantalla, no corten lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.

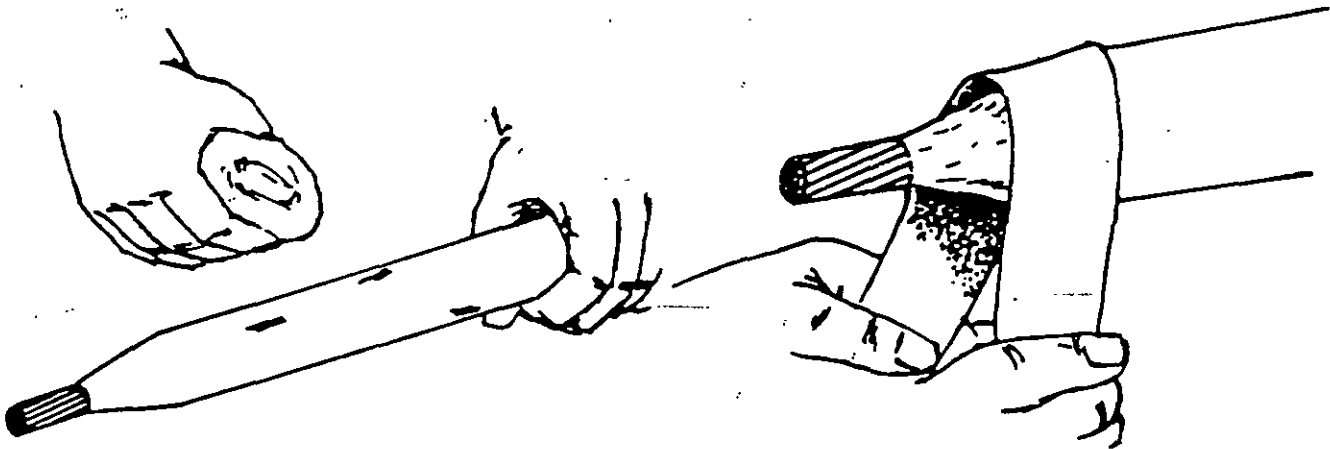
Fig. 14.15 Fallas más comunes en su elaboración.



3. La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas, ya que producen concentraciones peligrosas de esfuerzos.

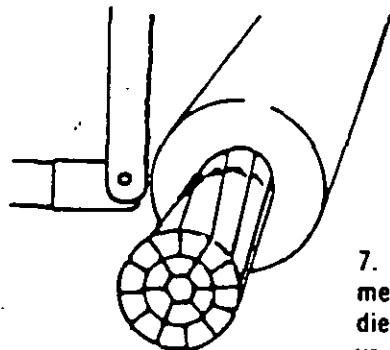


4. Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, éste debe ser uniforme y no dejar manchas o hilos.



5. La permanencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento propicia la falta de fase a tierra. Debe limpiarse perfectamente con solvente y trapo.

6. La mala hechura de la punta de lápiz en el aislamiento produce el mismo efecto que si permanecieran burbujas ocluidas. Es necesario dejarla tersa, haciendo uso de una lija.



7. Al cortar el aislamiento, no debe lastimarse o mellarse alguno de los conductores. Si esto sucediere, equivaldría a una reducción del área efectiva del conductor.

Fig. 14.15 (Continuación).

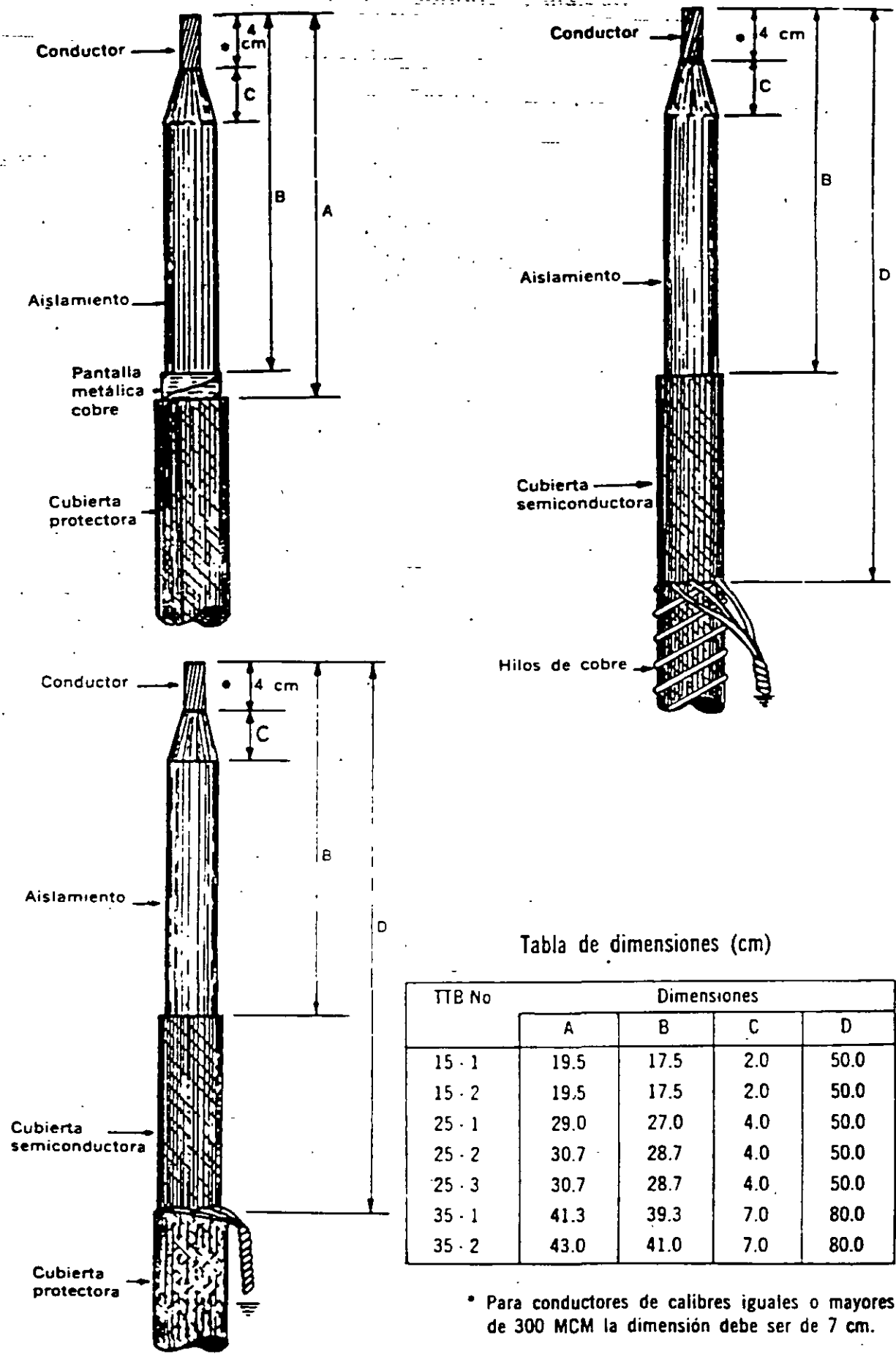
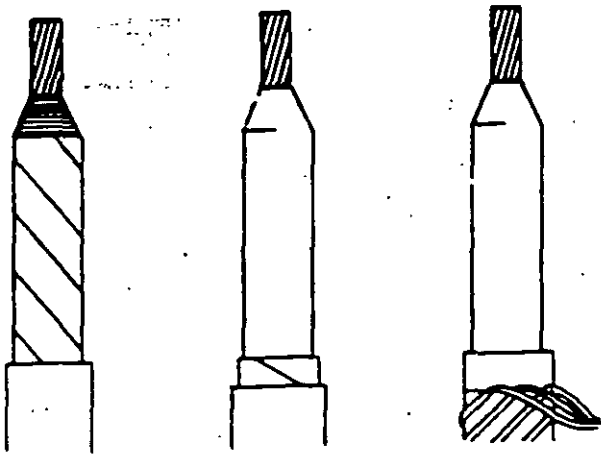


Tabla de dimensiones (cm)

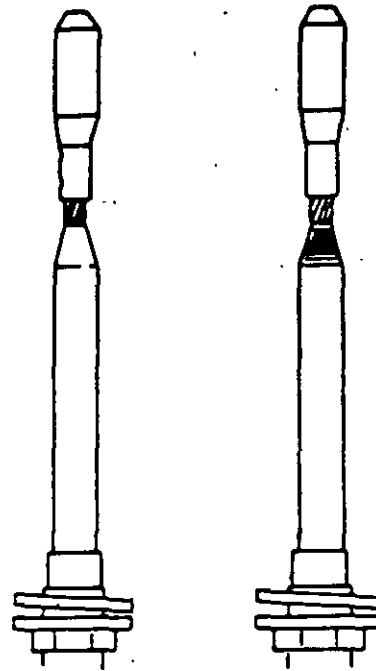
TTB No	Dimensiones			
	A	B	C	D
15 - 1	19.5	17.5	2.0	50.0
15 - 2	19.5	17.5	2.0	50.0
25 - 1	29.0	27.0	4.0	50.0
25 - 2	30.7	28.7	4.0	50.0
25 - 3	30.7	28.7	4.0	50.0
35 - 1	41.3	39.3	7.0	80.0
35 - 2	43.0	41.0	7.0	80.0

* Para conductores de calibres iguales o mayores de 300 MCM la dimensión debe ser de 7 cm.

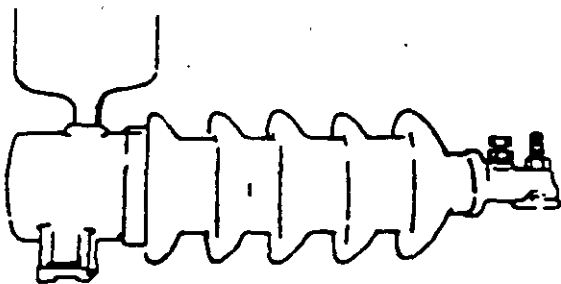
Fig. 13.7 Distancias de preparación para TTB en las construcciones de cables más empleadas.



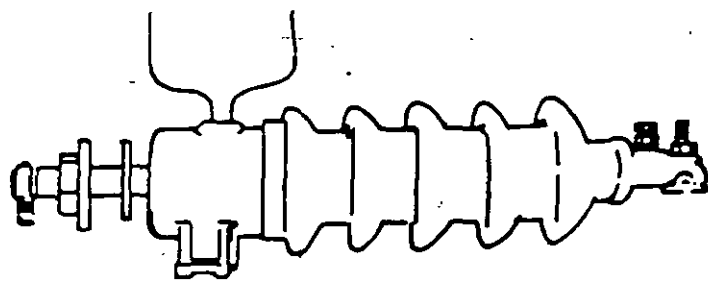
1. Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



2. Coloque el conector, "ponchándolo" o soldándolo, e introduzca la abrazadera, la contratapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.



3. Quite el tapón de la terminal y, en su lugar, coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.



4. Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.

Fig. 13.8 Proceso de instalación de TTB.

OverRoll



**Terminales de fácil instalación
para cables XLPE de 15–25 kV.
Uso interior y exterior.**

ABB Kabledon

ABB

OverRoll. Con presión activa para

Usted no requiere de experiencia ni de conocimientos especiales para colocar una terminal de cables OverRoll. La preparación del cable es muy simple. No necesita preocuparse con el aislamiento. Usted solamente tiene que remover el forro necesario del cable.

Sin Herramientas

Sólo se requieren unas pocas operaciones sencillas para colocar el OverRoll, y para las cuales, no se requieren ni herramienta ni calor.

Primero, enrolle cinta de almáciga impermeable alrededor de la pantalla de alambre. Enseguida, enrolle un atenuador de sobrecarga de flujo frío alrededor del borde de la pantalla aislante. Los atenuadores de sobrecarga de flujo frío sirven para rellenar cualquier irregularidad en la superficie, y de esta manera, eliminan el

riesgo de las bolsas de aire y las descargas parciales.

Después, solamente gire el tubo de hule de silicón OverRoll hasta que este quede en su posición. Si la instalación es a la intemperie, se le ajustan faldas de protección (de dos a cuatro, según el voltaje), colectores inferiores de fugas de corriente, y sellos superiores. Los conectores para cable se piden por separado.

El OverRoll tipo APIC, está especialmente diseñado para uso en interiores húmedos.

Presión Activa

Mundialmente, los distribuidores de electricidad han seleccionado las terminales OverRoll como su componente estándar tanto para proyectos normales como para proyectos especiales. Y OverRoll es fácil de tener en inventario –

APIC 15 kV
para uso
interior.



APIC 25 kV
para uso
interior.

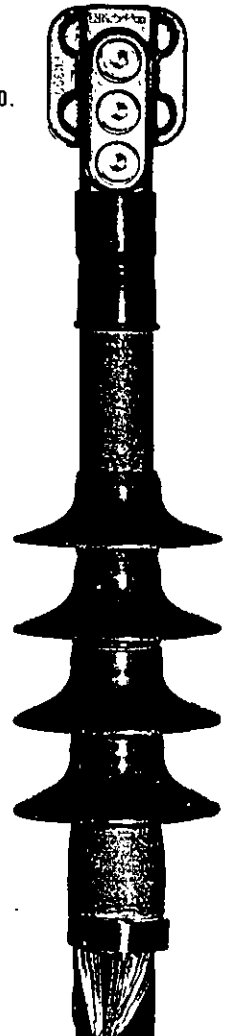


APSC 15 kV
para uso
exterior.



Abrazadera
aérea FK 300.

APSC 25 kV
para uso
exterior.



años de funcionamiento seguro.

Tabla de recomendaciones			OVERROLL	
Nivel de aislamiento	Diametro sobre aislamiento (mm)	Calibre AWG o MCM	Designación Uso interior	Designación Uso exterior
15kV	12-17	8-2	APIC 121 SL	APSC 121 SL
	16-23	2-4/0	APIC 122 SL	APSC 122 SL
	21-32	4/0-500	APIC 123 SL	APSC 123 SL
	31-46	600-1500	APIC 124 SL	APSC 124 SL
25kV	12-17		APIC 241 SL	APSC 241 SL
	16-23	2-1/0	APIC 242 SL	APSC 242 SL
	21-32	1/0-400	APIC 243 SL	APSC 243 SL
	31-46	400-1250	APIC 244 SL	APSC 244 SL

con sólo cuatro variantes es suficiente para cubrir todas las dimensiones de cables hasta 630mm² (800 mm² para 15 kV). La flexibilidad y alta elasticidad del hule silicón, proporcionan una presión activa que garantiza un sello ajustado entre la terminal y el aislamiento del cable, aun cuando la carga hiciera que el cable se expandiera.



La terminal de cable OverRoll resiste las temperaturas más extremas – del frío Ártico, al calor tropical.

Reservamos el derecho de realizar modificaciones de diseño de los productos sin aviso previo.

Faldas de protección de hule silicón, resistentes a las fugas de corriente. Se utilizan para terminales exteriores.

Atenuador de sobrecarga de corriente de flujo frío. Distribuye el campo de voltaje, rellena irregularidades, y elimina el riesgo de las descargas parciales.

OverRoll se adapta a los cables, ya sean redondos o en forma de sector.

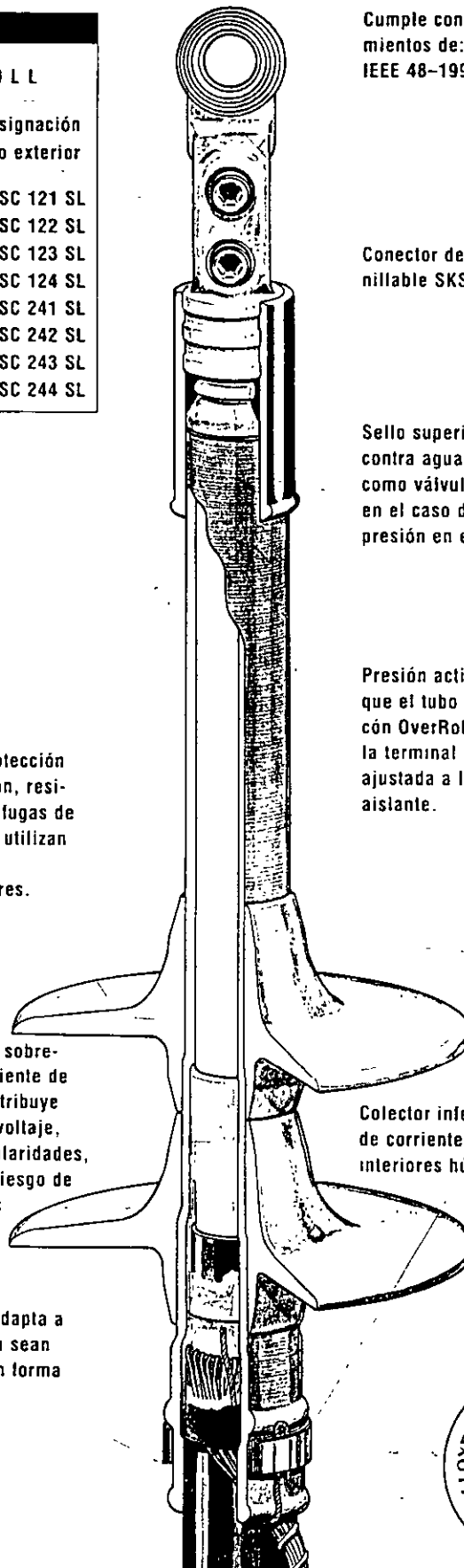
Cumple con los requerimientos de: VDE 0278
IEEE 48-1990.

Conector de cable atornillable SKSA 95-13.

Sello superior. Sella contra agua y funciona como válvula de escape en el caso de exceso de presión en el cable.

Presión activa. Asegura que el tubo de hule silicón OverRoll mantenga la terminal fuertemente ajustada a la pantalla aislante.

Colector inferior de fugas de corriente. Exteriores e interiores húmedos.



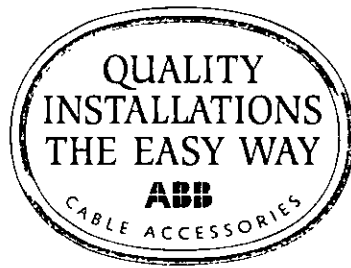


ABB Equipos y Sistemas S.A. de C.V.
P.O. Box 10726
06000 México, D.F.
México

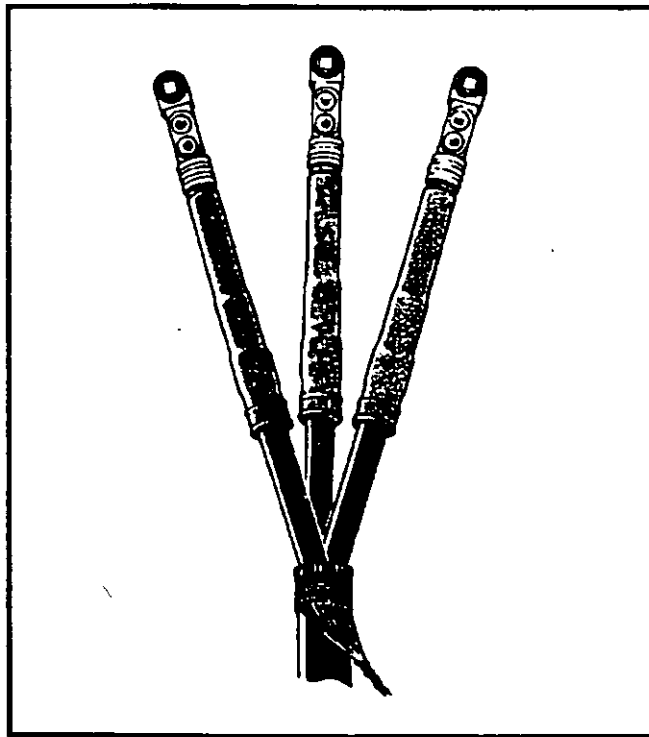


4290.3781-10

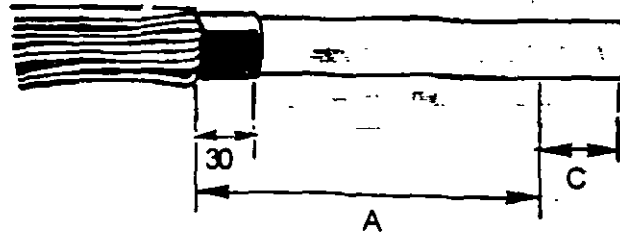
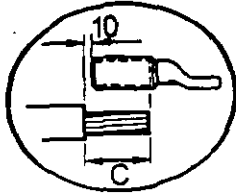
OVERROLLTYPE APIC-SL

**Terminal premoldeada
para cables aislados XLPE
10-15 kV, 16-800 mm²
20-25 kV, 10-630 mm²
Aplicaciones tipo Intetior**

**Cables con pantalla de alambre de
cobre, consultar las páginas 2-5
Cables con pantalla en cinta de
cobre, consultar las páginas 6-12**



1.



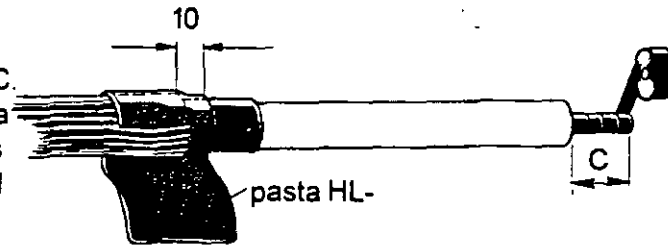
26. 89

	A
10-15 kV	190
20-25 kV	290

Desmonte la cubierta de acuerdo a la figura. Quite la pantalla de aislamiento desde la pantalla de tierra.
¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

2.

Quite la capa de aislamiento C. Cubra los cables de la pantalla con pasta HL alrededor de los cables de la pantalla. Cubra el conductor con cinta.



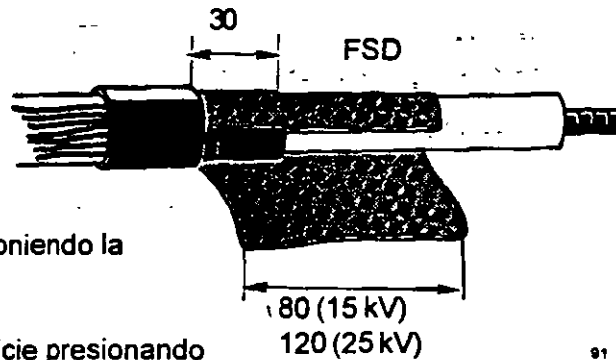
88

3.

Asegúrese de que el cable, aislamiento y la pantalla de aislamiento estén absolutamente limpias, secas y sin grasa.

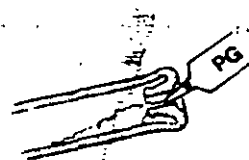
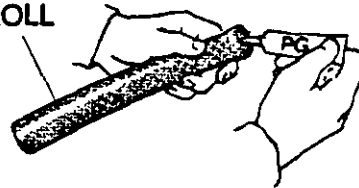
Aplique la pasta FSD sobreponiendo la pantalla de aislamiento

Cuando aplique pasta FSD inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD un poco al girar



91

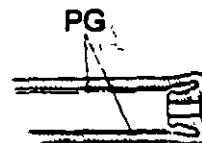
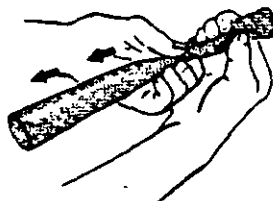
4. OVERROLL



Presiona la grasa PG en el Overroll

35

5.

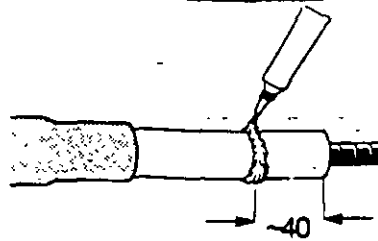


Presione el Overroll para esparcir la grasa. Elimine la grasa del exterior.

36

6.

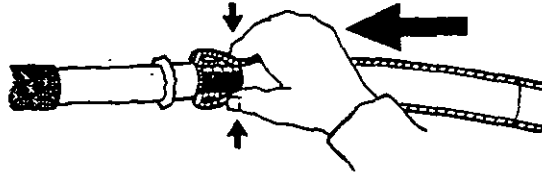
Aplique un amplio anillo de grasa



34

Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

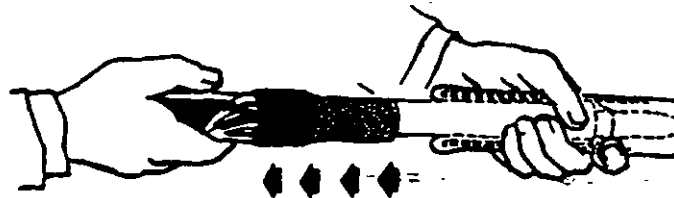
7.



38

Empuje el Overroll hacia la orilla del aislamiento sin comenzar a enrollar.

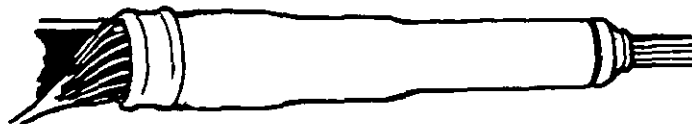
8.



92

Jale el Overroll enrollándolo sobre el aislamiento y la pasta FSD. Deje que el Overroll descansa 2-3 veces durante la instalación. Limpie con tela (TD):

9.

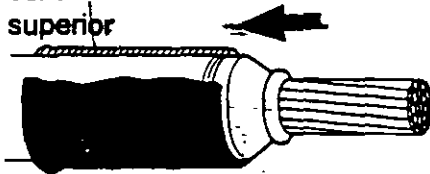


1503

Retire la cinta alrededor del conductor. El tubo del Overroll se traslapará en la cubierta exterior aproximadamente 40 mm.

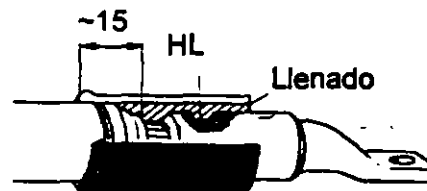
OPCION - sello de agua

sello superior

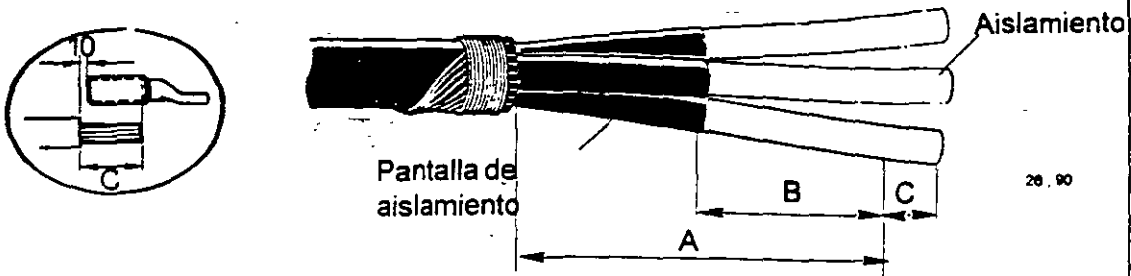


Retire el sello superior del Overroll.

Presione el conector. Limpie la terminal y asegúrese de que no tenga grasa PG.



Engrase ligeramente en el llenado HL y retire el sello superior.



	A	B
10-15 kV	min 300	160
20-25 kV	min 400	260

Descubra el cable de acuerdo con la figura. (para conductores cruzados: más de 100 mm).
¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

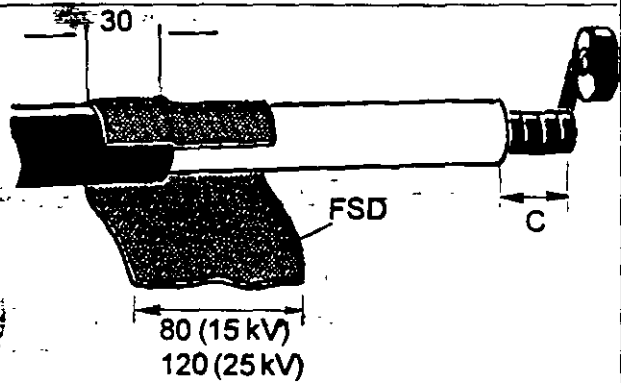
Haga un amarre de 30mm. en la horquilla.

2.

Quite el aislamiento C.

Asegúrese de que el cable, aislamiento y la pantalla de aislamiento estén absolutamente limpias, secas y sin grasa.

Aplique pasta FSD sobre la pantalla de aislamiento. Cuando aplique la pasta FSD inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD durante la aplicación. Cubra el conductor con cinta PVC. Aplique bastante **grasa PG**.



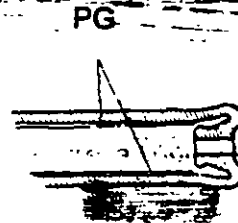
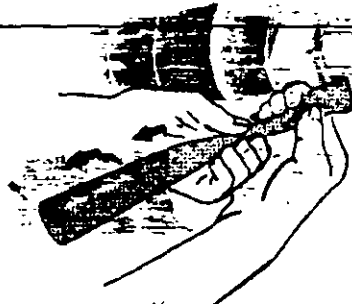
3.

Overroll



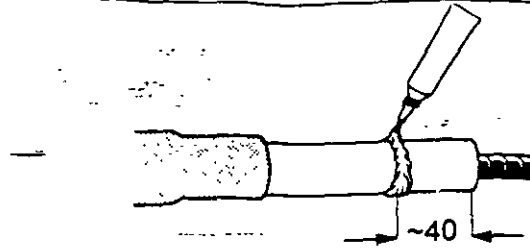
Presione la grasa PG en el Overroll.

4.



Presione el Overroll en forma conjunta para esparcir la grasa. Limpie la grasa restante

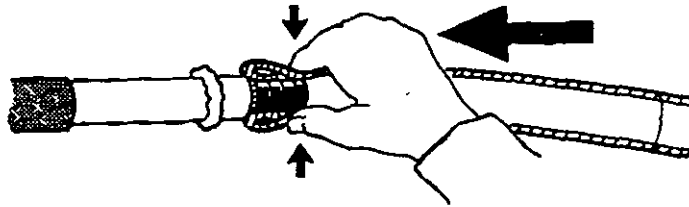
5.



34

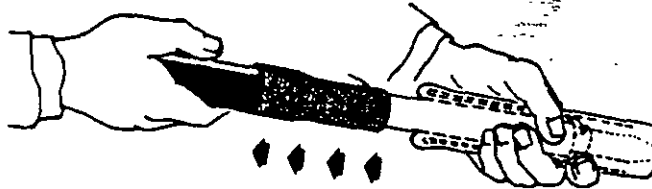
Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll, más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

6.



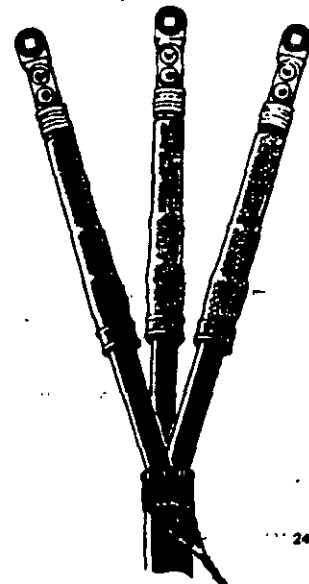
Empuje el Overroll hasta la orilla del aislamiento sin que comience a enrollarse.

7.



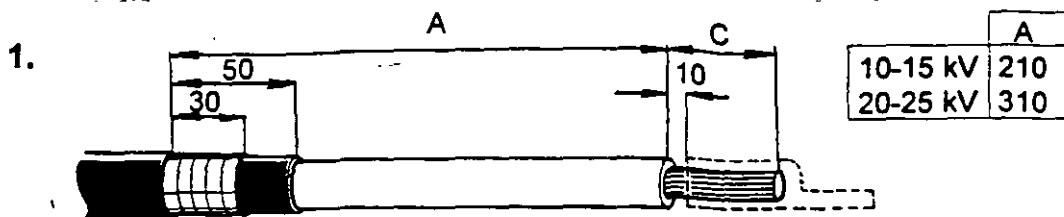
Jale el Overroll enrollándolo sobre la capa de aislamiento y la pasta FSD. Permita que el Overroll descanse 2-3 veces durante la instalación. Límpielo con un pedazo de tela (TD).

8.



Quite la cinta alrededor del conductor.

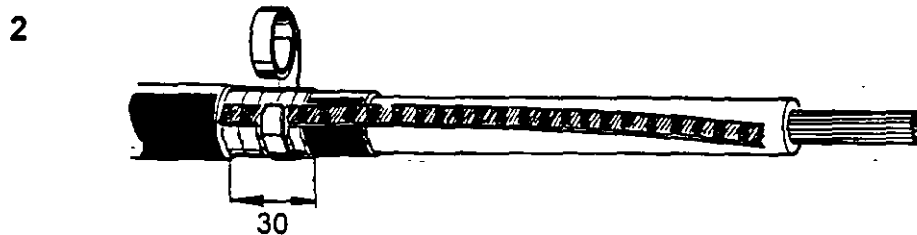
248



Quite la cubierta exterior de acuerdo con la tabla al final del cable. Quite la pantalla de la cinta de cobre a un punto de 30mm. desde la cubierta exterior, quite la pantalla de aislamiento a un punto de 50mm. desde la cubierta exterior. ¡NO DAÑE LA CAPA DE AISLAMIENTO!

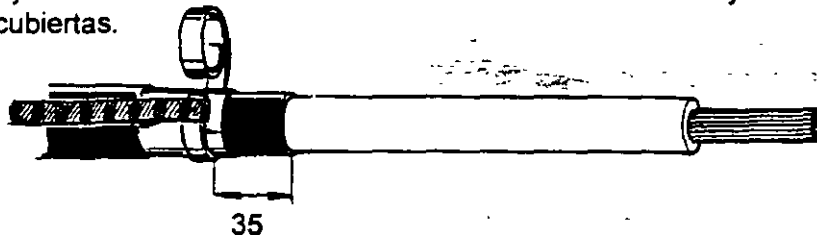
1242

Quite el aislamiento central desde una distancia C mm.



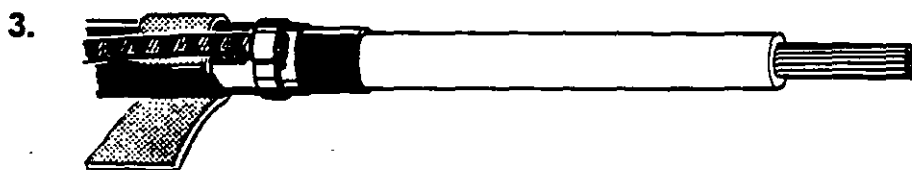
1243

Ajuste la cinta de tierra con el resorte de fuerza constante y enrolle dos cubiertas.



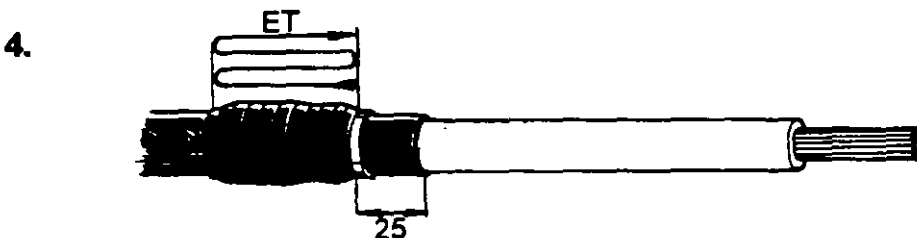
1244

Doble la cinta y enrolle el resorte que queda.



1245

Enrolle la pasta HL alrededor de la cubierta del cable, incluyendo la cinta con la pantalla de tierra.



1246

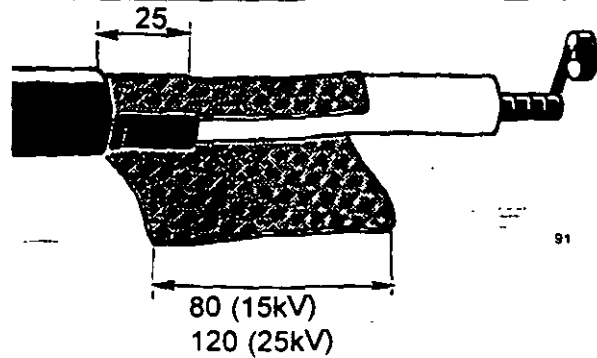
Enrolle la cinta ET 4 veces sobre la pasta HL y en la conexión que hace la pantalla de tierra de 10 mm. en los extremos.

5.

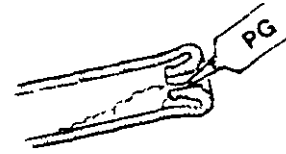
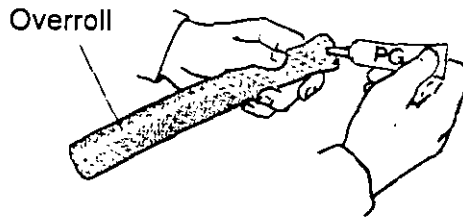
Asegúrese de que el cable de aislamiento y la pantalla de aislamiento están absolutamente limpias, secas y sin grasa.

Aplique la pasta FSD traslapando la pantalla de aislamiento.

Cuando aplique la pasta FSD, inicie presionando un poco el extremo para que se pegue al aislamiento y a la pantalla subyacente. Estire la pasta FSD durante la aplicación.

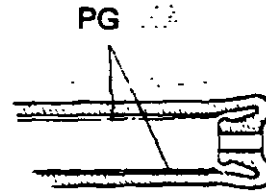
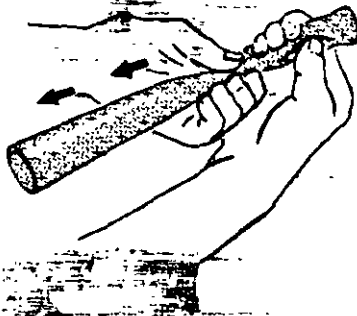


6.



Lubrique el Overroll al presionar la mitad de la cantidad de la grasa PG en el tubo Overroll.

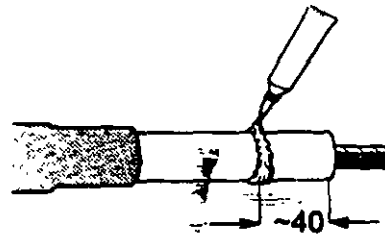
7.



Presione el Overroll conjuntamente para esparcir la grasa. Limpie la grasa del exterior.

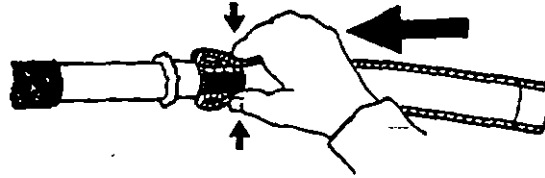
8.

Aplique un anillo de grasa PG.



Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

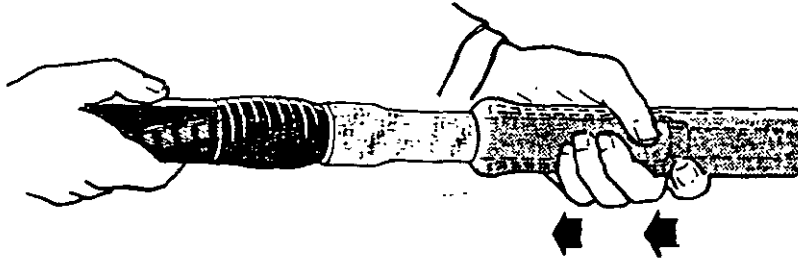
9.



38

Empuje el overroll hacia la orilla del aislamiento sin comenzar a enrollar.

10.



1247

Jale el Overroll enrollándolo en el aditamento de aislamiento y la pasta FSD. Permita que el Overroll se relaje 2-3 veces durante la instalación. Limpie el Overroll con un pedazo de tela (TD).

11.

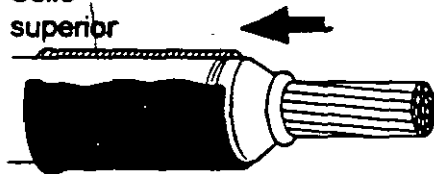


1248

Retire la cinta alrededor del conductor y coloque el conector.

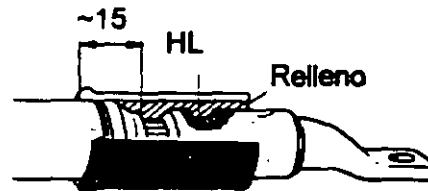
OPCION - sello de agua

Sello superior



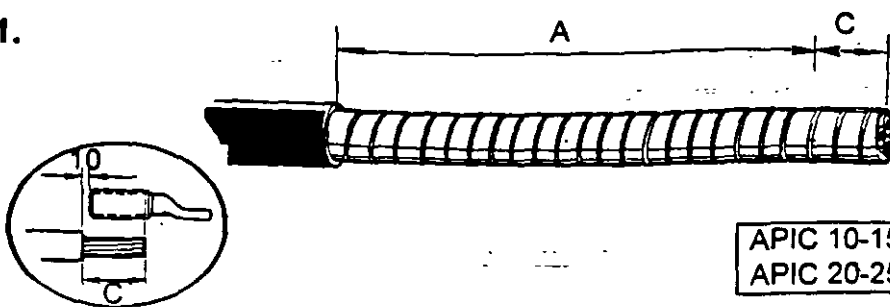
Quite el sello negro superior del Overroll.

Presione el conector. Limpie el extremo de grasa PG. Rellene las irregularidades con la cinta negra HL.



Engrase ligeramente el relleno HL y gire el sello superior.

1.



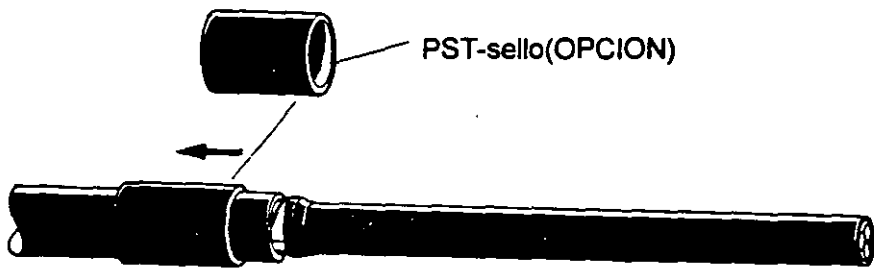
Retire la cubierta exterior para una distancia de $A + C$ ($C =$ profundidad del conector + 10 mm). Si se requieren conductores con una distancia de aislamiento mayor, los tubos protectores tipo SSC pueden ser pedidos por separado.

2.



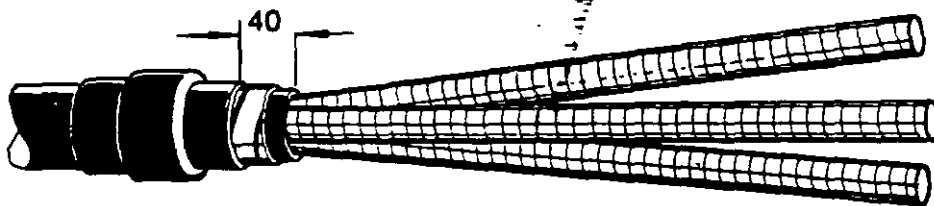
Retire la armadura (si la hay) hasta 30 mm. de la orilla de la cubierta exterior, aplique cinta ET sobre el extremo de la armadura para proteger sus orillas.

3.



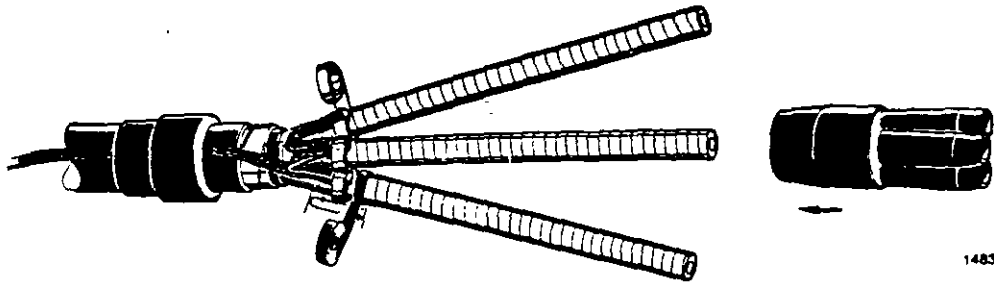
Opción: Empuje el sello PST en la cubierta exterior.

4.



Doble el sello PST sobre sí mismo (si lo hay). Retire la cubierta interior 40mm. de la cubierta exterior. Corte la porción entre los cables.

5.

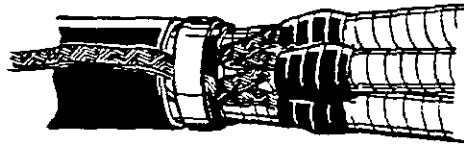


1483

Conecte la cinta de tierra (incluido en el kit de tierra JXT) con los resortes de fuerza constante, de acuerdo con la figura.

Coloque la cinta de tierra debajo del sello PST (si lo hay). Cubra los resortes de fuerza constante cuatro veces con cinta ET.

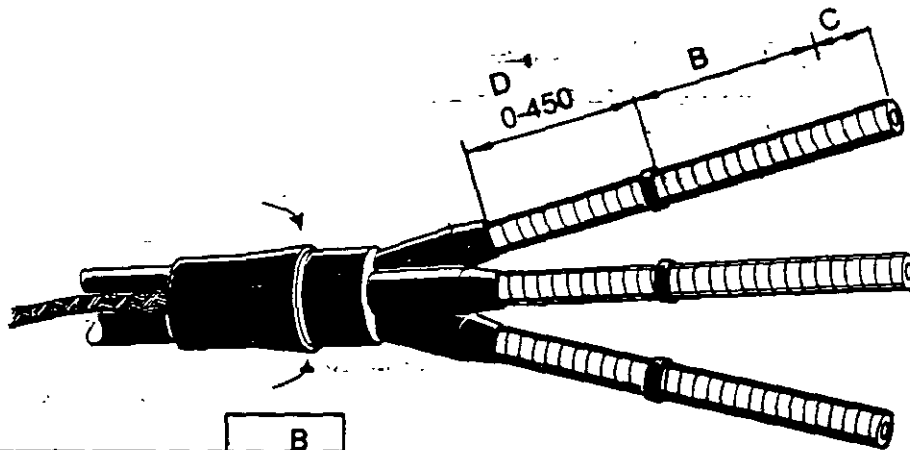
6.



1484

Aplique el resorte de fuerza constante sobre la armadura. Como alternativa, puede utilizar un alambre que una puntas o una abrazadera.

7.



	B
APIC 10-15 kV	200
APIC 20-25 kV	300

1504

Empuje el sello PST (si lo hay) sobre el soporte. Las porciones cónicas del sello PST del soporte pueden ser cortadas, en caso necesario.

Doble el sello PST (si lo hay) sobre la parte inferior del sello del soporte. Ajuste la longitud de los cables, en caso necesario. Haga una marca en B+C en el extremo del cable.

Si la medida D es igual o menor que 450mm se deberán solicitar por separado tubos SSC extra.

Para $D > 0 - 450$ mm se requiere un tubo SSC.

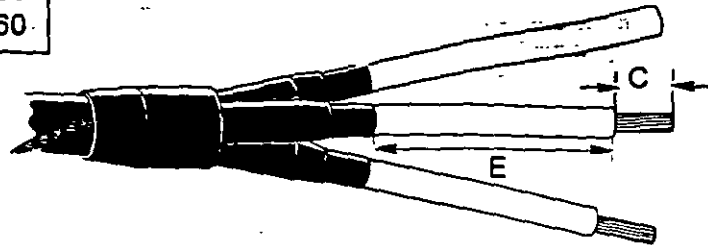
Para $D > 450 - 900$ mm se requieren dos tubos SSC, etc.

3 cables conductores aislados

378:1en

8.

	E
APIC 10-15 kV	160
APIC 20-25 kV	260



Quite la cinta de cobre de la marca en el extremo del cable.
Quite la pantalla de aislamiento para la distancia E.
Quite la capa de aislamiento a la distancia C.

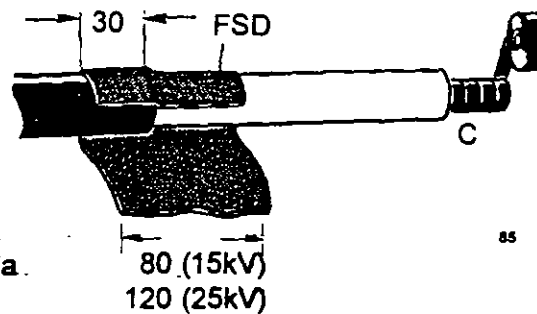
1505

9.

Asegúrese de que el aislamiento del cable y la pantalla de aislamiento estén totalmente limpias, secas y libres de grasa.

Aplice la pasta FSD sobreponiendo la pantalla de aislamiento.

Al aplicar la pasta FSD, comience por presionar ligeramente de manera que se pegue al aislamiento y a la pantalla. Estire ligeramente la pasta FSD durante la aplicación.



85

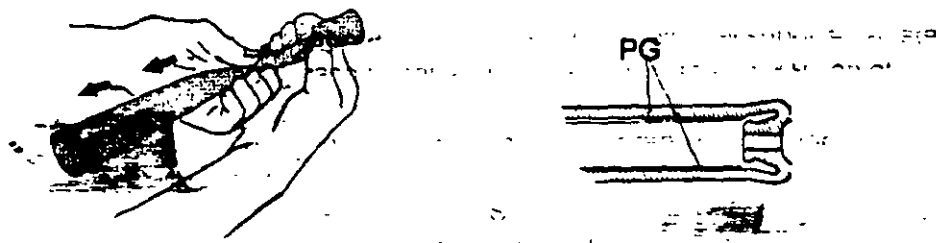
10.



Presione la grasa PG en el Overroll.

35

11.

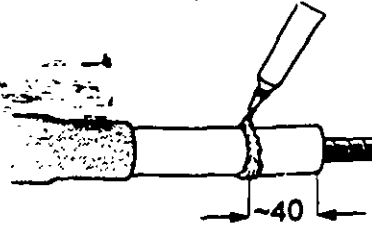


Presione el Overroll en forma conjunta para esparcir la grasa. Quite la grasa del exterior.

36

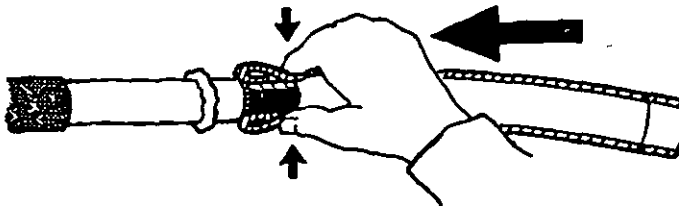
12.

Aplique un anillo de grasa PG.



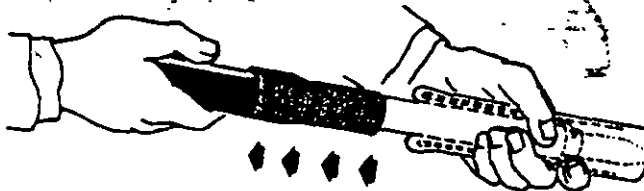
Cuando aplique un anillo de grasa PG alrededor del aislamiento del cable, debe utilizarse más grasa si el diámetro de aislamiento está cerca de la tolerancia máxima del tubo de Overroll más que si el diámetro estuviera cerca a la tolerancia mínima del tubo.

13.



Empuje el Overroll hasta la orilla del aislamiento sin que comience a enrollarse.

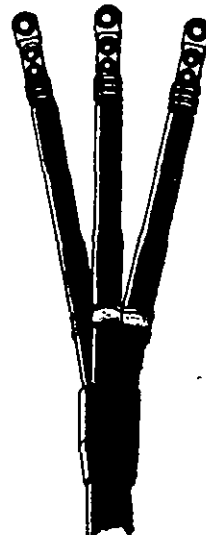
14.



Jale el Overroll enrollándolo en la capa de aislamiento y de la pasta FSD. Deje que el Overroll descance 2-3 veces durante la instalación. Limpie el Overroll con un pedazo de tela (TD)

15.

Quite la cinta del conductor y coloque los conectores del cable.



1508



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

CONCEPTOS BÁSICOS Y CLASIFICACIÓN DE LOS MOTORES DE INDUCCION

**EXPOSITOR: ING. OCTOAVIO VEGA RANGEL
ING. FERNANADO TORRES CASTELLANOS
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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.

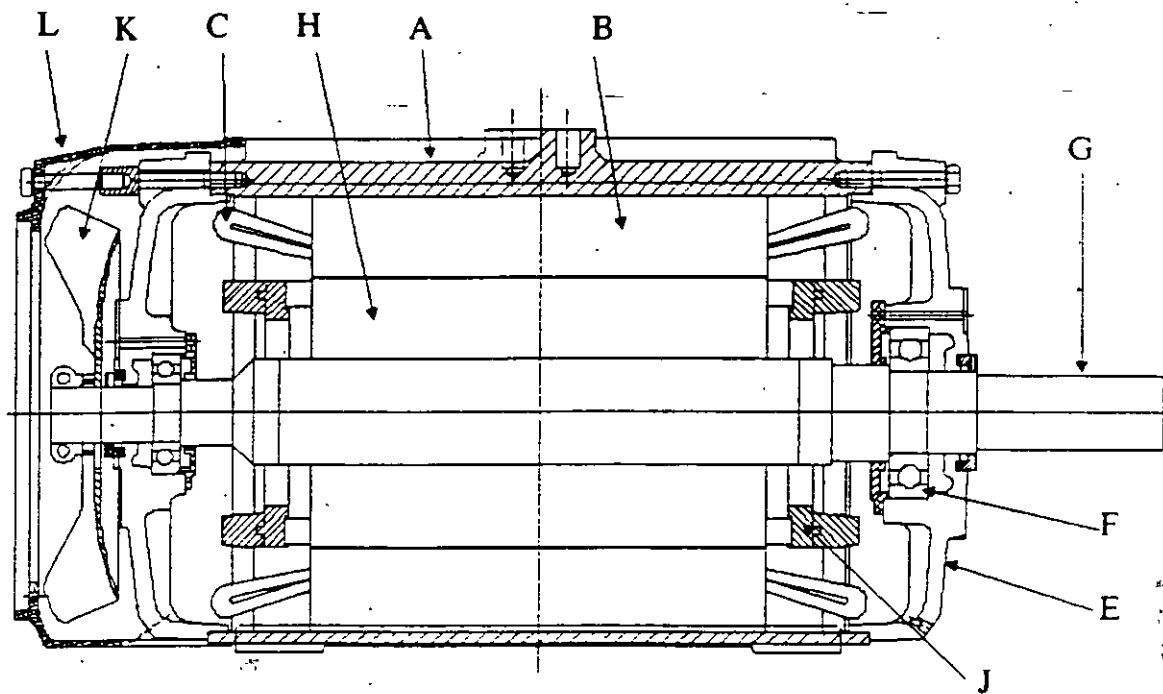


Fig. 1.- Corte esquemático de un motor de inducción tipo jaula de ardilla.

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:

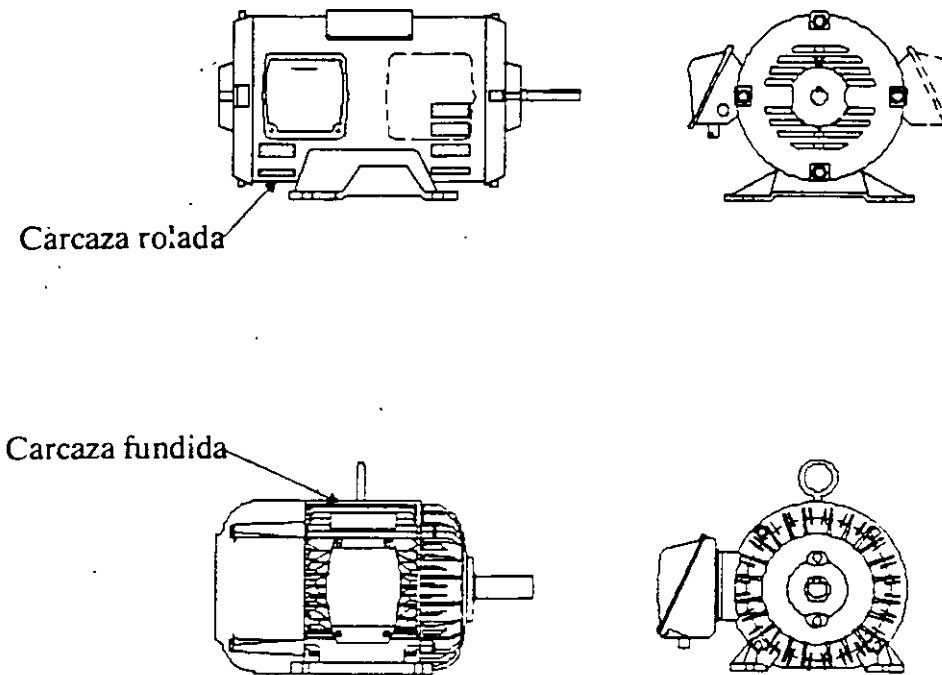
- a) ESTATOR
- b) ROTOR
- c) PARTES MECANICAS Y ACCESORIOS

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 hierro 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



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 carcasa 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.

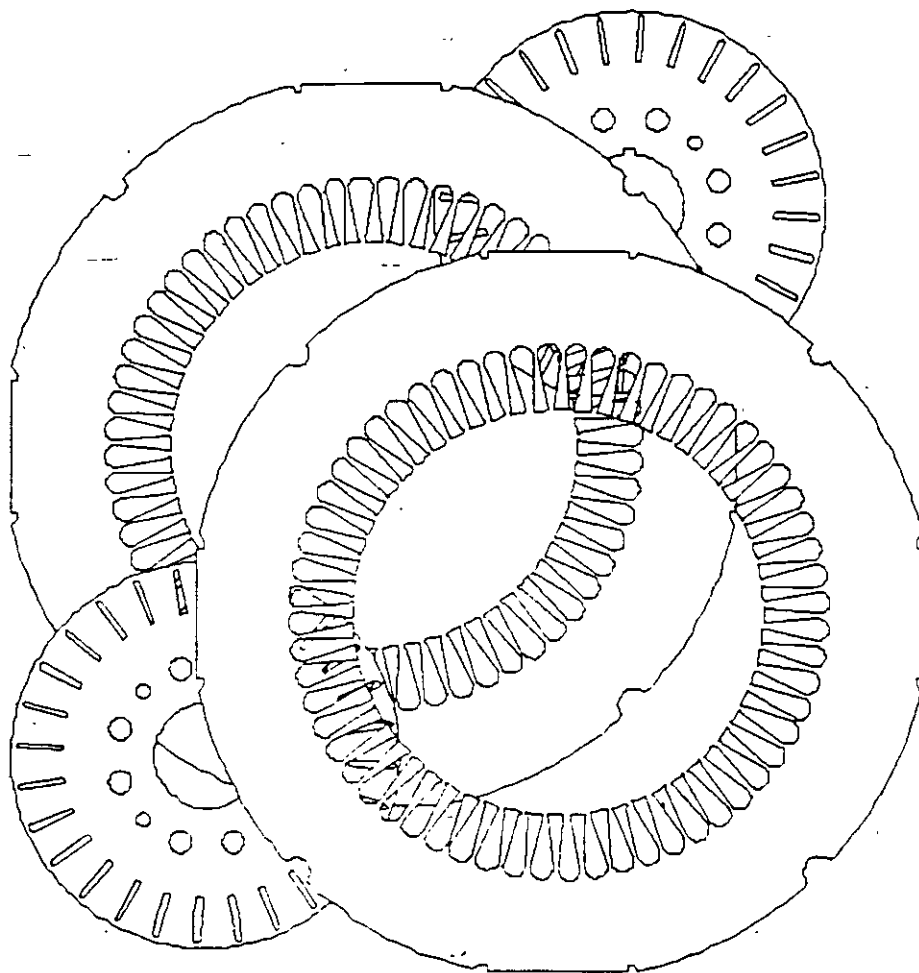


Fig. 3.- Laminaciones de rotor y estator.

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 departamento de diseño.

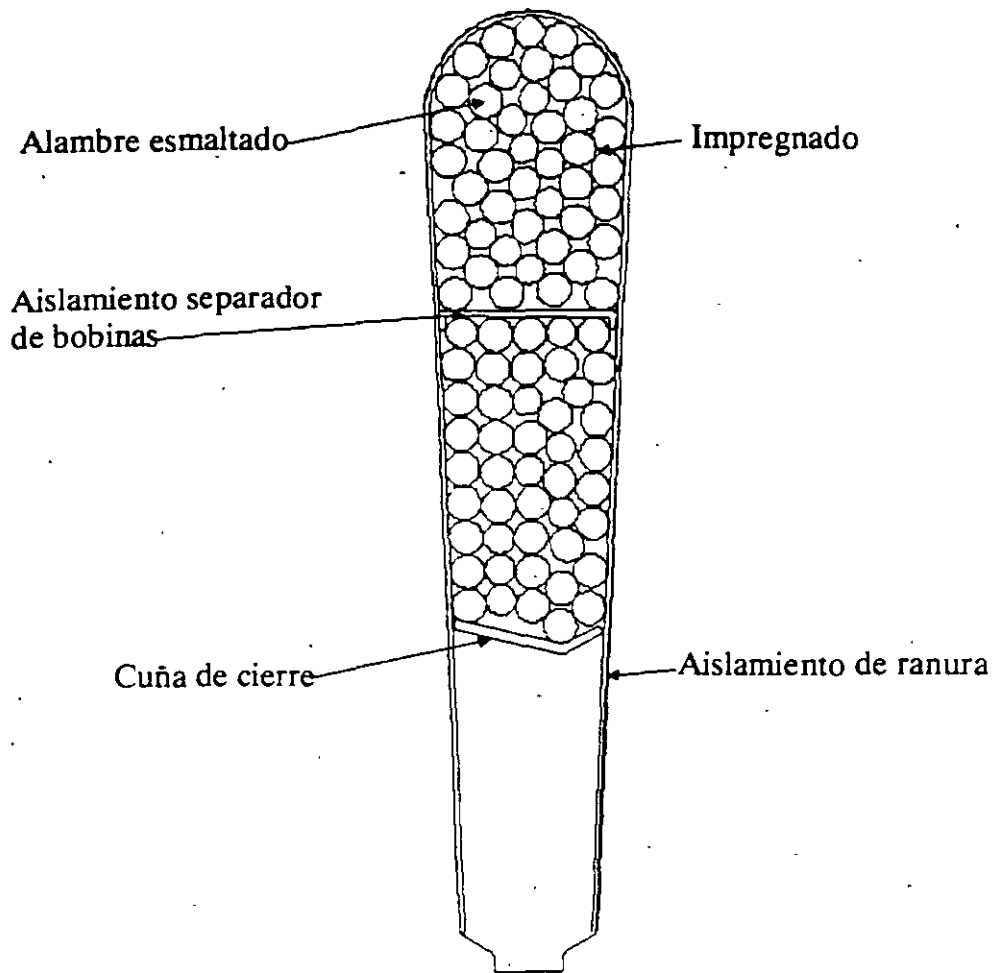


Fig. 4.- Vista convencional de bobinas y aislamientos en ranura de laminación de estator.

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 prevee 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.

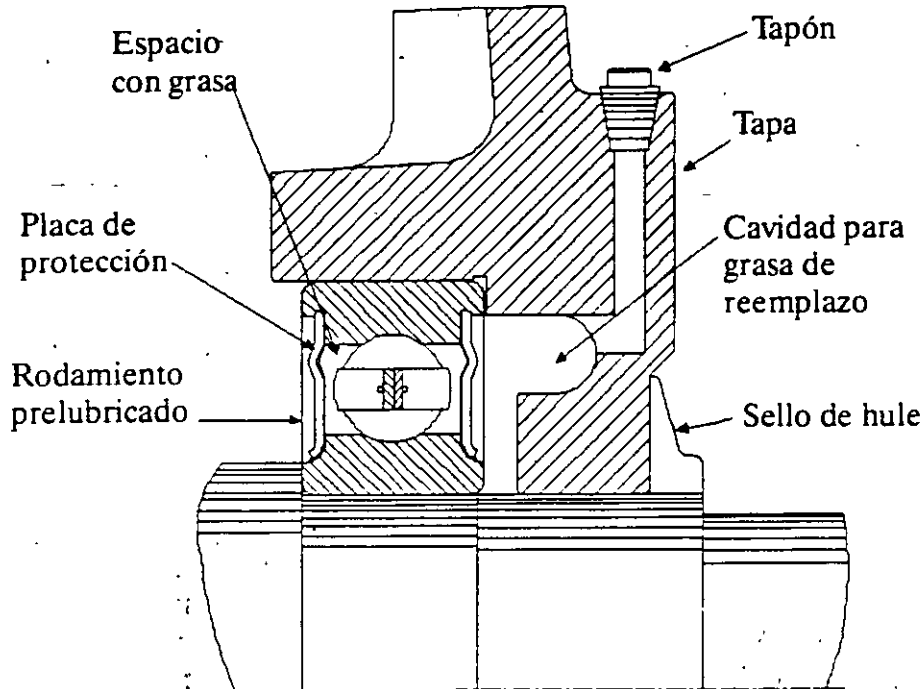


Fig. 5.- Vista en sección de un rodamiento prelubricado, tapa y flecha.

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 carcaza 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.

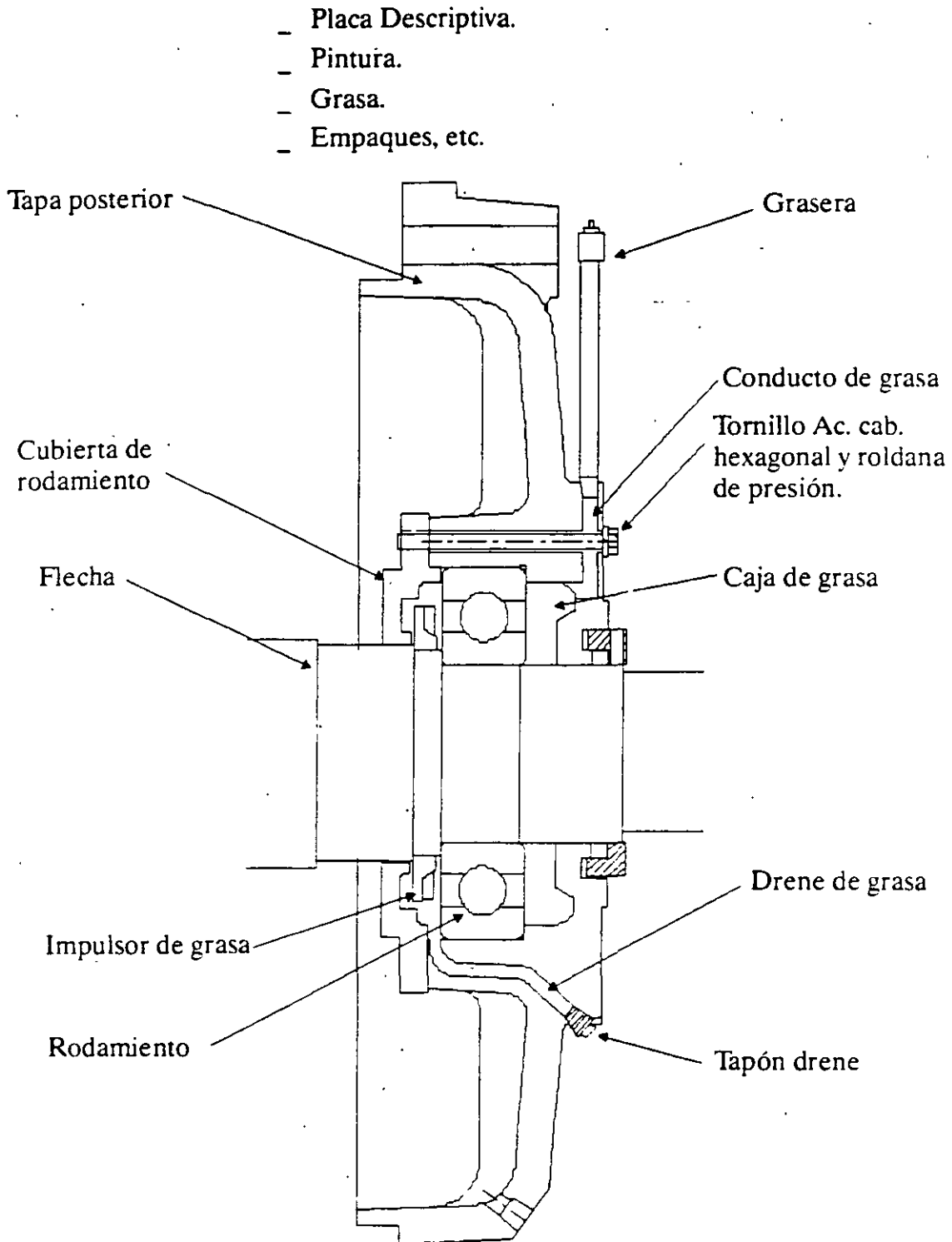


Fig. 6.- Vista en sección convencional de ensamble, mostrando lubricación del rodamiento con grasa.

CUESTIONARIO

- 1.- Haga un esquema con las partes que componen el motor eléctrico.
- 2.- ¿En cuántas partes se divide el motor?
- 3.- ¿Cuántos tipos de carcasa conoce Ud.?
- 4.- ¿Con que nombre se conocen los núcleos del motor?
- 5.- ¿Cuántos tipos de aislamientos conoce y cómo se clasifican?

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 estático

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 estatóricos 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 $\text{Cos } \Phi$ 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?

