

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE MEXICO
FACULTAD DE INGENIERIA
DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
18 AL 30 AGOSTO DE 1997

FECHA	HORARIO	TEMA	PROFESOR
LUNES 18 AGOSTO	17:00 a 19:00 hrs.	1.- INTRODUCCION	ING. JAIME GALINDO SALGADO
	19:00 a 21:00 hrs.	2.- PLANEACION DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS	ING. JAIME GALINDO SALGADO
MARTES 19 AGOSTO	17:00 a 19:00 hrs.	5.- CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA	ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN
	19:00 a 21:00 hrs.	12.- SISTEMAS DE EMERGENCIA	ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ
MIERCOLES 20 AGOSTO	17:00 a 19:00 hrs.	15.- AHORRO DE ENERGIA	ING. JAIME GALINDO SALGADO
	19:00 a 21:00 hrs.	16.- INTERPRETACION Y APLICACION DE LAS TARIFAS	ING. EFRAIN CABRERA VEGA
JUEVES 21 AGOSTO	17:00 a 21:00 hrs.	8-SISTEMA DE TIERRAS	ING. ENRIQUE OROZCO LOPEZ
VIERNES 22 AGOSTO	17:00 a 21:00 hrs.	14.- ASPECTOS RELEVANTES DEL REGLAMENTO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Y NORMAS TECNICAS	ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS
SABADO 23 AGOSTO	8:00 a 10:00 hrs.	3.- CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN EL SISTEMA	ING. JAIME GALINDO SALGADO E ING. ALBERTO ESQUIVEL REYES
	10:00 a 14:00 hrs.	6.- CALCULO DE FALLAS	ING. FELIPE MARTINEZ CRUCE ING. PEDRO TELLEZ RODRIGUEZ



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**



TEMA 2:

**PLANEACIÓN DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS**

**ING. ALBERTO ESQUIVEL REYES
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES

PLANEACIÓN DE LOS SISTEMAS
ELÉCTRICOS

ING. ALBERTO ESQUIVEL REYES
AGOSTO DE 1997

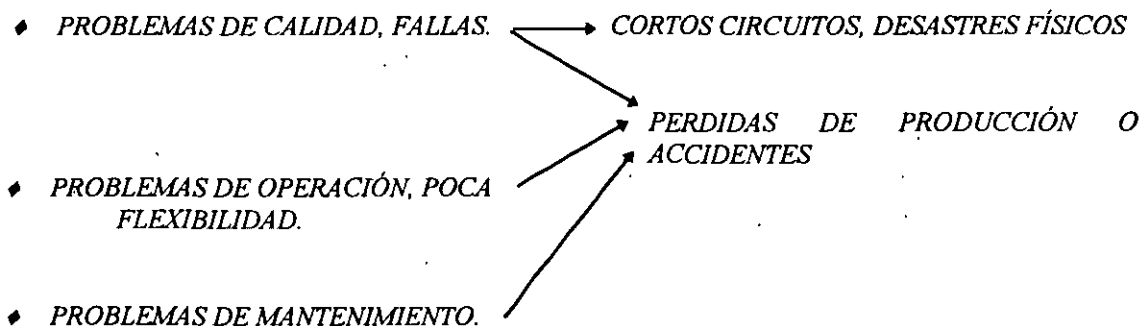
PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELÉCTRICO INDUSTRIAL

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 MÁQUINAS PUEDEN QUEDAR FUERA DE OPERACIÓN EN UNA EMERGENCIA Y CUALES NO Y CONOCEN LAS NECESIDADES DE CAMBIOS FUTUROS.*

- ◆ *EL PERSONAL DE MANTENIMIENTO, INDICARÁ, EN BASE A SUS PROGRAMAS, COMO SE DEBE HACER LA INSTALACIÓN PARA DARLE MANTENIMIENTO SIN RIESGO Y CON FACILIDAD, INDICANDO TAMBIEN QUE SISTEMAS QUEDAN CONECTADOS EN CASO DE MANTENIMIENTO.*

- ◆ *EL PERSONAL DE SEGURIDAD.*

- ◆ *EL GRUPO DE INGENIERÍA INDUSTRIAL QUE PLANEA LA FÁBRICA Y LOS DEMÁS GRUPOS DE CONSTRUCCIÓN, MECÁNICA Y CIVIL, DEBIENDO HABER UNA BUENA COORDINACIÓN ENTRE TODOS.*

- ◆ *PLANEAR LA POSIBLE EXPANSIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO EVITANDO IMPROVISACIONES E INSTALACIONES DEFECTUOSAS.*

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

2.2. CONFIABILIDAD.

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

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

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

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

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

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

3. ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL

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

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

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

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

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

3.1. SIMPLICIDAD DE OPERACIÓN.

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

3.2. REGULACIÓN DE TENSIÓN.

UNA REGULACIÓN POBRE DE 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 TAMBIÉN CONSIDERARSE EN LA SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA.

4. GUIA PARA LA PLANEACIÓN DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

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

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

4.1. LEVANTAMIENTO DE CARGAS

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

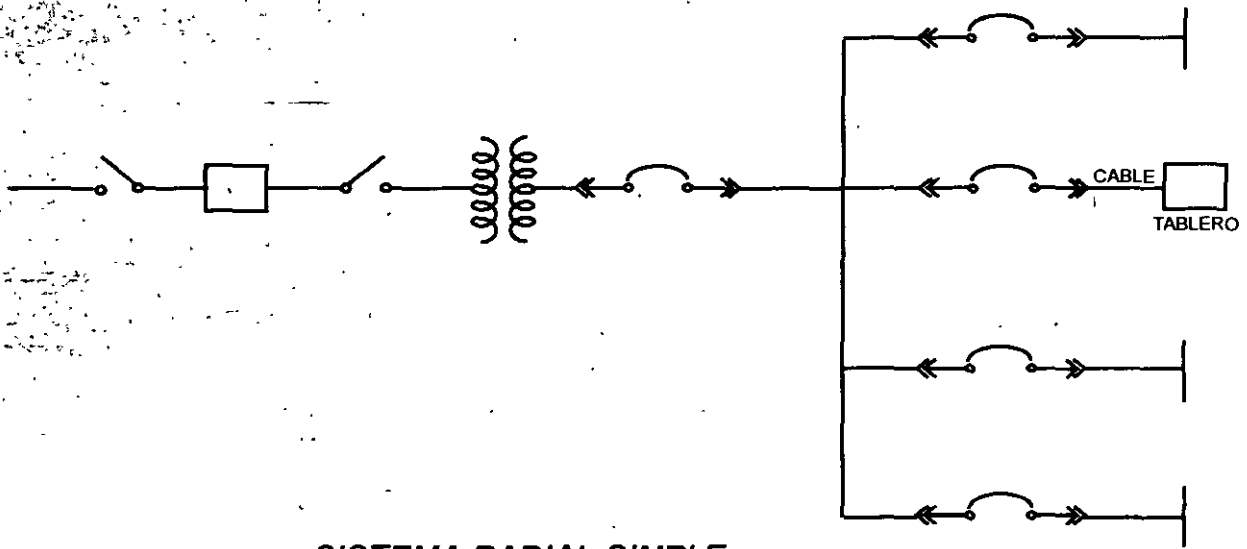
4.3. SELECCIÓN DEL ARREGLO ELECTRICO

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.

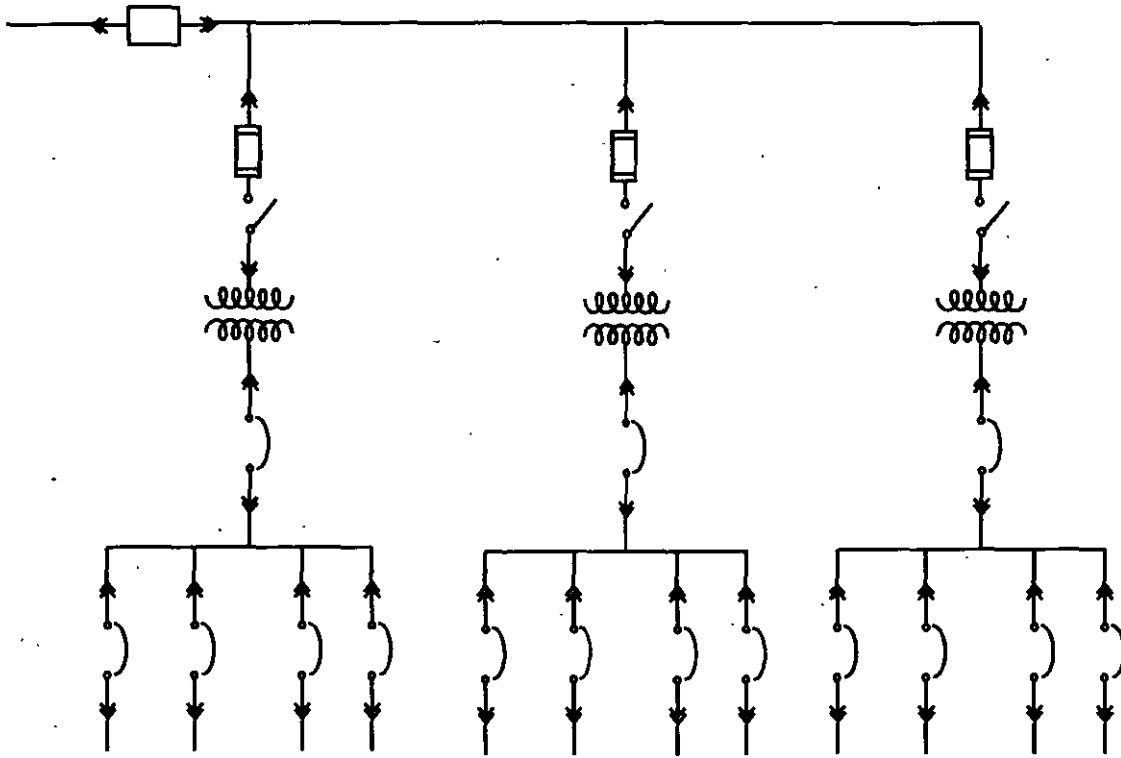
EL PRIMER PASO ES ANALIZAR EL PROCESO DE MANUFACTURA PARA DETERMINAR LA NECESIDAD DE CONFIABILIDAD ASÍ COMO LOS COSTOS OCASIONADOS POR UNA INTERRUPCIÓN DE ENERGÍA.

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.

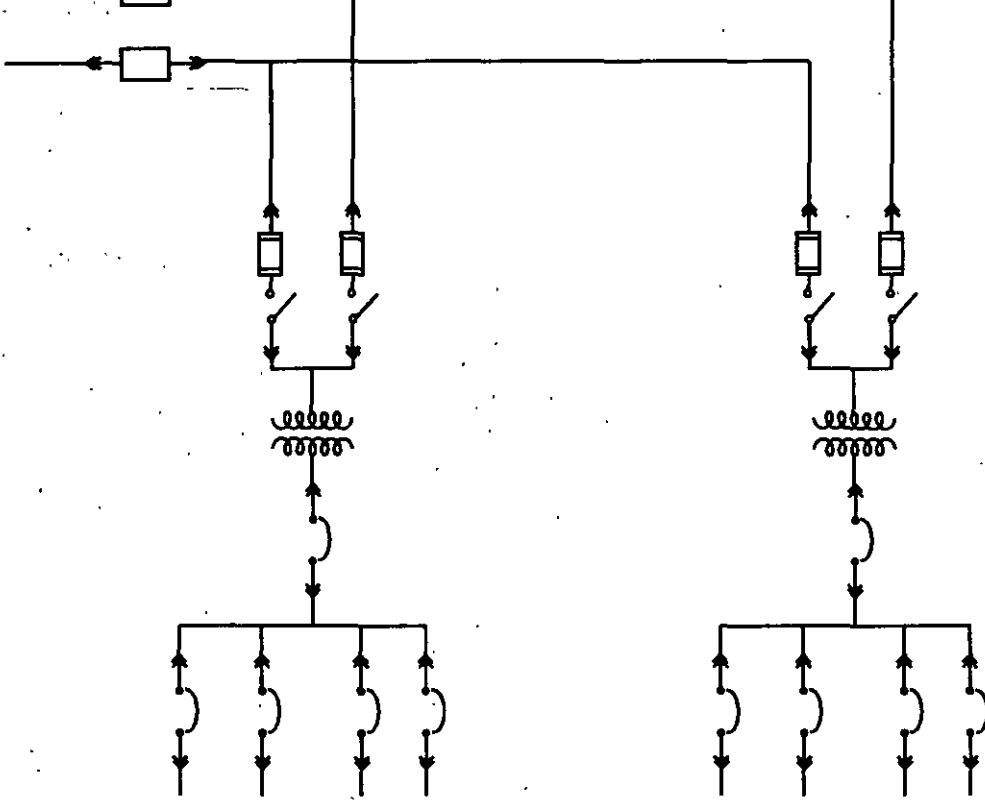
EN PROCESOS CONTINUOS PUEDE SER NECESARIO UN ARREGLO CON CIRCUITOS REDUNDANTES PARA PERMITIR MANTENIMIENTO AL EQUIPO SIN INTERRUPCIÓN DEL PROCESO. ESTOS ARREGLOS AUNQUE LA CONFIABILIDAD ES ALTA, UNA OPERACIÓN SEGURA DEL SISTEMA REQUIERE DE MANTENIMIENTO RUTINARIO. UN SISTEMA AL QUE NO SE LE PUEDA DAR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



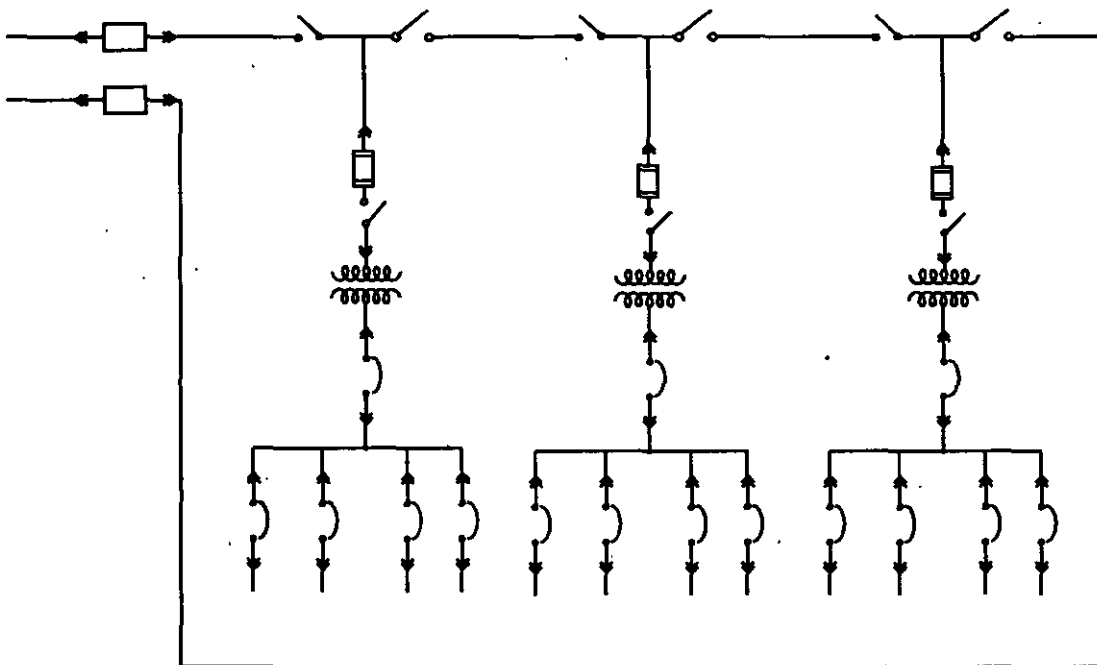
SISTEMA RADIAL SIMPLE



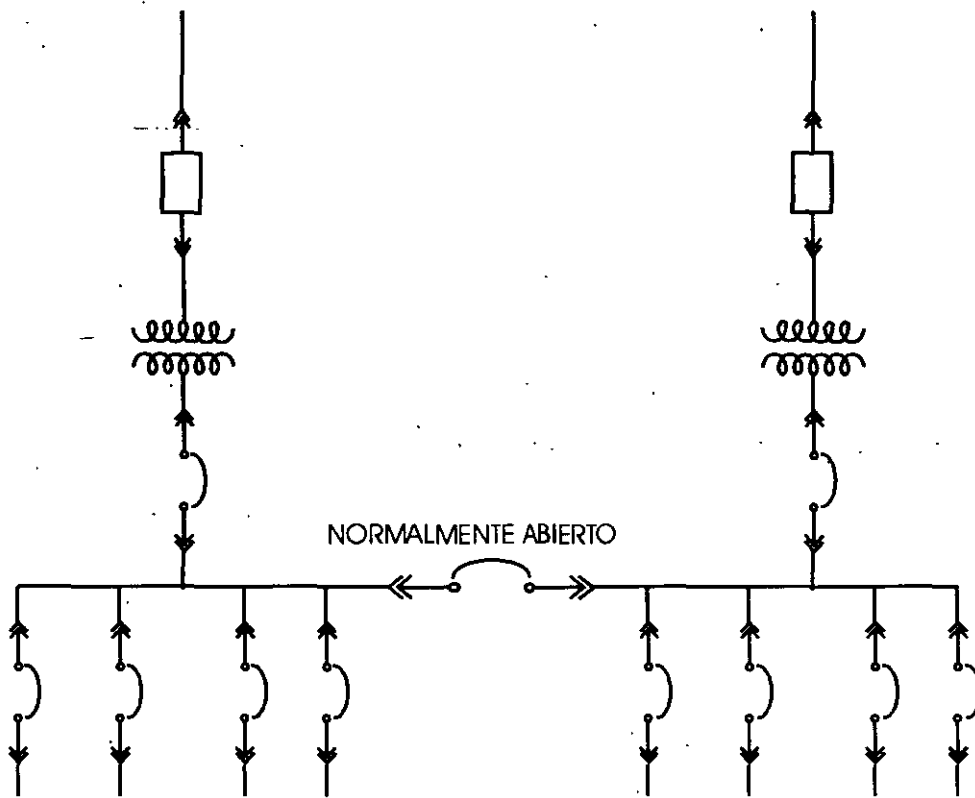
SISTEMA RADIAL EXPANDIDO



SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO



SISTEMA PRIMARIO EN ANILLO



SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO

ALIMENTADORES
PRIMARIOS

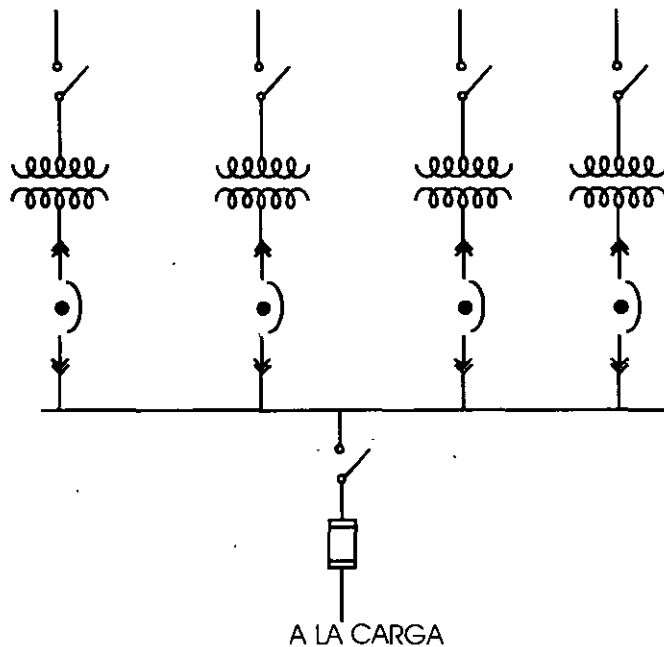
DESCONECTADORES

TRANSFORMADORES
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR DE RED

BARRA SECUNDARIA

ALIMENTADORES
SECUNDARIOS



RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

CARACTERISTICAS PRINCIPALES DE LOS ARREGLOS DE SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

<i>SISTEMA</i>	<i>VENTAJAS Y USOS</i>	<i>DESVENTAJAS</i>
<i>1.- RADIAL</i>	<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>
<i>2.- RADIAL EXPANDIDO</i>	<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>
<i>3.- PRIMARIO SELECTIVO</i>	<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>

SISTEMA	VENTAJAS Y USOS	DESVENTAJAS
4.- PRIMARIO EN ANILLO.	<ul style="list-style-type: none"> • LIGERAMENTE MAS ECONÓMICO QUE EL PRIMARIO SELECTIVO • MISMAS VENTAJAS QUE EL PRIMARIO SELECTIVO 	<ul style="list-style-type: none"> • MÁS COMPLICADO DE OPERAR • EXISTE EL RIESGO DE ENERGIZAR UN PUNTO POR DOS LADOS
5.- SECUNDARIO SELECTIVO	<ul style="list-style-type: none"> • MAS CONFIABLE QUE LOS ANTERIORES • EN CASO DE FALLA DE UN TRANSFORMADOR O UN ALIMENTADOR, ES POSIBLE ALIMENTAR TODA LA CARGA • RESTAURACIÓN RÁPIDA DEL SERVICIO • ESTE ARREGLO COMBINADO CON EL PRIMARIO SELECTIVO DA UN ALTO GRADO DE CONFIABILIDAD 	<ul style="list-style-type: none"> • 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 • OPERACIÓN MAS COMPLICADA
6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES	<ul style="list-style-type: none"> • ES EL ARREGLO MÁS CONFIABLE PARA CARGAS GRANDES E IMPORTANTES • NO HAY INTERRUPCIÓN DEL SERVICIO POR FALLA EN UN ALIMENTADOR O EN UN TRANSFORMADOR 	<ul style="list-style-type: none"> • MUY COSTOSO • HAY INTERRUPCIÓN SI HAY UNA FALLA EN EL TABLERO DE BAJA TENSIÓN • ELEVADAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

4.4.- LOCALIZACIÓN DEL EQUIPO

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

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

4.5: SELECCIÓN DEL VOLTAJE DE UTILIZACIÓN

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

4.6. SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA

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

4.7 GENERACIÓN.

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

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

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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 3:

**CONSIDERACIONES SOBRE LA
TENSIÓN EN EL SISTEMA**

**ING. MIGUEL A. FLORES RANGEL
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

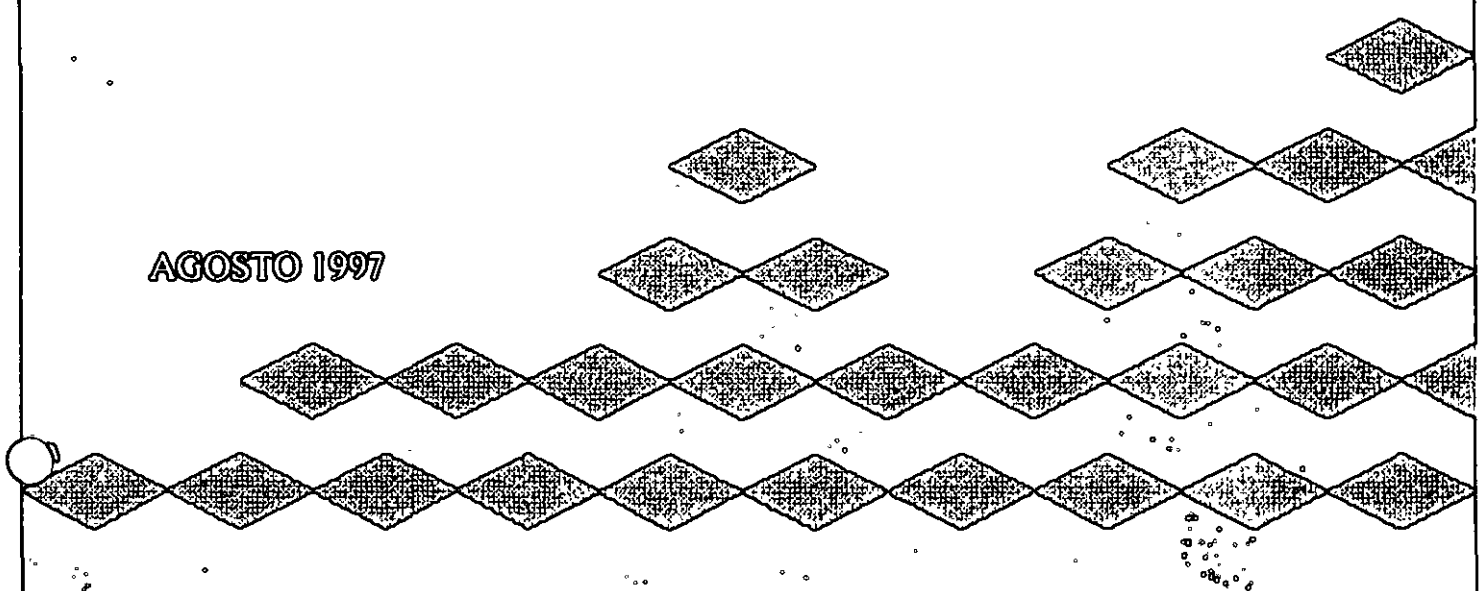
INDUSTRIALES

CONSIDERACIONES SOBRE LA
TENSION EN EL SISTEMA

TEMA 3

ING. MIGUEL A. FLORES RANGEL

AGOSTO 1997



INSTALACIONES ELECTRICAS

INDUSTRIALES

**CONSIDERACIONES SOBRE LA TENSION EN
EL SISTEMA**

TEMA 3

ING. MIGUEL ANGEL FLORES RANGEL

AGOSTO 1997

CONTENIDO

3.1	Tensiones del sistema	1
3.2	Control de tensión en sistemas eléctricos de potencia	4
3.3	Límites de tolerancia en tensiones	6
3.4	Selección de tensiones	12
3.5	Efecto de la variación de tensión en los equipos	15
3.6	Cálculo de caída de tensión en conductores y transformadores	19
3.7	Efectos del arranque de motores en los sistemas de distribución eléctrico	26
3.8	Ejemplo simplificado de calculo de perfil de tensiones en una pequeña industria	29
3.9	Ejemplo de cálculo de caída de tensión en un sistema por arranque de motores	33
3.10	Norma NMX-J-98	46

3.1 TENSIONES DEL SISTEMA

A continuación se describe la nomenclatura de la tensión eléctrica (voltaje) en un sistema y los valores de tensión comunes en aparatos de distribución y equipo de utilización, para asegurar la identificación propia de las tensiones a través de un sistema de distribución de potencia

Los siguientes términos y definiciones establecidas por ANSI C84.1-1989¹, son usadas para identificar las tensiones o voltajes y clases de tensiones usadas en la distribución eléctrica de potencia.

TENSION DE SISTEMA

Es el valor dado por la raíz cuadrática media de la tensión de fase a fase de una porción de un sistema eléctrico de C.A.

TENSION NOMINAL DE SISTEMA

Es la tensión a la cual una porción del sistema está diseñado y para el cual ciertas características del sistema están relacionadas. Cada tensión nominal de sistema pertenece a una porción del sistema, el cual está acotado por transformadores o equipo de utilización

TENSION MAXIMA DE SISTEMA

Es la mayor tensión del sistema que ocurre bajo condiciones normales de operación y para que el equipo y otros componentes están diseñados para condiciones de operación continuas satisfactorias sin afectar su régimen de funcionamiento.

TENSION DE SERVICIO

Es la tensión en el punto en el cual se conecta el equipo eléctrico del usuario al equipo eléctrico de suministro.

TENSIÓN NOMINAL DE UTILIZACION

Es la tensión en los puntos de conexión terminal del equipo de utilización.

¹IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrials Plants, IEEE std 141-1993 (Revision of IEEE Std 141-1986). Red Book

TENSION NOMINAL DE UTILIZACION

El valor de la tensión de cierto equipo de utilización usado en el sistema.

3.1.1. CLASES DE TENSION

BAJA TENSION

Tensiones nominales del sistema de 1000 V o menos.

MEDIA TENSION

Tensiones nominales iguales o mayores que 1000 V y menores que 100 000 V.

ALTA TENSION

Tensiones nominales iguales o mayores que 100 000 V hasta 230 000 V.

EXTRA ALTA TENSION

Tensiones nominales mayores que 230 000 V

TRANSMISION	DISTRIBUCION PRIMARIA		DISTRIBUCION SECUNDARIA	
	C.F.E. VOLTS	INDUSTRIA VOLTS	C.F.E. VOLTS	INDUSTRIA VOLTS
EXTRA ALTA TENSION 400 000				
ALTA TENSION 230 000 115 000 85 000 69 000	MEDIANA TENSION 34 500 (1) 23 000 13 800	23 000 13 800 4 160 2 400	BAJA TENSION 220-127	480-277 440(2) 220-127

NOTAS: (1) TENSION DE SUBTRANSMISION
(2) TIENDE A DESAPARECER

Las tensiones y sus límites de tolerancia asociados se describen en la norma ANSI C84.1-1989 para tensiones de 120 a 230 000 V y la norma ANSI C92.2-1987, para las tensiones mayores a 230 000 V nominales.

3.1.2 APLICACIÓN DE TENSIONES DEL SISTEMA

Dependiendo del tamaño de la planta, de las compañías de servicio eléctrico y de las 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

BAJA TENSION

Este tipo de tensión es usada para alimentar equipo de utilización. Se pueden emplear plantas pequeñas (de algunos cientos de KVA como máximo), de modo tal que pueden ser conectadas a la red de baja tensión o a un transformador especial de la compañía eléctrica o bien a una red secundaria.

MEDIA TENSION

Es usada para subtransmisión y distribución primaria. En una fábrica puede emplearse este tipo de tensión. Esta tensión puede alimentar transformadores de distribución para bajar la tensión y suministrar energía al equipo de utilización. También puede alimentar a transformadores que eleven la tensión con el fin de transmitir la energía. También puede ser empleada esta tensión para alimentar ciertos tipos de motores. Para este caso se emplean plantas medianas de algunos miles de KVA.

ALTA TENSION Y EXTRA ALTA TENSION

Son usadas para transmitir grandes cantidades de potencia eléctrica entre subestaciones de transmisión. Para este caso se emplean plantas de varios miles de KVA, de modo tal que las subestaciones de transmisión se localizan en forma adyacente a dichas estaciones generadoras

3.2 CONTROL DE TENSION EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA.

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

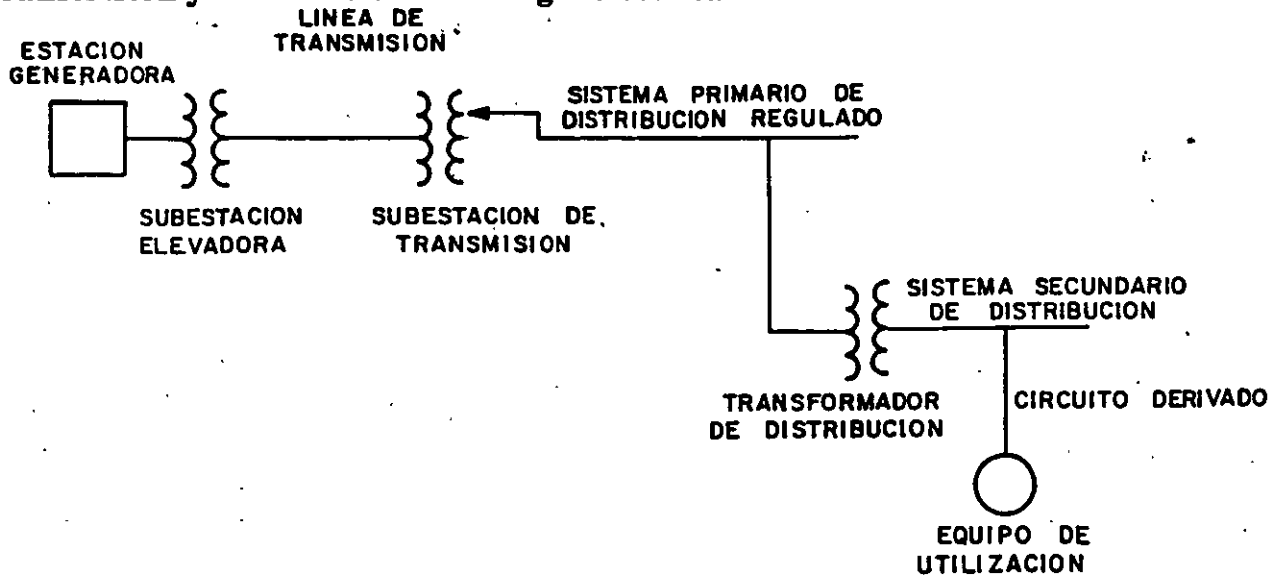


Fig. No. 1 Sistema típico de una compañía eléctrica en generación, transmisión y distribución

Se aplica control de tensión, cuando se requiere, con el propósito de proveer tensión satisfactoria a las terminales del equipo de utilización. Los transformadores que se utilizan para reducir la tensión de la línea de transmisión, están generalmente equipados con cambiador de derivaciones con carga, el cual modifica la relación de transformación hacia la carga, con objeto de mantener la tensión de distribución primaria dentro de un ancho de banda a pesar de las fluctuaciones de tensión de la línea de transmisión.

Generalmente, los controles del regulador están equipados con compensadores que elevan la tensión cuando se incrementa la carga; disminuyendo cuando la carga se reduce. Con el fin de compensar las variaciones de tensión del lado primario del sistema de distribución. Esto prevee la elevación de tensión a los valores excesivos durante condiciones

de carga ligera, cuando la caída de tensión del lado primario del sistema de distribución es baja. Esto se muestra en la figura No.2.