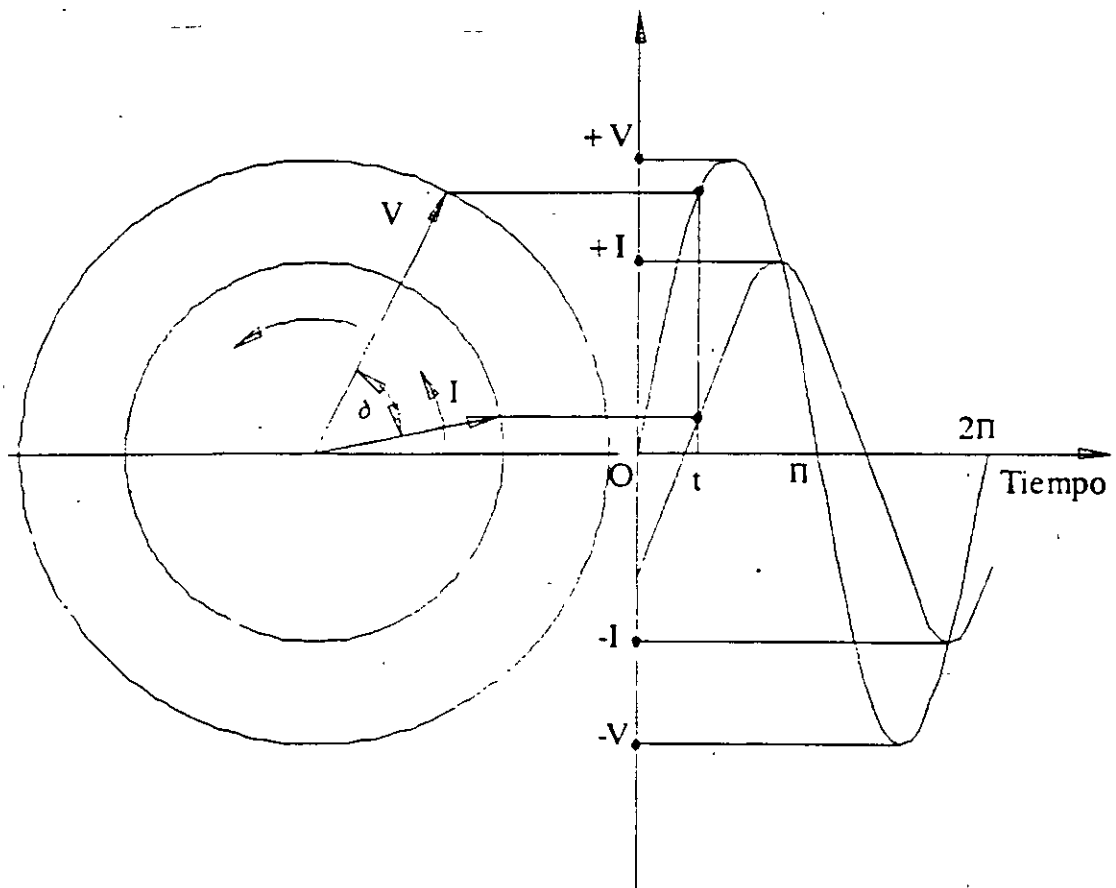


Fig. 7 Defasaje entre el voltaje y la intensidad de corriente en un circuito reactivo.

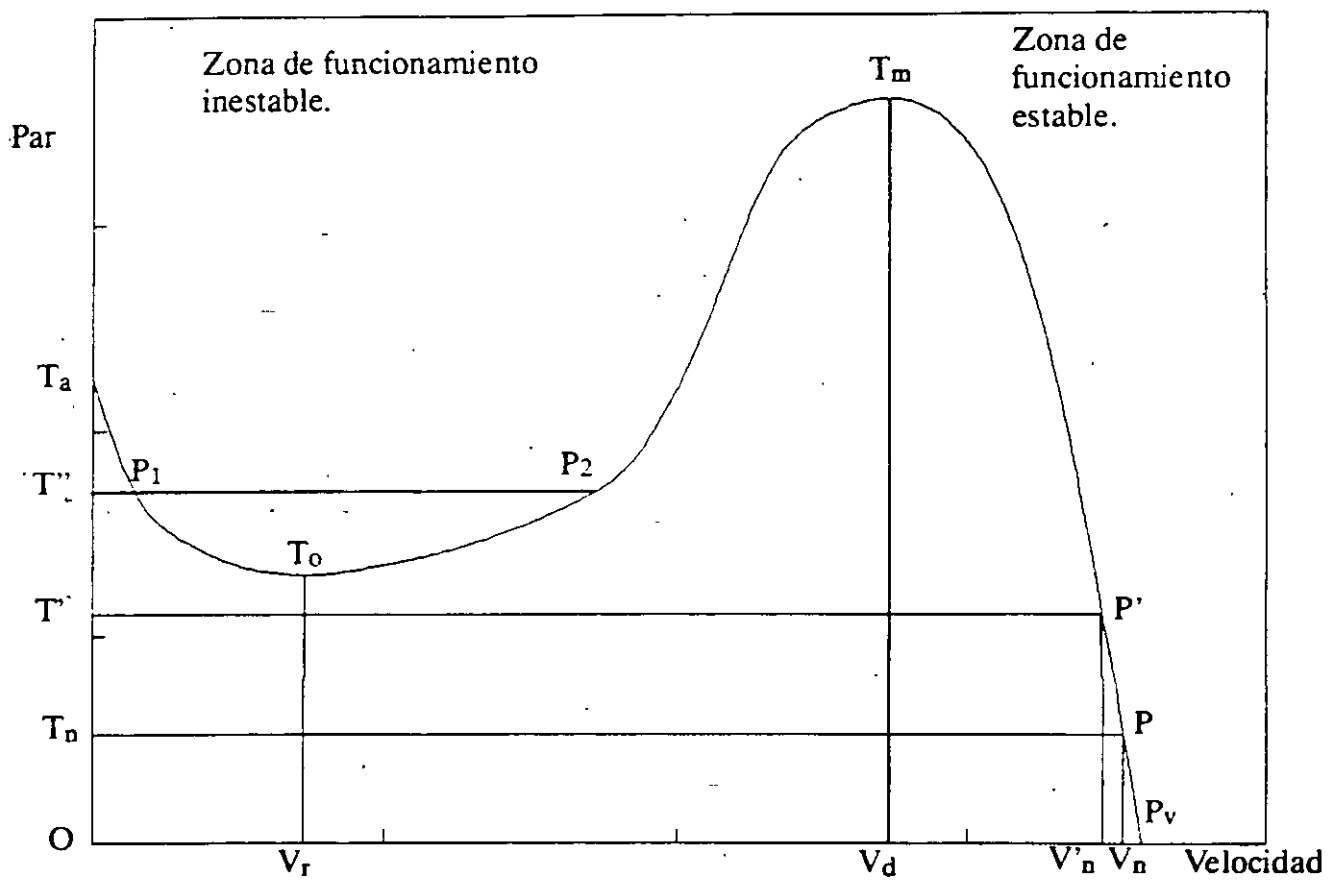


Fig. 8.- Curva característica Par-Velocidad de un motor de inducción, jaula de ardilla.

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.

IVI. 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 GOTEO. 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 carcaza 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 están limitadas por normas; no así para el diseño A.

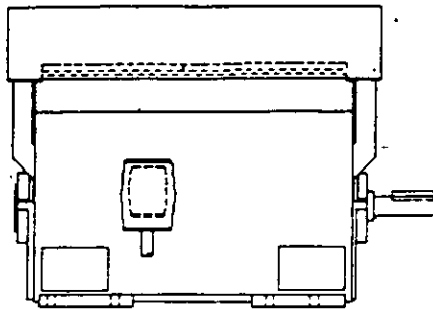
El diseño A tiene un par de arranque ligeramente más bajo y un par máximo ligeramente más alto que el diseño B. Un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el A o el B (225% aprox.). En cambio el par máximo es menor que para los diseños A o B y a pesar de que no hay un punto definido para 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.

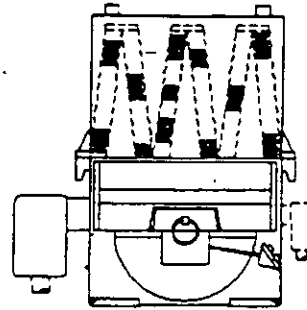
El diseño NEMA F tiene un par de arranque muy bajo y un par máximo moderado. Su única característica deseable es la baja corriente absorbida en el arranque.

CUESTIONARIO

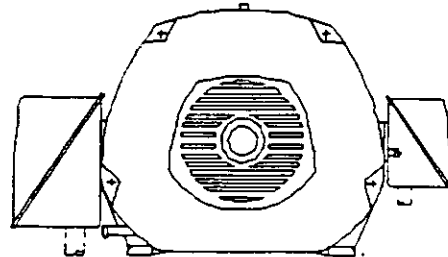
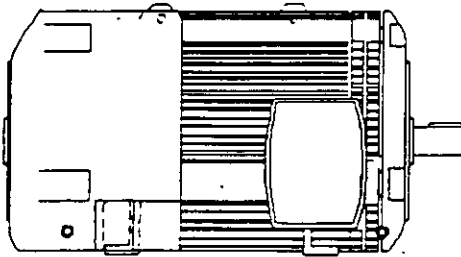
- 1.- ¿Cómo se clasifican los motores?
- 2.- ¿Qué normas rigen la fabricación de los motores?
- 3.- Por su diseño eléctrico ¿cómo se clasifican los motores?



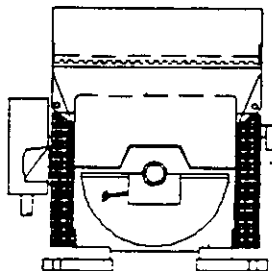
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II, para 1800 RPM y menores.



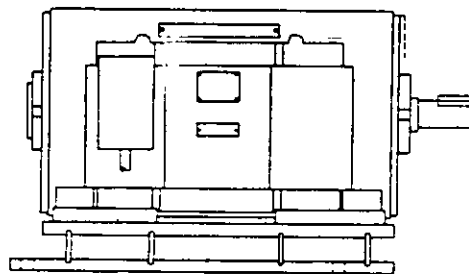
Motor totalmente cerrado con ventilación forzada, tipo tubo.



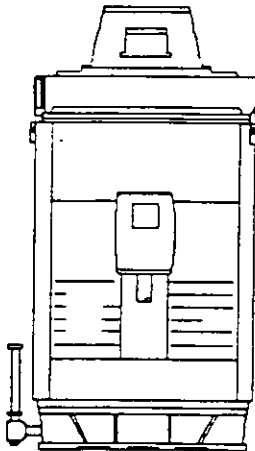
Motor totalmente cerrado con ventilación exterior y a prueba de explosión.



Motor protegido contra intemperie tipo WP-II



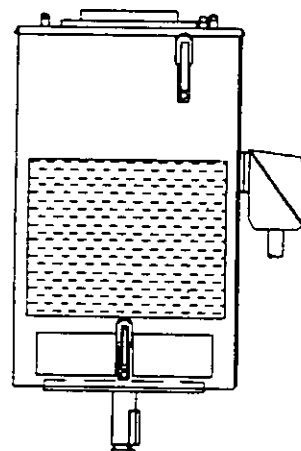
Motor a prueba de goteo, protegido contra intemperie tipo WP-I.



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" sopladadas 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, Bensol, 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.)

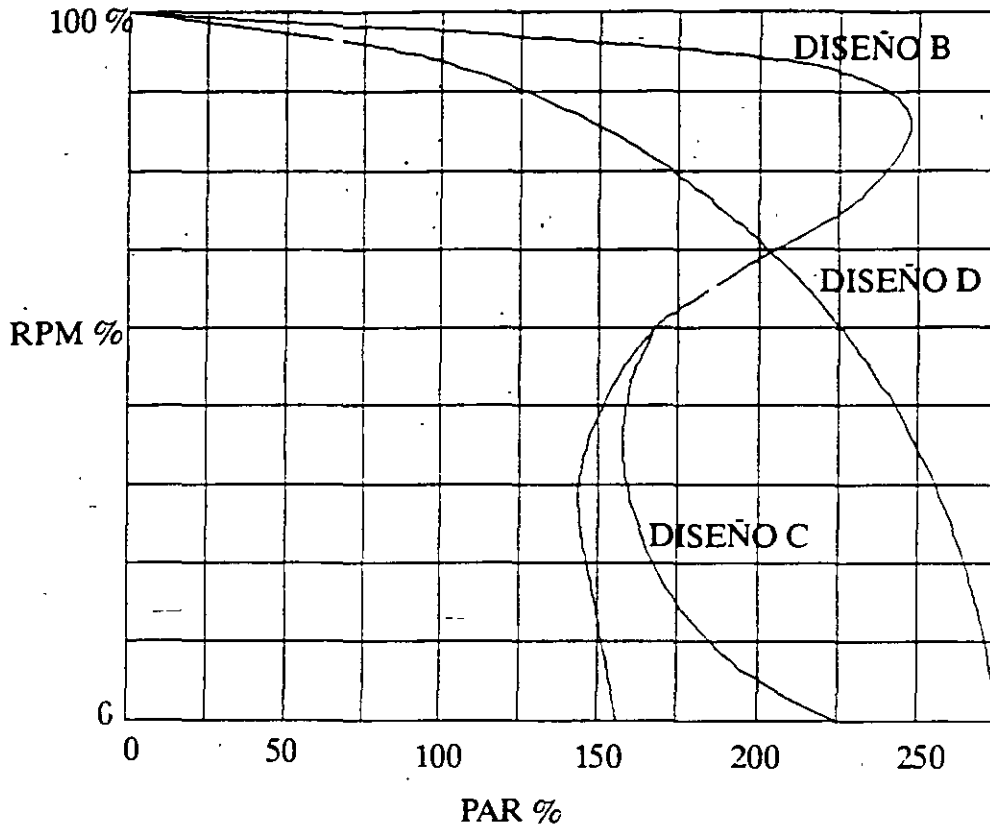


Figura No. 10

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 CARGADOS, TRANSPORTADORES 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. Tómese 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:

$$\text{CP en la flecha} = \frac{\text{KW de entrada} \times \text{eficiencia del motor}}{736}$$

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).

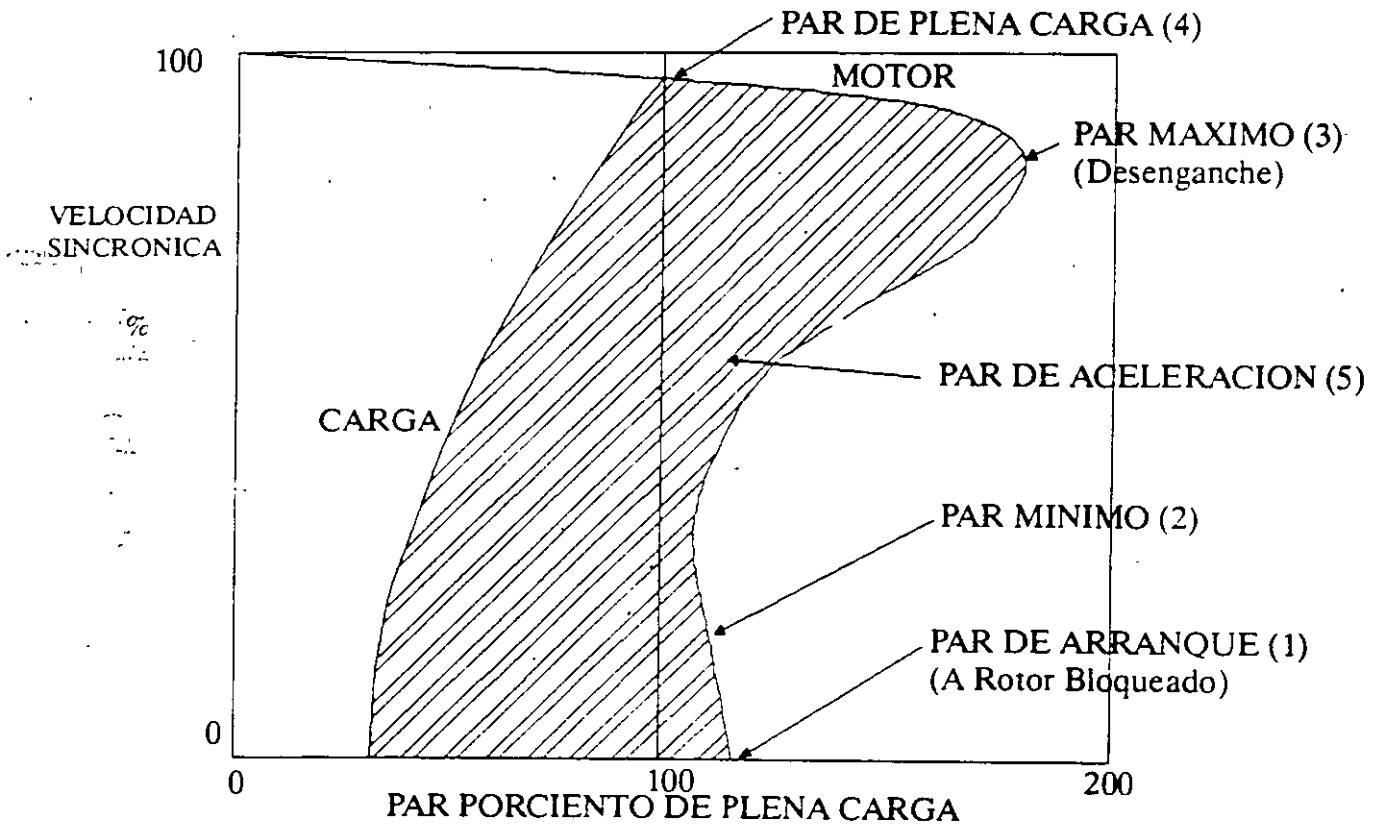


Fig. No. 11.- Pares de un motor de inducción.

- **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 = $Fd / t = 2\pi T \times \text{RPM} \text{ Kg-Mt} / \text{min.}$

1 CP = 75 Kg-Mt / seg. = 4500 Kg-Mt / min.

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM} \times 2\pi}{4500}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \dots (I)$$

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 continua 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.

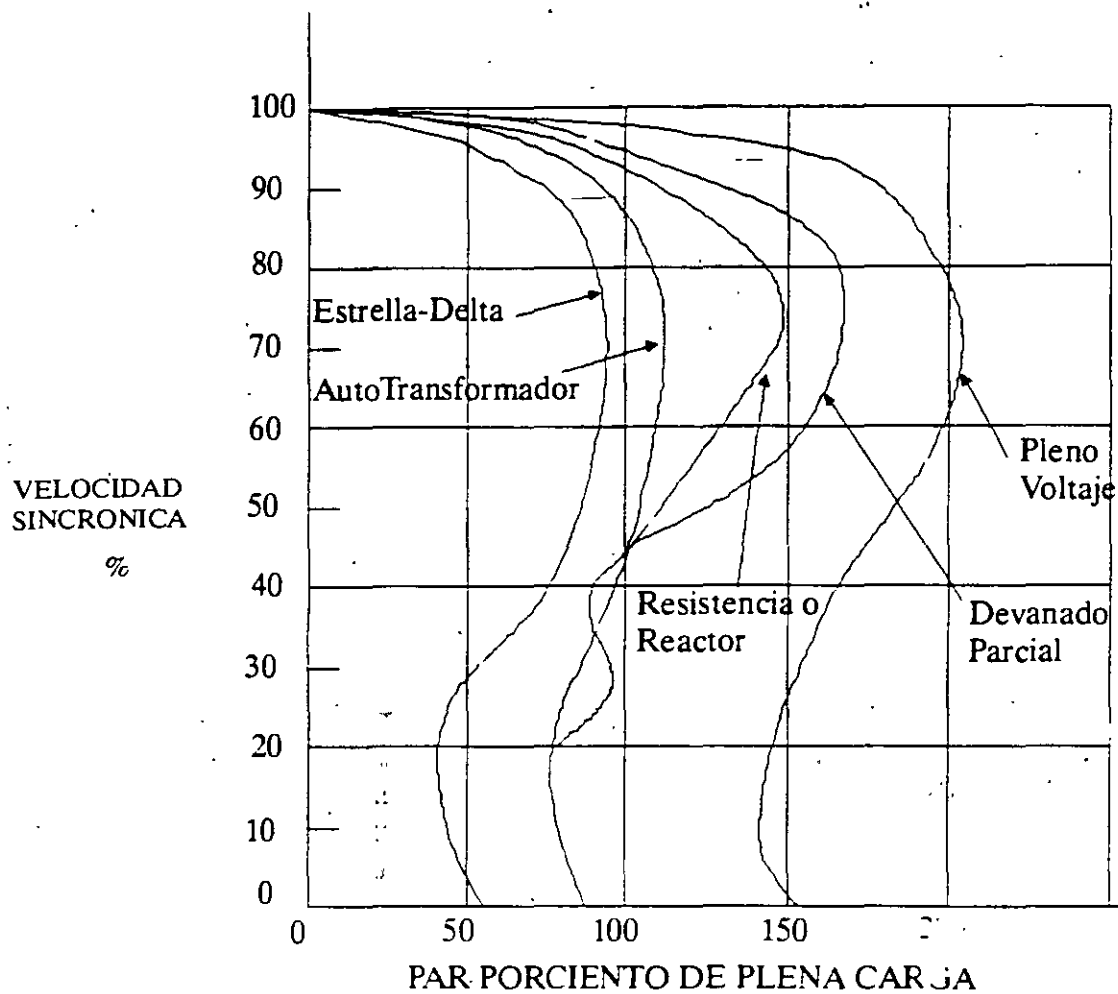


Fig. No. 12.- Características de Arranque a Tensión Reducida

% DE PLENO VOLTAJE			
VOLTAJE	CORRIENTE	PAR	
80 %	80 %	64 %	RESISTENCIA REACTOR
100 %	65 %	50 %	
80 %	64 %	64 %	DEVANADO PARCIAL
100 %	33 %	33 %	AUTO TRANSFORMADOR
			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 (povos 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.

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?

Descríbelo brevemente.



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

CONCEPTOS BÁSICOS INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN DE LAS TARIFAS

**EXPOSITOR: ING. EFRAIN CABRERA VEGA
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

ANEXO - 1

CONCEPTOS BASICOS

INTERPRETACION Y APLICACION DE LAS TARIFAS

ING. EFRAIN CABRERA V.

TARIFAS

T E M A R I O

- 1. OBJETIVO**
- 2. BASES LEGALES**
- 3. CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACION DE LAS TARIFAS.**
 - DEFINICION**
 - DESCRIPCION**
 - IDENTIFICACION**
 - CLASIFICACION**
 - TENSION DE SUMINISTRO**
 - CARGA**
 - DEMANDAS**
 - FACTOR DE CARGA (F.C.)**
 - AJUSTE POR COMBUSTIBLE**
 - CARGO DEL 2% EN LA MEDICION**
 - FACTOR DE POTENCIA (F.P.)**

4. REESTRUCTURACION TARIFARIA

5. TARIFAS HORARIAS

- **CARACTERISTICAS**
- **EQUIPO DE MEDICION**
- **REGIONALIZACION**

O B J E T I V O

**CONOCER LAS DISPOSICIONES
LEGALES DE LAS TARIFAS,
OBJETIVOS, ESTRUCTURA,
INTERPRETACION Y
APLICACION, ASI COMO LOS
CONCEPTOS QUE INTERVIENEN
EN LA FACTURACION Y
CALCULO CORRESPONDIENTE.**

BASES LEGALES

ESTABLECIMIENTO DE LAS TARIFAS

ARTICULO 31 LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO, CON LA PARTICIPACION DE LAS SECRETARIAS DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL Y DE COMERCIO Y FOMENTO INDUSTRIAL Y A PROPUESTA DE LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD, FIJARA LAS TARIFAS, SU AJUSTE O REESTRUCTURACION, DE MANERA QUE TIENDA A CUBRIR LAS NECESIDADES FINANCIERAS Y LAS DE AMPLIACION DEL SERVICIO PUBLICO, Y EL RACIONAL CONSUMO DE ENERGIA.

ASIMISMO Y A TRAVES DEL PROCEDIMIENTO SEÑALADO, LA SECRETARIA DE HACIENDA Y CREDITO PUBLICO PODRA FIJAR TARIFAS ESPECIALES EN HORAS DE DEMANDA MAXIMA, DEMANDA MINIMA O UNA COMBINACION DE AMBAS.

CONCEPTOS BASICOS QUE INTERVIENEN EN LA APLICACION DE LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA.

TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA.

DEFINICION

LAS TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA SON LAS DISPOSICIONES ESPECIFICAS, QUE CONTIENEN LAS CUOTAS Y CONDICIONES QUE RIGEN PARA LOS SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA AGRUPADOS EN CADA CLASE DE SERVICIO.

DESCRIPCION

LAS TARIFAS SE IDENTIFICAN OFICIALMENTE POR SU NUMERO Y/O LETRA (S). PARA CONTRATACION Y DEMAS PROPOSITOS INTERNOS, LAS TARIFAS SE DENOMINARAN INVARIABLEMENTE DE ACUERDO CON SU IDENTIFICACION, SOLAMENTE EN LOS CASOS QUE SEA PRECISO COMPLEMENTAR LA DENOMINACION, ADELANTE DE SU IDENTIFICACION SE ESCRIBIRA EL TITULO DE LA RESPECTIVA TARIFA, TAL COMO A CONTINUACION DETALLAN:

INDENTIFICACION**TITULO**

- | | |
|-----------|---|
| 1 | SERVICIO DOMESTICO |
| 1A | SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 25 GRADOS CENTRIGRADOS. |
| 1B | SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 28 GRADOS CENTIGRADOS. |
| 1C | SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 30 GRADOS CENTIGRADOS. |
| 1D | SERVICIO DOMESTICO PARA LOCALIDADES CON TEMPERATURA MEDIA MINIMA EN VERANO DE 31 GRADOS CENTRIGRADOS. |
| 2 | SERVICIO GENERAL HASTA 25 kW DE DEMANDA. |
| 3 | SERVICIO GENERAL PARA MAS DE 25 kW DE DEMANDA. |
| 5 | SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE EN ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA). |

INDENTIFICACION**TITULO**

- 5A SERVICIO PARA ALUMBRADO PUBLICO (APLICABLE EN TODO EL PAIS EXCEPTO LAS ZONAS DESCRITAS EN LA TARIFA ANTERIOR).
- 6 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA POTABLE O NEGRAS DE SERVICIO PUBLICO.
- 7 SERVICIO TEMPORAL.
- 9 SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA, BAJA TENSION.
- 9-M SERVICIO PARA BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN MEDIA TENSION.
- O-M TARIFA ORDINARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION CON DEMANDA MENOR A 500 kW.
- H-M TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION, CON DEMANDA DE 500 kW O MAS.
- H-S TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION.
- H-T TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION.

INDENTIFICACION**TITULO**

- | | |
|-------------------|--|
| H-SL | TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION. |
| H-TL | TARIFA HORARIA PARA SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION. |
| I-30, I-15 | TARIFA PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE APLICABLE A USUARIOS DE TARIFAS HS, HT, H-SL Y H-TL. |

CLASIFICACION

DE ACUERDO A SU APLICACION, LAS TARIFAS SE CLASIFICAN EN :

ESPECIFICAS.

LAS TARIFAS ESPECIFICAS SON AQUELLAS QUE SE APLICAN A LOS SUMINISTROS DE ENERGIA ELECTRICA UTILIZADOS PARA LOS PROPOSITOS QUE LAS MISMAS SEÑALAN: A ESTE GRUPO CORRESPONDEN LAS SIGUIENTES: 1, 1A, 1B, 1C, 1D, 5, 5A, 6,9 Y 9-M.

USOS GENERALES

LAS TARIFAS PARA USOS GENERALES, SON AQUELLAS APLICABLES A CUALQUIER SERVICIO ELECTRICO, EXCEPTUANDO LOS ESPECIFICOS ANTES SEÑALADOS, SALVO EL CASO DE TARIFA 6A CUYO USO PUEDE APLICARSE LA TARIFA DE USO GENERAL QUE CORRESPONDA A LAS CONDICIONES DE SUMINISTRO. ESTE GRUPO COMPRENDE LAS SIGUIENTES: 2, 3, 7, O-M, H-S, H-T, H-SL, H-TL, I-30 Y LA I-15.

TARIFAS DE USO ESPECIFICO

TARIFA	DESCRIPCION
1, 1-A, 1-B, 1-C Y 1-D	TARIFAS PARA SERVICIO DOMESTICO EN BAJA TENSION Y LA 1-A, 1-B, 1-C Y 1-D, PARTICULARMENTE PARA LOCALIDADES CON CLIMA MUY CALIDO.
5,5-A	TARIFAS PARA SERVICIOS DE ALUMBRADO DE CALLES, PLAZAS, PARQUES Y JARDINES PUBLICOS, ASI COMO EL SERVICIO A SEMAFOROS, EN MEDIA O BAJA TENSION.
6	TARIFA PARA SERVICIO DE BOMBEO DE AGUAS POTABLES O NEGRAS EN BAJA Y MEDIA TENSION.
9	TARIFA PARA LOS SERVICIOS EN MEDIA O BAJA TENSION QUE DESTINAN LA ENERGIA PARA EL BOMBEO DE AGUAS UTILIZADA EN EL CULTIVO DE PRODUCTOS AGRICOLAS.

TARIFAS DE USO GENERAL

TARIFA	DESCRIPCION
2	PARA SERVICIOS EN BAJA TENSION HASTA CON UNA DEMANDA DE 25 kW.
3	PARA SERVICIOS EN BAJA TENSION CON MAS DE 25 kW DE DEMANDA.
7	PARA SERVICIO TEMPORAL EN BAJA O MEDIA TENSION, NINGUN SERVICIO PODRA TENER VIGENCIA MAYOR DE 30 DIAS, EXCEPTO EN LOS CASOS DE PERSONAS O NEGOCIACIONES QUE UTILICEN MAQUINAS DE PULIR, ENCERAR Y LAVAR PISOS, PINTAR Y SOLDAR.
O-M	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION (MAYOR DE 1 kV Y HASTA 35 kV) CON DEMANDA MENOR DE 500 kW.
H-M	SERVICIO GENERAL EN MEDIA TENSION (MAYOR DE 1 kV Y HASTA 35 kV) CON DEMANDA DE 500 kW O MAS.

TARIFAS DE USO GENERAL

TARIFA

DESCRIPCION

- H-S** **SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION, (MAYOR DE 35 kV Y MENOR DE 220 kV).**
- H-T** **SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL DE TRANSMISION, (IGUAL O MAYOR DE 220 kV).**
- H-SL** **SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION, PARA LARGA UTILIZACION (MAYOR DE 35 kV Y MENOR DE 220 kV).**
- H-TL** **SERVICIO GENERAL EN ALTA TENSION NIVEL TRANSMISION PARA LARGA UTILIZACION (IGUAL O MAYOR DE 220 kV).**
- I-30** **PARA SERVICIO INTERRUMPIBLE SE APLICA A LOS USUARIOS DE LAS TARIFAS HS, HT, HSL Y HTL QUE SOLICITEN ADICIONALMENTE INSCRIBIRSE EN ESTE SERVICIO Y QUE TENGAN UNA DEMANDA MAXIMA MEDIDA EN PERIODO DE PUNTA O BASE, MAYOR O IGUAL A 20,000 kW DURANTE LOS 3 MESES PREVIOS A LA SOLICITUD DE INSCR PCION.**

CLASIFICACION DE TARIFAS POR ESTRUCTURA

I. SOLO CARGOS POR CONSUMO Y CARGOS FIJOS

TARIFAS 1, 2, 5, 5A, 6, 9 Y 9-M

II. CARGOS POR CONSUMO Y DEMANDA MAXIMA.

**ORDINARIAS (NO HORARIAS): 3, 7 Y
OM**

**HORARIAS : H-M, H-S, H-SL, H-T, H-TL,
I-30 E I-15.**

CLASIFICACION TARIFARIA POR NIVEL DE TENSION

BAJA TENSION **1, 1A A LA 1E**
2
3
5 Y 5A
6
9

MEDIA TENSION **5 Y 5A**
6
9
OM Y HM

ALTA TENSION NIVEL **H-S**
SUBTRANSMISION **H-SL**
I-15 e I-30

ALTA TENSION NIVEL **H-T**
TRANSMISION **H-TL**
I-15 e I-30

TENSIONES DE SUMINISTRO

BAJA TENSION :

TENSIONES MENORES DE 1 kV.

TENSION MEDIA :

1 kV A 35 kV

TENSION DE SUBTRANSMISION :

MAYORES DE 35 kV Y MENORES DE 220 kV.

TENSION DE TRANSMISION :

IGUAL O MAYORES DE 220 kV.

CARGA

ES LA POTENCIA ENTREGADA EN UN PUNTO DADO, EXPRESADA EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

CARGA TOTAL CONECTADA

ES LA SUMA DE LAS CAPACIDADES DE LAS LAMPARAS, APARATOS, MOTORES Y EQUIPOS QUE CONSUMEN ENERGIA ELECTRICA, CONSIDERADOS INDIVIDUALMENTE EN SU CAPACIDAD EN WATTS, QUE SE ENCUENTRAN CONECTADOS AL SISTEMA DEL SUMINISTRADOR.

DEMANDA

ES LA CARGA PROMEDIO EN LAS TERMINALES DE UNA INSTALACION O SISTEMA EN UN INTERVALO ESPECIFICADO, EXPRESADO EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

DEMANDA CONTRATADA

ES LA DEMANDA QUE EL SUMINISTRADOR Y EL CLIENTE CONVIENEN INICIALMENTE EN EL CONTRATO RESPECTIVO, SU VALOR NO SERA MENOR DEL 60% DE LA CARGA TOTAL INSTALADA, NI MENOR DE 25 KW EN TF-3, NI MENOR DE 20 kW EN TF-OM, NI MENOR DE LA CAPACIDAD DEL MAYOR MOTOR O APARATO INSTALADO POR EL CONSUMIDOR.

FACTOR DE CARGA

DEFINICION : (fc)

ES LA RELACION ENTRE LA DEMANDA MEDIA (DM) Y LA DEMANDA MAXIMA (DM) DE UNA CURVA DE CARGA, DURANTE UN PERIODO DE TIEMPO DADO (DIA, SEMANA, MES, ETC.)

2%

MEDICION EN EL LADO DEL PRIMARIO O EN EL LADO DEL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES.

En los servicios que se proporcionen en alta tensión, el suministrador podrá efectuar la medición de la energía eléctrica consumida y la demanda máxima en el lado del secundario o en el del primario de los transformadores del usuario. Si se hiciere en el lado del secundario, las facturaciones se aumentarán en un 2% (dos por ciento).

En los servicios con tarifa de baja tensión, si la medición se hiciere en el lado primario de los transformadores, las facturaciones se disminuirán en un 2% (dos por ciento).

FACTOR DE POTENCIA

FORMULA DE RECARGO

$$\text{PORCENTAJE DE RECARGO} = \frac{3}{5} \times ((90/\text{F.P.}) - 1) \times 100$$

F.P. MENOR QUE 90%

FORMULA DE BONIFICACION

$$\text{PORCENTAJE DE BONIFICACION} = \frac{1}{4} \times (1 - (90/\text{F.P.})) \times 100$$

F.P. MAYOR A 90%

ESPIRITU DE LA REESTRUCTURACION TARIFARIA

*** LOGRAR USO EFICIENTE DE LA CAPACIDAD INSTALADA**

- TARIFAS HORARIAS

- TARIFAS ESPECIALES (DEM > 20 MW Y F.C. > 0.7)

*** REDUCCION DE PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA**

*** APROVECHAR LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON REGIONALIZACION.**

REGIONALIZACION DE LAS TARIFAS

**CONFORME AL ACUERDO DEL 91-11-10, SE
PROCEDIO AL DISEÑO DE TARIFAS QUE
CONSIDERAN LAS DIFERENTES REGIONES Y
ESTACIONES EN LOS COSTOS DEL SUMINISTRO
DE ENERGIA ELECTRICA PARA USUARIOS EN
MEDIA Y ALTA TENSION CON EL OBJETO DE
REFLEJAR EL COSTO REAL DEL SERVICIO.**

SE FORMARON 8 REGIONES EN EL PAIS.

**LA ZONA DE INFLUENCIA DE CLFC ESTA
COMPRENDIDA DENTRO DE LAS REGIONES
CENTRAL Y SUR.**

DEL AREA ATENDIDA POR CLFC:

**EN LA REGION CENTRAL SE ENCUENTRAN TODAS
LAS DELEGACIONES DEL D.F., LOS 20
MUNICIPIOS DEL ESTADO DE MEXICO
CONURBADOS CON EL D.F., Y EL MPIO. DE
CUERNAVACA EN EL EDO., DE MORELOS.**

**EL LA REGION SUR SE ENCUENTRAN OTROS 60
MPIOS. DEL EDO. DE MEXICO, 3 DE PUEBLA, 1 DE
MORELOS Y 45 DEL EDO. DE HIDALGO.**

GRABADORA DE PULSOS

CARACTERISTICAS PRINCIPALES

- DISPLAY PARA DESPLIEGUE DE DATOS**
- MEMORIA CIRCULAR (45 DIAS) RESPALDADA CON BATERIA RECARGABLE.**
- PUERTO OPTICO PARA PROGRAMACION Y TOMA DE DATOS MEDIANTE PC PORTATIL.**
- MODEM PARA PROGRAMACION Y TOMA DE DATOS VIA TELEFONICA.**

EXPLOTACION DE LA INFORMACION

MEDIANTE EL PROCESAMIENTO DE DATOS SE PUEDE OBTENER LO SIGUIENTE:

- REPORTES:
- RESUMEN DE CONSUMOS Y DEMANDAS
 - RESUMEN DE CONSUMOS Y DEMANDAS EN TARIFA HORARIA
 - LISTADO DE LOS PROMEDIOS DE DEMANDA DE KW Y KVAR DE CADA INTERVALO DE 15 MINUTOS, DEL PERIODO DE FACTURACION

- GRAFICAS:
- PERFIL DE DEMANDA DE POTENCIA ACTIVA (KW)
 - PERFIL DE DEMANDA DE POTENCIA REACTIVA (KVAR)
 - PERFIL-DE DEMANDAS MAXIMAS DIARIAS DEL PERIODO DE FACTURACION

CUANDO EL USUARIO LO REQUIERA SE LE PODRA SUMINISTRAR UN DISKETTE CON ESTA INFORMACION EN FORMATO LOTUS

NOV 1991



MODIFICACIONES DE LAS TARIFAS HORARIAS ACCIONES

- * Actualizar períodos hora-estacionales.**
 - Tres o cuatro períodos, en lugar de dos.
 - Adaptar a las curvas de carga de los sistemas regionales.
 - Distinguir invierno-verano en todo el país.

- * Afinar las estructuras tarifarias..**
 - Adaptar a los costos marginales actualizados.
 - Mejorar la señal económica.

- * Ampliar su aplicación.**
 - Incorporar a los clientes con demandas de 500 a 1000 kW



TARIFAS HIM

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

Donde:

DP = Demanda máxima medida en el período de punta.

DI = Demanda máxima medida en el período intermedio.

DB = Demanda máxima medida en el período de base.

DPI = Demanda máxima medida en los períodos de punta e intermedia (el valor mayor de los dos).

FRI y FRB = Factores de reducción de dependen de la región tarifaria.



**DERECHOS DE SERVICIOS COMUNES DE
ILUMINACION Y BOMBEO**

DSCIB

ESTABLECIDO CON UNIDADES HABITACIONALES A TRAVES DE UN CONVENIO DE PRORRATEO, PARA EL PAGO POR CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA CONSUMIDA POR EL EQUIPO DE BOMBEO E ILUMINACION MEDIANTE CARGOS QUE SE APLICARAN EN FORMA BIMESTRAL, A LAS FACTURAS DE LOS CONSUMOS DE CADA UNO DE LOS CONVENIOS.

DERECHO DE ALUMBRADO PUBLICO



DAP

***ESTABLECIDO EN ALGUNAS ENTIDADES FEDERATIVAS, MEDIANTE
DECRETOS LOCALES, SE CALCULA APLICANDO EL PORCENTAJE APROBADO
EN CADA ESTADO A LA FACTURACION NETA BONIFICADA (NO ES GRAVADO
POR EL I.V.A).***



**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN
Y COMERCIALIZACIÓN**

**COMPARACIÓN ECONÓMICA
TARIFA 3 -VS- TARIFA OM**

TARIFA 3

APORTACIÓN BAJA TENSIÓN

+ VALOR PRESENTE

(COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA EN TARIFA 3)



**SUBDIRECCIÓN DE DISTRIBUCIÓN
Y COMERCIALIZACIÓN**

**COMPARACIÓN ECONÓMICA
TARIFA 3 -VS- TARIFA OM**

TARIFA OM

INVERSIÓN EN SUBESTACIÓN

+ APORTACIÓN MEDIA TENSIÓN

+ VALOR PRESENTE

(COSTO ENERGÍA ELÉCTRICA EN TARIFA OM,

**+ GASTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SUBESTACIÓN + OTROS GASTOS)**

**COMPARACION ECONOMICA
TARIFA 03 A TARIFA OM**

CTA: 42-19-625-1475-1

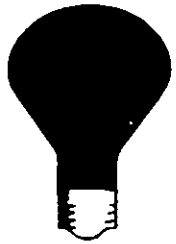
TARIFA	COSTO \$/KWH ABRIL 98	COSTO \$/KW ABRIL 98	COSTO \$/KW MAYO 98	COSTO \$/KW MAYO 98
03	0.5679	89.849	0.57221	90.532
OM	0.34975	46.785	0.34521	46.177

TARIFA 03	
PERIODO	98-04-29 98-05-29
CONSUMO	22,920 KWH
DEMANDA MAXIMA	53 KW
FACTOR DE POTENCIA	0.91976
IMPORTE FACTURADO	\$20,320.45

TARIFA OM	
PERIODO	98-04-29 98-05-29
CONSUMO	22,920 KWH
DEMANDA MAXIMA	53 KW
FACTOR DE POTENCIA	0.91976
IMPORTE FACTURADO	\$11,772.20

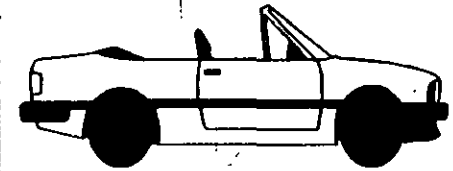
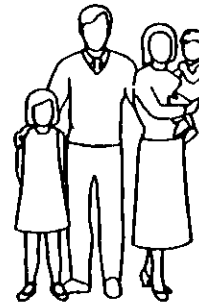
PORCENTAJE DE INCREMENTO 57.933

CARGA

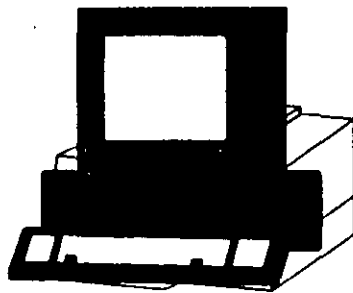


75 WATTS

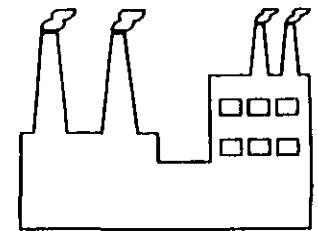
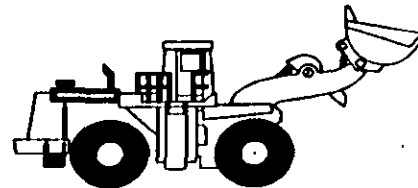
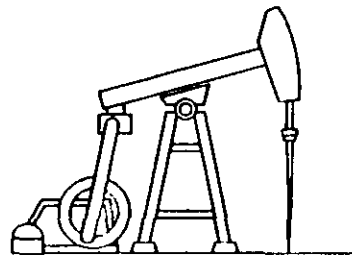
DOMESTICA



COMERCIAL



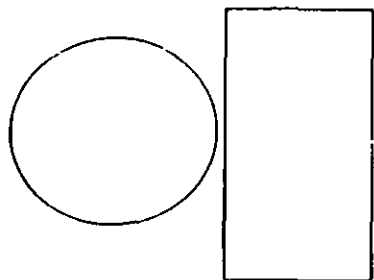
INDUSTRIAL



DEMANDA

EL SISTEMA ELECTRICO

GENERACION



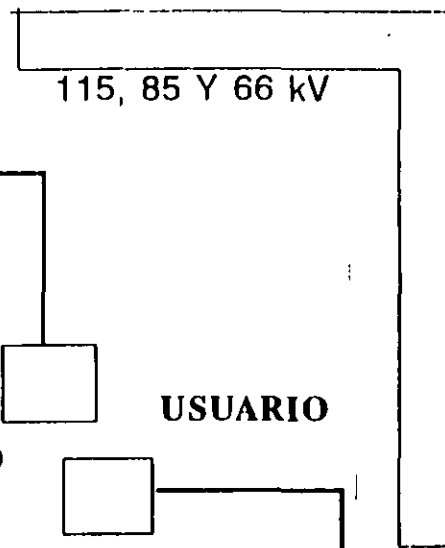
TRANSFORMACION

TRANSMISION



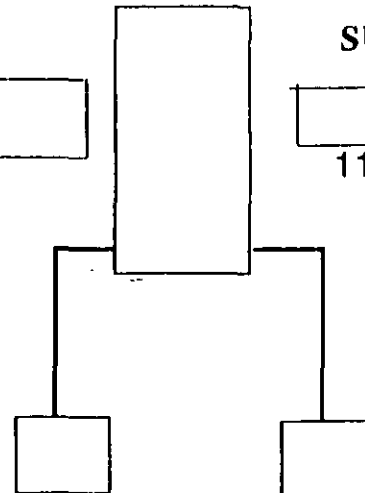
400 Y 230 kV

SUBTRANSMISION



115, 85 Y 66 kV

TRANSFORMACION



USUARIO

USUARIO

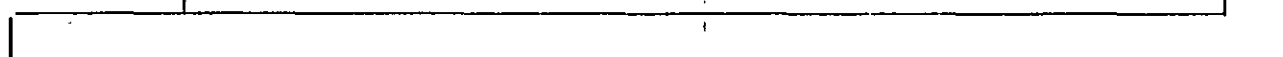
USUARIO



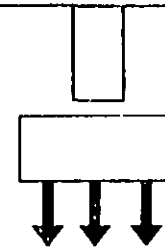
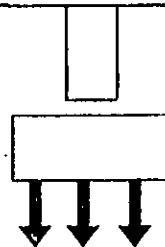
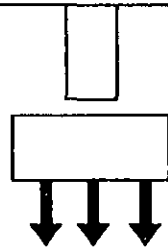
TRANSFORMACION

DISTRIBUCION

34 Y 23 kV



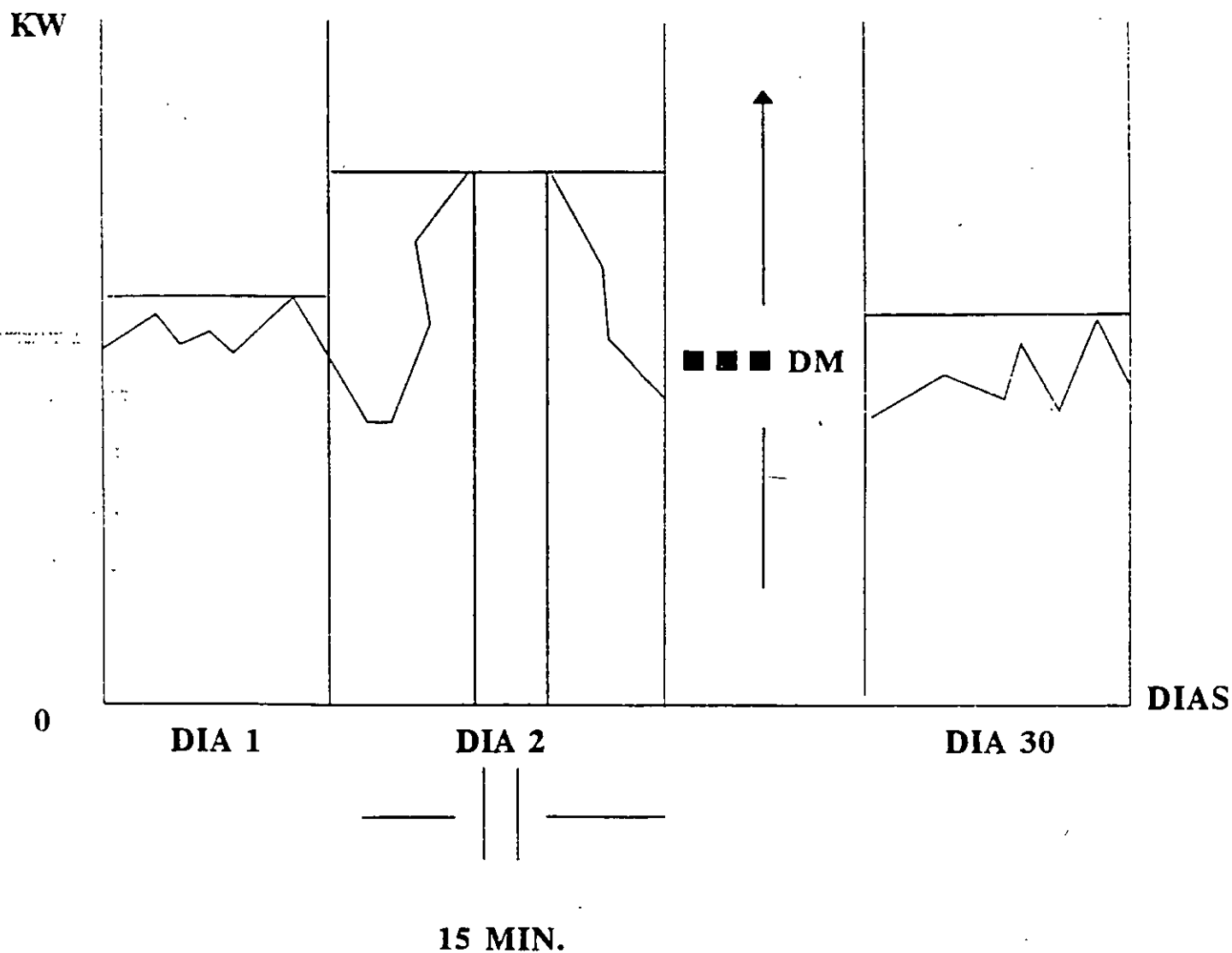
220 Y 127
VOLTS.



USUARIO

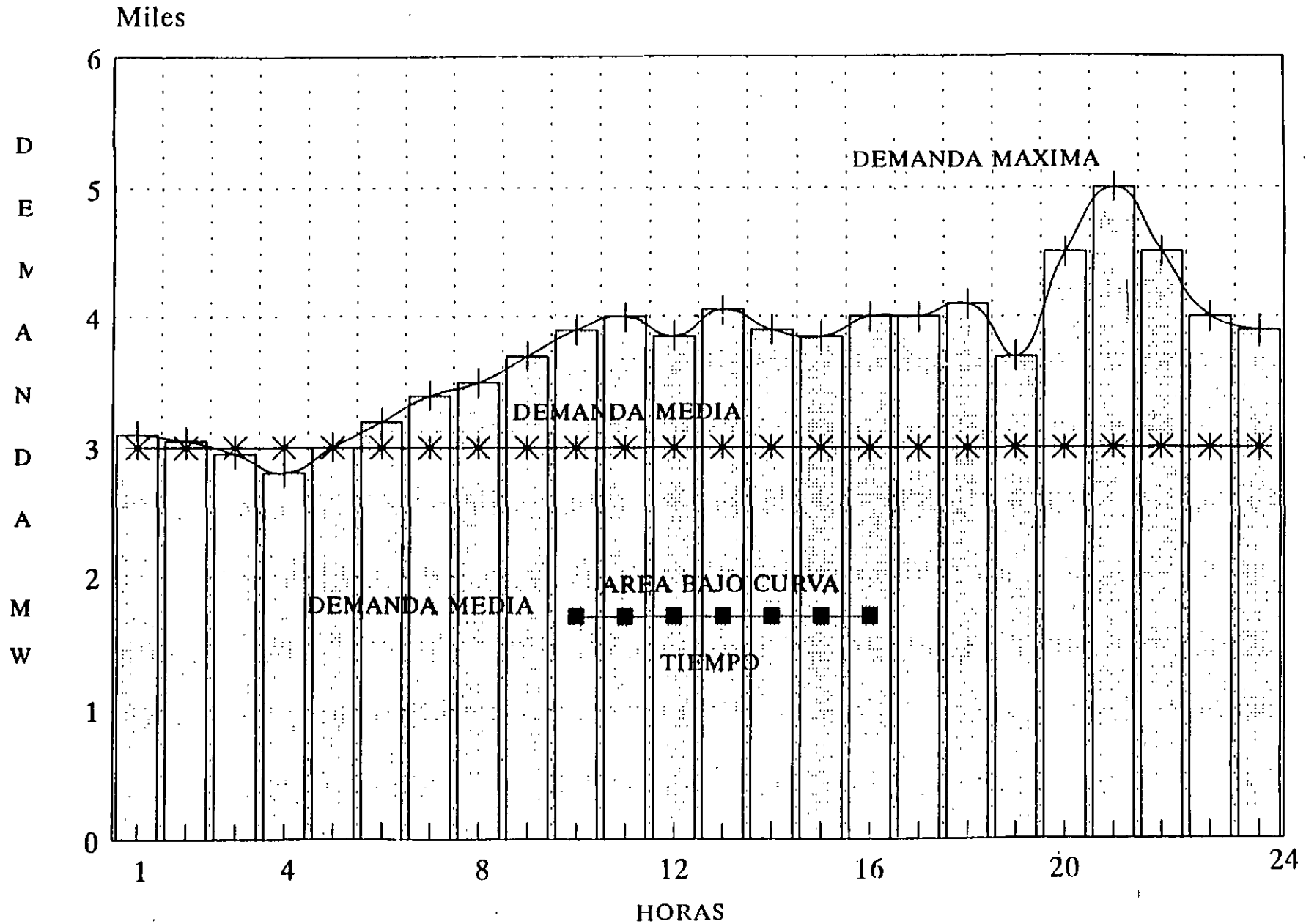
DEMANDA MAXIMA MEDIDA

SE DETERMINA MENSUALMENTE POR MEDIO DE INSTRUMENTOS DE MEDICION QUE INDICAN LA DEMANDA MEDIA EN kW DURANTE CUALQUIER INTERVALO DE 15 MIN. EN EL CUAL EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA SEA MAYOR QUE EN CUALQUIER OTRO INTERVALO DE 15 MIN. EN EL PERIODO DE FACTURACION.



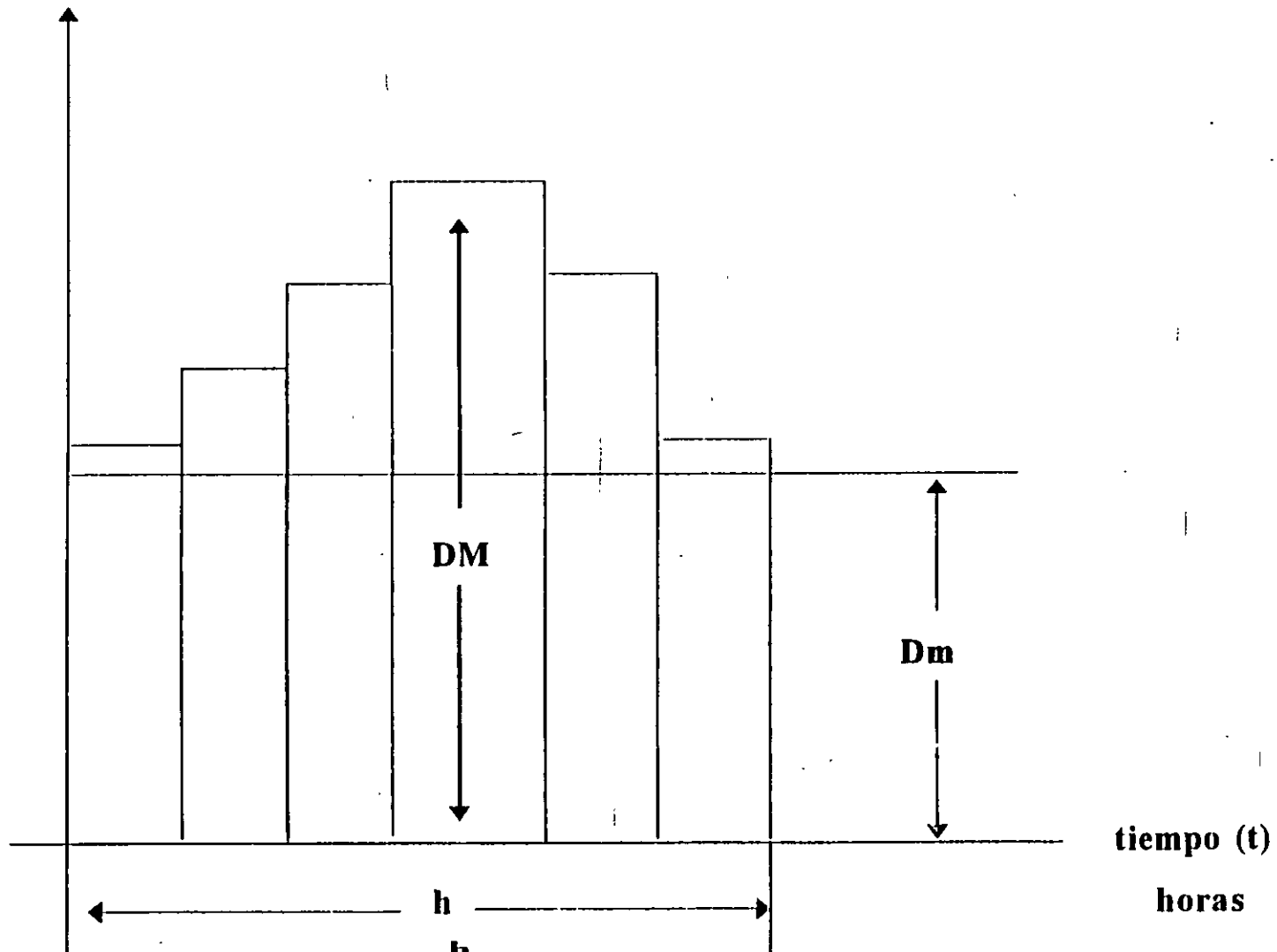
CURVA TÍPICA PARA

DEMANDA DEL SISTEMA



FACTOR DE CARGA

Demanda (D)
kw

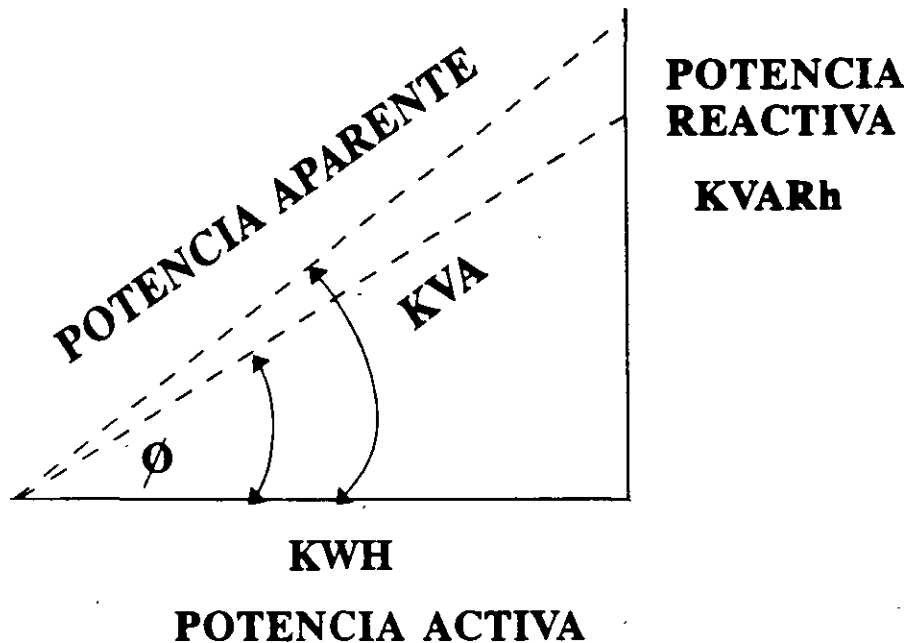


$$D_m = \frac{\sum_t D}{h} = \frac{\text{Consumo}}{h}$$

$$f_c = \frac{D_m}{DM} = \frac{\text{Consumo}}{DM \times h}$$

FACTOR DE POTENCIA

El Factor de Potencia se determina por el Coseno del ángulo de defasamiento que se forma entre la corriente y el voltaje y para poder determinarlo se instalan los medidores de kVARh.



$$\text{tg}\phi = \text{KVARh}/\text{KWh}$$

$$\phi = \text{tg}^{-1} \text{ KVARh}/\text{kWh}$$

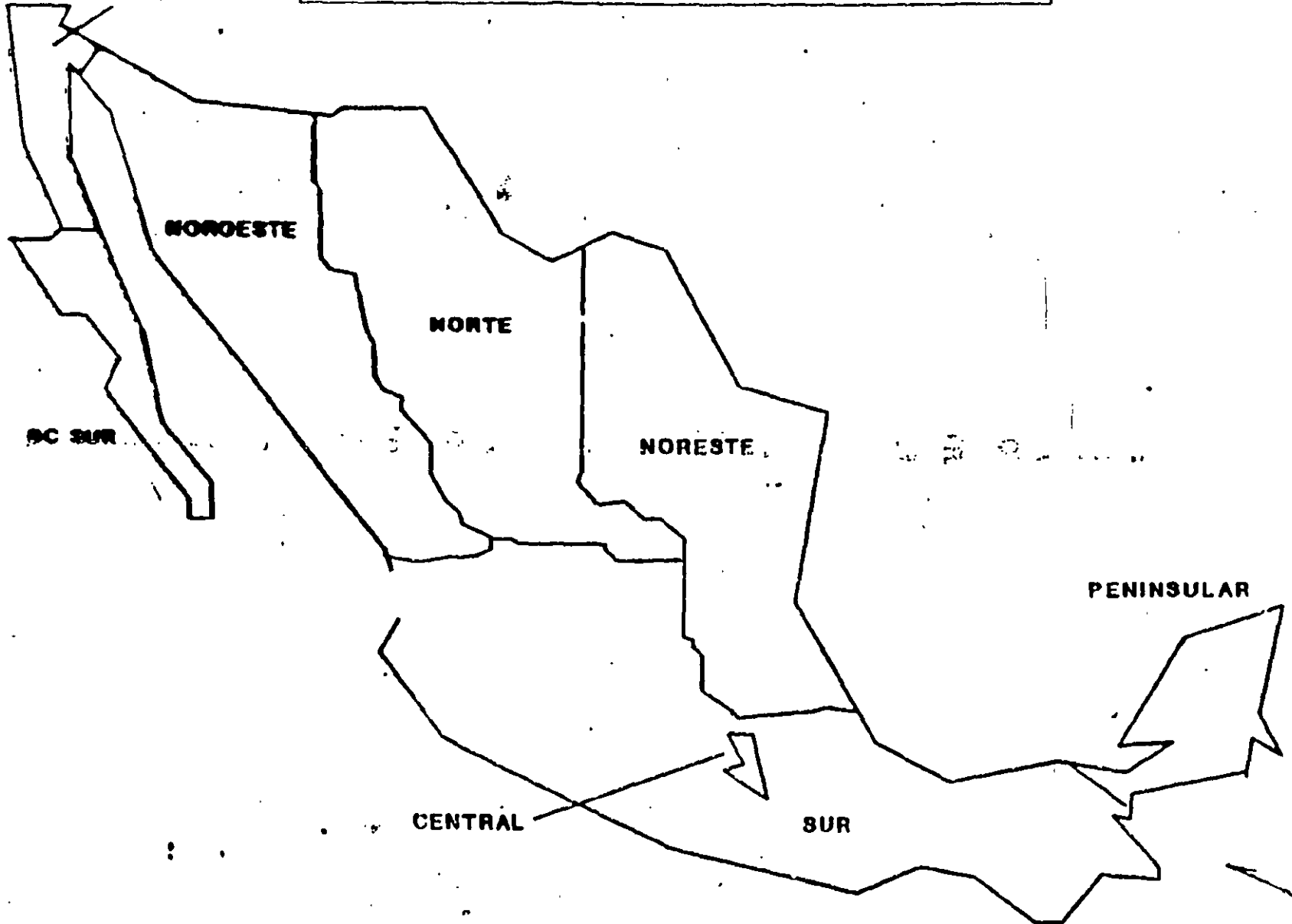
$$\text{FP} = \text{Cos} (\text{tg}^{-1} \text{ kVARh} / \text{kWh})$$

A medida que tenemos mayor consumo kVARh aumenta el ángulo de defasamiento disminuyendo el valor del factor de potencia, por lo que será mayor su penalización.

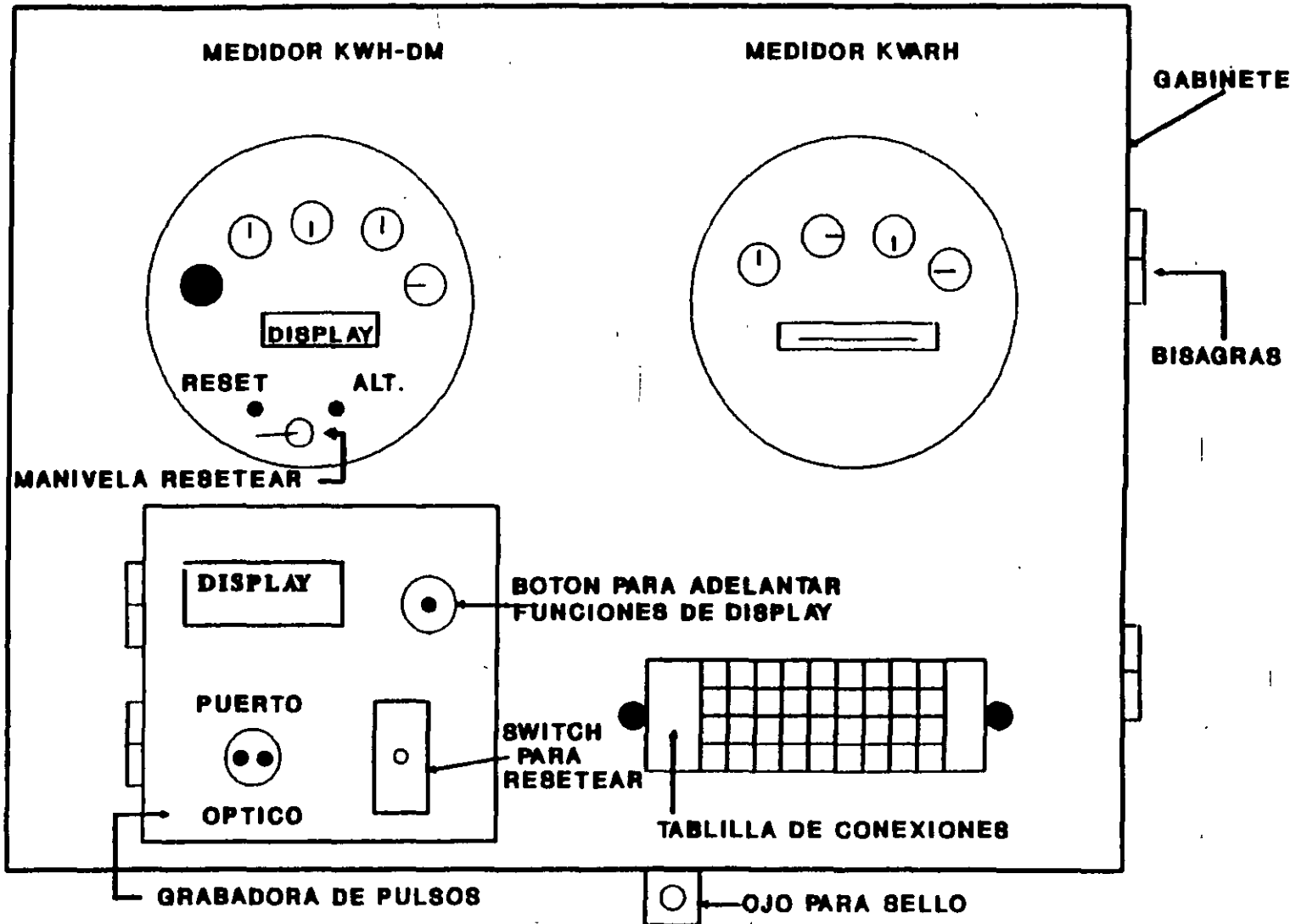
$\text{Cos } \phi =$ Factor de Potencia (f.p.) o coseno del ángulo formado entre el vector tensión tomado como plano de referencia y el vector corriente, cuyo valor expresado en centésimas (0.85, 0.90, etc.) en realidad representa el tanto por ciento que se aprovecha de la energía proporcionada por la empresa suministradora del servicio.

REGIONALIZACION TARIFARIA

BAJA CALIFORNIA



EQUIPO ELECTRONICO DE PULSOS



GRABADORA DE PULSOS

PANTALLAS DEL DISPLAY

A) **CLIENTE**
TAPETES LUXOR

B) **DIA/HORA ACTUAL**
03/30/92 18:57

C) **KWH EN HORA PICO**
10782

D) **KWH FUERA PICO**
626.80

E) **KW EN HORA PICO**
1472.40

F) **KW FUERA PICO**
1636.20

G) **KWH TOTALES**
73439

H) **KVARH TOTALES**
43680

I) **FACT. POTEN. PROM.**
0.8530538

J) **C-1 PULSOS**
163213

K) **C-2 PULSOS**
80898

L) **C-3 PULSOS**
0

FACTOR DE AJUSTE MENSUAL

$$FA_{n,m} = \frac{FE_{n,m}}{FE_{n,m-1}}$$

FE= Factor de Escalación

$$FE_{n,m} = p_n \left(\frac{IPC_{m-2}}{IPC_{0-2}} \right) + q_n \left(\frac{ICC_m}{ICC_0} \right)$$

IPC = Índice Nacional de Precios al Consumidor

ICC = Índice de Costos de Combustibles

m = Mes aplicación de las tarifas (m=1 para enero 1997)

n = Nivel de tensión

"p" y "q" son ponderadores que dependen del nivel de tensión. (p+q=1)

Para tensión media	p=0.71	q=0.29
--------------------	--------	--------

Para tensión alta	p=0.59	q=0.41
-------------------	--------	--------

* Este factor se aplica de la tarifa OM en adelante

FACTURACIÓN = CONSUMO + DEMANDA + AJUSTE FACTOR DE POTENCIA + D.A.P

NUEVA TARIFA HM

Servicios con 500 KW de demanda o más.

$$\text{CONSUMO} = \left(\begin{array}{l} \text{KWh base} \times \$/\text{KWh base} + \\ \text{KWh interm} \times \$/\text{KWh interm.} + \\ \text{KWh punta} \times \$/\text{KWh punta} \end{array} \right) \times \text{FA}$$

$$\text{DEMANDA} = \text{DF} \times \$/\text{MW}$$

$$\text{DF} = \text{DP} + \text{FRI} \times \text{máx}(\text{DI} - \text{DP}, 0) + \text{FRB} \times \text{máx}(\text{DB} - \text{DPI}, 0)$$

DF = Demanda Facturable

DP = Demanda máx. Punta

DI = Demanda máx. Intermedia

DB = Demanda máx. Base

DPI = Demanda máx. Pico-Intermedia



TARIFA H-M

REGIONES CENTRAL Y SUR

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

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

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

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

ANALISIS Y CALCULO DE CONSUMO A LA FACTURA CON No. DE CUENTA 45 07 161 0610 1

TARIFA OM; REGION CENTRO

PERIODO DEL 97 06 13 AL 97 07 14

CENTRO RADIOLOGICO ESP. S.A. DE C.V.

DATOS PARA FACTURAR

PERIODO	DIAS	CONSUMOS:	20,700.00 KWH	CGO. x DEM.	JUN/97 42.677	JUL/97 43.42
97-06-13	17 (30 JUN)	DEMANDA :	56 KW	CGO. x KWH	0.31905	0.3246
97-07-14	14 (31 JUL)	FACTOR DE POTENCIA	0.57964			
	31 (DIAS DE PERIODO)					

CARGO POR CONSUMO

JUN.	CGO. x KWH	20,700 / 31 (17 x 0.31905)	3,621.732		
JUL	CGO. x KWH	20,700 / 31 (14 x 0.32460)	3,034.486		
JUN.	CGO. x KW	56/30 (17 x 42.677) =	1,354.283		
JUL	CGO x KW	56/31 (14 x 43.420) =	1,098.105		
			9,108.606	\$	9,108.56 (1)

CARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

$3/5 [(0.90 / 0.57964) - 1] 100 = 33.16 = 33.2\% = 0.332$					
IMPORTE	=	9,108.56 x 0.332	=	3,024.041	\$ 3,024.05 (2)

SUBTOTAL (1) + (2)	12,132.647	\$ 12,132.61
I. V. A.	1,819.897	\$ 1,819.89
IMPORTE A PAGAR	13,952.544	\$ 13,952.50

AGOSTO/97

ANALISIS Y CALCULO DE CONSUMO A LA FACTURA CON No. DE CUENTA 45 14 410 8580 4

TARIFA HM REGION CENTRO

PERIODO DEL 97 05 28 AL 97 06 25

DATOS PARA FACTURAR

PERIODO	DIAS	CONSUMO	DEMANDA	FAC. POT.		MAYO	JUN
97-05-28	3 (31 DE MAYO)	BASE 98765 KWII	888	0.84959	CGO. x KWII B.	0 21732	0.22324
97-06-25	25 (30 DE JUNIO)	INTERMEDIO 246 957 KWII	902		CGO x KWII I.	0.26020	0.26728
	28 (DIAS DE PERIODO)	PUNTA 28 459 KWII	885		CGO x KWII P.	0 81324	0.83536
		TOTAL 374.181 KWII			CGO. x DEM.	43 054	44.225

CARGO POR CONSUMO

MAYO	CGO. x KWII (BASE) 98,765/28 (3 x 0.21732)	=	2,299 672		
JUNIO	CGO. x KWII (BASE) 98,765/28 (25 x 0.22324)	=	19,685 980		
			<u>21,985.652</u>	\$	21,985.25 (1)
MAYO	CGO. x KW (INTERM) 246.957/28 (3 x 0.26020)	=	6,884 808		
JUNIO	CGO. x KW (INTERM) 246 957/28 (25 x 0.26728)	=	58,934.524		
			<u>65,819.332</u>	\$	65,819.35 (2)
MAYO	CGO. x KW (PUNTA) 28,459/28 (3 x 0.81324)	=	2,479.713		
JUNIO	CGO. x KW (PUNTA) 28.459/28 (25 x 0.83536)	=	21,226.348		
			<u>23,706.061</u>	\$	23,706.10 (3)
			111,511.045		111,510.70

DEM FACTURABLE = DP + 0.3 x MAX (DI - DP, 0) + 0.15 x MAX (DB - DPI, 0)

SI DP > DB, DEMANDA FACTURABLE = DP
SI LA DIF. DE DEMANDAS ES NEGATIVA, VALDRA CERO.

D.F. = 885 + 0.3 x max (902 - 885) + 0.15 x max (888 - 902)
= 885 + (0.3 x 17) + (0.15 x 0) = 890.1 = 891

MAYO	CGO x DEM. FACT.	891/31 (3 x 43 054)	=	3,712.365	
JUNIO	CGO x DEM. FACT.	891/30 (25 x 44 225)	=	32,837.062	
				<u>36,549.427</u>	\$ 36,549.45 (4)

CARGO POR BAJO FACTOR DE POTENCIA

3/5 [(90 / .84959) - 1] 100 = 3.56 = 36%	
IMPORTE = (21,985.25 + 65,819.35 + 23,706.10 + 36,549.45) .036 =	5,330.165
	\$ 5,330.15 (5)
SUBTOTAL (1) + (2) + (3) + (4) + (5)	= 153,390.30
I. V. A.	23,008.55
IMPORTE A PAGAR	\$ 176,398.85



D.A.P. (DERECHOS POR ALUMBRADO PUBLICO)

TARIFA	HIDALGO VIGENCIA	PUEBLA VIGENCIA
TFA-01	88/07/15 5%	OCT/87 6.5%
TFA-02	88/07/15 5%	OCT/87 6.5%
TFA-03	88/07/15 1.5%	OCT/87 6.5%
TFA OM Y HM	88/07/15 1.5%	OCT/87 2%
TFA HS, HT, HSC Y HTL	88/07/01 1.5%	-

TARIFA	MORELOS VIGENCIA	EDO. DE MEX. VIGENCIA
TFA-01	OCT-87 10%	90/05/01 7%
TFA-02	OCT-87 10%	90/05/01 7%
TFA-03	OCT-87 10%	90/05/01 7%
TFA OM Y HM	OCT-87 7%	90/05/01 2.5%
TFA HS, HT, HSC Y HTL	OCT-87 7%	90/05/01 2.5%

CURVA DE DEMANDA DIARIA

HORARIO DE VERANO
LUNES A VIERNES

DEMANDA
KW

BASE

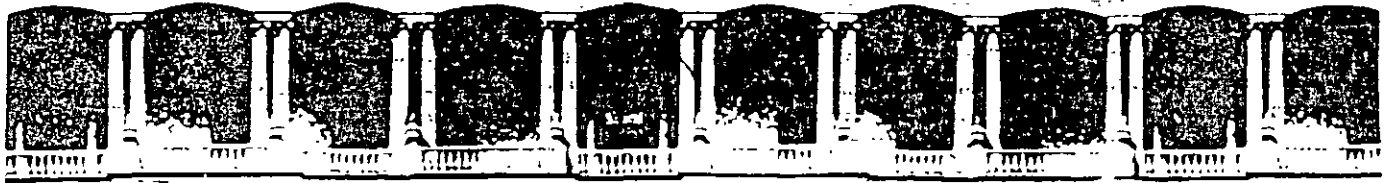
INTERMEDIO

PUNTA

INTERMEDIO

0 02 04 06 08 10 12 14 16 18 20 22 24

HORAS



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

“Tres décadas de orgullosa excelencia” 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

CAPACITORES DE POTENCIA

**EXPOSITOR: ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

INDICE

- INTRODUCCIÓN 9
- I. FUNDAMENTOS SOBRE LA COMPENSACIÓN DE CORRIENTES REACTIVAS. 11
 - A. Corrientes activas y corrientes reactivas.
 - B. Factor de potencia.
 - C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores.
 - D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores.
 - E. Reducción de pérdidas por efecto Joule.
 - F. Regulación del voltaje.
 - G. Resumen.
- II. MÉTODOS DE COMPENSACIÓN Y VENTAJAS DEL USO DE CAPACITORES. 19
 - A. Motores síncronos.
 - B. Condensadores síncronos.
 - C. Capacitores de potencia.
- III. CÓMO DETERMINAR EL FACTOR DE POTENCIA EN UNA INSTALACIÓN INDUSTRIAL. 21
 - A. A través del consumo global de energía.
 - B. Con un indicador de factor de potencia.
 - C. Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva.
 - D. Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva.
 - E. Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro.
 - F. Método de los dos vatímetros.
- IV. CÁLCULO DE LA POTENCIA REACTIVA REQUERIDA EN CAPACITORES PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA. 23
 - A. Corrección del factor de potencia medio.
 - B. Corrección del factor de potencia a plena carga.
 - C. Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectable.
- V. CONSIDERACIONES IMPORTANTES AL INSTALAR UN BANCO DE CAPACITORES. 27
 - A. Ventilación.
 - B. Frecuencia y voltaje de operación.
 - C. Corriente nominal de operación.
 - D. Perturbaciones producidas por corrientes armónicas.
 - E. Condiciones anormales de operación.
 - F. Pruebas de campo.
 - G. Mantenimiento.

- VI. DECISIÓN DE INSTALAR LOS CAPACITORES EN ALTA O EN BAJA TENSIÓN. 31
- A. Factor económico.
 - B. Factores técnicos.
- VII. INSTALACIÓN DE CAPACITORES EN BAJA TENSIÓN. 33
- A. Alambrado.
 - B. Puesta a tierra del bastidor.
 - C. Compensación individual.
 - D. Compensación en grupo.
 - E. Compensación mixta.
 - F. Compensación de motores de inducción.
 - G. Compensación de transformadores.
- VIII. INSTALACIÓN DE CAPACITORES EN ALTA TENSIÓN. 41
- A. Alambrado.
 - B. Aislamiento del bastidor.
 - C. Bancos fijos y desconectables.
 - D. Resonancia con los transformadores.
- IX. CONEXIÓN Y DESCONEXIÓN. 47
- A. Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables.
 - B. Consideraciones importantes al elegir el equipo de conexión y desconexión.
 - C. Equipo de conexión y desconexión en baja tensión.
 - D. Equipo de conexión y desconexión en alta tensión.
 - E. Energización de un banco aislado.
 - F. Energización de bancos en paralelo.
 - G. Desenergización de un banco de capacitores.
 - H. Energización de capacitores a bajas temperaturas ambiente.
- X. PROTECCIÓN. 55
- A. Por qué proteger los capacitores.
 - B. La protección por medio de fusibles. Sus objetivos.
 - C. Protección con fusibles individuales.
 - D. Protección en grupo.
 - E. Protección con relevadores.
 - F. Protección con interruptores.
 - G. Pararrayos.
- XI. CONTROL. 67
- A. Elementos básicos de un control automático.
 - B. Controles de voltaje.
 - C. Controles de corriente.
 - D. Controles de voltaje compensado con corriente.
 - E. Controles de kilovares.
 - F. Controles de tiempo.
 - G. Controles de temperatura.
 - H. Controles de pasos múltiples.
- BIBLIOGRAFÍA. 69

Introducción

El capacitor eléctrico o condensador, fue descubierto en el año 1745 por von Kleist, en Camin in Pommern y poco después e independientemente, por Cunaeus y Muschenbroek en Leyden. En su primera versión, consistió en un cilindro de vidrio recubierto en sus paredes interna y externa por una laminilla metálica y fue utilizado como "almacenador" o "condensador" de cargas eléctricas.

En 1746, Wilson enunció la Ley de que la cantidad de carga eléctrica almacenada es inversamente proporcional al espesor del medio aislante interpuesto entre las laminillas metálicas y más tarde, en el año 1830 aproximadamente, Faraday descubrió que dicha carga eléctrica dependía también del medio aislante empleado, mostrando que la "capacidad de almacenamiento específica" de sustancias tales como el azufre, la laca y el vidrio, era considerablemente mayor que la del aire. Faraday en sus estudios y experimentos, introdujo el concepto de "dieléctrico" y determinó las primeras constantes dieléctricas conocidas.

Sin embargo, no fue sino hasta principios del siglo veinte cuando empezó a fabricarse el capacitor en una forma industrial. De un primer periodo de demanda insignificante, el capacitor pasó rápidamente a representar un instrumento indispensable en la explosión tecnológica característica de nuestro siglo. Se utilizó inicialmente como supresor de la chispa eléctrica en la desconexión de bobinas de inducción y pronto se multiplicaron sus aplicaciones, especialmente hacia la técnica de los sistemas de comunicación.

El desarrollo acelerado de la telegrafía sin hilos y la radiodifusión, dio el impulso definitivo a la técnica del capacitor. Desde un principio se utilizaron dieléctricos de papel impregnado en laca, cera de abejas y parafina y poco más tarde, papel impregnado en aceite mineral, naftaleno, petróleo, aceite de siliconas y polybutano. Según las aplicaciones específicas, también se han venido utilizando dieléctricos de vidrio, cerámica, mica, óxidos de aluminio o tantalio, electrolitos (ácido bórico, ácido fosfórico . . . , etc.), plástico laminado e incluso aire; siempre en un esfuerzo constante de obtener un dieléctrico con las mejores características para cada aplicación concreta.

Una de las aplicaciones más importantes del capacitor ha sido la de corregir el factor de potencia en líneas de transmisión y distribución y en instalaciones industriales, aumentando de esta forma la capacidad de

transmitir energía de las líneas, la energía activa disponible en los generadores eléctricos, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores, la regulación del voltaje en los puntos de consumo y en general, la eficiencia de la transmisión y distribución de la energía eléctrica. Todo esto, a un costo considerablemente más bajo que el que supondría la inversión en nuevas líneas de transmisión y distribución y equipo o maquinaria necesarios para producir el mismo efecto de regulación de voltaje o aumento de la energía activa disponible. El capacitor dedicado a estos fines, es el llamado capacitor de potencia.

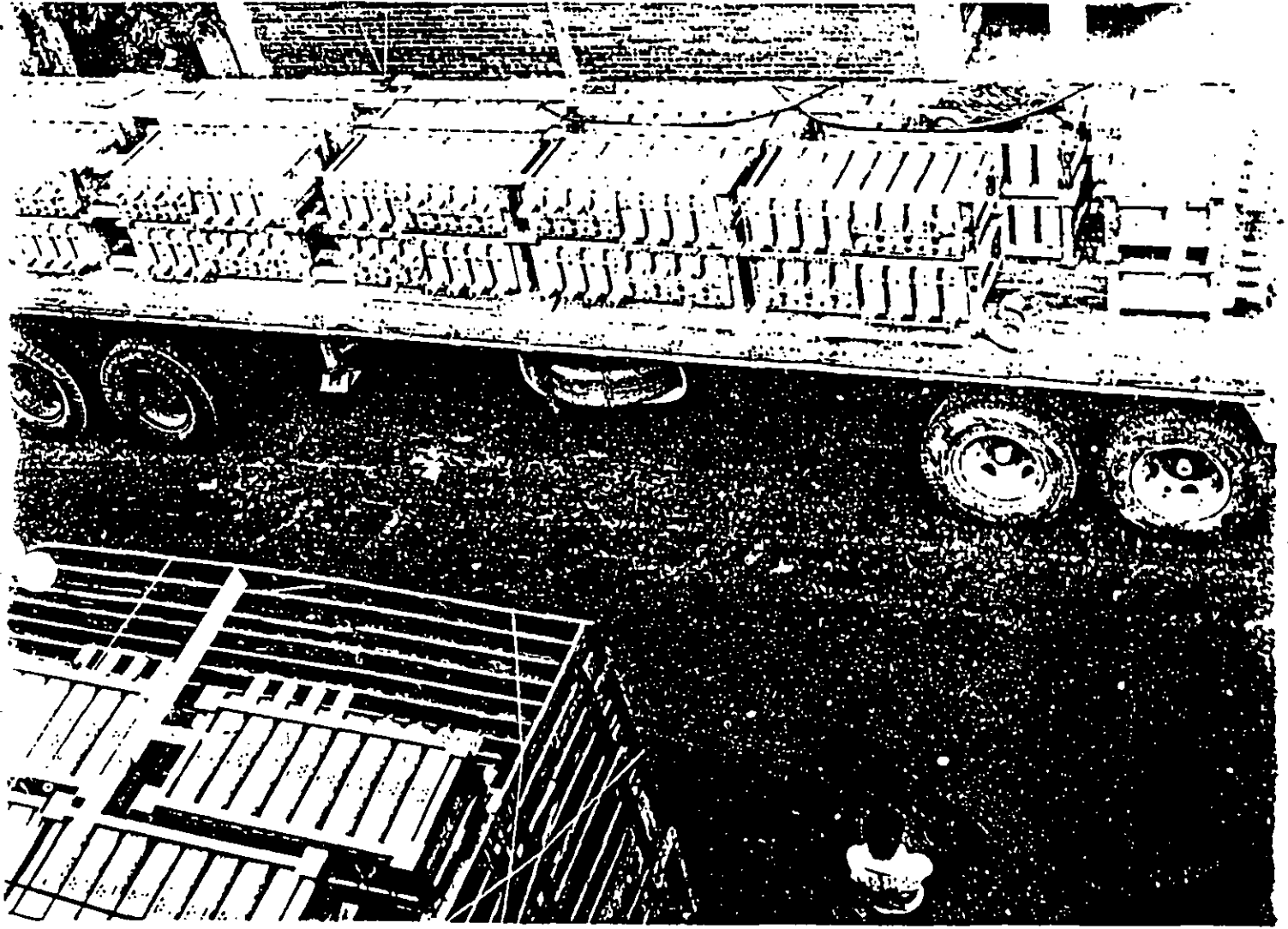
El uso del capacitor de potencia se inició en el año 1914, aproximadamente. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932, la introducción de los askareles (hidrocarburos aromáticos clorados) como impregnantes, produjo una verdadera revolución en la técnica de los capacitores de potencia: Bajaron bruscamente los tamaños, pesos y costos de las unidades, lográndose además un gran avance en la seguridad de uso, debido al hecho de ser incombustible el núcleo impregnante.

En el año 1937, se produjo otro avance considerable al aparecer el capacitor de potencia para uso en intemperie. Desde entonces, el uso de capacitores de potencia se ha venido incrementando año tras año, de una forma extraordinaria.

La calidad de las materias primas ha venido experimentando constantes mejoras, que han ido haciendo posible el logro de unidades cada vez más estables, más seguras y de una vida media más duradera.

Al uso de celulosa más pura y laminada con mayor precisión se ha venido agregando el uso de sustancias purificadoras y estabilizadoras: Óxidos de aluminio, ciertas resinas . . . , etc., que junto con una mejor purificación del impregnante, han venido incrementando paulatinamente la calidad de los dieléctricos.

Ultimamente, la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión, ha marcado un nuevo paso adelante en la tecnología del capacitor de potencia. El nuevo sistema dieléctrico, a base de papel-plástico-askarel, ha hecho posible la aparición de unidades significativamente más compactas, más resistentes a las descargas parciales, de mayor vida media y pérdidas dieléctricas considerablemente más bajas.



I. Fundamentos sobre la compensación de corrientes reactivas

A. Corrientes activas y corrientes reactivas

En las redes eléctricas de corriente alterna, pueden distinguirse dos tipos fundamentales de cargas: Cargas óhmicas o resistivas y cargas reactivas.

Las cargas óhmicas toman corrientes que se encuentran en fase con el voltaje aplicado a las mismas. Debido a esta circunstancia, la energía eléctrica que consumen se transforma íntegramente en trabajo mecánico, en calor o en cualquier otra forma de energía no retornable directamente a la red eléctrica. Este tipo de corrientes se conocen como corrientes activas.

Las cargas reactivas ideales toman corrientes que se encuentran defasadas 90° con respecto al voltaje aplicado y por consiguiente, la energía eléctrica que llega a las mismas no se consume en ellas, sino que se almacena en forma de un campo eléctrico o magnético, durante un corto periodo de tiempo (un cuarto de ciclo) y se devuelve a la red en un tiempo idéntico al que tardó en almacenarse. Este proceso se repite periódicamente, siguiendo las oscilaciones del voltaje aplicado a la carga. Las corrientes de este tipo se conocen como corrientes reactivas.

Una carga real siempre puede considerarse como compuesta por una parte puramente resistiva, dispuesta en paralelo con otra parte reactiva ideal. En cargas tales como las ocasionadas por lámparas de incandescencia y aparatos de calefacción, la parte de carga reactiva puede considerarse como prácticamente nula, especialmente a las bajas frecuencias que son normales en las redes eléctricas industriales (50 ó 60 Hz.); son cargas eminentemente resistivas y por consiguiente, las corrientes que toman son prácticamente corrientes activas. Sin embargo, en las cargas representadas por líneas de transmisión y distribución, transformadores, lámparas fluorescentes, motores eléctricos, equipos de soldadura eléctrica, hornos de inducción, bobinas de reactancia . . . , etc., la parte reactiva de la carga suele ser de una magnitud comparable a la de la parte puramente resistiva.

En estos casos, además de la corriente activa necesaria para producir el trabajo, el calor o la función deseada, la carga también toma una parte adicional de corriente reactiva, comparable en magnitud a la corriente activa. Esta corriente reactiva, si bien es indispensable, principalmente para energizar los circuitos magnéticos

de los equipos mencionados anteriormente, representa una carga adicional de corriente para el cableado de las instalaciones industriales, los transformadores de potencia, las líneas eléctricas e incluso los generadores.

En el caso particular de las instalaciones industriales, la corriente reactiva total, necesaria para energizar todos los circuitos magnéticos de la maquinaria eléctrica de una planta, suele ser de carácter inductivo; es decir, esta corriente se encuentra defasada 90° en atraso con respecto al voltaje. En la figura 1 se representa, de una forma esquemática, la alimentación de energía eléctrica de una planta industrial, a partir de un generador G y una línea de transmisión que empieza y acaba en unos transformadores de potencia. La carga total de la planta se ha descompuesto en su parte resistiva R y su parte reactiva, de tipo inductivo X_L .

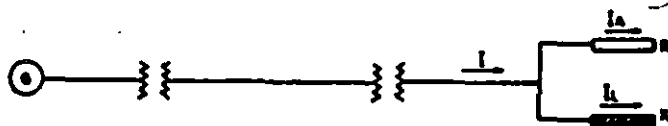


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial

En dicha figura, I_A representa la corriente activa, I_L la corriente reactiva, de tipo inductivo e I (definida sin subíndice) la corriente total consumida por la planta. En la figura 2 se representan estas magnitudes, junto con el voltaje, tanto en forma vectorial como en forma de ondas sinusoidales.

B. Factor de potencia

Al coseno del ángulo φ , que forma la corriente activa I_A con la corriente total resultante I , se le llama factor de potencia, debido a que representa la relación existente entre la potencia real consumida $I_A V = W$, o potencia activa y la potencia aparente $I V = W_0$, que llega a la planta. Es decir:

$$W = W_0 \cos \varphi$$

En la práctica, suele multiplicarse por cien el factor $\cos \varphi$, quedando medido el factor de potencia en tanto por ciento: Porcentaje de potencia real consumida, con relación a la potencia aparente.

$$\frac{25,000 \times 85}{70} = \$ 30,357.10 \text{ mensuales.}$$

Lo que supone un 21.4% de pago adicional, por penalidad.

C. Corrección del factor de potencia por medio de capacitores

Una forma sencilla y económica de resolver estos inconvenientes y de obtener un ahorro considerable, en la mayoría de los casos, es el instalar capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión.

Los capacitores de potencia conectados en paralelo a un equipo especial o a la carga que supone una instalación industrial completa, representan una carga reactiva de carácter capacitivo, que toma corrientes desfasadas 90° , en adelanto, respecto al voltaje. Estas corrientes, al hallarse en oposición de fase con respecto a las corrientes reactivas de tipo inductivo, tienen por efecto el reducir la corriente reactiva total que consume la instalación eléctrica en cuestión.

La figura 3 muestra la misma planta industrial representada en la figura 1, pero con un banco de capacitores de potencia, de reactancia X_C , instalado en paralelo con la carga global de la planta.

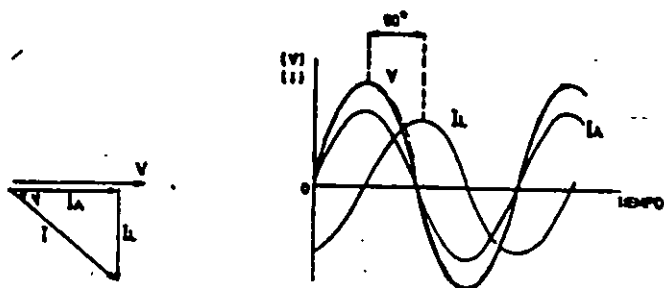


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

En la figura 2 puede verse claramente que cuanto mayor sea la corriente reactiva I_L , mayor será el ángulo φ y por consiguiente, más bajo el factor de potencia. Es decir, que un bajo factor de potencia en una instalación industrial, implica un consumo alto de corrientes reactivas y por tanto, un riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en los equipos eléctricos y líneas de transmisión y distribución. Bajo el punto de vista económico, esto puede traducirse en la necesidad de cables de energía de mayor calibre y por consiguiente más caros, e incluso en la necesidad de invertir en nuevos equipos de generación y transformación si la potencia demandada llega a sobrepasar la capacidad de los equipos ya existentes.

Existe además otro factor económico muy importante: Es la penalidad pagada mensualmente a las compañías eléctricas por causa de un bajo factor de potencia. En México, el Diario Oficial de la Federación, de fecha 19 de enero de 1962, en la parte referente a Disposiciones Complementarias especifica lo siguiente:

"Factor de potencia. El consumidor procurará mantener un factor de potencia tan aproximado a 100% como sea práctico; pero en caso de que su factor de potencia durante cualquier mes tenga un promedio menor que 85% atrasado, determinado por métodos aprobados por la Secretaría de Industria y Comercio, el suministrador tendrá derecho a cobrar al consumidor la cantidad que resulte de multiplicar el monto del recibo correspondiente por 85 y dividir el producto entre el factor de potencia medio atrasado, en porciento, observado durante el mes."

Según ésto, si un consumidor industrial necesita mensualmente una potencia real cuyo costo es de \$ 25,000.00, por ejemplo, y opera con un factor de potencia medio de 70%, deberá pagar:

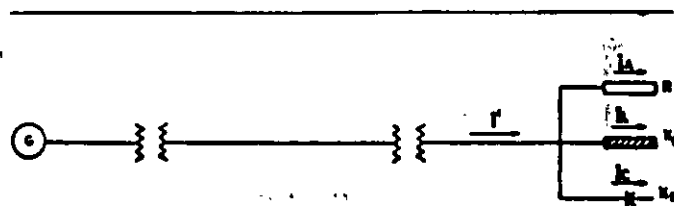


FIG. 3. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia instalados en la misma.

En la figura 4 vuelve a representarse el voltaje y las corrientes en su forma vectorial y sinusoidal, mostrándose la corriente reactiva capacitiva I_C , la nueva corriente reactiva resultante I'_L , que en la figura sigue siendo de tipo inductivo y la nueva corriente total I' , resultante en la línea de alimentación. Puede verse como I_L y por tanto, también I , se han reducido considerablemente.

Fisicamente no se ha anulado la corriente capacitiva I_C , ni tampoco la parte equivalente $I_L - I'_L$ de corriente inductiva. Lo que ocurre es que ahora, la corriente $I_L - I'_L = I_C$ fluye del banco de capacitores, en lugar de provenir de la línea; es decir, existe un flujo local de corriente entre los capacitores y la carga X_L .

De la figura 4 se desprende que variando la carga capacitiva instalada X_C (o lo que es lo mismo, la potencia del banco de capacitores), el ángulo φ , convertido en φ' , puede reducirse tanto como se quiera y por consi-

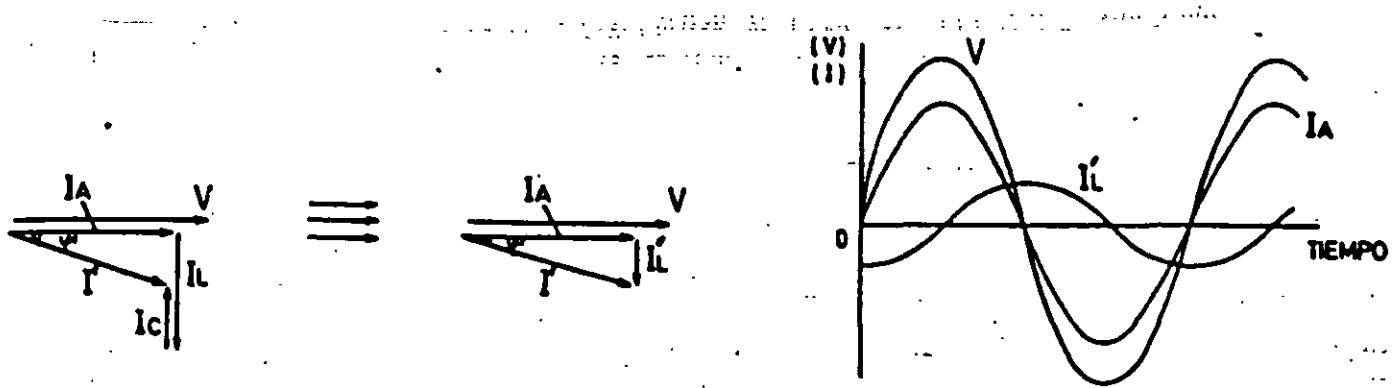


FIG. 4. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia

guiente, el factor de potencia puede aproximarse al valor de 100%, tanto como sea conveniente.

En la práctica, cuando se resuelven casos de bajo factor de potencia, suele operarse con consumos de potencia más bien que de corrientes. El producto del voltaje de operación, medido en kilovolts, por las corrientes I_A e I , medidas en amperes, determina la potencia consumida en kilowatts y en KVA, respectivamente (incluyendo el factor $\sqrt{3}$, cuando se trata de corrientes

En la figura 6, puede verse cómo añadiendo potencia reactiva de tipo capacitivo (KVAR)_c, proporcionada por un banco de capacitores de potencia conectado en paralelo, el factor de potencia puede acercarse al valor de 100%, tanto como se quiera.

Conociendo la potencia activa KW (medida en kilowatts) que se consume en una instalación industrial y el $\cos \varphi$, (factor de potencia) a que se opera, es fácil determinar la potencia en KVAR, del banco de capa-

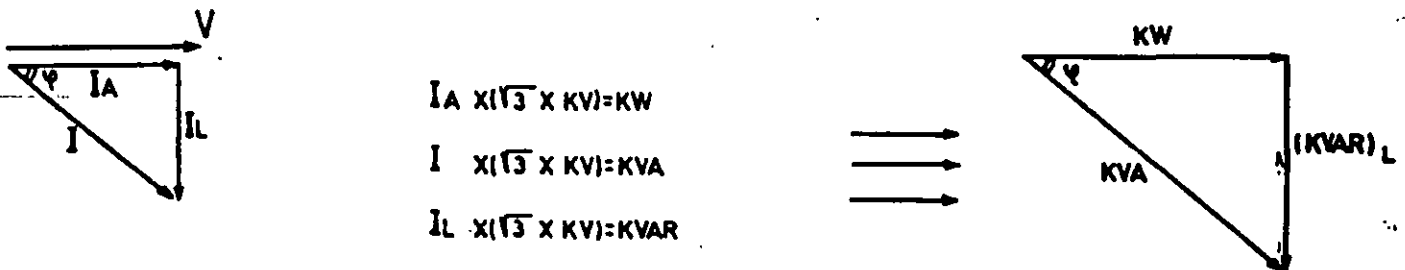


FIG. 5. Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas

trifásicas). Por definición, el producto del voltaje de operación, en kilovolts, por la corriente reactiva, en amperes, determina la llamada potencia reactiva, medida en KVAR.

En la figura 5 se muestra el paso del triángulo de corrientes al conocido triángulo de potencias, más usado en la práctica. Ambos triángulos son semejantes, puesto que el segundo se obtiene de multiplicar por un mismo número las magnitudes que forman los tres lados del primero. El subíndice L que aparece en la magnitud KVAR, indica que se trata de una potencia reactiva de tipo inductivo.

citores que es necesario instalar para aumentar el factor de potencia a un nuevo valor $\cos \varphi_2$, deseado.

En efecto, de la figura 7 se deduce la relación:

$$KVAR = KW (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2) \quad [1]$$

Los valores de $\operatorname{tg} \varphi_1$ y $\operatorname{tg} \varphi_2$, se determinan a partir de los valores de $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$, respectivamente, por medio de unas tablas trigonométricas o por medio de la expresión:

$$\operatorname{tg}^2 \varphi = \frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1.$$

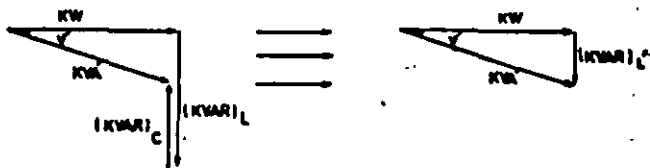


FIG. 6. Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores de potencia

Quando en lugar de conocerse el consumo medio KW, en kilowatts, se conoce la energía consumida durante un mes KWhr, en kilowatts-hora (este es el caso más frecuente), puede calcularse la magnitud KW dividiendo los KWhr por las horas trabajadas durante el mes.

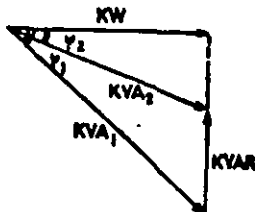


FIG. 7. Método práctico para corregir el factor de potencia

D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores

Quando el banco, o los bancos de capacitores de potencia, se instalan en el lado de baja tensión de los transformadores, es fácil calcular el aumento en capacidad de carga que se ha obtenido al pasarse de un factor de potencia $\cos \varphi_1$, a un nuevo valor $\cos \varphi_2$. Si llamamos KVA a la capacidad total de los transformadores en kilovolts-ampers, el aumento en potencia activa disponible puede calcularse según la expresión:

$$KW_2 - KW_1 = KVA (\cos \varphi_2 - \cos \varphi_1) \quad [2]$$

En caso de contar con un transformador de potencia de 500 KVA y operar a un factor $\cos \varphi_1 = 0.70$ (70%), disponemos de una potencia activa de $500 \times 0.70 = 350$ kilowatts. Mejorando el factor de poten-

cia a un valor de $\cos \varphi_2 = 0.85$ (85%), obtendríamos un aumento en capacidad de carga de:

$$KW_2 - KW_1 = 500 (0.85 - 0.70) = 75 \text{ kilowatts.}$$

Es decir, un aumento en capacidad de carga de más del 20%.

Con exactitud, el aumento obtenido es de:

$$\Delta KW = 100 \left(\frac{\cos \varphi_2}{\cos \varphi_1} - 1 \right) \% \quad [3]$$

En el caso de que los transformadores se encuentren ya sobrecargados y se intente corregir esta sobrecarga, a base de mejorar el factor de potencia, podemos proceder de la forma siguiente:

Supongamos que ΔKVA es el valor de la sobrecarga (diferencia entre el consumo actual de potencia aparente y la capacidad nominal de los transformadores de potencia), KVA es la capacidad nominal de los transformadores y KW representa el consumo actual (necesario) de potencia activa; con estos datos podemos calcular el factor de potencia actual

$$\cos \varphi_1 = \frac{KW}{KVA + \Delta KVA}$$

y el factor de potencia que es necesario alcanzar para operar sin sobrecarga

$$\cos \varphi_2 = \frac{KW}{KVA}$$

Conocidos $\cos \varphi_1$, y $\cos \varphi_2$, podemos calcular, por medio de la expresión [1], la potencia reactiva, en KVAR, que es necesario instalar.

Estas mismas consideraciones son aplicables al caso de un generador eléctrico, con una capacidad generadora expresada por la magnitud KVA.

E. Reducción de pérdidas por efecto Joule

Además de los beneficios mencionados anteriormente, la instalación de bancos de capacitores de potencia produce otro beneficio adicional: Es la reducción de pérdidas por efecto Joule, en los tramos de línea que van desde los generadores a los puntos donde están instalados los capacitores.

En efecto, las pérdidas por calor producidas en las líneas provienen tanto de las corrientes activas como de las reactivas que circulan por las mismas y representan una energía perdida, que el consumidor paga como si la hubiese transformado en trabajo productivo. Llamando P a estas pérdidas y R a la resistencia óhmica total de una instalación industrial, se tiene:

$$P = R I_A^2 + R I_L^2$$

Teniendo en cuenta que $I^2 = I_A^2 + I_L^2$ esta expresión toma la forma:

$$P = R I^2$$

Vamos a llamar P_1 a las pérdidas correspondientes al factor de potencia $\cos \varphi_1$, y P_2 a las pérdidas correspondientes al nuevo factor $\cos \varphi_2$, obtenido al instalar capacitores de potencia junto a las cargas que consumen potencia reactiva. Suponiendo que tanto la demanda de potencia activa, como el voltaje, no cambian apreciablemente después de haberse instalado los capacitores, tendremos:

$$KW = \sqrt{3} (KV) I_1 \cos \varphi_1 = \sqrt{3} (KV) I_2 \cos \varphi_2$$

Expresión que nos relaciona las corrientes totales I_1 e I_2 , antes y después de la instalación del banco, con los factores de potencia respectivos.

Llamando

$$-\Delta P = 100 \times \frac{P_1 - P_2}{P_1}$$

Obtenemos finalmente

$$-\Delta P = 100 \left[1 - \left(\frac{\cos \varphi_1}{\cos \varphi_2} \right)^2 \right] \% \quad [4]$$

Expresión que nos da la disminución de pérdidas por efecto Joule, en tanto por ciento, obtenidas al mejorar el factor de potencia de un valor $\cos \varphi_1$, al nuevo valor $\cos \varphi_2$.

Puede comprobarse que el paso de un factor de potencia del 70% al 85%, por ejemplo, produce una disminución de pérdidas por valor de más de 30%.

Este efecto es particularmente importante en las líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica.

Por razones económicas, es conveniente que en éstas, se mantenga constante la relación $\frac{P}{KW}$, independientemente de la potencia activa transportada.

Según la expresión

$$\frac{P}{KW} = \frac{R}{3(KV)^2} \frac{KW}{\cos^2 \varphi}$$

(R: resistencia óhmica de la línea)

vemos que para que esto sea posible, es necesario que la relación $\frac{KW}{\cos^2 \varphi}$ se mantenga constante.

Llamando $KW_{m\acute{a}x.}$ a la potencia activa transmitida cuando $\cos \varphi = 1$ (máxima posible), se concluye que

$$KW = KW_{m\acute{a}x.} \cos^2 \varphi \quad [5]$$

Vemos pues, que siguiendo este criterio, la potencia activa transportable es proporcional al cuadrado del factor de potencia a que se efectúa la distribución. Para un factor $\cos \varphi = 0.70$, la potencia transportable sería el 49% de la máxima posible; de donde se deduce la importancia del control del factor de potencia para lograr una distribución más económica.

F. Regulación del voltaje

Por último, vamos a tratar otro efecto importante logrado al instalar bancos de capacitores en líneas eléctricas y plantas industriales: Es la posibilidad de regular el voltaje de operación.

En la figura 8, representamos esquemáticamente una línea de distribución, que partiendo de un generador G, alimenta una carga de impedancia Z.

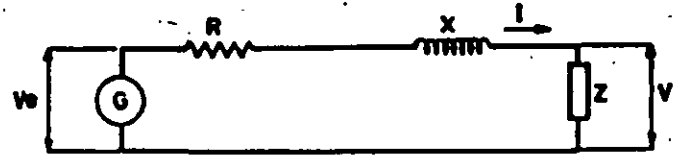


FIG. 8. Representación esquemática de una línea de distribución

Vamos a llamar V_c al voltaje de operación del generador (prácticamente constante), V al voltaje que llega a la carga Z, e I a la corriente que circula por cada fase de la línea. La resistencia y reactancia equivalentes, por fase, de la línea se representan por R y X, respectivamente, siendo esta última de carácter inductivo, el caso más frecuente de líneas aéreas operando con una carga superior a su carga crítica.

La figura 9, muestra una representación vectorial de las caídas de tensión en la línea y en la carga.

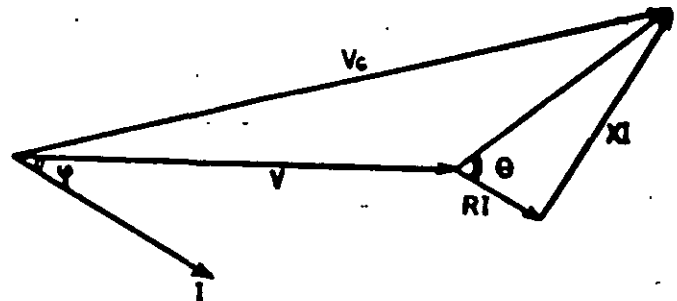


FIG. 9. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z, de la figura 8

Vemos en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores RI y XI), depende de la corriente que circula por la misma y por consiguiente

te, de la potencia solicitada por la carga Z. Vemos pues, que la configuración del diagrama vectorial de la figura 9, va a variar según varíe la demanda de potencia en KW de la carga (la demanda de potencia reactiva de las instalaciones industriales suele experimentar variaciones mucho menores que las que experimenta la demanda de potencia activa). Al aumentar la demanda de potencia KW, aumentará la corriente I y por tanto la caída de tensión total en la línea; como V_c se mantiene constante (en módulo), esto implicará una disminución de V (en módulo), siempre que los ángulos θ y φ se mantengan constantes.

La disminución incontrolada del voltaje V, puede ocasionar graves perturbaciones en los centros de consumo de energía eléctrica, que es necesario evitar por medio de una regulación adecuada. Una forma económica y eficaz de lograr esta regulación consiste en controlar el ángulo θ , o bien el ángulo φ , por medio de la instalación de bancos de capacitores en las líneas o en los centros de consumo, respectivamente. Resultan así dos procedimientos posibles de regulación de voltaje:

- Compensación de la línea.* Disminuyendo el ángulo θ , o lo que es igual, la relación $\operatorname{tg} \theta = \frac{X}{R}$, la caída de tensión total en la línea disminuye y por consiguiente, tiende a aumentar el voltaje V.
- Compensación de la carga.* Disminuyendo el ángulo φ , es decir, aumentando el $\cos \varphi$, los vectores V_c y V tienden a formar los lados iguales de un triángulo isósceles, aumentando el voltaje V. Por añadidura, este efecto resulta especialmente favorecido por la reducción de corriente que los capacitores ocasionan en las líneas.

Teniendo en cuenta que, en la práctica, las magnitudes V_c y V, son mucho mayores que la caída de tensión total en la línea, es posible sustituir, a efectos de cálculo, la caída de tensión real $|V_c - V|$, por el valor aproximado:

$$\Delta V = RI \cos \varphi + XI \sin \varphi$$

Definiendo por $\mu = \frac{\Delta V}{V}$, la caída de tensión relativa y teniendo en cuenta que

$$KW = \sqrt{3} (KV) I \cos \varphi$$

obtenemos

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW + \frac{X}{10^3 (KV)^2} KW \operatorname{tg} \varphi \quad [6]$$

En la práctica, debe lograrse que μ no sobrepase un valor prefijado (normalmente bastante pequeño), manteniéndose V prácticamente constante.

La máxima potencia transportable por una línea dada, sin sobrepasar este valor de μ , la obtendremos cuando se anule la componente reactiva X de la línea y al mismo tiempo, se anule el ángulo φ . Esta potencia máxima viene dada por la expresión

$$\mu = \frac{R}{10^3 (KV)^2} KW \text{ máx.}$$

Eliminando el voltaje V, entre esta expresión y la anterior, e introduciendo la notación $\operatorname{tg} \theta = \frac{X}{R}$, queda:

$$KW = \frac{KW \text{ máx.}}{1 + \operatorname{tg} \theta \operatorname{tg} \varphi} \quad [7]$$

Esta expresión aproximada proporciona errores despreciables, siempre que se opere con valores de $\cos \varphi$ inferiores a 0.95, cosa que es normal en la práctica y valores de μ del orden del 5%. De lo contrario, puede recurrirse a la expresión exacta, bastante más complicada en su forma, pero también muy sencilla de deducir partiendo del valor exacto de la caída de tensión en la línea $|V_c - V|$, en lugar del aproximado ΔV y siguiendo el mismo razonamiento expuesto anteriormente.

La expresión [7], nos permite conocer la potencia activa que es posible transmitir sin llegar a producir una caída de voltaje que sobrepase el porcentaje μ (recuérdese que $KW_{\text{máx.}}$, depende de μ), en función del factor $\operatorname{tg} \theta$ y del factor de potencia a que se efectúa el suministro de energía eléctrica.

A título de ejemplo, se proporcionan en la tabla siguiente, cuatro valores máximos de potencia activa que, según este criterio, es posible transmitir contando con las combinaciones de $\operatorname{tg} \theta$ y $\cos \varphi$, que se indican a continuación:

$\operatorname{tg} \theta$	$\cos \varphi$	KW/KW máx.
4	0.70	19.7%
4	0.85	28.9%
4	0.95	43.5%
1	0.85	61.9%

Inversamente, de la expresión [7] podemos deducir para cada valor de la potencia activa transmitida KW, el factor $\operatorname{tg} \theta$ a que debe operar la línea (compensación de la línea), o el factor $\operatorname{tg} \varphi$ y por consiguiente, el $\cos \varphi$, con que debe operar la carga (compensación de la carga). De dicha expresión se deduce que, cuando crece la demanda de potencia activa KW, debe disminuir el término $\operatorname{tg} \theta$ (línea compensada), o bien el término $\operatorname{tg} \varphi$ (carga compensada). Esto último implica el aumentar el $\cos \varphi$, es decir, mejorar el factor de

potencia de la carga en las horas de mayor demanda. Ambos efectos pueden lograrse controlando la potencia de los bancos de capacitores instalados en la línea o en la carga, respectivamente. En la práctica, este tipo de regulación se efectúa de una forma automática, por medio de controles adecuados.

De la expresión [6], se deduce fácilmente la elevación de voltaje lograda al conectar un banco de capacitores de potencia reactiva total Q , al final de una línea de distribución. Dicha elevación de voltaje puede calcularse según la expresión

$$\epsilon = \frac{X}{10 (KV)^2} Q \quad [8]$$

Donde ϵ es la elevación de voltaje, expresada en tanto por ciento:

Q es la potencia reactiva del banco de capacitores en KVAR.

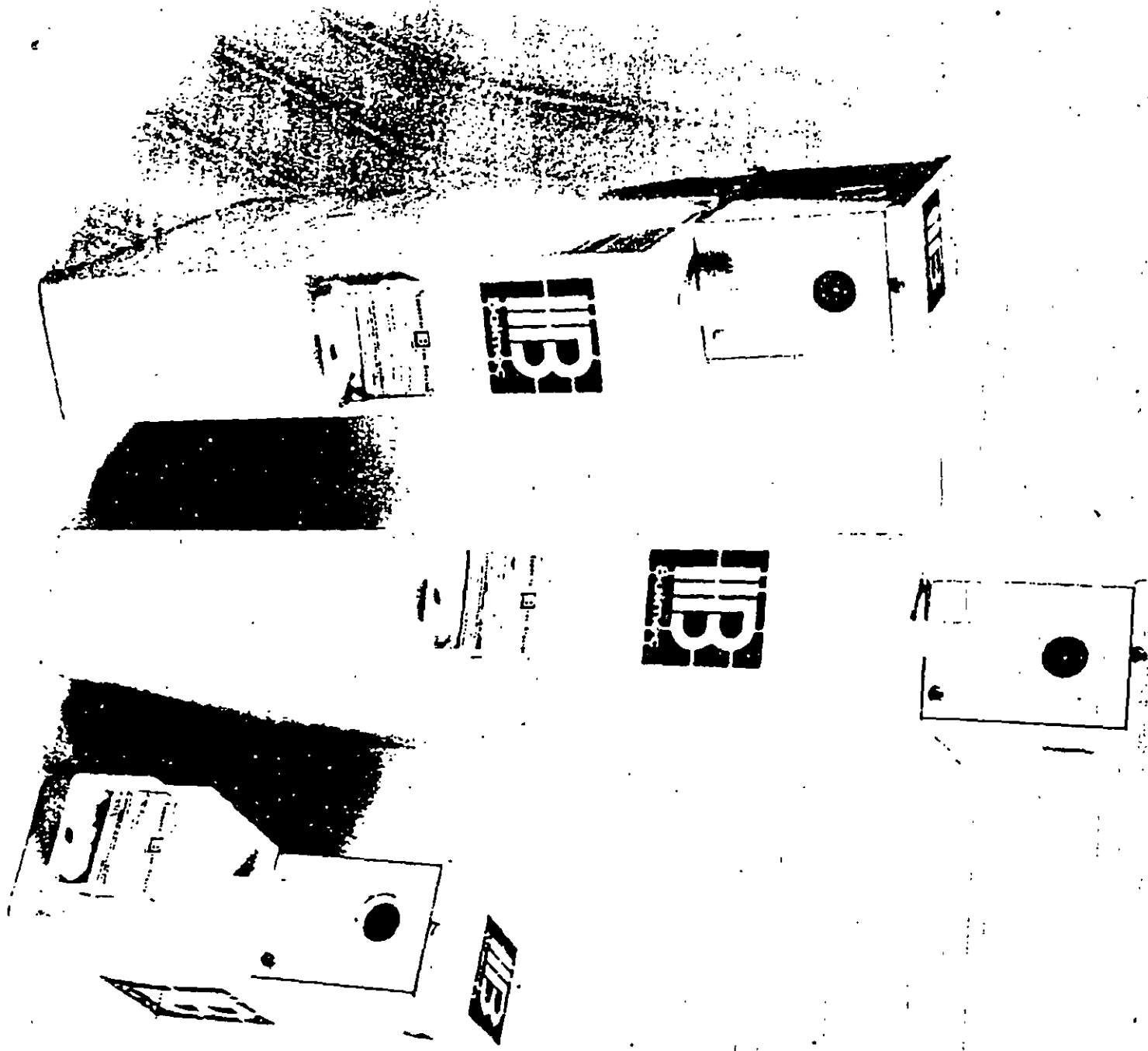
X es la reactancia total, por fase, de la línea en óhms.

KV es el voltaje nominal de la línea, en kilovolts.

G. Resumen.

Resumiendo todo lo expuesto anteriormente, llegamos a la conclusión de que el uso de capacitores de potencia proporciona los beneficios siguientes:

- a) Aumentan la capacidad de carga de los generadores, líneas eléctricas y transformadores.
- b) Reducen las pérdidas de energía en forma de calor, mejorando notablemente el rendimiento económico de la transmisión y consumo de la energía eléctrica.
- c) Permiten elevar los niveles de voltaje y mejorar la regulación de voltaje en los centros de consumo de energía eléctrica.
- d) Corrigen el factor de potencia, evitando el pago de penalidades a las compañías eléctricas.



II. Métodos de compensación y ventajas del uso de capacitores

A. Motores síncronos.

Estos pueden proporcionar un trabajo mecánico y al mismo tiempo, actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados. De lo contrario, actuarán también como una carga inductiva. Aunque pueden considerarse como una ayuda para mejorar el factor de potencia no constituyen una forma de compensación fácilmente controlable.

B. Condensadores síncronos

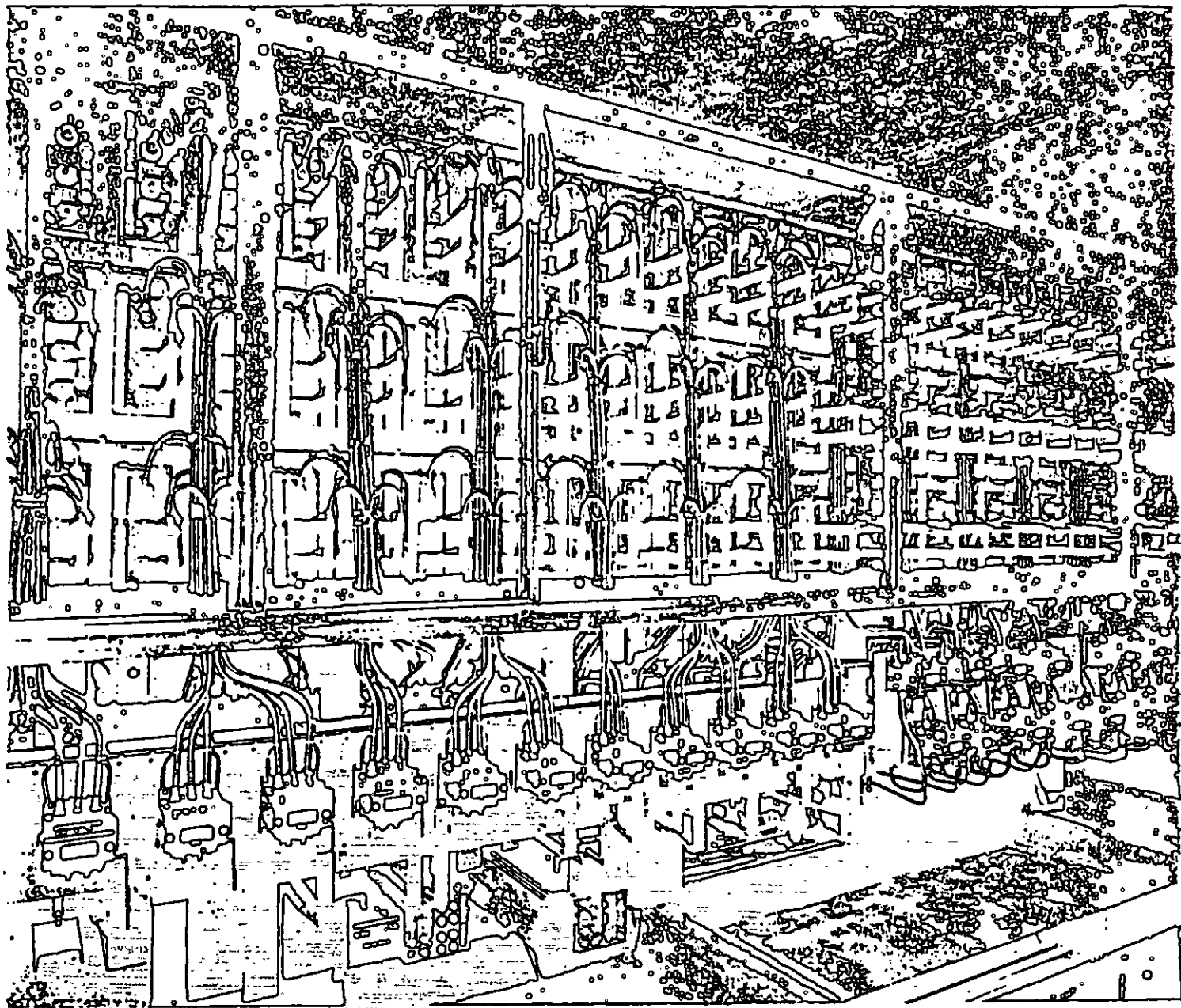
Son motores síncronos diseñados exclusivamente para cumplir con la función de controlar el factor de potencia. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejoran también la estabilidad de las líneas de transmisión, en los regímenes transitorios. Sin em-

bargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

C. Capacitores de potencia.

Proporcionan la potencia reactiva de carácter capacitiva que sea necesaria, pudiéndose instalar en bancos fijos o bancos divididos en secciones fijas y desconectables.

El uso de capacitores de potencia, comparado con el uso de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KVAR instalado, un fácil manejo y un mantenimiento sencillo y barato, que en muchos casos se hace prácticamente inexistente. Este es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de distribución y consumo de energía eléctrica y su demanda notablemente creciente, año tras año.



III. Cómo determinar el factor de potencia en una instalación industrial

A. A través del consumo global de energía

El factor de potencia de cualquier instalación industrial suele sufrir variaciones cuya intensidad depende de los equipos instalados en la misma y de los horarios de trabajo. Por consiguiente, es preciso que en cada caso particular, se determine claramente bajo qué condiciones es conveniente medirlo.

Cuando la carga alimentada no esté sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede ser práctico medir el factor de potencia medio, definido por la expresión

$$\cos \varphi = \frac{\text{KWh}}{\sqrt{(\text{KWh})^2 + (\text{KVARh})^2}} \quad [9]$$

Siendo

KWh: Kilowatts-hora consumidos durante un mes.
KVARh: Kilovares-hora consumidos durante un mes.

Las magnitudes KWh y KVARh, suelen venir especificadas en los recibos mensuales de la compañía eléctrica. Algunas veces, dichos recibos especifican directamente el $\cos \varphi$ medio.

Si durante las horas de trabajo se suelen presentar grandes variaciones de carga y especialmente, si las cargas variables proceden de equipos de distinta naturaleza, puede resultar más conveniente el medir el factor de potencia a plena carga y posteriormente, determinar los KVAR capacitivos necesarios, bajo estas mismas condiciones.

B. Con un indicador del factor de potencia

En este caso podemos medir el $\cos \varphi$, de una forma directa y simultáneamente, medir los kilowatts consumidos a plena carga. Esta segunda magnitud nos servirá después para calcular los KVAR capacitivos necesarios.

C. Con un registrador de potencia activa y un registrador de potencia reactiva

Se determinan los valores de potencia activa y reactiva a plena carga, tomándolos de las cintas registra-

doras. Se calcula el $\cos \varphi$, por medio de una expresión análoga a la [9].

D. Con un contador de energía activa y un contador de energía reactiva

Se hace una lectura simultánea de ambos instrumentos durante un cierto intervalo de tiempo, en condiciones de plena carga. El $\cos \varphi$ se determina por medio de la expresión [9] y la potencia activa, a plena carga se determina dividiendo la energía activa medida por el tiempo tomado como intervalo de lectura.

E. Con un vatímetro, un voltímetro y un amperímetro

Se mide la potencia activa, en condiciones de plena carga, por medio del vatímetro. En las mismas condiciones, se mide el voltaje entre fases V y el amperaje por fase I. Por medio de la expresión:

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

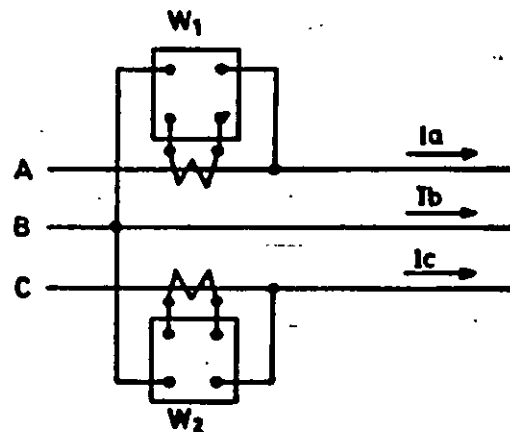


FIG. 10. Determinación del factor de potencia por el método de los dos vatímetros. Cargas balanceadas

se calculan los KVA consumidos a plena carga y por la expresión:

$$\cos \varphi = \frac{KW}{KVA}$$

se calcula el factor de potencia en estas condiciones.

F. Método de los dos vatímetros

Se conectan ambos instrumentos en la forma indicada en la figura 10 y se toman las lecturas KW_1 y KW_2 , en condiciones de plena carga. Se calcula la relación:

$$k = \frac{KW_1}{KW_2}$$

que puede resultar positiva o negativa, según sean los signos respectivos de las magnitudes KW_1 y KW_2 .

El factor de potencia se calcula por medio de la expresión:

$$\cos \varphi = \frac{1 + k}{2\sqrt{1 - k + k^2}} \quad [10]$$

La potencia activa total, a plena carga es: $KW = KW_1 + KW_2$.

IV. Cálculo de la potencia reactiva requerida en capacitores para corregir el factor de potencia

A. Corrección del factor de potencia medio.

Si tenemos un centro de carga cuyo consumo en kilowatts viene dado por la magnitud KW y su factor de potencia es $\cos \varphi_1$, la potencia del banco de capacitores que es necesario instalar para pasar a un nuevo factor de potencia $\cos \varphi_2$, viene dada por la expresión:

$$KVAR = KW (tg \varphi_1 - tg \varphi_2) \quad [1]$$

Para facilitar el cálculo, en la tabla I se da directamente el valor del multiplicador $(tg \varphi_1 - tg \varphi_2)$, en función de los parámetros $\cos \varphi_1$ y $\cos \varphi_2$.

Veíamos anteriormente que cuando se habla de factor de potencia de un centro de consumo, es necesario precisar bajo qué condiciones de carga se ha medido dicho factor de potencia.

En el momento de decidir cuál es la magnitud KW, que va a intervenir en la expresión [1], deben tomarse precauciones análogas.

Si la carga alimentada no está sujeta a grandes alteraciones durante las horas de trabajo, puede tomarse como $\cos \varphi_1$ el factor de potencia medio, definido por la expresión [9] y como consumo, en kilowatts, el consumo medio resultante de dividir los kilowatts consumidos durante un mes, por las horas de trabajo mensuales. El $\cos \varphi_2$ a alcanzar, debe estimarse algo mayor que el mínimo aceptado por la compañía eléctrica, a fin de que en los momentos de plena carga no se esté operando con un factor de potencia demasiado bajo.

En la práctica, suele corregirse hasta un $\cos \varphi_2$ de 90% o 95%.

B. Corrección del factor de potencia a plena carga

Cuando la carga alimentada esté sujeta a fluctuaciones considerables durante las horas de trabajo, puede

tomarse como $\cos \varphi_1$, el factor de potencia a plena carga, medido por alguno de los procedimientos descritos anteriormente.

Como consumo, en kilowatts, debe tomarse también el consumo medio a plena carga y como $\cos \varphi_2$ a alcanzar, puede tomarse el mínimo que permita la compañía eléctrica; puesto que si se garantiza un factor de potencia correcto en condiciones de plena carga, es muy probable que el factor de potencia se mantenga en un valor adecuado durante todas las horas de trabajo.

C. Corrección del factor de potencia con un banco de capacitores desconectables

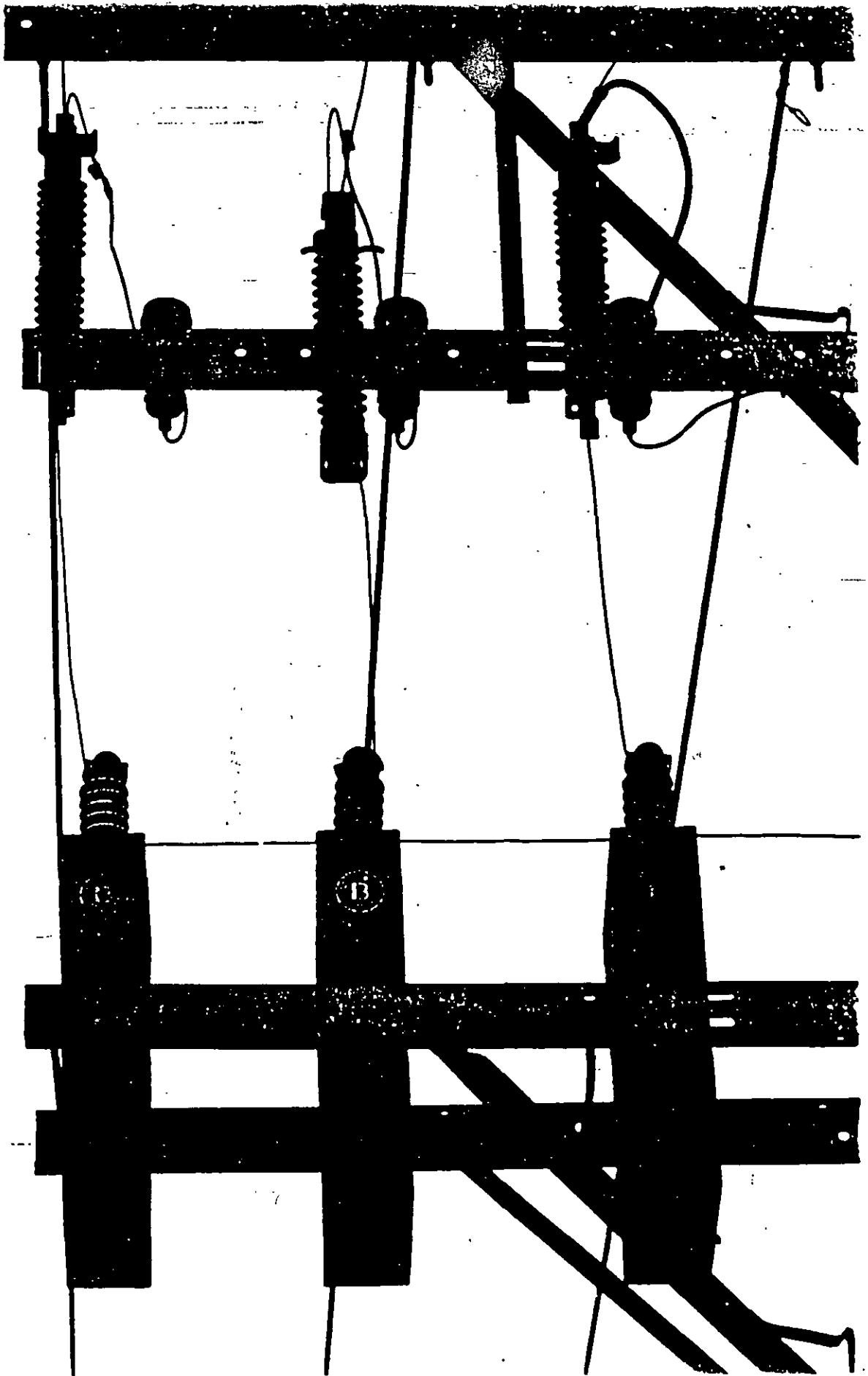
En caso de que las fluctuaciones de carga durante las horas de trabajo sean muy grandes, debe pensarse en la conveniencia de instalar un banco desconectable, o con secciones desconectables que entren automáticamente en servicio, siguiendo las fluctuaciones de carga de potencia reactiva del sistema.

Para determinar si es necesaria la instalación de un banco de capacitores de este tipo, puede calcularse el valor que va a tomar el factor de potencia en condiciones de carga mínima, suponiendo instalado un banco fijo que corrige el factor de potencia al 85%, en condiciones de plena carga. Si el resultado es un factor de potencia significativamente en adelanto, debe instalarse un banco desconectable, o de secciones desconectables, que sea capaz de mantener un factor de potencia próximo a la unidad, en cualquier condición de carga. Otra solución, normalmente más cara, al caso de grandes fluctuaciones de carga, consiste en instalar los capacitores junto a las cargas (compensación individual) y conectar y desconectar cada carga junto con sus capacitores correspondientes.

NUMEROS DE CLAVE DE CAPACITORES BALMEC ESTANDAR										
CAPACITORES TRIFASICOS DE A T CONEXION INTERNA EN DELTA										
TENSION	NBI	No	CAPACIDAD EN KVAR A 60 HZ							
ENTRE	KV	Bocuitas	25	50	75	100	125	150	175	200
2400	75	3	2101	2201	2301	2301	2701	2401	-	-
4100	75	3	2104	2204	2304	2304	2704	2404	2504	2504
6900	95	3	-	-	2307	-	-	2407	-	-
CAPACITORES TRIFASICOS DE A T CONEXION-INTERNA EN ESTRELLA CON NEUTRO FLOTANTE										
KVAR	NBI	No	TENSION ENTRE FASES							
	KV	Bocuitas	13200	13800	23000					
300	95	4	2615	2616	-	-	-	-	-	-
300	125	4	-	-	2618	-	-	-	-	-
CAPACITORES MONOFASICOS DE A T										
TENSION	NBI	No	CAPACIDAD EN KVAR A 60 HZ							
VOLTS	KV	Bocuitas	25	50	100	150	200	300		
2400	75	2	1101	1201	1301	-	-	-	-	-
2400	"	1	9101	9201	9301	-	-	-	-	-
2770	"	2	1102	1202	1302	-	-	-	-	-
2770	"	1	9102	9202	9302	-	-	-	-	-
3000	"	2	1103	1203	1303	-	-	-	-	-
3600	"	1	9103	9203	9303	-	-	-	-	-
4100	"	2	1104	1204	1304	1404	1504	-	-	-
4100	"	1	9104	9204	9304	9404	9504	-	-	-
4800	"	2	1105	1205	1305	1405	1505	-	-	-
4800	"	1	9105	9205	9305	9405	9505	-	-	-
6640	95	2	1106	1206	1306	1406	1506	-	-	-
6640	"	1	9106	9206	9306	9406	9506	-	-	-
6900	"	2	1107	1207	1307	1407	1507	-	-	-
6900	"	1	9107	9207	9307	9407	9507	-	-	-
7200	"	2	1108	1208	1308	1408	1508	1608	-	-
7200	"	1	9108	9208	9308	9408	9508	9608	-	-
7820	"	2	1109	1209	1309	1409	1509	1609	-	-
7820	"	1	9109	9209	9309	9409	9509	9609	-	-
7900	"	2	1110	1210	1310	1410	1510	1610	-	-
7900	"	1	9110	9210	9310	9410	9510	9610	-	-
8320	"	2	1111	1211	1311	1411	1511	1611	-	-
8320	"	1	9111	9211	9311	9411	9511	9611	-	-
8900	"	2	1112	1212	1312	1412	1512	1612	-	-
8900	"	1	9112	9212	9312	9412	9512	9612	-	-
11500	"	2	1113	1213	1313	1413	1513	1613	-	-
11500	"	1	9113	9213	9313	9413	9513	9613	-	-
11500	125	2	-	-	1025	1001	1007	1013	-	-
11500	125	1	-	-	-	9001	9007	9013	-	-
12470	95	2	1114	1214	1314	1414	1514	1614	-	-
12470	95	1	9114	9214	9314	9414	9514	9614	-	-
12470	125	2	-	-	1026	1002	1008	1014	-	-
12470	125	1	-	-	-	9002	9008	9014	-	-
13200	95	2	1115	1215	1315	1415	1515	1615	-	-
13200	95	1	9115	9215	9315	9415	9515	9615	-	-
13200	125	2	-	-	1027	1003	1009	1015	-	-
13200	125	1	-	-	-	9003	9009	9015	-	-
13800	95	2	1116	1216	1316	1416	1516	1616	-	-
13800	95	1	9116	9216	9316	9416	9516	9616	-	-
13800	125	2	-	-	1028	1004	1010	1016	-	-
13800	125	1	-	-	-	9004	9010	9016	-	-
14400	95	2	1117	1217	1317	1417	1517	1617	-	-
14400	95	1	9117	9217	9317	9417	9517	9617	-	-
14400	125	2	-	-	1029	1005	1011	1017	-	-
14400	125	1	-	-	-	9005	9011	9017	-	-
19920	125	2	-	-	1030	1006	1012	1018	-	-
19920	125	1	-	-	-	9006	9012	9018	-	-
CAPACITORES DE PROTECCION DE MOTORES Y GENERADORES DE C A										
TENSION	NBI	No	MI	No	No					
VOLTS	KV	Bocuitas	X FASE	FASES	CLAVE					
2400	75	3	0.5	3	1950					
4100	75	3	0.5	3	1951					
6900	95	1	0.5	1	1952					
13800	95	1	0.25	1	1953					
24000	125	1	0.125	1	1954					

**MULTIPLICADORES DE KW PARA DETERMINAR LOS KILOVARS EN CAPACITORES REQUERIDOS
PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA**

Factor de Potencia Original	Factor de Potencia Corregido																				
	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
																					0.000



V. Consideraciones importantes al instalar un banco de capacitores

A. Ventilación

A pesar de que las pérdidas eléctricas en calor de los capacitores de potencia representan un porcentaje muy bajo con respecto a su potencia nominal, cada capacitor en operación se convierte en un generador de calor de cierta importancia, debido a la gran cantidad de energía que es capaz de poner en juego.

Es importante el disipar correctamente esta energía calorífica y no permitir que la temperatura de operación suba a valores superiores a los de diseño, ya que los dieléctricos de los capacitores de potencia son muy sensibles a las temperaturas de operación. El operar a una temperatura media de unos 10°C por encima de la temperatura normal de operación, puede significar el disminuir la vida media del capacitor en más de un 70%. Sobrecalentamientos mayores producen efectos de deterioro que afectan a la vida media del capacitor en una forma marcadamente exponencial.

Cuando los capacitores se instalan al aire libre, la forma más usual y más simple de disipar el calor es por convección natural. En este caso, la precaución principal a tener en cuenta es la de respetar los espacios de separación entre capacitor y capacitor que recomiende el fabricante. Esto garantiza que la temperatura de operación va a ser la adecuada, siempre que no exista alguna circunstancia especialmente adversa en la instalación. Conviene instalar los capacitores en bastidores que los eleven del piso (al menos unos centímetros) y asegurarse de que la ventilación natural no quede entorpecida por algún obstáculo.