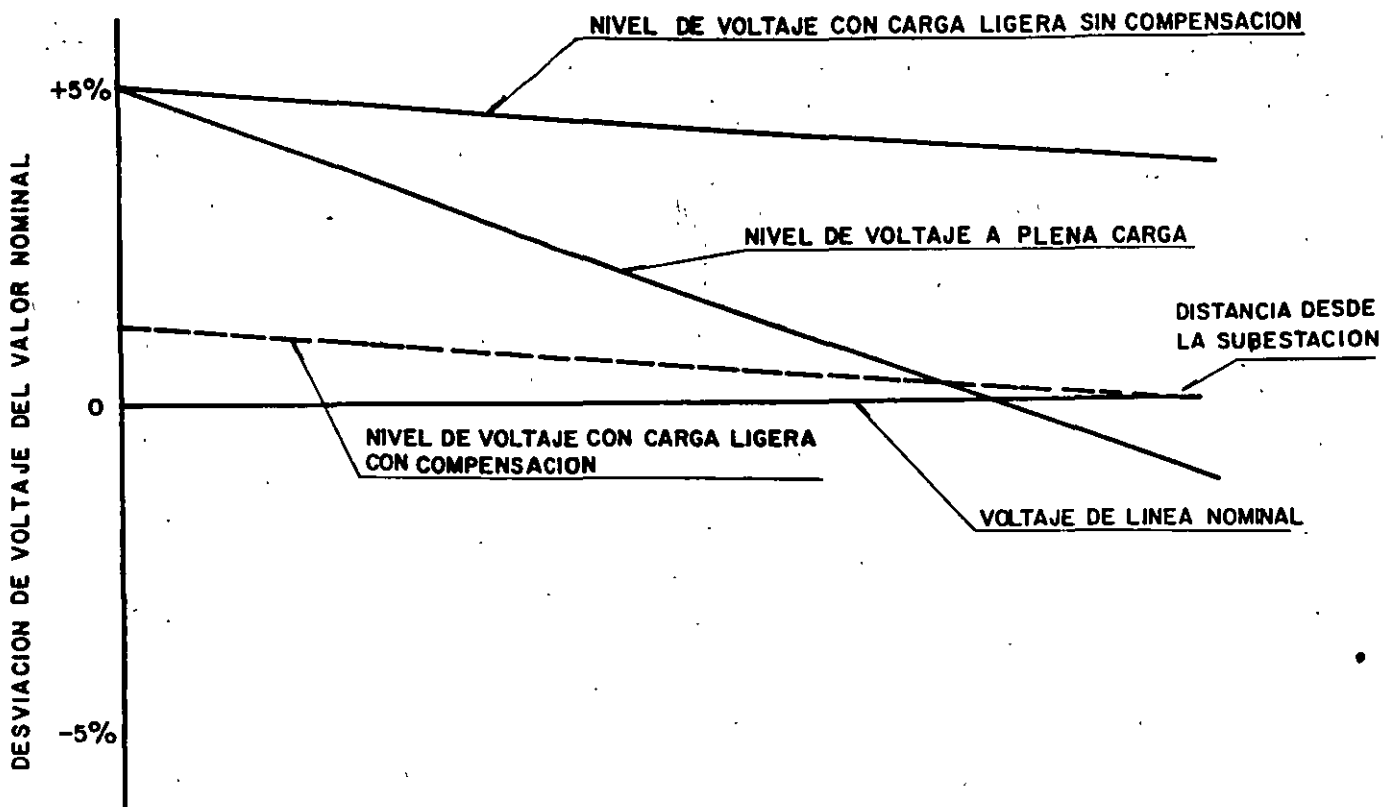


Fig. No. 2 Efecto de la compensación por regulación en sistemas de voltaje de distribución primaria (caso ideal).

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 +/- 10 % de tensión permitidas para los motores. Ya que los motores representan la mayor parte de los equipos de utilización en sistemas de distribución industrial, se le ha dado una 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 120 V. Esto cancela las relaciones de transformación entre sistemas, de tal forma que el voltaje real varía solamente por las caídas de tensión en el sistema. Cualquier tensión puede ser convertida a una base 120 V. 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% (126.5 V) y 115 V menos 10% (103.5 V). El problema es decidir cómo esta tolerancia de 23 V debe ser dividida entre el sistema de distribución primaria, el transformador de distribución y el sistema de distribución secundaria. La solución adoptada por ANSI Accredited Committee C84 se muestra en la tabla No. 2.

El rango B de tolerancia limita el incremento de la tolerancia de sobre los 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 NEC (National Electric Code) exige.

El límite del rango A fue establecido para reducir los límites de tolerancia de 127 V a 126 V 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; 6 V para la caída de tensión del cableado del usuario para tener una tensión mínima de utilización de 108 V.

3.3.2.- PERFIL DE TENSIONES PARA UN SISTEMA DISTRIBUCION REGULADO.

La figura 3 muestra el perfil de tensiones usando los límites del rango A de la tabla 2. Suponiendo una tensión de distribución nominal primaria de 13,800 V, el rango A de la tabla 2, establece que esta tensión sea

mantenida para proporcionar un máximo de 126 V y un mínimo de 117 V en la base 120 V; aunque el multiplicador para convertir del sistema de 120 v al de 13,800 V es de $13800/120 = 115V$, el límite de tensión para el sistema de 1,380 es de $115 \cdot 126 = 14,490$ V máximo y $115 \cdot 117 = 13,460$ V mínimo

TABLA No. 2 Perfil normalizado para un sistema regulado de distribución de potencia, base 120 V

	RANGO A (VOLTS)	RANGO B (VOLTS)
TENSION MAXIMA PERMITIDA	126(125*)	127
TOLERANCIA PARA LA CAIDA DE TENSION PARA LA LINEA PRIMARIA DE DISTRIBUCION	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 UTILIZACION	108(106+)	104(106+)

* Para tensión de utilización de 120 a 600 V.

+ PARA CIRCUITOS DE ALUMBRADO

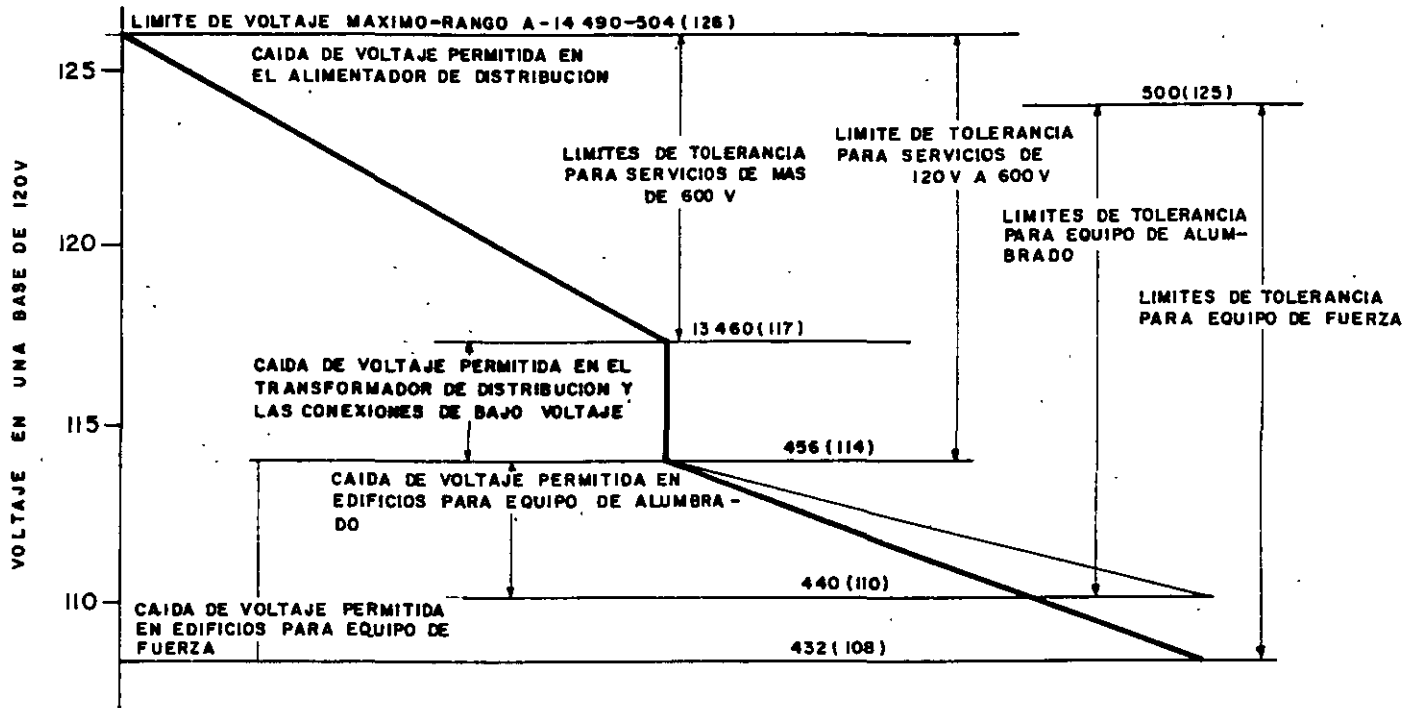


FIG. N°3 PERFIL DE TENSIONES DE LOS LIMITES DE RANGO

NOTA: TENSIONES USADAS PARA ESTE EJEMPLO:

MEDIA TENSION	13800 V.
BAJA TENSION	480 V.

Si un transformador de distribución con relación de transformación de 13,800/480 V se conecta en un alimentador de 13,800 V, la tabla No.2, rango A, requiere que la tensión secundaria del 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 $4 * 126 = 504$ V máximo y $4 * 114 = 456$ V mínimo.

3.3.3 USO DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES DEL TRANSFORMADOR

Normalmente este tipo de transformadores cuenta con 2 derivaciones de 2.5 % arriba y dos de 2.5% abajo, y por lo general se emplea bajo las siguientes condiciones:

1.- Cuando el *ancho de banda* del sistema primario de distribución está arriba o abajo de los límites requeridos para proporcionar un adecuado *ancho de banda* secundario.

Ejemplo:

Un transformador de 13,200- 480 V conectado a un sistema de 13,800 V, se tendría una tensión secundaria de 502 V. Si se usa el cambiador de derivaciones de +5%, se obtendría una tensión de 482 V que sería más adecuada.

El caso contrario:

Para un transformador de 13,200 - 480 V conectado a un sistema de 13,200 V, pero localizado cerca de la subestación, por lo que podría variar la tensión de la red, entre los siguientes valores:

13,200V a 13860 V (+5%) y la tensión secundaria variará por lo tanto de 480V a 504 V.

Si se usa el cambiador de derivaciones de + 2.5% , se tendrán: 468 V a 491V (más adecuado para la correcta operación).

2.- Para proporcionar los *anchos de banda* adecuados a la tensión nominal del equipo de utilización.

Por ejemplo, para un sistema de 480 V, si los motores tienen una tensión de placa de 460 V, usando el cambiador de derivaciones normal, la tensión podrá variar de 440 a 500 V, lo que estaría dentro de los límites. Pero si los motores están a 440 V, conviene el cambiador de derivaciones +5% para que la tensión varíe de 418 V a 475 V, lo que representa el ancho de *banda* más adecuado para el motor de 440 V.

Cabe hacer notar que los cambiadores de derivaciones de un transformador, no deben usarse para corregir caídas excesivas en el sistema secundario de distribución (más del 5 %), ni un voltaje debajo de los límites fijados para el sistema de distribución primario.

3.4 SELECCIÓN DE TENSIONES

Este es uno de los aspectos más importantes en el diseño de los sistemas de fuerza.

Los niveles de tensión primarios son determinados por la compañía suministradora de energía eléctrica. Estas tensiones pueden usarse internamente en la planta.

Dado que los niveles de tensión en los sistemas de distribución se han estado incrementando, los equipos se han venido adecuando a ello. Así es posible tener dentro de un edificio industrial, las siguientes tensiones:

- | | |
|------------------------------|--|
| - De 15 a 25 KV | Se pueden emplear sin problemas |
| - De 25 a 35 KV | Es conveniente hacer un estudio económico para decidir su uso. |
| De 35 KV hacia arriba | Es conveniente reducir a una tensión menor para su distribución |

3.4.1 FACTORES QUE AFECTAN LA SELECCION DE LA TENSION

- 1.- Tensión nominal de los dispositivos o aparatos por alimentar.**
- 2.- Tensión primaria disponible de la compañía eléctrica. Esta tensión no es siempre la más adecuada para conectar cargas directamente a él, pero puede usarse para alimentar a subestaciones dentro de la fábrica.**
- 3.- La distancia a la cual se lleva la energía, que implica hacer estudios técnico - económicos para decidir su mejor opción.**

En plantas grandes es común tener tres o más niveles de tensión:

480 V

Para utilización

2.4 o 4.16 KV

Para motores grandes o como tensión de distribución de la planta.

13.8 o 23 KV

Como tensión de distribución de la planta o alimentación general de la compañía eléctrica.

¿QUE SISTEMA ES MAS CONVENIENTE: 480 ó 220 V?

A menudo nos hacemos la pregunta ¿Cuál es más económico, 220/127 ó 480/277 V?. En general podemos decir que 220/127 es más económico siempre y cuando cumpla con las siguientes condiciones:

a).- Que el 70% de la carga se alimente a 127 V.

b).- Que la carga no exceda los 300 KVA como es el caso de tiendas, talleres y fábricas pequeñas.

Como una referencia general pueden utilizarse los valores indicados en las tablas 3 , 4 y 4.a .

TABLA No. 3 GUÍA PARA SELECCIONAR LA TENSION EN TERMINOS DE MAGNITUD DE LA CARGA

VOLTS DEL SISTEMA (VOLTS)		KVA DEL SISTEMA (KVA)
480		750-1,500
2,400		HASTA 3,000 (1)
4,160		1,500 A 10,000
4,160 13800 (2)		10,000 A A 20,000
13,800		MAYORES DE 20,000

Nóta:

Esta guía es sólo representativa y puede variar considerablemente en casos particulares.

- (1) Es poco usual que el nivel de tensión de 2400 V se utilice como tensión de distribución principal, pero pueden existir motores a esta tensión.
- (2) Hacer estudio comparativo, cualquiera puede funcionar.

TABLA No.4. SELECCIÓN DE LA TENSIÓN, BASADA EN LOS REQUERIMIENTOS DE TENSION DE ALIMENTACION DE MOTORES

VOLTS DEL SISTEMA (VOLTS)	VOLTAJE DEL MOTOR (VOLTS)	POTENCIA DEL MOTOR (HP)
220		125
480	460	hasta 250
2400	2300	200 a 1000
4160	4000	300 a 4000
13800	13200	500 ó más

TABLA No 4.A POTENCIA MAXIMA EN MOTORES SEGÚN EL VOLTAJE DEL SISTEMA

VOLTAJE NOMINAL (VOLTS)	POTENCIA MAXIMA (HP)
220	100
440	250
2200	800
4160	6000
6600	8000
13200	12000

3.5 EFECTO DE VARIACION DE TENSION EN LOS EQUIPOS.

MOTORES DE INDUCCION. Ver tablas 5, 6.A, 6.B anexas. En general, los afecta más la tensión ligeramente menor que una mayor.

MOTORES SINCRONOS. Se afectan en igual forma que los de inducción, excepto en la velocidad (que depende de la frecuencia) y en el par de arranque que varía directamente con la tensión.

LAMPARAS INCANDESCENTES. Tanto la vida como la luminosidad de la luminosidad de las lámparas se ve críticamente afectada por la variación en el voltaje. La variación de la vida y luminosidad con el voltaje está dado en la tabla 6.C.

LAMPARAS FLUORECENTES. Se afecta menos que las incandescentes. La luminosidad para los balástricos magnéticos varía aproximadamente en proporción directa al voltaje aplicado. Además un incremento de 1% en el voltaje aplicado decrecerá la salida de luz un 1%. La luminosidad para balastros electrónico puede ser más o menos dependientes de la entrada de voltaje. La vida de las lámparas fluorescentes es afectada menos por la variación de voltaje que las lámparas incandescentes. Los balastros pueden sobrecalentarse cuando están sujetos a voltajes y temperatura de operación anormales, por lo que éstos deberán contar con protección termal integral.

LAMPARAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD. Las lámparas de mercurio usan un balastro reactor típico que tendrá un 12% de cambio de luz de salida para un 5% de cambio en el voltaje terminal. La descarga se extingue cuando la caída de voltaje en las terminales está por debajo del 75% del voltaje nominal. La vida de estas lámparas está relacionada inversamente al número de encendidos, por lo que si existen condiciones de bajo voltaje se verá influenciada la vida este tipo de lámparas.

PROCESO DE CALENTAMIENTO INFRARROJO. Aunque los filamentos en las lámparas usadas en este tipo de instalaciones son del tipo resistencia, la energía de salida no varía con el cuadrado del voltaje porque la resistencia varía al mismo tiempo. Estas variaciones pueden producir cambios indeseables en el proceso de calentamiento, cuando se carecen de controles o reguladores de temperatura.

DISPOSITIVOS CALEFACTORES DE RESISTENCIA. La energía de entrada y por lo tanto, el calor de salida de los calefactores de resistencia varían aproximadamente con el cuadrado de el voltaje aplicado. Además un 10% de caída en la tensión causará una caída aproximadamente del 19%, esto es válido para un rango de operación, sobre la cual el valor de la resistencia permanece constante.

CAPACITORES. La potencia reactiva de salida de los capacitores varía con el cuadrado del voltaje aplicado. Una caída del 10% en el voltaje de suministro, reduce la potencia reactiva de salida un 19%. Es de tomarse en cuenta debido a que si el usuario ha hecho una inversión grande, pierde el beneficio un 20% aproximadamente.

SOLENOIDES. La fuerza de atracción varía con el cuadrado de la tensión, pero en lo general están diseñados para operar en + 10% y -15% de variación de voltaje.

TUBOS ELECTRONICOS. Aunque en la actualidad son raramente usados, todavía se utilizan ciertas aplicaciones. La vida del cátodo es reducida a la mitad cada 5 % de incremento de tensión en el cátodo, debido a la reducida vida del elemento calefactor y alto índice de vaporización del elemento activo en la superficie del cátodo.

EQUIPO DE ESTADO SOLIDO. Tiristores, SCR's, GTO's, Transistores, y otros. Estos equipos están limitados por el pico inverso de voltaje, y por picos de corriente y voltaje excesivos (di/dt, dv/dt).

TABLA 6.C . VARIACION DE TENSION EN LAMPARAS INCANDECENTES

voltaje APLICADO	VALORES DE LAS LAMPARAS INCANDECENTES					
	120 V		125 V		130V	
	% VIDA	% LUZ	% VIDA	% LUZ	% VIDA	% LUZ
105	575	64	880	55	-----	
110	310	74	525	65	880	57
115	175	87	295	76	500	66
120	100	100	170	88	280	76
125	58	118	100	100	165	88
130	34	132	59	113	100	100

DISPOSITIVOS OPERADOS POR SELENOIDE. Por lo general suceden cuando existen cargas monofásicas y no están bien distribuidas. Se puede expresar matemáticamente como:

$$\text{Desbalanceo de la tensión entre fases} = \frac{\text{Desviación máxima respecto al voltaje promedio}}{\text{Voltaje entre fases.}}$$

Dadas las corrientes de secuencia negativa que circulan internamente en el motor, estas producen un calentamiento como se observa en las siguientes tablas:

TABLA No. 5 ELEVACION DE LA TEMPERATURA DE OPERACION DE LOS MOTORES DEBIDO A LAS CORRIENTES DE SECUENCIA NEGATIVA.

TIPO DE MOTOR	CARGA	% DE DESBALANCE EN TENSION	% DE CALENTAMIENTO EXTRA	CLASE DE AISLAMIENTO	ELEVACION DE TEMPERATURA (°C) OPERACION
MARCO "U"	NOMINAL	0	0	A	60
	NOMINAL	2	8	A	65
	NOMINAL	3 1/2	25	A	75
MARCO "T"	NOMINAL	0	0	B	80
	NOMINAL	2	8	B	86.4
	NOMINAL	3 1/2	25	B	100

TABLA No. 6B. EFECTO GENERAL DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAS CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION ARMAZON "U"

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110% DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y MAXIMO DE TRABAJO	(VOLTAJE)	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
VELOCIDAD SINCRONA	CONSTANTE	NO CAMBIA	NO CAMBIA
PORCIENTO DE DESLIZAMIENTO	(VOLTAJE)	AUMENTA 23%	DISMINUYE 17%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE LA VEL. SINCRONA	DISMINUYE 1.5%	AUMENTA 1%
EFICIENCIA A:			
PLENA CARGA:		DISMINUYE 2%	AUMENTA .5 A 1%
3/4 DE CARGA		NO CAMBIA	NO CAMBIA
1/2 CARGA		AUMENTA 1 A 2%	DISMINUYE 1 A 2%
FACTOR DE POTENCIA A:			
PLENA CARGA		AUMENTA 1%	DISMINUYE 3%
3/4 DE CARGA		AUMENTA 2 A 3%	DISMINUYE 4%
1/2 CARGA		AUMENTA 4 A 5%	DISMINUYE 5 A 6%
CORRIENTE A PLENA CARGA		AUMENTA 11%	DISMINUYE 7%
CORRIENTE DE ARRANQUE	(VOLTAJE)	DISMINUYE 10 A 12%	DISMINUYE 10 A 12%
ELEVACION DE LA TEMPERATURA A PLENA CARGA		AUMENTA 6 A 7°C	DISMINUYE 1 A 2°C
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	(VOLTAJE 2)	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO-SIN CARGA ESPECIFICA		DISMINUYE LIGERAMENTE	AUMENTA LIGERAMENTE

TABLA No. 6B. EFECTO GENERAL DE LAS VARIACIONES DE VOLTAJE EN LAS CARACTERISTICAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION ARMAZON "T"

CARACTERISTICAS	FUNCION DEL VOLTAJE	VARIACION DEL VOLTAJE	
		90% DEL VOLTAJE	110 % DEL VOLTAJE
PARES DE ARRANQUE Y MAXIMO DE TRABAJO	(VOLTAJE)	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
% DESLIZAMIENTO	(VOLTAJE)	AUMENTA 20 A 30%	DISMINUYE 15 A 20%
VELOCIDAD A PLENA CARGA	DESLIZAMIENTO DE LA VELOCIDAD SINCRONA	DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE
EFICIENCIA A :			
PLENA CARGA		DISMINUYE 0 A 2%	DISMINUYE 0 A 3%
3/4 DE CARGA		NO CAMBIA	NO CAMBIA
1/2 CARGA		AUMENTA 0 A 1%	DISMINUYE 0 A 5%
CORRIENTE A PLENA CARGA		AUMENTA 5 A 10%	DISMINUYE LIGERAMENTE O AUMENTA A 5%
CORRIENTE DE ARRANQUE	(VOLTAJE)	DISMINUYE 10 %	AUMENTA 10%
ELEVACION DE LA TEMPERATURA A PLENA CARGA		AUMENTA 10 A 15%	AUMENTA 2 A 15%
CAPACIDAD DE SOBRECARGA MAXIMA	(VOLTAJE) 2	DISMINUYE 19%	AUMENTA 21%
RUIDO MAGNETICO SIN CARGA ESPECIFICA		DISMINUYE LIGERAMENTE	DISMINUYE LIGERAMENTE

3.6 CALCULO DE CAIDA DE TENSION EN CONDUCTOTES Y TRANSFORMADORES.

La fórmula general de la caída de tensión se puede obtener de acuerdo a la siguiente expresión matemática:

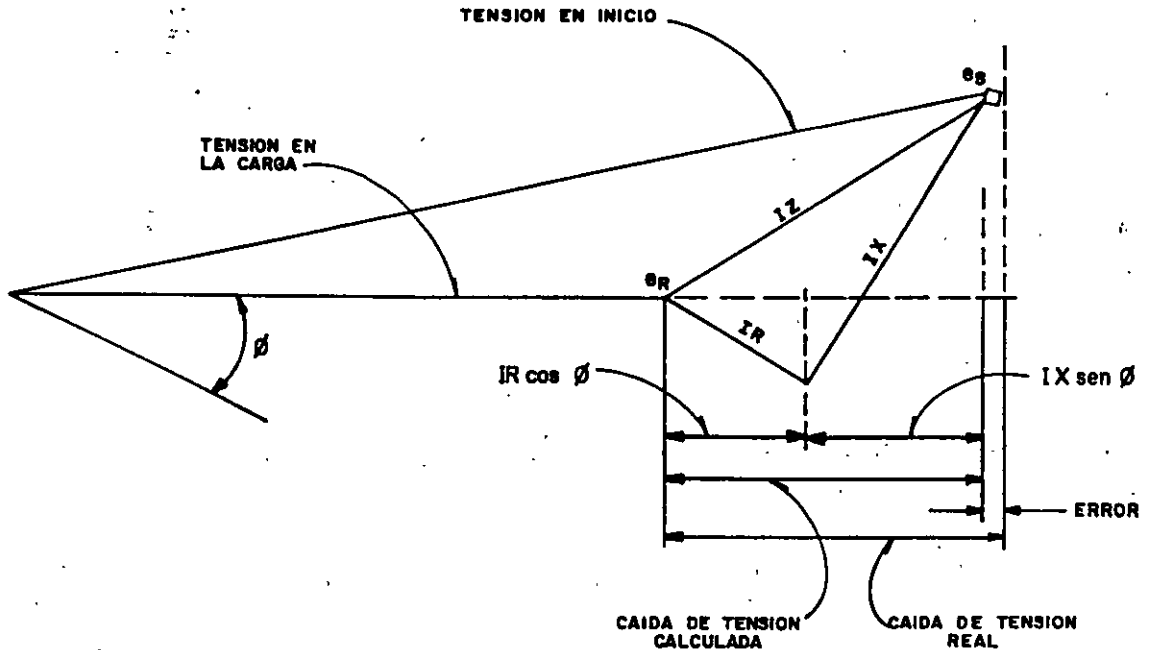


DIAGRAMA FASORIAL DE RELACION DE TENSION

$$V = IR \cos \phi + IX \sin \phi$$

V = Caída de tensión, línea a neutro.

I = Corriente.

R = Resistencia del conductor, corregida a 75° c (carga promedio) o 90°.

C = (carga máxima). Depende si se usan ductos magnéticos o no magnéticos

X = Reactancia, depende del tamaño del conductor, si está en ductos magnéticos o no magnéticos y de la separación entre conductores.

ϕ = Angulo entre la corriente y la tensión de la carga (al neutro).

3.6.1 USO DE TABLAS PARA EL CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION

Las tablas anexas son suficientemente precisas para los cálculos de caídas de tensión, se presentan cuatro secciones para el cálculo de caídas de tensión de conductores: para conductores de cobre y aluminio en ducto magnéticos y no magnéticos. Los valores están dados para la caída que se produce en los conductores de diferentes calibres 10,000 Amperes por metro .

EJEMPLO DEL USO DE LAS TABLAS :

Sea un circuito con conductores de cobre calibre 500 MCM en tubería conduit (magnética), la longitud del circuito es de 60 metros y la carga de 800 A. a un factor de potencia de 80%. ¿Cuál es la caída de tensión al neutro ?.

Se calculan los amperes-metro del circuito: $300 \text{ Amp} \times 60 \text{ m} = 18,000 \text{ Amp-m}$.

De acuerdo a la tabla, la caída de tensión para 10,000 Amp-m, tiene un calibre de 500 MCM, factor de potencia de 0.8 y ducto magnético es: 2.79 Volts,

Por lo que para 18,000 Amp se tiene:

$$\frac{18,000}{10,000} \times 2.79 = 5 \text{ Volts (entre fases)}$$

Para el neutro $V = 5 / \sqrt{3} = 2.89 \text{ V}$.

TABLA No. 8 CALCULO DE CAIDA DE TENSION

CAIDA DE TENSION DE LINEA A LINEA EN UN SISTEMA TRIFASICO POR 10,000 A m CON UNA TEMPERATURA DE 60°C
EN EL CONDUCTOR Y A UNA FRECUENCIA DE 60 HZ

FACTOR DE POTENCIA DE LA CARGA (ATRASADO)	CALIBRE DEL CONDUCTOR (AWG o kcmil)																							
	1000	900	800	750	700	600	500	400	350	300	250	40	30	20	10	1	2	4	6	8*	10*	12*	14*	
SECCION 1: CONDUCTORES DE COBRE EN CONDUIT MAGNÉTICO																								
1.00	0.92	1.02	1.12	1.15	1.21	1.38	1.64	1.97	2.23	2.56	3.02	3.61	4.59	5.58	6.89	8.53	11.15	17.39	27.56	42.65	68.90	108.27	173.88	
0.95	1.64	1.71	1.80	1.87	1.94	2.10	2.33	2.66	2.89	3.28	3.61	4.27	4.92	6.23	7.55	9.19	11.48	17.39	26.90	42.65	65.62	104.99	164.04	
0.90	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.33	2.56	2.89	3.12	3.61	3.94	4.27	5.25	6.23	7.55	9.19	11.15	17.06	26.25	39.37	62.34	98.43	157.48	
0.80	2.17	2.23	2.33	2.40	2.43	2.62	2.79	3.12	3.28	3.61	3.94	4.59	5.25	6.23	7.55	8.53	10.50	15.75	23.95	36.09	55.77	88.58	141.06	
0.70	2.33	2.40	2.49	2.56	2.62	2.72	2.89	3.18	3.28	3.61	3.94	4.27	4.92	5.91	6.89	8.20	9.84	14.44	21.65	32.48	49.21	78.74	124.67	
SECCION 2: CONDUCTORES DE COBRE EN CONDUIT NO MAGNÉTICO																								
1.00	0.75	0.85	0.92	0.95	1.08	1.25	1.48	1.80	2.03	2.40	2.89	3.28	4.27	5.25	6.89	8.53	10.83	17.39	27.56	42.65	68.90	108.27	173.88	
0.95	1.31	1.41	1.48	1.54	1.64	1.77	2.03	2.33	2.62	3.02	3.28	3.61	4.92	5.91	7.22	8.86	11.15	17.39	26.90	42.65	65.62	104.99	164.04	
0.90	1.54	1.57	1.71	1.77	1.80	1.94	2.23	2.49	2.79	3.12	3.61	3.61	4.92	5.91	7.22	8.86	10.83	16.73	25.92	39.37	62.34	98.43	157.48	
0.80	1.77	1.80	1.87	1.94	2.03	2.17	2.40	2.66	2.89	3.18	3.61	3.61	4.59	5.58	6.89	8.20	10.17	15.42	23.62	36.09	55.77	88.58	141.06	
0.70	1.87	1.94	2.03	2.10	2.17	2.26	2.43	2.72	2.89	3.18	3.61	3.61	4.59	5.25	6.56	7.87	9.19	14.11	21.00	31.82	49.21	78.74	124.67	
SECCION 3: CONDUCTORES DE ALUMINO EN CONDUIT MAGNÉTICO																								
1.00	1.38	1.48	1.61	1.71	1.80	2.07	2.43	2.99	3.28	3.94	4.59	5.58	6.89	8.53	10.83	13.78	17.06	27.56	42.65	68.90	108.27	170.00	---	
0.95	2.03	2.13	2.30	2.40	2.49	2.72	3.08	3.61	3.94	4.59	5.25	5.91	7.55	8.86	11.15	13.78	17.39	26.90	42.65	65.62	104.99	164.04	---	
0.90	2.28	2.36	2.49	2.59	2.69	2.89	3.25	3.94	4.27	4.59	5.25	6.23	7.55	8.86	11.15	13.45	16.73	25.92	39.37	62.34	98.43	157.48	---	
0.80	2.49	2.62	2.72	2.79	2.89	3.12	3.28	3.94	4.27	4.59	5.25	5.91	7.22	8.53	10.50	12.80	15.42	23.95	36.09	55.77	88.58	141.06	---	
0.70	2.62	2.72	2.85	2.92	3.02	3.22	3.61	3.94	4.27	4.59	5.25	5.58	6.89	7.87	9.51	11.61	14.11	21.33	32.81	49.21	78.74	121.39	---	
SECCION 3: CONDUCTORES DE ALUMINO EN CONDUIT MAGNÉTICO																								
1.00	1.18	1.28	1.44	1.54	1.67	1.94	2.30	2.89	3.28	3.94	4.59	5.58	6.89	8.53	10.83	13.78	17.06	27.56	42.65	68.90	108.27	170.00	---	
0.95	1.71	1.84	1.97	2.07	2.20	2.43	2.79	3.28	3.61	4.27	4.92	5.91	7.22	8.86	11.15	13.78	17.06	26.90	42.65	65.62	104.99	164.04	---	
0.90	1.87	2.00	2.13	2.23	2.33	2.59	2.92	3.61	3.94	4.27	4.92	5.91	7.22	8.53	10.83	13.45	16.40	25.92	39.37	62.34	98.43	157.48	---	
0.80	2.07	2.17	2.33	2.40	2.49	2.72	3.02	3.61	3.94	4.27	4.92	5.58	6.89	8.20	10.17	12.47	15.09	23.62	36.09	55.77	88.58	137.80	---	
0.70	2.17	2.28	2.40	2.48	2.58	2.72	3.02	3.61	3.61	4.27	4.59	5.25	5.58	7.55	9.19	11.15	13.78	21.00	32.48	49.21	78.74	121.39	---	

* Conductor sólido.

PARA CONVERTIR LA CAIDA DE TENSION A	MULTIPLIQUE POR
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A LINEA	1.150
UNA FASE, TRES HILOS, LINEA A NEUTRO	0.577
TRES FASES, LINEA A NEUTRO	0.577

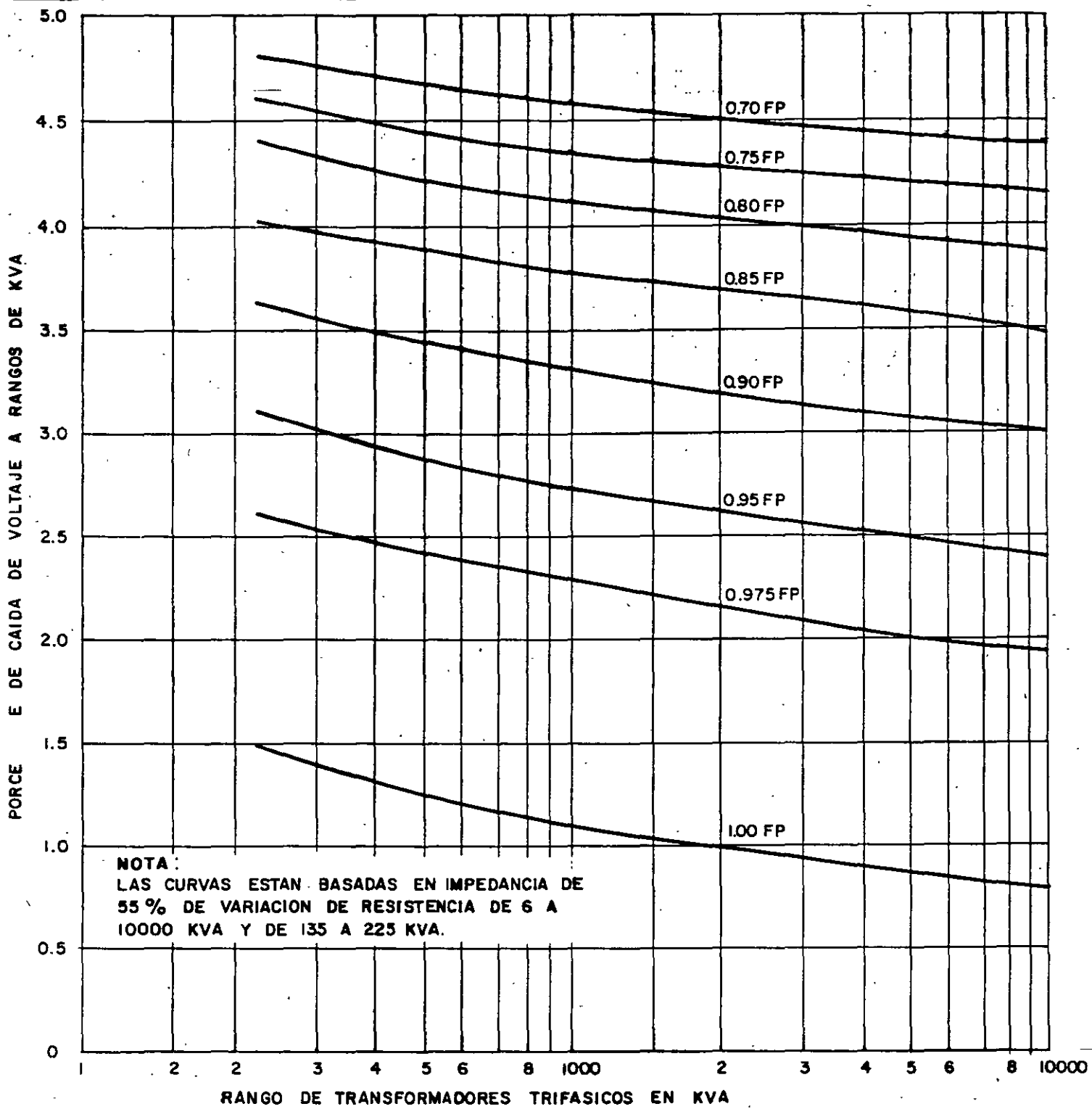


FIG. Nº 5 CURVAS DE CAIDAS DE TENSION APROXIMADAS PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS, 225-10000 KVA , 5- 25KV.