Cuando los capacitores se instalan en un local cerrado o en un gabinete, además de las precauciones indicadas anteriormente, debe tomarse un cuidado especial en comprobar que las temperaturas ambiente del local o del interior del gabinete, medidas cuando los capacitores se encuentran en operación normal, no sobrepasen los límites máximos recomendados por las normas de fabricación de los capacitores.

Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI especifican que el fabricante debe garantizar la estabilidad térmica de los capacitores, cuando éstos se instalen respetándose las distancias que él especifique y en un medio ambiente cuya temperatura no sobrepase los valores máximos siguientes:

Método de montaje	Media en 24 h* °C	Media anual °C
Capacitor aislado	46	35
Capacitores instalados en una hilera	40	25
Capacitores en varias hileras contiguas	35	20
En locales cerrados	35	20

* Temperatura media aritmética de lecturas horarias, tomadas durante las 24 horas del día más caluroso de la localidad.

En el caso de locales cerrados, si hay peligro de que se sobrepasen las temperaturas indicadas en esta tabla, debe instalarse un sistema de ventilación forzada capaz de establecer una buena corriente de aire entre capacitor y capacitor.

Los problemas ocasionados por una ventilación deficiente, suelen ser bastante más críticos en las instalaciones de capacitores en alta tensión, debido a las grandes concentraciones de energía instaladas normalmente. Sin embargo, tampoco deben subestimarse estos problemas en las instalaciones efectuadas a bajas tensiones industriales.

B. Frecuencia y voltaje de operación

Los capacitores de potencia fabricados bajo normas americanas se diseñan para operar a una frecuencia nominal de 60 Hz. Sin embargo, no existe ningún inconveniente técnico para que estos capacitores operen a frecuencias más bajas. Esto implica una reducción de la potencia reactiva suministrada, proporcional a la reducción de frecuencias:

$$(KVAR) \text{ suministrados} = \frac{\text{Frecuencia aplicada}}{60} \times \text{(KVAR) nominales. [11]}$$

En operación normal, la frecuencia aplicada nunca debe exceder a los 60 Hz. nominales.

Análogamente, cuando los capacitores se operan a un voltaje inferior a su voltaje nominal, disminuye la potencia reactiva proporcionalmente al cuadrado de la relación de voltajes:

$$(\text{KVAR}) \text{ suministrados} = \left(\frac{\text{Volt. aplicado}}{\text{Volt. nominal}} \right)^2 \times (\text{KVAR}) \text{ nominales [12]}$$

Los capacitores de potencia para alta tensión y, a veces, también los capacitores de potencia para bajas tensiones industriales, se fabrican de forma que puedan operar a sobrevoltajes de hasta el 10% del voltaje nominal, sin que aparezcan problemas de aislamientos, estabilidad térmica . . . , etc. Esto es para prevenir posibles fluctuaciones de voltaje en las líneas eléctricas y los pequeños sobrevoltajes que pudieran ocasionar los mismos capacitores al operar en condiciones de baja carga.

Sin embargo, en operación normal, debe tratarse de que el voltaje aplicado a los capacitores no exceda al valor de su voltaje nominal, ya que el deterioro que produce el sobrevoltaje sobre los dieléctricos es análogo al deterioro mencionado anteriormente, producido por el sobrecalentamiento.

El operar permanentemente a un sobrevoltaje del 10%, puede disminuir la vida media de un capacitor en más de un 50%.

Las relaciones [11] y [12] son consecuencia de la expresión:

$$\text{KVAR} = 2 \pi f C (\text{KV})^2 \times 10^{-3} \quad [13]$$

en donde es

KVAR: Potencia reactiva del capacitor, en kilovares.
f: Frecuencia de operación, en ciclos por segundo.

C: Capacidad del capacitor, en microfaradios.

KV: Voltaje aplicado entre bornes, en kilovolts.

Esta expresión se deduce fácilmente de la misma definición de potencia reactiva.

C. Corriente nominal de operación

La corriente nominal de un capacitor monofásico puede calcularse por medio de la expresión:

$$I_N = \frac{\text{KVAR}}{(\text{KV})} \quad [14]$$

siendo

KVAR: Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV): Voltaje nominal, entre bornes, en kilovolts.

La corriente nominal, por fase, de un capacitor trifásico viene dada por la expresión:

$$I_{FN} = \frac{\text{KVAR}}{\sqrt{3} (\text{KV})} \quad [15]$$

siendo

KVAR: Potencia reactiva nominal del capacitor, en kilovares.

(KV): Voltaje nominal, entre fases, en kilovolts.

Esta expresión es independiente de que la conexión interna del capacitor sea en delta o en estrella.

Ambas expresiones [14] y [15], son una consecuencia inmediata de la definición de potencia reactiva.

Combinando las expresiones [13] y [14], se obtiene:

$$I = 2 \pi f C (\text{KV}) \times 10^{-3} \quad [16]$$

de donde se deduce que la corriente que toma un capacitor de potencia es directamente proporcional a la frecuencia de operación, a su capacidad y al voltaje aplicado entre bornes.

D. Perturbaciones producidas por corrientes armónicas

Existen instalaciones industriales que son especialmente propicias a generar corrientes armónicas de importancia: Instalaciones de hornos metalúrgicos de arco, hornos de inducción, grandes motores que entran y salen de operación frecuentemente . . . , etc. En estos casos, si no se toman ciertas precauciones con los capacitores de potencia instalados en las mismas, es posible que éstos queden sometidos a corrientes excesivas que causen una disminución notable de su vida media e incluso fallos de unidades en un tiempo corto de operación.

La expresión [16] muestra claramente el efecto que producen estas armónicas sobre la corriente que toma un capacitor. Por ejemplo, una séptima armónica tendería a hacer pasar por el capacitor una corriente siete veces mayor que la nominal; si no se presentase con una amplitud de voltaje más reducida que la de la onda fundamental.

Las corrientes armónicas que suelen encontrarse en la práctica, son de orden impar. Si se determina, por medio de un osciloscopio o un voltímetro de armónicas, que la señal de voltaje que llega a los capacitores contiene las armónicas 3a., 5a., 7a. . . . etc., con valores eficaces e_3, e_5, e_7, \dots etc., respectivamente, medidos en tanto por ciento de la onda fundamental, el valor eficaz del voltaje total resultante aplicado al capacitor viene dado por la expresión:

$$V = 0.01 V_N \sqrt{100^2 + e_3^2 + e_5^2 + e_7^2 \dots} \quad [17]$$

Y la corriente eficaz total que toma cada capacitor

$$I = 0.01 I_N \sqrt{100^2 + 9 e_3^2 + 25 e_5^2 + 49 e_7^2 \dots} \quad [18]$$

Siendo V_N e I_N , el voltaje y la corriente nominales, respectivamente, a la frecuencia nominal del capacitor.

El incremento de potencia reactiva de operación debido exclusivamente a la existencia de estas armónicas,

puede calcularse, en tanto por ciento, según la expresión:

$$\Delta \text{KVAR} = 0.01 (3 e_1^2 + 5 e_2^2 + 7 e_3^2 \dots) \% \quad [19]$$

Como una aproximación aceptable, este porcentaje puede considerarse referido a la potencia reactiva nominal del banco instalado.

Para los capacitores de potencia de alta tensión, las normas CCONNIE, NEMA y ANSI, recomiendan un límite máximo de un 10%, en sobrevoltaje, para el voltaje total resultante.

La sobrecorriente máxima permisible, debida a la onda de voltaje fundamental y sus armónicas, es del 35% de la corriente nominal.

La combinación de ambos factores, sobrevoltaje y sobrecorriente, no debe sobrepasar el incremento de potencia reactiva de operación máximo permisible, que es del 35%, con respecto a la potencia reactiva nominal.

Para los capacitores de potencia de baja tensión, el fabricante puede especificar límites más bajos.

Cuando se presenta un problema de sobrecarga de corriente o de potencia, los capacitores suelen mostrar síntomas de una temperatura de operación excesivamente elevada y en las peores circunstancias, una deformación del tanque, que indica las altas presiones internas a las que está sometido el aparato, debido a la dilatación del líquido impregnante.

Cuando se planea un banco de capacitores para este tipo de instalaciones en las que cabe esperar en la onda fundamental de voltaje perturbaciones de consideración, debe preverse la existencia de estas sobrecorrientes, tanto en su alambrado como en todos sus accesorios y equipo auxiliar. Especialmente, deben tomarse las precauciones siguientes:

- a) Tomar un cuidado especial en la ventilación, o incluso refrigeración del banco.
- b) Dejar el neutro flotante, en caso de conexión en estrella.

Y si realmente existe el problema de sobrecarga de corriente o de potencia, se puede ver si es posible:

- c) Desconectar el banco en los periodos de máxima generación de armónicas.
- d) Cambiar de emplazamiento el banco, para evitar posibles resonancias parciales.

Si nada de esto resuelve el problema, puede pensarse en instalar unas inductancias de choque, en serie con el banco de capacitores, cuya reactancia inductiva represente una pequeña fracción de la reactancia capacitiva por fase del banco, para la frecuencia fundamental, constituyendo un verdadero choque para las altas frecuencias. La inducción de diseño de estos reactores depende del orden de las armónicas que estén causando el problema. Por consiguiente, es necesario determinar previamente dichas armónicas, por medio de un osciloscopio, oscilógrafo o algún voltímetro de armónicas.

En caso de que los niveles de armónicas fluctúen excesivamente, presentando una gran gama de armóni-

cas de bajas y altas frecuencias, puede ser prácticamente imposible el proteger los capacitores con unas inductancias de choque.

E. Condiciones anormales de operación

En general, cuando los capacitores de potencia van a ser instalados en condiciones de operación anormales, es conveniente que el fabricante sea puesto en antecedentes por el usuario. Las normas CCONNIE, NEMA y ANSI, especifican que el fabricante debe ser puesto en antecedente de condiciones anormales de servicio, tales como:

- a) Exposición a humos o vapores corrosivos.
- b) Exposición a polvos conductores o explosivos.
- c) Exposición a choques mecánicos o vibraciones.
- d) Exposición a radiaciones de calor provenientes de superficies que se encuentren a mayor temperatura que la temperatura ambiente máxima a la que se permite operar a los capacitores; excluyendo las radiaciones solares.
- e) Montaje que dificulte una ventilación adecuada; ya sea por el agrupamiento de los capacitores, o por el lugar y circunstancias de la instalación.
- f) Operación a temperaturas ambiente más altas que la máxima permitida según normas, o especificaciones especiales del fabricante.
- g) Operación a altitudes superiores a 1,800 m., sobre el nivel del mar.
- h) Formas de onda distorsionadas, con armónicas que causen sobrecargas de corriente o de potencia en los capacitores, superiores a las admitidas por las normas de fabricación de los mismos.
- i) Cualquier otro requerimiento especial; fuera de lo común.

F. Pruebas de campo

Cuando en un banco de capacitores han sucedido problemas que hacen pensar en la existencia de alguna unidad fallada, o simplemente, cuando los capacitores han sido expuestos a condiciones de operación adversas, es conveniente cerciorarse del estado en que se encuentran dichos capacitores, efectuando las pruebas siguientes:

- a) *Rigidez dieléctrica.* El capacitor se somete a un voltaje entre bornes que no sobrepase el 75% del doble de su voltaje nominal. Dicho voltaje debe mantenerse por un tiempo que no exceda a 10 segundos. Debe procurarse que tanto la subida de voltaje como la bajada, no se efectúe de una forma brusca.
- b) *Capacidad.* Es normal que en el lugar de la instalación sea difícil disponer de un puente de capacidad para alta o baja tensión. Sin embargo, puede determinarse satisfactoriamente la capacidad de cualquier unidad midiendo la corriente que toma el capacitor cuando se le somete a un voltaje y frecuencia conocidos (preferentemente a valores nominales). La capacidad, calculada de esta forma, debe estar con-

prendida en un rango de 0 a + 15%, de la capacidad nominal del capacitor.

c) *Resistencia entre bornes.* La resistencia entre bornes puede medirse por medio de un megóhmetro, o bien, calcularse sometiendo el capacitor a un voltaje de corriente directa conocido y midiendo la corriente que toma. Si el capacitor lleva resistencias internas de descarga, el valor obtenido coincidirá prácticamente con el valor de dichas resistencias, ya que la resistencia de aislamiento del dieléctrico es de un orden de magnitud mucho mayor que el de dichas resistencias de descarga.

Los valores obtenidos para las resistencias de descarga, deben estar comprendidos entre los límites especificados por el fabricante. Asimismo, debe solicitarse del fabricante el orden de magnitud de la resistencia del dieléctrico, si es esta magnitud la que se ha medido.

d) *Resistencia entre bornes y el tanque.* Interesa medir esta magnitud para comprobar el estado de los aisladores que forman los bornes del capacitor y el estado de aislamiento del interior a tierra. La resistencia medida no debe ser inferior a 1,000 MΩ, exceptuando el caso de capacitores de un solo aislador y otro borne conectado al tanque, con resistencia de descarga interna. En este caso, el valor medido debe coincidir con el de la resistencia de descarga.

e) *Prueba de fugas de impregnante.* La hermeticidad del tanque puede probarse limpiando cuidadosamente el capacitor y sometiéndolo a un horno de 75°C, durante unas cuatro horas. Esto creará una presión interna, debido a la dilatación del líquido impregnante, que tenderá a poner de manifiesto la fuga.

Es conveniente colocar el capacitor sobre un papel limpio y tendido horizontalmente del lado en que se sospeche que existe la fuga.

f) *Factor de disipación.* El valor del factor de disipación, medido con precisión, puede dar una buena idea del buen estado o el grado de deterioro del dieléctrico del capacitor. Sin embargo, es una medida algo más difícil de efectuar, si no se cuenta con el equipo adecuado.

Para obtener resultados precisos, el factor de disipación

debe medirse a la frecuencia nominal del capacitor y a un voltaje que no sea inferior al 25% de su voltaje nominal.

Nota importante: Al efectuar cualquier tipo de pruebas, deben tomarse las medidas de seguridad adecuadas, en previsión de un fallo violento del capacitor.

G. Mantenimiento

A las pocas horas después de haber instalado un nuevo banco de capacitores, debe efectuarse una inspección del mismo, comprobando:

1o. Que los voltajes de las fases están balanceados y permanecen dentro de los límites aceptables, según las especificaciones de los capacitores.

2o. Que la potencia reactiva de operación del banco, no excede en más del 35%, a la potencia reactiva nominal del mismo.

Nota: Se considera como potencia reactiva de operación, a la suma de la potencia reactiva debida a la onda fundamental, más el incremento ocasionado por la existencia de armónicas en la red.

Esta inspección debe repetirse varias veces, durante los primeros periodos de baja carga, que es cuando el voltaje toma sus valores máximos.

En las inspecciones normales de mantenimiento, debe comprobarse la ventilación de los capacitores, el estado de los fusibles, la temperatura de operación y las condiciones de voltaje. Las porcelanas de los bornes deben limpiarse periódicamente, con mayor frecuencia cuanto más severas sean las condiciones de servicio.

Si los capacitores están expuestos a unas condiciones atmosféricas muy adversas, es conveniente volver a pintarlos periódicamente, a fin de impedir la corrosión y mantener una buena superficie radiadora de calor.

Nota importante: Antes de tocar los terminales de un capacitor que previamente ha sido energizado, deben dejarse transcurrir 5 minutos para su descarga interna y después, es preciso cortocircuitar las partes vivas y ponerlas a tierra.

Los capacitores pueden dañarse si se cortocircuitan las partes vivas antes de que haya transcurrido, al menos, un minuto de descarga.

VI. Decisión de instalar los capacitores en alta o en baja tensión

A. Factor económico

Bajo el punto de vista económico suele resultar mucho más interesante el instalar los capacitores en el lado de alta tensión que en el de baja.

Para voltajes de línea de hasta unos 46 KV, la instalación de un banco de capacitores fijo en el lado de alta tensión suele resultar unas 10 veces más económica que la instalación de un banco de la misma potencia reactiva instalado en el lado de las bajas tensiones industriales. Si en lugar de ser el banco fijo, se trata de un banco desconectable (con desconectores operados manual o eléctricamente, capaces de conectar y desconectar el banco con carga), la instalación en alta tensión sigue resultando unas 6 veces más económica que en baja.

Para voltajes de línea superiores a los 100 KV, el aislamiento del banco y especialmente, el equipo de conexión y desconexión, suele encarecer notablemente el costo del banco de capacitores.

Análogamente, en las instalaciones de bancos de capacitores de gran potencia reactiva, también resulta encarecido el costo por kilovar instalado.

No obstante, el costo de un banco de capacitores instalado en alta tensión, siempre resulta notablemente ventajoso frente al costo de un banco equivalente, instalado en el lado de baja tensión.

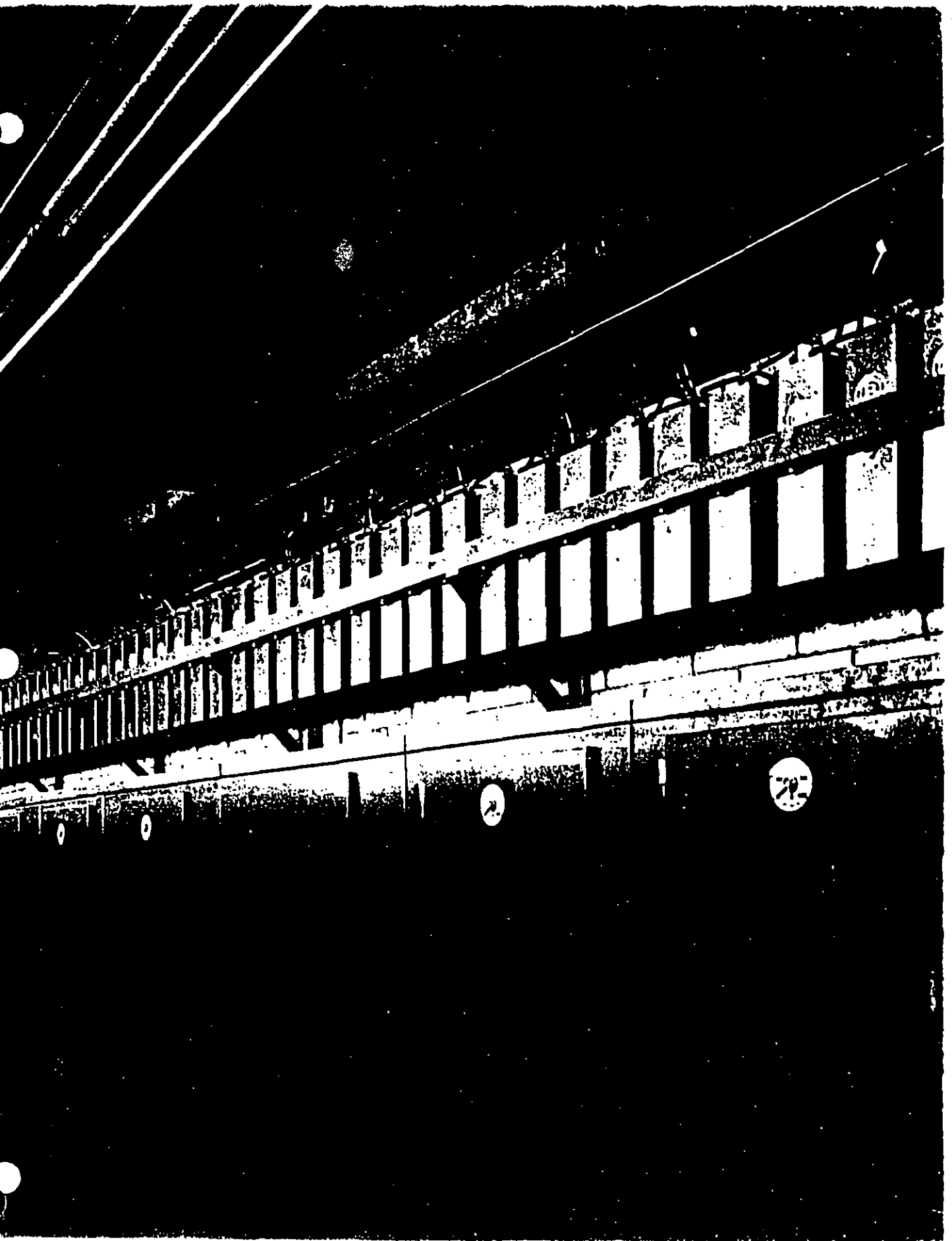
Sin embargo, pueden existir razones de tipo técnico que hagan necesaria la instalación de los capacitores en baja tensión.

B. Factores técnicos

Cuando se quiere corregir el factor de potencia para evitar el pago de penalidad a las compañías eléctricas, deben instalarse los capacitores detrás del equipo de medida de consumo de energía eléctrica, de forma que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga industrial no pase a través de dicho equipo de medida. Por consiguiente, cuando el equipo de medida se encuentre instalado en el lado de baja tensión, los capacitores de potencia deben ser instalados también en baja tensión.

Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario de dicho transformador (normalmente, lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo.

Cuando se quieren disminuir las pérdidas por efecto Joule en una cierta instalación industrial, los capacitores deben instalarse junto a las cargas principales, de forma que eviten el paso de corrientes inductivas por el cableado. Si las cargas están conectadas en baja tensión, los capacitores deberán instalarse también en baja tensión.



VII. Instalación de capacitores en baja tensión

A. Alambrado

Los capacitores de potencia para baja tensión suelen encontrarse en el mercado en forma de unidades trifásicas, con un voltaje nominal que oscila entre 216 volts y 600 volts. Se consideran como voltajes estándar:

230 ó 240 volts.
460 ó 480 volts.
575 ó 600 volts.

La potencia reactiva de estas unidades suele variar según una amplia gama de valores comprendidos, normalmente, entre 1 KVAR y 50 KVAR.

El uso de unidades monofásicas, fabricadas para los mismos voltajes y potencias reactivas nominales que las trifásicas, es menos común. Aunque, por razones de tipo técnico, la instalación de estas unidades puede resultar interesante en algunos casos especiales.

Normalmente, las unidades trifásicas traen de fábrica una conexión interna en delta, interpretándose su voltaje nominal como el voltaje entre fases de dicha delta. Cuando se usan unidades monofásicas también se conectan en delta, instalándose en bancos de tres unidades o un múltiplo de tres.

La razón de efectuarse la conexión en delta, es la de aprovechar mejor los dieléctricos con que están fabricados estos capacitores, aplicándoles el máximo voltaje posible.

En baja tensión, el voltaje nominal de los capacitores es algo más alto (del 5% al 10%) que el voltaje nominal de la línea a que van a ser conectados. Esto es para prevenir las elevaciones de voltaje que pueden producirse al desconectar los capacitores en paralelo con motores de inducción, especialmente, en los casos en que la potencia reactiva del banco de capacitores instalado sea superior a la adecuada.

Por añadidura, los capacitores suelen ser diseñados de forma que sean capaces de soportar sobretensiones de hasta un 10% de su voltaje nominal, a fin de prevenir la elevación local de voltaje ocasionada por los mismos capacitores en su punto de instalación y las posibles fluctuaciones del voltaje de línea.

Los capacitores de potencia para baja tensión se conectan siempre en paralelo entre sí, cuando una sola unidad trifásica o tres monofásicas no son suficientes

para obtener la potencia reactiva deseada. El banco de capacitores así formado se conecta, a su vez, en paralelo con la carga que se pretende corregir. Físicamente, los capacitores se colocan en una hilera, formando un agrupamiento compacto, pero respetándose las distancias mínimas entre aparatos que recomiende el fabricante.

Si Q es la potencia reactiva total de un banco de capacitores, expresada en kilovares y V es su voltaje nominal, expresado en volts, la corriente nominal, por fase, de dicho banco viene dada por la expresión:

$$I_{NF} = \frac{Q}{\sqrt{3} V \times 10^{-3}} \quad [20]$$

La corriente nominal del cableado, equipos de conexión y desconexión, cuchillas desconectoras . . . , etc. debe ser, como mínimo, el 135% de la corriente nominal del banco, con excepción de los fusibles que, en general, deben elegirse con una corriente nominal mínima del 165% de la corriente de cada capacitor, en caso de protección individual, o de la corriente nominal del banco, en caso de protección en grupo.

En casos especiales en que debido a la existencia de corrientes armónicas relativamente altas en el punto de instalación, la corriente total que toma el banco llegue a ser superior al 135% de su corriente nominal, el cableado y equipos accesorios del banco deben elegirse con una corriente nominal superior a este límite mínimo mencionado.

El voltaje nominal de los contactores, interruptores, cuchillas desconectoras, fusibles . . . , etc., debe ser el adecuado para el voltaje de línea a que se vaya a conectar el banco.

Para la protección individual de un capacitor trifásico es práctica común el instalar dos fusibles, en dos bornes cualesquiera del aparato, dejando sin fusible la tercera fase. Al proteger en grupo un banco de capacitores, debe instalarse un fusible en cada fase, para prevenir posibles cortocircuitos de fase a tierra.

No es raro encontrar en el mercado capacitores de potencia para baja tensión, con fusibles internos instalados por el fabricante. En estos casos, pueden suprimirse los fusibles externos; especialmente los dedicados a la protección individual.

En baja tensión, los capacitores de potencia suelen llevar resistencias de descarga internas que aseguran que el voltaje entre bornes baja a menos de 50 volts, durante un minuto después de haber sido desenergizado el capacitor. Si un capacitor no llevase instaladas estas resistencias internas, es necesario prever la instalación de unas resistencias externas equivalentes o asegurarse de que el capacitor va a funcionar en paralelo con el bobinado de un motor, un transformador o un equipo análogo, a través del cual pueda descargarse con una velocidad adecuada al quedar desenergizado.

En aplicaciones especiales, tales como corrección del factor de potencia de motores para grúas y elevadores, bancos de secciones desconectables que entran y salen rápidamente de operación, operadas por algún control automático . . . , etc., es posible que haya que volver a energizar un capacitor pocos segundos después de haber sido desenergizado. En estos casos debe preverse la instalación de resistencias especiales de descarga rápida, que cortocircuiten los bornes del capacitor inmediatamente después de que éste haya sido desenergizado. El volver a conectar un capacitor que todavía está cargado puede ser peligroso para el equipo de conexión e incluso para el mismo capacitor, ya que si en el momento de la conexión, el voltaje del capacitor se encuentra en oposición de fase con el voltaje de la línea, pueden ocasionarse corrientes transitorias con una intensidad inicial especialmente elevada. El problema puede volverse mucho más crítico si se tienen conectados otros capacitores en paralelo con la unidad que va a entrar en operación.

Al instalar bancos fijos, es decir, bancos que van a quedar conectados permanentemente a la línea, debe planearse la instalación de cuchillas desconectoras que, independientemente de que tengan o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que el banco de capacitores pueda quedar desenergizado durante las operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

Al instalar bancos desconectables, es decir, bancos que van a entrar y salir de operación con cierta frecuencia, operados por medio de un control automático o manual, debe planearse también el instalar cuchillas desconectoras que permitan dejar desenergizado, tanto el banco de capacitores, como el contactor o contactores con los que se efectúen las operaciones normales de conexión y desconexión.

El alambrado de un banco de capacitores debe diseñarse de tal forma que sean fácilmente desconectables y reemplazables las unidades que lo componen. Debe tratarse de simplificar al máximo las operaciones de mantenimiento, con la finalidad de no entorpecer la continuidad de operación del sistema eléctrico al que se va a conectar dicho banco de capacitores.

Dependiendo del lugar de instalación, un banco de capacitores para baja tensión puede organizarse con unidades para uso interior o intemperie.

Normalmente, los capacitores para uso en intemperie se diseñan con capacidad para aguantar condiciones

más adversas, tanto de tipo físico como eléctrico, que las exigidas a los capacitores de uso interior. Aparte de los requerimientos físicos y eléctricos propios de la operación en intemperie, estos capacitores suelen soportar mayores sobrecorrientes que las de uso interior y se les exige un aislamiento de 30 KV de nivel básico de impulso.

B. Puesta a tierra del bastidor

Los capacitores de potencia son capaces de almacenar una gran cantidad de carga eléctrica a voltajes relativamente elevados. Aunque, por el propio diseño de los capacitores, la mayor parte de las líneas de campo eléctrico originadas por esta carga comienzan y acaban dentro del capacitor, no es posible evitar que también se establezca un campo eléctrico hacia el exterior del aparato y consecuentemente, que el tanque del capacitor se convierta en una superficie equipotencial de dicho campo. Si el tanque del capacitor se mantiene aislado de tierra, puede quedar cargado a un potencial distinto de cero, creándose el peligro de producirse una descarga eléctrica si se le toca.

Por este motivo resulta conveniente el conectar a tierra los tanques de los capacitores de potencia, o bien, el bastidor en que vayan instalados dichos capacitores. En caso de que el banco sea instalado en un lugar accesible al personal, cosa que es muy normal en las instalaciones en baja tensión, la conexión a tierra de los tanques o del bastidor resulta imprescindible.

Debido a que el alambrado de los bancos de capacitores para baja tensión suele hacerse con cable aislado, el conectar a tierra el bastidor no implica un riesgo importante de que se presenten cortocircuitos de fase a tierra. De todas formas, este tipo de cortocircuito puede quedar librado con los fusibles de protección en grupo del banco de capacitores.

C. Compensación individual

Consiste en instalar los capacitores junto a cada una de las cargas que consumen potencia reactiva, compensando individualmente su factor de potencia.

Esta instalación presenta la ventaja de asegurar un buen factor de potencia, independientemente de las condiciones de carga; así como el reducir al mínimo las pérdidas por efecto Joule en la instalación eléctrica.

Además, la compensación individual suele evitar la necesidad de un dispositivo especial para conectar y desconectar el banco de capacitores, ya que en muchos casos los capacitores pueden operarse con el mismo dispositivo de conexión y desconexión de la carga que van a compensar.

Sin embargo, este método de compensación es muy costoso, ya que al no trabajarse al 100% de la carga instalada, tal como sucede en la práctica, una parte considerable de los capacitores suele estar siempre fuera de operación. En la mayoría de los casos, esto significa una inversión en capacitores bastante más alta de la que hubiera sido necesario efectuar para corregir

el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

D. Compensación en grupo

Cuando el motivo principal de instalar capacitores es el de corregir el factor de potencia de una cierta instalación industrial y no el de minimizar las pérdidas por efecto Joule que se ocasionan en la misma, la solución más económica suele lograrse corrigiendo el factor de potencia de la instalación completa, en una forma global.

Esta suele ser también la mejor solución, si lo que se pretende es aumentar la capacidad de carga activa de los transformadores, o mejorar los niveles de voltaje.

dividido en secciones desconectables, que entren y salgan de operación accionadas por medio de un control automático.

El dispositivo de accionamiento automático suele constar de un control de escalonamiento múltiple, sensible a kilovares o al mismo factor de potencia y un juego de contactores que, operados por dicho control, sirven para conectar o desconectar las distintas secciones del banco.

En la práctica, suele considerarse entre 8 y 10 el número máximo de secciones desconectables instaladas. Esta limitación se establece para impedir que las secciones entren y salgan de operación con variaciones de carga reactiva demasiado pequeñas, lo que ocasionaría un deterioro rápido de los contactores al ser acciona-

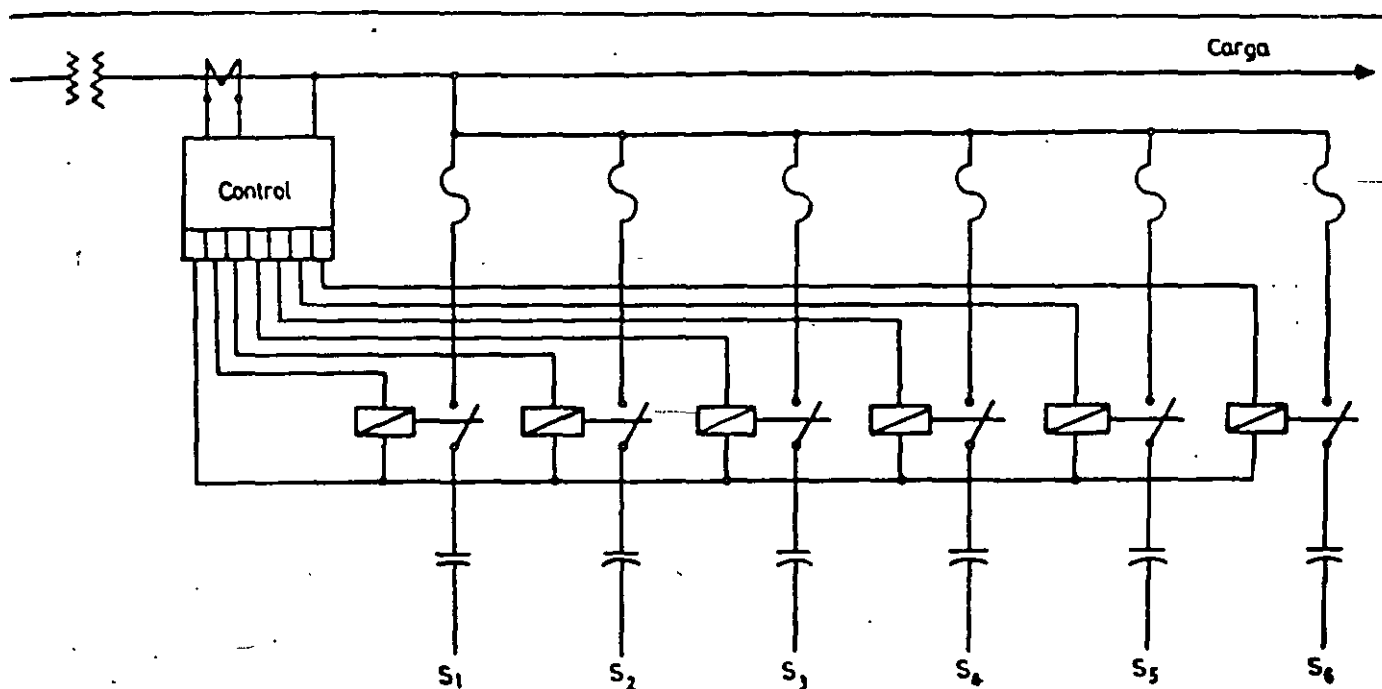


FIG. 11. Esquema unifilar de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión, dividido en secciones desconectables operadas automáticamente

Si la carga de la instalación industrial mencionada no está sujeta a fuertes variaciones, basta con instalar un banco de capacitores fijo que, en condiciones de plena carga, corrija el factor de potencia global a un valor ligeramente más alto que el mínimo admitido por la compañía eléctrica suministradora, o bien, al valor que sea necesario para obtener el aumento de capacidad de carga o aumento de voltaje deseados.

En casos de cargas muy variables, en que se pretenda corregir el factor de potencia a un valor próximo a la unidad para cualquier condición de carga, resultará conveniente el instalar un banco de capacitores

dos éstos con demasiada frecuencia. De la misma forma, debe calibrarse la respuesta del control con un retardo de tiempo conveniente, para impedir que éste reaccione frente a variaciones de potencia reactiva transitorias y de corta duración.

La figura 11 representa un esquema típico de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión, dividido en secciones desconectables.

Con este procedimiento puede lograrse que el factor de potencia global de la carga se mantenga, en forma permanente, entre valores tales como el 98% en retraso y el 98% en adelanto.

E. Compensación mixta

En el caso de instalaciones industriales que cuentan con grandes motores u otros equipos de gran consumo de potencia reactiva, puede ser conveniente el adoptar una solución mixta, consistente en compensar individualmente los aparatos de gran consumo de potencia e instalar para el resto de la carga un solo banco fijo o dividido en secciones desconectables. De esta forma se disminuyen, en parte, las pérdidas por efecto Joule y puede evitarse parte o incluso la totalidad, del mecanismo de desconexión automática.

F. Compensación de motores de inducción

La demanda de potencia reactiva de un motor de inducción varía con las condiciones de carga, disminuyendo apreciablemente en condiciones de baja carga. Por consiguiente, cuando se compensa individualmente este tipo de motores, el capacitor o banco de capacitores instalado no debe ajustarse a las condiciones de plena carga, ya que esto podría originar un exceso de potencia reactiva cuando se opere el motor en condiciones de baja carga o marcha en vacío.

Por otra parte, el tamaño del banco de capacitores también resulta limitado por el fenómeno de autoexcitación del motor, que puede originarse en el momento de la desconexión. Cuando se desconecta un motor de inducción al que se han instalado capacitores de potencia, la tensión entre bornes no baja rápidamente a cero, como sucede cuando se desconecta un motor sin capacitores. Esto es debido a que la corriente de descarga de los capacitores mantiene un cierto campo magnético en las bobinas del motor, induciéndose una tensión de autoexcitación mientras el motor sigue girando por inercia. Si los capacitores están excedidos en potencia reactiva, esta tensión puede alcanzar valores considerablemente más altos que la tensión nominal del motor, poniendo en peligro tanto al aislamiento del motor, como a los capacitores mismos.

Para evitar estos problemas, debe procurarse que la potencia del banco de capacitores no exceda las necesidades de potencia reactiva del motor para la marcha en vacío. Corrigiendo el factor de potencia en vacío a un valor próximo al 100%, puede obtenerse un factor de potencia a plena carga del orden del 95%, sin que se exceda en ningún momento la demanda de potencia reactiva del motor.

En la tabla II, se da una orientación sobre la potencia reactiva del banco de capacitores, que puede instalarse para compensar individualmente un motor trifásico de inducción.

Bajo el punto de vista de seguridad industrial, también debe tenerse en cuenta la existencia de estas tensiones de autoexcitación y tomarse las medidas oportunas para evitar accidentes, ya que el personal puede creer que no existe tensión una vez que ha sido desconectado el motor.

TABLA II. Potencia reactiva máxima del banco de capacitores, para compensar motores trifásicos de inducción de tipo abierto. Potencia reactiva en KVAR

Potencia del motor HP	Velocidad de sincronismo del motor, en RPM					
	3 600	1 800	1 200	900	720	600
10	2.5	4	4	5	5	7.5
15	2.5	5	5	7.5	7.5	10
20	5	5	5	7.5	10	12.5
25	5	7.5	7.5	10	10	15
30	7.5	10	10	10	12.5	15
40	10	10	10	12.5	15	17.5
50	12.5	12.5	12.5	15	20	22.5
60	15	15	15	17.5	22.5	25
75	17.5	17.5	17.5	20	27.5	30
100	22.5	22.5	22.5	25	35	37.5
125	25	27.5	27.5	30	40	47.5
150	32.5	35	35	37.5	47.5	55
200	42.5	42.5	42.5	45	60	67.5

Cuando se pretende compensar individualmente un motor trifásico de inducción, cuya operación se efectúe por medio de un contactor tripolar, la conexión del capacitor, o banco de capacitores, puede efectuarse tal como se indica en la figura 12.

Con este tipo de conexión, los capacitores pueden quedar protegidos con los mismos fusibles del motor.

Además, es posible prescindir de las resistencias de descarga, ya que los capacitores pueden descargarse a través del devanado del motor.

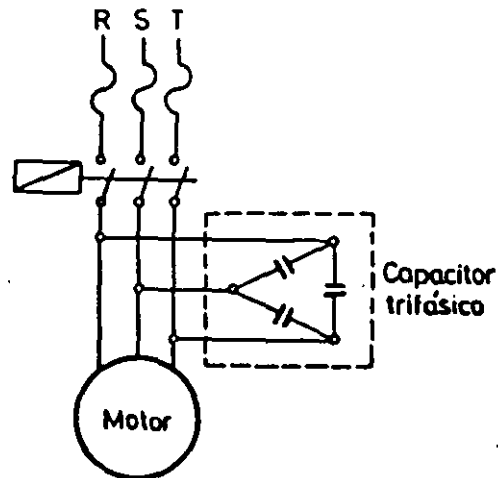


FIG. 12. Conexión de un banco de capacitores, acoplado a un motor de inducción trifásico con contactor tripolar

Quando el motor esté protegido con elementos térmicos, es conveniente tener la precaución de cambiarlos, ajustándolos a la nueva corriente que toma el motor con los capacitores, la cual será considerablemente más baja que la del motor solo.

Quando se usan arrancadores estrella-delta puede ocurrir que al cambiar de conexión en el arrancador, la pérdida de sincronismo entre la tensión residual de los capacitores y la tensión de la red, produzca una fuerte autoexcitación del motor en el momento de reestablecerse el contacto, originándose sobretensiones excesivas que puedan dañar las bobinas del motor.

Para evitar este problema, existen en el mercado arrancadores especiales para operar motores con capacitores. Sin embargo, es frecuente que, en la práctica, haya que instalar capacitores en motores con arrancadores normales.

Esto puede hacerse sin dificultades, si se observan las reglas siguientes:

a) En motores de potencia nominal inferior a 7.5 H.P. el problema no es grave y puede efectuarse la conexión indicada en la figura 13.

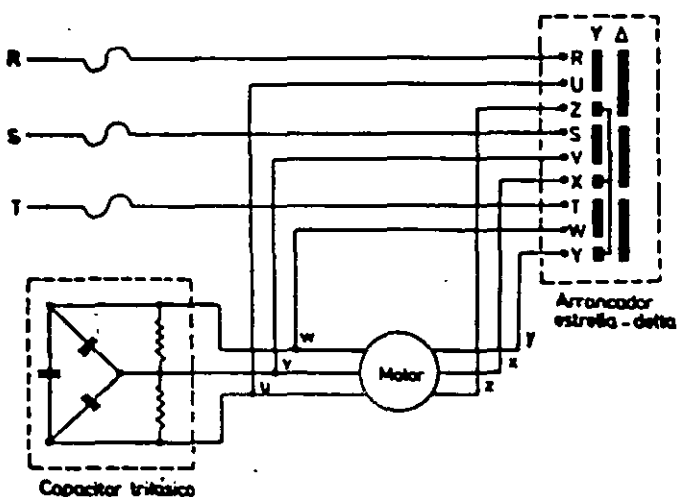


FIG. 13. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de potencia inferior a 7.5 H.P., con arrancador estrella-delta normal

En este caso, cada fase del capacitor o capacitores instalados, queda en vacío en el momento del cambio de conexión, manteniendo un cierto potencial en las bobinas del motor. Sin embargo, la autoexcitación provocada no es peligrosa mientras la potencia nominal del motor no sobrepase el límite mencionado.

Al desconectarse el motor, las fases de los capacitores vuelven a quedar en vacío y en serie con los arrollamientos del motor.

Esto hace que sea necesario instalar resistencias de descarga.

b) En motores cuya potencia nominal esté comprendida entre 7.5 y 25 H.P., pueden instalarse capacitores monofásicos conectados tal como se indica en la figura 14.

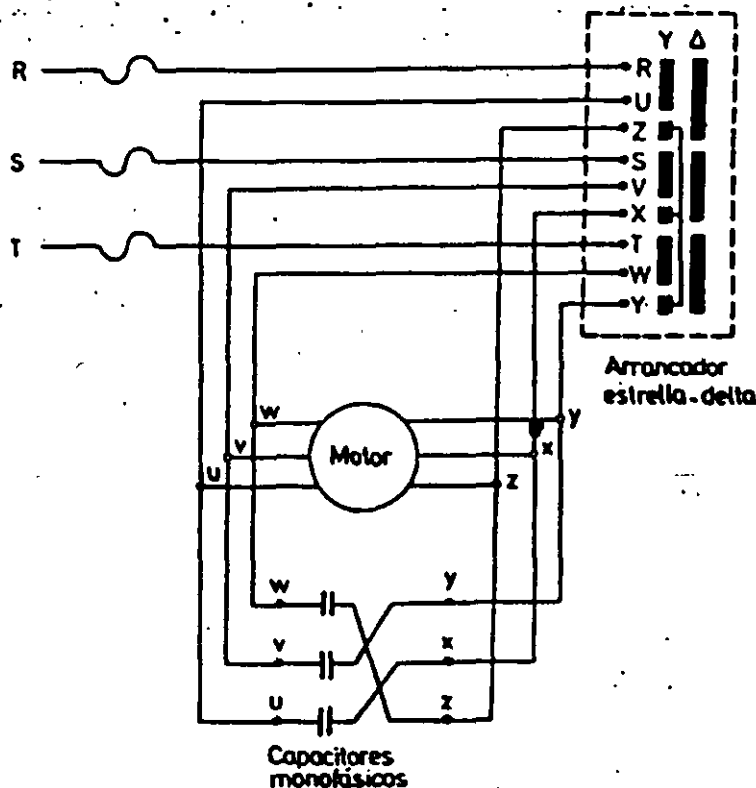


FIG. 14. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de 7.5 a 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

En este caso, cada capacitor queda conectado permanentemente en paralelo con un arrollamiento del motor. De esta forma, puede producirse una descarga rápida a través de dicho arrollamiento.

Por la misma razón, puede prescindirse de las resistencias de descarga.

c) En motores de potencia nominal superior a 25 H.P., los capacitores deben conectarse con un contactor adicional, una vez que el arrancador estrella-delta ha pasado a posición delta.

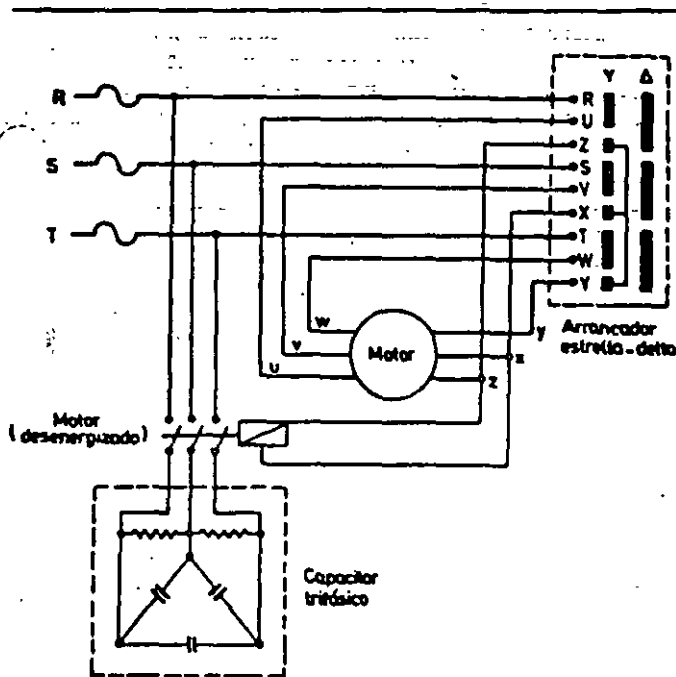


FIG. 15. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de más de 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

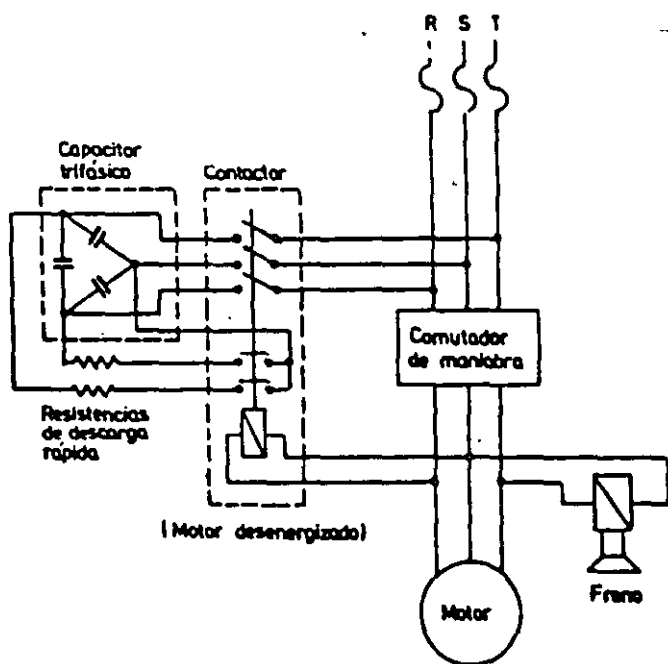


FIG. 16. Instalación de capacitores en paralelo con el motor de un equipo de elevación

En la figura 15 se muestra un diagrama de conexión, típico para este caso.

Con esta conexión son necesarias las resistencias de descarga.

Cuando se instalan capacitores en motores de equipos de elevación: grúas, funiculares, ascensores . . . , etc., se utiliza una conexión análoga a la de este último caso.

Una característica común de estos equipos es el contar con un freno de electroimán que actúa cuando el motor queda desenergizado. Como el electroimán va conectado en paralelo con los bornes del motor, si no se usara un contactor adicional para los capacitores, éstos provocarían una tensión residual sobre el electroimán que impediría su actuación.

Este problema se resuelve recurriendo a una conexión tal como la indicada en la figura 16.

Como estos equipos suelen operarse de una forma intermitente, con intervalos de tiempo muy cortos para entrar y salir de operación, es preciso instalar unas resistencias especiales de descarga rápida, tales como las que aparecen en la figura.

G. Compensación de transformadores

Cuando se quiere corregir el factor de potencia de un transformador, por medio de capacitores instalados en el lado de baja tensión, debe procurarse que la potencia reactiva de los capacitores no sea mayor que el 10% de la potencia nominal del transformador. De esta forma se evitan problemas de resonancia y se reducen las pérdidas de energía en el transformador cuando éste funciona en vacío.

TABLA III. Potencia reactiva necesaria en capacitores para compensar transformadores. Potencia reactiva en KVAR

Potencia del transformador KVA	Voltaje de la línea, en KV		
	5/13	15/23	25/34
25	2	2.5	3
50	3.5	5	6
75	5	6	7
100	6	8	10
160	10	12.5	15
250	15	18	22
315	18	20	24
400	20	22.5	28
630	28	32.5	40

En la tabla III se da una orientación sobre el orden de magnitud de la potencia reactiva que debe instalarse en capacitores, en función de la potencia nominal del transformador y el voltaje de línea.

Cuando se efectúe este tipo de instalación, el banco

de capacitores debe conectarse a la red a través de fusibles.

Es preciso usar resistencias de descarga, ya que la apertura de un fusible evitaría la descarga a través del transformador.



VIII Instalación de capacitores en alta tensión

A. Alambrado

Según normas americanas, se denominan capacitores de potencia de alta tensión aquellos cuyo voltaje nominal oscila entre 2,400 volts y 19,920 volts, tomando cualquiera de los voltajes nominales entre fase y neutro de las líneas de distribución de hasta 34.5 KV.

Se fabrican en unidades monofásicas de 50 KVAR, 100 KVAR, 150 KVAR, 200 KVAR, 300 KVAR y 400 KVAR y en unidades trifásicas de 300 KVAR, siendo las unidades monofásicas de 100 KVAR y 150 KVAR, las de uso más común.

Normalmente, los bancos de capacitores de alta tensión se conectan en estrella, en ambas combinaciones de neutro flotante o neutro conectado a tierra. La conexión en delta se reduce, prácticamente, a los bancos instalados en líneas de 2,400 volts. La razón primordial de esta práctica, es el buscar una mayor economía en los fusibles de protección del banco de capacitores.

La decisión de dejar el neutro flotante o conectado a tierra está sujeta, principalmente, a las consideraciones siguientes:

- a) Conexión a tierra del sistema.
 - b) Economía de los fusibles.
 - c) Economía del dispositivo de conexión y desconexión.
 - d) Calibración de los relevadores de protección del sistema.
 - e) Interferencias por armónicas.
- a) Conexión a tierra del sistema:

El sistema puede ser aislado, conectado a tierra en los transformadores de las subestaciones (directamente, o a través de una cierta impedancia), o conectado a tierra en múltiples puntos, a lo largo de las líneas de distribución.

Los capacitores deben conectarse con el neutro flotante siempre que se instalen en sistemas aislados o con los neutros de los transformadores conectados a tierra a través de una impedancia. De esta forma se evita el paso de corrientes armónicas excesivas a través de los capacitores.

A veces, puede resultar conveniente el conectar el neutro a tierra, ya sea para facilitar el accionamiento de los fusibles, o bien, para evitar sobrevoltajes excesivos en los momentos de la conexión y desco-

nexión de bancos de capacitores instalados en líneas de un voltaje elevado. Esta conexión sólo puede efectuarse cuando se instalan los capacitores en líneas conectadas a tierra en múltiples puntos, o en subestaciones con los neutros de los transformadores conectados a tierra directamente.

Sin embargo, la conexión con neutro flotante resulta recomendable incluso para las instalaciones de capacitores en sistemas ligados a tierra, ya que para ciertas relaciones de impedancia de secuencia cero a impedancia de secuencia positiva de estos sistemas, un fallo en las líneas puede originar sobrevoltajes peligrosos para el banco de capacitores, si su neutro se encuentra conectado a tierra.

b) Economía de los fusibles:

El costo de los fusibles de protección de un banco de capacitores está relacionado directamente con las corrientes de cortocircuito que se presentan al fallar un capacitor. Estas, a su vez, están relacionadas con el tipo de conexión efectuada con los capacitores.

En caso de utilizarse una conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase, tal como se muestra en la figura 17, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor depende, esencialmente, de que el neutro se deje flotante o conectado firmemente a tierra. En el primer caso, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado en cualquier fase, antes de que llegue a actuar el fusible, está limitada por la impedancia de las otras dos fases de la estrella y se reduce, aproximadamente, a un valor de tres veces la corriente nominal de la fase. Normalmente esto significa corrientes de fallo bastante bajas, que pueden interrumpirse con fusibles tipo expulsión, de bajo costo. En el segundo caso, el fallo de un capacitor implica un cortocircuito de fase a tierra, que si excede de 5,000 amperes asimétricos, con capacitores de 100 KVAR o 6,000 amperes, con capacitores de 150 KVAR, debe ser interrumpido por medio de fusibles de potencia limitadores de corriente, cuyo costo es bastante más elevado que el de los fusibles tipo expulsión.

Por consiguiente, bajo el punto de vista de una protección más económica, la conexión en estrella con neutro flotante puede resultar ventajosa frente a la conexión en estrella con neutro conectado a tierra.

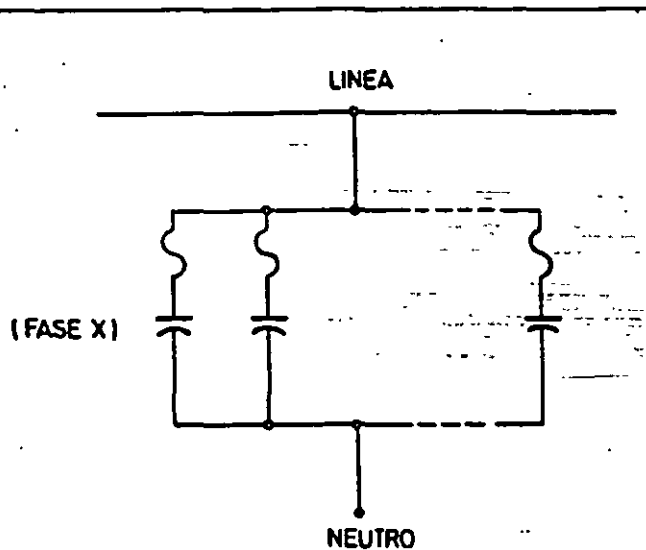


FIG. 17. Conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase. Apropiaada para líneas de hasta 34.5 KV.

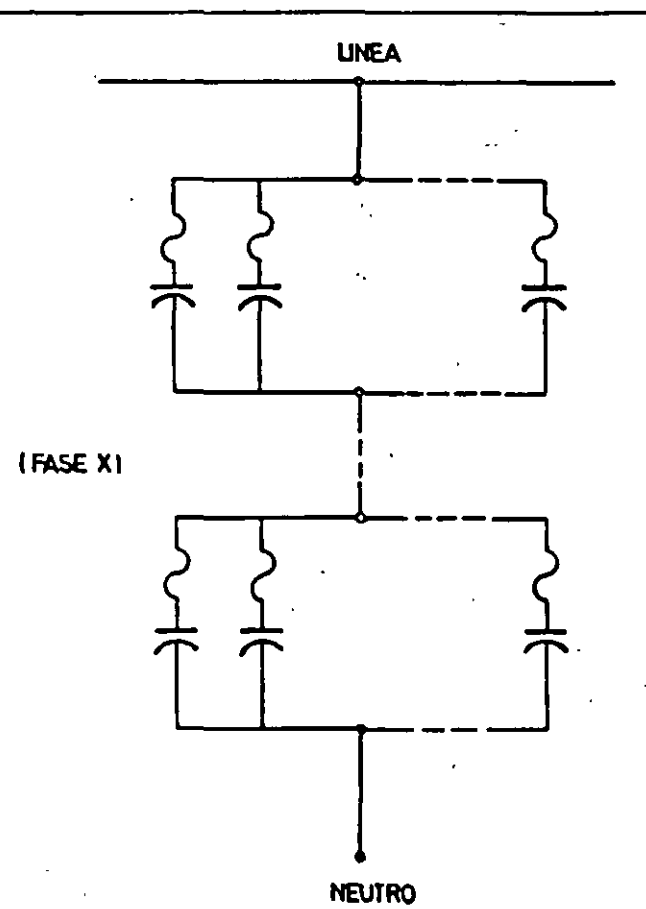


FIG. 18. Conexión en estrella, con varias filas de capacitores, en serie, por fase. Apropiaada para líneas de más de 34.5 KV.

En caso de utilizarse una conexión en estrella, con varias filas de capacitores conectados en serie en cada fase, tal como se muestra en la figura 18, la corriente de cortocircuito que se presenta al fallar un capacitor en cualquier fila de alguna de las fases, está limitada por las impedancias de las otras filas de capacitores conectados en serie en dicha fase.

Por consiguiente, cuando se usa este tipo de conexión, la corriente que fluye a través de un capacitor fallado, antes de actuar el fusible, es poco variable respecto al hecho de dejarse el neutro flotante o conectado a tierra. Consecuentemente, el costo de los fusibles resulta prácticamente independiente del tipo de conexión del neutro.

Cuando se instalan capacitores en paralelo en una misma fase, debe prevenirse que en caso de fallar un capacitor, además de la corriente de cortocircuito asociada con la red de alimentación, existe un flujo instantáneo de corriente a través de la unidad fallada, originado por la descarga de los capacitores conectados en paralelo con dicha unidad. Estas corrientes, aunque se amortiguan en unas pocas milésimas de segundo, suelen ser de gran intensidad y de frecuencia elevada, no pudiendo ser interrumpidas por medio de fusibles tipo expulsión.

Este fenómeno no es de consecuencias graves si se tiene la precaución de no sobrepasar en capacitores instalados en paralelo, una capacidad de almacenamiento de energía eléctrica de 10,000 wattsegundo, aproximadamente.

La energía almacenable en una instalación particular puede calcularse por medio de la expresión:

$$E = \frac{1}{2} CV^2 \quad (21)$$

siendo C la capacidad total de los capacitores instalados en paralelo y V el voltaje nominal de los capacitores multiplicado por $\sqrt{2}$ y por 1.1 (este último factor prevé que en el momento del fallo, los capacitores puedan estar operando al límite máximo de tolerancia de voltaje).

En la práctica, se considera recomendable no sobrepasar de 3,000 KVAR, la potencia reactiva instalada con capacitores en paralelo, si la protección se efectúa con fusibles tipo expulsión.

Para instalaciones de mayor capacidad, deben usarse fusibles de potencia limitadores de corriente, con capacidad para interrumpir corrientes de alta frecuencia.

c) Economía del dispositivo de conexión y desconexión:

Los voltajes de recuperación que se presentan entre los contactos del dispositivo de conexión y desconexión son más altos cuando se deja el neutro flotante que cuando se conecta el neutro a tierra.

Para voltajes de líneas inferiores a 46 KV, esta diferencia no es significativa y no merece tomarse en cuenta, siempre que el banco de capacitores se opere

con desconectores o interruptores diseñados especialmente para operar con cargas capacitivas puras.

Para bancos de gran potencia reactiva o bancos conectados a líneas de más de 46 KV, el dispositivo de conexión y desconexión suele resultar más caro al tener que operar un banco con el neutro flotante.

Para voltajes de línea de más de 100 KV, la conexión del neutro a tierra resulta prácticamente imprescindible, por razones de costo del dispositivo de conexión y desconexión.

Para niveles de voltaje superiores a 300 KV, los únicos interruptores disponibles en el mercado, son para usarse en bancos con neutro conectado a tierra.

d) Calibración de los relevadores de protección del sistema:

La conexión del neutro a tierra en un banco de capacitores instalado en una subestación puede afectar al sistema de protección por relevadores, debido a que introduce un nuevo camino por el que pueden fluir las corrientes de secuencia cero, en el momento de un cortocircuito.

Sin embargo, en la práctica, sólo en muy raras ocasiones ha significado esto una necesidad de recalibrar los relevadores.

e) Interferencias por armónicas:

La conexión del neutro a tierra constituye un paso para las corrientes terceras armónicas y armónicas múltiplos de tres. Estas corrientes pueden causar interferencias en líneas telefónicas tendidas junto a las líneas eléctricas.

Sin embargo, este fenómeno raras veces resulta lo suficientemente significativo como para influir en el tipo de conexión del neutro.

Por último, cabe mencionar diversos detalles de alambrado, análogos a los ya mencionados para las instalaciones de capacitores en baja tensión. A saber:

La corriente nominal del cableado, equipos de conexión y desconexión, cuchillas desconectadoras..., etc., no debe ser inferior al 135% de la corriente nominal del banco de capacitores. Se excluyen los fusibles, cuya corriente nominal mínima admisible depende del tipo de conexión efectuada con los capacitores, pero que en ningún caso debe ser inferior al 150% de la corriente nominal de los mismos.

El voltaje nominal de los desconectores, cuchillas, fusibles..., etc., debe ser el adecuado para el voltaje de línea a que se vayan a conectar los capacitores.

En alta tensión, los capacitores de potencia suelen llevar resistencias de descarga internas que aseguran que el voltaje entre bornes baja a menos de 50 volts, durante cinco minutos después de haber sido desenergizados. Los capacitores fabricados bajo normas americanas no suelen llevar instalados fusibles internos.

En los bancos fijos deben instalarse cuchillas desconectadoras que, independientemente de que tengan

o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que éste pueda quedar desenergizado para operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

En los bancos desconectables deben instalarse cuchillas desconectadoras que permitan dejar desenergizado tanto el banco de capacitores, como el desconector o el interruptor con que se opera dicho banco.

En el caso de bancos fijos, o en el de bancos desconectables operados por medio de un desconector (sin capacidad interruptiva), deben instalarse fusibles de grupo, capaces de interrumpir las corrientes de cortocircuito en el punto de instalación del banco de capacitores. Estos fusibles suelen asociarse con las cuchillas desconectadoras, instalándose cuchillas cortacircuitos fusibles.

El alambrado de un banco de capacitores debe diseñarse de tal forma que sean fácilmente desconectables y reemplazables las unidades que lo componen, con la finalidad de facilitar el mantenimiento y no entorpecer la continuidad de operación del sistema eléctrico al que se encuentre conectado el banco.

Normalmente, los bancos de capacitores de potencia para alta tensión se instalan a la intemperie. En casos de instalaciones al interior, o en gabinetes, deben tomarse las medidas adecuadas para asegurar una ventilación correcta del banco, de acuerdo con las normas de fabricación de los capacitores.

B. Aislamiento del bastidor

Al instalar un banco de capacitores en alta tensión, los capacitores suelen montarse sobre bastidores de acero o de aluminio estructural que también pueden servir para soportar la acometida y el alambrado del banco, así como el resto del equipo de control..., etc. En algunos países, se ha generalizado el montaje en gabinetes a la intemperie.

Estos bastidores pueden colocarse sobre el terreno, si se instala una barda protectora alrededor de los mismos, o bien, montados en postes o en subestructuras especiales que los eleven del piso a las alturas de seguridad reglamentarias, según el voltaje.

En bancos cuyo alambrado incluye barras colectoras de cobre o aluminio, fusibles individuales..., etc., es normal que exista una cantidad considerable de superficies energizadas distribuidas por todo el banco y expuestas a la intemperie, que aumentan la probabilidad de un contacto accidental entre alguna fase y el bastidor. En estos casos, es práctica común el instalar el bastidor aislado de tierra, con la finalidad de impedir algún posible cortocircuito de fase a tierra.

Cuando se instalan bancos de capacitores de gran potencia reactiva, cuyo tamaño hace todavía más probable un contacto accidental de alguna fase al bastidor, se acostumbra a instalar cada fase en un bastidor distinto, aislando estos bastidores entre sí, así como todo el conjunto de tierra. De esta forma se disminuye la

probabilidad de que ocurra un cortocircuito entre fases, o entre alguna fase y tierra.

Sin embargo, estas medidas de seguridad no implican que se anule completamente la posibilidad de un cortocircuito, por lo que debe instalarse, de todas formas, la sección adecuada, ya sea por medio de relevadores o de fusibles.

Además, en los casos en que se decida aislar de tierra el bastidor, o bastidores, en que se encuentra montado el banco de capacitores, debe prevenirse la instalación de cuchillas de puesta a tierra que permitan descargar los bastidores de las cargas estáticas que puedan haber almacenado en operación, así como se descargan las partes vivas del banco antes de cualquier operación de mantenimiento.

En bancos de capacitores de pequeña potencia reactiva, cuyo alambrado suele ser bastante simple, se acostumbra a conectar a tierra el bastidor, independientemente de que el neutro se instale flotante o conectado a tierra. Este es el caso típico de los bancos de capacitores, tipo poste, instalados a lo largo de líneas de distribución.

Existe también otro tipo de consideraciones importantes que pueden afectar la determinación de conectar a tierra los bastidores de estos bancos de capacitores tipo poste, cuando se operan por medio de desconectores. En estos casos, el desconector (o juego de desconectores monofásicos) suele ir montado sobre el mismo bastidor del banco, de forma que su circuito de control queda unido a dicho bastidor. Este circuito se conecta al control automático del que parten las señales de operación del banco y que a su vez, se encuentra conectado a una línea secundaria de control, ligada a tierra. Si el bastidor no se encuentra también conectado a tierra, pueden aparecer fuertes sobrevoltajes sobre el control automático, principalmente durante las operaciones de conexión y desconexión, que pongan en peligro su seguridad.

Pueden hacerse consideraciones análogas en el caso de líneas de 23 KV o 34.5 KV, que se encuentren ligadas a tierra únicamente en las subestaciones. Si la alimentación del circuito de control del banco de capacitores se va a obtener de una línea secundaria de control, es importante que el tanque del desconector (o bien, el bastidor del banco, si el desconector está montado sobre el mismo) se encuentre unido a la misma tierra de la línea de control.

En bancos de capacitores cuyos bastidores se instalen aislados de tierra (principalmente, grandes bancos tipo subestación), debe tomarse la precaución de no instalar sobre el mismo bastidor del banco, ni desconectores, ni transformadores de corriente o de potencial, ni pararrayos, ni cualquier otro equipo cuyo circuito de control o circuito secundario pueda anular el aislamiento a tierra de dichos bancos.

Una alternativa consiste en usar transformadores de potencial, con aislamiento adecuado, para alimentar los

circuitos de control de los equipos que vayan montados sobre el bastidor.

C. Bancos fijos y desconectables

Se denominan bancos de capacitores fijos aquellos que quedan conectados permanentemente a la línea y para los cuales no se prevén más que algunas operaciones de conexión y desconexión al año. Normalmente, se conectan a través de cuchillas desconectoras o cuchillas cortacircuitos fusibles.

Los bancos fijos se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- Quando la demanda de potencia reactiva de la carga que se pretende compensar es poco variable.
- Quando se pretende reducir pérdidas por efecto Joule, o bien, aumentar la capacidad de carga de transformadores y generadores, contándose con una carga global poco variable.
- Quando se trata de elevar los niveles de voltaje en líneas de transmisión y distribución.

Se denominan bancos de capacitores desconectables aquellos que están planeados para entrar y salir de operación frecuentemente, ya sea de forma automática o manual. Normalmente, se operan por medio de desconectores diseñados especialmente para operar con cargas capacitivas puras. En algunas ocasiones también se operan por medio de interruptores.

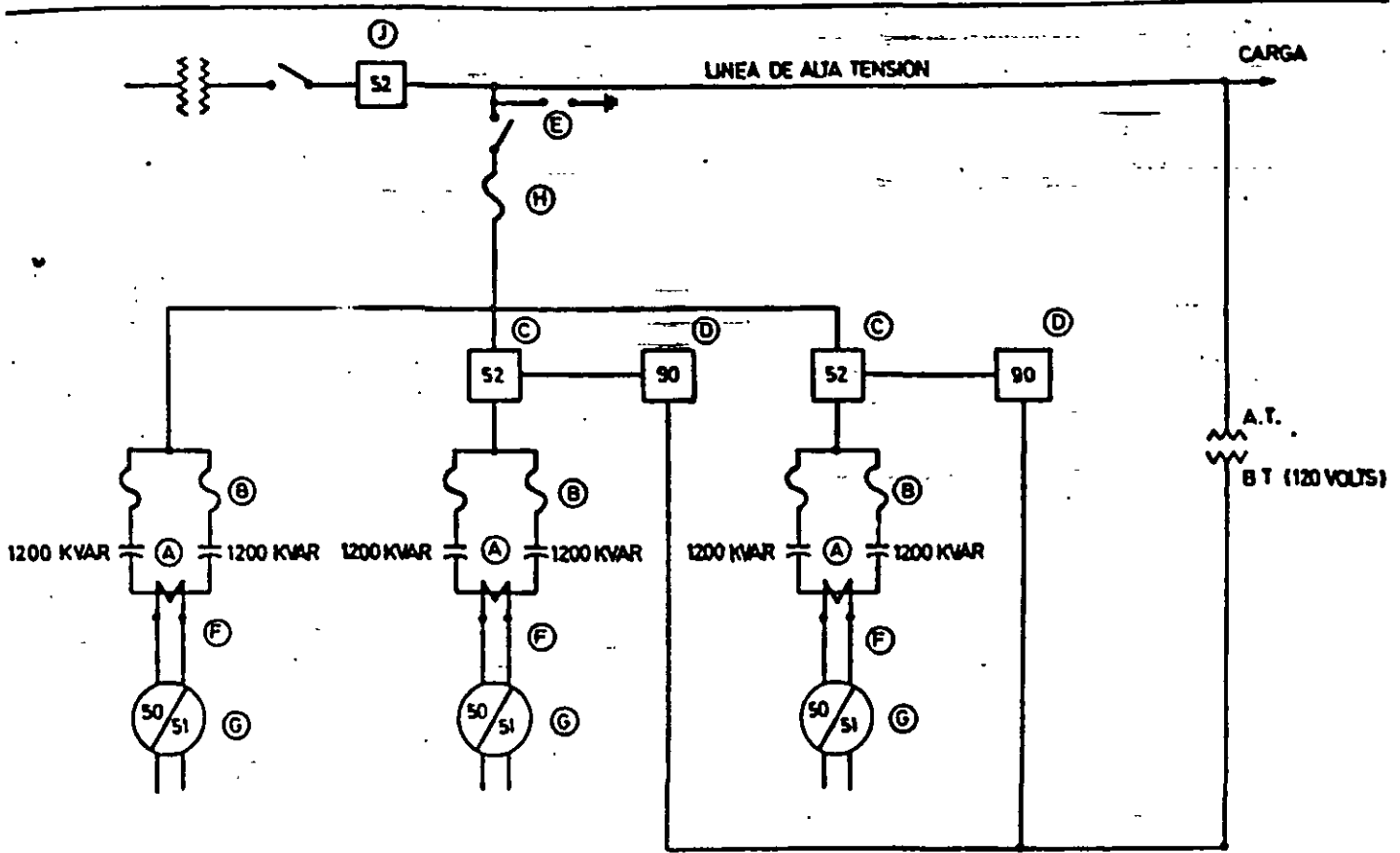
Los bancos desconectables se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- Quando se pretende compensar cargas fuertemente variables, ya sea con la finalidad de corregir el factor de potencia, reducir pérdidas eléctricas, o aumentar la capacidad de carga del sistema.
- Quando se trata de mejorar la regulación de voltaje en líneas de transmisión y distribución.