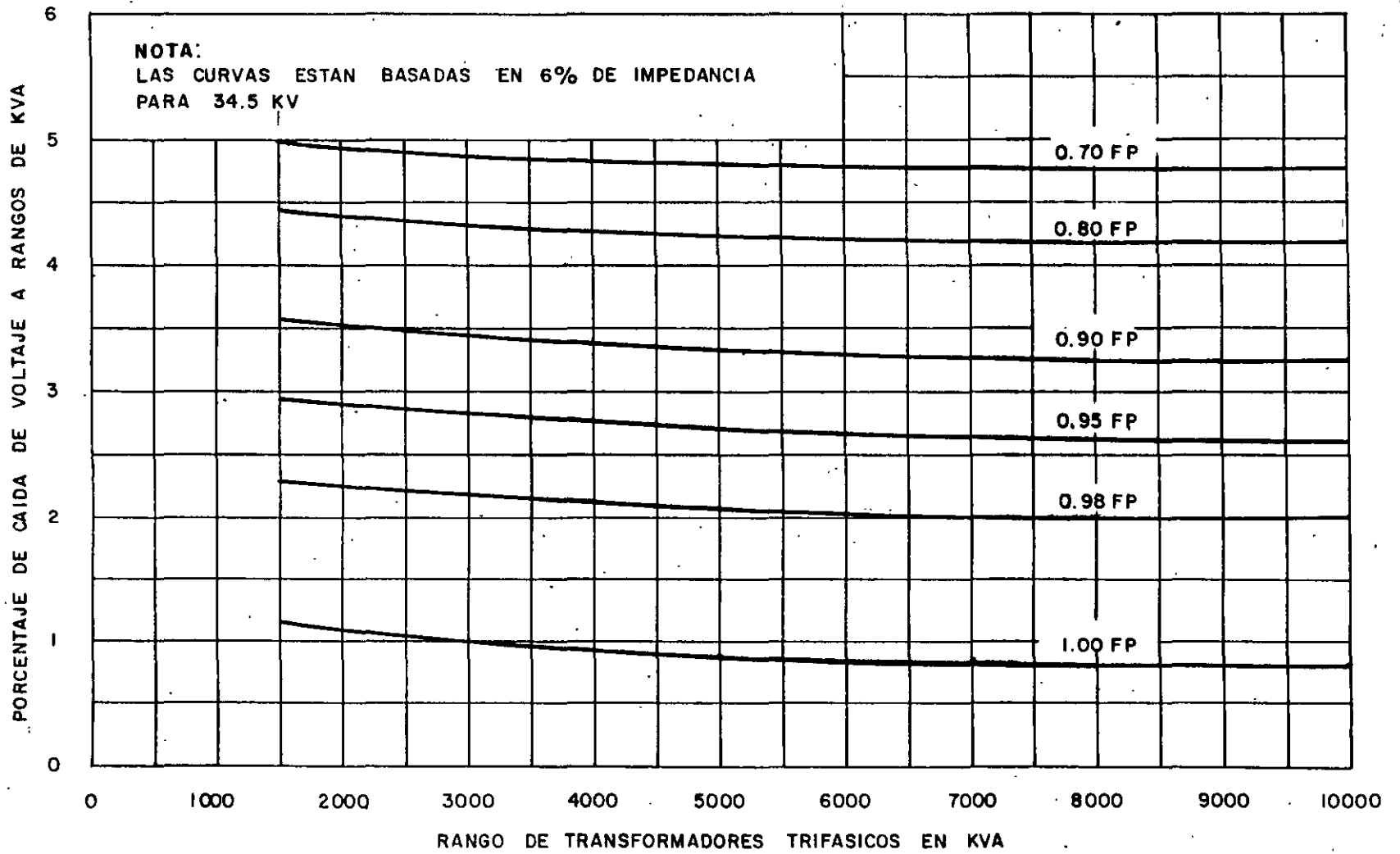


FIG. Nº 6 CURVAS DE CAIDA DE TENSION APROXIMADAS PARA TRANSFORMADORES TRIFASICOS DE 1500 A 10000 KVA Y 34.5 KV

3.6.2 CAIDA DE TENSION EN TRANSFORMADORES

Para el cálculo de la caída de tensión se emplean las figuras 5 y 6, y sirven para transformadores de tensiones primarias de 5 a 25 KV y de 34.5 KV, de los tipos aceite y seco, trifásicos o monofásicos. Para el caso de un transformador monofásico, se multiplican los KVA por 3.

EJEMPLO:

Sea un transformador trifásico de relación 4,160/480 V, 2,000 kVA de capacidad. La carga es de 1,500 kVA a 0.85 De F.P.

SOLUCION:

Como primer paso se utiliza la figura No 5 para transformadores de 5 a 25 kV, con el valor de 2,000 kVA. En seguida intersectar con la curva de 0.85 de f.p. Y busque el % de caída en el eje vertical, dando por resultado:

Porcentaje de caída a plena carga = 3.67

$$\text{Porcentaje de caída a 1,500 KVA} = 3.67 \times \frac{1500}{2,000} = 2.75$$

$$\text{Caída de tensión real} = 0.0275 \times 480 = 13.2 \text{ Volts}$$

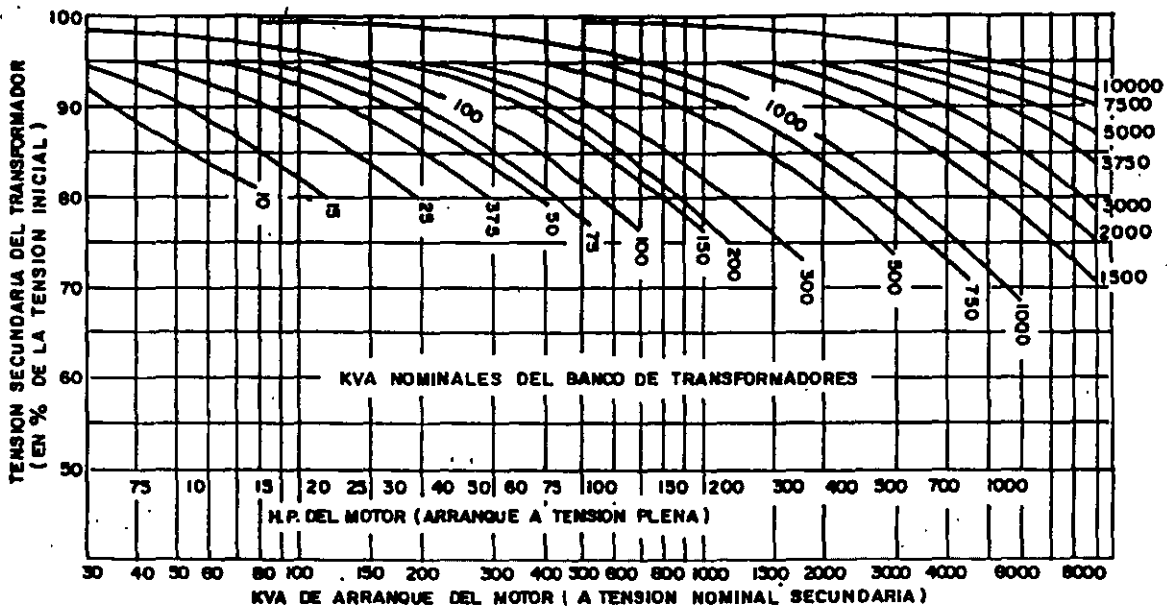
3.7 EFECTO DEL ARRANQUE DE MOTORES EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

Las corrientes de arranque de los motores están dadas de acuerdo a las letras de código en el artículo 430 de la NOM-001-SEMP-1994, por lo general es de 5 a 7 veces la corriente nominal

Esta corriente elevará la caída de tensión en los conductores y en los transformadores, causando perturbaciones a otros equipos, especialmente al de alumbrado.

La caída de tensión más importante del sistema se da en los transformadores y una forma de calcularla es usando la figura 7.

Si se desean cálculos más exactos, tendrá que considerar la impedancia del transformador y la de los cables; de ahí se determinará si es problemática o no para el sistema.



NOTAS

1. ESCALA DEL MOTOR EN H.P. BASADA EN LA CORRIENTE DE ARRANQUE APROXIMADAMENTE 5.5 VECES LA CORRIENTE NOMINAL.

2. LOS KVA DE CORTO CIRCUITO EN EL PRIMARIO, SE SUPONEN COMO SIGUE:

BANCO EN KVA	CORTO CIRCUITO EN KVA EN EL PRIMARIO
10-300	25,000
500-1000	50,000
1500-3000	100,000
3750-10000	250,000

3. SE SUPONEN LOS SIGUIENTES VALORES DE IMPEDANCIA

BANCO EN KVA	IMPEDANCIA DEL BANCO
10-50	3%
75-150	4%
200-500	5%
750-2000	5.5%
3000-10000	6.0%

4. VALORES REPRESENTATIVOS DE CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA PRIMARIO COMO UNA FRACCION DEL TOTAL DE LA CAIDA, SE MUESTRAN A CONTINUACION:

BANCO EN KVA	CAIDA DEL SISTEMA / CAIDA TOTAL
100	0.09
1000	.25
10000	.44

FIG. 7. CAIDA DE TENSION EN UN TRANSFORMADOR DEBIDO AL ARRANQUE DEL MOTOR. (SOLO PARA PROPOSITO DE PROYECTO)

3.7.1 METODOS DE ARRANQUE DE MOTORES

La secuencia de arranque de varios motores debe programarse, a fin de evitar su arranque simultáneo por la magnitud de la corriente de arranque.

Si se desea reducir la corriente de arranque, existen varios métodos, cuyos resultados se resumen a continuación.

TABLA N°10.- COMPARACION ENTRE METODOS DE ARRANQUE DE MOTORES.

TIPO DE ARRANCADOR	TENSION EN EL MOTOR (%X DE LINEA)	PAR DE ARRANQUE (% DE PAR A TENSION PLENA)	CORRIENTE DE LINEA (% DE CORRIENTE A TENSION PLENA)
TENSION PLENA	100	100	100
AUTO TRANSFORMADOR			
TAP A 80%	80	64	68
TAP A 65%	65	42	46
TAP A 50%	50	25	30
TIPO DE RESISTENCIA AJUSTADO A 80%	80	64	80
REACTOR			
50%	50	25	50
45%	45	20	45
37.5%	37.5	14	37.5

TABLA N° 11.- RESUMEN DE NIVELES CRITICOS DE TENSION EN EL SISTEMA CUANDO SE ARRANCAN MOTORES

LOCALIZACION DE LA CAIDA DE TENSION.	VOLTAJE MINIMO ACEPTABLE
TERMINALES DE MOTOR	80%
OTROS MOTORES POR REACELERAR	71%
CONTACTORES (CIERRE DE BOBINA)	85%
CONTACTORES (RETENCION DE BOBINA)	80%
CONTROLES ESTATICOS	90%
CAMBIOS NOTADOS EN EL ALUMBRADO	3% DE VARIACION DE VOLTAJE

3.8 EJEMPLO SIMPLIFICADO DEL CALCULO DE PERFIL DE TENSIONES EN UNA PEQUEÑA INDUSTRIA.

En la figura anexa se muestra un ejemplo de cual podría ser un perfil de tensiones para una planta en la zona centro del país.

Los tres puntos a considerar son:

- a) La S.E. reductora de 85 - 23 KV de la Compañía Suministradora y su red de distribución en 23 KV.
- b) El transformador de distribución del cliente industrial
- c) La red de distribución en baja tensión dentro de la fábrica

A) S.E. REDUCTORA DE 85-23 KV DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA.

Para compensar la caída de tensión en la línea de distribución de media tensión (Alimentador), L. y F. En sus subestaciones eleva la tensión de 21,500 a 22,037 V., en la hora de mayor carga haciéndose esto de manera automática.

Por el propio desarrollo que ha tenido la red de distribución en media tensión en L. y F., se trabaja en el 80% de las subestaciones con una tensión nominal de 21,500 Volts, elevándose esta hasta un 2.5% arriba para compensar la caída de la línea.

En las horas de poca carga, está tensión baja en forma automática al valor de 21,500 V. o ligeramente arriba de él.

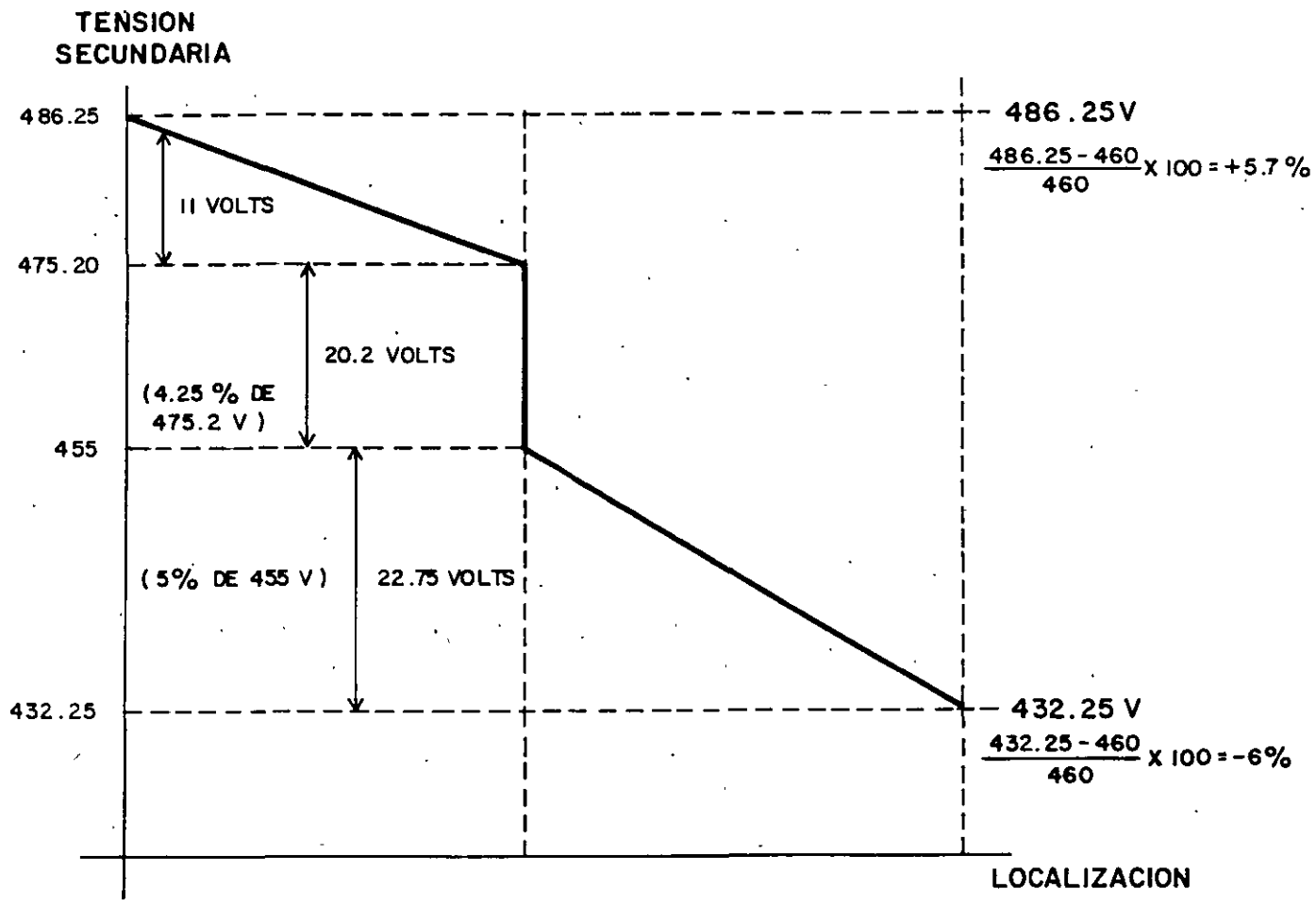
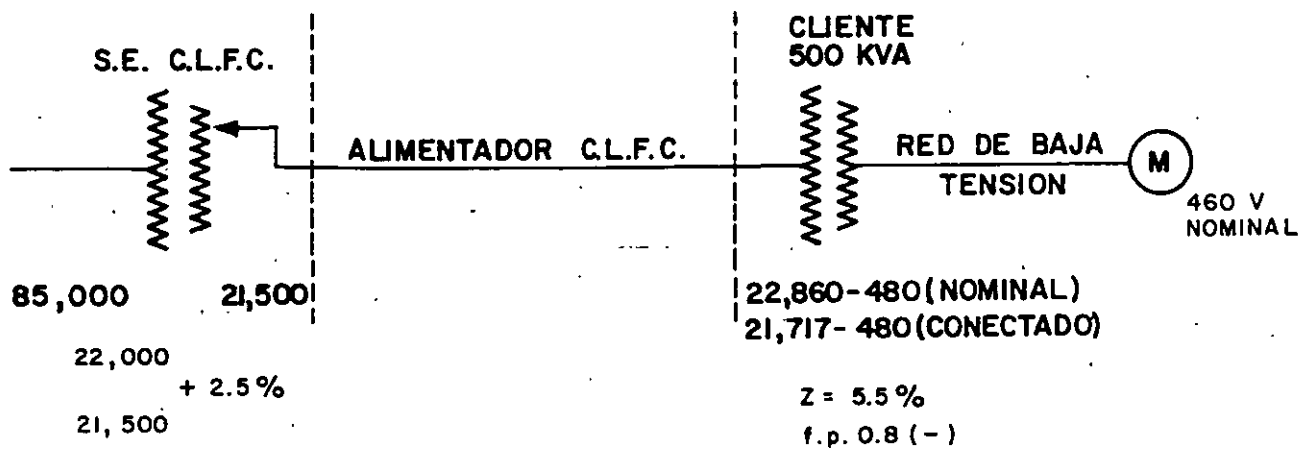


FIG. N°8 PERFIL DE TENSION DE UNA PLANTA EN LA ZONA CENTRO DEL PAIS.

B) TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION MEDIA - BAJA TENSION.

Dadas las condiciones de operación de la línea de distribución, se puede operar con un transformador con las siguientes características:

Transformador trifásico, con conexión Delta-Estrella, capacidad 500 kVA, tensión nominal de 22,860 - 480 / 277 V, con cambiador de derivaciones en 4 pasos de 2.5% cada uno, dos arriba y dos abajo; impedancia 5.5%.

Dada la tensión nominal de la red de 21,500 Volts conviene operar el transformador con el cambiador de derivaciones dos pasos abajo, o sea -5%, por lo que la relación de transformación queda:

$$n = \frac{22,860 \times 0.95}{480} = \frac{21,171}{480} = 45.244$$

La caída de tensión en el transformador, la calculamos a partir de la gráfica de la figura 5, se supone que el transformador está trabajando a plena carga con el factor de potencia de (-) 0.8, el porcentaje de caída de tensión es de 4.25%.

C) RED DE DISTRIBUCION EN BAJA TENSION.

De acuerdo con las normas NOM-001-SEMP-1994, el cálculo de la caída de tensión puede permitir hasta el 5%.

El perfil de tensión de la figura se hace referido al valor en baja tensión que se tendría en el punto de suministro, el motor.

La variación en la línea de 21,500 a 22,000 se refleja en baja tensión como se indica a continuación:

$$\frac{22,000}{n} = \frac{22,000}{45,244} = 486.20 \text{ V,}$$

$$\frac{21,500}{n} = \frac{21,500}{45,244} = 475.20 \text{ V.}$$

Para calcular la caída de tensión en el transformador de 500 kVA, se aplica la tensión de 475.20 V.

Esto es :

$$E_t = 0.0425 \times 475.20 = 20.2 \text{ V.}$$

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

$$V_{st} = 475.20 - 20.2 = 455 \text{ V.}$$

Al valor anterior se le aplica el 5% de la caída de tensión en la red de baja tensión:

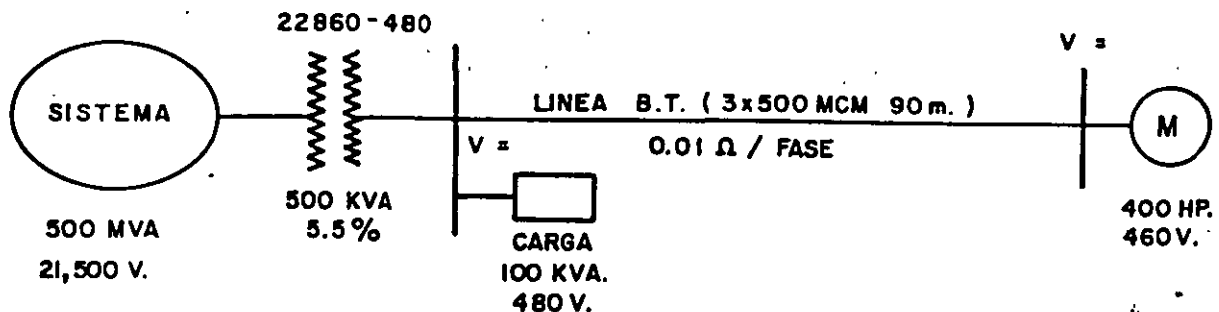
$$E_{bt} = 455 \times 0.05 = 22.75 \text{ V.}$$

La tensión más baja que podría haber en el motor será:

$$V_m = 455 - 22.75 = 432.25 \text{ V.}$$

Que es un 6% abajo de la tensión nominal de 460 Volts, lo cual es aceptable.

3.9 EJEMPLO DE CALCULO DE LA CAIDA DE TENSION EN UN SISTEMA POR EL ARRANQUE DE MOTORES



Ejemplo:

Dado el sistema anterior, ¿cuál será la tensión V_1 en la carga adyacente al transformador de 500 KVA durante el arranque de un motor de 400 H. P. y ¿cuál será la tensión V_2 en el propio motor durante su arranque?.

Solución:

Dadas las características se tratará el problema en forma muy parecida a un estudio de corto circuito. Empleando el método de *por unidad*, para reducir las impedancias del sistema a una sola base

Datos Base:

Potencia base: 500 KVA

Tensión base: 0.48 KV

1.- CALCULO DE LAS IMPEDANCIAS.

Por simplificación del ejemplo, los valores de impedancia que se consideran están dados en valor absoluto. Así se puede sumar aritméticamente haciendo caso omiso del ángulo. En un caso real se recomienda tomar en cuenta los valores vectoriales para mayor exactitud.

a) Sistema:

$$\text{Transformador; } Z_{\text{sistema}} = \frac{500}{500,000} = 0.001 \text{ p.u.}$$

b) Carga Adyascente:

$$I = \frac{100}{3 \times 0.48} = 120 \text{ A.}$$

$$Z_c = \frac{V}{I} = \frac{480 / 3}{120} = 2.3 \text{ OHMS.}$$

c) Motor de 400 H.P. al arranque:

Se considerará que 1 H.P. = 1 KVA y una corriente de arranque de 6 veces la nominal. La tensión nominal del motor es de 460 V.

$$I_{\text{nom.}} = \frac{400}{3 \times 0.46}$$

$$ZMA = \frac{Vf-n}{I \text{ nom} \times 6} = \frac{460 / 3}{\frac{400}{3 \times 0.40} \times 6}$$

$$ZMA = 0.088 \text{ OHMS}$$

$$ZMA = (0/1) = \frac{0.088 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000^2}$$

$$\underline{ZMA = (0/1) = 0.191}$$

EN POR UNIDAD:

$$Z(o/1) = \frac{Z \text{ ohms} \times KVA}{(KV)^2 \times 1000}$$

$$Z(o/1) = \frac{2.3 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 5 (o/1)$$

$$\underline{Z(o/1) = 5}$$

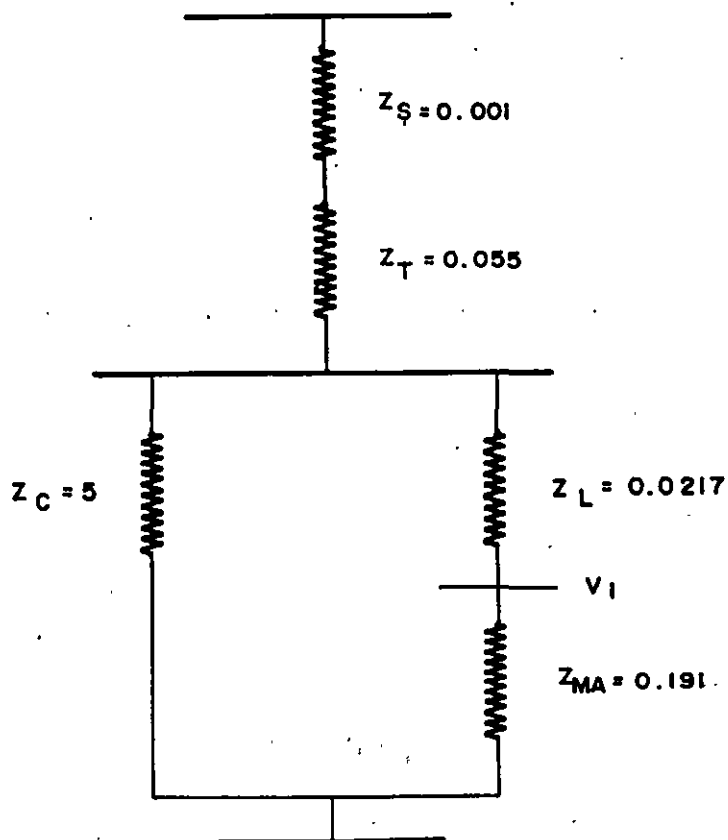
LINEA EN BAJA TENSION:

$$Z_L = 0.01 \text{ OHMS}$$

$$Z \text{ (o/1)} = \frac{0.01 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = 0.0217 \text{ p.u.}$$

$$Z_L = \text{(o/1)} = 0.0217$$

EL DIAGRAMA DE IMPEDANCIAS RESULTANTE:



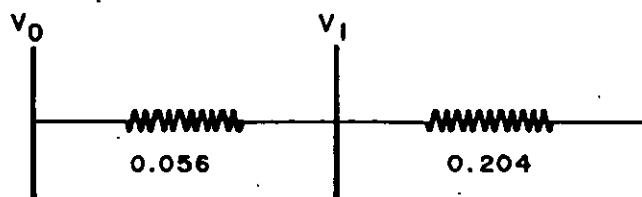
REDUCIENDO EL DIAGRAMA:

$$Z S + Z T = 0.001 + 0.055 = 0.056$$

$$Z L + Z MA = 0.0217 + 0.191 = 0.2127$$

$$Z // (Z L + Z MA) = \frac{5 \times 0.2127}{5 + 0.2127} = 0.204$$

EL DIAGRAMA QUEDA REDUCIDO:



$$Z_{TOT} = 0.26 \text{ (p.u.)}$$

$$I_{TOT} = \frac{1}{Z_{TOT}} = 3.846 \text{ (p.u.)}$$

LA TENSION V 1 :

$$V 1 = V_0 - I T (Z S + Z T)$$

$$V 1 = 1.0 - 3.846 (0.056)$$

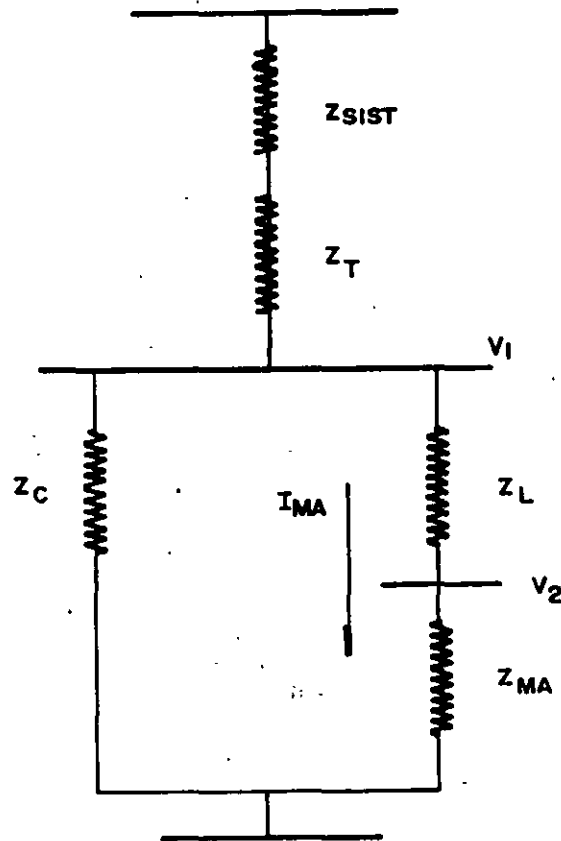
$$\underline{V 1 = 0.785 \text{ P.U.}}$$

$$V 1 = (0.785) V B = (0.785) (480)$$

$$\underline{V 1 = 376.8 \text{ V.}}$$

CALCULO DE LA TENSION V2 :

Primero se calcula el valor real de la corriente de arranque del motor, considerando que el mismo arranque, la tensión en V 1 es 0.785 p.u. (376.8 V.) .



$$I_{MA} = \frac{V_1}{Z_L + Z_{MA}} = \frac{0.785}{0.0217 + 0.191}$$

$$I_{MA} = \frac{0.785}{0.2127} = \underline{3.69} \text{ (o/1)}$$

LA TENSION V2:

$$V_2 = V_1 - Z_L \times I_{MA} = 0.785 - (0.0217) (3.69)$$

$$V_2 = 0.7049 \text{ p.u.}$$

$$V_2 = 0.7049 \times 480 = 338 \text{ V.}$$

Con relación a la tensión nominal de 460 volts, la caída es del orden:

$$\% e = \frac{460 - 338}{460} \times 100 = 26 \% \quad (\text{caída de tensión})$$

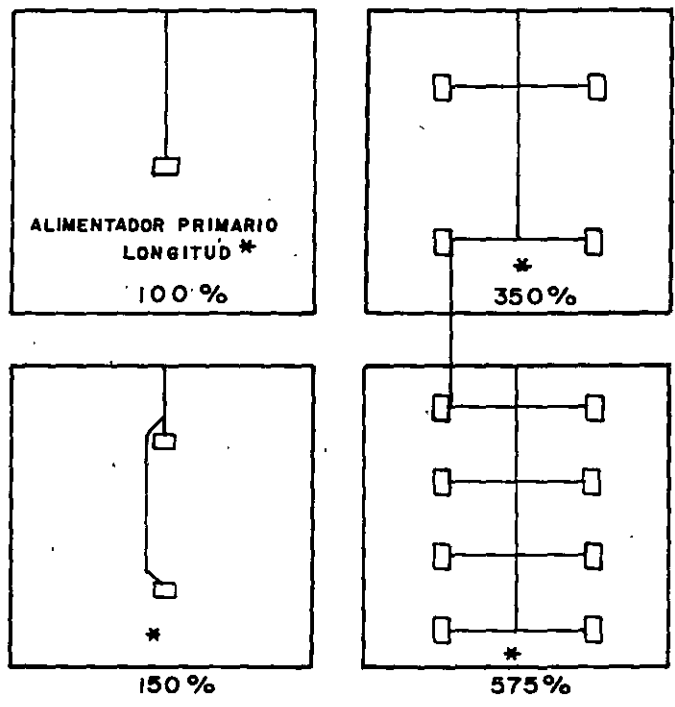
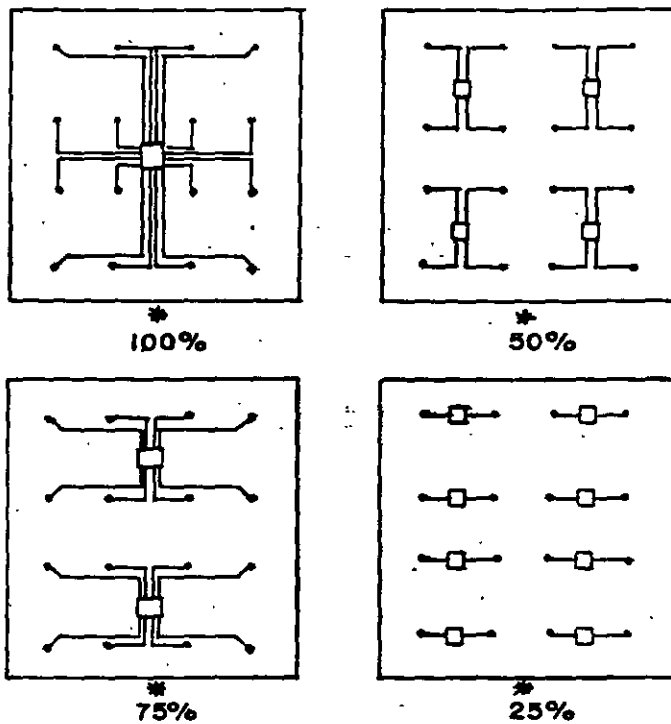


FIG. 9 DIAGRAMA UNIFILAR QUE MUESTRA CUANTO AUMENTA LA LONGITUD DEL CABLE DEL ALIMENTADOR PRIMARIO, CUANDO AUMENTA EL NUMERO DE SUBESTACIONES EN EL AREA.



* LONGITUD DE ALIMENTADORES EN B.T.

FIG. 10 DIAGRAMA UNIFILAR QUE MUESTRA COMO DISMINUYE LA LONGITUD DEL CABLE DE UN ALIMENTADOR SECUNDARIO, AL AUMENTAR EL NUMERO DE SUBSTACIONES EN ESTA AREA .