Al compensar cargas industriales no es raro encontrarse con la necesidad de instalar bancos de capacitores divididos en una sección fija y varias secciones desconectables, capaces de entrar y salir de operación, según sean las necesidades de la carga. La figura 19 ilustra el alambrado de un banco de este tipo.

D. Resonancia con los transformadores.

En la práctica, cuando se instalan capacitores de alta tensión en el lado secundario de los transformadores de potencia de las subestaciones, no existe peligro de resonancia con los transformadores, siempre que los capacitores operen en paralelo con la carga. Puede existir peligro de resonancia si los capacitores operan en vacío y la potencia reactiva instalada en capacitores es del mismo orden de magnitud que la potencia nominal



- A Capacitores de potencia
- B Fusibles individuales
- C Desconector
- D Control automático, sensible a voltaje
- E Pararrayos autovalvulares
- F Transformador de corriente
- G Relevador de corriente, para protección por desbalanceo
- H Fusibles de protección en grupo
- J Interruptor general.

FIG. 19. Banco de capacitores de potencia, en alta tensión, dividido en una sección fija y dos secciones desconectables, operadas automáticamente

de los transformadores. Sin embargo, estas circunstancias no suelen presentarse en la práctica y debe tratarse de que sean evitadas.

La figura 20 muestra un caso ideal de un transformador de potencia que alimenta una carga puramente inductiva, de inductancia L_c , compensada por una batería de capacitores de potencia, de capacitancia C .

La figura 21, muestra el circuito equivalente al representado en la figura 20. La inductancia del secundario del transformador está representada por L_T y $v(t)$ es el voltaje transferido del primario, que al tratarse de un circuito de corriente alterna puede representarse por la función:

$$v(t) = V_o \text{ sen } \omega t$$

El voltaje entre bornes del secundario del transformador v_{ab} vendrá dado por la expresión:

$$v_{ab}(t) = \frac{1 - \omega^2 C L_c}{1 - \omega^2 C L_E} \frac{L_T}{L_T + L_c} V_o \text{ sen } \omega t \quad [22]$$

donde

$$L_E = \frac{L_T L_c}{L_T + L_c}$$

Como la finalidad de los capacitores es compensar la carga inductiva L_c , a la frecuencia nominal ω_N de la red, debe verificarse:

$$\frac{1}{\omega_N C} \approx \omega_N L_c$$

O bien:

$$1 - \omega_N^2 C L_c \approx 0$$

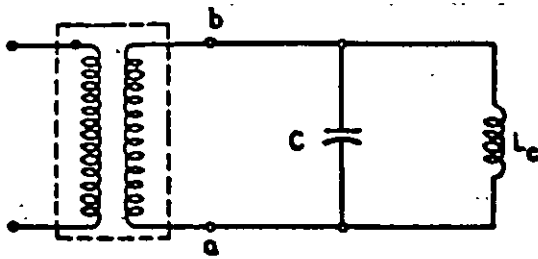


FIG. 20. Caso ideal de un transformador alimentando una carga inductiva, compensada con capacitores

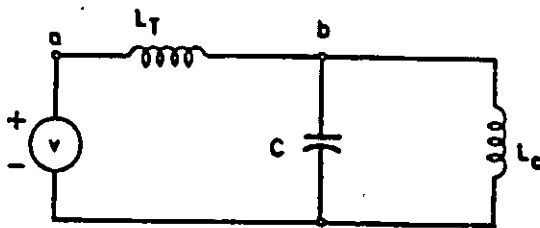


FIG. 21. Circuito equivalente al representado en la figura 20

Es decir, que a la frecuencia nominal del sistema no existe peligro de resonancia, sino un efecto de atenuación ocasionado por el factor $1 - \omega^2 C L_C$, de la expresión [22].

La frecuencia de resonancia ω_0 , viene dada por la expresión:

$$1 - \omega_0^2 C L_C = 0$$

Como la potencia nominal del transformador debe ser mayor que la de la carga, se debe verificar:

$$\frac{V_N^2}{X_T} > \frac{V_N^2}{X_L}$$

Siendo X_T y X_L las reactancias del transformador y de la carga, respectivamente y V_N el voltaje nominal del sistema. Esta relación implica que $L_T < L_C$ y por consiguiente, que $L_T \ll L_C$. Por tanto:

$$\omega_0 \gg \omega_N$$

Es decir, la resonancia sólo es posible a frecuencias relativamente altas y no constituye un peligro en la operación normal de los capacitores.

Si los capacitores operasen en vacío, el voltaje v_{ab} entre bornes del transformador sería:

$$v_{ab}(t) = - \frac{\omega^2 C I_T}{1 - \omega^2 C L_T} V_0 \text{ sen } \omega t \quad [23]$$

En este caso, la frecuencia de resonancia viene dada por la expresión:

$$1 - \omega_0^2 C L_T = 0$$

Si a la frecuencia nominal de la red, la potencia reactiva de los capacitores es del mismo orden de magnitud que la potencia nominal de los transformadores, se tiene:

$$\frac{V_N^2}{X_T} \approx \frac{V_N^2}{X_C}$$

Siendo X_C la reactancia de los capacitores.

De esta expresión se deduce:

$$1 - \omega_N^2 C L_T \approx 0$$

Es decir, existiría el peligro de que se presentase el fenómeno de resonancia a la frecuencia nominal de la red, o con alguna de las armónicas de primer orden.

IX. Conexión y desconexión

A. Motivos para instalar bancos de capacitores desconectables

La razón primordial del uso de bancos de capacitores desconectables es la de optimizar la calidad y la economía de la distribución y el consumo de la energía eléctrica, avanzando un paso más en las mejoras que pueden lograrse en un sistema eléctrico al instalar bancos de capacitores fijos. En particular, pueden mencionarse los motivos específicos siguientes:

a) Demanda variable de potencia reactiva.

Las grandes plantas industriales, instalaciones de hornos metalúrgicos, equipos de laminación, instalaciones de bombeo, aire acondicionado, sistemas de refrigeración . . . , etc., representan cargas con una demanda de potencia reactiva considerablemente variable para los sistemas de distribución de energía eléctrica. Los capacitores de potencia desconectables pueden proveer esta potencia reactiva en los momentos de mayor necesidad, saliendo fuera de operación al disminuir la demanda.

b) Regulación de voltaje.

La regulación de voltaje de un sistema eléctrico puede requerir el uso de grandes cantidades de capacitores durante las horas de plena carga, que deben ser desconectados cuando la carga del sistema disminuye. De lo contrario, pueden producirse sobrevoltajes en los momentos de baja carga que además de ser indeseables por razones de seguridad, vida media y regularidad en el funcionamiento de motores y equipos eléctricos en general, también pueden llegar a sobreexcitar los transformadores, causando un flujo excesivo de corrientes armónicas en el sistema. Los capacitores de potencia pueden ser coordinados también con los reguladores de voltaje, para obtener rangos de voltaje que no sería posible alcanzar usando reguladores solamente.

c) Evitar un factor de potencia excesivamente adelantado en los generadores.

En los casos en que la cantidad de capacitores instalados en el sistema sea suficientemente elevada como para poder corregir el factor de potencia en los generadores a la unidad o a valores adelantados, puede ser necesario desconectar los capacitores en los momentos de baja carga a fin de evitar una excitación excesiva-

mente baja en los generadores. Esta circunstancia podría reducir el margen de estabilidad del sistema a valores peligrosos.

d) Reducción de pérdidas por efecto Joule.

A veces, puede ser necesario desconectar capacitores del sistema, en concordancia con la demanda de potencia reactiva en las líneas, a fin de minimizar pérdidas por efecto Joule producidas por corrientes tanto en atraso como en adelanto con respecto al voltaje.

e) Proporcionar subidas de voltaje en situaciones de emergencia.

En la práctica, pueden presentarse en un sistema eléctrico zonas de caída excesiva de voltaje ocasionadas por un aumento excepcional de la demanda. En estos casos, el instalar capacitores desconectables puede presentar una buena solución provisional mientras se tomar medidas correctivas de tipo permanente.

Los capacitores desconectables pueden instalarse también en ciertos circuitos, con la finalidad de provocar sobrevoltajes deliberadamente durante pequeños periodos de tiempo, u ocasionar un flujo adicional de potencia reactiva para el arranque de motores, una mejora de la estabilidad del sistema o mejoras extremas del voltaje o del factor de potencia. Estas necesidades pueden presentarse especialmente después de un apagón prolongado.

f) Máxima utilización del equipo de potencia.

En una instalación determinada, el pretender trabajar al máximo de capacidad instalada puede requerir el uso de capacitores que deben ser conectados en estas condiciones de carga, para corregir el factor de potencia y evitar corrientes excesivas.

g) Control del flujo de corrientes reactivas en el sistema.

Instalando capacitores de potencia desconectables en puntos del sistema especialmente elegidos puede lograrse una mayor utilización de todas las partes del mismo, controlando el flujo de corrientes reactivas y manteniendo los niveles de voltaje.

Pueden existir otras muchas razones para el uso de capacitores de potencia desconectables. En cada caso

particular deben estudiarse cuidadosamente los factores técnicos y económicos, a fin de determinar la solución más adecuada.

Consideraciones importantes al elegir el equipo de conexión y desconexión

En los momentos de energizar o desenergizar un banco de capacitores pueden producirse sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios de gran intensidad. Esto es debido a la circunstancia de operarse una carga capacitiva prácticamente pura (corriente defasada noventa grados, en adelante, con respecto al voltaje) que además, cuenta con una gran capacidad para almacenar energía.

Si el equipo de conexión y desconexión con el que se operan los capacitores no es adecuado, estos sobrevoltajes y sobrecorrientes transitorios pueden ocasionar perturbaciones considerables en el sistema y en algunos casos, incluso el deterioro o el fallo del equipo de conexión y desconexión, de algún equipo adyacente o incluso de los mismos capacitores. Estas perturbaciones son tanto más críticas, cuanto más alto es el voltaje del banco de capacitores o mayor es la potencia reactiva del mismo.

Por consiguiente, a la hora de elegir el equipo de conexión y desconexión, es importante el asegurarse de su capacidad para operar el banco de capacitores que se vaya a instalar, bajo las circunstancias de instalación de cada caso particular. Deben revisarse los factores siguientes:

Voltaje nominal.

El voltaje nominal del equipo de conexión y desconexión debe ser adecuado para el voltaje de la línea en que va a efectuarse la instalación.

2. Garantía del equipo para operar con cargas capacitivas puras.

En las instalaciones de alta tensión, debe comprobarse que el fabricante garantiza la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas puras y obtenerse información sobre la máxima potencia reactiva que se puede conectar y desconectar, para los diferentes voltajes de operación.

En el momento de la desconexión, el voltaje a que quedan cargados los capacitores puede ocasionar fuertes diferencias de potencial entre los contactos fijo y móvil del equipo de desconexión. Esto puede originar reigniciones del arco, o rearqueos, que produzcan fuertes sobrevoltajes sobre los capacitores y en el punto de la red donde se está efectuando la desconexión. Este peligro se evita asegurándose de la elección de un equipo diseñado especialmente para conectar y desconectar capacitores.

3. Corriente nominal.

En alta tensión, la corriente nominal del equipo de conexión y desconexión debe exceder en un 35%, como

mínimo, a la corriente nominal, por fase, del banco de capacitores que va a operar. El objeto de este margen es el tener en cuenta las tolerancias de fabricación de los capacitores, en cuanto a potencia reactiva se refiere (tolerancias normalmente positivas) y la posible operación a un 10% de sobrevoltaje.

En baja tensión, puede ser necesario tomar márgenes todavía mayores, dependiendo del tipo de equipo de conexión y desconexión elegido e incluso del tipo de instalación efectuado.

4. Corriente instantánea de conexión.

En el momento de conectar a la red un banco de capacitores se producen picos de corriente que, en la práctica, pueden llegar a alcanzar valores de 10 veces, o más, el valor de cresta de la corriente nominal del banco. La magnitud exacta de estos picos de corriente depende del tamaño del banco (potencia reactiva) y de la impedancia del sistema en el punto donde se efectúe la conexión.

Debe comprobarse que la corriente instantánea que garantiza el fabricante para el equipo de conexión y desconexión es igual o mayor que la representada por estos picos de corriente.

Estas corrientes instantáneas de conexión pueden presentar una severidad extrema cuando se energizan bancos de capacitores conectados en paralelo. La descarga de un banco de capacitores sobre otro puede originar corrientes de frecuencia elevada, con picos que excedan en 100 o 200 veces el valor de cresta de la corriente nominal de cualquiera de los bancos. Estas corrientes pueden llegar a destruir los equipos de conexión y desconexión en unas pocas operaciones, e incluso pueden llegar a dañar los capacitores. Para evitar riesgos, debe comprobarse que la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas conectadas en paralelo es adecuada. Este dato suele proporcionarlo el fabricante, junto con la capacidad del equipo para operar con cargas capacitivas aisladas. Sin embargo, lo más práctico en cualquier caso, es calcular la corriente de conexión y asegurarse de que ésta no exceda los límites de corriente instantánea garantizados por el fabricante del equipo de conexión y desconexión. La corriente de conexión depende del tamaño de los bancos conectados en paralelo y de la inductancia del cableado interpuesto entre ambos bancos. Aumentando artificialmente esta inductancia, puede reducirse fácilmente la corriente instantánea de conexión a valores que resulten apropiados.

5. Corriente de corto tiempo.

Normalmente, para conectar y desconectar capacitores de potencia en alta tensión, se usan interruptores de baja capacidad interruptiva, o desconectores, a los que no se les exige capacidad interruptiva para corrientes de cortocircuito. El desconector, complementado con fusibles de potencia adecuados, suele proporcionar una solución segura y económica.

En baja tensión se adopta una solución análoga, usándose contactores y fusibles.

Como estos desconectadores y contactores deben ser capaces de resistir las corrientes de cortocircuito del sistema en posición de contactos cerrados, debe comprobarse que éstas no excedan a los valores de corriente de corto tiempo especificados por el fabricante.

6. Capacidad interruptiva.

Cuando se decida operar los capacitores con un interruptor, éste debe contar con una capacidad interruptiva suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores.

Hay interruptores que cuentan con una cierta limitación para el producto corriente-frecuencia. En estos casos, también debe comprobarse que el límite impuesto por el fabricante no va a ser excedido.

C. Equipo de conexión y desconexión en baja tensión

En baja tensión, los capacitores de potencia se operan por medio de equipo de conexión y desconexión estándar, con la única precaución de que la corriente nominal de dicho equipo exceda a la corriente nominal del banco de capacitores en un margen de seguridad adecuado.

Cuando se instalan bancos fijos pueden usarse interruptores de cuchillas con fusibles, que permitan la conexión y desconexión esporádica del banco (por fines de mantenimiento, por ejemplo), ofreciendo también protección para un caso de cortocircuito. La corriente nominal de estas cuchillas debe exceder, como mínimo, en un 65% a la corriente nominal del banco de capacitores.

Cuando se instalan bancos desconectables (operaciones de conexión y desconexión continuadas) pueden usarse contactores magnéticos (o arrancadores) cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 50% a la corriente nominal del banco de capacitores. Como los contactores no proporcionan protección contra cortocircuitos, debe prevenirse la instalación adicional de una protección adecuada. Un interruptor de cuchillas adicional puede proporcionar dicha protección, por medio de sus fusibles, además de la posibilidad de aislar el contactor del sistema cuando sea necesario (para operaciones de mantenimiento, por ejemplo).

Los bancos de capacitores desconectables también pueden operarse por medio de interruptores magnéticos o termomagnéticos, o cualquier otro tipo de interruptor de potencia para bajo voltaje, cuya corriente nominal exceda, como mínimo, en un 35% a la corriente nominal del banco de capacitores.

En el caso particular de los interruptores termomagnéticos de caja moldeada, la corriente nominal del interruptor debe exceder, como mínimo, en un 85% a la corriente nominal del banco de capacitores. Debe prevenirse este mismo margen, cuando se usan contactores

o interruptores instalados en el interior de gabinetes de control.

Para la conexión y desconexión de capacitores en paralelo (bancos de capacitores divididos en secciones desconectables) existen contactores especiales que limitan la corriente de conexión, por medio de una resistencia que se intercala automáticamente en el circuito en el momento inicial de la conexión. También puede usarse equipo estándar cuya capacidad para soportar corrientes instantáneas sea apropiada para cada caso particular, o bien se instale en serie con unas inductancias capaces de amortiguar las corrientes de conexión, reduciéndolas a valores apropiados para el contactor.

D. Equipo de conexión y desconexión en alta tensión

La corriente nominal del equipo de conexión y desconexión usado para operar bancos de capacitores en alta tensión, debe exceder en un 35%, como mínimo, a la corriente nominal del banco de capacitores.

En instalaciones de bancos fijos, de pequeño tamaño, pueden usarse cuchillas desconectoras, o bien, cuchillas cortacircuitos fusibles, que incorporan protección de grupo al medio de desconexión. La corriente de corto tiempo que sean capaces de soportar estas cuchillas debe ser igual o mayor que la corriente de cortocircuito del sistema en el punto de instalación del banco de capacitores. En caso de usarse cuchillas cortacircuitos fusibles, éstas deben contar con una capacidad interruptiva apropiada a la magnitud del cortocircuito del sistema.

Normalmente, la conexión y desconexión esporádica de bancos de capacitores por medio de cuchillas se efectúa hasta voltajes de línea que no exceden a 25 KV.

Para operar bancos de capacitores desconectables se usan desconectadores (sin capacidad para interrumpir corrientes de cortocircuito) o interruptores (con capacidad interruptiva) que interrumpen el arco por medios diversos: Cámaras de aceite, cámaras de vacío, aire comprimido, aire ionizado o exafluoruro de azufre.

El desconectador (o interruptor, en su caso) en aceite, es el equipo que resulta normalmente más económico como medio de conexión y desconexión de bancos de capacitores en alta tensión. Aunque para los voltajes más bajos puede usarse equipo estándar, lo más recomendable es usar equipo que ha sido diseñado especialmente para operar con cargas capacitivas puras. Para líneas cuyo voltaje no exceda a 14.4 KV, pueden usarse desconectadores monofásicos de bajo costo. Para líneas de hasta 34.5 KV y bancos de pequeño tamaño, pueden usarse desconectadores trifásicos, también de un costo relativamente bajo. Para líneas de más de 34.5 KV (hasta 345 KV) pueden usarse interruptores trifásicos.

Los desconectadores de cámaras de vacío resultan económicos y apropiados para operar bancos de capacitores de tamaño mediano y voltajes de línea de hasta 34.5 KV. Aunque en la práctica se han observado rear-

queos en el momento de la conexión, ocasionador por rebotes de los contactos, normalmente estos desconectores operan libres de rearqueos.

Los interruptores de aire comprimido tienen una capacidad interruptiva, libre de rearqueos, muy eficaz. Se usan hasta voltajes de línea de 34.5 KV.

Los interruptores con cámaras de aire ionizado pueden usarse para operar bancos de capacitores, aunque no operan libres de rearqueos. Sin embargo, se ha observado que en la práctica no producen sobrevoltajes muy violentos. Se usan hasta voltajes de línea de 13.8 KV.

Los interruptores con cámaras de exafluoruro de azufre de diseño estándar, operan prácticamente libres de rearqueos y resultan muy apropiados para la conexión y desconexión de bancos de capacitores de potencia. Se usan hasta en voltajes de línea de 345 KV.

E. Energización de un banco aislado.

Al energizar bancos de capacitores, éstos toman corrientes transitorias cuya magnitud puede llegar a ser bastante elevada. En el momento de cerrar el circuito, un banco de capacitores descargado hace bajar momentáneamente a cero el voltaje de la línea en el punto de instalación y esto representa para el sistema un cortocircuito aparente. Si los capacitores se encontraban cargados antes de conectarse a la línea, puede ocurrir que en el momento de la conexión sea distinta la polaridad del voltaje de los capacitores y la del voltaje de la línea, produciéndose corrientes de conexión todavía más violentas.

La figura 22 muestra un esquema representativo de la conexión de un banco de capacitores aislado. En dicha figura, L representa la inductancia de la línea, de los transformadores y del generador. La corriente de conexión máxima se produce cuando se cierra el circuito en un momento en que la línea se encuentra a voltaje de cresta. Esta corriente puede calcularse por medio de la expresión.

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} I_N \left[1 + \sqrt{\frac{KV_{\text{Acc}}}{KVAR}} \right] \quad [24]$$

donde I_N es la corriente nominal del banco, KV_{Acc} representa la potencia de cortocircuito trifásico del sistema en el punto de instalación de los capacitores y la magnitud $KVAR$ representa la potencia reactiva total del banco de capacitores, independientemente de que éste sea monofásico o trifásico, o esté conectado en delta o en estrella.

La expresión [24] está calculada suponiendo que el banco de capacitores se encuentra descargado en el momento de la conexión. De lo contrario, podrían producirse corrientes de un valor doble que el calculado por medio de esta expresión.

En la práctica, los picos de corriente originados en la conexión de bancos de capacitores, toman valores de 5 a 15 veces la corriente nominal del banco.

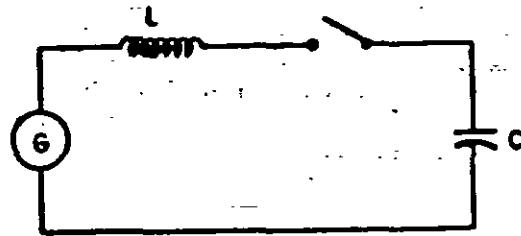


FIG. 22. Conexión de un banco de capacitores aislado

El efecto que estas corrientes producen sobre el equipo de conexión y desconexión depende de la frecuencia con que se opere el banco de capacitores. Para operaciones muy frecuentes, pueden requerirse condiciones especiales en cuanto al mantenimiento del equipo e incluso al diseño o selección del mismo.

En la figura 23 se muestra gráficamente qué picos de corriente máximos pueden producirse al conectar capacitores a tres sistemas de diferentes voltajes, según sean las corrientes de cortocircuito trifásico de dichos sistemas en el punto de instalación de los capacitores. Se considera como pico de corriente máximo a la suma del valor de cresta de la corriente nominal del banco de capacitores, más el valor de cresta de la corriente transitoria calculada según el esquema de la figura 22.

La frecuencia de dicha corriente transitoria puede calcularse por medio de la expresión:

$$f = f_0 \sqrt{\frac{KV_{\text{Acc}}}{KVAR}} \quad [25]$$

donde f_0 es la frecuencia nominal del sistema.

Si los capacitores se encuentran descargados inicialmente, el sobrevoltaje transitorio máximo producido en el momento de la conexión puede llegar a ser, teóricamente, dos veces el voltaje de cresta del sistema. Si los capacitores se encuentran cargados al mismo voltaje que el voltaje del sistema en el momento de la conexión, no se produce ningún sobrevoltaje. Si en el momento de conectarse encontrase el sistema en su voltaje de cresta, estando los capacitores cargados a este mismo voltaje pero con polaridad inversa, el sobrevoltaje transitorio puede alcanzar un valor de tres veces dicho voltaje de cresta.

En la práctica, los sobrevoltajes máximos observados en el momento de la conexión, son de 1.8 veces el voltaje de cresta, en la conexión de bancos descargados y 2.7 veces el voltaje de cresta, al conectar bancos de capacitores sin descargar.

F. Energización de bancos en paralelo.

Cuando se energiza un banco de capacitores en las proximidades de otro banco que se encuentra en ope-

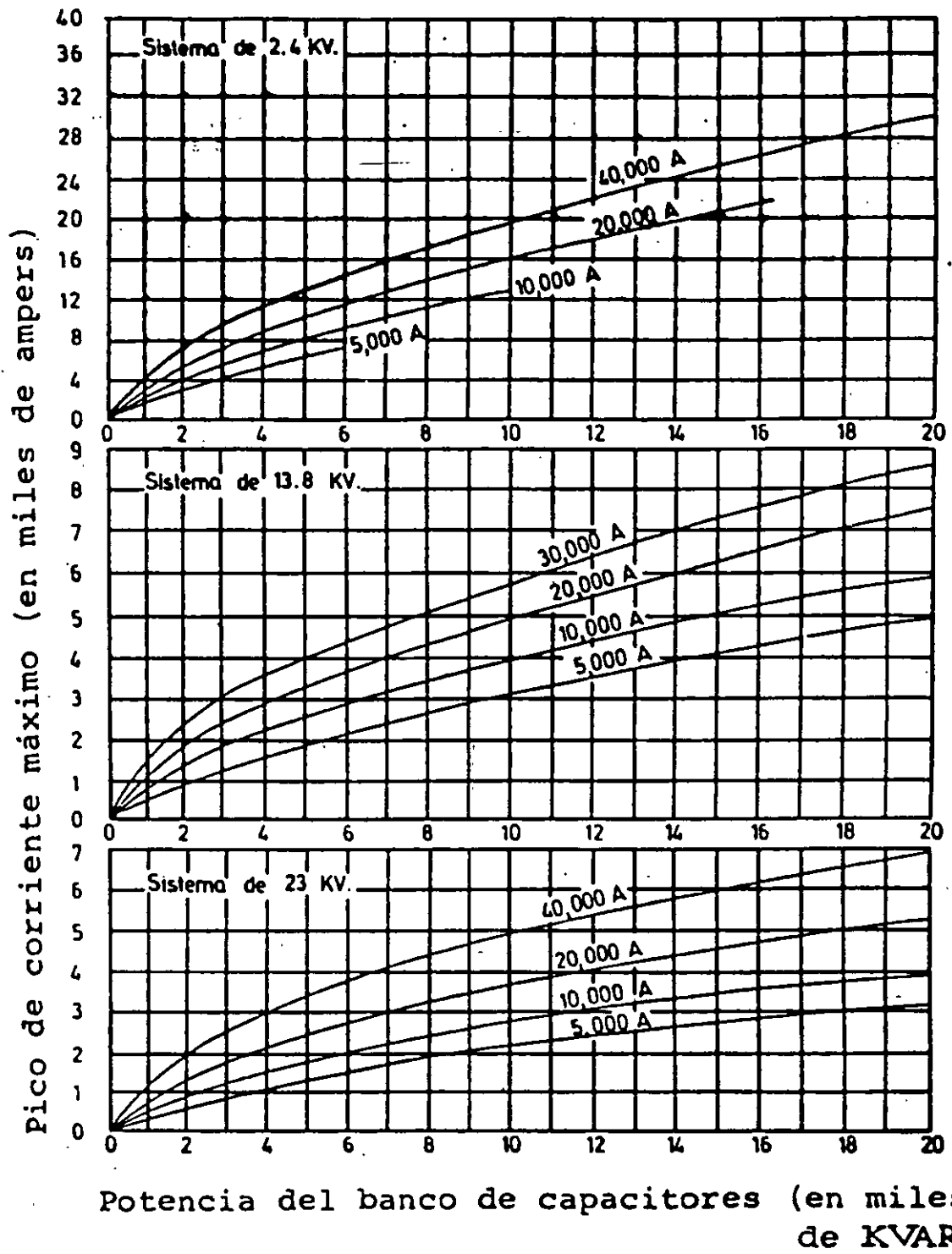


FIG. 23. Pico de corriente máximo originado al energizar un banco de capacitores

ración, pueden producirse sobrecorrientes instantáneas de magnitud extraordinariamente elevada.

La figura 24 muestra un esquema representativo de la conexión de dos bancos de capacitores en paralelo. C_1 representa la capacitancia, por fase, del banco que se encuentra en operación. C_2 es la capacitancia de cada fase del banco que se va a energizar y L la inductancia de los cables, o tramos de barras, interpuestos entre ambos bancos de capacitores.

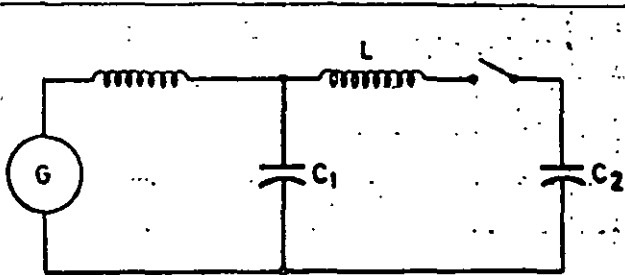


FIG. 24. Conexión de bancos de capacitores en paralelo

En estos casos, el cortocircuito aparente provocado por la conexión del banco C_2 es alimentado, prácticamente en su totalidad, por la energía almacenada en el banco C_1 . Esto es debido a que la reactancia representada por la inductancia L , normalmente, es mucho más pequeña que la reactancia interpuesta entre los capacitores y el generador. En la práctica, los cables desnudos, o las barras, usados en el alambrado de los bancos pueden contar con una inductancia de 1 microhenrio por metro, aproximadamente. Los cables trifásicos aislados cuentan con una inductancia todavía menor: 0.3 microhenrios por metro, aproximadamente.

El pico de corriente máximo que toma el banco C_2 , ocurre cuando dicho banco se energiza encontrándose la red a su voltaje de cresta. Puede calcularse por medio de la expresión:

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} V_N \sqrt{\frac{C_T}{L}} \quad [26]$$

siendo
$$C_T = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}$$

y tomando como V_N el voltaje nominal de los capacitores.

En bancos de capacitores conectados en estrella, la expresión [26] está calculada en base a que los neutros estén conectados a tierra, o bien, unidos entre sí. Este último es el caso de bancos de capacitores divididos en secciones desconectables.

La expresión [26] supone también que el banco C_2 se encuentra descargado en el momento de la conexión.

De lo contrario, podrían producirse corrientes de hasta un valor doble.

En la práctica, se ha comprobado que los picos de corriente originados en la conexión de bancos de capacitores en paralelo alcanzan fácilmente valores de 20 a 250 veces la corriente nominal de los capacitores. Estas corrientes se amortiguan, bajando a valores insignificantes, en tiempos inferiores a 0.016 seg. (un periodo).

La frecuencia de estas corrientes transitorias puede calcularse por medio de la expresión:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC_T}} \quad [27]$$

G. Desenergización de un banco de capacitores

Al desconectar un banco de capacitores, la diferencia de potencial entre los contactos del equipo de desconexión inmediatamente después de haberse interrumpido el circuito es prácticamente nula, debido a que los capacitores, una vez ocurrida la interrupción, mantienen el voltaje al que se encontraba la línea en el instante de quedar desconectados. Esta circunstancia permite que para cualquier equipo de desconexión resulte relativamente fácil la apertura inicial de un circuito capacitivo, en uno de los primeros ceros de corriente ocurridos después de haberse iniciado el arco entre sus contactos.

Sin embargo, medio ciclo después de haberse producido la interrupción del arco, el voltaje entre los contactos alcanza un valor de dos veces el voltaje de cresta V_c , de la onda fundamental. La figura 25 ilustra esta circunstancia. Si en este momento, los contactos del equipo de desconexión se encuentran lo suficientemente separados entre sí como para que el medio interpuesto entre ellos aguante esta diferencia de potencial sin que se restablezca el arco, se habrá logrado la desconexión de los capacitores sin problema alguno.

En la figura 25 se supone que la interrupción del arco ha ocurrido en el instante $T = 0$ y puede verse que es precisamente el defase de 90° entre la corriente y el voltaje, típico de una carga capacitiva, lo que propicia el que puedan alcanzarse diferencias de voltaje tan altas entre los contactos del equipo de desconexión.

Si el contacto móvil del equipo de desconexión no es lo suficientemente rápido como para asegurar una rigidez dieléctrica apropiada entre ambos contactos medio ciclo después de haberse producido la primera interrupción del arco, puede ocasionarse una regeneración del arco, o rearqueo, con las consecuencias siguientes: Como los capacitores se encuentran cargados a voltaje de cresta con una cierta polaridad y la línea, en el momento del rearqueo, se encuentra también a voltaje de cresta aproximadamente y con polaridad contraria, el voltaje de los capacitores tenderá a cambiar bruscamente de polaridad para adaptarse al voltaje de la línea. Sin embargo, tal como se muestra en la figura 26, no sólo se alcanza el voltaje de la línea sino que se sobrepasa en una magnitud igual a la diferencia de voltaje inicial, ocasionándose un sobrevoltaje de tres

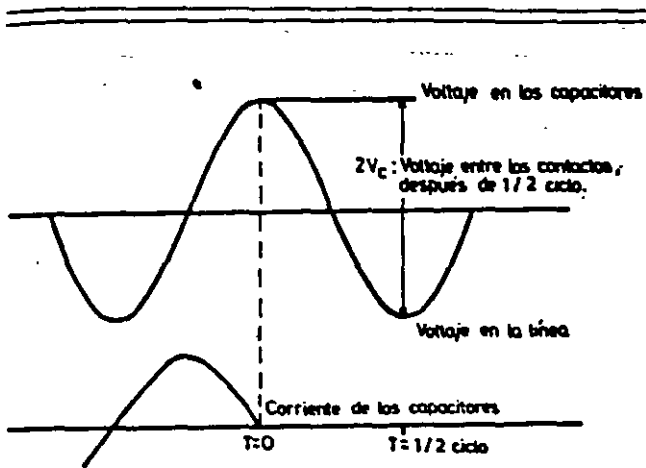


FIG. 25. Desconexión, sin reaqueo, de un banco de capacitores aislado

veces el voltaje de cresta V_c , en el punto donde se está efectuando la desconexión del banco de capacitores. Este sobrevoltaje va asociado con una corriente de alta frecuencia, que puede volver a interrumpirse en uno de sus primeros ceros, quedando cargados los capacitores a un voltaje de tres veces el voltaje de cresta V_c , de la onda fundamental. Medio ciclo más tarde, la diferencia de voltaje entre los polos del equipo de desconexión puede alcanzar un valor de cuatro veces el voltaje de cresta y podría ocasionarse un segundo reaqueo, con sobrevoltajes todavía mayores, si la separación entre los contactos fijo y móvil no es aún suficiente para impedirlo.

Lo anterior se refiere al caso de un banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra. En la desconexión de bancos de capacitores con neutro flotante, pueden ocasionarse sobrevoltajes todavía mayores.

Para evitar estos problemas, los bancos de capacitores deben ser operados con equipos de conexión y desconexión capaces de interrumpir las corrientes capacitivas sin ocasionar reaqueos. Pueden usarse desconectores o interruptores, diseñados especialmente para

estos fines, o bien equipos cuyo medio de desconexión se si garantiza la operación libre de reaqueos.

Para voltajes de línea de más de 46 KV, debe consultarse con el fabricante del equipo de conexión y desconexión, la posibilidad de que éste opere con bancos conectados en estrella con neutro flotante.

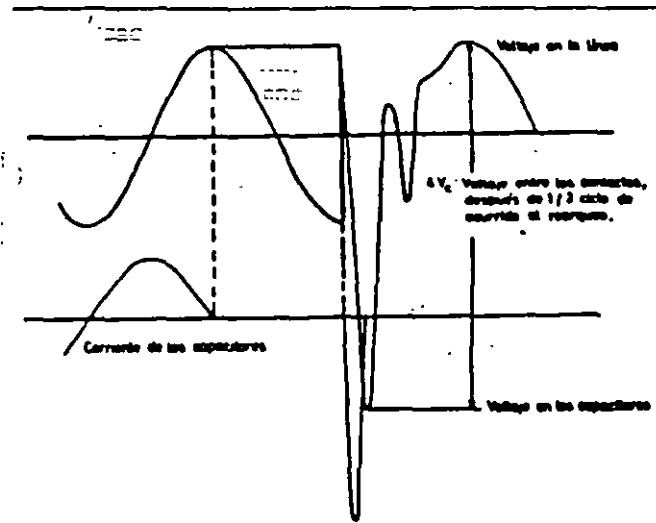
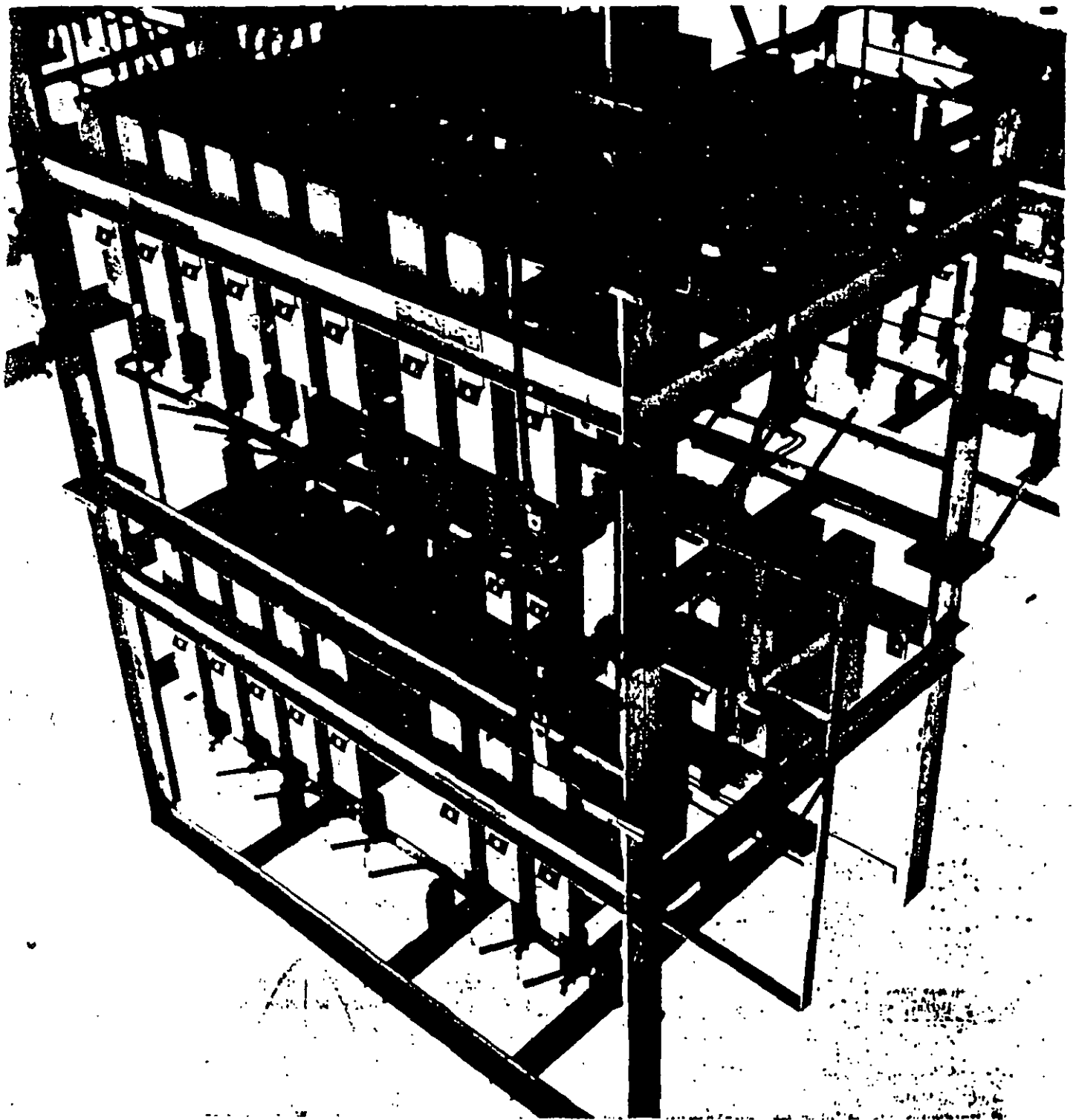


FIG. 26. Desconexión, con reaqueo, de un banco de capacitores aislado

H. Energización de capacitores a bajas temperaturas ambiente

El nivel de voltaje de iniciación de descargas parciales en el interior de los dieléctricos utilizados en la fabricación de capacitores de potencia, decrece significativamente a bajas temperaturas. Por consiguiente, el energizar capacitores que han quedado fuera de operación durante un cierto tiempo en lugares muy fríos, puede representar un peligro para los capacitores.

Sin embargo, actualmente es normal encontrar en el mercado capacitores de potencia que pueden ser energizados sin peligro hasta temperaturas de -40°C .



X. Protección

A. Por qué proteger los capacitores

La vida media esperada de una instalación de capacitores de potencia es de 15 a 20 años de servicio, en condiciones normales de operación. Sin embargo, es normal encontrar en la práctica que de cada mil capacitores instalados, fallen algunas pocas unidades entre los primeros meses y los primeros años de operación.

Si se tiene en cuenta, como ejemplo, que un capacitor de potencia de 150 KVAR (alta tensión) está fabricado con un dieléctrico de unas pocas milésimas de milímetro de espesor y unos 200 m² de superficie, puede comprenderse fácilmente la dificultad de producir dos capacitores idénticos, en cuanto al grado de homogeneidad física y química de sus dieléctricos. Por consiguiente, a pesar del estricto control de calidad en cuanto a materias primas, procesos y pruebas eléctricas, a que se someten los capacitores en su fabricación, no es posible evitar que salga de fábrica un pequeño porcentaje de unidades (medido en tanto por mil), que a pesar de haber resistido todas las pruebas normalizadas, pueden fallar en los primeros meses de operación.

La figura 27 muestra el porcentaje de fallas de unidades acumuladas, en tanto por mil, durante los primeros años de servicio de instalaciones de capacitores de potencia en alta tensión. Las curvas que aparecen en esta figura están basadas en la experiencia de los principales fabricantes de capacitores de América. La curva A se refiere a fallas ocurridas en bancos de capacitores de pequeña potencia reactiva, instalados con un sistema de protección muy elemental. La curva B se refiere a fallas ocurridas en bancos de capacitores, generalmente de gran potencia reactiva, en los que el sistema de protección ha sido estudiado cuidadosamente. En esta curva, el uso de fusibles individuales juega un papel primordial. Debido a las ventajas intrínsecas del uso de capacitores de potencia, incluso la curva A se considera como satisfactoria y económica.

Normalmente, el fallo de un capacitor de potencia implica un cortocircuito entre sus placas, con un arqueo que descompone el dieléctrico, formando cloruro de hidrógeno gaseoso. Este gas, sometido a presión por el calentamiento proporcionado por el arco eléctrico, puede llegar a hacer explotar el tanque del capacitor si no existe un medio adecuado de interrumpir el cortocircuito en un tiempo suficientemente pequeño.

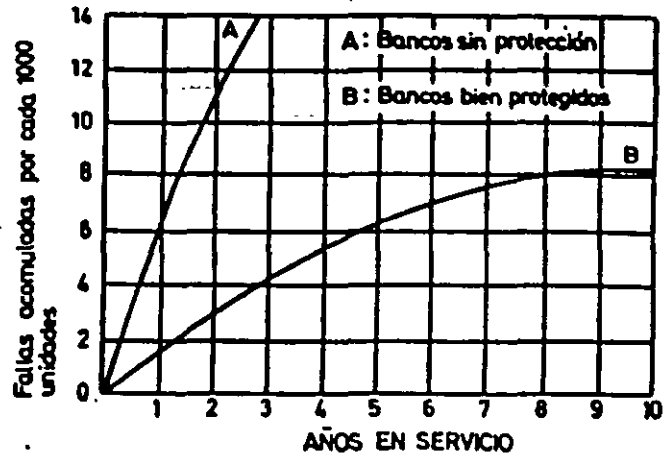


FIG. 27. Porcentajes de fallas en operación, de capacitores de potencia

La posibilidad de estos fallos hace imprescindible que en cualquier instalación de capacitores de potencia, ya sea en alta o en baja tensión, se planee una protección adecuada. Más bien que proteger a los mismos capacitores, el objetivo primordial de esta protección es mantener la continuidad del servicio y proteger al personal y al equipo de las posibles consecuencias del fallo de un capacitor.

B. La protección por medio de fusibles. Sus objetivos

La protección más económica para capacitores de potencia se logra por medio de fusibles. Estos deben ser elegidos de forma que cumplan con los objetivos siguientes:

- Mantener la continuidad del servicio, evitando que salga algún circuito de operación por un fallo ocurrido en el banco de capacitores.
- Evitar que el fallo de un capacitor pueda causar daños a otros capacitores del mismo banco, a otr

equipos instalados en las proximidades del banco de capacitores, o incluso accidentes de personal.

- c) Proporcionar una indicación visual de la unidad fallada, en caso de protección individual, o de la fase en que ha ocurrido el fallo, en el caso de protección en grupo.

Para elegir un fusible destinado a proteger un capacitor, o un grupo de capacitores, deben tenerse en cuenta los factores siguientes:

1. Voltaje nominal de la instalación.
2. Corriente nominal del capacitor o grupo de capacitores.
3. Corriente que pasará por el fusible (corriente de fallo) al fallar el capacitor protegido, o uno de los capacitores del grupo protegido.

El voltaje nominal del fusible debe ser adecuado al voltaje de la línea en que se va a instalar, de forma que en el momento de fallar un capacitor, el voltaje que aparezca sobre el fusible no sea superior a su voltaje nominal. En general, el voltaje nominal del fusible debe coincidir con el voltaje nominal de los capacitores.

Debe procurarse que la corriente nominal del fusible exceda en un 65%, como mínimo, a la corriente nominal del capacitor, o grupo de capacitores, que se pretende proteger. De esta forma, se prevé que el fusible no falle por el paso de un nivel de corrientes armónicas todavía admisible para los capacitores, ni por las corrientes transitorias ocasionadas en las operaciones de conexión y desconexión del banco de capacitores. En instalaciones en delta, puede reducirse este factor de seguridad hasta a un 50%.

Cuando se usan fusibles tipo expulsión debe tenerse en cuenta que el número de clasificación de los listones tipo K y T (normas NEMA) no suele coincidir con la corriente nominal real que dichos listones son capaces de soportar. Generalmente, esta corriente es mayor que el número de clasificación de dichos listones, expresado en amperes. En los listones tipo N, sí es normal que el número de clasificación coincida con la corriente nominal del listón. Lo más recomendable, en cualquier caso, es usar las corrientes nominales especificadas por cada fabricante para sus propios listones.

Por último, la capacidad interruptiva del fusible debe ser superior a la corriente de fallo del capacitor (o capacitores) protegido.

En las instalaciones más usuales de bancos de capacitores con una sola fila de capacitores en paralelo por fase, esta corriente de fallo depende esencialmente del tipo de conexión efectuada con los capacitores. Para la conexión en delta, la corriente de fallo coincide prácticamente con la corriente de cortocircuito entre fase y fase del sistema, en el punto donde está instalado el banco de capacitores. Para la conexión

en estrella con neutro a tierra, la corriente de fallo coincide con la corriente de cortocircuito de fase a tierra del sistema. Para la conexión en estrella con neutro flotante, la corriente de fallo de uno de los capacitores de una cierta fase es tres veces la corriente nominal de fallo suele resultar mucho más baja que la corriente de fallo obtenida con los otros dos tipos de conexión anteriores.

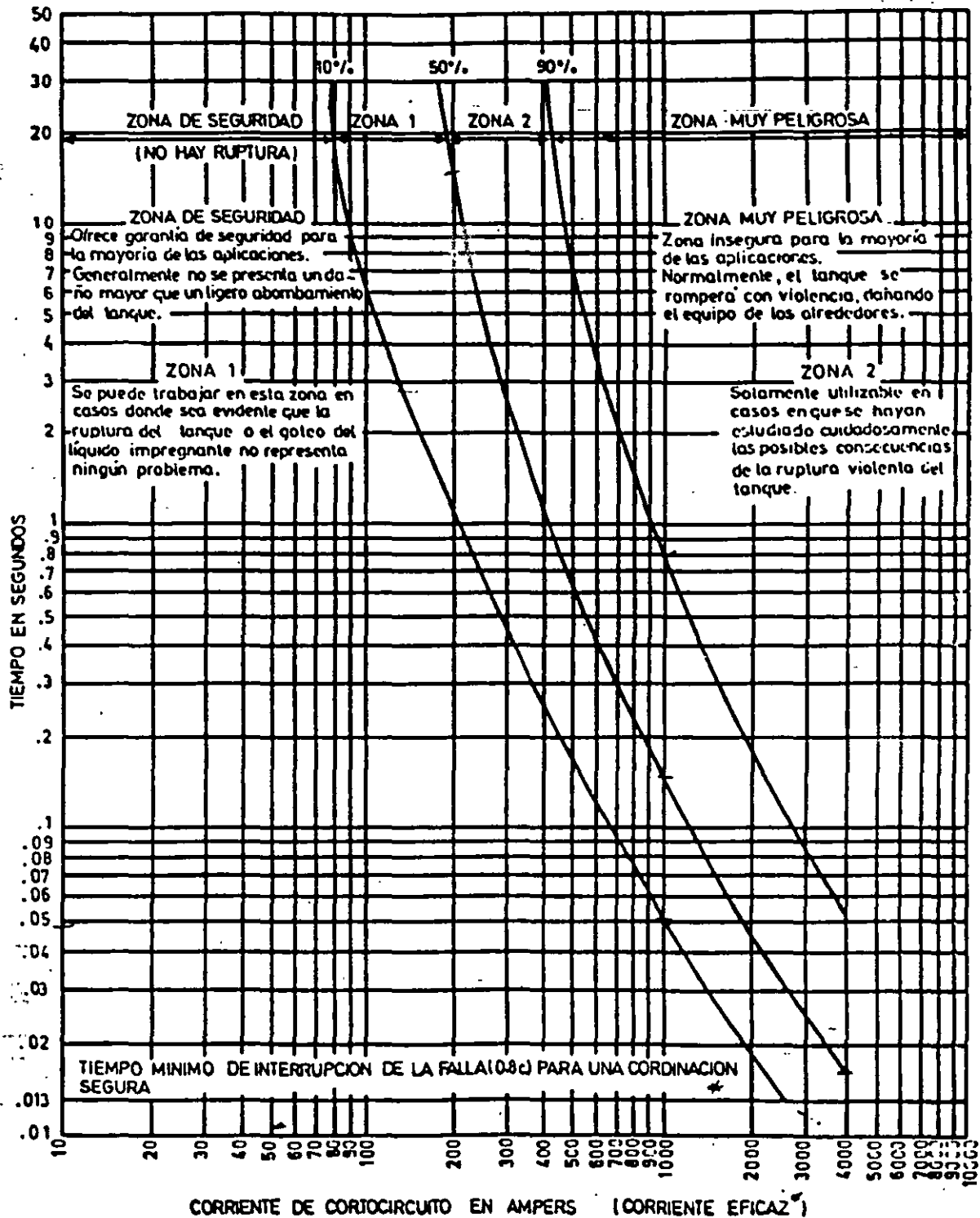
En bancos de capacitores cuyas fases están formadas por varias filas de capacitores conectados en serie (conexión serie-paralelo), la corriente de fallo de un capacitor fallado en una de las filas, está limitada por la impedancia de las otras filas restantes y no varía de una forma tan significativa con el tipo de conexión efectuada.

Al elegir la capacidad interruptiva del fusible, debe tenerse en cuenta que ésta suele basarse en la corriente asimétrica máxima que puede soportar dicho fusible durante medio ciclo después de haberse producido el fallo. En la práctica, esta corriente asimétrica se considera como 1.6 veces el valor de la corriente asimétrica de fallo, para fusibles de alta tensión y 1.4 veces, para fusibles de baja tensión.

Cuando se eligen fusibles para capacitores de potencia de alta tensión, es necesario coordinar las características de fusión de los fusibles, con las curvas de probabilidad de ruptura del tanque de los capacitores. En las figuras 28, 29 y 30, se muestran las curvas de probabilidad de ruptura aceptadas como curvas estándar para capacitores de potencia (normas NEMA) de 25 y 50 KVAR, 100 KVAR y 150 KVAR, respectivamente. Actualmente se utilizan también las curvas de la figura 30, para capacitores de 200 KVAR y 300 KVAR.

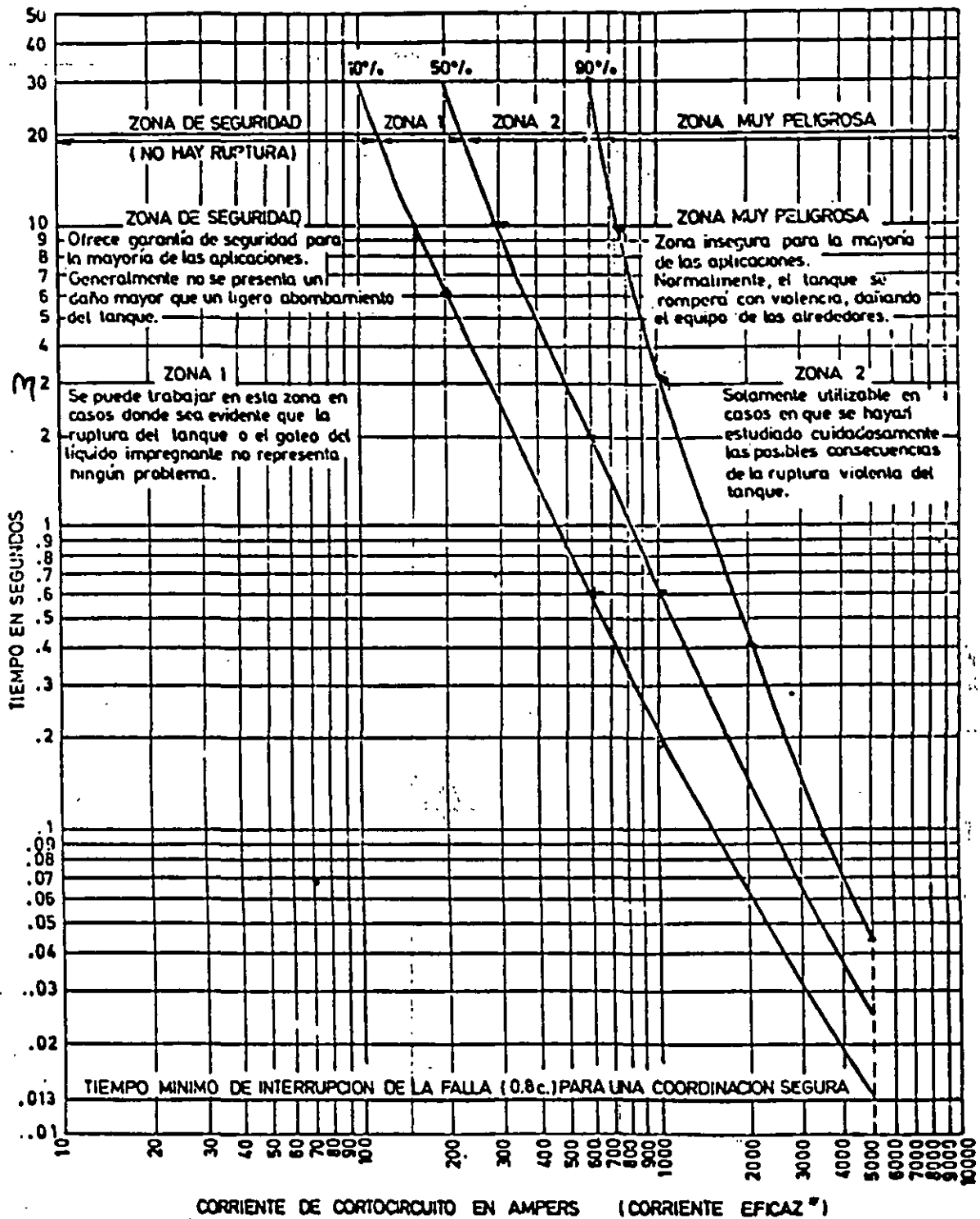
De las curvas de fusión completa del fusible elegido puede deducirse el tiempo que tardará el fusible en interrumpir la corriente de fallo del capacitor. La combinación de estos dos parámetros: Corriente de fallo-Tiempo de apertura del fusible, determina un punto en las curvas de probabilidad de ruptura del capacitor que debe quedar situado en la zona de seguridad de dichas curvas. De otra forma, debe elegirse un fusible más sensible, cuya combinación Corriente-Tiempo sí quede en dicha zona de seguridad. Para lograr una protección en grupo económica de los bancos de capacitores tipo poste, cada día de mayor tamaño y de mayor demanda en las líneas de distribución, muchas compañías eléctricas aceptan fusibles cuya combinación Corriente-Tiempo determine un punto en la zona 1 de las curvas de probabilidad de ruptura.

Si la corriente de fallo de un capacitor de potencia de alta tensión es mayor que 4,000 amperes asimétricos, para capacitores de 25 ó 50 KVAR, mayor que 5,000 amperes, para capacitores de 100 KVAR, o mayor que 6,000 amperes, para capacitores de 150 ó 200 KVAR, no pueden usarse fusibles tipo expulsión para la protección de los capacitores en esa instalación particular, ya que existe un peligro inminente de que se produzca la ruptura violenta del tanque antes de que



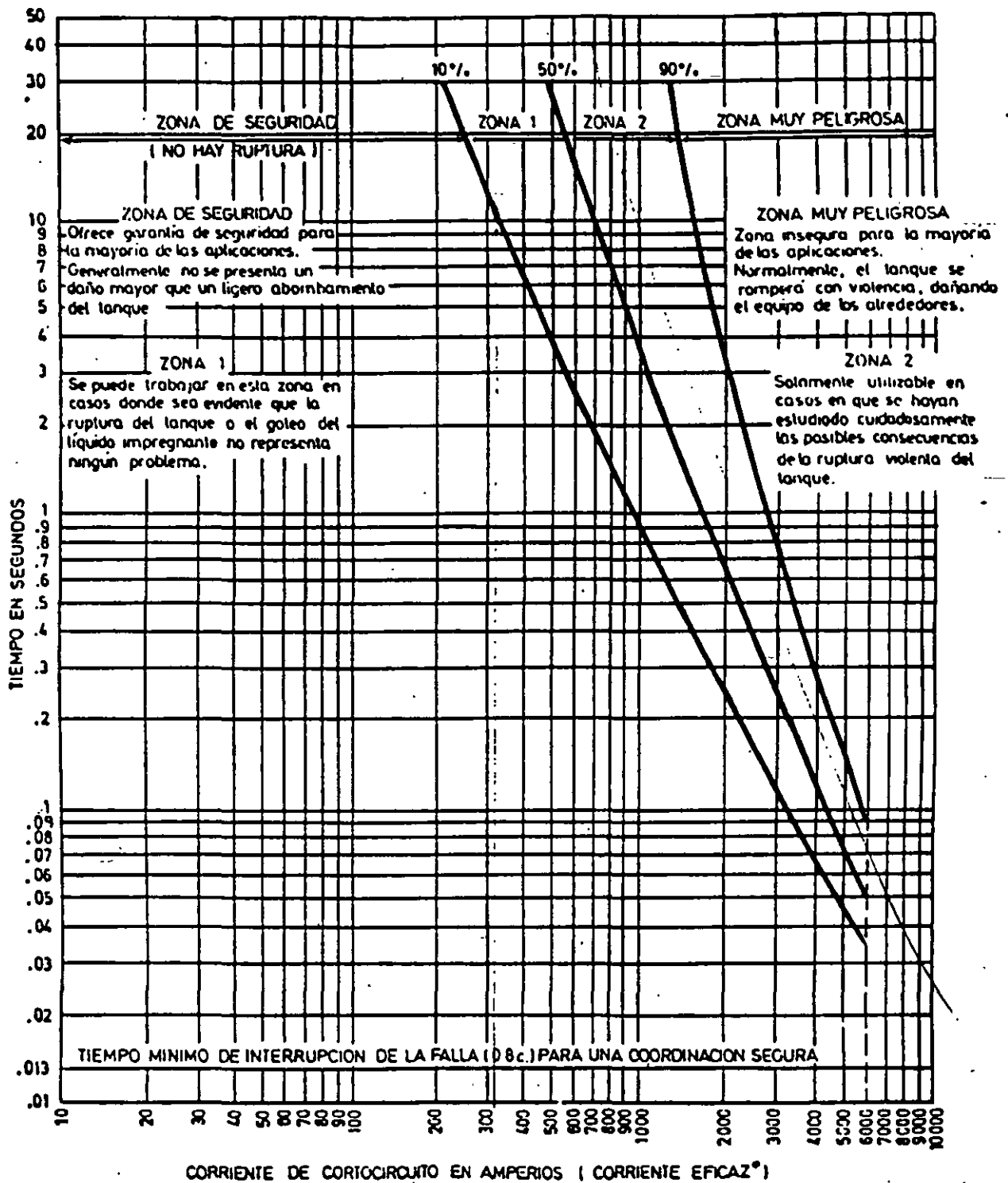
* Utilícense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo

FIG. 28. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 25 ó 50 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno



* Utilizense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo.

FIG. 29. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 100 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno



* Utilicéense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo.

FIG. 30. Curvas de probabilidad de ruptura del tanque de un capacitor de potencia de 150 KVAR, en condiciones de un cortocircuito interno

actúe el fusible. En estos casos, los capacitores deben ser protegidos con fusibles de potencia limitadores de corriente.

Los fusibles tipo expulsión tampoco resultan adecuados cuando se instala en paralelo un número de capacitores tal, que su capacidad de almacenamiento de energía exceda a 10,000 jul. La capacidad de almacenar energía de una instalación particular puede calcularse por medio de la expresión [21]. Si en una cierta instalación se sobrepasa este límite de energía, los capacitores deben protegerse con fusibles de potencia limitadores de corriente, que además sean capaces de interrumpir corrientes de altas frecuencias.

C. Protección de fusibles individuales

Consiste en proteger cada capacitor con su propio fusible, o bien, en caso de usarse capacitores trifásicos, proteger cada fase del capacitor con un fusible. Para proteger individualmente capacitores trifásicos de baja tensión que no lleven instalados fusibles internos, la práctica normal consiste en instalar dos fusibles por capacitor, en dos cualquiera de sus fases.

La protección individual permite cumplir con los objetivos generales de la protección con fusibles en la forma más satisfactoria posible. Merecen destacarse las ventajas siguientes:

- La protección individual permite que un capacitor fallado salga de operación, sin necesidad de que se desconecte el banco de capacitores o toda una fase del banco, proporcionándose de esta forma la mejor continuidad de servicio posible.
- Los fusibles usados normalmente en la protección individual son de pequeña corriente nominal y fáciles de coordinar, de una forma segura, con las curvas de probabilidad de ruptura de los tanques de los capacitores. Esto permite reducir significativamente el porcentaje de capacitores fallados en cualquier instalación particular, ya que resulta muy improbable que un capacitor al fallar dañe a otras unidades próximas a él.
- El hecho de que el fusible individual indique directamente cuál es la unidad fallada, simplifica considerablemente el mantenimiento del banco de capacitores.

Sin embargo, la protección individual está limitada a bancos de capacitores de un cierto tamaño en adelante, debido al desbalanceo interno de voltaje que se produce en un banco de capacitores al salir de operación algunas unidades. En el caso de un banco conectado en estrella con neutro flotante, el fallo y desconexión de algunas unidades en alguna de las fases, origina un desplazamiento eléctrico del neutro que, a su vez,

ocasiona un sobrevoltaje en los capacitores de la fase o de las fases, que hayan quedado con mayor impedancia. Si este sobrevoltaje llega a exceder en más del 10% al voltaje nominal de dichos capacitores, puede originarse un fallo indefinido de capacitores hasta que se resuelva la situación en la operación de mantenimiento más próxima. En casos de bancos conectados en estrella con neutro a tierra, o en delta, cuyas fases estén formadas por varias filas de capacitores conectadas en serie entre sí (conexión serie-paralelo), el fallo y desconexión de algunas unidades en alguna de las filas puede originar una redistribución de la caída de voltaje en dichas filas y poner en peligro a los capacitores restantes, a no ser que el banco de capacitores sea de tamaño suficientemente grande para que no resulte significativo al desbalanceo de voltaje producido por unas pocas unidades que salgan de operación.

En la figura 31 se representa una carga trifásica desbalanceada, conectada en estrella con el neutro unido al neutro de la línea a través de una cierta impedancia. Y_1 , Y_2 e Y_3 , representan las admitancias de cada una de las fases de la carga e Y_0 , la admitancia entre los neutros del generador y de la carga. En realidad, Y_0 puede representar la admitancia entre el neutro de la carga y tierra. El generador que alimenta esta carga está representado por tres bobinas conectadas en estrella. \bar{I}_1 , \bar{I}_2 e \bar{I}_3 , representan las corrientes que toma cada una de las fases de la carga e \bar{I}_0 , la corriente que toma el neutro.

En la figura 32 se representan por \bar{V}_{o1} , \bar{V}_{o2} y \bar{V}_{o3} , los voltajes de fase a neutro producidos en el generador y por \bar{V}_{e1} , \bar{V}_{e2} y \bar{V}_{e3} , las caídas de voltaje resultantes en cada fase de la carga. \bar{V}_0 representa el desplazamiento del neutro, anteriormente mencionado.

Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff al nudo O' de la carga y suponiendo que, en general, se trata de un sistema de n fases, resulta que el desplazamiento del neutro viene dado por la expresión:

$$\bar{V}_0 = \frac{\sum_1^n \bar{V}_{o1} Y_1}{Y_0 + \sum_1^n Y_1} \quad [28]$$

En el caso particular de que la carga que acabamos de describir, represente un banco de capacitores conectado en estrella, se deduce de la expresión [28] que solo se pueden producir desplazamientos del neutro cuando éste se deja flotante: $Y_0 = 0$. En la alternativa de neutro conectado a tierra: $Y_0 = \infty$, el desplazamiento del neutro resulta nulo. En este último caso, así como en el caso de conexión en delta, solamente pueden originarse desbalanceos de voltaje si se efectúan conexiones serie-paralelo con los capacitores de cada fase.

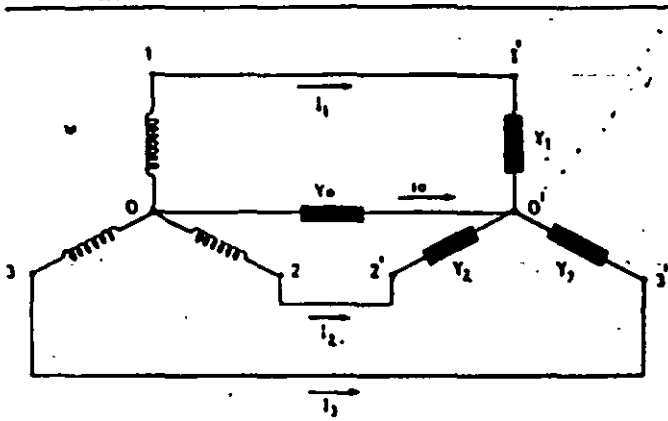


FIG. 31. Carga trifásica, en estrella con neutro conectado al neutro de la línea a través de una impedancia

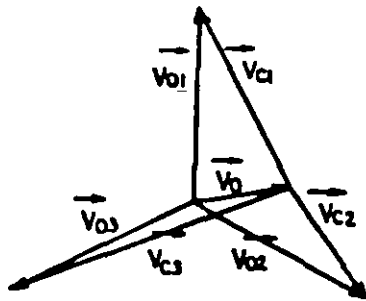


FIG. 32. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , originado en la carga por falta de simetría

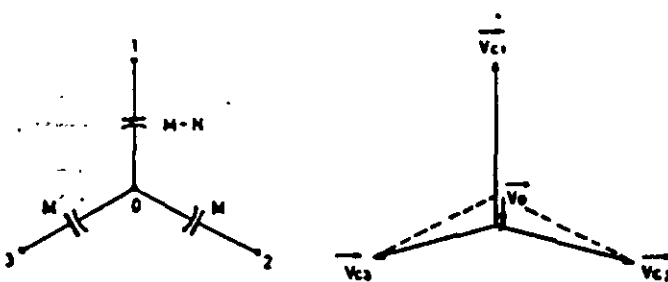


FIG. 33. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, formado por M unidades conectadas en paralelo por cada fase y habiendo fallado N unidades en la fase 1

En la figura 33 se representa un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, formado por M unidades conectadas en paralelo por cada fase.

En la figura se muestra también el desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , que se produce en este banco cuando fallan N capacitores de la fase 1.

De la expresión [28] se deduce que:

$$\vec{V}_0 = -\vec{V}_{01} \frac{N}{3M - N}$$

Es decir, el desplazamiento del neutro se efectúa en la misma dirección y sentido contrario al del voltaje \vec{V}_{01} , que existía en la fase 1, antes de que fallaran los capacitores. Por consiguiente, dicho desplazamiento se traduce íntegramente en un sobrevoltaje en los capacitores restantes en la fase 1, tal como se indica en la figura 33.

Llamando S a este sobrevoltaje, expresado en tanto por uno respecto al voltaje nominal de los capacitores:

$$S = \frac{|\vec{V}_0|}{|\vec{V}_{01}|}$$

resulta:

$$S = \frac{N}{3M - N} \quad [29]$$

De la expresión [29] se deduce que en un tipo de banco de capacitores tan usual en la práctica como el banco descrito anteriormente (conexión en estrella con neutro flotante y una sola fila de capacitores en paralelo por fase), el tamaño mínimo del banco para el que es factible proteger individualmente los capacitores es el de 4 capacitores por fase. Si se protegiese individualmente un banco de capacitores formado con tres capacitores por fase, en caso de fallar un capacitor se produciría un sobrevoltaje:

$$S = \frac{1}{9 - 1} = 0.125 = 12.5\%$$

que pondría en peligro a los dos capacitores restantes en la fase donde ocurriese el fallo.

Las tablas IV y V proporcionan, para el caso más general de bancos de capacitores conectados en estrella con fases formadas por varias filas de capacitores en serie, las corrientes de fallo de un capacitor y el sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de un capacitor, en bancos que cuentan con el número mínimo de unidades con que todavía es factible la protección individual. La tabla IV se refiere a bancos conectados en estrella, con neutro flotante y la tabla V se refiere a bancos conectados en estrella, con neutro a tierra.