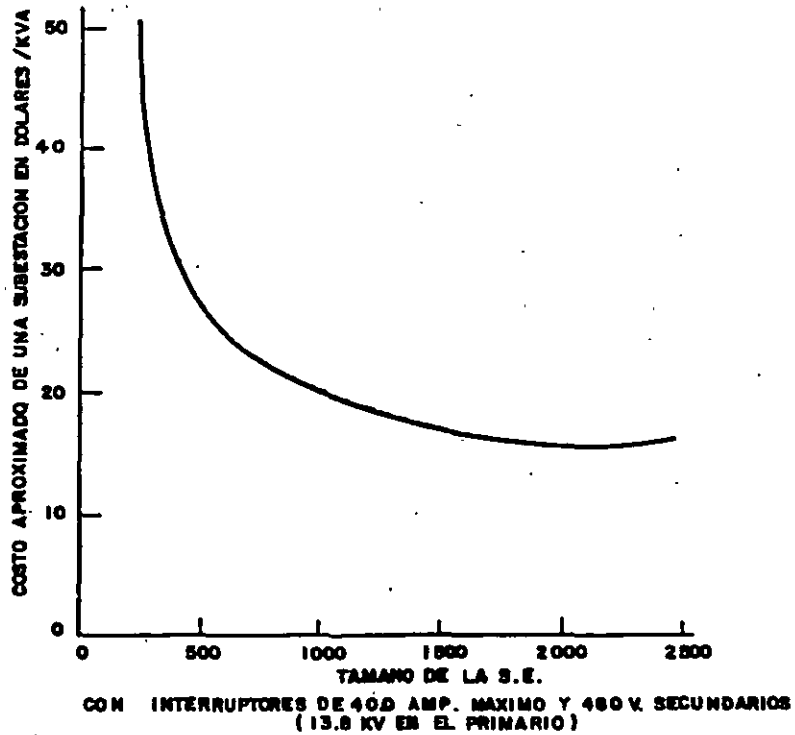


FIG. II. PATRON TIPICO DE COSTO-KVA DE UNA SUBESTACION

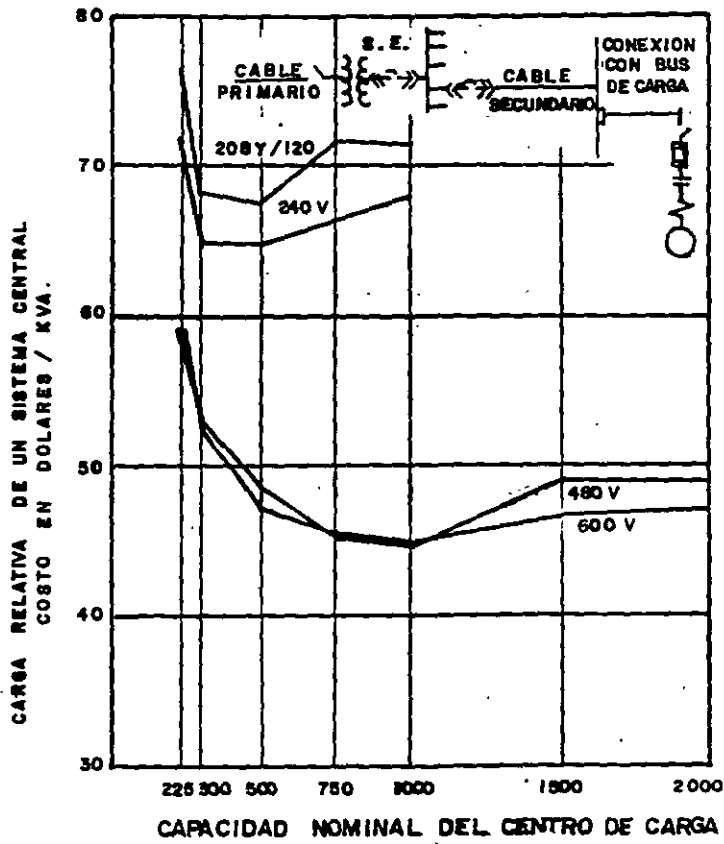


FIG. 12. COSTO COMPARATIVO DE UN SISTEMA DE CARGA RADIAL A 208Y / 120-, 240-, 480-, Y 600 V.

PARA TENSION DE UTILIZACION SELECCIONAR 480 V.

EXISTE MENOR DISPONIBILIDAD DE MOTORES, CONTROLES, ETC. DE 550 A 600 V. QUE PARA 440 V.

480 VS. 240

	<u>240 V</u>	<u>480 V.</u>
DISPONIBILIDAD DE EQUIPO	MISMO	
COSTO	135 %	100 %
PERDIDAS	MAYORES	MENORES
CAIDA DE TENSION	MAYORES	MENORES

FIG.13 FACTORES COMPARATIVOS PARA LA SELECCION DE LA TENSION DE UTILIZACION EN CLASE 600V.

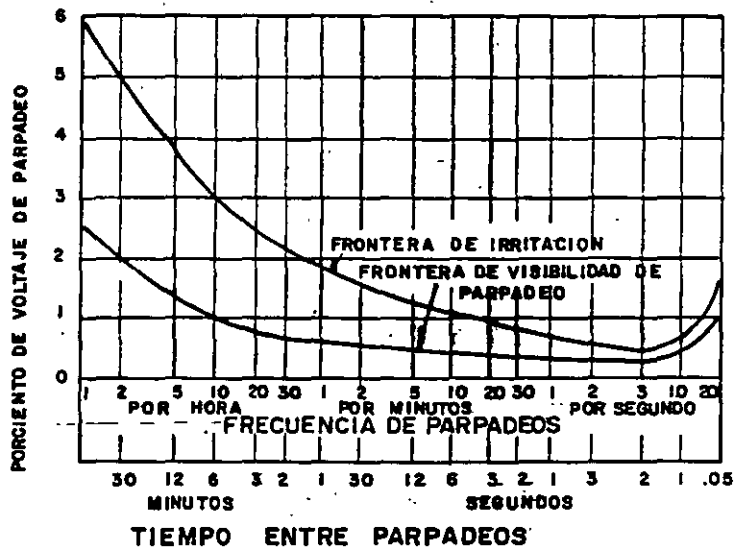


FIG. 14 EFECTO DE TENSIONES RECURRENTES DE PARPADEO EN LAMPARAS INCANDESCENTES

3.10 NORMA NMX - J - 98

TENSIONES NORMALIZADAS PARA EQUIPO Y SISTEMAS ELECTRICOS (60 Hz) 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) Proveer una guía, con respecto a la selección de tensiones para la exigencia de nuevos sistemas eléctricos y para cambios en los existentes.

2.- REFERENCIAS :

Para la correcta aplicación de esta norma, es necesario consultar y aplicar las siguientes Normas Oficiales Mexicanas y Normas Mexicanas vigentes:

- NOM-001-SEM P. 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 más 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 integrará 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

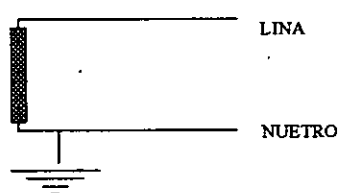
que pueden resultar de causas; tales como, operaciones de maniobra, corrientes de arranque de motores y cualquier otra condición transitoria.

Apéndices de la norma NMX-J-98

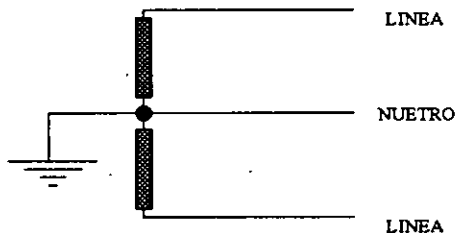
Estos apéndices no son parte de la norma NMX-J-98, son incluidos como información adicional solamente.

APENDICE A

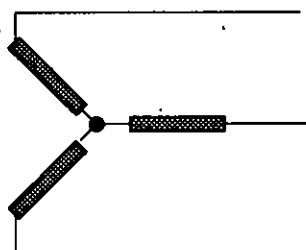
A continuación se muestran, en la figura No.A1 los sistemas monofásicos y polifásicos (trifásicos) más empleados



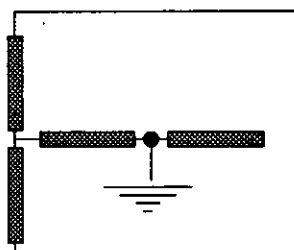
1 FASE - 2 HILOS (1)



1 FASE - 3 HILOS (2)



ESTRELLA (3)



TE (4)

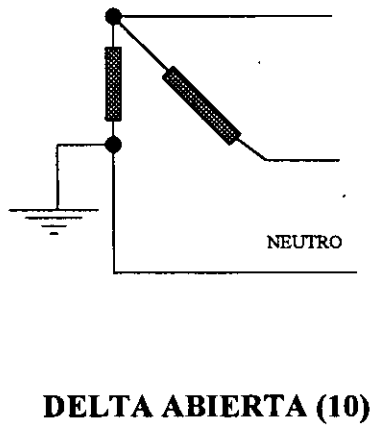
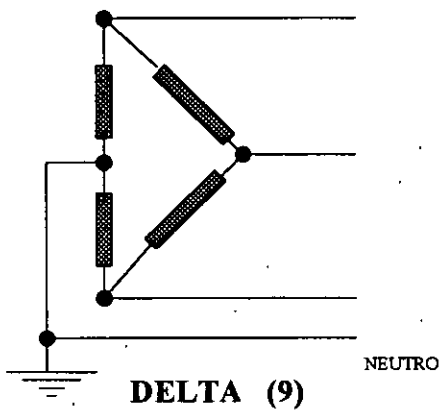
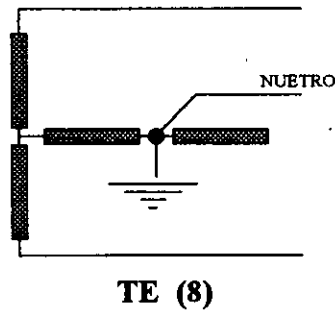
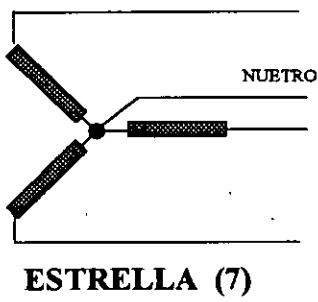
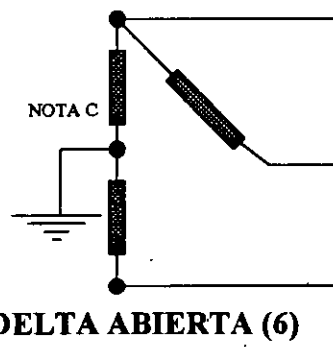
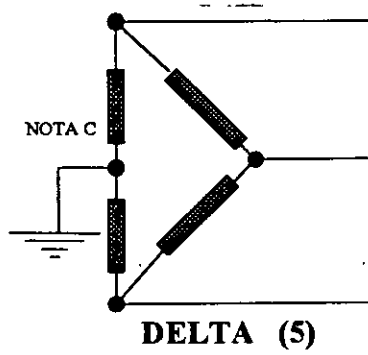


FIGURA No: A1

SISTEMAS MONOFASICOS (1), (2).

SISTEMAS TRES FASES - TRES HILOS (3), (4), (5) y (6).

SISTEMAS TRES FASES - CUATRO HILOS (7), (8), (9) y (10).

APENDICE A

NOTAS:

- a).- Los diagramas muestran las conexiones de los devanados secundarios de los transformadores, para suministrar las tensiones nominales de sistema indicadas en la tabla No. A1.

Los sistemas de más de 600 V, son comúnmente de tres fases y se proporcionan usando las conexiones (3) y (5) sin neutro sólidamente a tierra y/o flotante, o bien la conexión (7).

Los sistemas de 120 a 600 V, pueden ser proporcionados por conexiones de una fase - tres hilos, tres fases - tres hilos, tres fases - cuatro hilos y todas las conexiones mostradas son usadas en alguna medida para los sistemas en este intervalo de tensión.

- b).- Los sistemas de tres fases - tres hilos, pueden ser aterrizados sólidamente a través de una impedancia o no aterrizados, pero no se alimentan cargas conectadas de fase a neutro, como son los sistemas de cuatro hilos.
- c).- En las conexiones (5) y (6), la tierra puede estar conectada en el punto en el punto medio de uno de los devanados como se muestra (si es accesible), en un conductor de fase (esquina aterrizada) u omitirse.
- d).- Los servicios monofásicos y las cargas monofásicas pueden ser suministrados a partir de sistemas de una fase o de tres fases y son conectados fase - fase cuando son alimentados desde sistemas de tres fases - tres hilos y fase - fase o fase - neutro cuando son alimentados a partir de sistemas de tres fases - cuatro hilos.

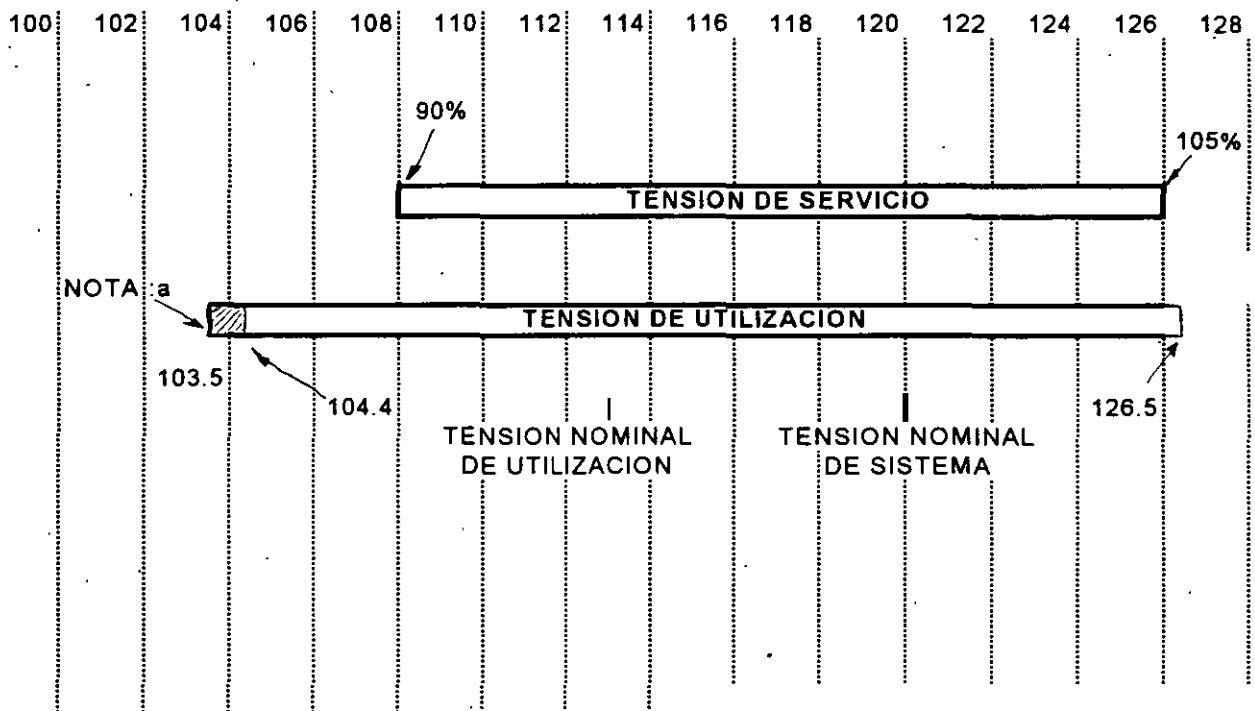
TABLA No. A1 TENSIONES NOMINALES

CLASE	TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (VOLTS)			TENSION NOMINAL DE UTILIZACION	TENSION DE SERVICIO (VOLTS)		TENSION DE UTILIZACION (VOLTS)	
	1F- 3H	3F- 3H	3F - 4H		MAXIMA 5%	MINIMA -10%	MAXIMA 10%	MINIMA -10%
BAJA TENSION	120/240	480	220 Y/127 480 Y/277	115/230 208 Y/120 460 Y/265 460	126/252 231/133.3 504/291 504	108/216 198/114.3 432/249.4 432	126.5/253 228.8/132.1 506/292.1 506	103.5/207 187.2/108.1 414/239 414
MEDIA TENSION		2400 4160 6900 13800	13800 y/7970	2300 4000 6600 13200	2520 4368 7245 14490	2160 3744 6210 12420	2530 4400 7260 14520	2070 3600 5940 11880
		23000	23000 y/13280		14490/8366 24150	12420/7171 20700		
		34500	34500 y /19920		24150/13943 36225	20700/11951 31050		
					36225/20915	31050/17927		
ALTA TENSION		69000 85000 115000 138000 161000 230000			72450 89250 120750 144900 169050 241500	62100 76500 103500 124200 144900 207000		
EXTRA ALTA TENSION		400000			420000	360000		

APENDICE B

ILUSTRACION DE LOS LIMITES DE TENSION DE LA TABLA A1.

La figura siguiente ilustra el criterio de los límites de tensión de la tabla A1, tomando como base un sistema de tensión nominal de 120 V, al cual se le asocia una tensión nominal de utilización de 115 V. Puede verse que, salvo las diferencias menores debidas al hecho de que algunas tensiones nominales de utilización no mantienen exactamente la misma relación que guarda 115 V con respecto a 120 V, estos límites son determinados multiplicando los valores extremos de las bandas aquí mostradas por la relación de cada tensión nominal de sistema con la base de 120 V; por ejemplo, en el caso de 480 V. de tensión nominal del sistema, esta relación es de $480/120 = 4$.



Notas:

- La parte sombreada de la banda no se aplica a circuitos que alimentan cargas de alumbrado.
- La diferencia entre la tensión mínima de servicio y la tensión mínima de utilización tiene por objeto el permitir una cierta caída de tensión en la instalación del usuario.



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 4:

**SELECCIÓN Y ESPECIFICACIONES DE CABLES
Y ACCESORIOS EN MEDIA TENSIÓN DE
CONDUCTORES EN BAJA TENSIÓN**

**ING. RICARDO A. MARQUEZ SORIANO
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

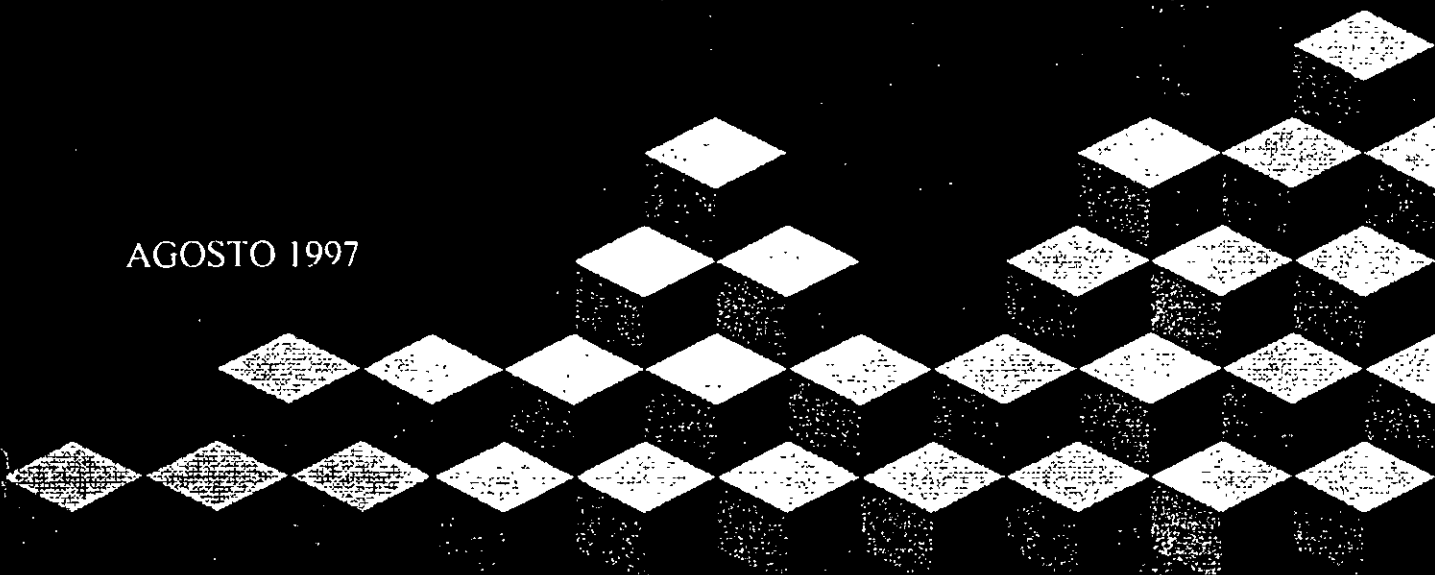
INDUSTRIALES

SELECCION Y ESPECIFICACION DE CABLES Y ACCESORIOS EN MEDIA TENSION DE CONDUCTORES EN BAJA TENSION

TEMA 4

ING. RICARDO A. MARQUEZ S.

AGOSTO 1997





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 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

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

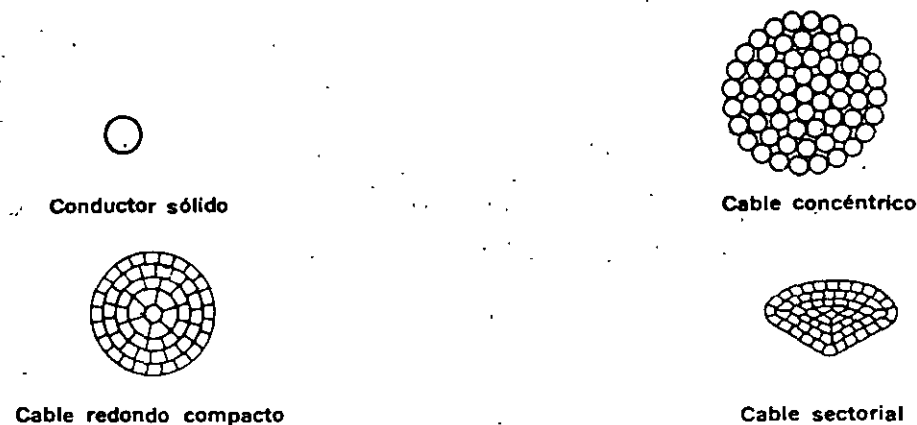


Fig. 1.1 Forma de conductores.

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 AWG

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.

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.

Los aislamientos se pueden dividir en dos grupos principales:

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 reblanecen.

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:

$$G = \frac{0.869 V_o}{dx \log_{10} \frac{d_s}{d_p}} \text{ kV/mm} \quad (2.1)$$

donde:

V_o = tensión al neutro del sistema (en kV)

d_s = diámetro sobre el aislamiento (en mm)

d_p = diámetro sobre la pantalla semiconductora 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_a). 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_a está dado por la siguiente expresión, por lo común en megohms por kilómetro

$$R_a = K \log_{10} d_a/d_p \text{ M}\Omega\text{-km} \quad (2.4)$$

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.

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 prevaletientes 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:

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.

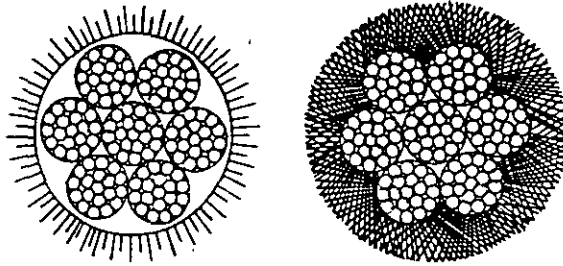


Fig. 3.1 Concentración de esfuerzos eléctricos en los intersticios de un conductor cableado.

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, provocarían 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).

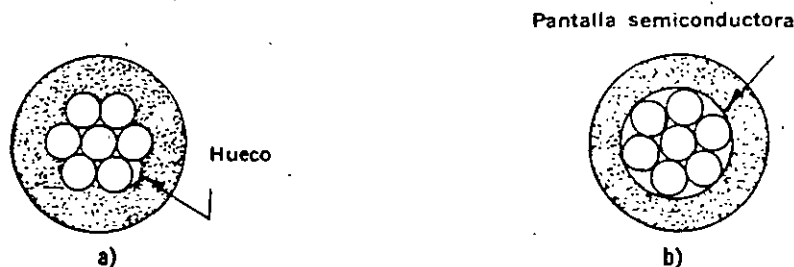


Fig. 3.2 a) Aislamiento directamente extruido sobre el conductor. b) Pantalla semiconductora.

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:

- 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.

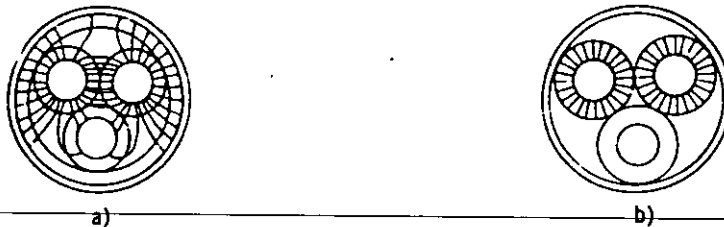


Fig. 3.3 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla.

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.

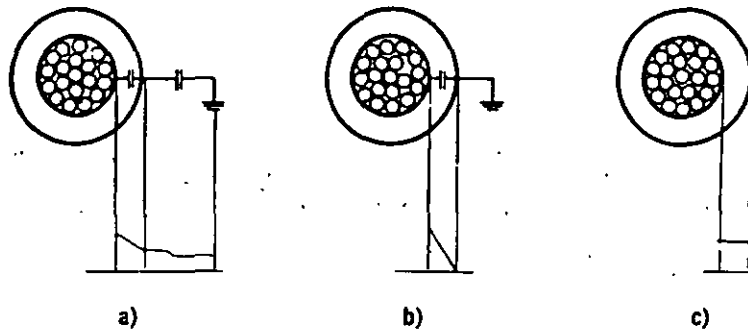


Fig. 3.4 a) Cable sin pantalla. b) Cable con pantalla aterrizada. c) Cable con pantalla no aterrizada.

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.

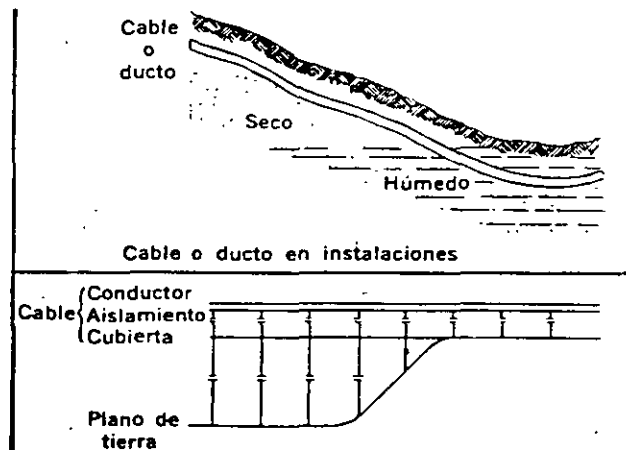


Fig. 3.5 Capacitancia variable a tierra debido a una impedancia no uniforme.

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:

- 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 sobre-corriente, 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.

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 tríplex:
 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) MIN.	- 55	- 60	- 60	- 30	- 30	
MAX.	+ 75	+ 75	- 75	+ 90	+ 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.						

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

Conductores de baja tensión para la industria de la construcción:

- 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 ⁽¹⁾	90°C	Alambres y cables Vinanel 2000
	PVC + Ny	THHN ⁽¹⁾	90°C	Alambres y cables Vinanel Nylon
	PVC + Ny	THWN ⁽¹⁾	75°C	
Termofijos	EP	RHH ⁽¹⁾	90°C	Cable Vulcanel EP Antillama
	EP	RHW ⁽¹⁾	75°C	
	XLP	RHH ⁽¹⁾	90°C	Cable Vulcanel XLP Antillama
	XLP	RHW ⁽¹⁾	75°C	
	XLP	XHHW ⁽¹⁾	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.

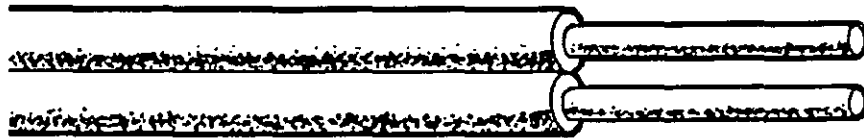


Al hablar de la temperatura máxima de operación de un conductor, es necesario ser específico. Los conductores no se dañan inmediatamente al rebasar la temperatura máxima; esto significa que si un producto TW se utiliza a 61°C, no se abrirá ni se fundirá su aislamiento, pero sí se irá deteriorando y con 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 mordese y provocar una falla en el conductor. Cuide 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 opresor 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:

$$1 \text{ mm}^2 = 1973.5 \text{ circular mils}$$

6

$$1 \text{ mm}^2 = 1.9735 \text{ kCM} = 2 \text{ kCM}$$

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/ACM	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	0.8220	1.0200	1.0700
33.620	2	0.5220	0.6380	0.6700
52.400	1/0	0.3200	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	0.0992	0.1220	0.1280
202.700	400	0.0865	0.1070	0.1110
253.400	500	0.0694	0.0862	0.0900
304.000	600	0.0579	0.0720	0.0750
361.000	750	0.0465	0.0586	0.0610
506.700	1.000	0.0347	0.0452	0.0470

Resistencia eléctrica de alambres de cobre suave

Designación del conductor		Resistencia eléctrica Ω/km		
		Corriente directa	Corriente alterna	
Área 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
3.3077	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 blando	Materia prima de calidad y proceso correcto	Conductores muy duros o tan blandos que se troyen al talarlos	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	Rollos de 95 m en cajas de 100 m por ejemplo	Reducir costo del producto o maquinana 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 Condumex.

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

- 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 preensablado 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 alumbrado 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 Proyectores 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 Marinas 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 estructuras 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

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/m². Para su aplicación práctica, la resistividad se suele dar por volumen. Algunos 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.

$$R_{cd} = \frac{R'}{n} = \frac{\rho}{n} \times \frac{L}{A'} \quad (2)$$

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:

$$R_{cd} = \rho \frac{L}{A} (1 - k_c) \quad (3)$$

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	300	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 en la 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:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha (T_2 - T_1)] \quad (4)$$

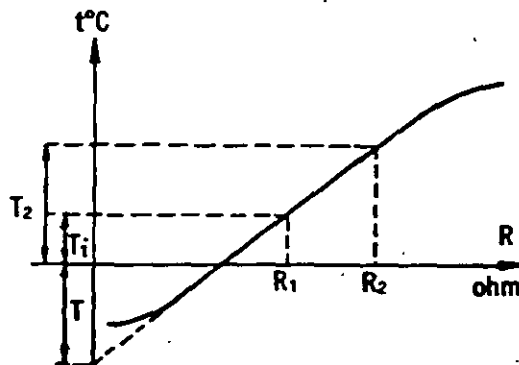


Fig. 5.1 Variación de la resistencia de un conductor eléctrico metálico con la temperatura.

RESISTENCIA DEL CONDUCTOR

en donde α se denomina "coeficiente de corrección por temperatura" y sus dimensiones son el recíproco de grados centígrados. El valor de la resistividad 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°C para cobre recocido estirado en frío con 100% de conductividad, según IACS.

|T| = 241°C para cobre semiduro estirado en frío con 97.3% de conductividad, según IACS.

|T| = 228°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:

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + Y_s + Y_p) \quad (9)$$

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 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 (Y_p)

Esto es válido para cables paralelos que alimentan cargas monofásicas trifásicas. La fórmula siguiente da el valor de Y_p :

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 \left[0.312 \left(\frac{d_c}{s} \right)^2 + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8 X_p^4} + 0.27} \right] \quad (1)$$

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, se pueden efectuar 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:

$$\alpha = \frac{1}{234.5 + 20} = 0.003929/^{\circ}\text{C (Fórmula 5.6)}$$

$$R_{cd(90^{\circ}\text{C})} = 0.0694 [1 + 0.00393 (90 - 20)] = 0.0885 \text{ ohm/km (Fórmula 5.4)}$$

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,

$$R_{ca(90^\circ C)} = 0.0885 (1 + 0.015 + 0.0005) = 0.0899 \text{ ohm/km}$$

Por tablas (aproximaciones)

La secuencia a seguir es:

1. Resistencia a la c.d. a 20°C (Tabla 5.2a)

Dividir entre el factor correspondiente de la tabla 5.3

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

$$R_{cd(20^\circ C)} = 0.0694$$

Tomando el valor de corrección de la tabla 5.3

$$R_{cd(90^\circ C)} = \frac{0.0694}{0.784} = 0.0885$$

Con el factor de corrección de la tabla 5.5 incluimos el efecto de piel y de proximidad.

$$R_{ca(90^\circ C)} = 0.0885 \times 1.018 = 0.0901 \text{ ohm/km}$$

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.

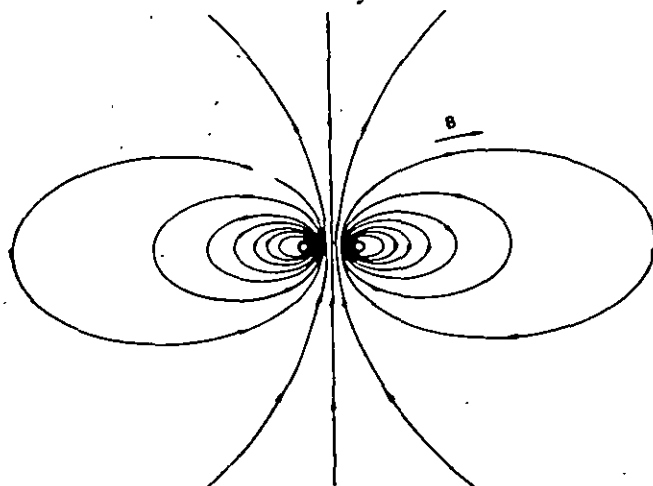


Fig. 6.1 Flujos magnéticos que rodean a conductores por los que circulan corrientes variables.

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

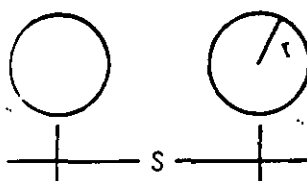
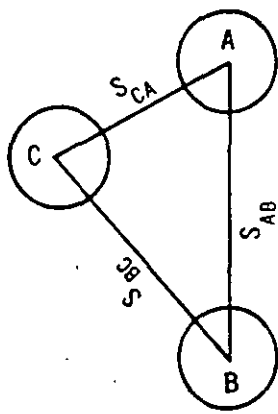
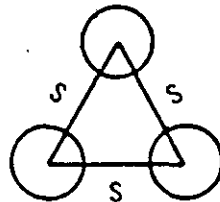
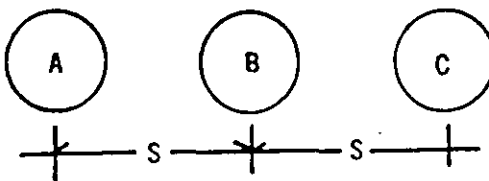
L = inductancia en henry/km

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 6.2 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 $DMG = \sqrt[3]{2} \times S \quad (6.6)$</p> <p>Formación plana</p>

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 monopolares 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 monopolares en paralelo.

INDUCTANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

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.

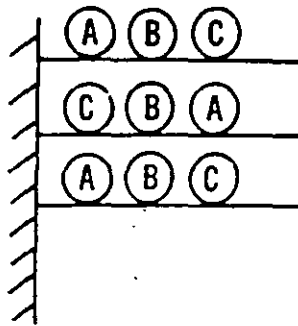
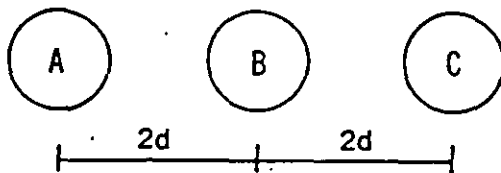


Fig. 4 Cables dispuestos en charolas.

Calcular la inductancia y reactancia inductiva de un sistema trifásico 60 Hz, con cables VULCANEL 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:

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \quad (4)$$

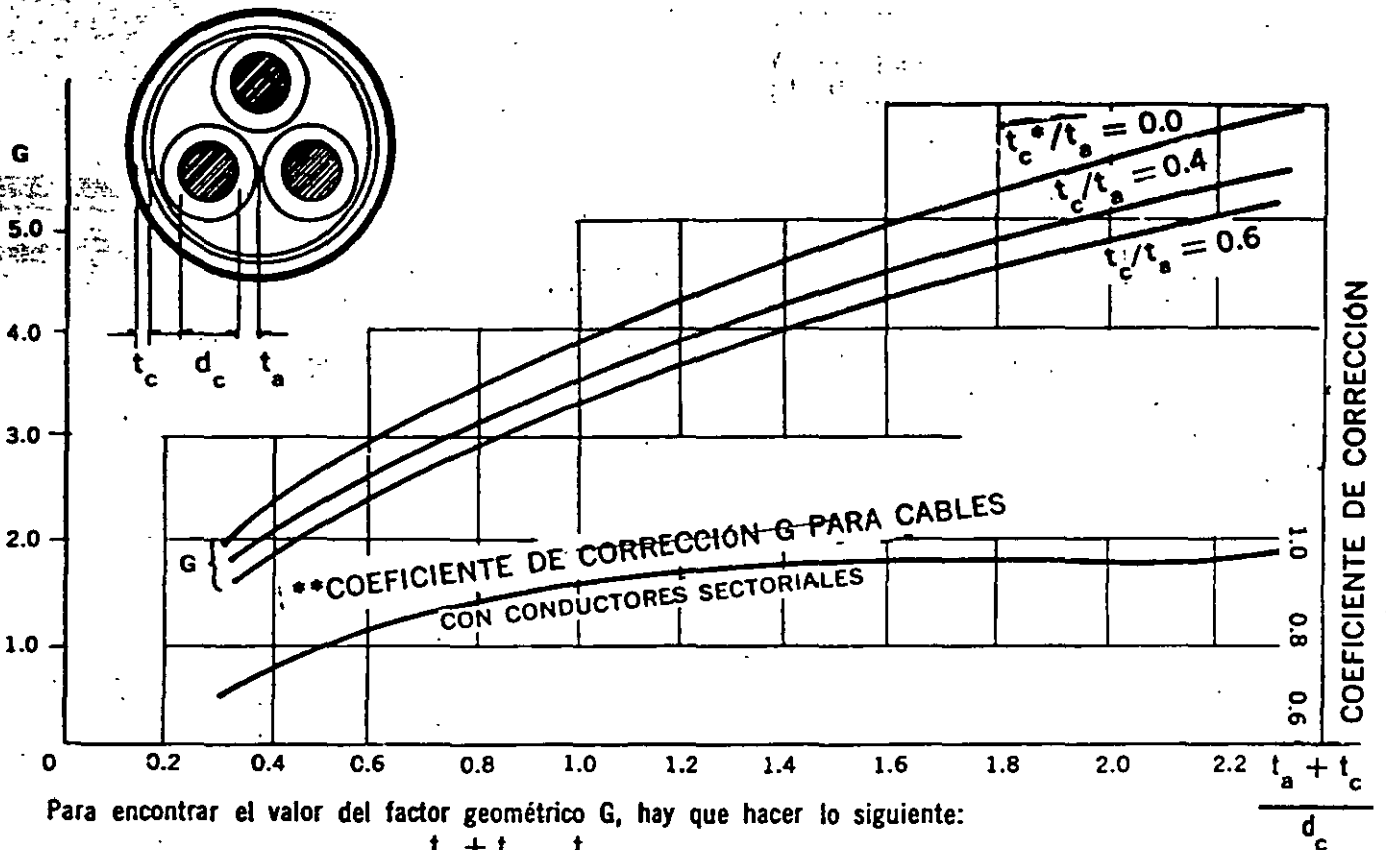
donde:

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 (3),

$$C = \frac{0.0241 (2.6)}{\log \left[\frac{29.43}{20.19} \right]} \left[\frac{\mu\text{F}}{\text{km}} \right] = 3.829 \times 10^{-1} \frac{\mu\text{F}}{\text{km}}$$

Por la ecuación (4),

$$X_c = \frac{1}{2 \pi f C} \text{ Mohm} \cdot \text{km}$$

$$X_c = \frac{1}{2 \pi (60) (3.829 \times 10^{-1})} = 0.00092 \text{ M}\Omega \cdot \text{km}$$



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.

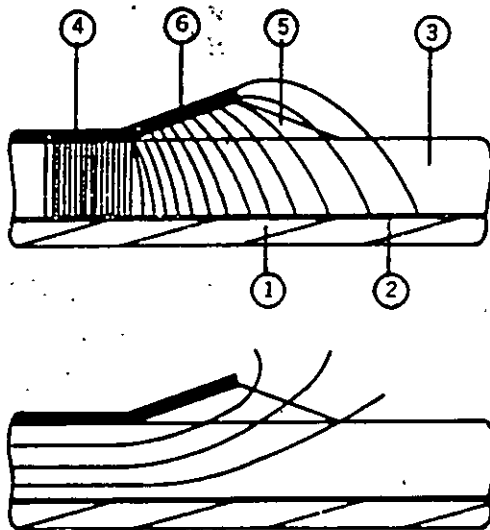
Principios de operación

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

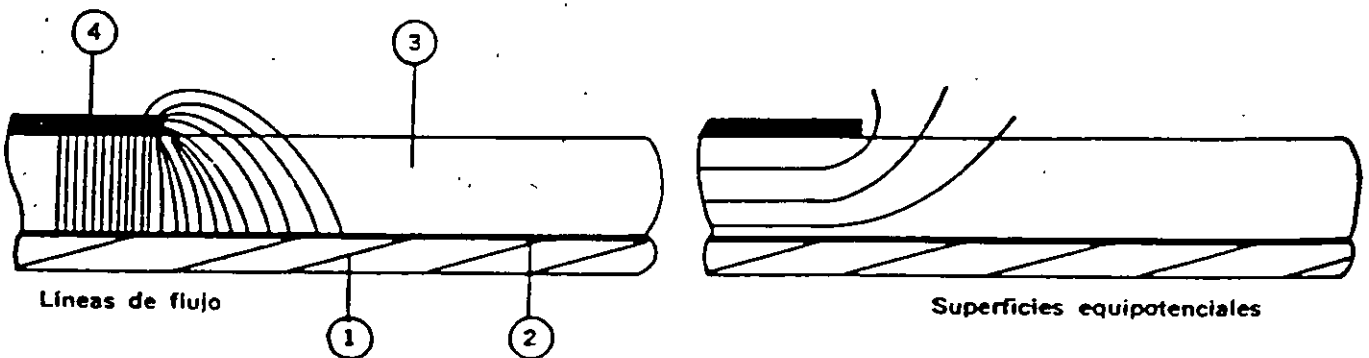
Es aquella que "Proporciona control de los esfuerzos eléctricos que se presentan en el aislamiento del cable al interrumpir y retirar la pantalla y proporciona distancia de fuga aislada externa entre los conductores del cable y tierra". Los tipos de terminales disponibles son premoldeada, termocontráctil 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.



- 1. Conductor
- 2. Pantalla sobre conductor
- 3. Aislamiento
- 4. Pantalla sobre aislamiento

Fig. 13.1 Esfuerzos eléctricos en la terminación de la pantalla sin usar ningún método de alivio.

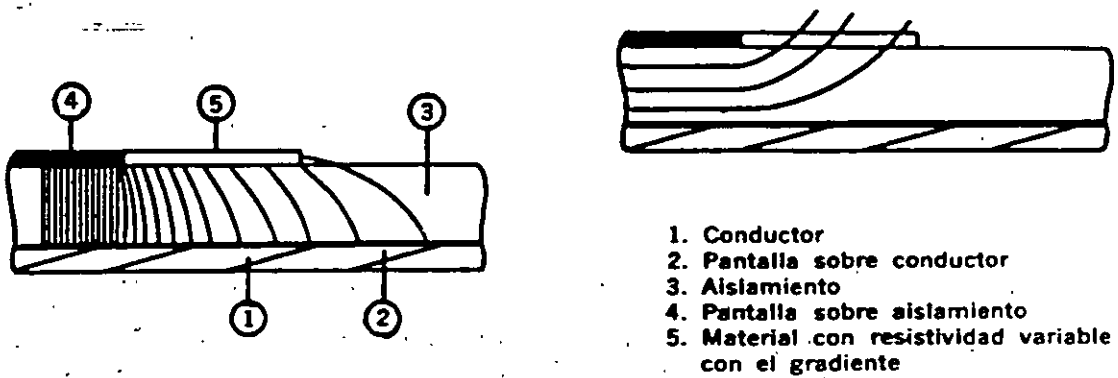


Fig. 13.3 Control de esfuerzos eléctricos por los métodos de resistividad variable y capacitivo.

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

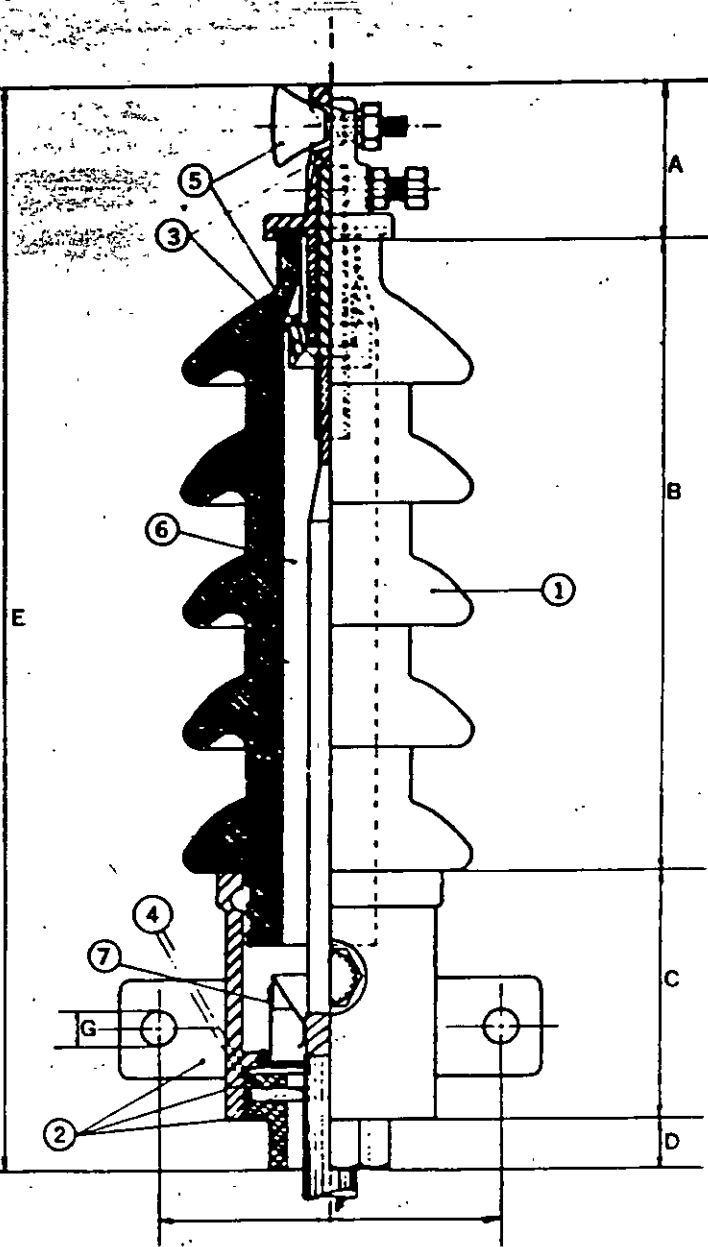
En la figura 13.4 se ilustra una terminal de porcelana (terminal tipo bayoneta) la cual contiene como elementos funcionales, considerados para la clasificación, los siguientes:

- 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

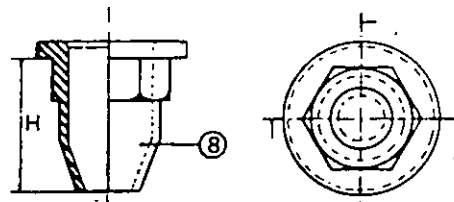


LISTA DE MATERIALES:

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 ==

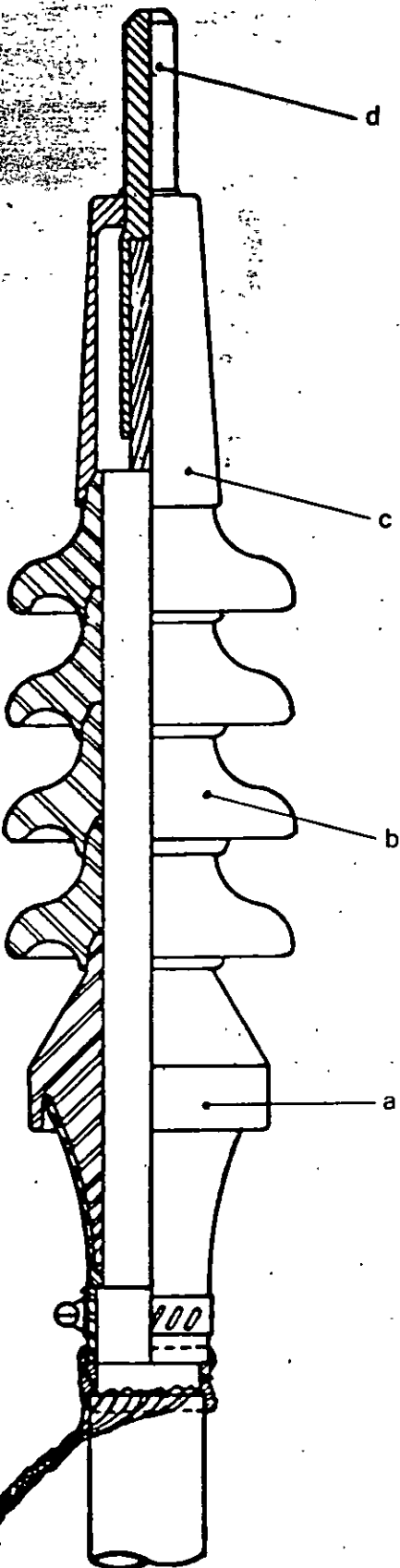
En la figura 13.5 se muestran los detalles constructivos de una terminal premoldeada para utilización en intemperie (TMI), la función de cada uno de sus elementos se define a continuación:

- **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 homogeneizar 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.

TERMINALES



- 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 pre-moldeados; 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.

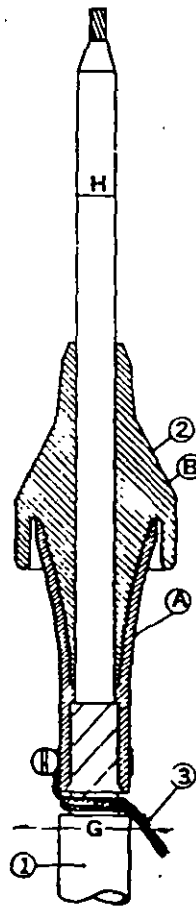


Fig. 13.6 Detalle constructivo de la terminal para uso en interiores (TIP).

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 TTB-35-2	
2/0 AWG				
3/0 AWG				
4/0 AWG				
250 MCM				
300 MCM	TT-25-3 (30.0-42.0)*	TTB-35-2 TTB-35-2		
350 MCM				
400 MCM				
500 MCM	TTB-35-2 TTB-35-2			
750 MCM				
1000 MCM				

* Diámetro sobre aislamiento (mm).

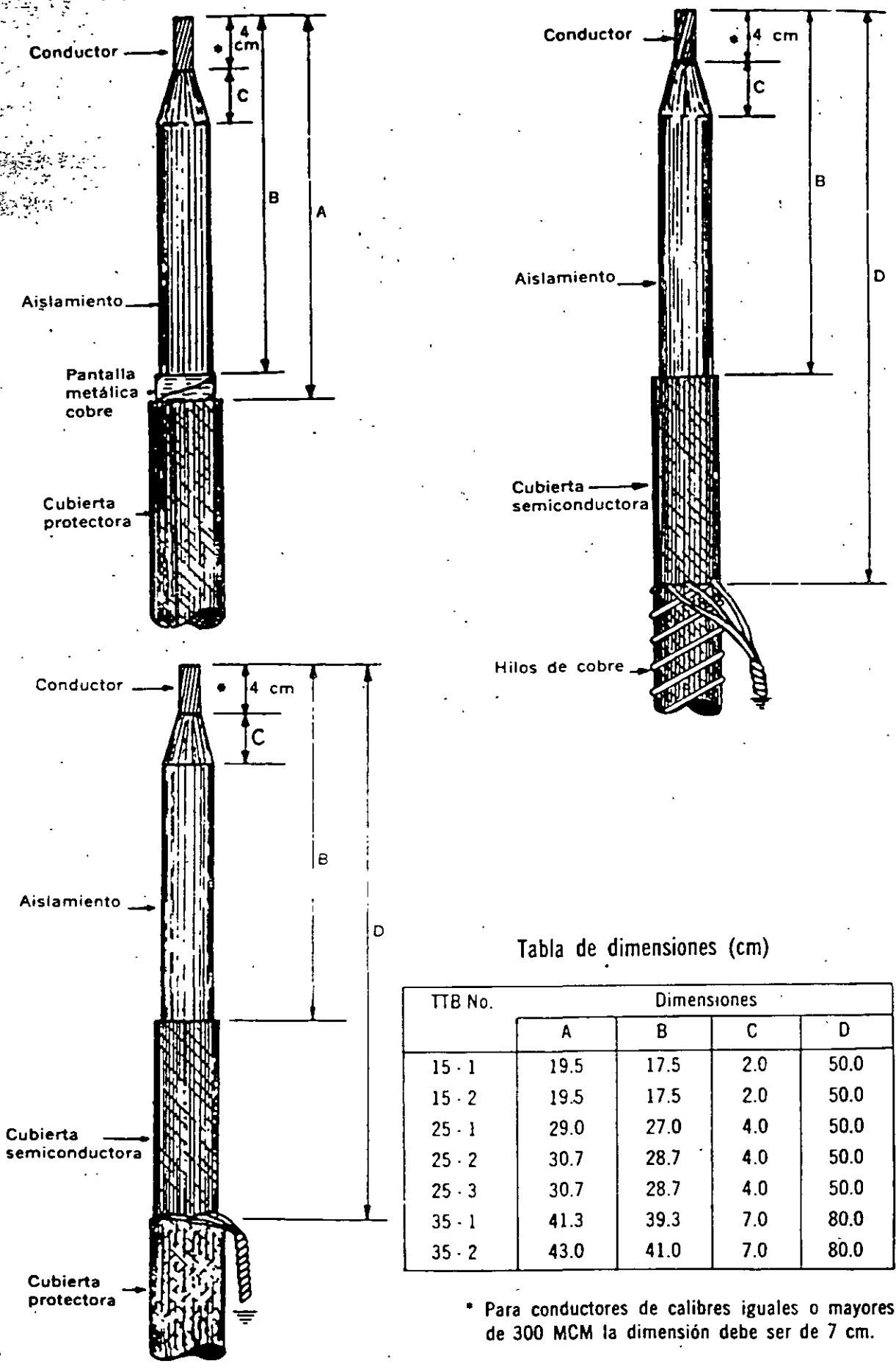
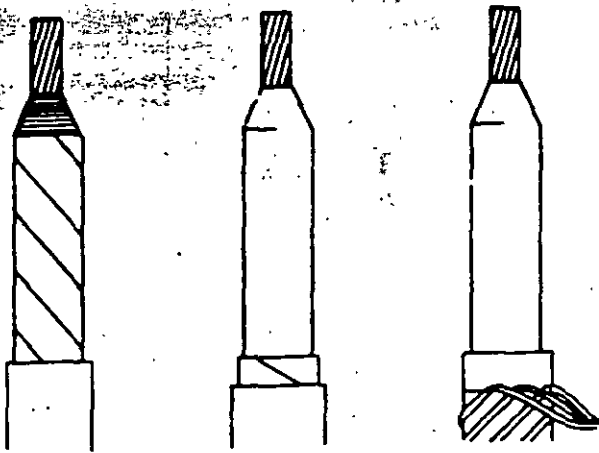


Tabla de dimensiones (cm)

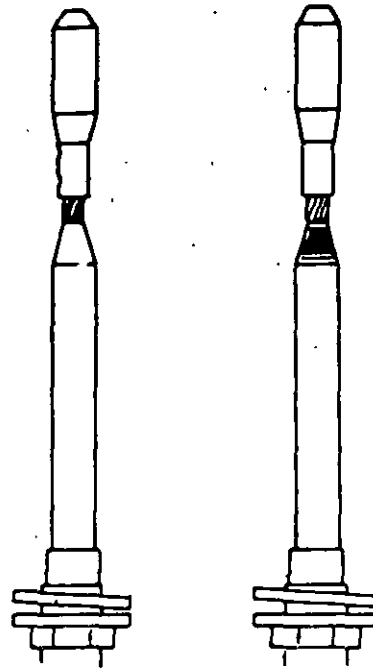
TTB No.	Dimensiones			
	A	B	C	D
15 - 1	19.5	17.5	2.0	50.0
15 - 2	19.5	17.5	2.0	50.0
25 - 1	29.0	27.0	4.0	50.0
25 - 2	30.7	28.7	4.0	50.0
25 - 3	30.7	28.7	4.0	50.0
35 - 1	41.3	39.3	7.0	80.0
35 - 2	43.0	41.0	7.0	80.0

* Para conductores de calibres iguales o mayores de 300 MCM la dimensión debe ser de 7 cm.

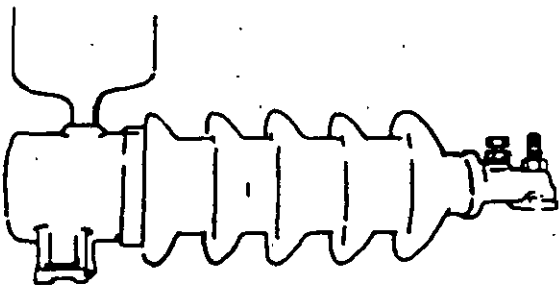
Fig. 13.7 Distancias de preparación para TTB en las construcciones de cables más empleadas.



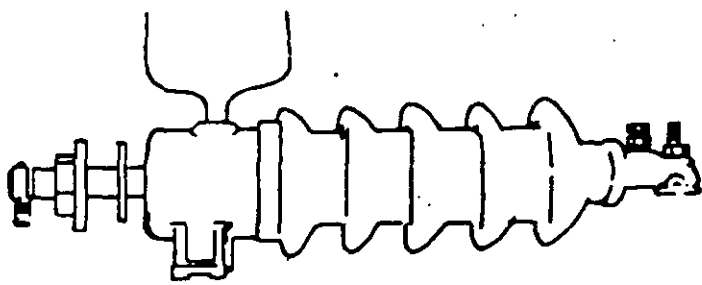
1. Prepare la punta del calibre respetando las dimensiones estipuladas en los instructivos.



2. Coloque el conector, "ponchándolo" o soldándolo, e introduzca la abrazadera, la contratapa y el empaque, en este orden, sobre el cable.

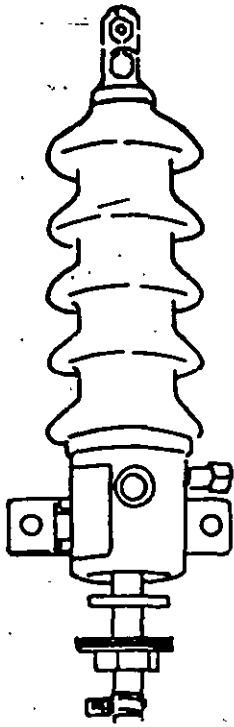


3. Quite el tapón de la terminal y, en su lugar, coloque la botella de plástico. Afloje el tornillo del conector exterior para que pase libremente el conector interior.

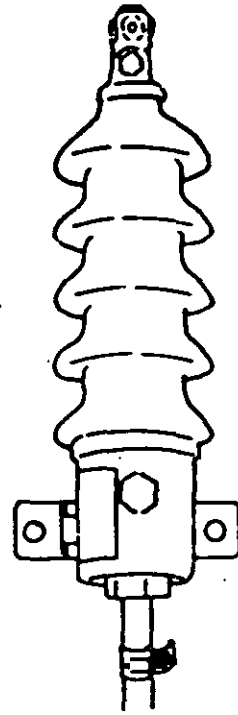


4. Introduzca el cable hasta que el conector interior embone con el exterior.

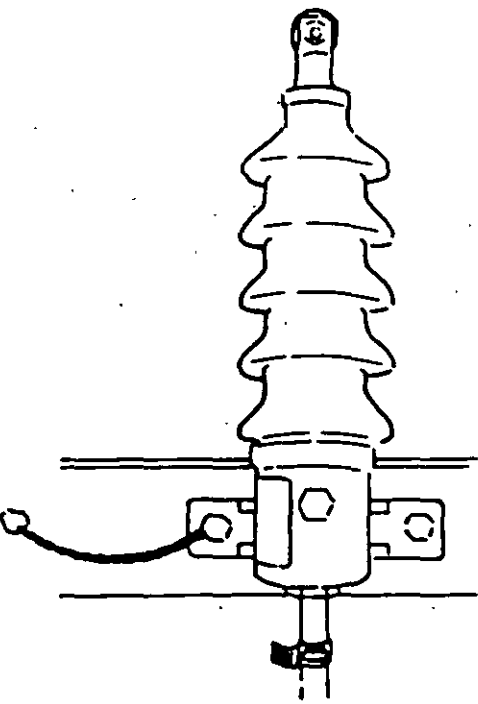
Fig. 13.8 Proceso de instalación de TTB.



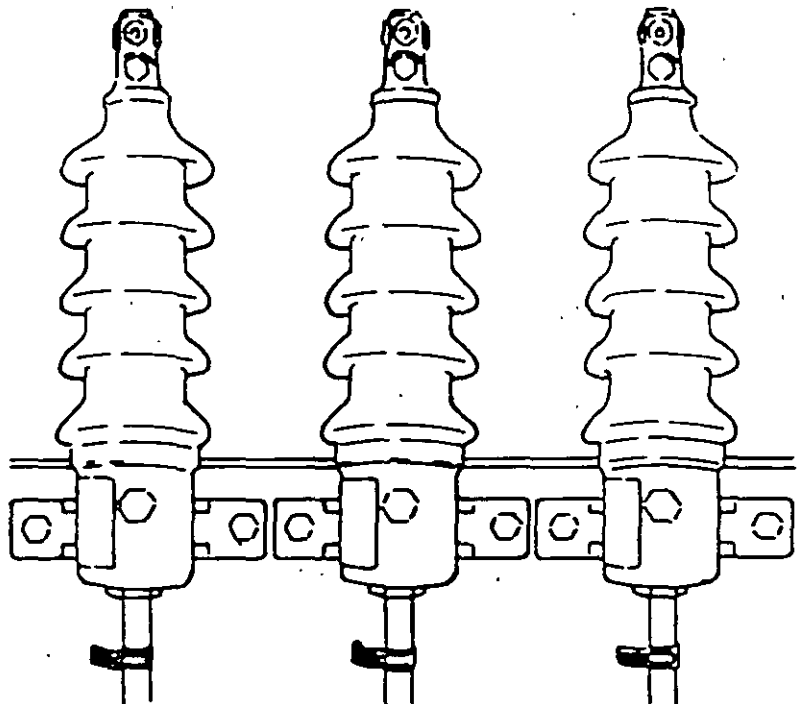
5. Quite la botella y coloque el tapón. Apriete el tornillo del conector exterior.



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

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 *

Tensión	Calibre (AWG o MCM)														
	6	4	2	1	1/0	2/0	3/0	4/0	250	300	350	400	500	600	750
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.

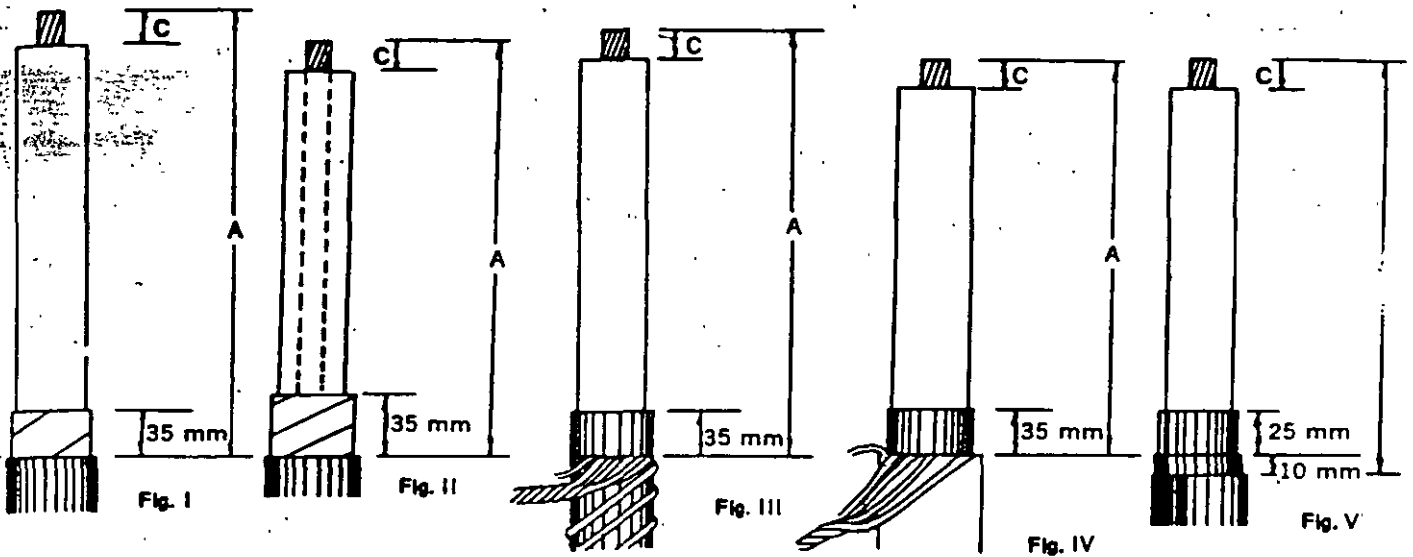


Tabla de dimensiones

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

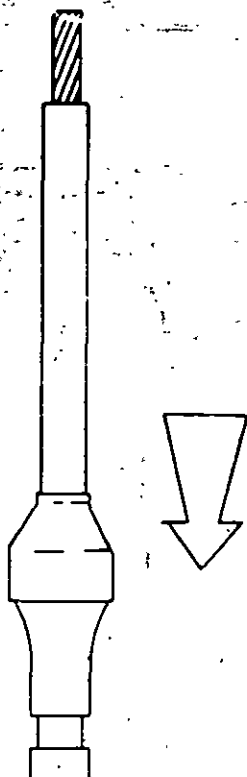
* La dimensión "B" se mide a partir del último módulo o campana y se retira el excedente de aislamiento y conductores.

** La dimensión "C" se marca sobre el aislamiento a partir de la punta del cable y se retira éste, dejando al descubierto el conductor.

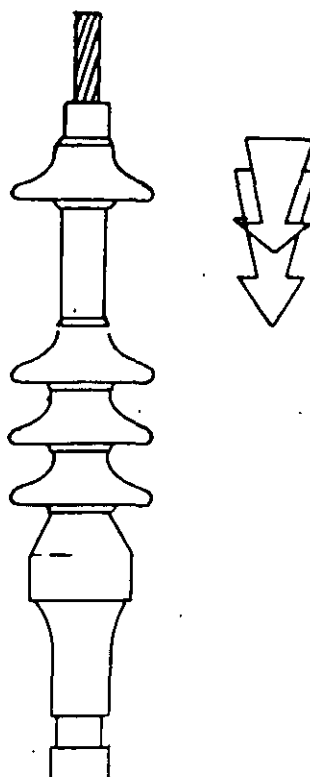
Tipos de cable:

- 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.

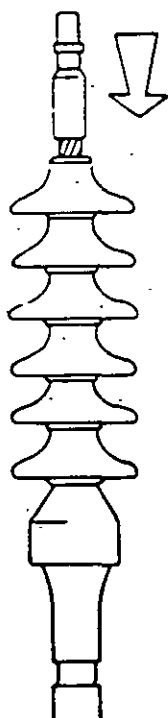
Fig. 13.9 Distancias de preparación para TMI en diversas construcciones de cables extruidos.



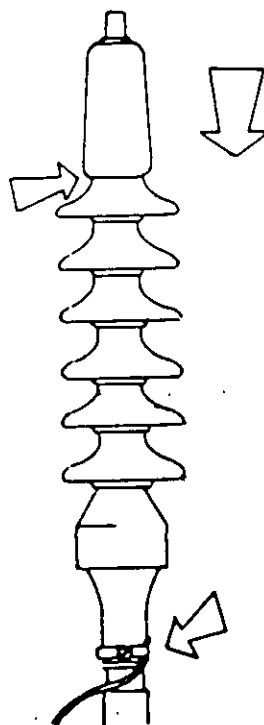
1. Prepare el cable e instale el cono de acuerdo con el instructivo incluido en cada estuche.



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.