D. Protección en grupo

Consiste en proteger agrupamientos de capacitores o fases completas de un banco de capacitores, con un solo fusible de grupo. Se usa principalmente en bancos

TABLA IV. Corriente de fallo de un capacitor y sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de una unidad, en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, con varias filas de capacitores en serie por fase

Número de filas en serie	Número mínimo de unidades en cada fila	Corriente de fallo de un capacitor, en veces la normal	Sobrevoltaje ocasionado por la desconexión de un capacitor, en tanto por ciento
1	4	12.0	9
2	8	12.0	9
3	9	11.6	9.5
4	9	10.8	10
5	10	11.5	10
6	10	11.2	10
7	10	11.0	10
8	10	10.9	10
9	11	11.9	Menos que 10
10	11	11.8	Menos que 10
11	11	11.7	Menos que 10
12	11	11.6	Menos que 10
13	11	11.6	Menos que 10
14	11	11.5	Menos que 10
15	11	11.5	Menos que 10
16	11	11.5	Menos que 10

TABLA V. Corriente de fallo de un capacitor y sobrevoltaje producido por el fallo y desconexión de una unidad, en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, con varias filas de capacitores en serie por fase

Número de filas en serie	Número mínimo de unidades en cada fila	Corriente de fallo de un capacitor, en veces la normal	Sobrevoltaje ocasionado por la desconexión de un capacitor, en tanto por ciento
1	1	Corto a fase de tierra	Nulo
2	6	12	9
3	8	12	9
4	9	12	9
5	9	11.2	9.8
6	9	10.8	10.0
7	10	11.7	9.4
8	10	11.4	9.5
9	10	11.2	Menos que 10
10	10	11.1	Menos que 10
11	10	11.0	Menos que 10
12	10	10.9	Menos que 10
13	10	10.8	Menos que 10
14	11	11.8	Menos que 10
15	11	11.8	Menos que 10
16	11	11.7	Menos que 10

cuyo pequeño tamaño no permite el uso de protección individual. Se usa también como protección de corto circuitos en bancos cuyos fusibles individuales no tienen capacidad suficiente para interrumpir las corrientes de cortocircuito del sistema en que se encuentran instalados, o bien, en bancos de gran tamaño y gran cantidad de alambrado que cuentan con muchas partes vivas que no quedan protegidas con los fusibles individuales.

Como fusibles de grupo se emplean los mismos tipos de fusibles que los usados en la protección individual. Además de las consideraciones expuestas anteriormente para la protección por medio de fusibles, en general al planear la instalación de fusibles de grupo deben tenerse en cuenta las reglas siguientes:

- a) En cualquier caso, el fusible debe ser capaz de interrumpir la corriente de fallo que vaya a soportar en un tiempo inferior a 300 segundos.
- b) Cuando la corriente de fallo de un capacitor excede a 3,000 amperes, los fusibles de grupo deben ser complementados con fusibles individuales.

E. Protección con relevadores

Los beneficios de la protección con fusibles individuales pueden quedar limitados, en bancos de capacitores para los que se prevean operaciones de mantenimiento muy esporádicas, por el peligro que supone un sobrevoltaje excesivo originado por el fallo y desconexión de un cierto número de capacitores en dichos bancos.

Para evitar este peligro y como sistemas de sobreprotección, se usan los llamados sistemas de protección por desbalanceo. Estos consisten esencialmente en un desconectador (o juego de desconectores monofásicos) capaz de operar el banco de capacitores con carga, un transformador, o juego de transformadores de corriente o de potencial y un relevador, o juego de relevadores de corriente o de voltaje, que al captar una señal de desbalanceo predeterminada, envían una señal de apertura al desconectador, sacando fuera de operación el banco de capacitores en el momento en que llegan a alcanzarse unas condiciones de desbalanceo críticas.

Los esquemas más importantes de protección por desbalanceo pueden resumirse en los grupos siguientes:

- a) Transformador de corriente o de potencial, conectado entre los neutros de un banco alambrado en estrella con neutro flotante, que ha sido dividido en dos secciones generalmente iguales entre sí. Dicho transformador alimenta a un relevador de corriente o de voltaje, que capta la señal de desbalanceo entre ambas secciones del banco.
- b) Juego de transformadores de potencial, con los primarios conectados entre fases y neutro de un banco alambrado en estrella con neutro flotante y los secundarios conectados en delta abierta, alimentando un relevador de voltaje que detecta el desplazamiento del neutro.

- c) Transformador de potencial conectado entre tierra y el neutro de un banco alambrado en estrella con neutro flotante, instalado en un sistema con neutro a tierra. El transformador alimenta a un relevador de voltaje que detecta el desplazamiento del neutro.
- d) Juego de transformadores de potencial y relevadores de voltaje, conectados en cada fila de capacitores de un banco alambrado en estrella con neutro a tierra o en delta, cuyas fases están formadas por varias filas de capacitores conectadas en serie (conexión serie-paralelo).

La figura 34 representa un banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante, protegido por desbalanceo por medio de un relevador de corriente. Se supone que el banco original consta de M capacitores por fase, conectados en paralelo entre sí y que éste ha sido dividido en dos estrellas de $M/2$ capacitores por fase, cuyos neutros respectivos, O y O' , se unen entre sí por medio de un cable de impedancia despreciable. Se supone también que en la fase $1'$ han fallado N unidades, que han salido de operación al actuar sus fusibles individuales. Esto origina un desplazamiento eléctrico del neutro común $O-O'$ y, según la expresión [29], un sobrevoltaje en los capacitores restantes en las fases 1 y $1'$. Se trata de proteger estos capacitores de dicho sobrevoltaje, por medio del relevador de corriente A .

El desbalanceo entre ambas estrellas en que se ha dividido el banco produce el flujo de una corriente \vec{I}_0 entre los neutros O y O' que, como vamos a ver, es posible relacionar con el sobrevoltaje S (en tanto por uno) a que quedan sometidos los capacitores de las fases 1 y $1'$. Conociendo la relación entre \vec{I}_0 y S , es posible calibrar el relevador de corriente A , de forma que origine una señal de apertura en el momento en que el sobrevoltaje alcance valores críticos.

La figura 35 representa el diagrama de corrientes que fluyen por el banco de capacitores, una vez que se ha producido el fallo y la desconexión de las N unidades en la fase $1'$. La corriente \vec{I}_1 se divide entre las dos fases 1 y $1'$, proporcionalmente a sus admitancias. \vec{I}_a representa la corriente que toma la fase 1 e \vec{I}_b representa la corriente que toma la fase $1'$. Por simetría, la corriente total que toman las fases 2 y 3 , debe ser idéntica a la corriente total que toman las fases $2'$ y $3'$.

La suma de estas corrientes debe ser, a su vez, igual y de sentido contrario a la corriente total \vec{I}_1 que toman las fases 1 y $1'$, tal como se representa en la figura. Aplicando la ley de corrientes de Kirchhoff a cualquiera de los nudos O u O' , se obtiene:

$$\vec{I}_0 = \frac{\vec{I}_a - \vec{I}_b}{2}$$

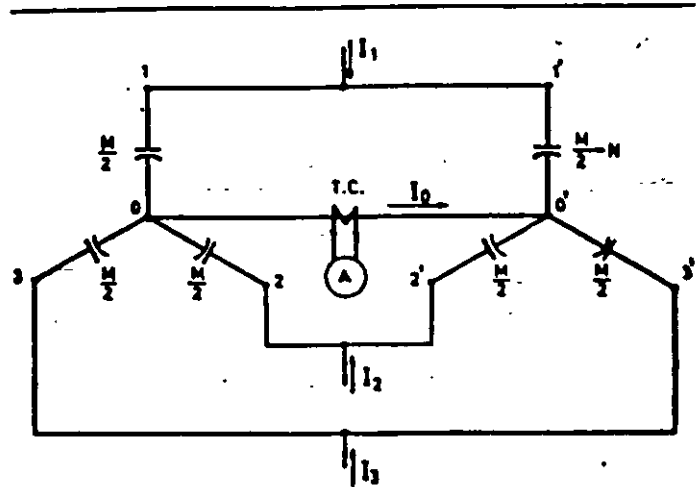


FIG. 34. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de corriente

Por otra parte

$$\vec{I}_a = \vec{I}_1 \frac{M}{2(M-N)}$$

$$\vec{I}_b = \vec{I}_1 \frac{M}{2(M-N)} - N$$

de donde se deduce

$$\vec{I}_0 = \vec{I}_1 \frac{N}{2(M-N)}$$

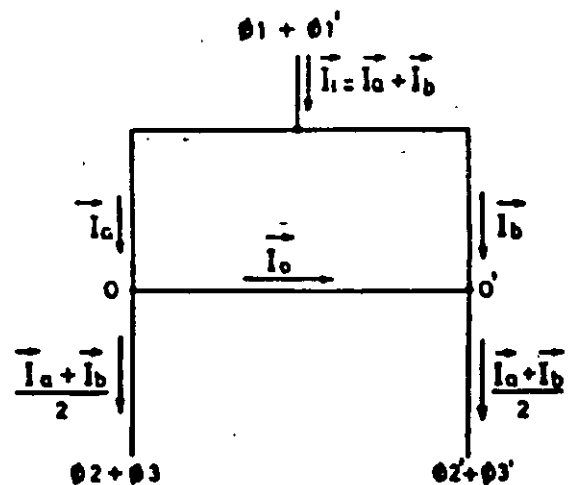


FIG. 35. Diagrama del flujo de corrientes en el banco desbalanceado de la figura 34

Llamando \bar{I}_N a la corriente nominal de cada fase del banco de capacitores, antes de que fallara ninguna unidad, es fácil relacionar el módulo de \bar{I}_N con el módulo de \bar{I}_1 , por medio de la expresión [29]:

$$|I_1| = 3 |I_N| \frac{M - N}{3M - N}$$

Resultando finalmente:

$$|I_0| = \frac{3}{2} S \cdot |I_N| \quad [30]$$

De la expresión [30] se deduce que si se toma como $S = 0.10$ el sobrevoltaje crítico para los capacitores, el relevador A debe originar la señal de apertura cuando detecte una corriente $|I_0| = 0.15 |I_N|$, corregida según la relación de transformación del transformador de corriente T.C.

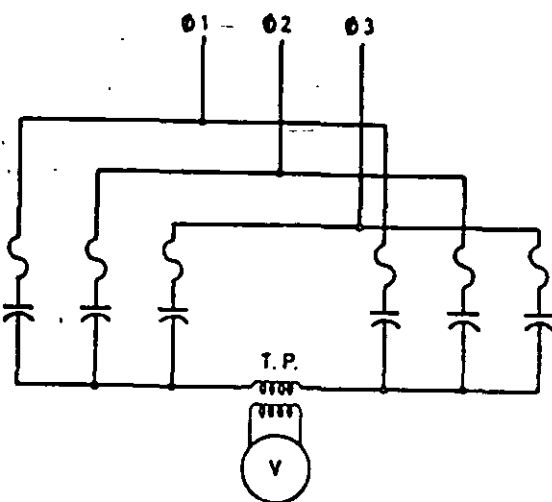


FIG. 36. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de voltaje

La figura 36 representa, de una forma esquemática, un banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje.

La figura 37 representa, también de una forma esquemática, un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje.

En ambos casos es fácil calcular los voltajes de desbalanceo ocasionados por el fallo de unidades en cualquiera de las fases, valiéndose de las expresiones [28] o [29].

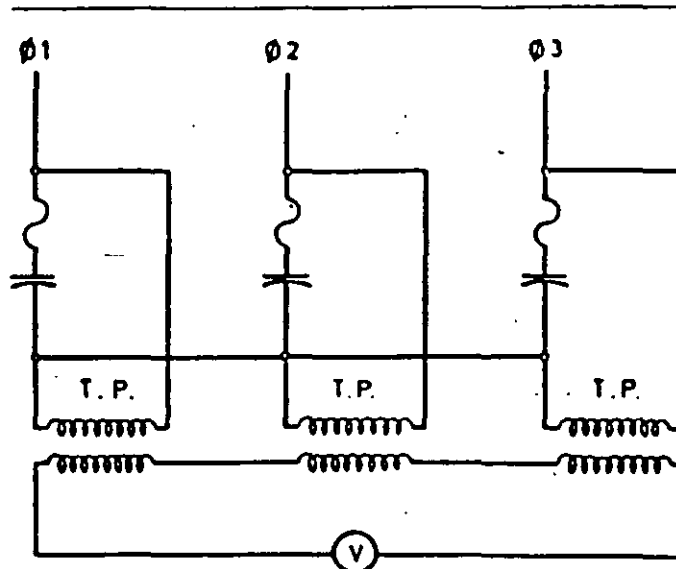


FIG. 37. Banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje

F. Protección con interruptores

La protección de un banco de capacitores puede planearse también por medio de un interruptor (con capacidad para operar con cargas capacitivas puras, cuando se trate de instalaciones de alta tensión) que sea capaz de interrumpir cualquier cortocircuito entre fases, entre fase y tierra, originado en el banco de capacitores, así como la corriente de fallo de un capacitor.

En los bancos alambrados en estrella con neutro flotante (caso normal en alta tensión), la corriente de fallo de un capacitor suele ser mucho más pequeña que las corrientes de cortocircuito de la instalación. En estos casos, deben tomarse las precauciones debidas a calibrar los relevadores de sobrecorriente del interruptor, de forma que éste sea capaz de interrumpir tanto unas corrientes como otras, en un tiempo lo suficientemente corto para que no exista peligro de ruptura de tanque del capacitor fallado. Los transformadores de corriente del interruptor deben contar con precisión de medida.

En las instalaciones de alta tensión, el interruptor debe ser usado especialmente para la conexión y desconexión del banco de capacitores. Un interruptor general no puede evitar el peligro de ruptura violenta de tanque de un capacitor fallado, debido a que la corriente de fallo no suele exceder en una proporción adecuada a la corriente total con que opera el interruptor en condiciones normales.

G. Pararrayos

Cuando se conectan los capacitores a líneas aéreas es práctica común el instalar pararrayos autovalvulares:

como medio de protección contra descargas atmosféricas o sobrevoltajes transitorios producidos por operaciones de conexión y desconexión. Este último factor toma especial importancia en voltajes de línea del orden de 100 KV o superiores.

Es bien sabido que los capacitores representan una buena vía de paso para las altas frecuencias y los impulsos eléctricos, especialmente en las conexiones en estrella con neutro a tierra. Sin embargo, siempre es posible la incidencia de rayos cuya energía llegue a ser suficiente para cargar los capacitores a un potencial excesivo y producir el fallo de algunas unidades.

La tabla VI muestra el tamaño mínimo de bancos de capacitores conectados en estrella con neutro a tierra, que la práctica ha demostrado que resultan autoprottegidos, incluso para descargas eléctricas del orden de un culombio.

TABLA VI. Tamaño mínimo del banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, autoprottegido para descargas eléctricas*

KV de línea BIL del sistema	Tamaño mínimo del banco
4.16 KV/ 75 KV	150 KVAR
12.47 KV/ 95 KV	900
20.8 KV/ 95 KV	2 250
24.9 KV/125 KV	2 200
34.5 KV/125 KV	4 500
46 KV/250 KV	4 200
69 KV/250 KV	9 000
115 KV/450 KV	13 500

* Descargas de un culombio o menores.

La conexión de los pararrayos autovalvulares se efectúa en estrella con neutro a tierra. La elección de su voltaje nominal depende del tipo de línea en donde van a ser instalados. A este respecto, NEMA clasifica las líneas de distribución en los tipos siguientes:

Tipo A. Sistemas de 4 hilos, con el neutro conectado a tierra a todo lo largo de la línea. Sistemas cuyas relaciones de reactancia y resistencia son menores que en las líneas tipo B.

Tipo B. Sistemas con el neutro conectado a tierra, en los que la relación $\frac{X_o}{X_I}$ es positiva y menor que 3, y

la relación $\frac{R_o}{X_I}$ es también positiva y menor que 1 en cualquier punto del sistema.

Tipo C. Sistemas con el neutro conectado a tierra, pero que no cumplen con los requisitos de los sistemas del tipo B. Ambas relaciones de resistencia y reactancia son positivas, pero alguna de ellas, o ambas, presentan valores mayores que los límites máximos especificados para los sistemas del tipo B.

Tipo D. Son sistemas con el neutro aislado, cuya reactancia de secuencia cero es capacitiva y la relación de reactancias $\frac{X_o}{X_I}$ es negativa. La relación $\frac{X_o}{X_I}$ se mantiene entre -40 y $-\infty$.

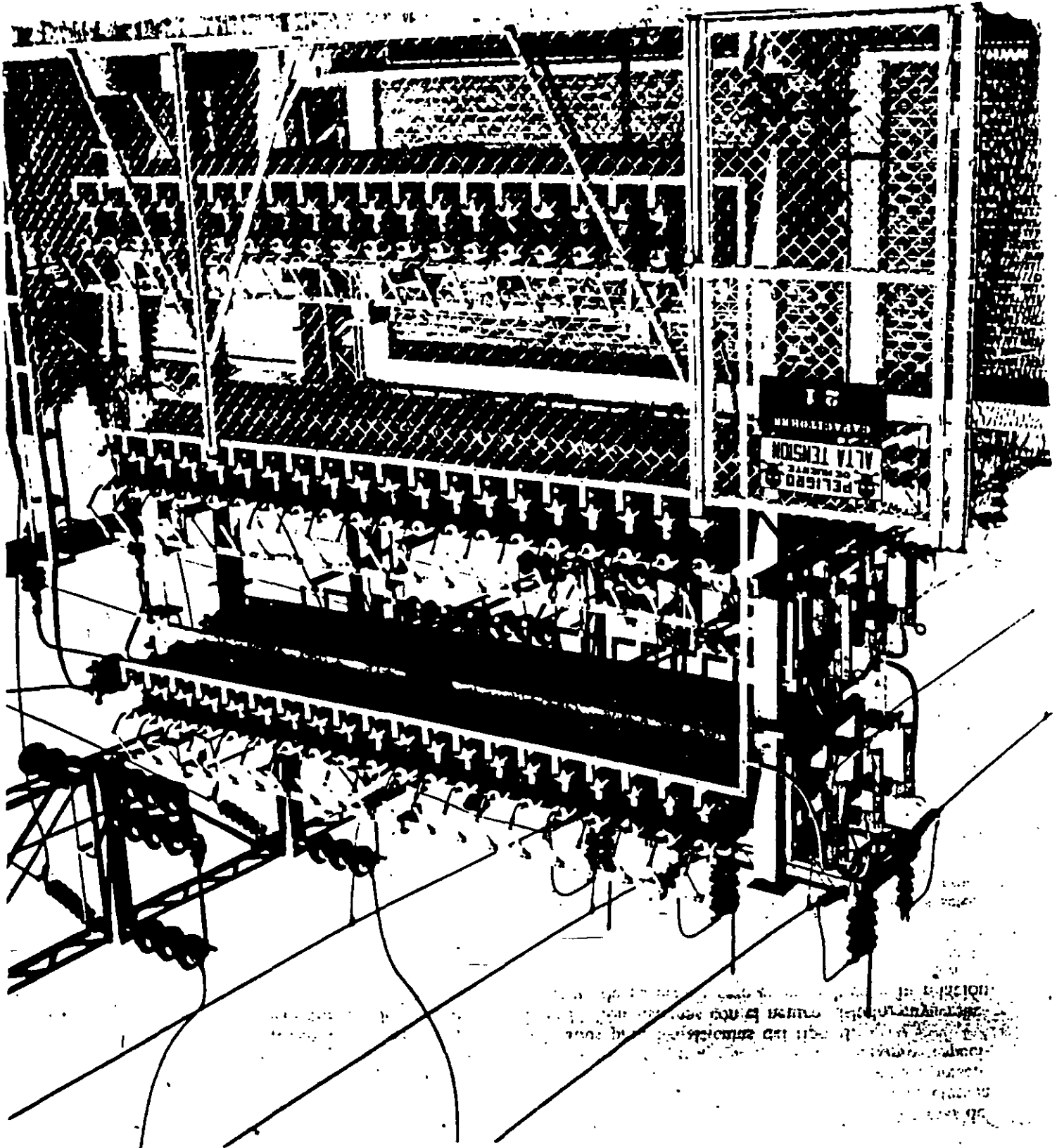
En la tabla VII se da una orientación sobre la selección del voltaje nominal de los pararrayos, en función del voltaje entre fase y fase de la línea en que se van a instalar y del tipo de línea, según la definición NEMA, en que ésta puede quedar clasificada.

TABLA VII. Selección del voltaje nominal de los pararrayos autovalvulares

Voltaje nominal del pararrayos	Voltaje máximo de la línea, entre fases		
	Tipo A	Tipo B	Tipos C y D
KV			
3	4 500	3 750	3 000
6	9 000	7 500	6 000
9-10	14 500	12 500	10 000
12	17 100	15 000	12 000
15	21 400	18 000	15 000
18	25 000	22 500	18 000
21	27 500	25 000	21 000

Los capacitores deben quedar protegidos con pararrayos autovalvulares siempre que se instalen conectados en estrella con neutro flotante, o bien, conectados en delta. Así mismo, es buena práctica el proteger con pararrayos aquellos bancos de capacitores conectados en estrella con neutro a tierra, cuyo tamaño sea inferior al indicado en la tabla VI.

La clase de aislamiento y el nivel básico de impulso de los capacitores protegidos por medio de pararrayos pueden ser inferiores a los niveles exigidos para los capacitores instalados en estrella con neutro a tierra considerados como autoprottegidos y por consiguiente, instalados sin pararrayos.



XI. Control.

A. Elementos básicos de un control automático.

En las compañías eléctricas existe una marcada tendencia a instalar cada día una mayor proporción de bancos de capacitores de potencia desconectables, con relación a bancos fijos y es probable que en el futuro, prácticamente todos los capacitores de potencia instalados sean desconectables. Los bancos desconectables, operados principalmente en forma automática, pueden permitir la máxima explotación de los beneficios propios del uso de capacitores, para cualquiera que sean las condiciones de carga.

La operación automática se efectúa por medio de controles sensibles a una cierta magnitud física, cuya fluctuación a lo largo del tiempo determina los momentos en que el banco de capacitores debe entrar o salir de operación. Estos controles son calibrados convenientemente, para que envíen una señal de cierre o de apertura al contactor o al desconectador del banco, en los momentos en que éste debe operar. Existe normalmente un retardo de tiempo, entre la detección de la señal de operación y la orden de operación en sí, con la doble finalidad de que el control no actúe indebidamente, excitado por algún fenómeno transitorio y de hacer posible la coordinación con algún otro sistema de protección o control. En resumen, los elementos básicos de un control automático son:

- a) Un elemento que detecta los cambios de la magnitud física, o variable de control, a la que el control es sensible.
- b) Un juego de contactos capaces de iniciar la operación de cierre o de apertura del desconectador, operados por el elemento sensible cuando la variable de control alcanza ciertos valores predeterminados.
- c) Un medio de ajustar los valores predeterminados de la variable de control para los que deben operar dichos contactos.
- d) Un retardo de tiempo, muchas veces ajustable, entre el momento en que la variable de control ha alcanzado un valor de operación y la orden final de operación.

Existe una gran variedad de controles automáticos sensibles a diferentes magnitudes físicas: Voltaje de la línea, corriente, potencia reactiva demandada por la carga . . . , etc. Para elegir el control más adecuado en

una aplicación particular, resulta conveniente tomar datos experimentales sobre cómo varían con el tiempo las distintas magnitudes físicas mencionadas, en el punto destinado a la instalación del banco de capacitores. De esta forma, puede verse cuál es la variable cuya fluctuación se ajuste más a la secuencia de tiempo de operación que debe seguir el banco de capacitores para cumplir con los fines perseguidos al instalarlo.

B. Controles de voltaje

Son los controles de uso más común en la operación automática de bancos de capacitores. El elemento sensible consiste en un voltímetro capaz de abrir y cerrar los contactos que inician la operación del desconectador del banco. Operan en base a 120 Volts., y pueden usarse en lugares donde el voltaje descienda al menos 4 Volts., en condiciones de plena carga. La conexión de los capacitores al sistema proporciona corrientes reactivas a la carga y hace subir el voltaje. La desconexión de los capacitores se efectúa en los periodos en que tiende a subir el voltaje por haber disminuido el volumen de la carga.

La subida de voltaje que origina la conexión de un banco de capacitores, o bien una sección de un banco de capacitores dividido en secciones desconectables, puede controlarse, tanto por ciento, por medio de la expresión $\epsilon = \frac{100}{KVA_{Acc}} Q$ %, bien, por medio de la expresión equivalente

$$\epsilon = \frac{100}{KVA_{Acc}} Q \% \quad [31]$$

donde Q sigue siendo la potencia reactiva del banco de capacitores (o de la sección) conectado a la línea y KVA_{Acc} es la potencia de cortocircuito trifásico del sistema, en el punto de instalación de los capacitores.

La diferencia entre el voltaje máximo y el voltaje mínimo a que se calibra el control, para que origine las operaciones de desconexión y conexión, respectivamente, del banco de capacitores, se llama ancho de banda. El ancho de banda debe elegirse de forma que sea siempre mayor que la elevación de voltaje que produce cualquier sección del banco de capacitores al entrar en operación. De otra forma, se producirían oscilaciones repetitivas de conexión y desconexión, fuera de control. Este fenómeno se conoce como "bombeo" del control.

Los controles de voltaje no pueden usarse en las zonas de las líneas reguladas donde el voltaje se mantiene prácticamente constante. Como en estas zonas, el voltaje suele mantenerse más alto en los periodos de plena carga, incluso se tendería a que los capacitores salieran de operación cuando más se les necesita, si se instalaran con controles calibrados de una forma estándar.

C. Controles de corriente

Se usan principalmente en líneas reguladas, en las zonas donde los controles de voltaje no operarían satisfactoriamente.

El transformador de corriente que alimenta al elemento sensible de estos controles (un amperímetro) debe ser instalado entre los capacitores y la carga, de forma que en cualquier momento, el control reciba la señal de corriente total que está demandando la carga. De esta forma, los capacitores pueden entrar en operación en los periodos de máxima carga.

Si el control se instalara entre los capacitores y el generador, al entrar en operación el banco de capacitores disminuiría la corriente que detecta el control y volverían a salir de operación los capacitores, produciéndose un "bombeo" del control.

D. Controles de voltaje compensado con corriente

Estos controles cuentan con un elemento sensible a voltaje, compensado con otro elemento sensible a corriente. Cuando la corriente de las líneas se mantiene inferior a un cierto valor predeterminado, el control actúa como un control de voltaje simple. Sin embargo, cuando la corriente de las líneas sobrepasa dicho valor, actúa un relevador que cambia la calibración del elemento sensible a voltaje y hace entrar en operación a los capacitores. Éstos se mantienen conectados mientras la corriente siga excediendo al valor predeterminado, a no ser que el voltaje de las líneas suba a un valor suficiente como para volver a cambiar la calibración del elemento sensible a voltaje, restableciendo las condiciones iniciales.

Una ventaja importante de estos controles, con respecto a los controles de corriente simples, es que si en condiciones de baja carga se presenta un descenso de voltaje, debido a alguna perturbación en las líneas, los capacitores pueden entrar en operación, tendiendo a subir el voltaje. De esta forma, se usan siempre los capacitores cuando más se les necesita.

E. Controles de Kilovares

Sirven para limitar a un valor tan pequeño como sea conveniente el suministro de potencia reactiva de los

generadores, reduciendo al máximo las pérdidas eléctricas y las caídas de voltaje en las líneas, o relevando la máxima capacidad de generación y transmisión del sistema posible. El elemento sensible de estos controles es un medidor de potencia reactiva, que puede originar la conexión de los capacitores cuando la potencia reactiva proporcionada por los generadores a las líneas sube de un cierto límite prefijado.

El uso de estos controles es bastante limitado, debido a su costo relativamente alto.

F. Controles de tiempo

Se utilizan en líneas cuyas necesidades de potencia reactiva se presentan como una función bien establecida de las horas del día.

Aunque son controles muy baratos, presentan ciertas desventajas que propician el que su uso vaya decreciendo. En primer lugar, si la carga de la línea se reduce, debido a alguna circunstancia imprevista, puede ser necesario sacar de operación los capacitores manualmente para impedir subidas de voltaje excesivas. Además, en caso de producirse algún apagón prolongado, debe volverse a calibrar la secuencia de operación de los relojes de todos los controles instalados.

G. Controles de temperatura.

Aunque de uso muy limitado, pueden resultar útiles en zonas donde exista una relación clara entre las necesidades de reactivos y la temperatura ambiente. Es posible ser el caso de zonas en que la parte fundamental de la carga corresponde a equipos de aire acondicionado.

H. Controles de pasos múltiples.

Se usan para el control de bancos de capacitores divididos en secciones desconectables, tanto en alta como en baja tensión. En alta tensión, se trata normalmente de grandes bancos de capacitores cuya potencia reactiva debe ser dividida en varios pasos, a fin de que el suministro de potencia reactiva por medio de capacitores no sobrepase en ningún momento a las necesidades de la carga, sin que por otra parte, tampoco que excesivamente bajo. En baja tensión, suele tratarse de bancos de capacitores destinados a mantener el factor de potencia de una instalación industrial próximo a la unidad.

El elemento sensible de estos controles suele ser voltímetro, un amperímetro, o un medidor de potencia reactiva. Cada control puede accionar un cierto número de secciones, operadas por contactores o desconectores individuales. En la práctica, el número de secciones no puede sobrepasar un cierto valor (8 ó 10), a fin de evitar que se presenten "bombeos" del control.

BIBLIOGRAFÍA

- AIEE, Capacitor Subcommittee: Report on the Operation of Switched Capacitors. AIEE Trans. Part. III, Vol. 74 (Diciembre 1955).
- BERRY, D. B., Systems Metering for Capacitor Applications. Texas Electric Service Company. USA (Noviembre 1969).
- BJÖRGERD, A., LILJEQUIST, A., NYBERG, B. y PETTERSON, O., Economic Problems in Connection with Production on Reactive Power. Informe CIGRE, No. 109 (1962).
- BLOMQUIST, W. C., CRAIG, C. R., PARTINGTON, R. M. y WILDON, R. C., Capacitors for Industries. Their Selection, Application and Economics for Power-Factor-Improvement of Industrial Plants. Londres: Chapman & Hall. Nueva York: J. Wiley (1950).
- BOEHNE, E. W., Shunt Capacitor Energization with Vacuum Interrupters — A Possible Source of Overvoltage. IEEE Transactions, Vol. PAS-88, No. 9 (Septiembre 1969).
- BOEHNE, E. W., Energization Surges in Capacitive Circuits. I.T.E. Imperial Corporation. USA (Enero 1970).
- BORNITZ, E., Leistungskondensatoren und Blindleistungsmaschinen. Munich/Viena. Oldenbourg (1965).
- CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica). 3.1-1- Norma de Calidad y Funcionamiento de Capacitores para Corrección del Factor de Potencia. Ródano 14-9o. México 5, D. F. México.
- CHANG, N. E., Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage Control and Loss Reduction. IEEE Trans. Vol. PAS-88, No. 10 (Octubre 1969).
- CORREÁ DE SOUZA, D. y SILVA ARAUJO, P. L., Flujo de la carga reactiva en un sistema eléctrico grande. Cia. Hidroeléctrica de San Francisco. Brasil (Octubre 1970).
- DURAN, H., Optimum Number, Location, and Size of Shunt Capacitors in Radial Distribution Feeders — A Dynamic Programming Approach. IEEE Trans. Vol. PAS-87, No. 9 (Septiembre 1968).
- FRÜNOEL, F., Impulstechnik, Erzeugung und Anwendung von Kondensatorentladungen. Leipzig: Geest & Portig (1960).
- GILLIES, D. A., KIMBARK, E. W., SCHAUFELBERGER, F. G. y PARTINGTON, High Voltage Series Capacitors, Experience and Planning. Informe CIGRE, No. 118 (1966).
- GUENZEL, E. L., Voltage Control of Capacitors. Texas Electric Service Company. USA (Octubre 1968).
- HOFFMANN, M., Die Belastung des Kondensators durch Oberschwingungen. Elektrizitätswirtschaft 56. 119-122 (1957).
- JANCKE, G., AHLGREN, L., HENNING, L. y JOHANSSON, T., 15 Years Development and Experience with Series Capacitors in Transmission Systems. Informe CIGRE, No. 316 (1966).
- KELLY, W. L., Switching Shunt Capacitors. General Electric Company. USA (1954).
- KRASUCKI, Z., CHURCH, H. F. y GARTON, C. G., Factors controlling the life of power capacitors. Informe CIGRE, No. 138 (1962).
- KUZELA, J. F., Trends of Power Capacitor Design. Sanga Electric Company. USA (Noviembre 1969).
- LAFONTE, A. I., Cuidados necesarios en la operación de bancos de capacitores en el control de la tensión en el sistema CHESF. Cia. Hidroeléctrica de San Francisco. Brasil (Octubre 1970).
- LALANDER, S. y NORLIN, L., The Use of Series Capacitors on High Voltage Transmission Systems. Informe CIGRE, No. 330 (1958).
- LEHMHAUS, F., Planning and Operation of Large Capacitor Batteries. Informe CIGRE, No. 140 (1958).
- LIEBSCHER, F. y HELD, W., Kondensatoren. Berlin/Heidelberg/Nueva York: Springer-Verlag (1968).
- LIEBSCHER, F., Leistungskondensatoren für tiefe und hohe temperaturen. Elektrizitätswirtschaft 56. 245-250 (1957).
- LYNCH, T. F., Influencia del factor de potencia en el transporte de energía eléctrica. Leyden Argentina, S. A. Argentina (Marzo 1969).
- MALISZEWSKI, R. M., GARVER, L. L. y WOOD, A. J., Linear Programming as an Aid in Planning KiloVar Requirements. IEEE Trans. Vol. PAS-87, No. 12 (Diciembre 1968).

MENIETTI, R. E., Capacitor Controls and Their Applications. Sangamo Electric Company. USA (Noviembre 1969).

IEEE (National Electrical Manufacturers Association), Pub. No. CP 1-1971-Standards Publication — Shunt Capacitors. 155 East, 44th. Street, New York, N. Y. 10017, USA.

NORDELL, R., HÄGGLUND, K. y WRETEMARK, S., Progress in the Design and Manufacture of Series Capacitors. Informe CIGRE, No. 141 (1966).

OEXLE, K. L. y GRIFFITH, E. P., Planning Reactive Power Supply. New Jersey Power & Light Company. USA (Noviembre 1969).

PAVEL, C. O., Instalación en el sistema CHESF de bancos grandes de capacitores y cuidados especiales en presencia de armónicas. Cia. Hidroeléctrica de San Francisco. Brasil (Octubre 1970).

PAVEL, C. O., Control de tensión y despacho de reactivos por medio de capacitores en el sistema CHESF. Cia. Hidroeléctrica de San Francisco. Brasil (Octubre 1970).

PETERSON, R. W., Switching Parallel Capacitor Banks. Allis-Chalmers Mfg. Co. USA (1962).

PRETEL, A. M., Automatic Allocation of Network Capacitors. IEEE Trans. Vol. PAS-90, No. 1 (Enero 1971).

SAINZ, J. A., More Efficient Protection for Distribution Capacitors. General Electric Company. USA (1970).

SARDINHA, C. y GUIMARAES, J. C., Flujo de carga reactiva y su influencia en el control de la tensión del sistema primario CHESF. Cia. Hidroeléctrica de San Francisco. Brasil (Octubre 1970).

SCHMILL, J. V., Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders. IEEE Trans. Vol. PAS-84, No. 9 (Septiembre 1965).

Transmission and Distribution Reference Book, Cap. 8 — Application of Capacitors to Power Systems (Author: JOHNSON A. A.). Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh Pennsylvania. USA (1964).

VAN SICKLE, R. C. y ZABORSZKY, J., Capacitor Switching Phenomena. Westinghouse Electric Corporation, USA (Noviembre 1950).

WOLF, H. B., Series Capacitors — Application. Duke Power Company. USA (Octubre 1967).

WYLIE, R. R., The Application of Static Capacitors for Power System Peaking. Sangamo Electric Company. USA (Octubre 1970).

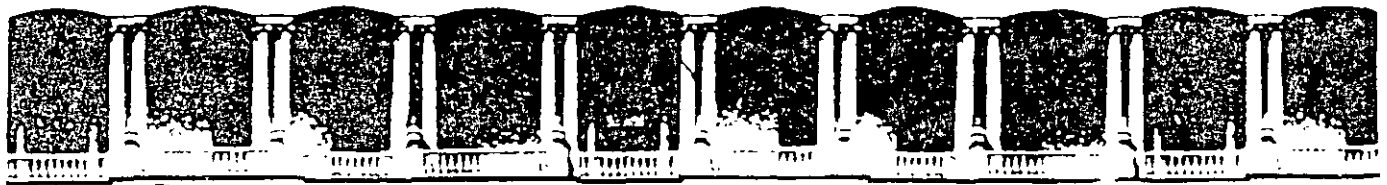
YAMADA, T., NAGAMURA, I., OMORI, T., OSHIMA, K. y NODA, S. Development of Series Capacitors in Japan during last 10 Years. Informe CIGRE, No. 130 (1966).

YOUNG, J. S., Optimal Static Capacitor Allocation by Discrete Programming — Development of Theory. Hawaiian Electric Company. Hawaii (Febrero 1970).

ZANOBETTI, D., COURSEY, R., GARTON, C. G.; DEJOU, A., GAUSSENS, P. y SOULAGE, G., Ionisation in Industrial Capacitor. Informe CIGRE, No. 141 (1958).

ZINKE, O., Widerstände, Kondensatoren, Spulen und ihre Werkstoffe, Berlín/Heidelberg/Nueva York: Springer, (1965).

ZUKERMAN, L. G., Benefit-to-Cost Ratio of Static Power Capacitors. Los Angeles, Department of Water and Power, US. (Noviembre 1969).



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO (ANEXO)

**EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTINEZ CRUZ
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DEL 2001**

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: Irms ó Ipico
- Por el tiempo : I(1/2 ciclo) ó I (int)
- Por la presencia de la componente de c.d.: Isim. ó Iasim.
 - » Ejemplo: 50 KA sim, rms, de 1/2 ciclo.

■ EFECTO DE LA TENSION DE OPERACIÓN SOBRE LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA:

- 1) Si $V_{op} < V_{max\ nom}$
- 2) Entonces:
 - » $I_{cc}' = I_{cc\ nom} (V_{max\ nom} / V_{op})$
- 3) Siempre y cuando:
 - » $V_{op} > V_{max\ nom} / K$

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.

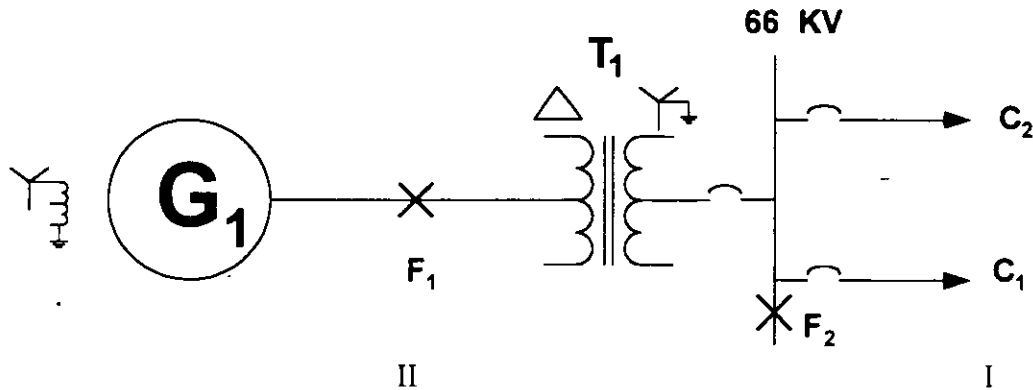


Figura. Diagrama unifilar para el problema.

Donde:

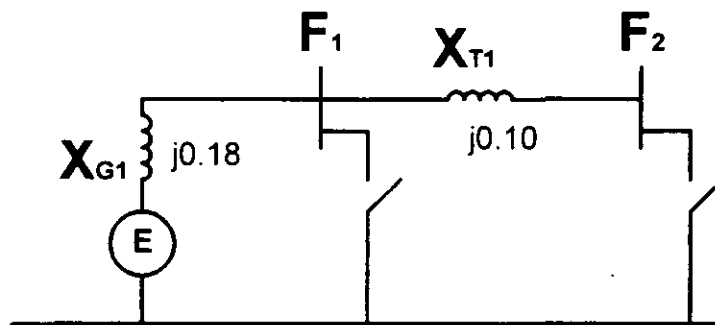
$G_1 = 20$ MVA, 3.81 KV, $X_{d''} = 0.12$ pu

$T_1 =$ Banco trifásico formado con unidades monofásicas, cada una de 10 MVA, 3.81/38.1 KV, $X = 0.1$ pu.

C_1, C_2 7.5 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.

$$X_{r1} = 0.18 \text{ pu}$$

$$X_{r2} = 0.18 + 0.10 = 0.28 \text{ pu}$$

6. Cálculo del valor simétrico de las corrientes de falla.

$$E = \frac{V_{op}}{V_b} = \frac{64}{66} = 0.97$$

$$I_{cc}(F_1) = \frac{0.97}{0.18}(4546) = 5.39(4546) = 24503 A$$

$$\cong 24.5 \text{ KA}_{sim}, \text{ rms. int.}$$

$$I_{cc}(F_2) = \frac{0.97}{0.28}(262) = 907 \text{ A}_{sim}, \text{ rms. int.}$$

7 Valores asimétricos de la corriente de falla.

Valores típicos de la relación $\frac{X}{R}$;

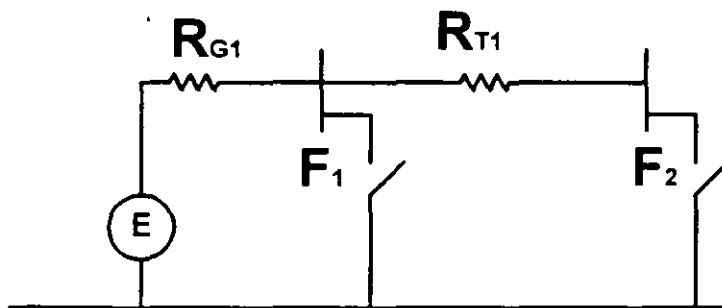
$$\text{Generador } \frac{X}{R} = 60$$

$$\text{Transformador(FOA)} \frac{X}{R} = 20$$

$$\frac{X}{R} = \left(\frac{X}{R}\right) \rightarrow R = \frac{X}{\frac{X}{R}}$$

$$R_{G1} = \frac{0.18}{60} = 0.003$$

$$R_{T1} = \frac{0.10}{20} = 0.005$$



$$R_{F1} = 0.003$$

$$R_{F2} = 0.003 + 0.005 = 0.008$$

Usando la tabla 8.3 para tiempos típicos de interrupción y la figura 8.7 de las notas para el factor de asimetría:

Falla F₁ (3.81 KV)

Tiempo de partida de contactos 4 ciclos.

$$\frac{X}{R} = 40 \text{ (solo el generador)}$$

$$Ka = 1.1$$

$$I_{CC}(F_1 \text{ Asim}) = (24.5)(1.10) = 26.95 \text{ KA}_{\text{asim}}, \text{ rms. int.}$$

Falla F₂ (66 KV)

Tiempo de partida de contactos 3 ciclos.

$$\frac{X}{R} = \frac{0.28}{0.008} = 35$$

$$Ka = 1.15$$

$$I_{CC}(F_2 \text{ Asim}) = (907)(1.15) = 1043 \text{ A}_{\text{asim}}, \text{ rms. int.}$$

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

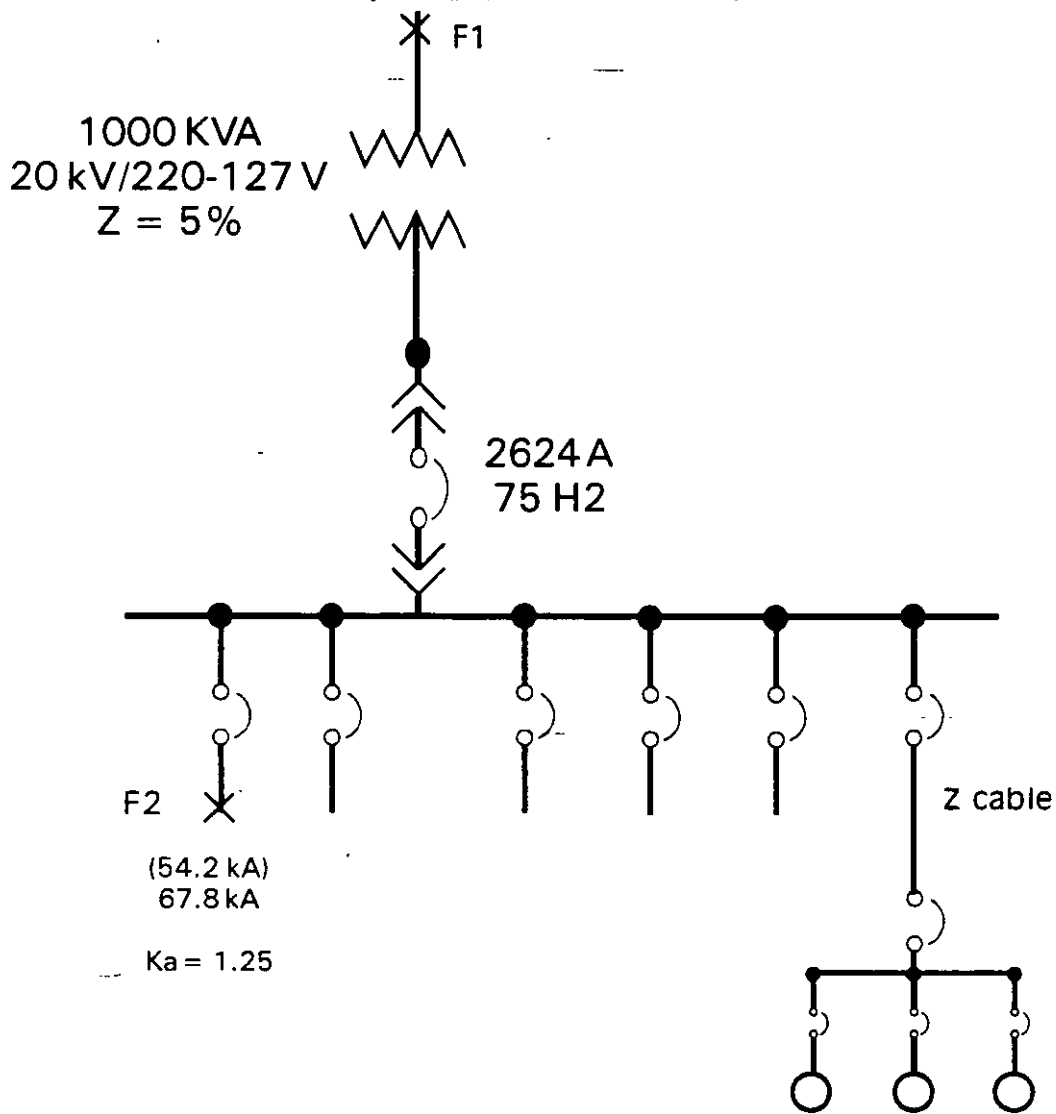
El valor entre paréntesis está dado en A simétricos

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		40 kA (35 kA)
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

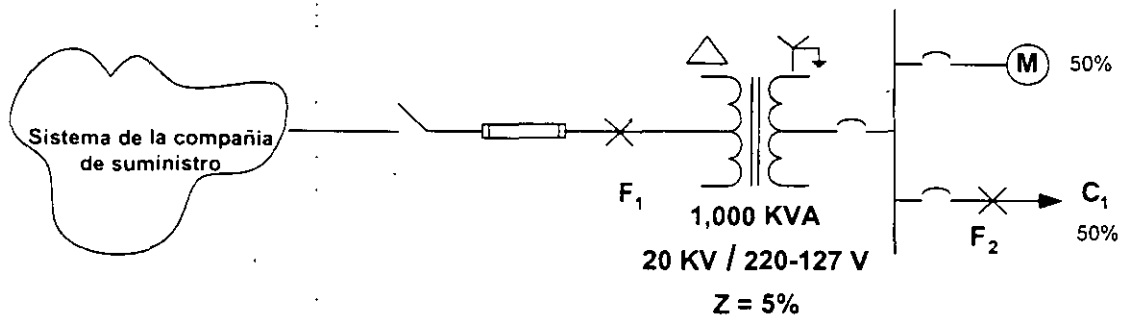
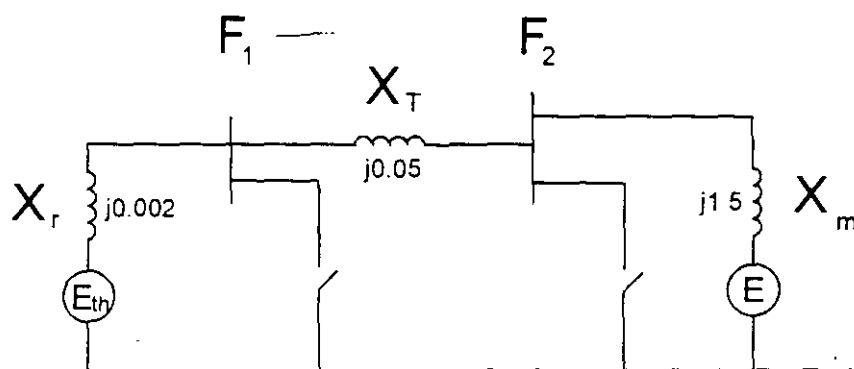


Figura. Diagrama unifilar de una fábrica alimentada en 20 kV.

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.

$$50\%(1000) = 500kVA$$

$$X_M = 0.75 \frac{1000}{500} = 1.5 pu$$

5.- Reactancias vistas desde el punto de falla.

Falla 1

$$a) X_{F_2} = \frac{(0.002)(0.05 + 1.5)}{(0.002) + (0.05 + 1.5)} = 0.002 pu$$

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

5 ASIMETRÍA 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.

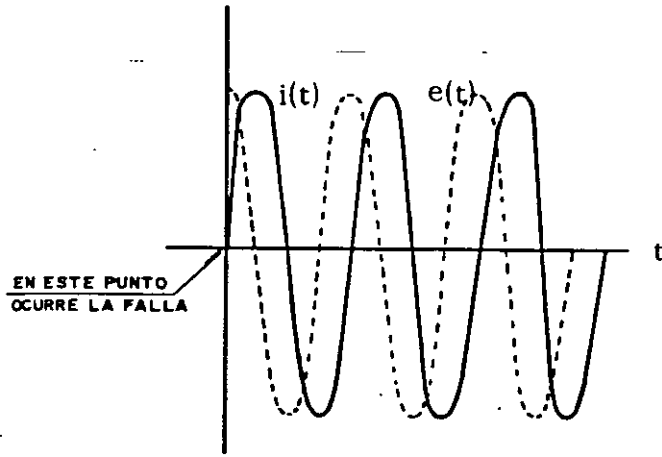


Figura 5.1 Corriente de falla simétrica.

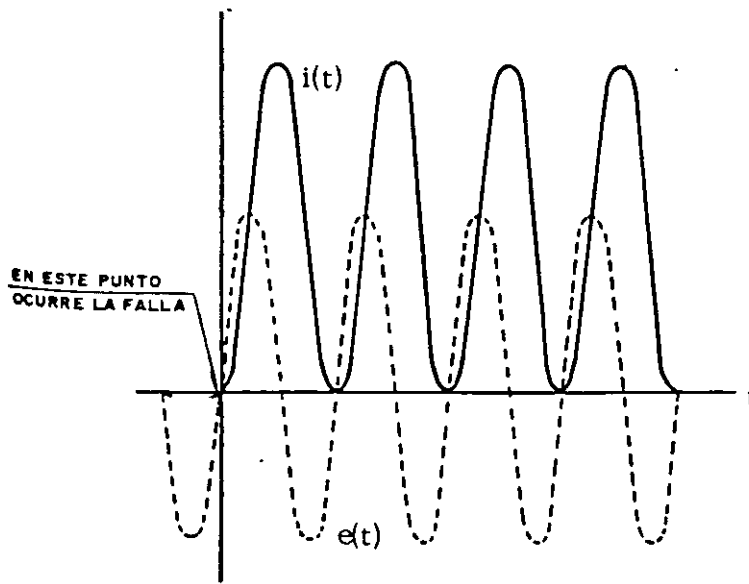


Figura 5.2 Corriente de falla asimétrica.

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.

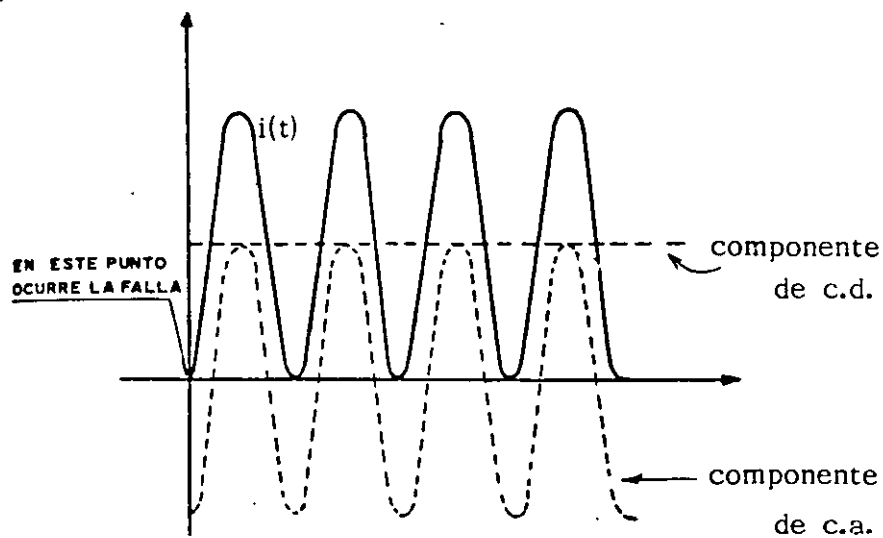


Figura 5.3 Componentes de una corriente asimétrica.

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.

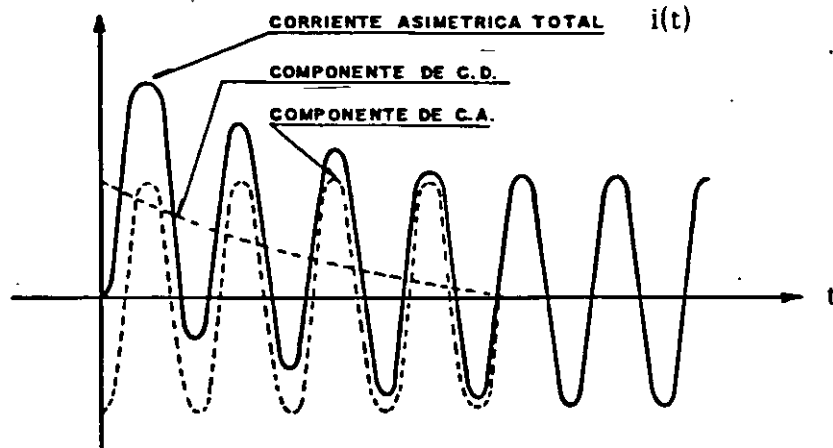


Figura 5.4 La componente de c.d. decae a cero en un sistema real.

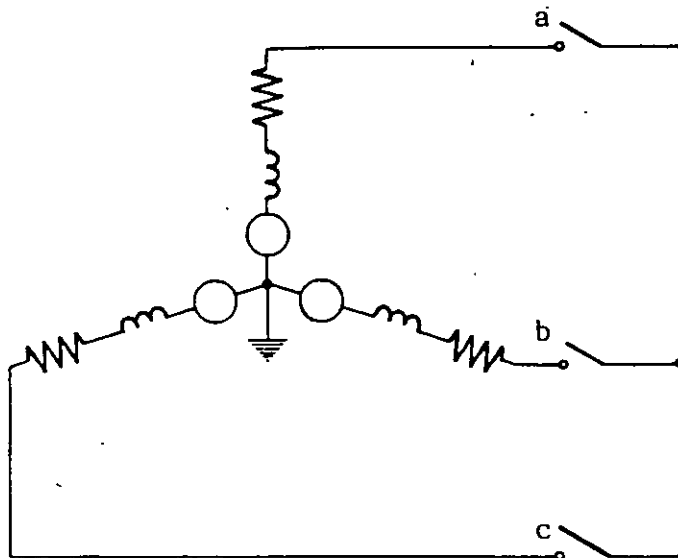
5.2. ASPECTO CUANTITATIVO.

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).

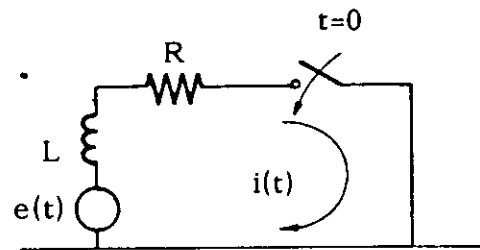
La tensión $e(t)$ en las terminales del generador en vacío antes de la falla está dada por:

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \alpha)$$

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 $e(t)$



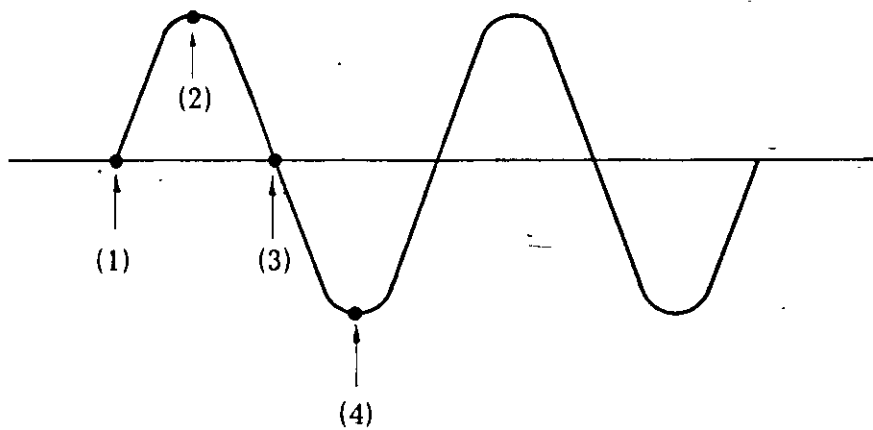
(a) - Circuito trifásico



(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:

$$E_m \operatorname{sen} (\omega t + \alpha) = R i(t) + L \frac{di(t)}{dt}$$

Ecuación diferencial que tiene como solución:

$$i(t) = \operatorname{Im} \left\{ \operatorname{sen} (\omega t + \alpha - \theta) - e^{-(R/L)t} \operatorname{sen} (\alpha - \theta) \right\} \quad (5.1)$$

donde:

$$\operatorname{Im} = E_m / |Z|$$

$$|Z| = \left[R^2 + (\omega L)^2 \right]^{1/2}$$

$$\theta = \tan^{-1} (\omega L/R).$$

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

$$i_{ca} = \operatorname{Im} \operatorname{sen} (\omega t + \alpha - \theta) \quad (5.2)$$

2.- Componente de c.d. (respuesta natural del circuito)

$$i_{cd} = - \operatorname{Im} e^{-(R/L)t} \operatorname{sen} (\alpha - \theta) \quad (5.3)$$

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:

$$(\alpha - \theta) = 0 \quad \rightarrow \quad \alpha = \theta \quad (5.5)$$

$$(\alpha - \theta) = \pi \quad \rightarrow \quad \alpha = \pi + \theta$$

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:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = \pm 1$$

Esto es, cuando:

$$(\alpha - \theta) = \pi / 2 \quad \rightarrow \quad \alpha = \pi / 2 + \theta \quad (5.6)$$

$$(\alpha - \theta) = 3\pi / 2 \quad \rightarrow \quad \alpha = 3\pi / 2 + \theta$$

El valor que toma la componente de c.d. en este caso particular, en $t = 0$ es:

$$i_{cd}(0) = -I_m \quad (5.7)$$

que es el valor máximo de la corriente simétrica o componente c.a., según lo indica la ecuación (5.2).

Nuevamente, si se considera despreciable la resistencia, la asimetría máxima se presenta si el cortocircuito ocurre cuando la onda de tensión está en su valor cero, ya que si $\theta = \pi / 2$, entonces:

$$\alpha = \pi \quad (\text{punto 3 de la figura 5.6})$$

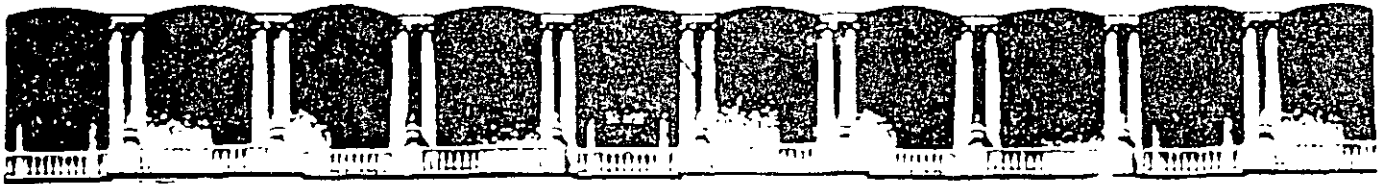
$$\alpha = 0 \text{ ó } 2\pi \quad (\text{punto 1 de la figura 5.6})$$

resultados que coinciden con lo expuesto en la sección 5.1.

El caso de asimetría máxima es importante en la práctica, ya que en fallas trifásicas se tienen tres posibilidades, una por fase, de que la onda de voltaje esté cerca de su valor cero. Si esto sucede, entonces la corriente de falla instantánea en los primeros ciclos toma valores próximos al doble del valor pico de la corriente simétrica o componente de c.a. Esto se ilustra en la figura 5.7.

Nótese nuevamente que para el caso de asimetría máxima, la ecuación (5.4) se expresa como:

$$i(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = -I_m + I_m = 0$$



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

DIPLOMADO EN INSTALACIONES ELECTRICAS

MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA

SELECCIÓN ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

**EXPOSITOR: ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DE 2001**

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 INTERRUPTIONES 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.

HACÍA 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 SUSTITUIDA 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 INSTALCIÓN 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.

ENSEGUIDA 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, CONSTRUIDOS 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 FRANCFURTT 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, AVENTAJÁNDOLO 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: ^{UNA/15} 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%

69	350	350
115		550
230		1050
400		1550

- ✦ PARA 10,000 KVA MONOFÁSICOS Y 12,000 KVA TRIFÁSICOS Y MAYORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 33.33%

BIL (NIVEL BÁSICO DE IMPULSO)

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	

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 PERÍODOS 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

✦ ~~TRÉS TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS DE 500 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 TRANSFORMAR 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

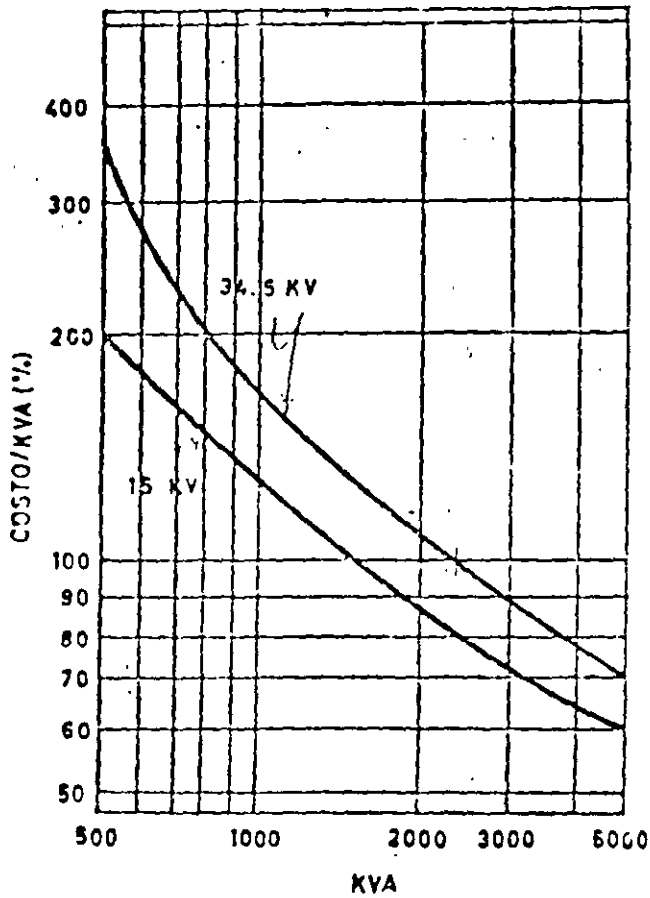


FIG. 1A

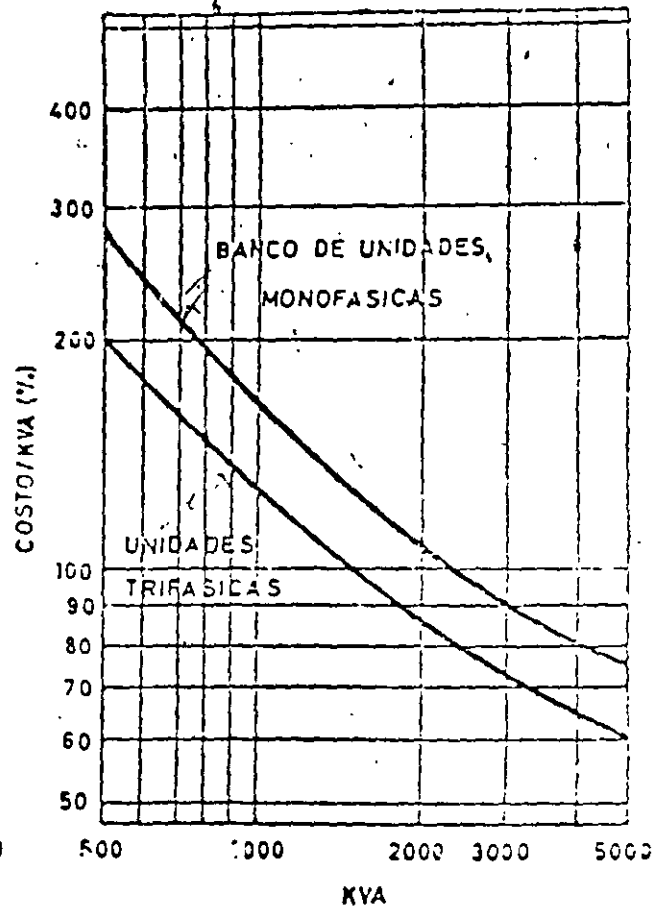


FIG. 1B

Costo comparativo por KVA de transformadores trifásicos de 15 y 34.5 KV.

Costo comparativo de transformadores trifásicos vs. bancos monofásicos de 15 KV.

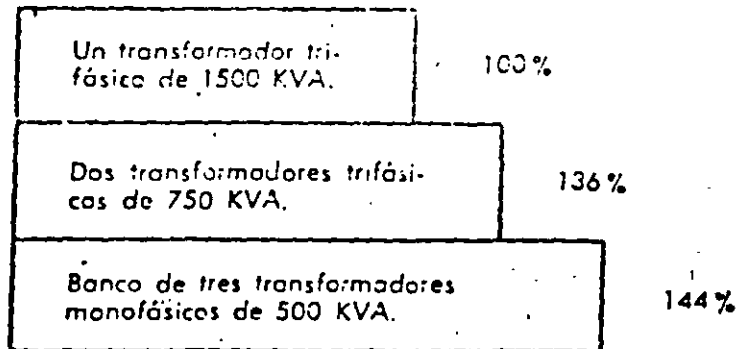


FIG. 1C

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.

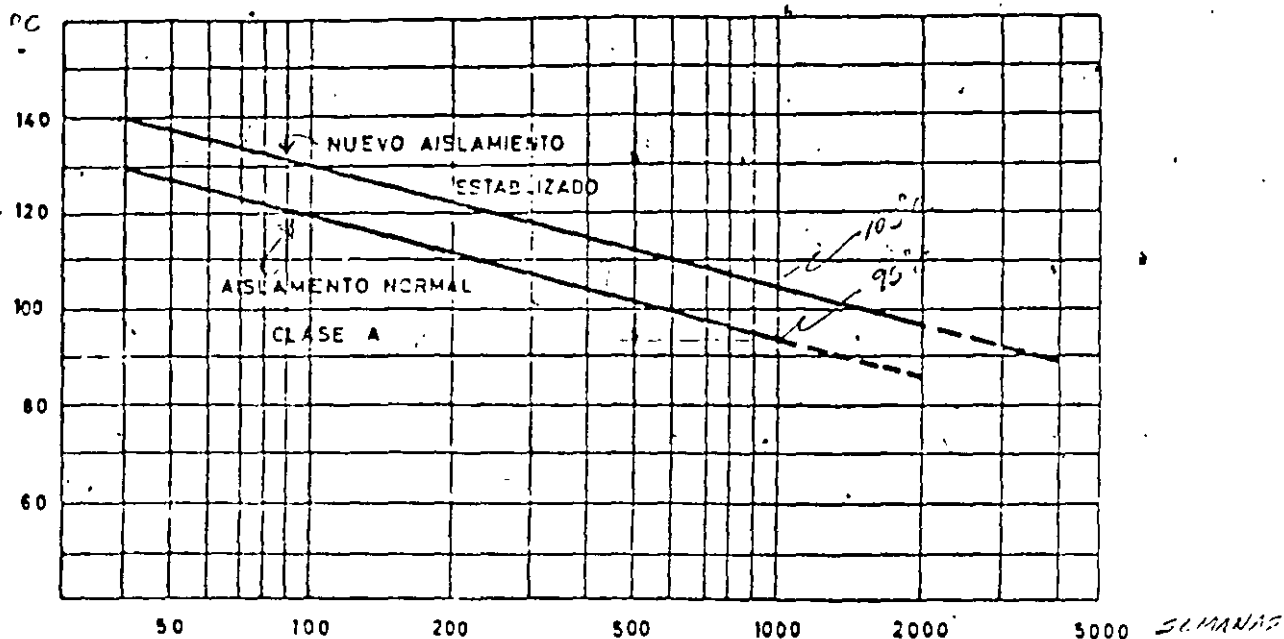


FIG. 2—Tiempo necesario para causar el envejecimiento total de los aislamientos.

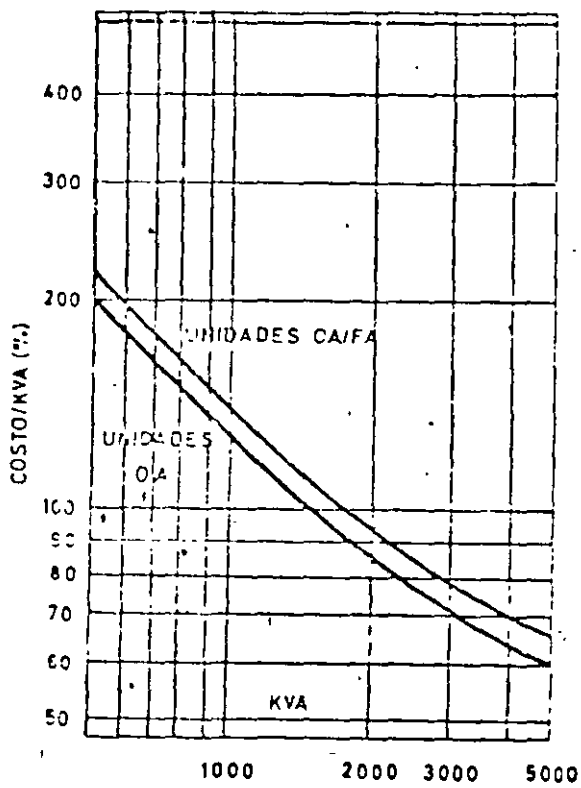


FIG. 3A

Costo comparativo de unidades OA y las mismas unidades con equipo para FA.