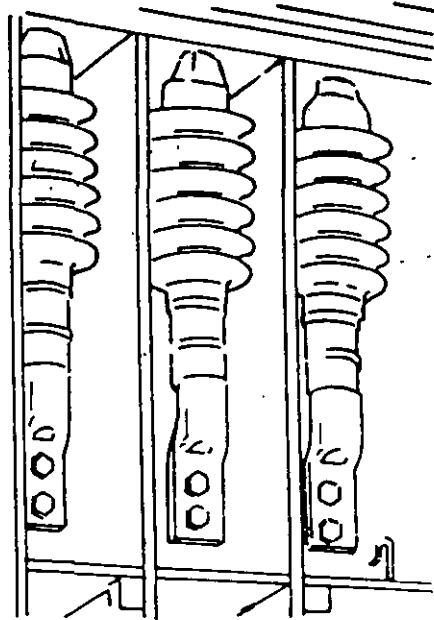


Fig. 13.11 Instalaciones en intemperie e interiores de terminales TMI.

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.



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.

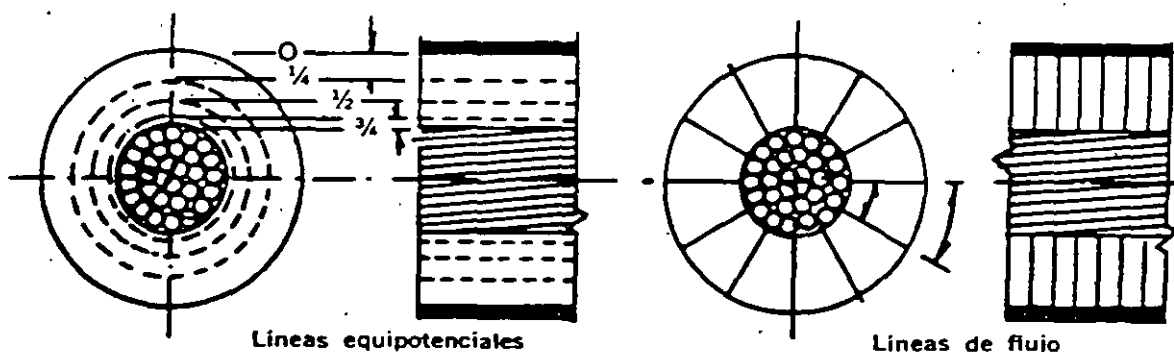


Fig. 14.1 Líneas de flujo en cables blindados.

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.

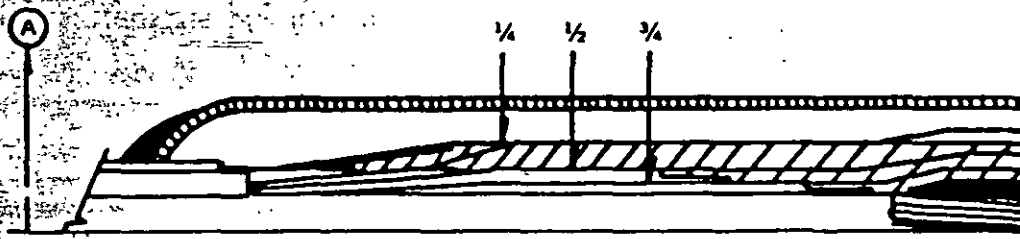


Fig. 14.2 Líneas equipotenciales en empalme encintado.

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.

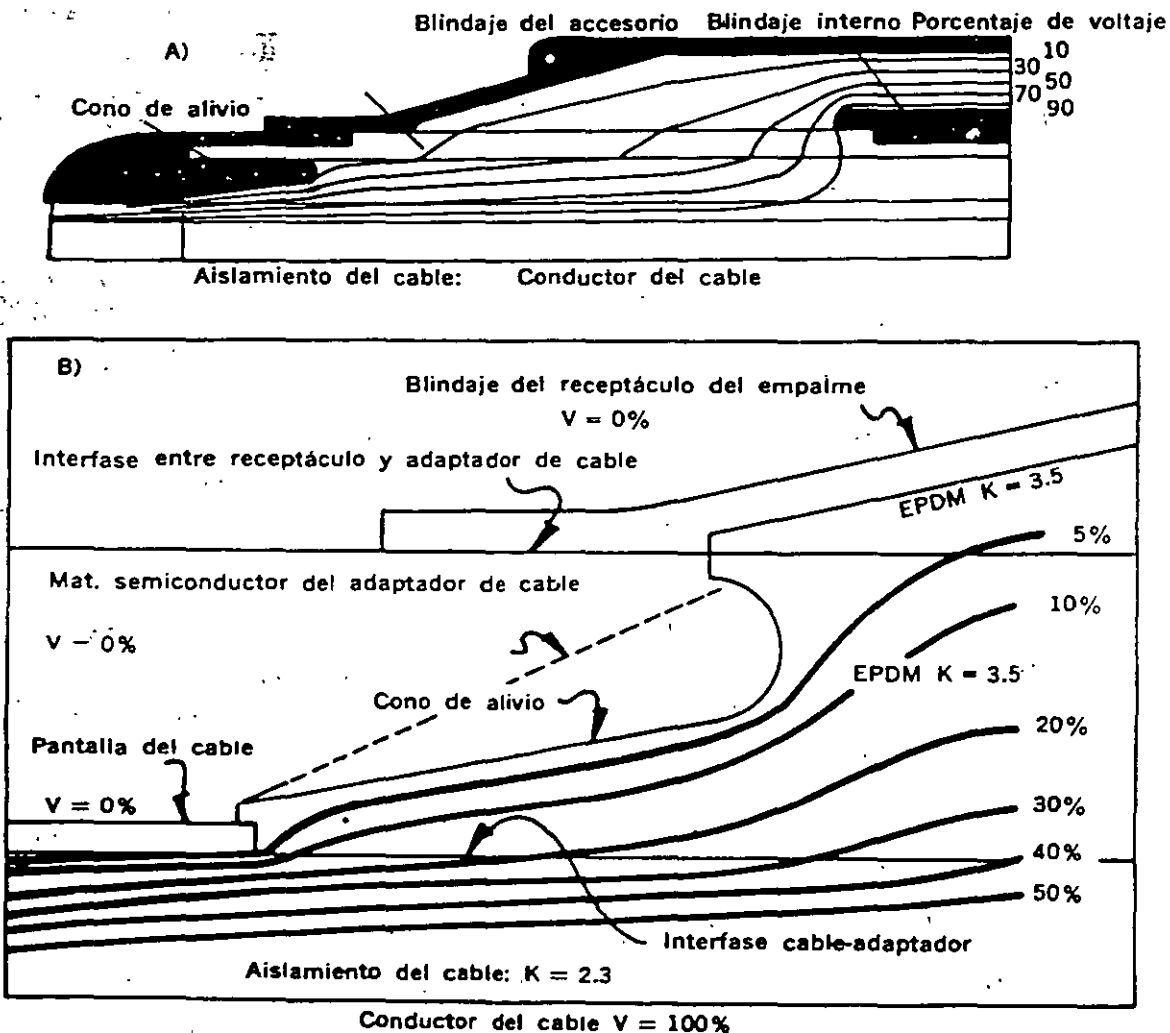


Fig. 14.3 Líneas equipotenciales en una unión premoldeada: A) en la sección del blindaje del conductor y B) en la sección de interacción con el aislamiento del cable y partes del ensamble de la unión.

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-

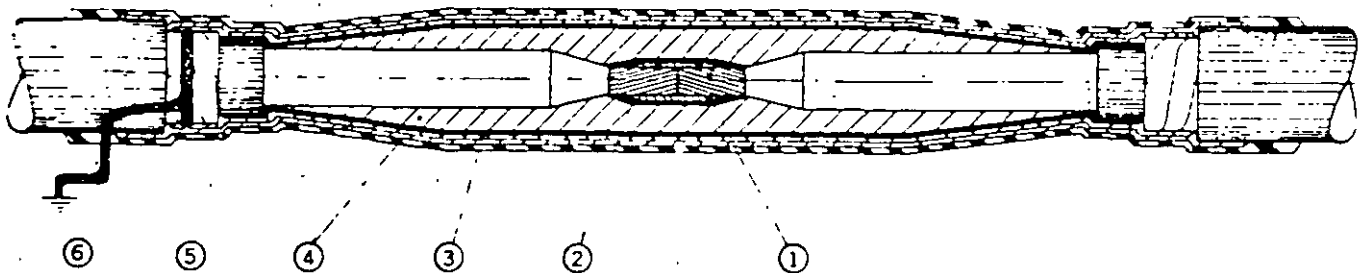
miento de los cables por unir, de esta manera se conocen los siguientes tipos de empalmes:

- 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.



Descripcion 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.

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 indicará 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:

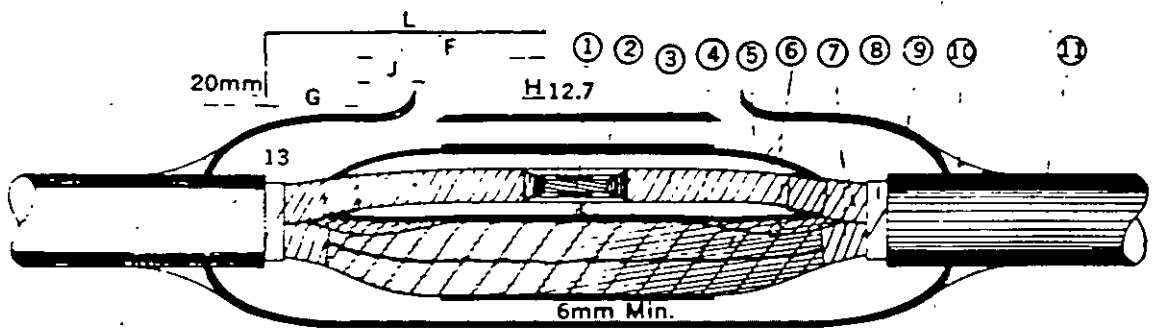
$$\text{TCPM} - [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] -$$

$$- [1 \text{ o } 3] \times [\text{Cal. AWG, MCM o mm}^2] - [\text{Cu o Al}], [5 \text{ a } 138] \text{ kV (2)}$$

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:

$$\text{CPM 1} \times 250 \text{ MCM, Cu, 34.5 kV.}$$



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 teragtas
3. Cinta teragtas
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

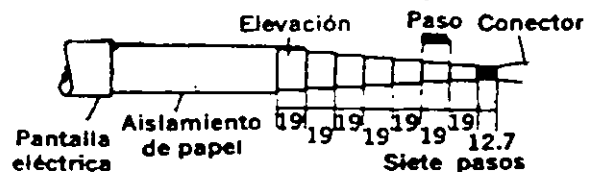
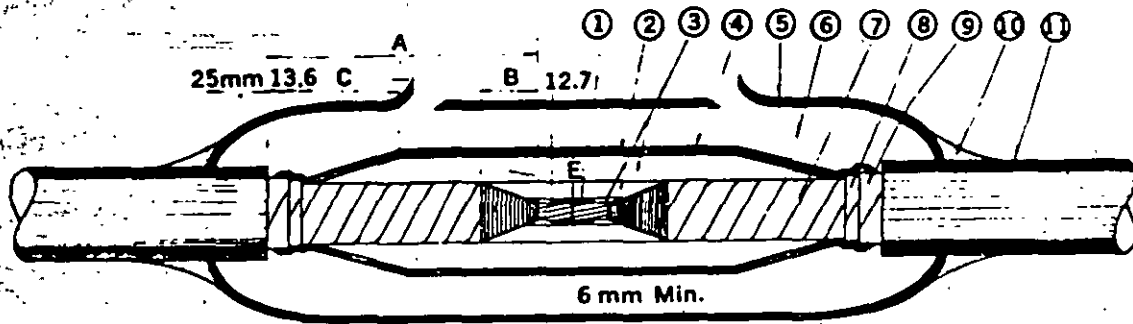


Fig. 14.7 Construcción de un empalme recto en dos cables de potencia monopólares o tripolares 13 000 a 35 000 Volts con pantalla eléctrica. "Empalme de bala."



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

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 semiconductora
9. Pantalla de cobre
10. Soldadura de plomo-estaño
11. Cubierta de plomo

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.

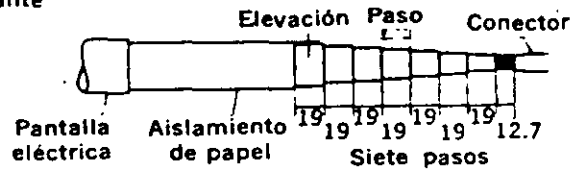
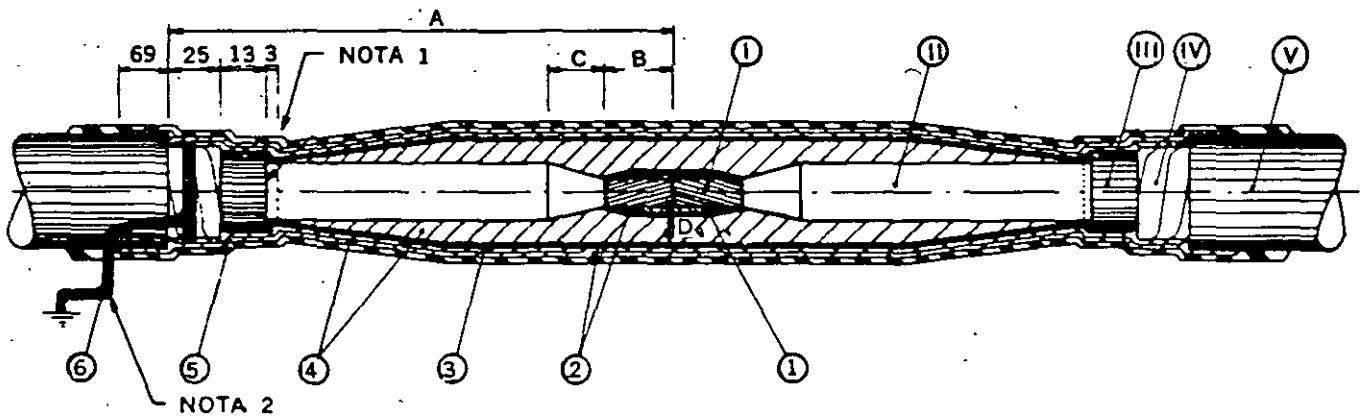


Fig. 14.7 (Continuación).



Descripción del cable

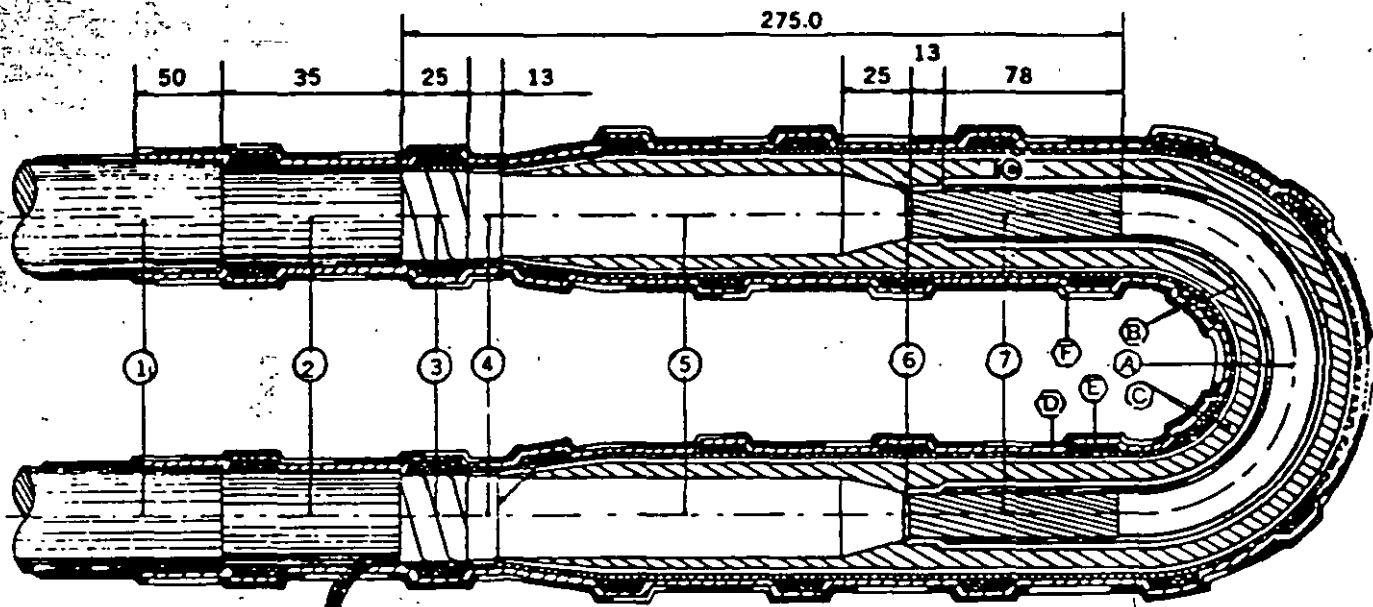
- I. Conductor
- II. Aislamiento
- III. Cubierta semiconductora
- IV. Pantalla de cobre
- V. Cubierta de PVC

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			

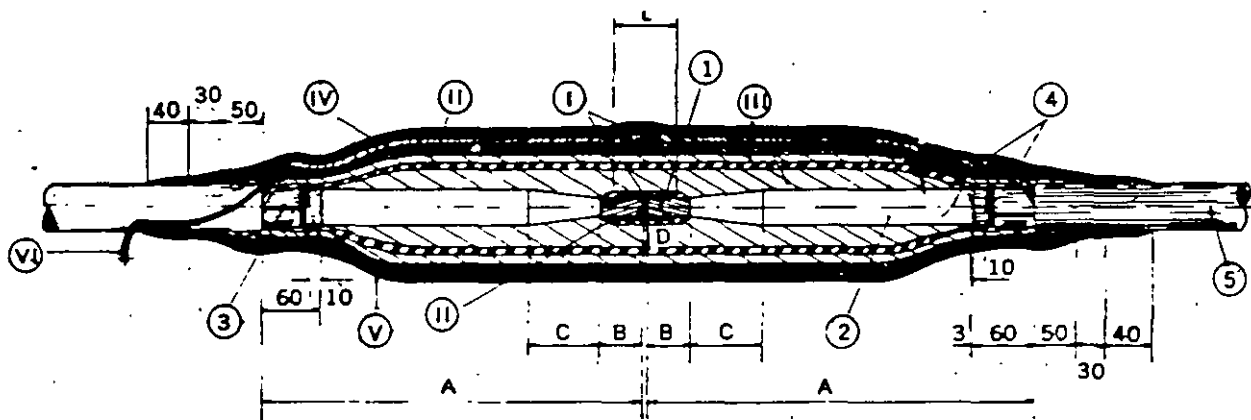
Fig. 14.8 Empalme CPM recto.



Acotaciones mm.

- | | | |
|--|---|--|
| 1. Cubierta exterior | Trenza de cobre estañada No. 12 AWG (conexión a tierra) | 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 más			
	175	235	285	355
B	Mitad del largo del conector más			
	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

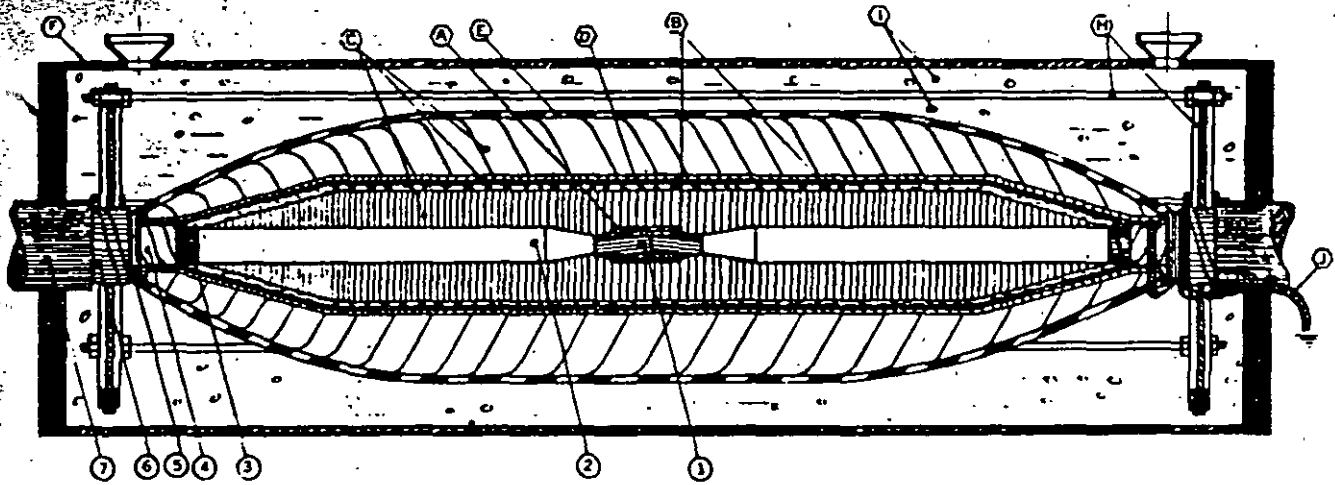
1. Conductor
2. Aislamiento del cable
3. Pantalla semiconductor extruida
4. Neutro concéntrico.
5. Cubierta exterior

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 epóxi
- VI. Trenza plana

Fig. 14.10 Empalme encintado para cable con aislamiento extruido, neutro concéntrico y cubierta exterior.

EMPALMES

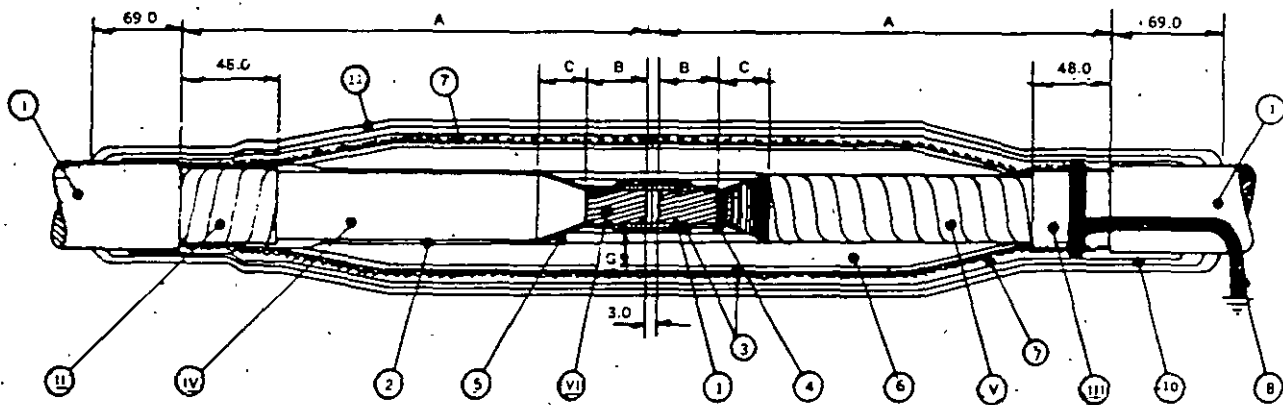


1. Conductor
2. Aislamiento
3. Cinta semiconductor
4. Pantalla metálica individual
5. Cubierta reunidora
6. Fleje de acero
7. Cubierta exterior

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

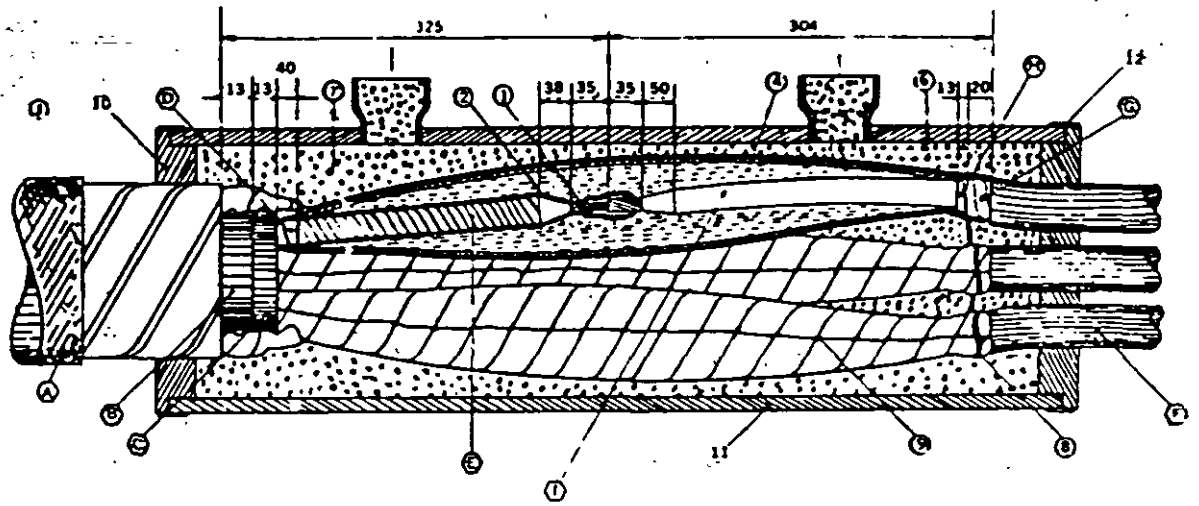
Materiales

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			
C	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.

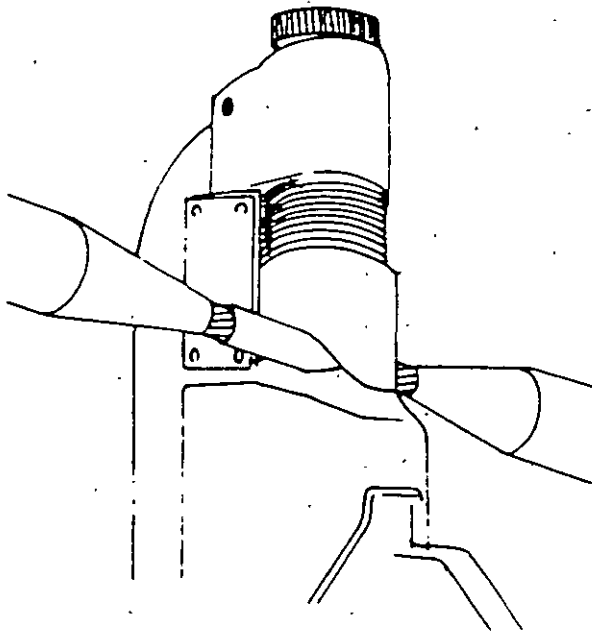


Identificación de materiales

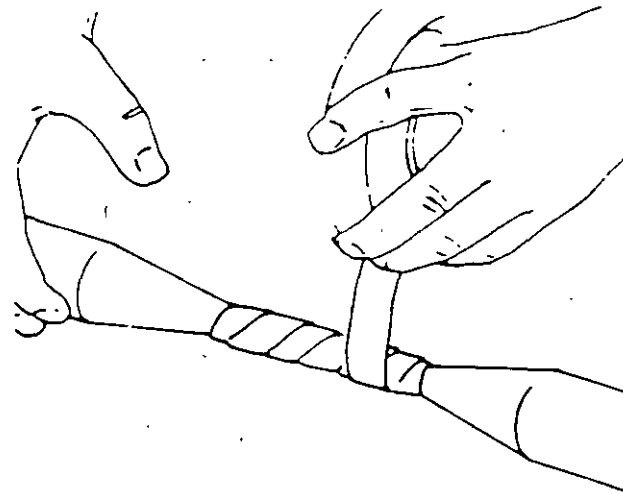
- 1. Conector
- 2. Cinta TRI-SIL
- 4. Cinta BI-SEAL No. 3
- 6. Cinta semiconductor No. 17
- 7. Malla de cobre estañada
- 8. Trenza plana estañada
- 9. Cordon de soldadura
- 10. Tacones de neopreno
- 11. Molde de PVC
- 12. Cinta de PVC con adhesivo

- 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.

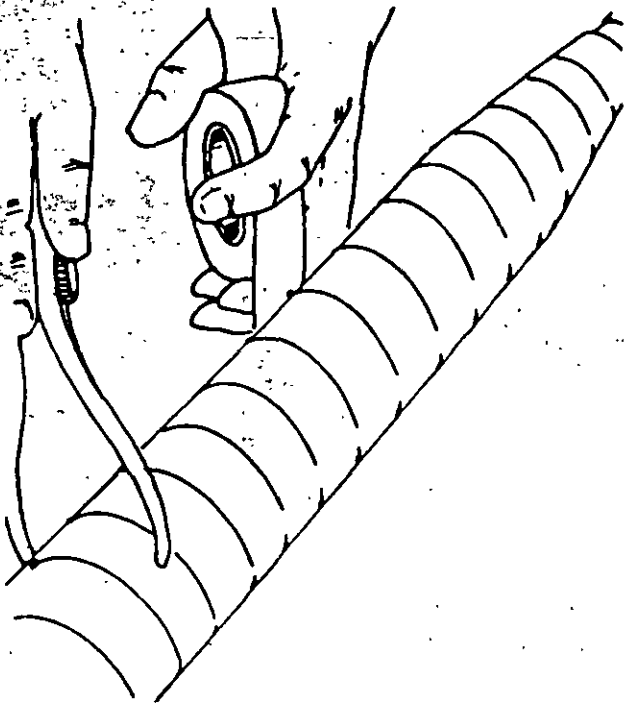


1. Prepare las puntas por unir, de acuerdo con el instructivo incluido en el estuche, e instale el conector, preferentemente de compresión para cables con aislamiento seco.

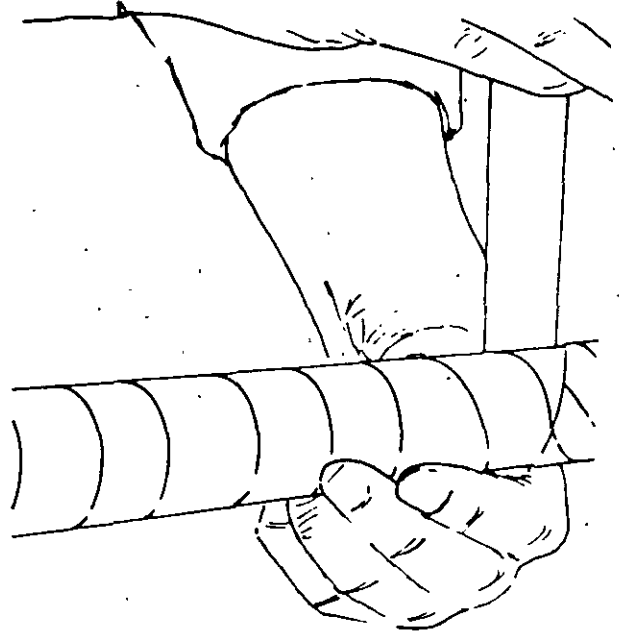


2. Rellene las indentaciones producidas por las pinzas en el conector y cubra el mismo y conductor desnudo con cinta conductora Bisho No. 17, a fin de uniformar el perfil.

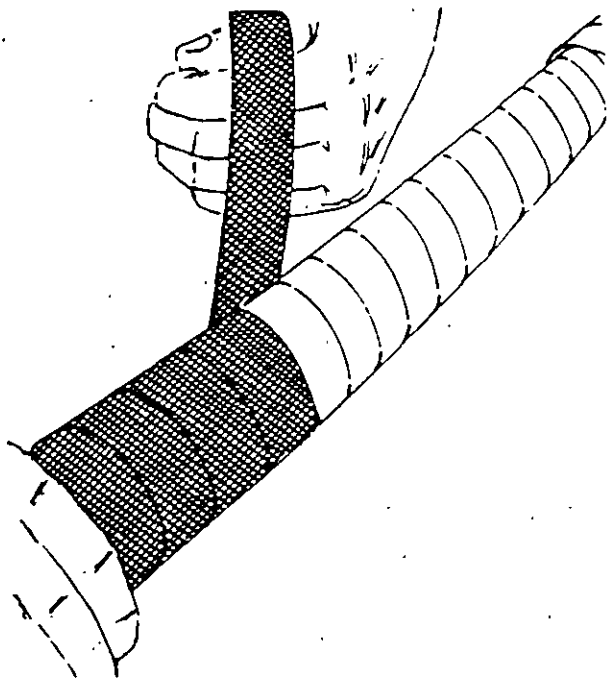
Fig. 14.14 Proceso de elaboración del empalme encintado.



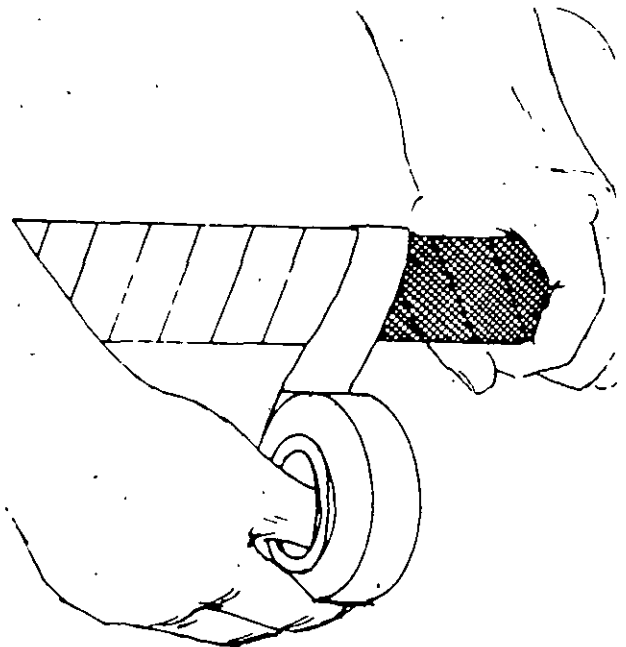
3. Restituya el aislamiento con cinta autovulcanizable BISHOP BI-SEAL No. 3, hasta obtener un espesor igual a $1\frac{1}{2}$ veces el del aislamiento original del cable.



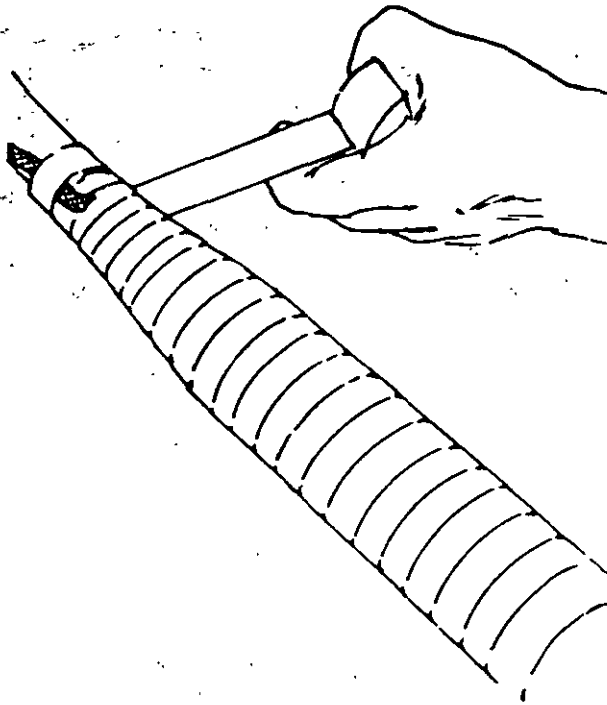
4. Restituya el primer elemento conductor de la pantalla del cable con cinta conductora Bishop No. 17, encintando a medio traslape y con tensión uniforme. Esta cinta vulcanizada con la BI-SEAL No. 3.



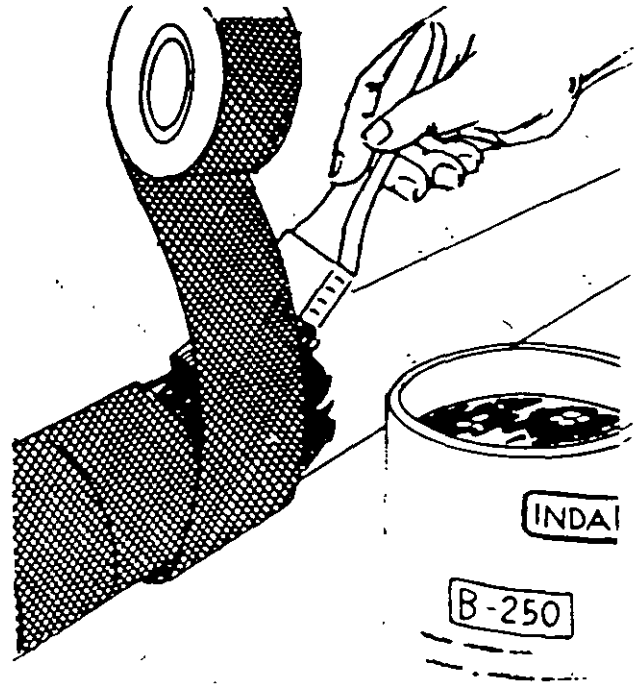
5. La continuidad metálica se consigue dando un encintado a medio traslape, con malla de cobre estañada INDAEL. Es necesario soldar a la pantalla original, tanto la malla como la trenza para conectar a tierra.



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...

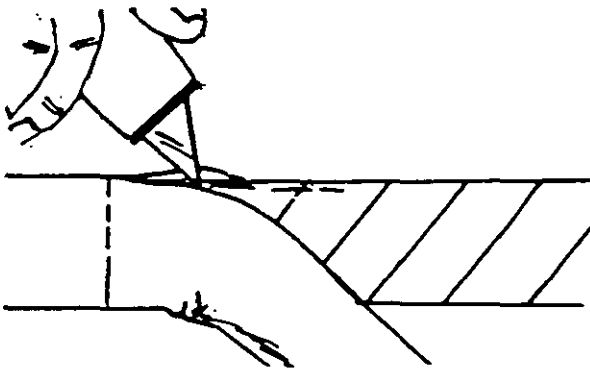


7. Restituyendo la cubierta externa original del cable con cinta de neopreno BISHOP BI-RENE, o vinílica, según sea el material original.

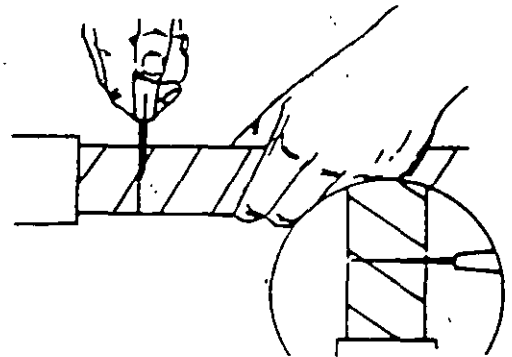


8. Si la cubierta del cable es de plomo, o si se desea protección para enterrar directamente en registros inundados, dé una cubierta de fibra de vidrio impregnada en resina epoxi.

Fig. 14.14 (Continuación).

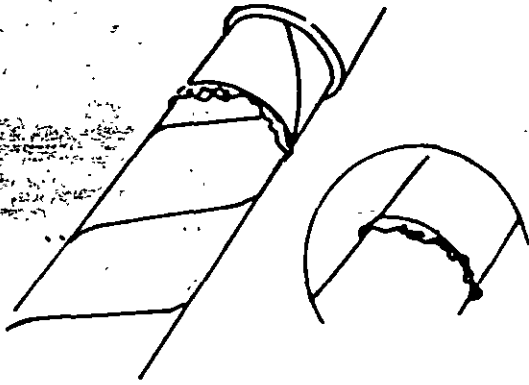


1. Al cortar la cubierta protectora del cable, no dañar la pantalla electrostática, sobre todo cerca de donde se inició el corte.

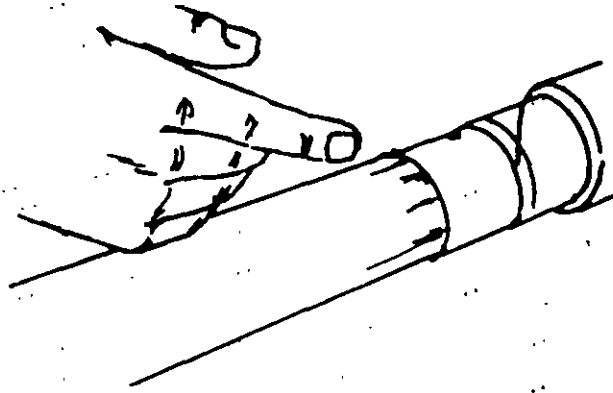


2. Al efectuar el corte de la pantalla, no cortar lastimar el aislamiento, ya que esto equivaldría a dejar una burbuja ocluida.

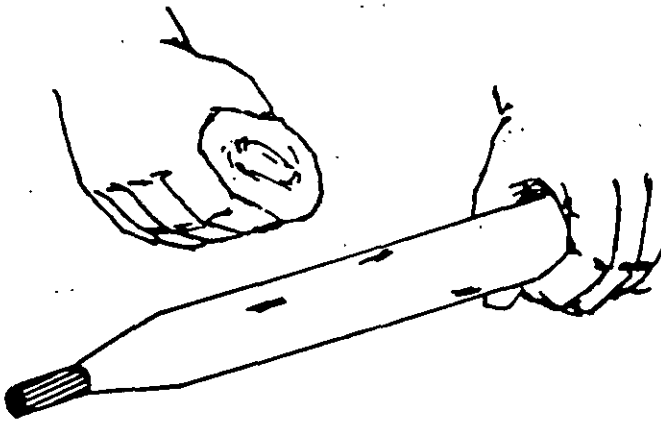
Fig. 14.15 Fallas más comunes en su elaboración.



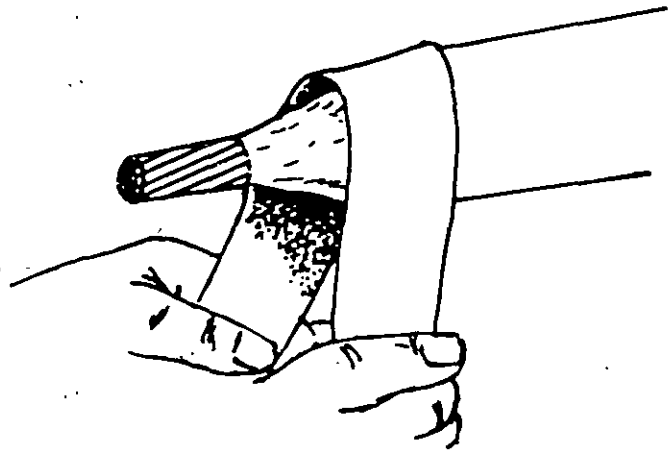
3. La terminación de la pantalla metálica no debe dejar rebabas, ya que producen concentraciones peligrosas de esfuerzos.



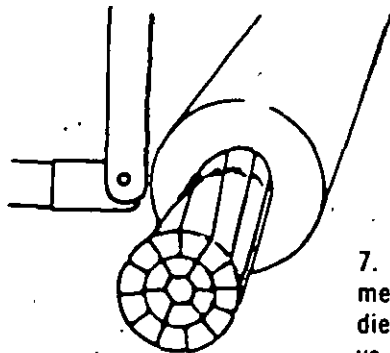
4. Al hacer el corte en la cinta semiconductor original del cable, éste debe ser uniforme y no dejar manchas o hilos.



5. La permanencia de materiales semiconductores sobre el aislamiento propicia la falla 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).



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 7:

PROTECCIÓN CONTRA SOBRECORRIENTES

**ING. PEDRO TÉLLEZ RODRÍGUEZ
AGOSTO 1997**

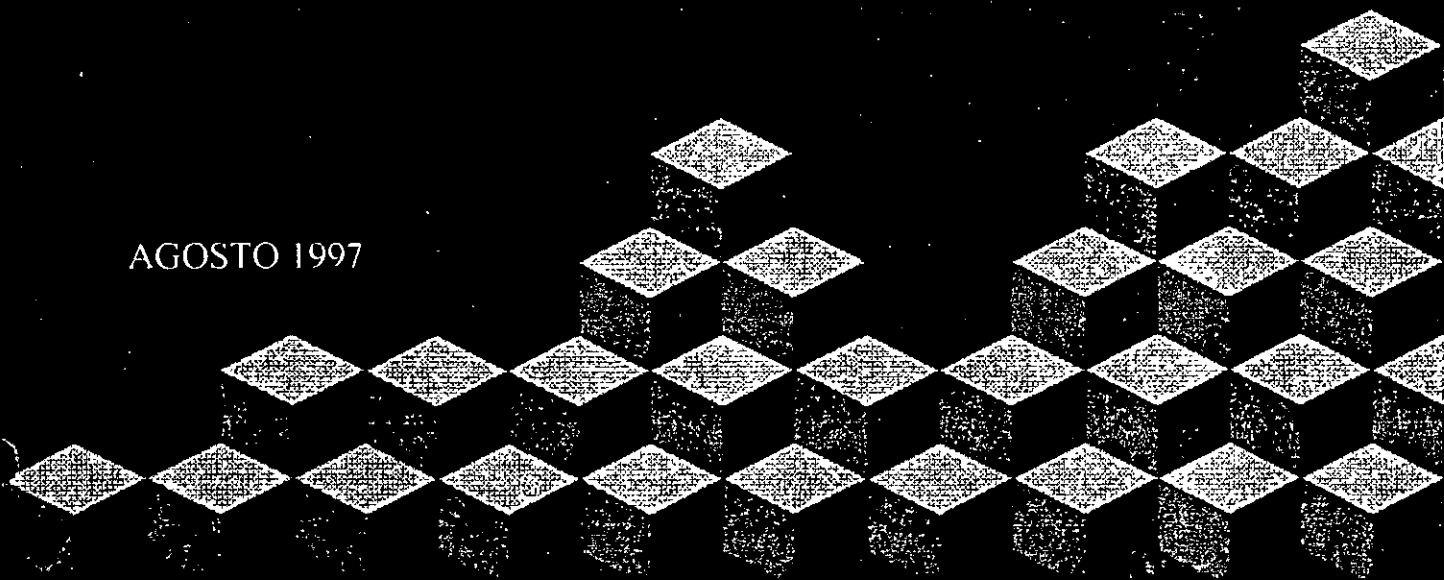
INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES

PROTECCION CONTRA SOBRE-
CORRIENTES

TEMA 7

ING. PEDRO TELLEZ RODRIGUEZ

AGOSTO 1997



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.

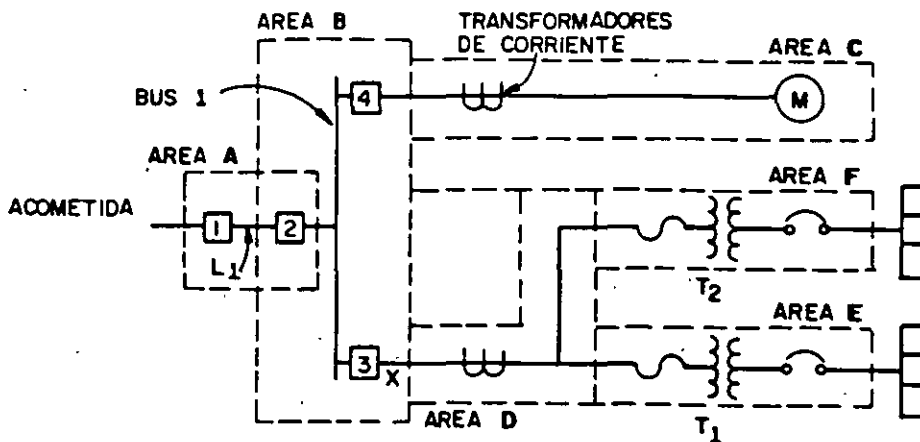


FIG. 1.- DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRANDO ZONAS DE PROTECCION

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 INSTANTANEOS 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.

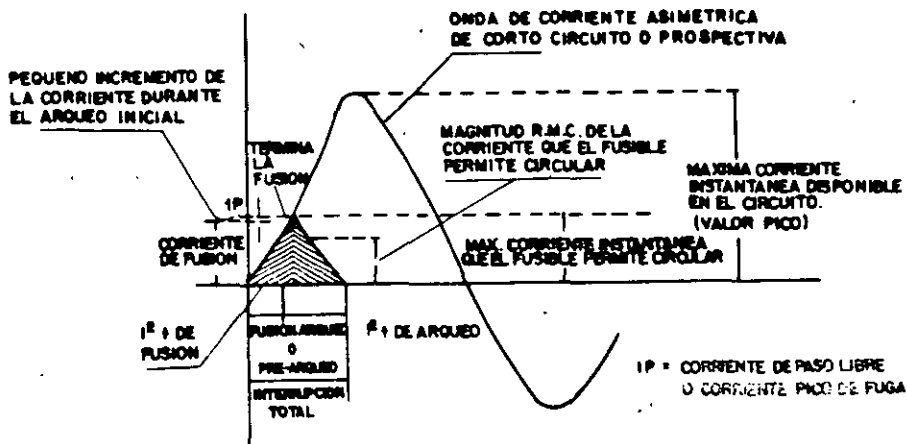
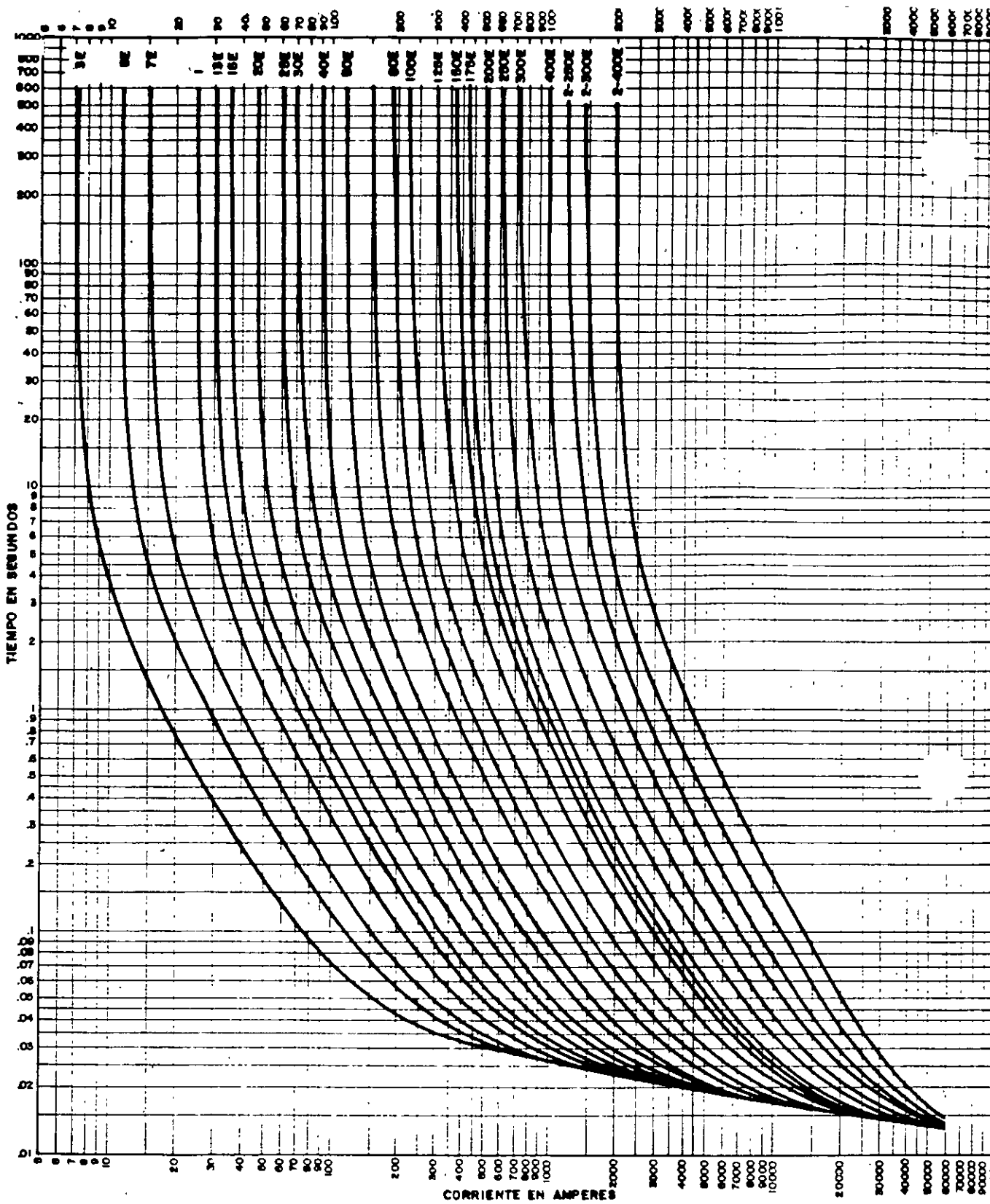


FIG. 2.- REPRESENTACION GRAFICA DEL CONCEPTO DE LIMITACION DE CORRIENTE.



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

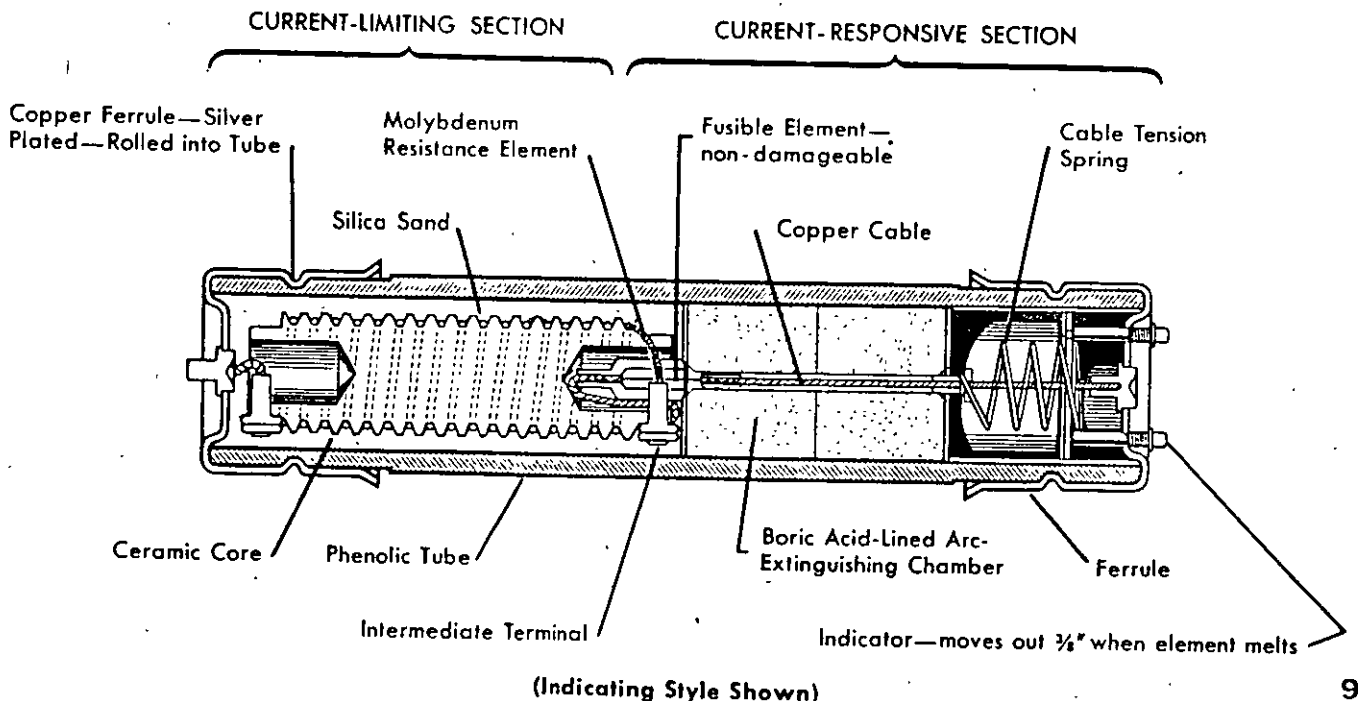
FUSIBLES EN MEDIANA TENSION.

Existen dos tipos principales: fusibles de potencia limitadores de corriente y fusibles tipo expulsión.

FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE.

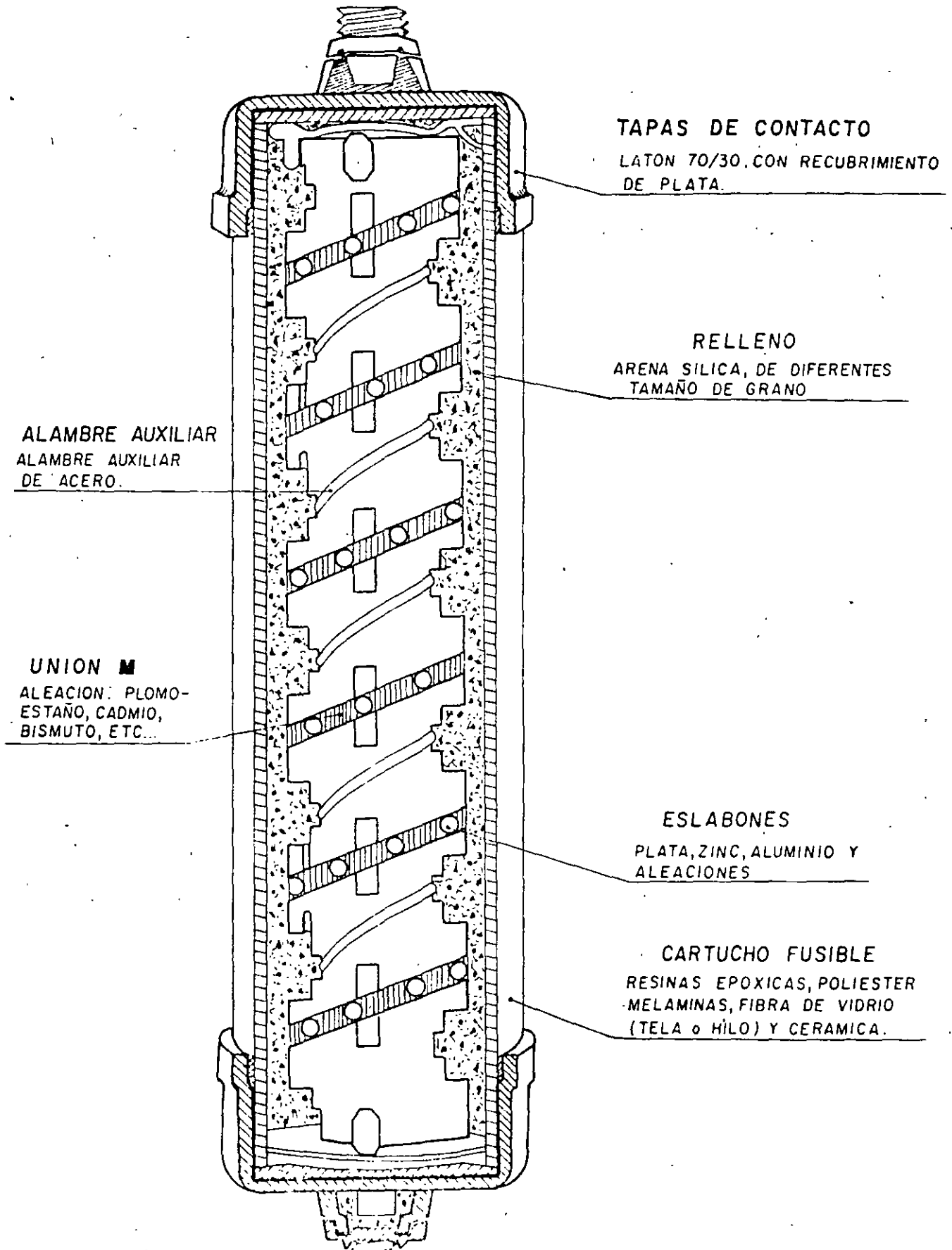
Se designa así al fusible que interrumpe una sobrecorriente, limitando la corriente de falla a valores inferiores que el valor pico que circularía por el circuito si el fusible no se instalará, en un tiempo menor a la duración del primer semiciclo de la onda de corriente de falla. El valor pico depende de la relación X/R del circuito y a medida que se reduce dicha relación la energía específica $I^2 t$, que debe contemplar el fusible también se reduce. Ver fig. 2.

El fusible limitador de corriente esta integrado por uno o más elementos de cintas metálicas perforadas o con determinada configuración dentro de un tubo aislante, resistente a grandes presiones originadas por la energía térmica generada durante el arqueo. Las cintas metálicas (comúnmente de plata) o elementos sensibles a la corriente están rodeados íntimamente por arena silica (SiO_2) o de cuarzo con la finalidad de extinguir el arco eléctrico producido por alguna falla y soportar la alta presión durante su operación. (Ver fig. 3).



FUSIBLE LIMITADOR DE CORRIENTE

(PARTES CONSTITUTIVAS)



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.

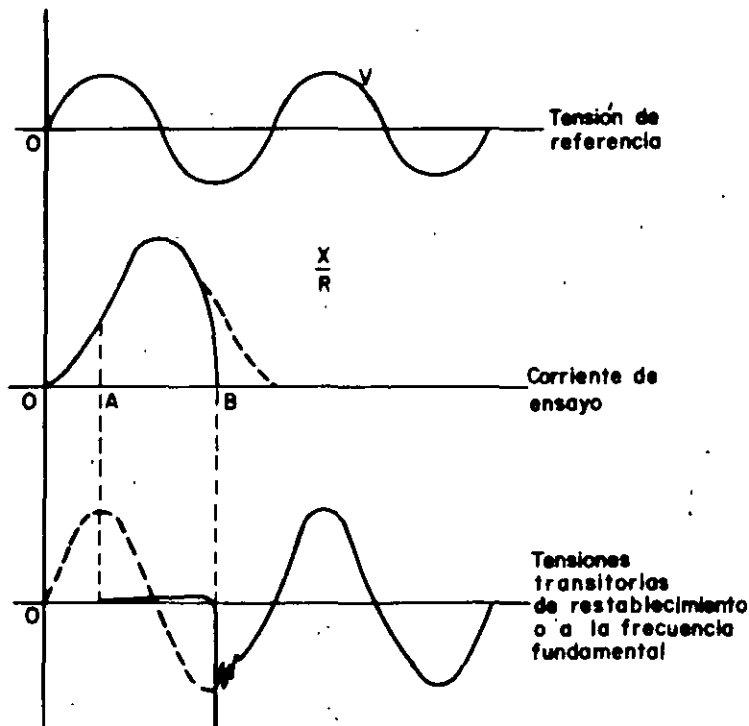
Los fusibles limitadores de corriente se emplean en la protección de transformadores de potencial y de cargas pequeñas (hasta de 3,000 KVA.), en circuitos de alta capacidad de corto circuito.

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 ferroresonancia.

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.- INTERRUPCION DE UNA CORRIENTE TOTALMENTE ASIMETRICA POR UN FUSIBLE DE EXPULSION.

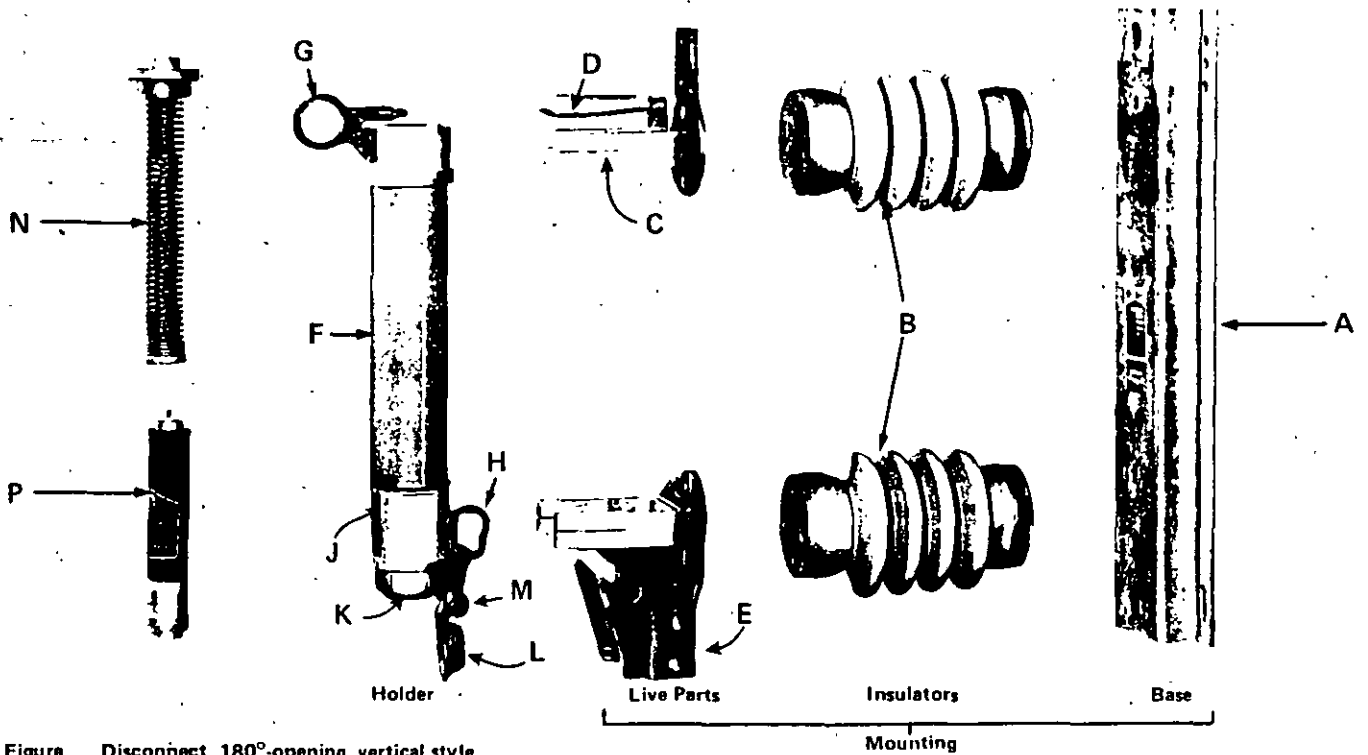


Figure Disconnect, 180°-opening, vertical style.

- 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

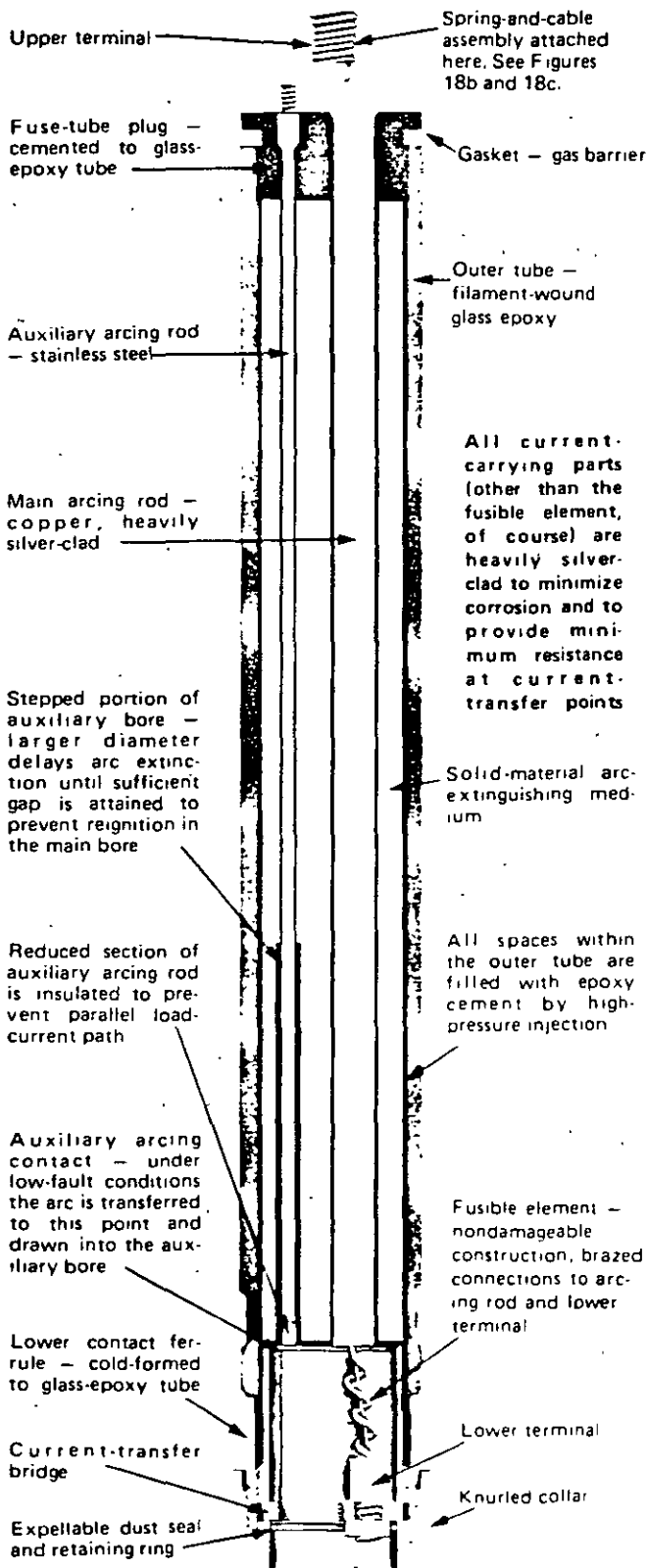


Figure . Cutaway view of typical SM refill unit (34.5-kv rating illustrated)

Fig. 8 - Elemento fusible .