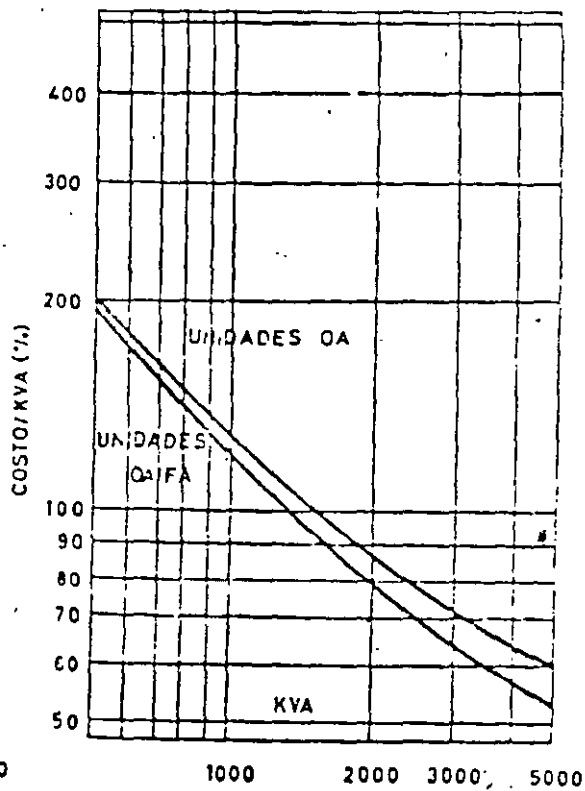


FIG. 3B

Costo comparativo por KVA de unidades OA vs. las mismas unidades con equipo para FA.

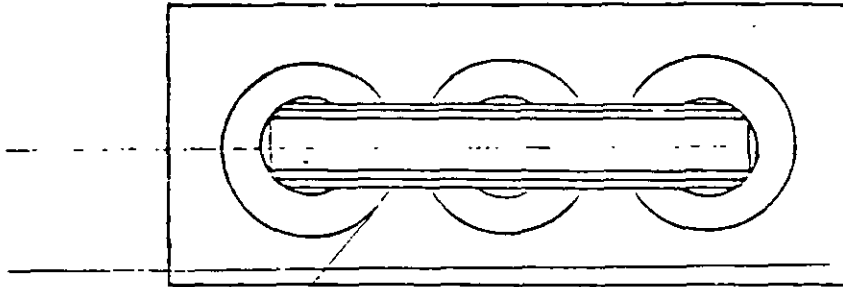


FIG 4 A

Vista de planta de transformador de columnas cruciformes, centro de su tanque.

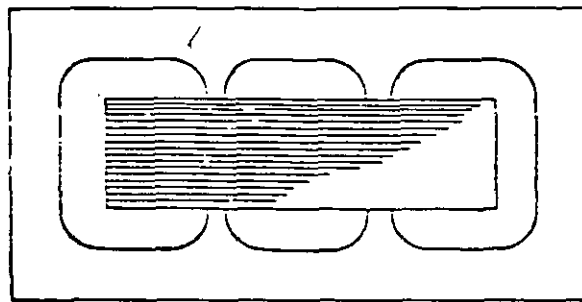


FIG 4 B

Vista de planta de transformador de columnas rectangulares, centro de su tanque.

- ✦ 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 RESINA 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 LÍQUIDOS 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 LO

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 COMPRA 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:

$$CA [C + K_{FE} + K_1(PC + PV) + K_2(ZP.U. + IP.U.)(KVA)] Q$$

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

PC = PÉRDIDAS EN EL COBRE, POR TRANSFORMADOR, EN KW

PV = PÉRDIDAS POR ENFRIAMIENTO FORZADO, POR TRANSFORMADOR, EN KW

ZP.U. = IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (POR UNIDAD)

IP.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 INTERRUPTIÓN 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 INTERRUPTIR 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 INTERRUPTIONES 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.

CA-111



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

"Tres décadas de orgullosa excelencia" 1971 - 2001

CURSOS ABIERTOS

**DIPLOMADO EN INSTALACIONES
ELECTRICAS**

**MODULO II: INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA

CALCULO DE CORTO CIRCUITO

**EXPOSITOR: ING. ANDRES DANIEL CHAVEZ SAÑUDO
PALACIO DE MINERIA
SEPTIEMBRE DE 2001**

CONTENIDO

HOJA

1.	CALCULO DE FALLAS DE CORTO CIRCUITO	1
1.1.	FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA Y REACTANCIA DE MAQUINAS ROTATORIAS.	1
1.2.	SIMETRIA Y ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO. ---	3
1.2.1.	COMPONENTE DE C.D. DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO ASIMETRICAS.	7
1.3.	FACTORES DE MULTIPLICACION.	9
1.4.	CONCEPTOS DE COMPONENTES SIMETRICAS, CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y FASE A TIERRA.	12
1.4.1.	METODO DE COMPONENTES SIMETRICAS.	14
1.4.2.	SECUENCIAS DE UN SISTEMA TRIFASICO DE POTENCIA.	18
1.4.3.	CONEXIONES EN REDES DE SECUENCIA Y VOLTAJES.	24
1.4.4.	CONEXIONES DE REDES EN CASO DE FALLA O DESBALANCEO GENERAL..	26
1.4.5.	REDUCCION DE REDES DE SECUENCIA.	29
1.5.	PROCEDIMIENTO PARA CALCULO DE FALLA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL.	32
1.5.1.	EJEMPLO.	39
1.5.2.	CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO PASO A PASO. ---	40
1.6.	VALORES POR UNIDAD.	42
1.6.1.	EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO DESTINADO A LA SELECCION DE INTERRUPTORES DE POTENCIA.	45
1.6.2.	EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO DE UN SISTEMA INDUSTRIAL.	57

1.- CALCULO DE FALLAS DE CORTO CIRCUITO.

1.1 FUENTES DE CORRIENTE DE MAQUINAS ROTATORIAS.

Las fuentes de corriente de corto circuito, pueden clasificarse en 4 categorías :

- A) Generadores síncronos
- B) Motores y condensadores síncronos
- C) Motores de inducción
- D) Compañía suministradora

Las corrientes de estas fuentes, que alimentan a la falla, son limitadas por las impedancias del sistema las cuales, en cables y transformadores son de un valor fijo y en motores y generadores son variables con el tiempo.

X^d.- Reactancia Subtransitoria.- Es la reactancia aparente del estator en el instante en que se produce el corto circuito y determina el flujo de corriente durante los primeros ciclos. (Hasta 0.1 seg.).

X^d.- Reactancia Transitoria.- Es la reactancia inicial aparente del estator, si se desprecian los efectos de todos los arrollamientos amortiguadores y se considera solamente los efectos del arrollamiento del campo inductor. Esta reactancia determina la corriente que circula durante el período siguiente cuando X^d actúo. (desde 1/2 a 2 seg.).

X^d.- Reactancia Síncrona.- Es la reactancia que determina el flujo de corriente cuando las condiciones se han estacionado y es efectiva hasta algunos segundos después de ocurrir el corto circuito.

En los generadores y motores síncronos se presentan los 3 tipos de reactancias anteriores, en el motor de inducción solamente la subtransitoria y en la compañía suministradora que contribuye en forma constante al corto circuito se representa su impedancia por un valor único referido al punto de acometida (Ver fig.1).

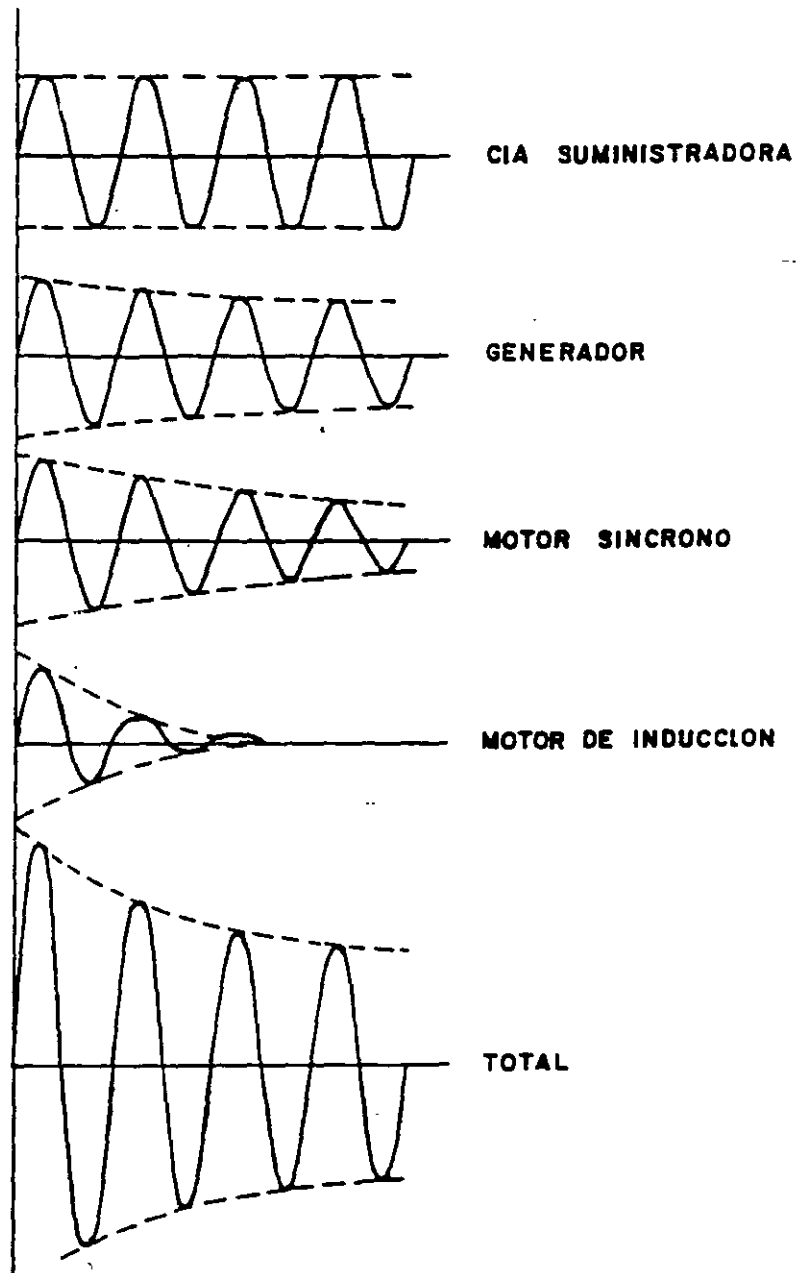


FIG. 1. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICOS DE CUATRO FUENTE Y EL TOTAL .

1.2. SIMETRIA Y ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Si la onda de corriente se presenta en forma senoidal se denomina simétrica, por el contrario si existe asimetría con respecto al eje cero.

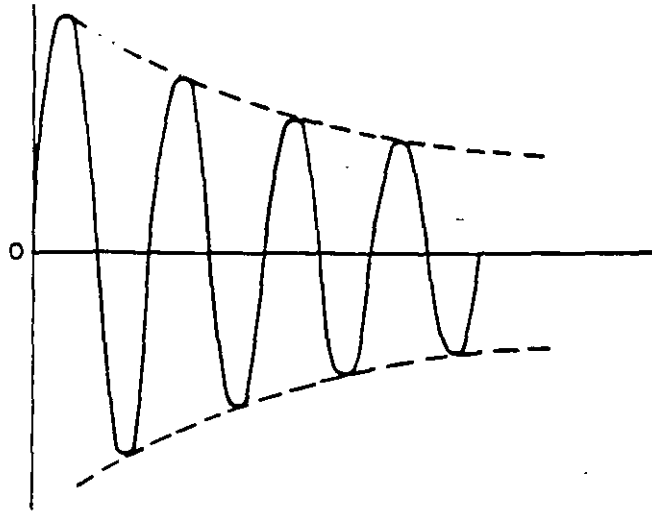


FIG. 2. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, SIMETRICA

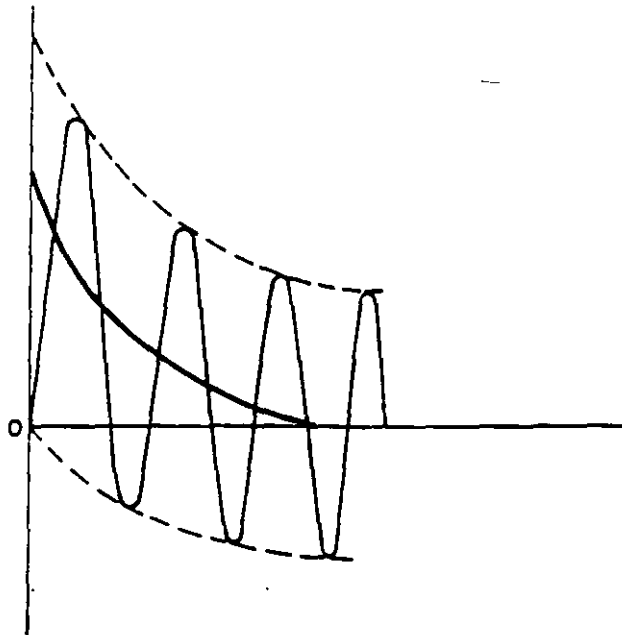


FIG. 3. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, ASIMETRICA

El factor de potencia de corto circuito se determina por la relación entre resistencia y reactancia existente en la trayectoria del corto circuito.

En la figura 4 el corto circuito ocurre en el instante del valor máximo de la onda de tensión y la corriente de corto circuito inicia de cero, dando origen a una onda totalmente simétrica.

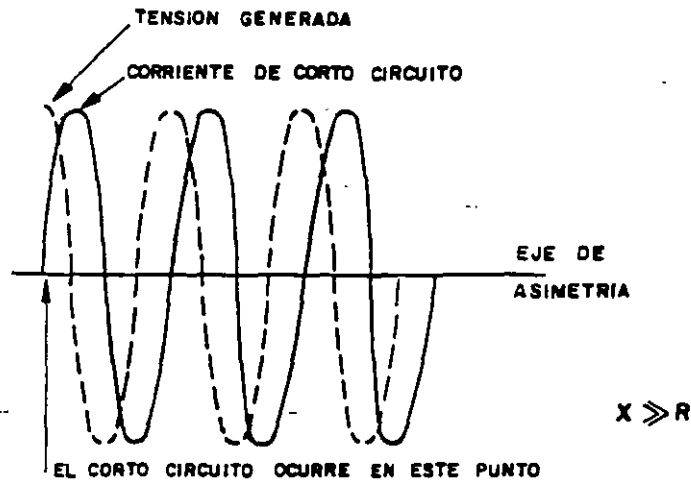


FIG. 4: ONDA DE TENSION Y CORRIENTE ASIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE F.P. = 0

Si el corto circuito ocurre cuando la onda de tensión está en cero, se presenta la máxima asimetría en la onda de corriente la cual se traza 90° respecto a la del voltaje, figura 5.

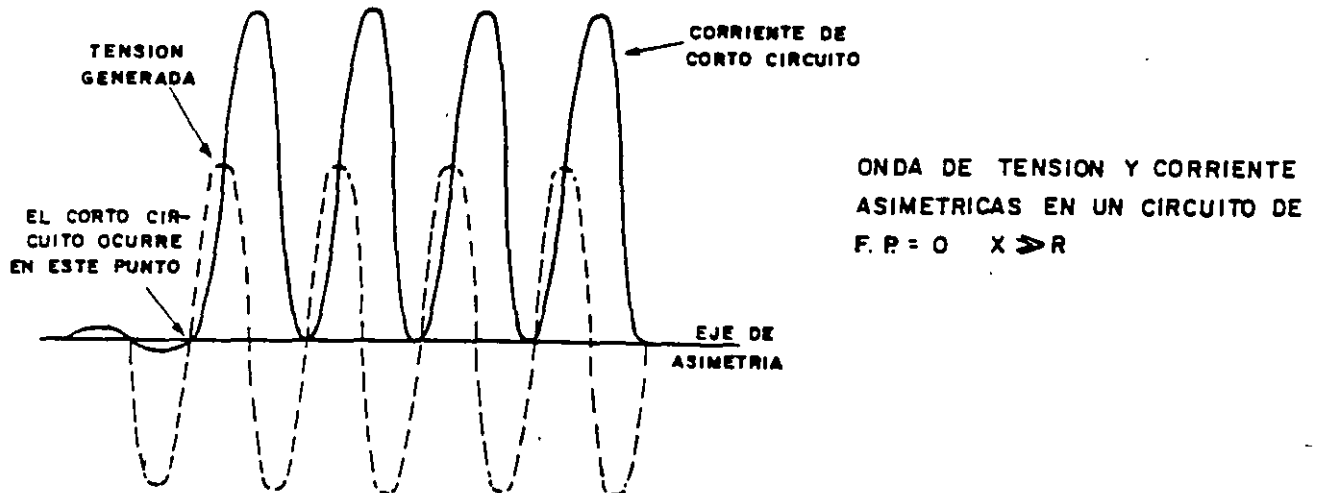


FIG. 5

Si el corto circuito ocurre en cualquier otro punto (esto es lo mas común), excepto en los analizados, habrá un desplazamiento de la onda de corriente que dependerá del punto en que ocurra la falla en la onda de tensión.

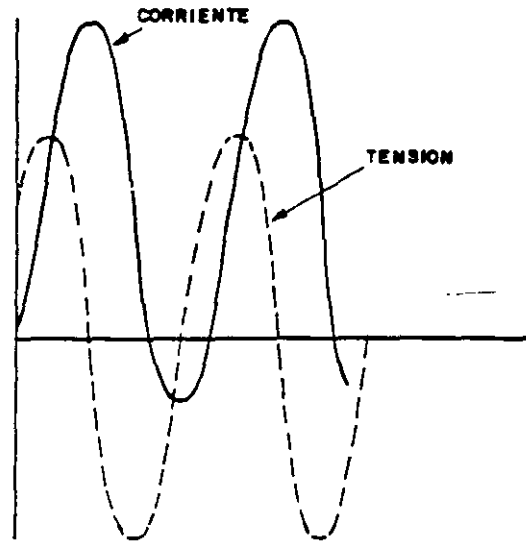


FIG. 6

La explicación de lo anterior se puede encontrar en las siguientes figuras:

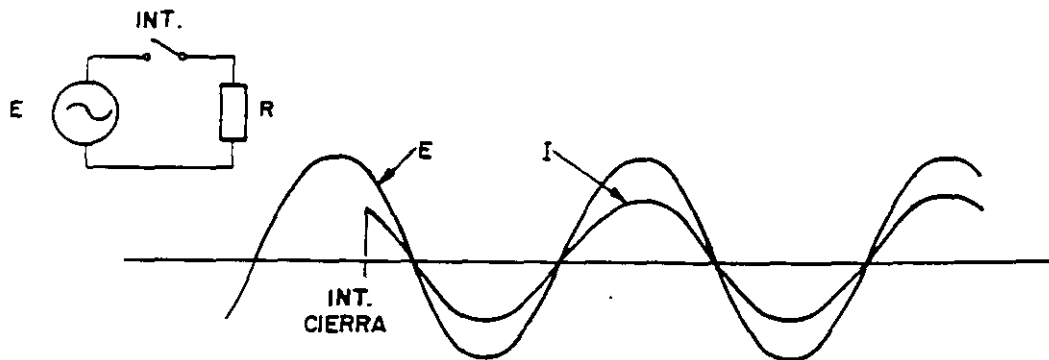


FIG. 7.- TRANSITORIO POR CONMUTACION R

En el caso de una resistencia "R", el cierre del interruptor lleva a la corriente a asumir inmediatamente el valor que existirá en el estado estable.

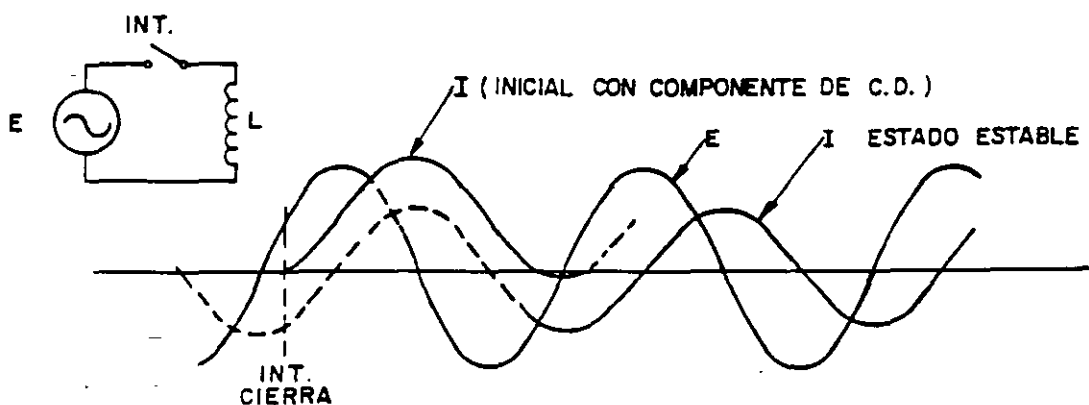


FIG. 8.- TRANSITORIO POR CONMUTACION L

En el caso de la inductancia "L", el fenómeno se comprende mejor mediante la ecuación:

$$E = L \, di / dt$$

$$di = E \, dt / L \quad \frac{di}{dt} = \frac{E}{L}$$

Esta expresión nos dice que la aplicación de una F.E.M. (voltaje) a una inductancia, creará una razón de cambio de la magnitud de la corriente con respecto al tiempo, con pendiente E/L.

En el extremo derecho de la figura 8, aparece la corriente de estado estable. Esta está atrasada 90° con respecto al voltaje y tiene, la máxima pendiente positiva cuando la tensión esta en su máximo valor positivo; tiene un valor fijo cuando la tensión es cero. Regresando a la curva al momento del cierre del interruptor (línea punteada) nótese que la corriente debería estar a un 90% del pico negativo, pero como el interruptor esta abierto, esta corriente partirá de cero, al cerrar desarrollará la misma pendiente que tendría en su estado estable (línea llena de la figura) y esto se logra desplazando la curva hacia arriba, como si tuviera una componente de C.D. y una de C.A.

1.2.1. COMPONENTE DE C.D. DE LAS CORRIENTES DE C.C. ASIMÉTRICAS

La dificultad para analizarlas, ha llevado a descomponerlas en dos componentes simples:

- a) Componente de C.A. simétrica
- b) Componente de C.D.

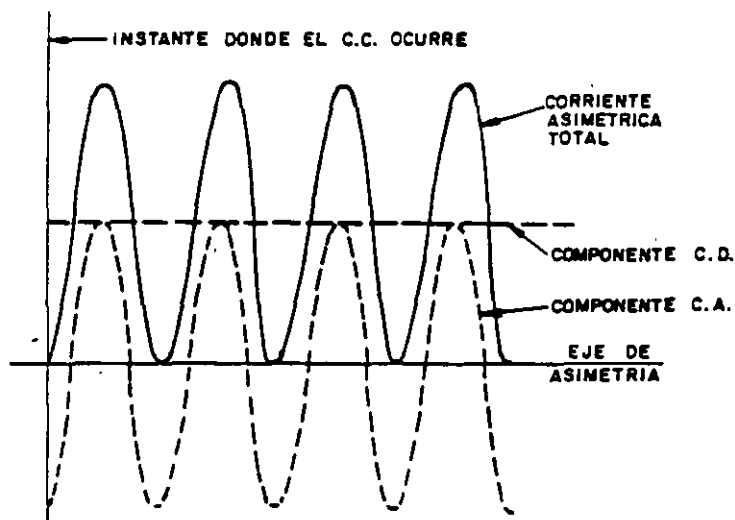


FIG.9.- COMPONENTES DE LA CORRIENTE MOSTRADA EN LA FIGURA 5

La magnitud inicial de la componente de C.D., varia desde cero a un máximo valor igual al pico de la componente simétrica de C.A., dependiendo del instante en que ocurre el C.C.

RELACION X/R .- Esta relación, medida a lo largo de la trayectoria del C.C., afecta el comportamiento de la componente de C.D., si $X/R = \infty$, la componente de C.D. nunca decaería, si $X/R = 0$, entonces la caída es instantánea. Cualquier valor puede presentarse como se observa en la figura 10.

La mayoría de los sistemas tienen una constante de tiempo y es el tiempo requerido por la componente de C.D. para reducirse aproximadamente a un 37% de su valor original.

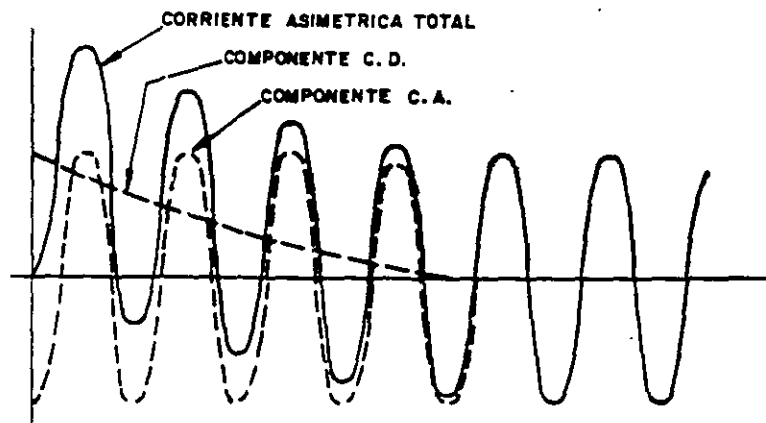


FIG. 10.- OSCILOGRAMA MOSTRANDO EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C. D. Y SU EFECTO EN LA ASIMETRIA DE CORRIENTE.

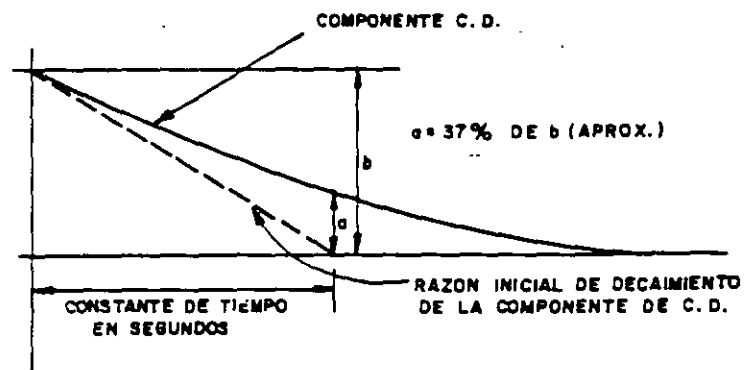


FIG. 11.- ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO

1.3.- FACTORES DE MULTIPLICACIÓN

Para calcular la componente de C.D., se han desarrollado métodos simplificados mediante el uso de factores de multiplicación que convierten el valor RMS de corriente alterna simétrica a valores RMS de una onda asimétrica que incluye la componente de C.D.

Los factores de multiplicación son semejantes a los mostrados en la siguiente gráfica, obsérvese que el máximo valor que puede alcanzar la componente de C.D. es 1.732 veces el valor RMS de la componente de C.A. Fig. 12.

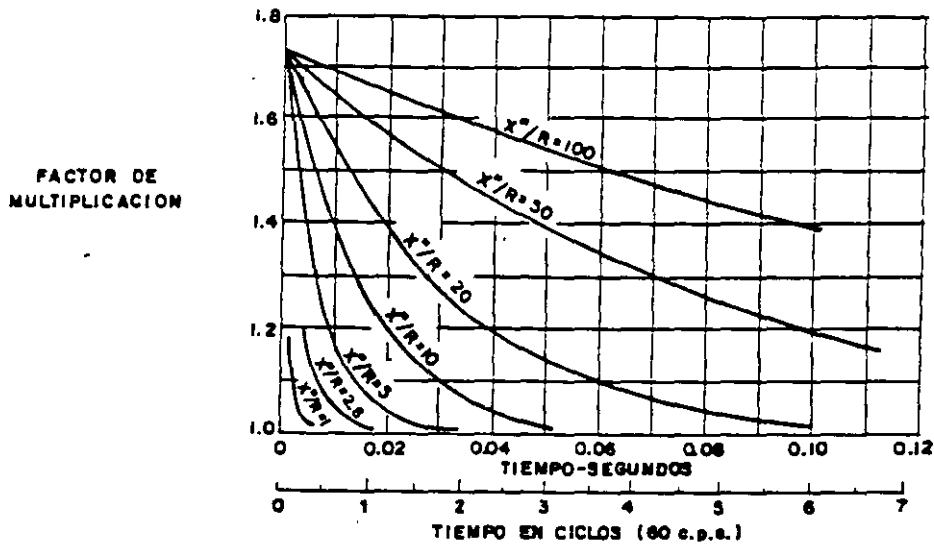


FIG. 12. FACTORES DE MULTIPLICACION PARA EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D.

100-1
X-1-201

13 8k
Tip

TABLA I REACTANCIAS DE MAQUINAS Y FACTORES DE MULTIPLICACION USADOS EN CALCULOS SIMPLIFICADOS DE LA CAPACIDAD NOMINAL DE CORTO CIRCUITO EN EQUIPO.

TIPO DE DESIGNACION NOMINAL DE CORTO CIRCUITO Y CLASE DE EQUIPO	REACTANCIAS DE MAQUINA A USAR			FACTORES DE MULTIPLICACION A SER APLICADO AL VALOR SIMETRICO CALCULADO	
	GENERADOR SINCRONO	MOTOR SINCRONO	MOTOR DE INDUCCION	CASO GENERAL	CASO ESPECIAL
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA CON LOS SIGUIENTES TIEMPOS DE INTERRUPCION 6 CICLOS 5 CICLOS 3 CICLOS 2 CICLOS	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.0	1.1
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.1	1.2
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.2	1.3
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.4	1.5
CAPACIDAD MOMENTANEA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	CASO GENERAL 1.0	CASO ESPECIAL 1.5
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA EN BAJA TENSION	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES EN CAJA MOLDEADA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA FUSIBLES (ARRIBA DE 1500 VOLTS)	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	CASO GENERAL 1.6	CASO ESPECIAL 1.2
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA FUSIBLES EN BAJA TENSION (600 VOLTS O MENOS)	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA COMBINACIONES ARRANCADOR FUSIBLE O TERMOMAGNETICO PARA MOTORES	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.25	

NOTAS- EL VALOR DE CORRIENTE SIMETRICA AL QUE SE APLICA AL MULTIPLICADOR DEBE SER RMS

* USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SOLO SI EL VALOR SIMETRICO EXCEDE 500 MVA Y SI EL CIRCUITO ES ALIMENTADO DIRECTAMENTE POR GENERADORES

** USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SI LA TENSION DE OPERACION ES 800V O MENOS Y SI EL CIRCUITO NO ES ALIMENTADO DIRECTAMENTE POR GENERADORES

*** USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SI LA TENSION DE OPERACION ES 1000 O MENOR Y SI LOS FUSIBLES NO SON DEL TIPO LIMITADOR DE CORRIENTE Y SI LA RELACION X/R DEL SUMINISTRO ES MENOR A 4.

Para consultar acerca de los factores de multiplicación y las normas para la aplicación de interruptores se pueden consultar las siguientes publicaciones:

ANSI/IEEE C 37.13.1981, "IEEE Standard for Low Voltage AC Power Circuits Breakers Used in Enclosures"

ANSI/IEEE C 37.010.1979, "IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis (Consolidated Edition)".

ANSI/IEEE C 37.5.1979, "IEEE Guide for Calculation of Fault Currents for Application of AC High Voltage Circuit Breakers Rated on A Total Current Basis"

ANSI/ C37.41.1969 (R-1974) "Design Test for Distribution Cut Outs and Fuse Links, Secondary Fuses, Distribution Enclosed Single Pole Air Switches, Power Fuses, Fuse Disconnecting Switches and Accesories".

1.4 CONCEPTOS DE COMPONENTES SIMÉTRICAS, CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y FASES A TIERRA.

ANÁLISIS DE CIRCUITOS DESBALANCEADOS

Una aproximación para un procedimiento adecuado para calcular la corriente de la fase "A" en un sistema trifasico se observa en la figura siguiente:

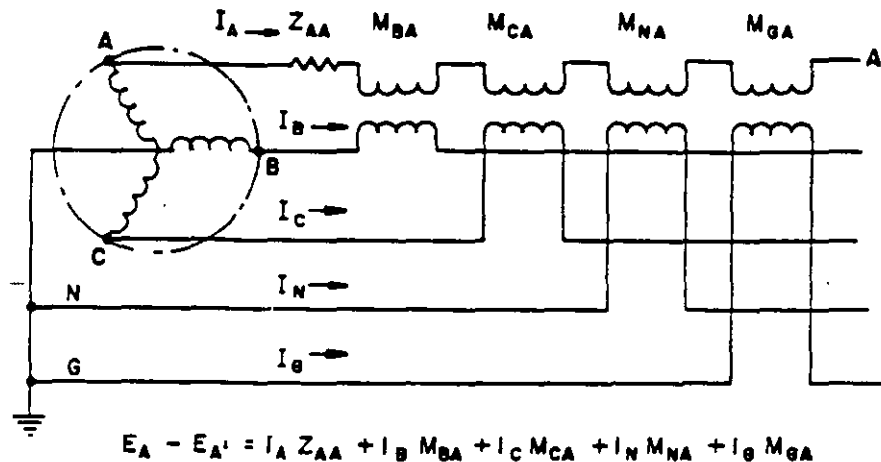
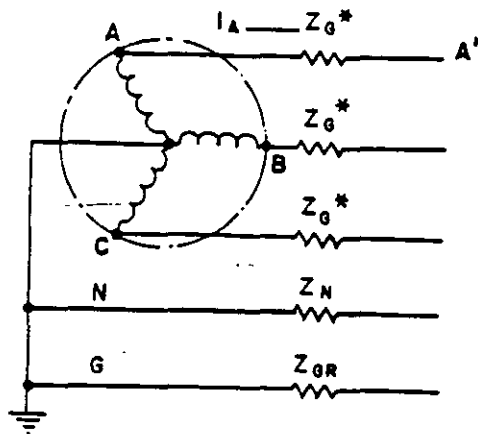


FIG. 13.- CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CARGA DESBALANCEADA.

Para cada circuito físico conductor la caída de tensión total se representa como la suma de las caídas de tensión por la impedancia propia mas la causada por las impedancias mutuas de la fase con los otros elementos (fase B, C; neutro y tierra).

Con un sistema desbalanceado simétrico trabajando con cargas simétricas balanceadas, este problema se reduce, puesto que lo que le sucede a la fase "A", le sucede a la "B" y a la "C" solo con desplazamientos entre sí de 120° .

Así la impedancia aparente es igual y única, y es la monofásica de la línea al neutro, tal como aparece en la figura siguiente:



IMPEDANCIAS PARA CADA SECUENCIA SIMETRICA
 SECUENCIA POSITIVA Z_{G1}
 SECUENCIA NEGATIVA Z_{G2}
 SECUENCIA CERO $Z_{G0} + 3Z_{GR}^*$

* BASADA EN CORRIENTE CERO EN EL CONDUCTOR N

$$E_A - E_{A'} = I_{A1} Z_{G1} + I_{A2} Z_{G2} + I_{A0} (Z_{G0} + 3Z_{GR})$$

FIG. 14.- CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CON CARGA SIMETRICA BALANCEADA

Lo anterior es valido, repetimos, para cuando se tiene un circuito balanceado; el corto circuito trifásico cumple con esta condición, no siendo el caso de otro tipo de falla como el de línea a línea o el de línea a tierra.

Para estos problemas de corto circuito desbalanceados, usamos el metodo de componentes simétricas.

1.4.1. MÉTODO DE COMPONENTES SIMÉTRICAS

Este concepto se basa en que cualquier condición concebible de desbalanceo puede ser correctamente sintetizada por el uso de varios sistemas simétricos balanceados apropiados en magnitud y en ángulo de fase.

En un sistema trifásico, con separación de fases de 120° existen tres posibles sistemas simétricos y pueden ser identificados en la figura siguiente:

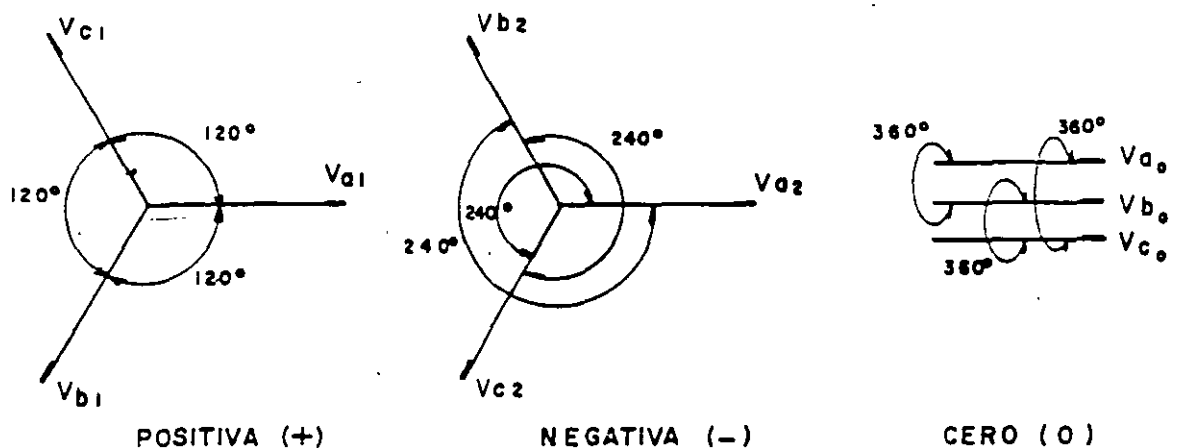


FIG. 15 COMPONENTES DE SECUENCIA DE VOLTAJES

Estos sistemas balanceados simétricos son el de secuencia positiva, secuencia negativa y secuencia cero. Estos sistemas pueden referirse en términos de corriente voltaje e impedancia.

Los componentes de secuencia positiva consisten en tres fasores iguales en magnitud, defasados 120° , con la misma secuencia de fases o rotación que las de los generadores. Se asume que la secuencia positiva es ABC, pero será secuencia positiva ACB en un sistema de generación ACB. Los componentes de la secuencia negativa son tres fasores iguales en magnitud, desplazados 240° , con una secuencia de fases opuesta a la secuencia POSITIVA. Los componentes de secuencia cero consisten en tres fasores iguales en magnitud y en fase como se muestra en la figura anterior.

El subíndice 1 se usa para identificar una componente de secuencia positiva, el subíndice 2 para un componente de secuencia negativa y el 0 para la secuencia cero.

Dado que los tres fasores en cualquier secuencia son siempre iguales en magnitud, los tres grupos pueden expresarse en términos de un fador. Por conveniencia, se puede usar el fador de la fase "A".

SECUENCIA POSITIVA

$$\dot{V}_{a1} = \dot{V}_{a1}$$

$$\dot{V}_{b1} = a^2 \dot{V}_{a1}$$

$$\dot{V}_{c1} = a \dot{V}_{a1}$$

SECUENCIA NEGATIVA

$$\dot{V}_{a2} = \dot{V}_{a2}$$

$$\dot{V}_{b2} = a \dot{V}_{a2}$$

$$\dot{V}_{c2} = a^2 \dot{V}_{a2}$$

SECUENCIA CERO

$$\dot{V}_{a0} = \dot{V}_{a0}$$

$$\dot{V}_{b0} = \dot{V}_{a0}$$

$$\dot{V}_{c0} = \dot{V}_{a0}$$

Los coeficientes a y a^2 son fasores unitarios que cuando se multiplican con un fador, causan un desplazamiento angular de 120° y 240° respectivamente.

Así :

$$a = 1 \angle 120^\circ = -0.5 + j 0.866 \quad \text{----- } \textcircled{1}$$

$$a^2 = 1 \angle 240^\circ = -0.5 - j 0.866 \quad \text{----- } \textcircled{2}$$

$$a^3 = 1 \angle 360^\circ = 1 \angle 0^\circ \quad \text{----- } \textcircled{3}$$

Pueden derivarse de las ecuaciones anteriores algunas combinaciones utiles:

$$1 + a + a^2 = 0 \quad \text{-----} \quad \textcircled{4}$$

ó

$$\left. \begin{aligned} 1 - a^2 &= \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ a^2 - 1 &= \sqrt{3} \angle 210^\circ \end{aligned} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{5}$$

ó

$$\left. \begin{aligned} a - 1 &= \sqrt{3} \angle 150^\circ \\ 1 - a &= \sqrt{3} \angle -30^\circ \end{aligned} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{6}$$

ó

$$\left. \begin{aligned} a^2 - a &= \sqrt{3} \angle 270^\circ \\ a - a^2 &= \sqrt{3} \angle 90^\circ \end{aligned} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{7}$$

Cualquier sistema trifasico de fasores será siempre la suma de los tres componentes :

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \quad \text{-----} \quad \textcircled{8}$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_b &= \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} + \dot{V}_{b0} \\ &= a^2 \dot{V}_{a1} + a \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \end{aligned} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{9}$$

$$\left. \begin{aligned} \dot{V}_c &= \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2} + \dot{V}_{c0} \\ &= a \dot{V}_{a1} + a^2 \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \end{aligned} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{10}$$

Además :

$$I_a = I_{a1} + I_{a2} + I_0 \quad \text{-----} \quad \textcircled{11}$$

$$I_b = a^2 I_{a1} + a I_{a2} + I_0 \quad \text{-----} \quad \textcircled{12}$$

$$I_c = a I_{a1} + a^2 I_{a2} + I_0 \quad \text{-----} \quad \textcircled{13}$$

Resolviendo las ecuaciones 8, 9, 10, 11, 12 y 13 se tiene que :

$$\left. \begin{aligned} Va_1 &= 1/3 (Va + aVb + a^2Vc) \\ Ia_1 &= 1/3 (Ia + aIb + a^2Ic) \\ Va_2 &= 1/3 (Va + a^2Vb + aVc) \\ Ia_2 &= 1/3 (Ia + a^2Ib + aIc) \\ Vo &= 1/3 (Va + Vb + Vc) \\ Io &= 1/3 (Ia + Ib + Ic) \end{aligned} \right\} \begin{array}{l} \text{-----} \text{ (14)} \\ \text{-----} \text{ (15)} \\ \text{-----} \text{ (16)} \end{array}$$

Una componente de secuencia no puede existir solo en una fase. Si por calculo o por medición se deduce que existe cualquier componente en una fase, existirá en las tres fases.

1.4.2. SECUENCIAS EN UN SISTEMA TRIFASICO DE POTENCIA

En cualquier parte balanceada o simétrica de un sistema:

- Las corrientes de secuencia positiva producen solo caídas de tensión de secuencia positiva.
- Las corrientes de secuencia negativa o cero producen solo caídas de tensión de la misma secuencia.

En cualquier parte balanceada o simétrica las tensiones generadas por la maquina rotatoria son iguales en fase y desplazadas 120° y las impedancias son iguales en las tres fases.

En cualquier parte desbalanceada o asimétrica de un sistema:

- Las corrientes de secuencia positiva producen caídas de tensión de secuencia positiva y negativa y posiblemente de secuencia cero.
- Las corrientes de secuencia negativa producen caídas de tensión de secuencia positiva, negativa y posiblemente de secuencia cero.
- Las corrientes de secuencia cero producen caídas de tensión positiva, negativa y de secuencia cero.

Dado que se presume que los sistemas trifasicos están balanceados hasta el punto de falla o desbalanceo, no se considera una interacción entre las tres secuencias hasta ese punto.

Cada conjunto de secuencias puede ser tratado separadamente.

IMPEDANCIAS DE SECUENCIA

Las cantidades Z_1 , Z_2 y Z_0 son las impedancias del sistema al flujo de las corrientes de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente.

Con excepción del área de falla o de desbalance cada impedancia de secuencia se considera igual que las tres fases de un sistema simétrico. En seguida se presenta una breve revisión de estas cantidades en los diferentes componentes de un sistema.

MAQUINAS SINCRONAS

X''_d - Reactancia Subtransitoria

X'_d - Reactancia transitoria

X_d - Reactancia sincrona

X''_d y X'_d son reactancias de secuencia positiva. Las de secuencia negativa se consideran aproximadamente iguales y como la secuencia cero es menor que estas, no se acostumbra aterrizar solidamente el generador.

TRANSFORMADORES

En los transformadores los valores de secuencia negativa y positiva de sus reactancias son idénticos, el valor de secuencia cero es también igual a los otros valores de secuencia, o es infinito.

Los circuitos de secuencia para un número de banco de transformadores se muestran en la figura 16.

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En líneas de transmisión, las reactancias de secuencia positiva y negativa son las mismas. La impedancia de secuencia cero siempre es diferente de las otras dos, puede variar de 2 a 6 veces X_1 . una aproximación gruesa es 3 a 3.5 veces X_1 .

REDES DE SECUENCIA

Asumiendo que el sistema esta balanceado o simétrico al punto de desbalance de falla, las tres componentes de secuencia son independientes y no reaccionan una con otra. Así, se requieren 3 redes de secuencia para separar los tres componentes de secuencia positiva, otra para la negativa y la de secuencia cero. Estas redes de secuencia consisten en una fase a neutro del sistema de potencia, mostrando todos los componentes del problema bajo consideración.

TRANSFORMADORES DE DOS DEBANADOS

	CONEXION TRIFASICA	CIRCUITO DE SECUENCIA CERO	SECUENCIA POS. O NEG.
a			
b			
c			
d			
e			
f			
g			
h			

TRANSFORMADORES DE TRES DEBANADOS

	CONEXION TRIFASICA	CIRCUITO DE SECUENCIA CERO	SECUENCIA POS. O NEG.
a			
b			
c			
d			
e			
f			

FIG.16. CIRCUITOS DE SECUENCIA PARA TRANSFORMADORES

Los diagramas tipo se muestran en las figuras 17 a 21.

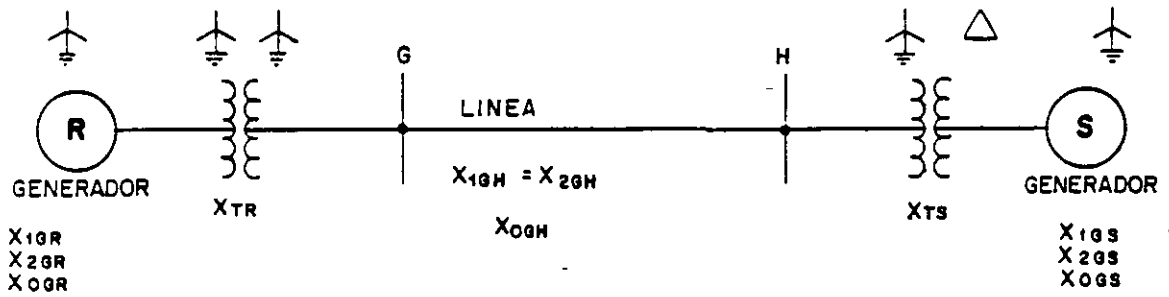


FIG. 17

RED DE SECUENCIA POSITIVA

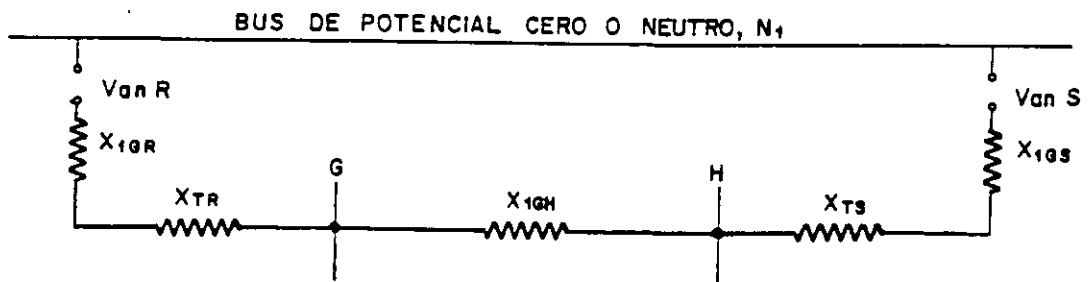


FIG. 18

RED DE SECUENCIA NEGATIVA

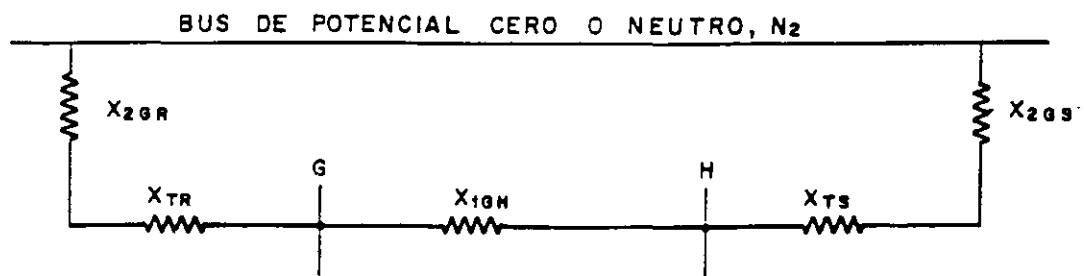


FIG. 19

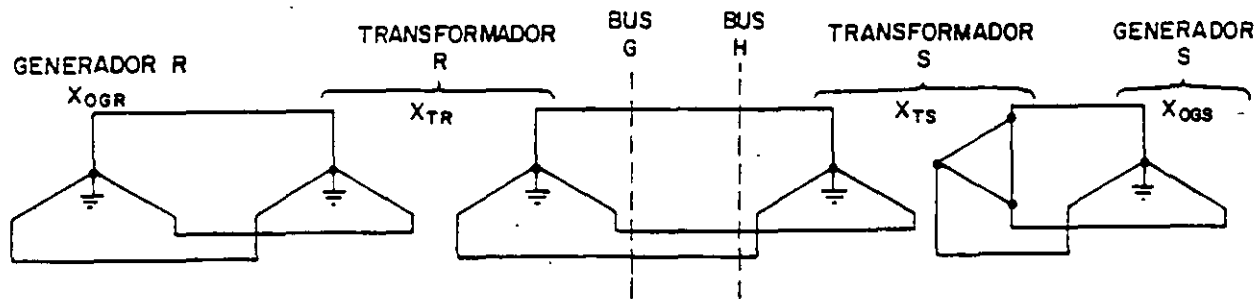


FIG. 20

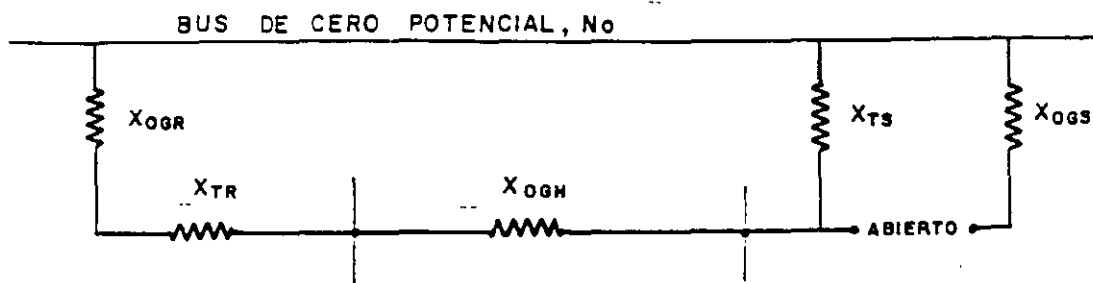


FIG. 21

La red de secuencia positiva debe mostrar los voltajes de los generadores y las impedancias de generadores, transformadores y líneas, la red de secuencia negativa es igual a la primera, con dos excepciones: 1) No existirán voltajes de generadores, dado que las maquinas sincronas producen secuencia positiva solamente; 2) La reactancia de secuencia negativa puede ser diferente, aunque para efectos prácticos se consideran iguales X_1 y X_2 .

La red de secuencia cero es algo diferente a las otras dos, antes de todo no tiene voltaje, la maquinaria rotatoria no produce voltaje de secuencia cero. También, las conexiones de transformadores requieren consideración especial y las impedancias de aterrizamiento deben incluirse. En la tabla anexa se muestran los circuitos de secuencia cero para varios transformadores.

1.4.3. CONEXIONES EN REDES DE SECUENCIA Y VOLTAJES

La dirección del flujo de corriente y las conexiones de voltaje se muestran en las figuras siguientes:

La caída de tensión en cualquier punto de la red de secuencia positiva es:

$$V_1 = V_{an} - I_1 Z_1$$

Donde $I_1 Z_1$ es la suma fasorial de las caídas $I_1 Z_1$ desde el bus de cero potencial (N_1) hasta el punto donde se requiere determinar el voltaje:

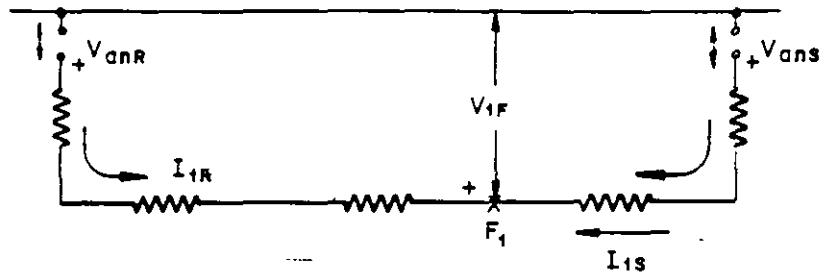


FIG. 22.

La red de secuencia negativa:

$$\dot{V}_2 = 0 - \sum i_2 \dot{Z}_2$$

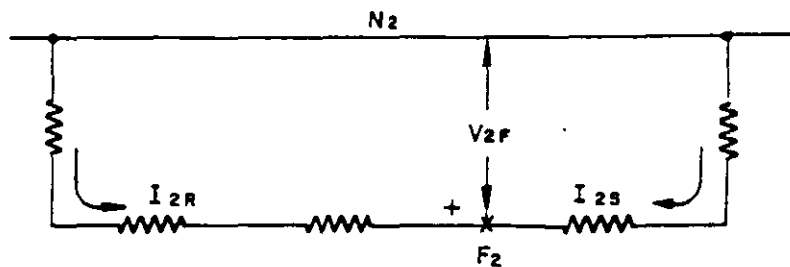


FIG. 23.

En la red de secuencia cero:

$$V_0 = 0 - \sum I_0 Z_0$$

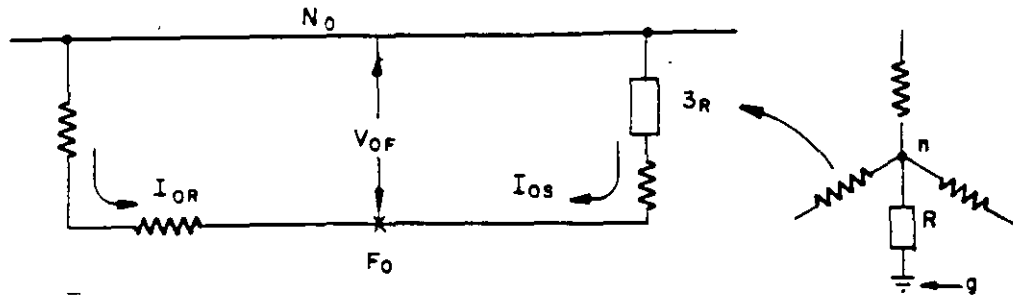


FIG. 24.

Cada red de secuencia esta en por unidad, representando una de las tres fases del sistema de potencia simétrico. Por la resistencia R circula $3 I_0$, pero como en el diagrama fluye I_0 , se tiene una tensión equivalente con la multiplicación de $3R$ por I_0 .

1.4.4. CONEXIONES DE REDES EN CASO DE FALLA O DESBALANCEO GENERAL

Las redes de secuencia pueden ser interconectadas en un área de desbalance, tal como una falla. Enseguida se muestran las conexiones de redes de secuencia para varios tipos de fallas comunes.

FALLA TRIFASICA

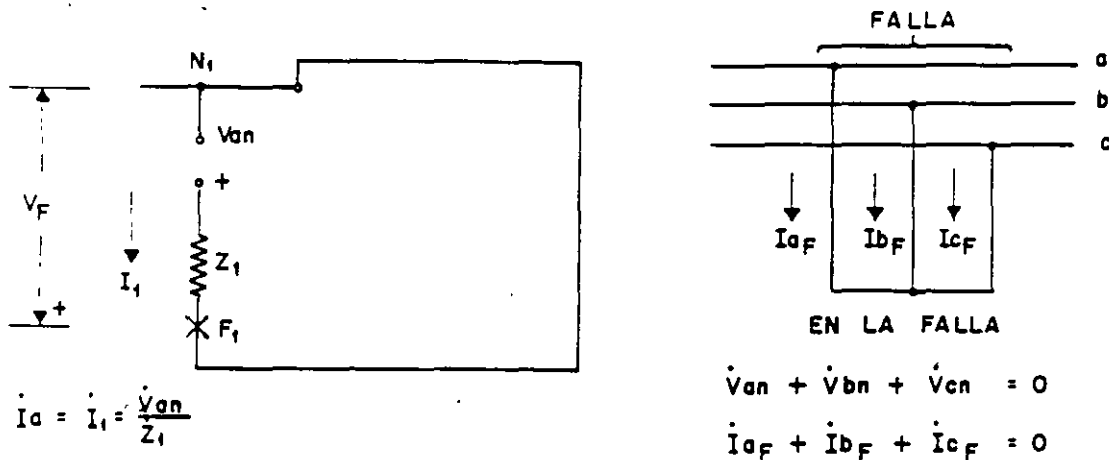


FIG. 25

Dado que la falla trifásica es simétrica, no se requieren componentes simétricos para este cálculo. Sin embargo, dado que la red de secuencia positiva representa el sistema, la red puede ser conectada como se muestra en la figura anterior.

FALLA DE UNA FASE A TIERRA

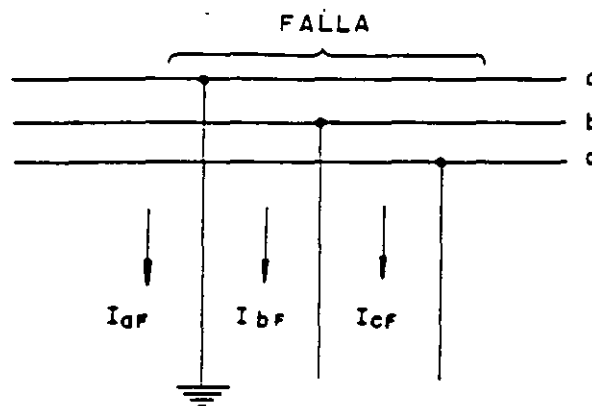
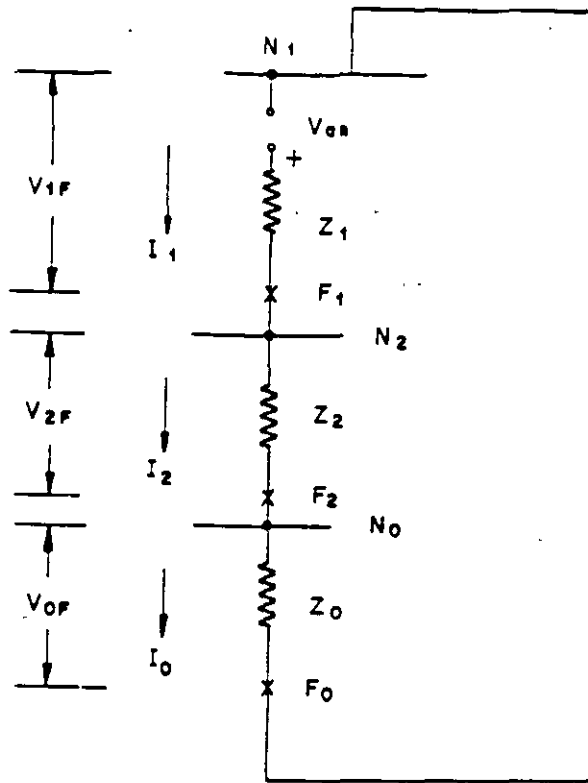


FIG. 26.



$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V_{0n}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

FIG. 27.

En el caso de que exista una impedancia al neutro del sistema.
Se tendría:

$$I_{af} = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3I_{a1} = 3I_{a1} = \left(\begin{array}{c} \uparrow \\ \square \\ \downarrow \\ \text{z}_n \end{array} \right)$$

$$I_{af} = \frac{3 V_{0n}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n}$$

FALLA DE FASE A FASE

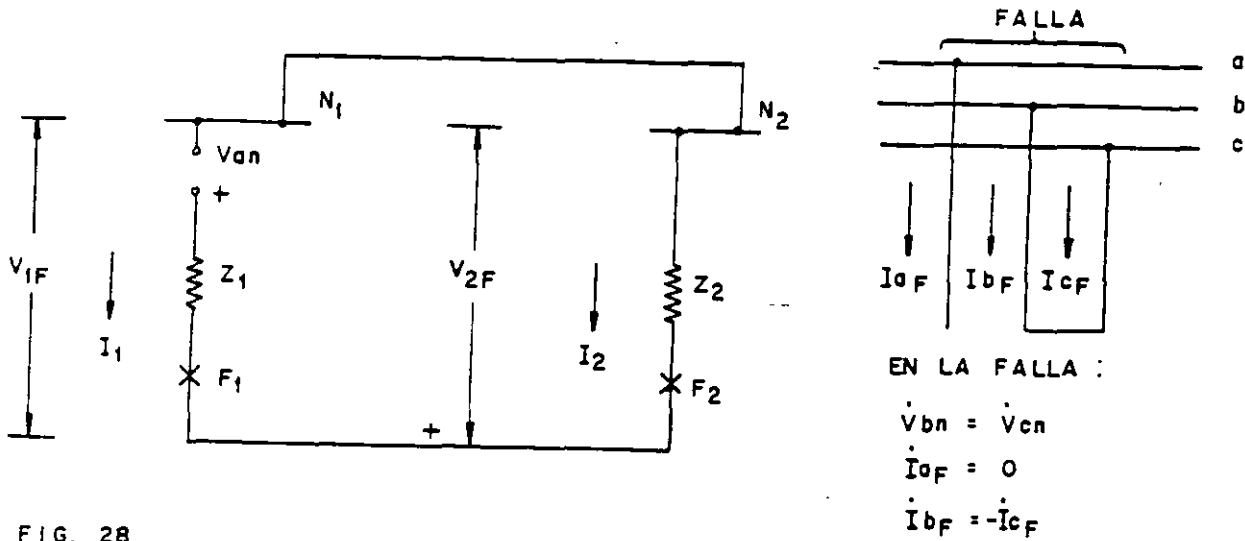


FIG. 28.

$$I_1 = -I_2 \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_{bF} = -I_{cF} = I_{b1} + I_{b2} = (a^2 - a) I_{a1} = \sqrt{3} \angle 270^\circ I_{a1}$$

$$I_{bF} = \sqrt{3} \angle 270^\circ \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2}$$

Los estudios de falla normalmente incluyen la falla trifásica y la falla monofásica a tierra.

Las fallas trifásicas son de las más severas, mientras que las fallas monofásicas son las más comunes; los estudios de estas últimas proveen información útil para ajustes de relevadores de tierra.

La falla de línea a línea es 87% de la falla trifásica.

1.4.5. REDUCCIÓN DE REDES DE SECUENCIA

Cuando se realizan cálculos manuales la red completa del sistema se reduce a un único valor de impedancia en cada secuencia. Para simplificar esta reducción se asume lo siguiente:

- Todos los voltajes generados son iguales y en fase.
- En media y en alta tensión las resistencias se desprecian, no siendo así en baja tensión (como se verá mas adelante).
- Se desprecian todas las reactancias en derivacion, incluyendo cargas, reactancias de magnetizacion, etc.
- Todas las reactancias mutuas se desprecian con excepción de líneas paralelas.

Usando estas consideraciones, la red de secuencia positiva puede ser dibujada con una fuente sencilla de tensión V_{an} , conectada a las impedancias del generador por un bus (es decir, todas las fuentes de voltaje se reducen a una sola, con impedancias en paralelo).

En el cálculo de la máxima corriente siempre se asume que la falla tiene impedancia cero en el punto de falla (no se considera la impedancia de arco), pero debe reconocerse sin embargo, que las fallas reales con frecuencia involucran arqueo, que reduce la magnitud de la corriente de falla.

En los sistemas de baja tensión, si se debe tomar en consideración este efecto, con relación a la falla solida los valores típicos de la falla de arqueo son:

+ 0.89 p.u. a 480 V Y 0.12 a 220 V para arqueo trifasico.

+ 0.74 p.u. a 480 V Y 0.02 a 220 V para arqueo de línea a línea.

+ 0.38 p.u. a 277 V Y 0.01 a 120 V para tensiones de fase a neutro en la falla de arqueo a tierra.

Si los voltajes son diferentes, el teorema de Thevenin o el de Superposición puede ser usado para reducir la red y calcular las fallas.

Las impedancias de secuencia (+) (-) y (0) serán diferentes para cada localización diferente de la falla, requiriendo cada una de estas una también diferente reducción de la red. Durante la reducción de la red, la distribución de corrientes en las diferentes ramas debería de ser calculada tanto como una comprobación como para determinar el flujo de corriente a través de los relevadores involucrados en una falla.

Con relación al sistema ilustrado en la figura 17, se muestran a continuación la reducción de la red. Se considera una falla en el bus "G", y se reducirán las distintas impedancias a unos valores unicos de X_1 , X_2 , X_0 .

Se asume que las corrientes I_1 , I_2 e I_0 tienen un valor de 1.0 (p.u.) y que las corrientes I_1 , R e I_1L sumadas nos darán 1.0 p.u. o sea el valor de I , lo mismo es aplicable a las otras secuencias.

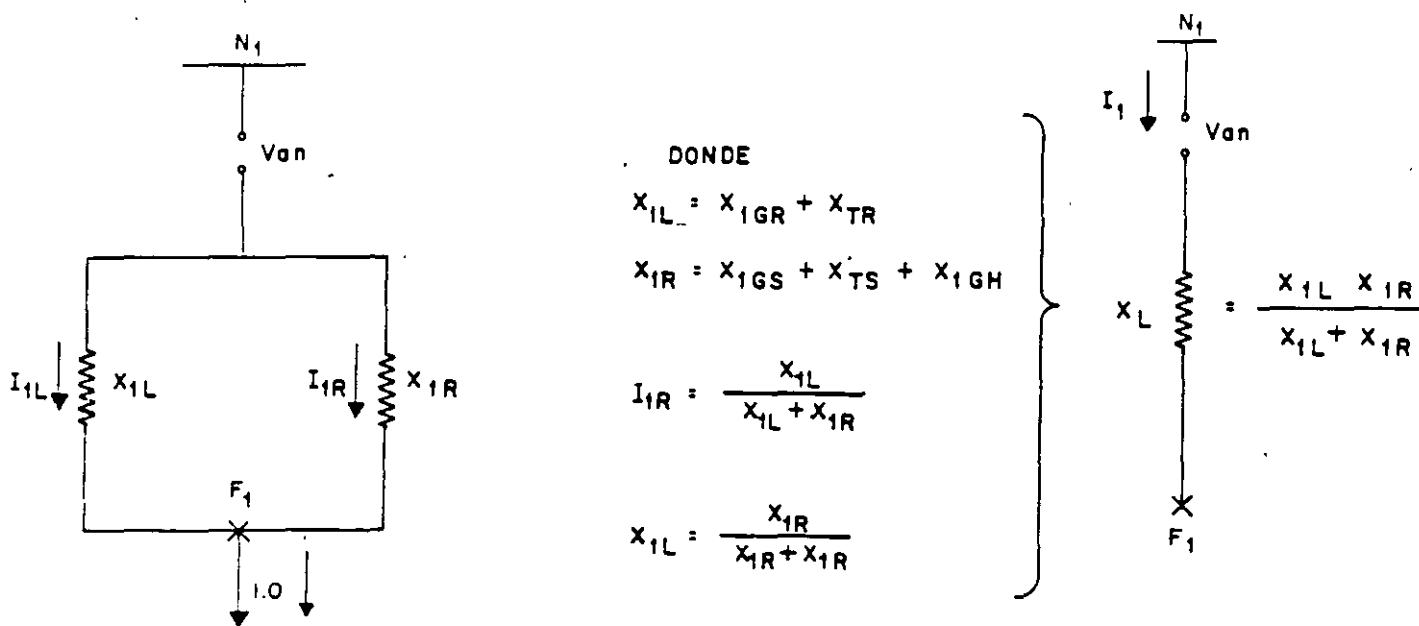
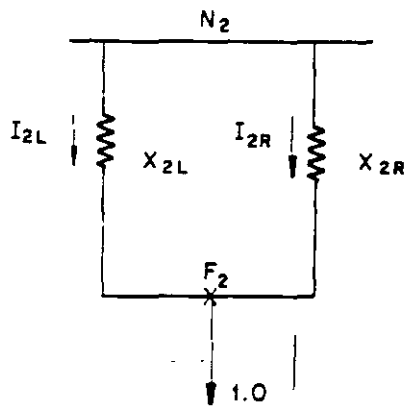


FIG. 29

REDUCCIÓN DE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G".



DONDE

$$X_{2L} = X_{2GR} + X_{TR}$$

$$X_{2R} = X_{2GS} + X_{TS} + X_{1GH}$$

$$I_{2L} = \frac{X_{2R}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

$$I_{2R} = \frac{X_{2L}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

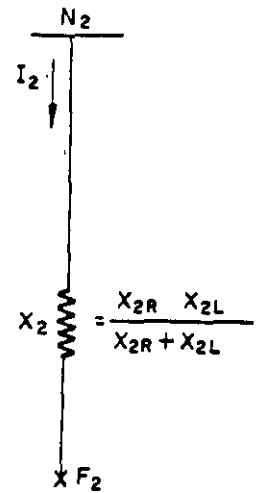
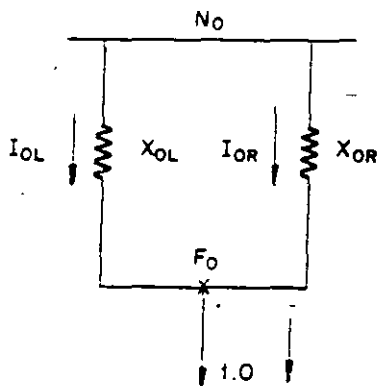


FIG. 30.

REDUCCIÓN DE LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"



DONDE

$$X_{0L} = X_{0GR} + X_{TR}$$

$$X_{0R} = X_{TS} + X_{0GH}$$

$$I_{0L} = \frac{X_{0R}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

$$I_{0R} = \frac{X_{0L}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

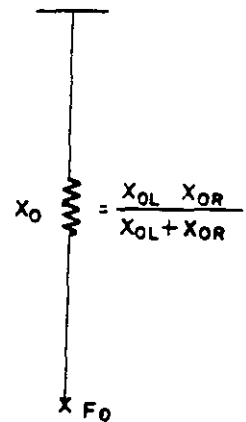


FIG. 31.

REDUCCIÓN DE LA RED DE SECUENCIA CERO PARA UNA FALLA EN EL BUS "G".

1.5 PROCEDIMIENTO PARA CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA EN UN SISTEMA INDUSTRIAL

PROCEDIMIENTO PARA CALCULAR LAS CORRIENTES DE FALLA (EN CUALQUIER SISTEMA ELÉCTRICO).

- A) Antes que otra cosa, se deben conocer las condiciones de operación de la red; interruptores que se encuentran abiertos y cerrados; así como la, máxima y mínima generación etc.**

- B) Posteriormente hacer un diagrama unifilar completo para el sistema, incluyendo generadores, transformadores, líneas, motores sincros y de inducción, cables, buses, se deberán anotar las impedancias de secuencia (+), (-), y (0) de cada componente.**

- C) Prepare a partir del diagrama del sistema un diagrama unifilar para cada red de secuencia (+, -, 0).**

- D) Reduzca los valores de impedancias a una base común. Los valores pueden expresarse como un porcentaje en una base común en KVA. o como impedancia en ohms en una base común de voltaje.**

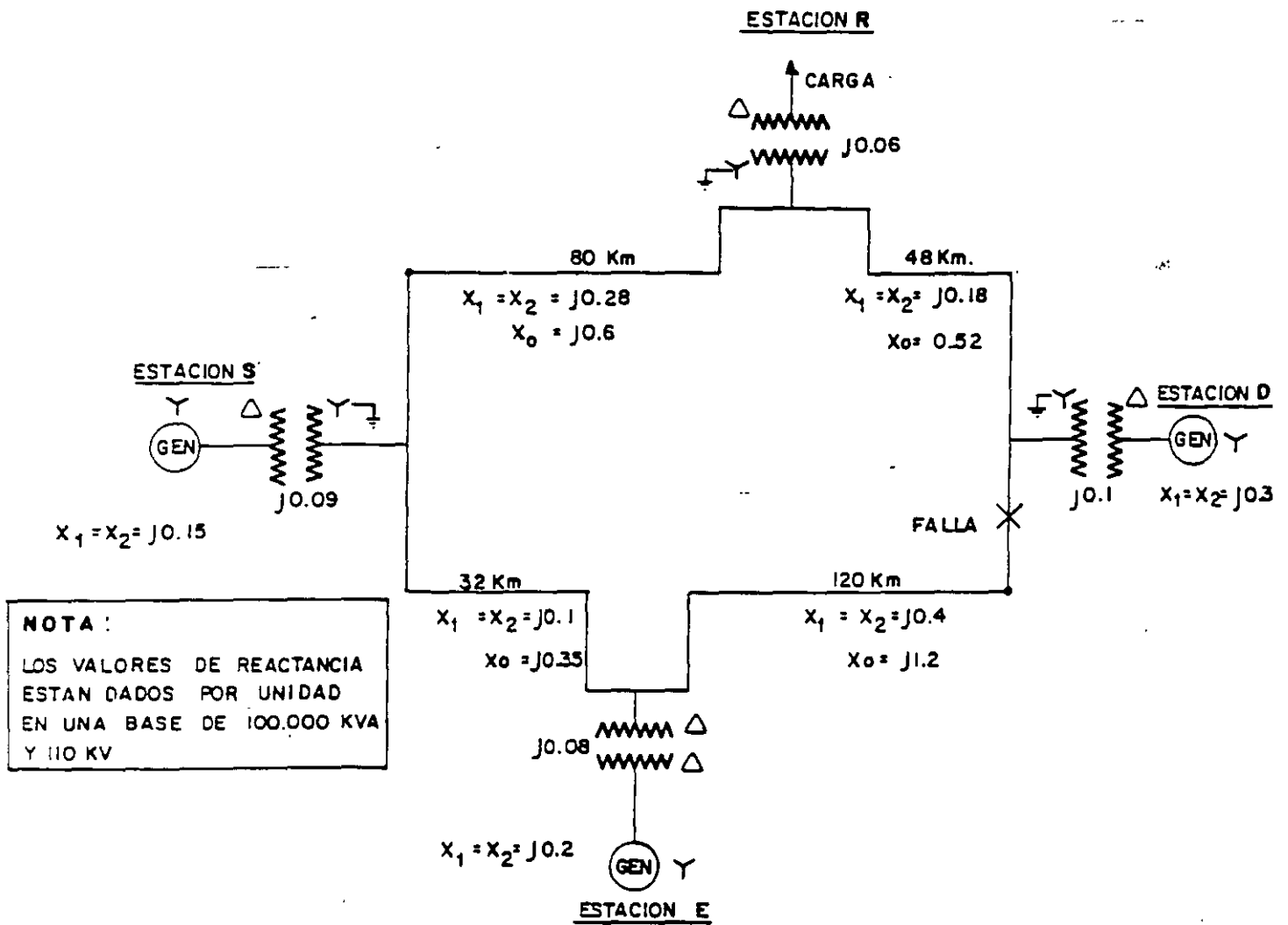
- E) Obtenga la impedancia única equivalente de cada red de secuencia, los factores de distribución de corrientes y si se desea, los voltajes equivalentes para la red de secuencia positiva.**

- F) Interconecte las redes representando la falla involucrada y calcule la corriente total en la falla.**

- G) Determine la distribución de corrientes y voltajes como se requiera en el sistema.**

1.5.1. EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA DE POTENCIA

Este ejemplo aunque no es típico de un sistema industrial, sirve para ejemplificar la aplicación de componentes simétricas. Todas las impedancias han sido reducidas a una base común, como se indica en el diagrama.



NOTA:
 LOS VALORES DE REACTANCIA
 ESTAN DADOS POR UNIDAD
 EN UNA BASE DE 100.000 KVA
 Y 110 KV

FIG. 32.

Red de secuencia positiva

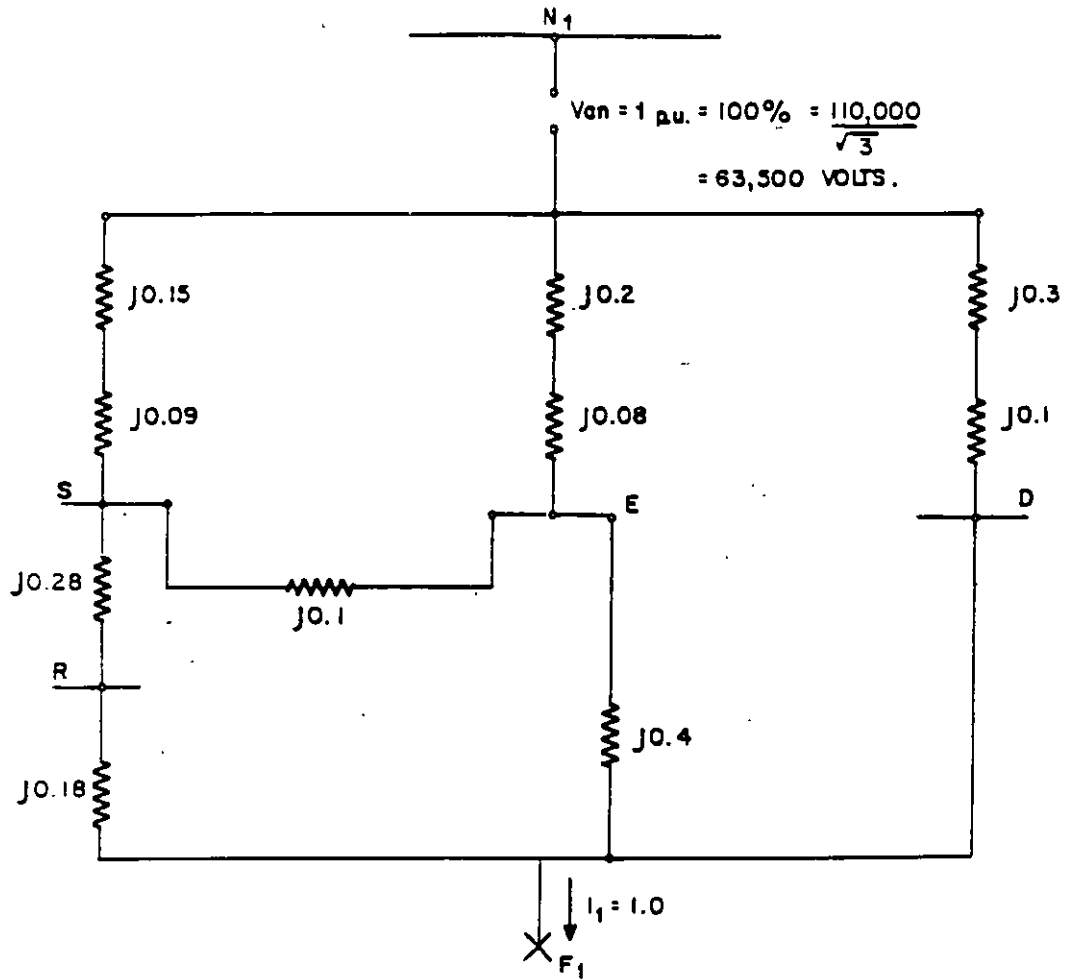


FIG. 33.

La red de secuencia negativa es igual a la secuencia positiva, excepto que no tiene voltaje V_{an} .

Red de secuencia cero

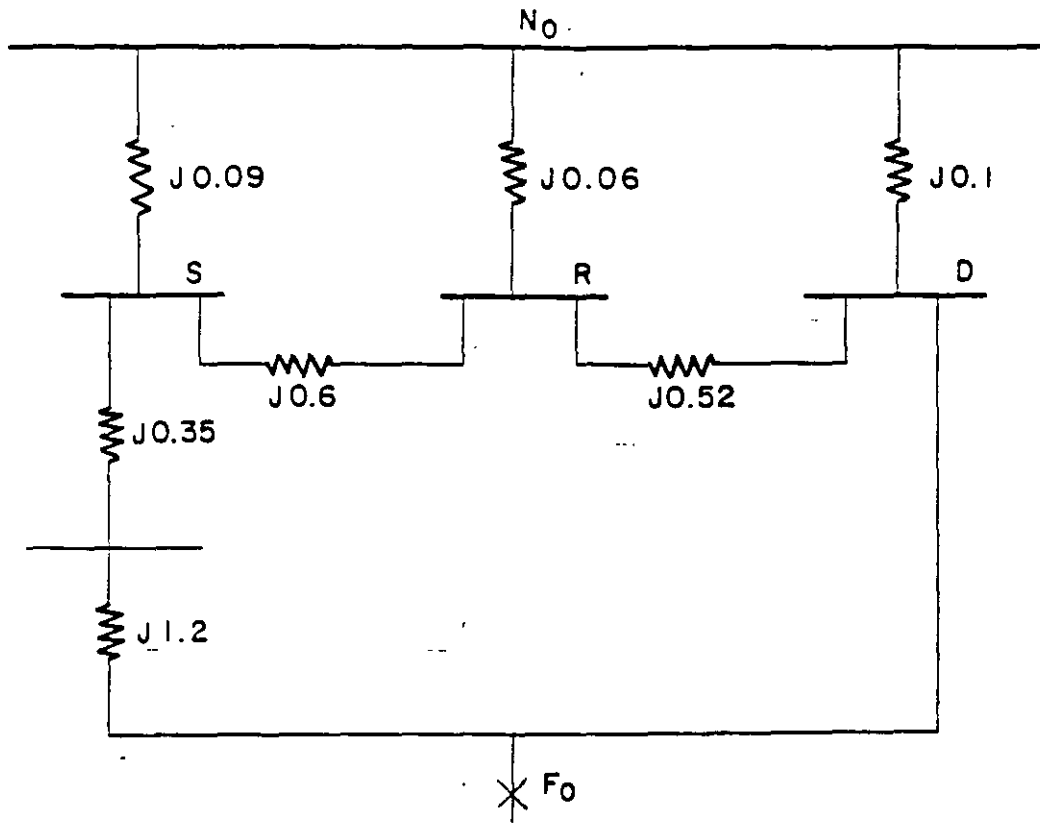


FIG. 34.

Reduciendo las redes:

Red de secuencia positiva

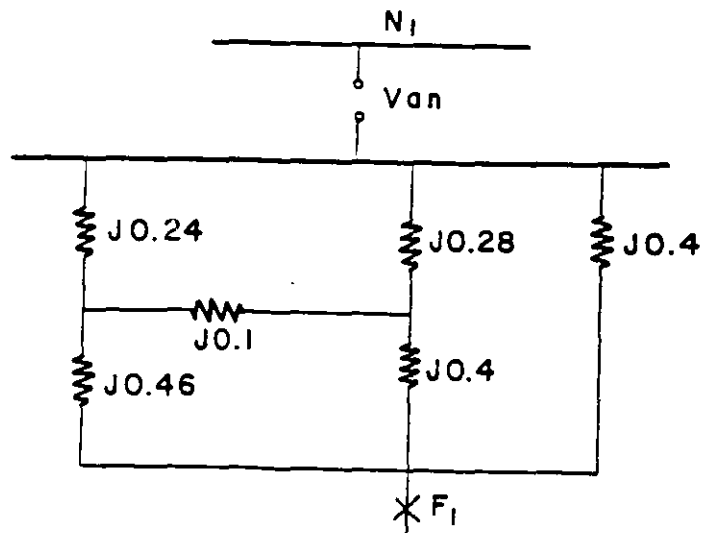
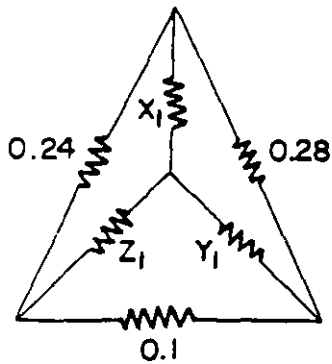


FIG. 35.

Las impedancias de la delta (0.24 ,0.1 y 0.28) se convierten a estrella para su reducción.



$$X_1 = \frac{0.24 \times 0.28}{0.62} = 0.1084$$

$$Y_1 = \frac{0.28 \times 0.1}{0.62} = 0.0452$$

$$Z_1 = \frac{0.24 \times 0.1}{0.62} = 0.0387$$

FIG. 36.

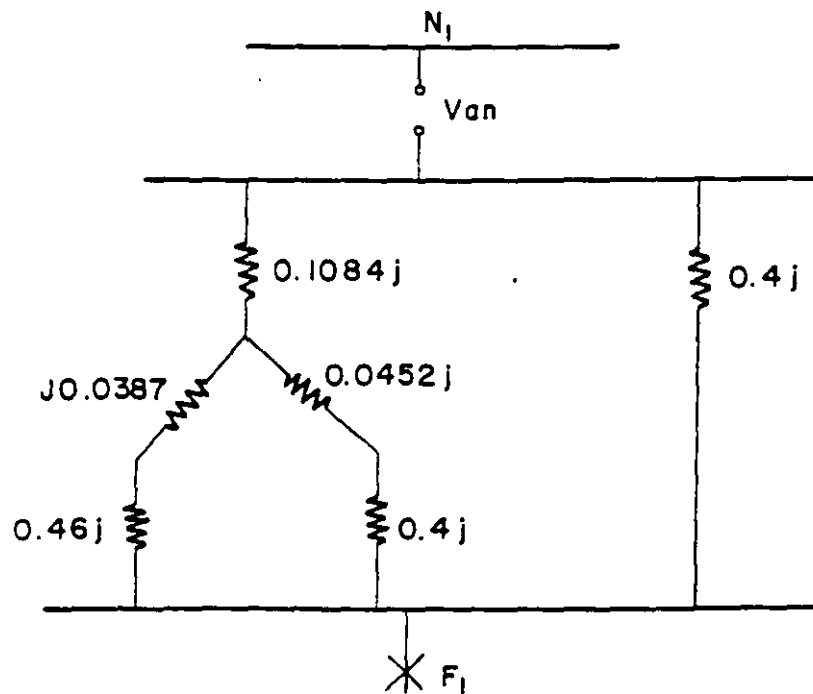


FIG. 37.

Operando y reduciendo la red :

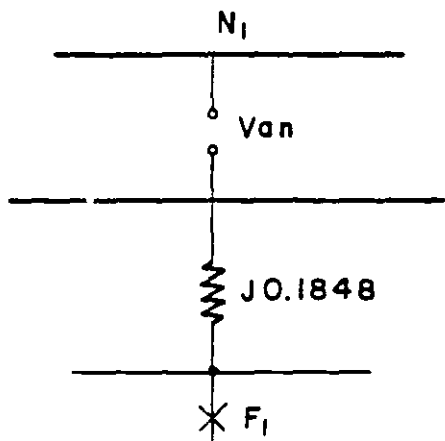


FIG. 38.

La red de secuencia cero

Operando con la red de secuencia cero en la misma forma que la de secuencia positiva.

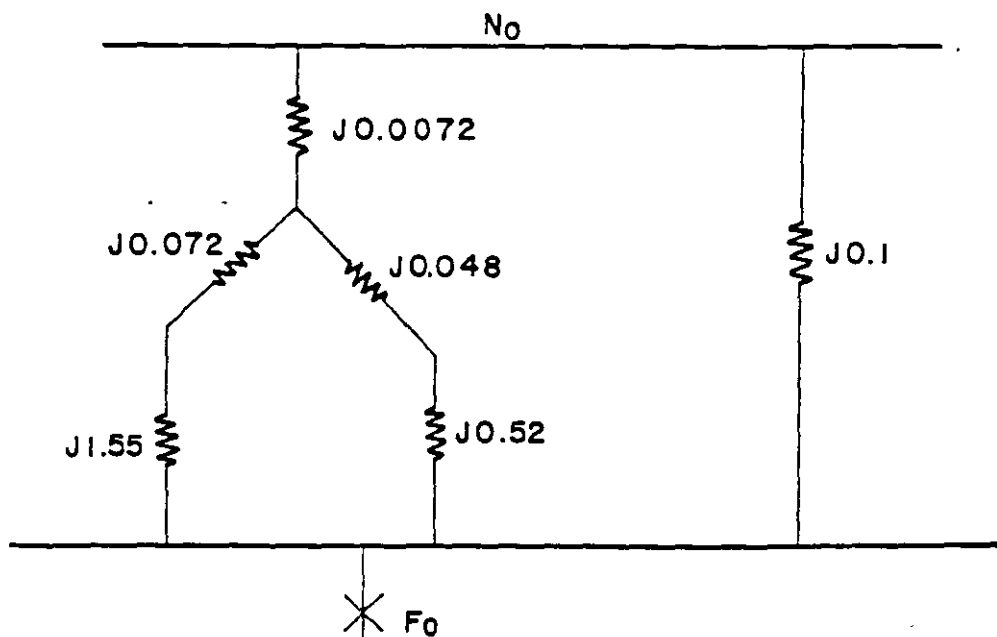


FIG. 39.

Reduciendo

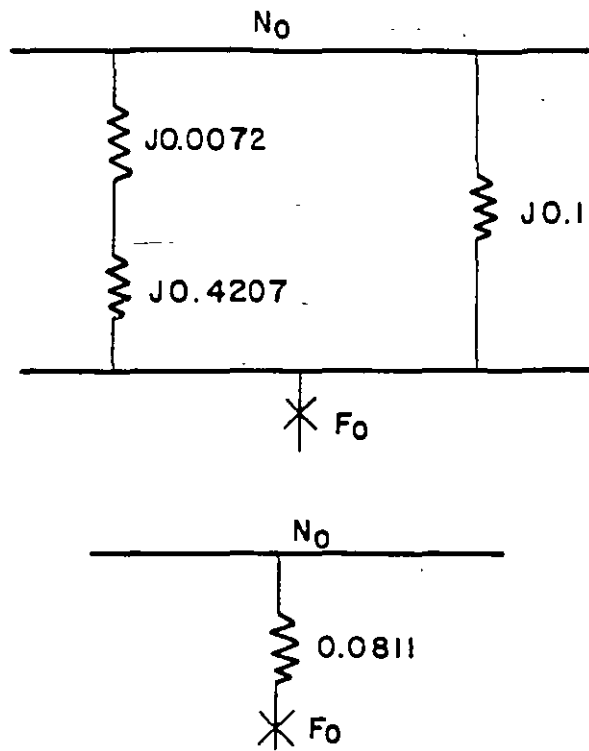


FIG. 40

Para falla trifásica, el valor de corriente será:

$$I_{3\phi} = \frac{1.0}{0.1848} = 5.41 \text{ p.u.}$$

$$I_{\text{base}} = \frac{\text{KVA base}}{\sqrt{3} \text{ KV base}} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 524.86 \text{ A.}$$

$$I_{3\phi} = 5.41 \times 524.86$$

$$\underline{I_{3\phi} = 2.839 \text{ A.}} \quad \text{a } 110 \text{ KV.}$$

Para la falla monofasica a tierra se conectan las tres redes de secuencia:

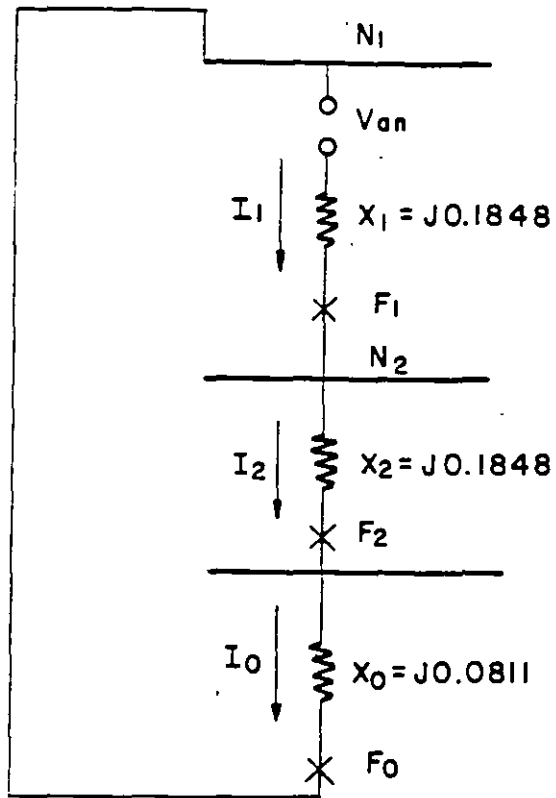


FIG. 41

$$I_{\phi-T} = \frac{3 \text{ p.u.}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3}{0.1848 + 0.1848 + 0.0811}$$

$$I_{\phi-T} = \frac{3}{0.4507} = 6.656 \text{ p.u.}$$

$$I_{\phi-T} = 6.656 \times 524.86$$

$$I_{\phi-T} = \underline{3,493.6 \text{ A.}}$$

1.5.2. CALCULO DE CORRIENTES DE C.C., PASO A PASO.

Conociendo las impedancias de los dispositivos o equipo que se encuentra en el sistema, se procede de la siguiente forma :

- a) Elaborar el diagrama unifilar del sistema.
- b) Elaborar el diagrama de impedancias con todos los datos necesarios.
- c) Seleccionar los puntos críticos de falla en el diagrama unifilar.
- d) Para cada punto de falla, resolver la red de impedancias y calcular la corriente simétrica a partir de la relación E/Z .
- e) Aplicar los factores de multiplicación apropiados para ser útiles en la selección del equipo de interrupción del C.C.
- f) Hacer cualquier calculo suplementario para conocer otros valores de corrientes de C.C., tales como valor instantáneo, de tiempo corto y largo para selección de equipo y protecciones.

Los datos de impedancia de los generadores, motores y transformadores son dados por el fabricante. Ver tabla1.

Para la impedancia de cables, Ver la tabla 2.

La impedancia del sistema queda fijado por la Cía. suministradora o bien por la capacidad interruptiva del interruptor que alimenta al circuito analizado.

La impedancia de los motores que pueden contribuir a alimentar la falla, se considera de la siguiente forma :

Generalmente para motores de inducción menores de 50 H.P. y dado que es impractico elaborar el diagrama de reactancias con todos ellos, se calculara los H.P. de un motor equivalente tomando el valor de reactancia de la siguiente tabla :

REACTANCIAS TÍPICAS DE MOTORES DE INDUCCIÓN EN p.u., BASE KVA DE LA MAQUINA

		X''		X'
ARRIBA DE 600 V	-----	0.17	-----	
600 V O MENOS	-----	0.25 *	-----	

* El valor de X'' para motores de 600 V o menos ha sido incrementando ligeramente para compensar el rápido decremento de la corriente de C. C. en estos pequeños motores.

Tabla 2

Tomada del libro Industrial Power System Handbook de Donald Beeman, Pag 98.

TABLA 2 RESISTENCIA APROXIMADA REACTANCIA E IMPEDANCIA DE CABLES DE 600VOLTS EN DUCTOS MAGNETICOS PARA 100 PIES

TAMARO DE CABLE	TRES CONDUCTORES SENCILLOS POR DUCTO, OHMS POR 100 PIES		
	R^*	X	Z
No. 14 AWG.	0.31350	0.00765	0.31350
No. 12 AWG.	0.1972	0.00710	0.1972
No. 10 AWG.	0.1240	0.00687	0.1240
No. 8 AWG.	0.0779	0.00638	0.0782
No. 6 AWG.	0.0498	0.00596	0.0500
No. 4 AWG.	0.0318	0.00551	0.0322
No. 2 AWG.	0.0203	0.00513	0.0209
No. 1 AWG.	0.0163	0.00500	0.0171
No. 1/0 AWG.	0.0131	0.00495	0.0140
No. 2/0 AWG.	0.0106	0.00490	0.0117
No. 3/0 AWG.	0.00860	0.00490	0.00986
No. 4/0 AWG.	0.00700	0.00482	0.00850
250 MCM.	0.00608	0.00480	0.00778
300 MCM.	0.00520	0.00474	0.00704
350 MCM.	0.00461	0.00469	0.00658
400 MCM.	0.00419	0.00462	0.00625
500 MCM.	0.00359	0.00450	0.00575
750 MCM.	0.00280	0.00438	0.00520

* BASADA EN 75°C.

TOMADA DEL LIBRO "INDUSTRIAL SYSTEMS HANDBOOK" DE DONALD BEEMAN.

T A B L A 3

FACTORES DE CORRECCION PARA DUCTOS NO MAGNETICOS

FACTORES DE CORRECCION DE REACTANCIAS TODOS LOS TAMAÑOS DE CABLE	FACTOR DE CORRECCION DE RESISTENCIAS				
	No. 14 e No. 8 AWG	No. 6 e No. 0 AWG	No. 00 e 250 MCM	300 e 500 MCM	750 MCM
0.8	1.0	0.96	0.93	0.83	0.72

1.6- VALORES POR UNIDAD

$$\text{POR UNIDAD} = \frac{\text{UN NUMERO}}{\text{NUMERO BASE}}$$

Un numero base es también llamado valor unidad, frecuentemente en el sistema por unidad tiene un valor de 1 ó unitario, por lo tanto el voltaje base puede ser denominado voltaje unidad.

SIMBOLO .-

Tal como en un sistema cuyos valores se expresan en por ciento y tiene el símbolo (%), también en los sistemas por unidad se emplea el símbolo (o/1) para representar sus valores.

SELECCION DEL NUMERO BASE .-

En un sistema en por unidad, usado para expresar parámetros de voltaje, corriente e impedancia, es necesario seleccionar un numero arbitrario para :

VOLTS BASE

AMPERES BASE

Con lo anterior, quedan fijados los siguientes términos:

$$\text{OHMS BASE} = \frac{\text{VOLTS BASE}}{\text{AMPERES BASE}}$$

$$\text{VOLTS (o/1)} = \frac{\text{VOLTS}}{\text{VOLTS BASE}}$$

$$\text{AMPERES (o/1)} = \frac{\text{AMPERES}}{\text{AMPERES BASE}}$$

$$\text{OHMS (O/1)} = \frac{\text{OHMS}}{\text{OHMS BASE}}$$

En la practica es mas conveniente seleccionar

- VOLTS BASE

- KVA BASE

Con ello automaticamente quedan fijos los siguientes valores :

* PARA SISTEMAS MONOFASICOS :

$$\text{AMPERES BASE} = \frac{\text{KVA BASE} \times 1000}{\text{VOLTS BASE}} = \frac{\text{KVA BASE}}{\text{KV BASE}}$$

$$\text{OHMS BASE} = \frac{\text{VOLTS BASE}}{\text{AMPERES BASE}} = \frac{(\text{VOLTS B})^2}{\text{KVA B} \times 1000} = \frac{(\text{KV B})^2 \times 1000}{\text{KVA B}}$$

$$\text{OHMS (o/1)} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA BASE} \times 1000}{(\text{VOLTS B})^2} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA BASE}}{(\text{KV B})^2 \times 1000}$$

Donde los KVA base y VOLTS base son monofasicos

Es decir KVA B son de 1 sola fase y VOLTS BASE de línea a neutro.

*** PARA SISTEMAS TRIFASICOS :**

$$I \text{ BASE} = \frac{\text{KVA B} \times 1000}{\sqrt{3} \times \text{VOLTS}} = \frac{\text{KVA B}}{\sqrt{3} \text{ KV B}}$$

$$\text{OHMS B} = \frac{\text{VOLTS B}}{\sqrt{3} I \text{ B}}$$

$$\text{OHMS (o/1)} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA B} \times 1000}{(\text{VOLTS B})^2} = \frac{\text{OHMS} \times \text{KVA B}}{(\text{KV B})^2 \times 1000}$$

Donde los KVAB son trifasicos, los VOLTS B de línea a línea y los OHMS son por fase.

Frecuentemente la impedancia de un circuito puede estar expresada en términos de los KVAB particular y es deseable expresarlos en términos de KVAB diferente que sea común, entonces:

$$\text{OHMS (o/1) DE KVA B2} = \frac{\text{KVA B2}}{\text{KVA B1}} \times \text{OHMS (o/1) DE KVA B1}$$

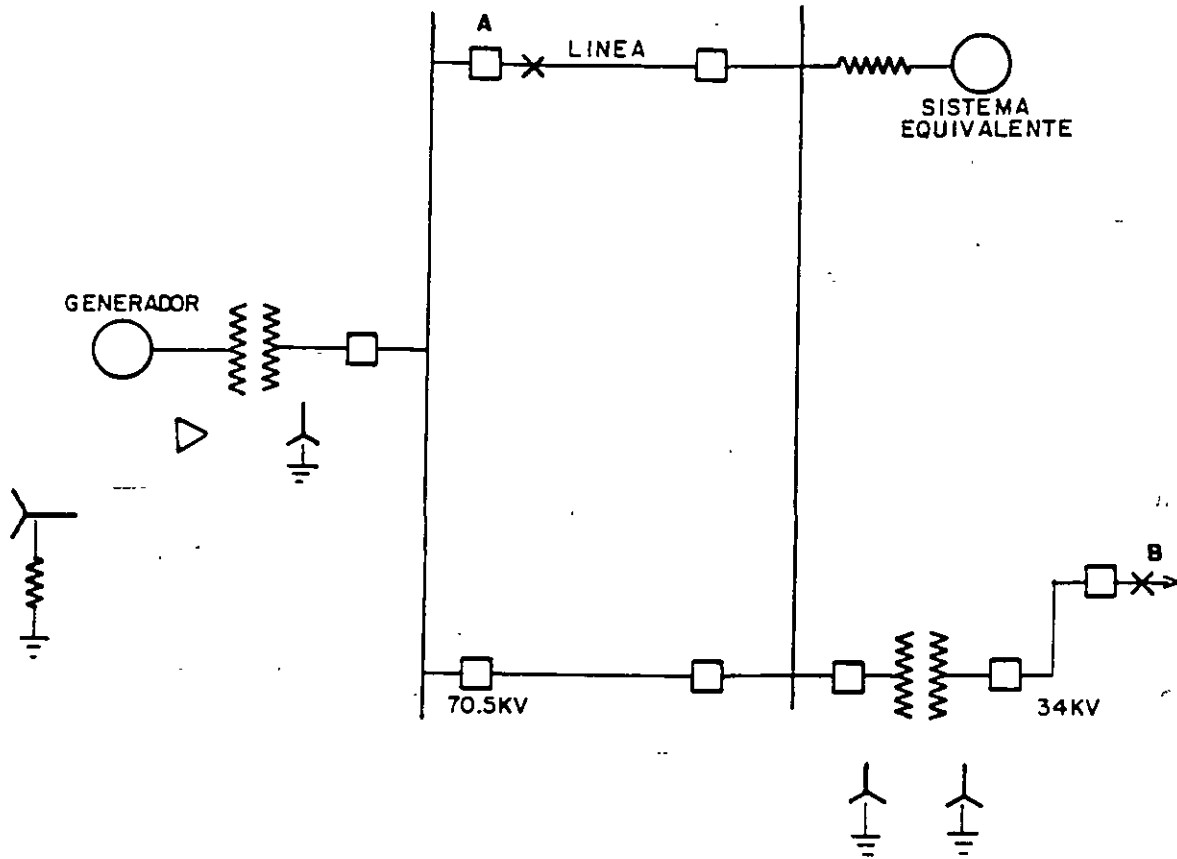
$$\frac{\text{OHMS (o/1) para VOLTS B2}}{\text{OHMS (o/1) para VOLTS B1}} = \frac{(\text{VOLTS B1})^2}{(\text{VOLTS B2})^2}$$

$$\text{OHMS (o/1) para VOLTS B2} = \text{OHMS (o/1) para B1} \times \frac{(\text{VOLTS B1})^2}{(\text{VOLTS B2})^2}$$

$$\text{OHMS (o/1) B2} = \text{OHMS (o/1) B1} \times \frac{\text{KV B1}}{\text{KV B2}} \times \frac{\text{KVA B2}}{\text{KVA B1}}$$

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 reactancias. Las bases son:

POTENCIA BASE = 100,000 KVA

VOLTAJE BASE = 69 KV

$$\text{CORRIENTE BASE} = \frac{100,000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 837 \text{ A.}$$

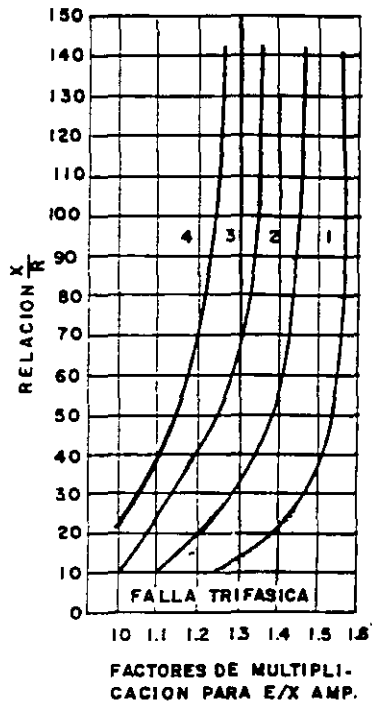


FIG. 1

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D.

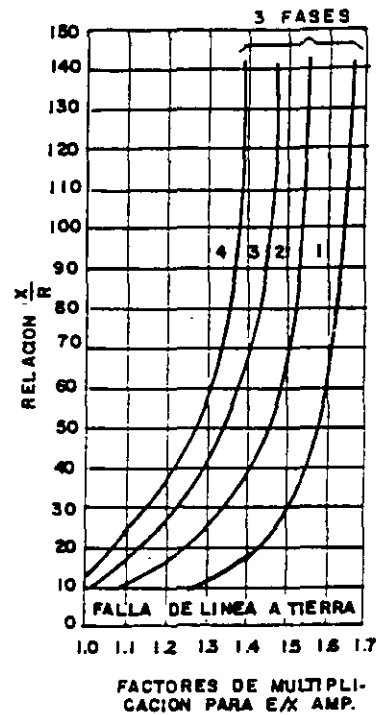


FIG. 2

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLAS DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D.

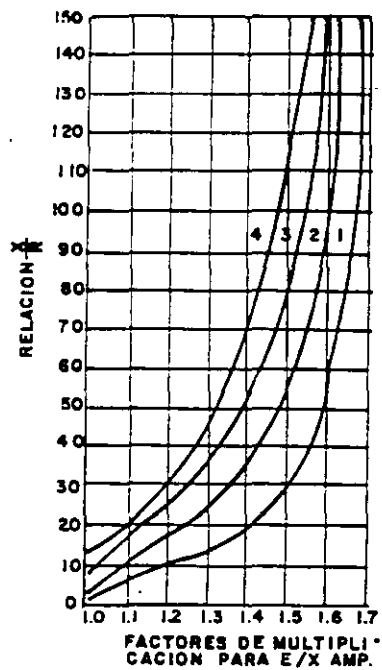
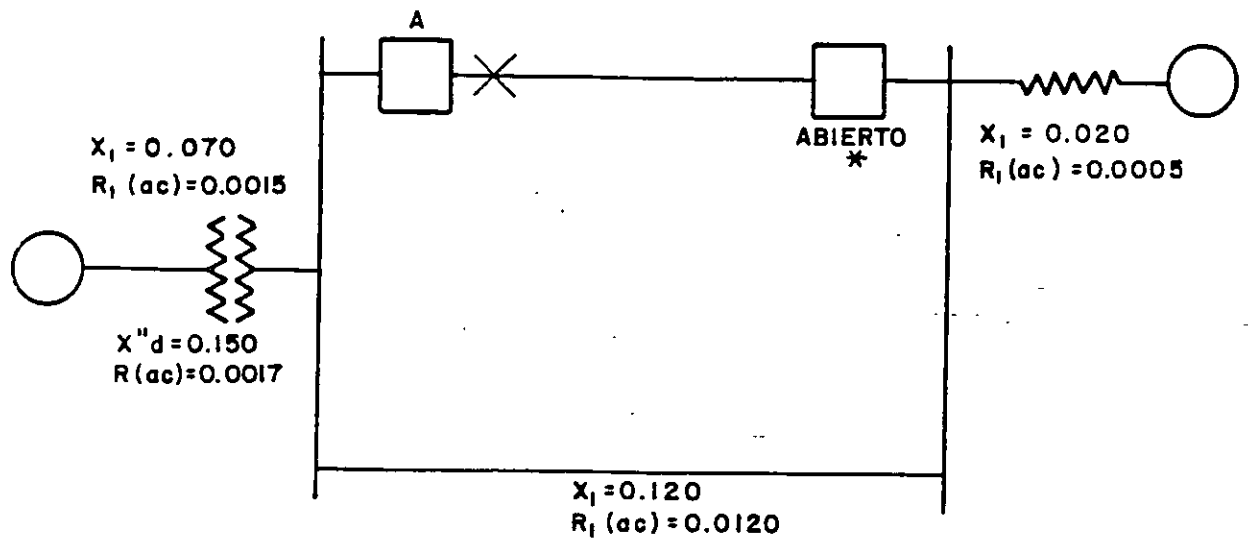


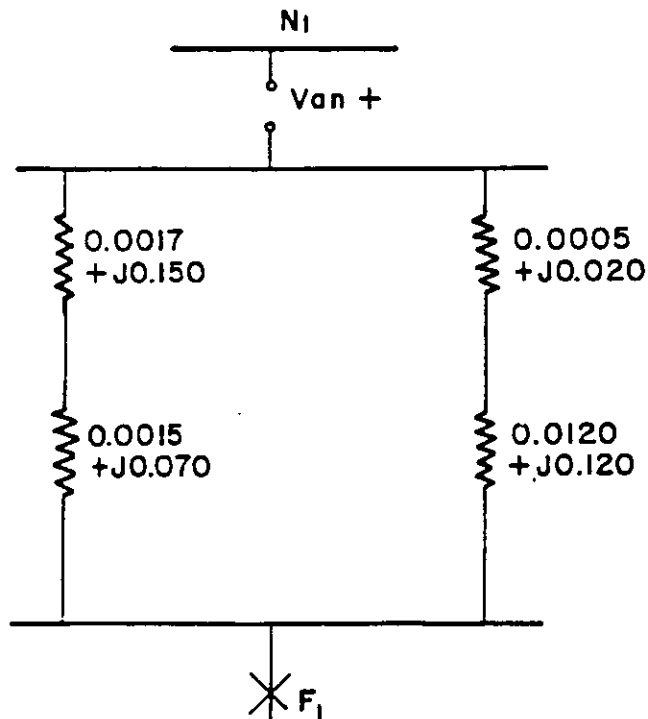
FIG. 3

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA Y DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO C.D. SOLAMENTE



* CON ESTE INTERRUPTOR ABIERTO SE TIENE LA PEOR CONDICION PARA EVALUAR EL INTERRUPTOR "A".

DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA



Una aproximación práctica consiste en calcular la resistencia total de la malla, asumiendo que la reactancia es cero y calcular luego la reactancia total (operando los circuitos serie, paralelo o delta-estrella), considerando que las resistencias son cero. Esto da una aproximación cargada de lado conservador del calculo.

$$X1 \text{ TOTAL} = \frac{(0.150 + 0.070) (0.020 + 0.120)}{(0.150 + 0.070 + 0.020 + 0.120)}$$

$$X1 \text{ TOTAL} = 0.0856$$

$$R1 \text{ TOTAL} = \frac{(0.0017 + 0.0015) (0.0005 + 0.0120)}{(0.0017 + 0.0015 + 0.0015 + 0.0005 + 0.0120)}$$

$$R1 \text{ TOTAL} = 0.00255$$

Para saber el valor del corto circuito trifásico se utiliza la impedancia de secuencia positiva. El voltaje máximo en el punto de falla es 70.5 kv línea-línea, por lo que en por unidad es

$$\text{Ep. N} = \frac{70.5}{69} = 1.022$$

LA CORRIENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA

$$I_{3\phi} = \frac{1.022}{0.0856} \times 837 = 9990 \text{ A.}$$

Se considera aquí un interruptor de 5 ciclos de tiempo total de apertura y un tiempo de separación de contactos (CONTACT PARTING TIME) de 3 ciclos (base de 60 ciclos). Dado que el interruptor se encuentra a solo una transformación de la generación, el valor de corriente encontrado debe de multiplicarse por un factor que se obtiene de la figura siguiente:

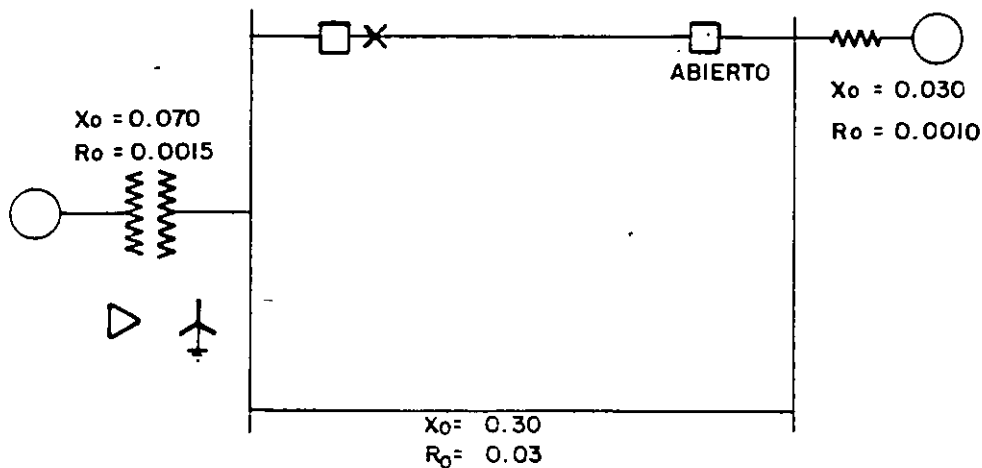
$$\text{RELACIÓN } \frac{X}{R} = \frac{0.0856}{0.00255} = 33.6$$

El factor que se obtiene es 1.14, por lo que la corriente a evaluar es:

$$9990 \times 1.14 = 11,400 \text{ A}$$

Antes de comparar esta corriente con la capacidad interruptiva del interruptor, se calcula la falla de línea a tierra para ver si es mayor o menor (recordando que se trata de un sistema de alta tensión, no industrial).

Se plantea el diágrama de impedancia de secuencia cero.



$$X_0 \text{ TOTAL} = \frac{(0.070) (0.030 + 0.300)}{(0.070 + 0.030 + 0.300)}$$

$$X_0 \text{ TOTAL} = 0.0578$$

$$RO \text{ TOTAL} = \frac{(0.0015) (0.0010 + 0.0300)}{(0.0015 + 0.0010 + 0.0300)}$$

$$RO \text{ TOTAL} = 0.00143$$

$$\text{RELACIÓN} \frac{X}{R} = \frac{2X1 + X0}{2R1 + R0} = \frac{2 \times 0.0856 + 0.0578}{2 \times 0.00255 + 0.00143}$$

$$\text{RELACIÓN} \frac{X}{R} = 35.1$$

$$I_{0-T} = \frac{3 \times 1.022}{2 \times (0.0856) + 0.0578} \times 837 = 11,200 \text{ A.}$$

De acuerdo a la tabla 4, la corriente $I_{1\emptyset-T}$ calculada debe multiplicarse por un factor de 1.25 para obtener la corriente de falla total al tiempo en que los contactos del interruptor están abriendo. La corriente que deberá ser comparada con la capacidad interruptiva del interruptor A es.

$$11,200 \times 1.25 = 14,000 \text{ A}$$

Esta excede a la de la falla trifasica, por lo que este ultimo valor es el que debe tomarse en cuenta para la selección del interruptor.

CALCULO DE FALLA PARA "CAPACIDAD INSTANTÁNEA"

El valor mas alto que se debe tomar como base es el de la falla monofasica:

$$I_{1\phi-T} = 11,200 \text{ A}$$

Un multiplicador de 1.6 da la capacidad momentánea a ser comparada con la del interruptor. Así, el valor de $1.6 \times 11,200 = 17,900 \text{ A}$. es el que debe compararse con el del interruptor a seleccionar.

El factor de 1.6 a aplicar para seleccionar la capacidad momentánea, es general para todos los interruptores de potencia en alta y media tensión.

SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR "A"

El interruptor se seleccionará a partir de los valores nominales normalizados de la norma ANSI c37.6-1971 "Schedules of Preferred Ratings for A.C. High Voltage Circuit Breakers Rated on a Total Current Basis".

El interruptor de 69 KV en aceite tipo exterior mencionado en las normas tiene una capacidad interruptiva trifasica de 5000 MVA. El máximo voltaje de diseño es 72.5 KV y el mínimo es de 66 KV y el tiempo del interruptor es de 5 ciclos. La corriente nominal es de 2,000 A.

El interruptor tiene 42,000 A. de capacidad interruptiva a voltaje nominal. La máxima capacidad interruptiva a 66 KV es 44,000 A. La capacidad a 70.5 KV es de 41,000 A y se encuentra a partir de multiplicar 42,000 A. por la relación de voltaje nominal (69 KV) al máximo voltaje de operación (70.5 KV.).

La capacidad momentánea de acuerdo a normas de este interruptor es 70,000 A, la que sobrepasa con mucho que la mínima corriente momentánea de 17,900 A.

La siguiente tabla muestra la comparación de la corriente de corto circuito calculada contra las capacidades del interruptor, mostrando que estas son mayores que las corrientes calculadas.

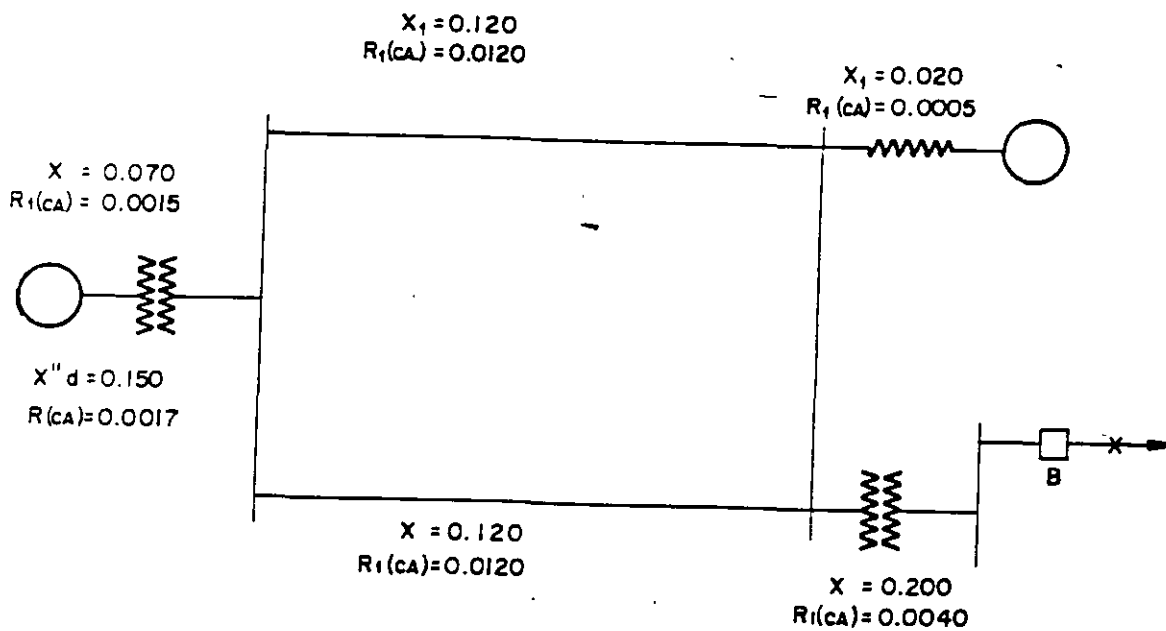
TABLA 4

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CALCULADAS (KA)				CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR (KA)	
FALLA	E/X	FACTOR X/R	E/X AJUSTADA	A VOLTAJE NOMINAL	A VOLTAJE DE OPERACION
TRIFASICA	9.99	1.14	11.40	40	41
MONOFASICA A TIERRA	11.20	1.25	14.00	40	41

INTERRUPTOR "B"

CALCULO DE FALLA TRIFASICA

El diagrama de impedancias



$$X1 = \frac{(0.150 + 0.070 + (0.120/2) (0.20)}{(0.150 + 0.070 + (0.120/2) + 0.020)} + 0.200$$

$$X1 = 0.219$$

$$R1 = \frac{(0.0017 + 0.0015 + (0.0120/2) (0.0005)}{(0.0017 + 0.0015 + (0.0120/2) + 0.0005)} + 0.0040$$

$$R1 = 0.00447$$

$$KV \text{ Base} = 34.5$$

$$A \text{ Base} = 1670$$

El valor de voltaje en el punto de operación es de 34 KV línea-línea, por lo que este valor en por unidad será:

$$E \text{ p.u.} = \frac{34}{34.5} = 0.986$$

Y la falla trifásica :

$$I_{3\phi} = \frac{0.986}{0.219} \times 1,670 = 7,520 \text{ A.}$$

La relación X / R

$$\frac{X1}{R1} = \frac{0.219}{0.00447} = 49.0$$

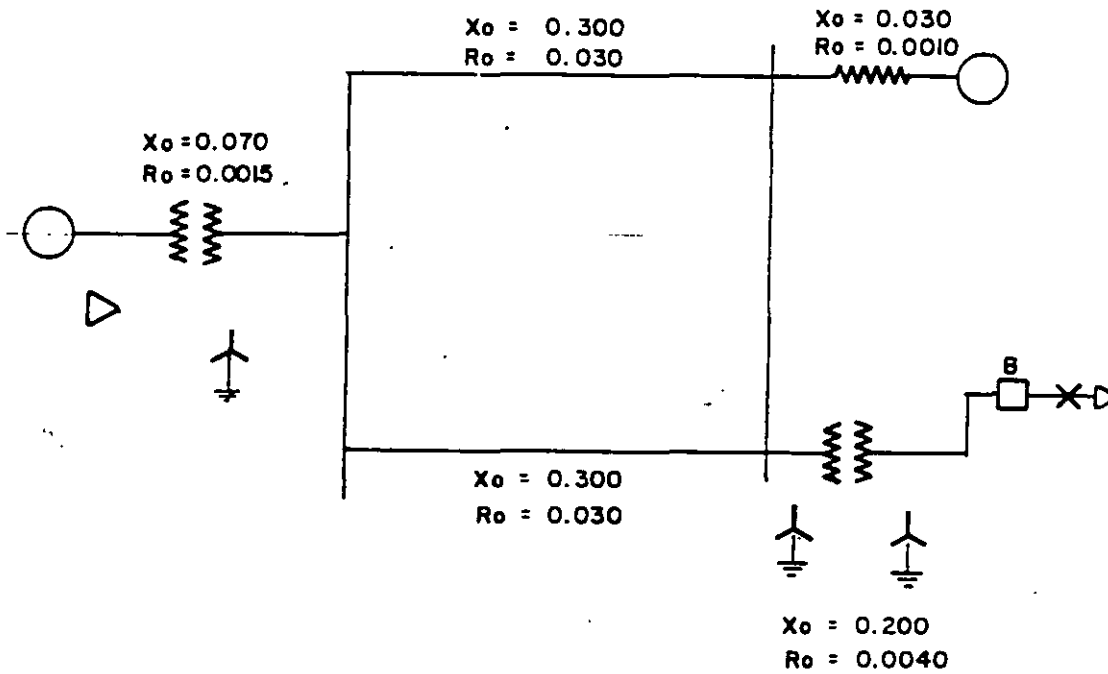
Considerando un interruptor de 8 ciclos con un tiempo mínimo de separación de contactos de 4 ciclos y dado que el interruptor se encuentra remotamente del lugar de generación con mas de una transformación de por medio, la relación (E/X) calculada deberá ser multiplicada por un factor sacado de la figura No. 3. de 1.31.

La corriente resultante es :

$$7,520 \times 1.31 = 9,850$$

FALLA DE LÍNEA A TIERRA, INTERRUPTOR "B"

Se necesita el diagrama de las reactancias de secuencia cero.



$$R_0 = \frac{(0.0015 + (0.0300/2)) (0.0010)}{(0.0015 + (0.0300/2) + 0.0010)} + 0.0040$$

$$R_0 = 0.00494$$

La corriente de falla :

$$I_{1\phi-T} = \frac{3 \times 0.986}{2(0.219) + 0.226} \times 1,670$$

$$I_{1\phi-T} = 7,440$$

La relación (X/R) :

$$\frac{2 X_1 + X_0}{2 R_1 + R_0} = \frac{2 \times 0.219 + 0.226}{2 \times 0.00447 + 0.00494} = 47.8$$

De la tabla 4, el factor de multiplicación es 1.30 para obtener la corriente total al momento que los contactos comienzan a separarse, la corriente que se deberá de comparar con la del interruptor es :

$$7,440 \times 1.3 = 9,670 \text{ A}$$

Para la localización "B", la falla trifasica excede a la falla monofasica a tierra, por lo que los valores de falla trifasica deberán emplearse para verificar la capacidad interruptiva y momentánea del interruptor en "B".

CAPACIDAD MOMENTÁNEA

Aplicando el valor de la falla trifasica y usando un multiplicador de 1.6, una corriente calculada de $7,520 \times 1.6 = 12,030 \text{ A}$. es la que deberá compararse con el valor nominal de corriente momentánea del interruptor.

SELECCIÓN DE INTERRUPTOR "B"

Se aplica la norma ANSI C 37.6-1971; para un interruptor de 34.5 Kv tipo exterior la capacidad interruptiva nominal es 2,500 MVA el máximo voltaje de diseño es 38 KV y el voltaje mínimo para la capacidad interruptiva nominal es 24 KV, y el tiempo de interrupción es 8 ciclos; la corriente nominal es 2,000 A.

El interruptor tiene una capacidad interruptiva de corriente de 42,000 A. a voltaje nominal y a 24 KV esa capacidad de corriente es:

$$2,500 / 24 = 60 \text{ KA}$$

A la tensión de operación de 34 KV esta capacidad interruptiva de corriente es :

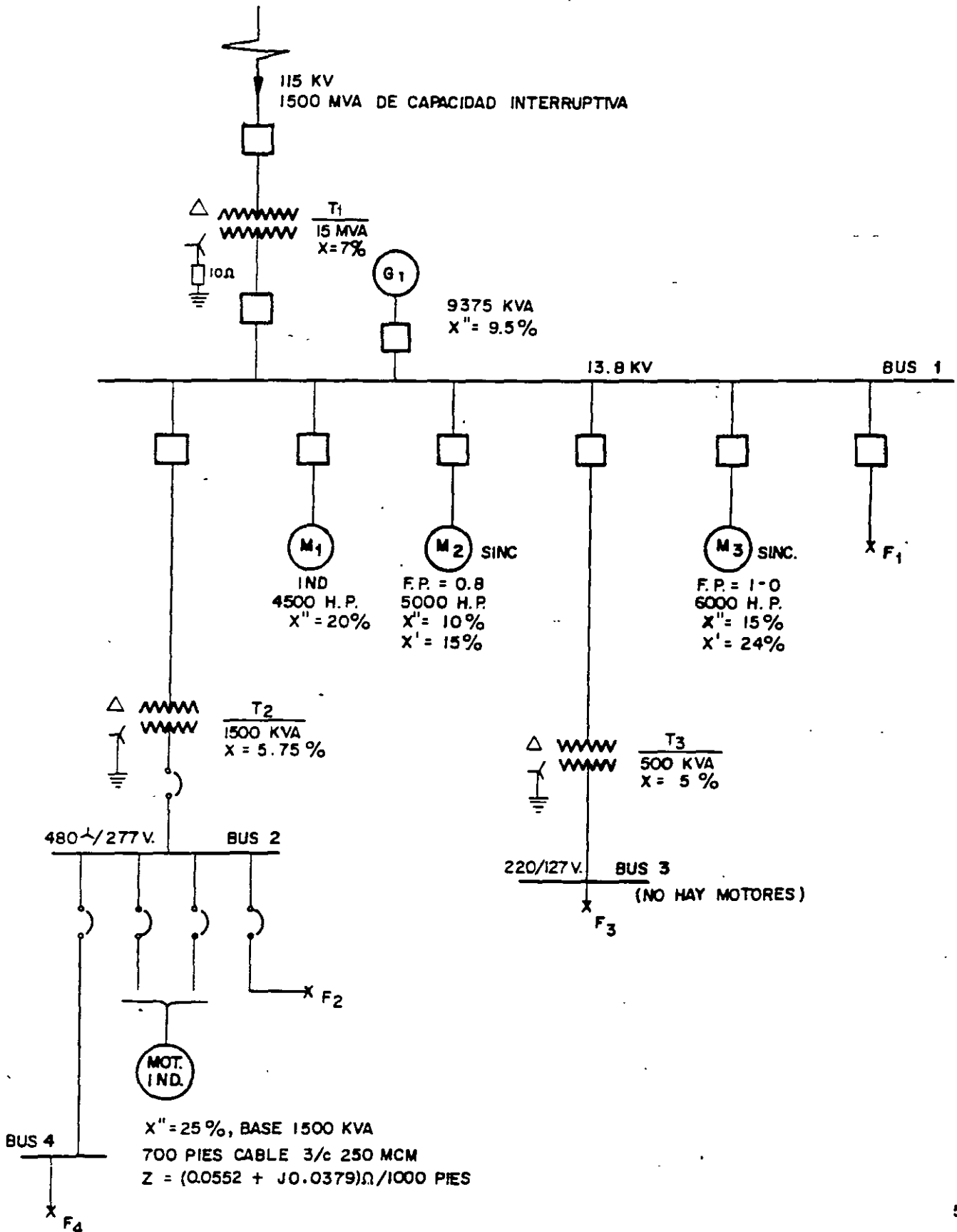
$$(34.5 / 34) \times 42 = 42.6 \text{ KA}$$

La tabla siguiente muestra la comparación entre las capacidades del interruptor y la del corto circuito. En cuanto a la capacidad momentánea, el interruptor tiene una de 96 KA que es mucho mayor que la de 12.0 KA.

TABLA 5

CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO CALCULADAS (KA)				CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR (KA)	
FALLA	E / X	FACTOR X/R	E/X CORREGIDO	A VOLTAJE NOMINAL MAXIMO	A VOLTAJE DE OPERACION
TRIFASICA	7.52	1.31	9.85	38	42.6
MONOFASICA A TIERRA	7.44	1.30	9.67	38	42.6

1.6.2. EJEMPLO DE CALCULO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL



CALCULO DE IMPEDANCIAS

KVA BASE	KV BASE	I BASE	Z BASE
15,000	13.8	627	12.7
15,000	0.48	18,040	0.0154
15,000	0.220	39,365	0.0032

Se utilizan las reactancias subtransitorias (X'') para calcular la capacidad momentánea en interruptores de media tensión (F1) y la corriente simétrica en F2, F3 y F4.

$$X_{CFE} = \frac{15,000}{1,500,000} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = \frac{7(15,000)}{100(15,000)} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = \frac{9.5(15,000)}{100(9,375)} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M1} = \frac{20(15,000)}{100(4,500)} = 0.666 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{10(15,000)}{100(5,000)} = 0.3 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{15 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.468 \text{ p.u.}$$

$$X_{M 480 V.} = \frac{25 (15,000)}{100 (1,500)} = 2.5 \text{ p.u.}$$

$$X_{T2} = \frac{5.75 (15,000)}{100 (1,500)} = 0.575 \text{ p.u.}$$

$$X_{T3} = \frac{5 (15,000)}{100 (500)} = 1.5 \text{ p.u.}$$

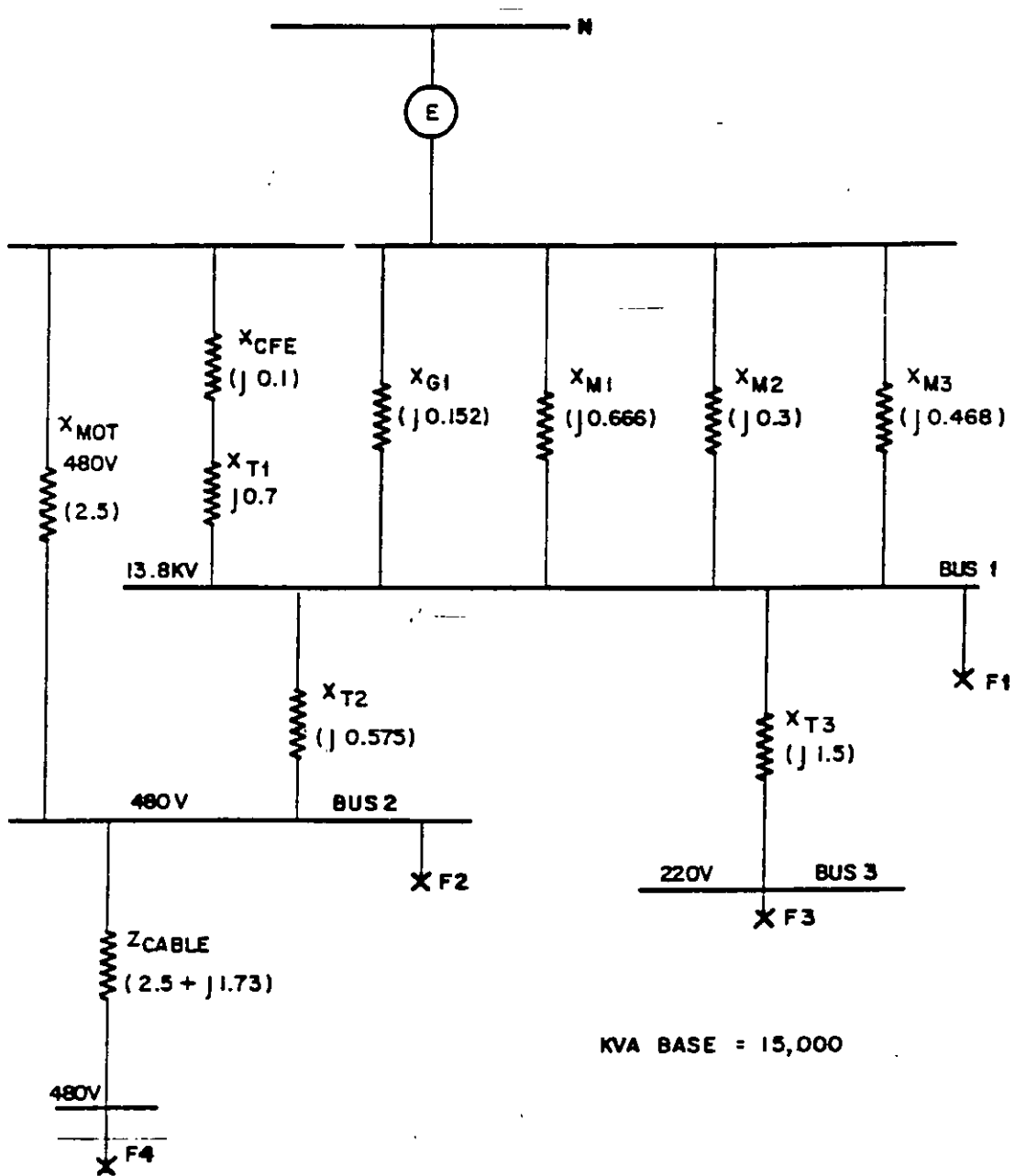
El cable entre los buses 2 y 4 :

$$Z (700 \text{ pies}) = 0.7 (0.0552 + j0.0379) = 0.0386 + j0.0265 \text{ ohm/fase}$$

$$R = \frac{0.0386(15,000)}{10,008 (0.48)^2} = 2.51 \text{ p.u.}$$

$$X = \frac{0.0265 (15,000)}{1,000 (0.48)^2} = 1.73 \text{ p.u.}$$

DIAGRAMA DE IMPEDANCIA



Para calcular la capacidad interruptiva de los interruptores de media tensión en el punto de falla F1, se plantea un diagrama como el que sigue. Notese de que contiene reactancias transitorias (X') para los motores sincronos M2 y M3 y no incluye los motores de inducción. Se omiten los transformadores T2 y T3 y el alimentador de 480 V., por no estar involucrado en el calculo.

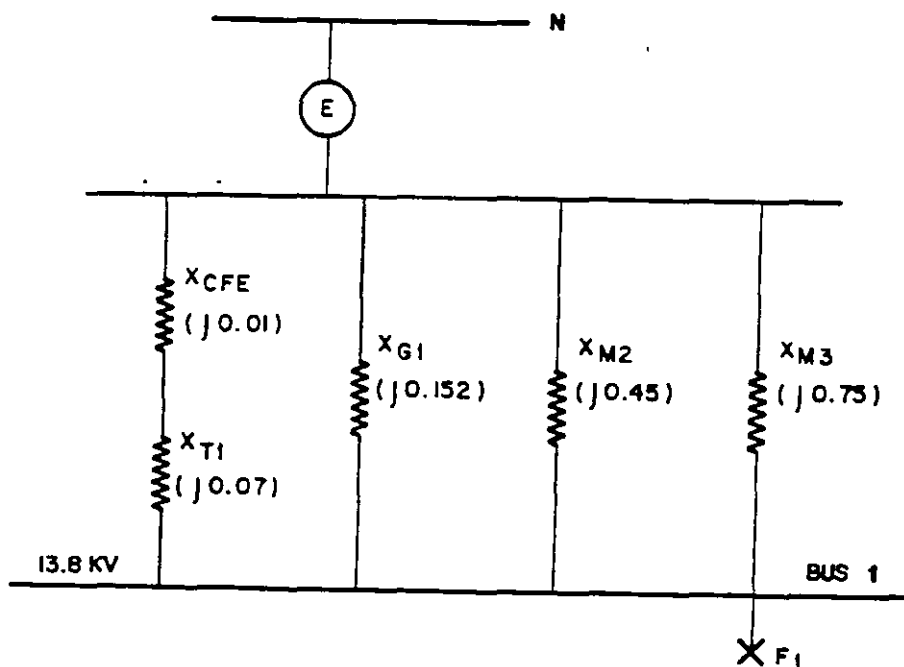
$$X_{CFE} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{-15 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.45 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{24 (15,000)}{100 (6,000 \times 0.8)} = 0.75 \text{ p.u.}$$



CALCULO DE CORRIENTE DE FALLA

FALLA EN F1 PARA EL CALCULO DE LA CORRIENTE MOMENTANEA.

Del diagrama de impedancias, se consideran las que ligan el bus infinito con el punto de falla F1. La malla se resuelve mediante circuitos serie-paralelo.

RAMA	1/X
CFE + T1.	$1 / (0.01 + 0.07) = 12.50$
G1.	$1 / 0.152 = 6.58$
M1.	$1 / 0.666 = 1.50$
M2.	$1 / 0.3 = 3.33$
M3.	$1 / 0.468 = 2.13$
MOT 480 + T2.	$1 / (2.5+0.575) = 0.33$
	26.37

$$X_{F1} = \frac{1}{26.37} = 0.0379 \text{ p.u.}$$

$$I = \frac{E}{X_{F1}} = \frac{1.0}{0.0379} = 26.37 \text{ p.u. (simétrica)}$$

$$I = (26.37) (I_b) = (26.37) (627) = 16,537 \text{ amps. (simétrica)}$$

La capacidad momentánea del interruptor puede darse en amperes asimétricos y este valor se determina multiplicando el valor de corriente simétrica por 1.6

$$I = (16,537)(1.6) = 26,460 \text{ amps. (asimétrica)}$$

Este valor debe compararse con la capacidad momentánea nominal de los interruptores de 13.8 KV.

FALLA EN F1 PARA EL CALCULO DE CAPACIDAD INTERRUPTIVA.

Se consideran las impedancias del diagrama simplificado, y se resuelve en forma similar al caso anterior.

RAMA		1/X
CFE	+ T1.	$1 / (0.01 + 0.07) = 12.50$
	G1.	$1 / 0.152 = 6.58$
	M2.	$1 / 0.45 = 2.22$
	M3.	$1 / 0.75 = 1.33$
		22.63

$$X_{f1} = \frac{1}{22.63} = 0.0441 \text{ p.u.}$$

Se considera un interruptor de 8 ciclos y se calcula el valor de la capacidad interruptiva simétrica:

$$I = \frac{I_b}{X F1} = \frac{627}{0.0441} = 14,190 \text{ (A) (simétrica)}$$

$$\text{KVA} = \frac{\text{KVA b}}{X F1} = \frac{15,000}{0.0441} = 339,000 \text{ KVA (simétricos)}$$

FALLA EN EL BUS 2 DE 480 V. (F2)

Se utiliza el diagrama de impedancias, resolviéndose igual que los casos anteriores.

RAMA	1/x
CFE +T1.	12.50
G1.	6,58
M1.	1.50
M2.	3.33
M3.	2.13
1/X1.	= <u>26.04</u>
X1.	= 0.0384

$$X_1 + X_{T2} = 0.0384 + 0.575 = 0.6134$$

$$X_{F2} = \frac{(X_{MOT\ 480}) (X_1 + X_{T2})}{X_{MOT\ 480} + (X_1 + X_{T2})} = \frac{(2.5) (0.6134)}{2.5 + 0.6134} = 0.4925$$

$$I = \frac{I_b}{X_{F2}} = \frac{18,040}{0.4925} = 36,600 \text{ (A) (simétrico)}$$

Los interruptores de baja tensión se seleccionan con base en su capacidad de corriente de corto simétrica.

FALLA EN EL BUS 3 DE 220 V. (F3)

En el diagrama de impedancias se observa que a la impedancia en el punto de falla F1 se le suma la impedancia del transformador T3 y con ello se obtiene la impedancia al punto de falla F3.

$$X_{F3} = X_{F1} + X_{T3} = 0.00379 + 1.5 = 1.50379$$

$$I = \frac{I_b}{X_{F3}} = \frac{39,365}{1.5379} = 26,177.2 \text{ (A) (simétrico)}$$

FALLA EN EL BUS 4 (F4)

Del mismo diagrama se observa que calculando la impedancia hasta el bus 2 (XF2), se le suma la impedancia del cable y con ello se obtiene la impedancia al punto de falla F4.

$$X_{F3} = j 0.4925$$

$$Z_c = 2.5 + j 1.73$$

$$Z_{F4} = 2.5 + j 2.22$$

$$I = \frac{I_b}{Z_{F4}} = \frac{18,040}{2.5 + j2.22} = 5,396 \text{ A. (simétrica)}$$