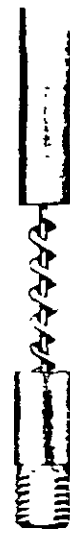


Figure . Nondamageable silver fusible element for refill units rated 10E amperes and larger. These ratings employ the silver-fusible element, strain-wire construction, which is not damaged by overloads or transient faults approaching the minimum melting current



Figure . Nondamageable nickel-chrome fusible element for refill units rated 5E and 7E amperes. The pretensioned nickel-chrome wire weakens abruptly at a temperature well below its melting point and separates before its cross-section changes

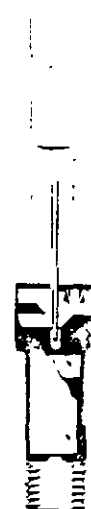


Figure . Nondamageable low-current, nickel chrome fusible element for refill units rated 1/2, 1, 2, and 3E amperes. In these ratings, the nickel chrome wire is too fine to withstand the full force of the drive spring. An assembly of levers in effect multiplies the tensile strength of the wire to permit the desired pretensioning without jeopardizing the security of the hair like element

Los fusibles tipo expulsión se pueden clasificar en función de su capacidad interruptiva:

- * FUSIBLES DE POTENCIA (ALTA CAPACIDAD INTERRUPTIVA).
- * FUSIBLE TIPO LISTON PARA CORTOCIRCUITO FUSIBLE (BAJA CAPACIDAD INTERRUPTIVA), en la actualidad ya hay para alta capacidad interruptiva conocidos como fusibles tipo ablativo.

Las características de respuesta de un fusible están definidas por las curvas tiempo-corriente mínima de fusión y curvas tiempo-corriente de interrupción total, que pueden ser modificadas por efectos del medio ambiente, efecto de la variación transitoria de la onda de corriente, y factores inherentes al diseño. (Ver Fig. 9).

En general los fusibles mas utilizados son los de eslabón de respuesta rápida tipo X. Y de respuesta lenta tipo T, que se diferencian por sus curvas tiempo-corriente, las cuales para una misma capacidad son idénticas en los puntos de 300 y 600 segundos, y para altas corrientes el fusible tipo T opera en mayor tiempo. (Ver Fig. 10).

Los fusibles tipo expulsión se emplean preferentemente en exteriores para proteger alimentadores, transformadores y bancos de capacitores.

Cuando se coordinan dos fusibles, el fusible del lado de la carga debe tener un valor $I^2 t$ menor que el de línea. Cuando se aplica en un switch de seguridad, el fusible debe de tener un valor $I^2 t$ menor que el switch.

FUSIBLES DE BAJA TENSION.

No limitadores de corriente, clases H y K de acuerdo a nomenclatura de underwriters laboratories (U.L.).

* CLASE H.

Pueden ser renovables o no. Hasta 600 A. Puede tener doble elemento (Inst. y Tiempo) o solo instantáneo. No tienen capacidad interruptiva pero deben de haber sido probados a 10,000 A. Los fusibles renovables son riesgosos.

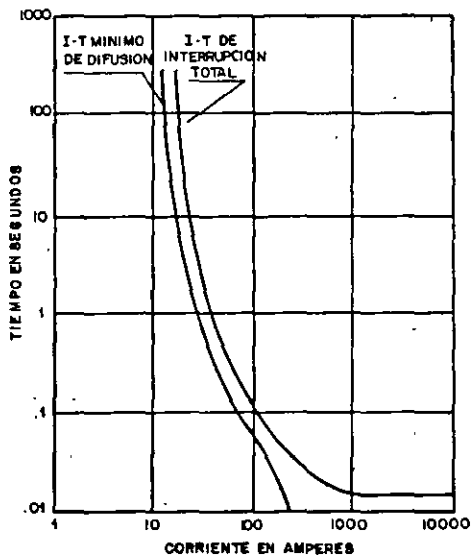


FIG. 9.- CURVAS CARACTERISTICAS CORRIENTE - TIEMPO DE OPERACION DE UN FUSIBLE TIPO EXPULSION.

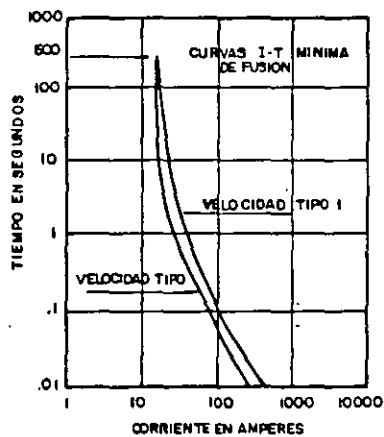


FIG. 10.- FUSIBLES TIPO ESLABON DE UNA MISMA CORRIENTE NOMINAL Y DIFERENTE VELOCIDAD DE RESPUESTA.

*** 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 $1^{*2}T$ 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.

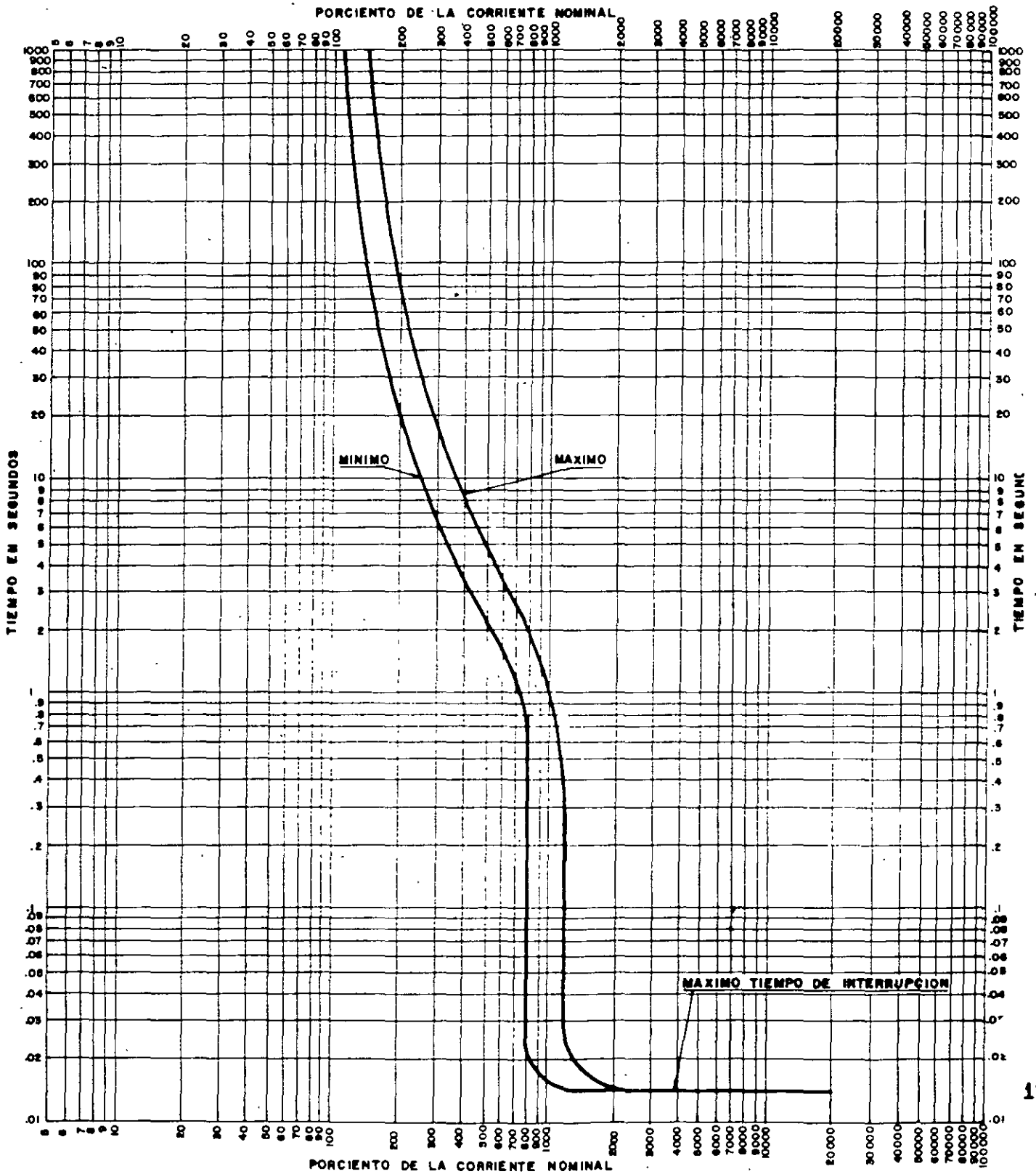
En la tabla 1 se muestran las características principales y dimensiones aproximadas de interruptores termomagnéticos desde 15 A hasta 1200 A.

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 Cífas. de Seg. - Amperes Efectivos Simétricos								
			C.A.	C.D.	C.A.					C.D.			
					120/240	240	277	480	600	125	250		
0.200	TQL, TQAL, TQB	10-50	1	120/240		5,000							
		10-100	2	120/240		5,000							
		10-100	2	240			5,000						
		10-100	3	240			5,000						
	THQL, THQAL, THQB	10-50	1	120/240		10,000							
		10-100	2	120/240		10,000							
		10-100	2	240			10,000						
		10-100	3										
E100	TE	15-100	1	120	125	10,000					5,000		
		15-100	2,3	240	250		10,000					5,000	
	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	600	250		25,000		22,000	22,000		10,000	
		3			25,000		22,000	22,000					
	THFK	70-225	2	600	250		65,000		25,000	22,000		20,000	
		3		65,000		25,000	22,000						
J400	TJJ, TJK4	125-400	2	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		3			42,000		30,000	22,000					
	THJK4	125-400	2	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		3		65,000		35,000	25,000						
K 1200	TKM8	300-800	2	600	250		42,000		30,000	22,000		10,000	
		3			42,000		30,000	22,000					
	TKM12	600-1200	2,3	600			42,000		30,000	22,000			
	THKM8	300-800	2	600	250		65,000		35,000	25,000		20,000	
		3		65,000		35,000	25,000						
	THKM12	600-1200	2,3	600			65,000		35,000	25,000			

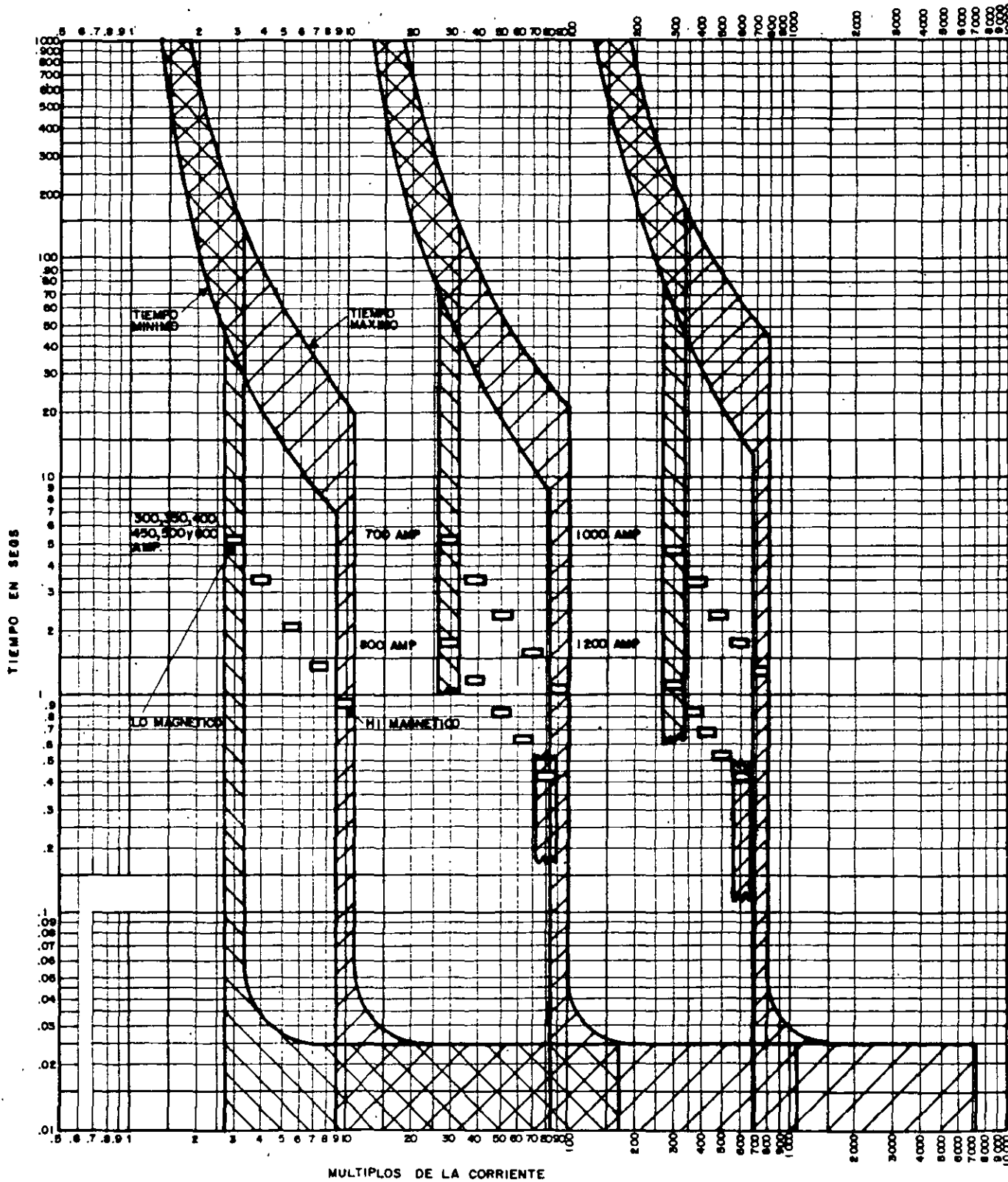
En la Fig. 11 se ilustra una curva típica tiempo corriente de un interruptor termomagnético marco 100 A, la calibración de disparo magnético para estos interruptores es fija.

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.

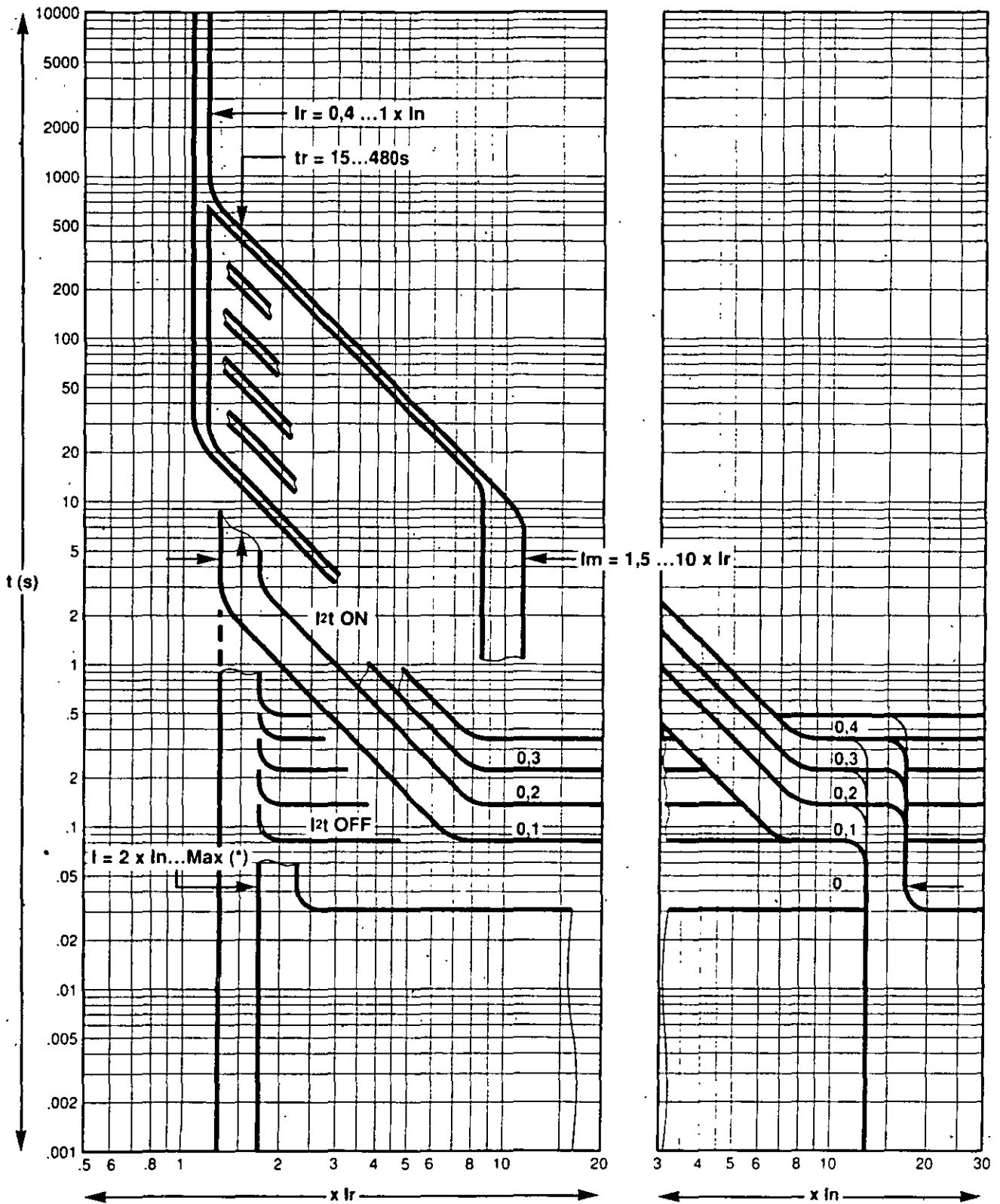
INSTANTANEO.

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.



I_n : calibre nominal del sensor
 I_r : umbral de protección LR (tr: temporización)
 I_m : umbral de protección CR (tm: temporización)
 I : umbral de protección instantánea

***Max**

I_n (A)	630	800	1200/ 1600	2000	2500	3000/ 3200
Max = $I_n \times (N-H)$	28	28	24	20	14	12
Max = $I_n \times (L)$	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).

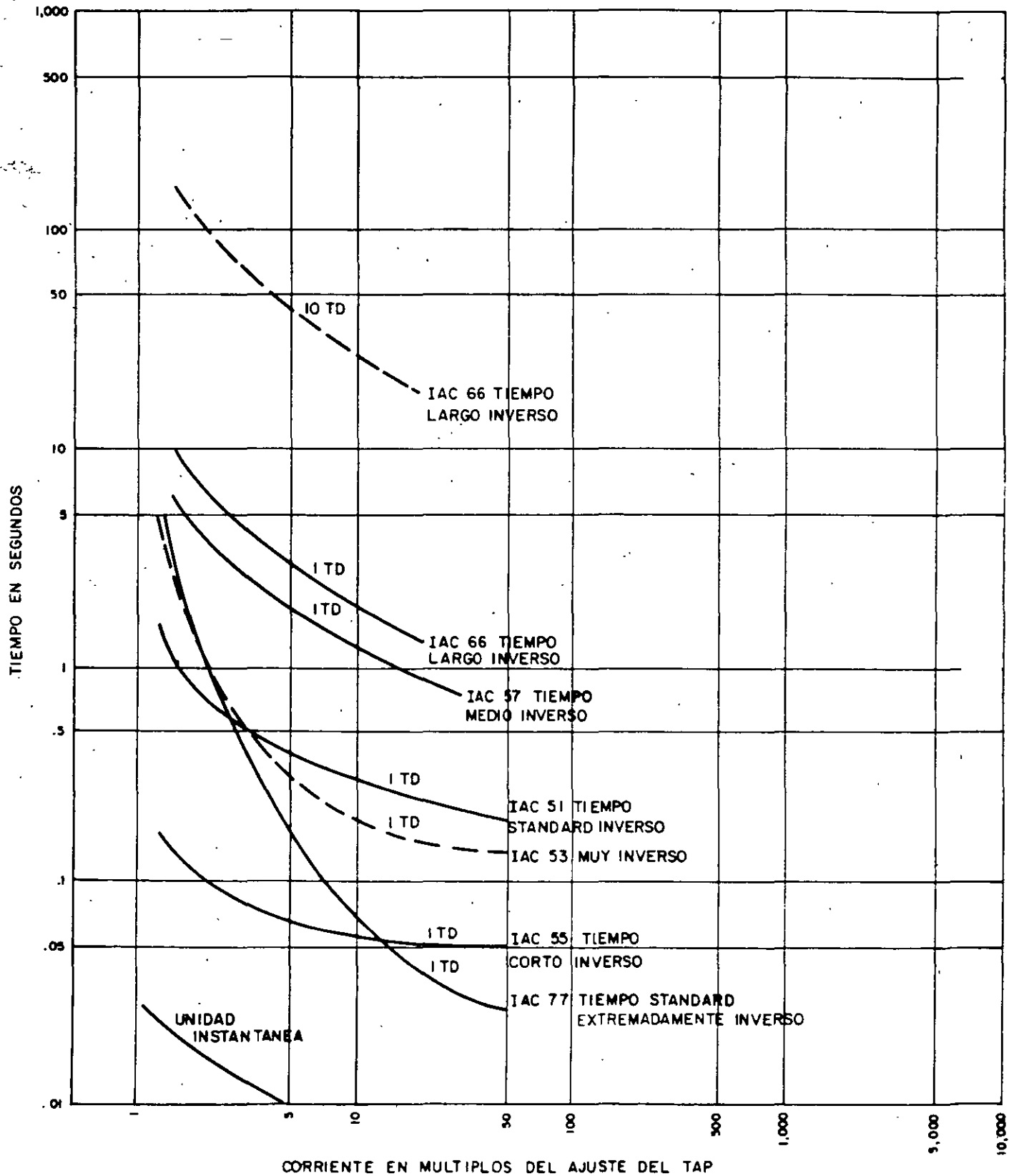


FIG. 14- CURVAS COMPARATIVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELEVADORES DE INDUCION MAS COMUNES, CON EL DISPARO INSTANTANEO. (TD= AJUSTE DE TIEMPO)

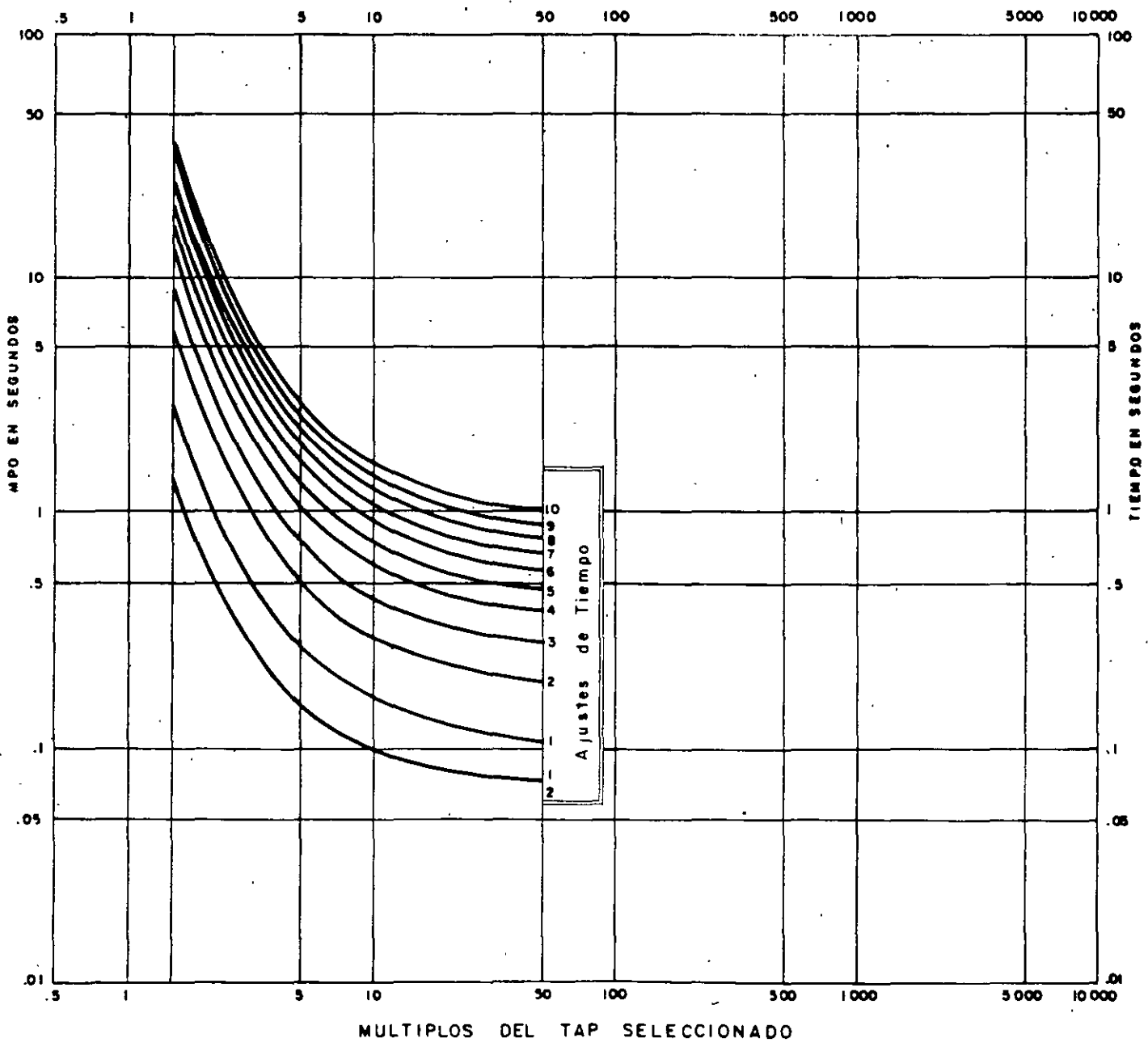


FIG. 15.- CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE PARA EL RELEVADOR IAC.23

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 sincronos 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 sincronos 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	FA	1.15	55/65	1.12
	< 2000			65	1.0
	> 2000	FA	1.25	55/65	1.12
	< 2500			65	1.0
LIQUIDO SUBESTACION PRIMARIA	TODAS	OA	1.0	65 55/65	1.0 1.12
		FA	1.3	55	1.0
				55/65	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 R U W T T W U F	TIPOS F E P W R H R H W R U H T H W T H W N X H H W U S E Z W	TIPOS V M I	TIPOS T A T B S S A A V B S I S F E P F E P B R H H T H H N X H H W	TIPOS R U W T T W U F	TIPOS R H R H W R U H T H W T H W N X H H W U S E	TIPOS V M I	TIPOS T A T B S S A A V B S I S R H H T H H N X H H W	AWG
MCM	C O B R E				A L U M I N I O				MCM
18			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	155	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	305	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	650	705	735	455	545	605	615	1750
2000	560	665	725	750	470	560	610	630	
F A C T O R E S D E C O R R E C C I O N									
TEMPERATURA AMBIENTE °C	PARA TEMPERATURAS AMBIENTE SUPERIORES A 30°C MULTIPLIQUE LAS CAPACIDADES DADAS POR EL FACTOR DE CORRECCION APROPIADO PARA ENCONTRAR LA CORRIENTE MAXIMA PERMISIBLE								TEMPERATURA AMBIENTE °F
31-40	.82	.88	.90	.91	.82	.88	.90	.91	86-104
41-45	.71	.82	.85	.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	159-176

2.5.3. NIVELES DE CORRIENTE MAXIMOS QUE PUEDEN SOPORTAR LOS EQUIPOS.

MOTORES:

Es el tiempo que un motor puede permanecer con el rotor bloqueado.

TRANSFORMADORES:

Los requerimientos de diseño mediante los cuales los devanados pueden soportar, sin daño, los esfuerzos mecánicos y térmicos causados por las corrientes de corto circuito externas al mismo, están contenidos en las normas "IEEE Std. C57.109-1993 (Revisión de IEEE C57.109-1985)

Estos Estandares establecen 4 categorías de transformadores:

CATEGORIA	KVA MONOFASICOS	KVA TRIFASICOS
I	5 - 500	15 - 500
II	501 - 1 667	501 - 5 000
III	1 668 - 10 000	5 001 - 30 000
IV	> 10 000	> 30 000

CATEGORIA I

Se recomienda usar la curva térmica de la pag. No. 34.

Se debe usar la siguiente expresión:

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

Donde:

I = Corriente de Corto Circuito Simétrica dada en número de veces la Corriente Nominal.

t = Duración de la Corriente de Corto Circuito en segundos.

CATEGORIA II

Se recomienda usar las curvas de la pag. No. 35 :

Si el transformador esta expuesto a menos de 10 fallas externas en su vida se usa la curva del lado derecho. Si esta expuesto a más de 10 fallas durante su vida, se usa una combinación térmica de la derecha hasta 0.7 P.U. de la falla máxima y a partir de ahí se aplica la curva de la izquierda, basada en la formula:

$$I^2 t = K$$

Donde:

I = Corriente de falla en No. de veces la corriente nominal.

t = Tiempo en segundos (su valor es de 2 seg. para la falla máxima.)

K = Constante por determinar

EJEMPLO:

Para un transformador de 5% de impedancia, se determina el valor de K:

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

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

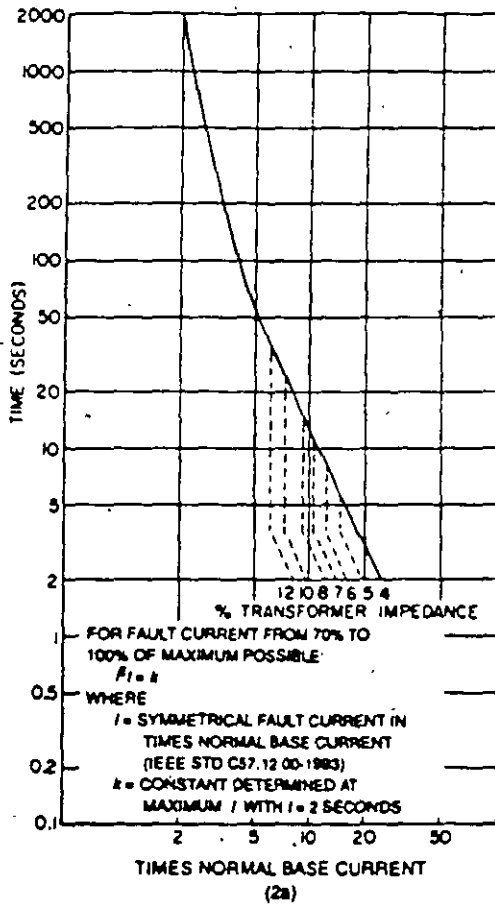
$$K = 20^2 * 2 = 800$$

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.

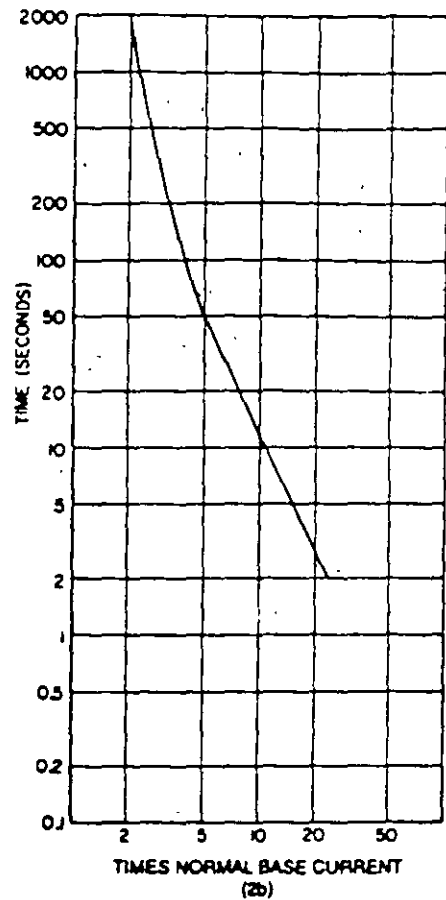
CATEGORIA III. Y IV.

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

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)

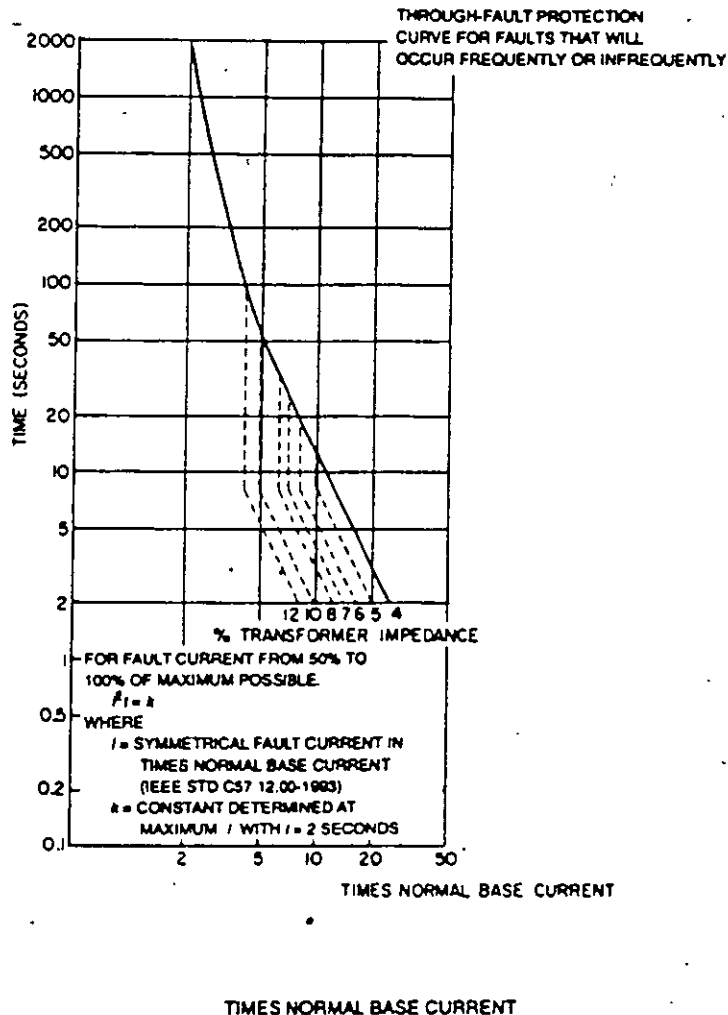


*This curve may also be used for backup protection where the transformer is exposed to frequent faults normally cleared by high-speed relaying.

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



NOTES

- 1—Sample $I^2t = k$ curves have been plotted for selected transformer short-circuit impedances as noted.
- 2—Low current values of 3.5 and less may result from overloads rather than faults. An appropriate loading guide should be referred to for specific allowable time durations.

**Figure 4—Category IV transformers
Above 10 000 kVA single-phase
Above 30 000 kVA three-phase**

2.7 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.

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.

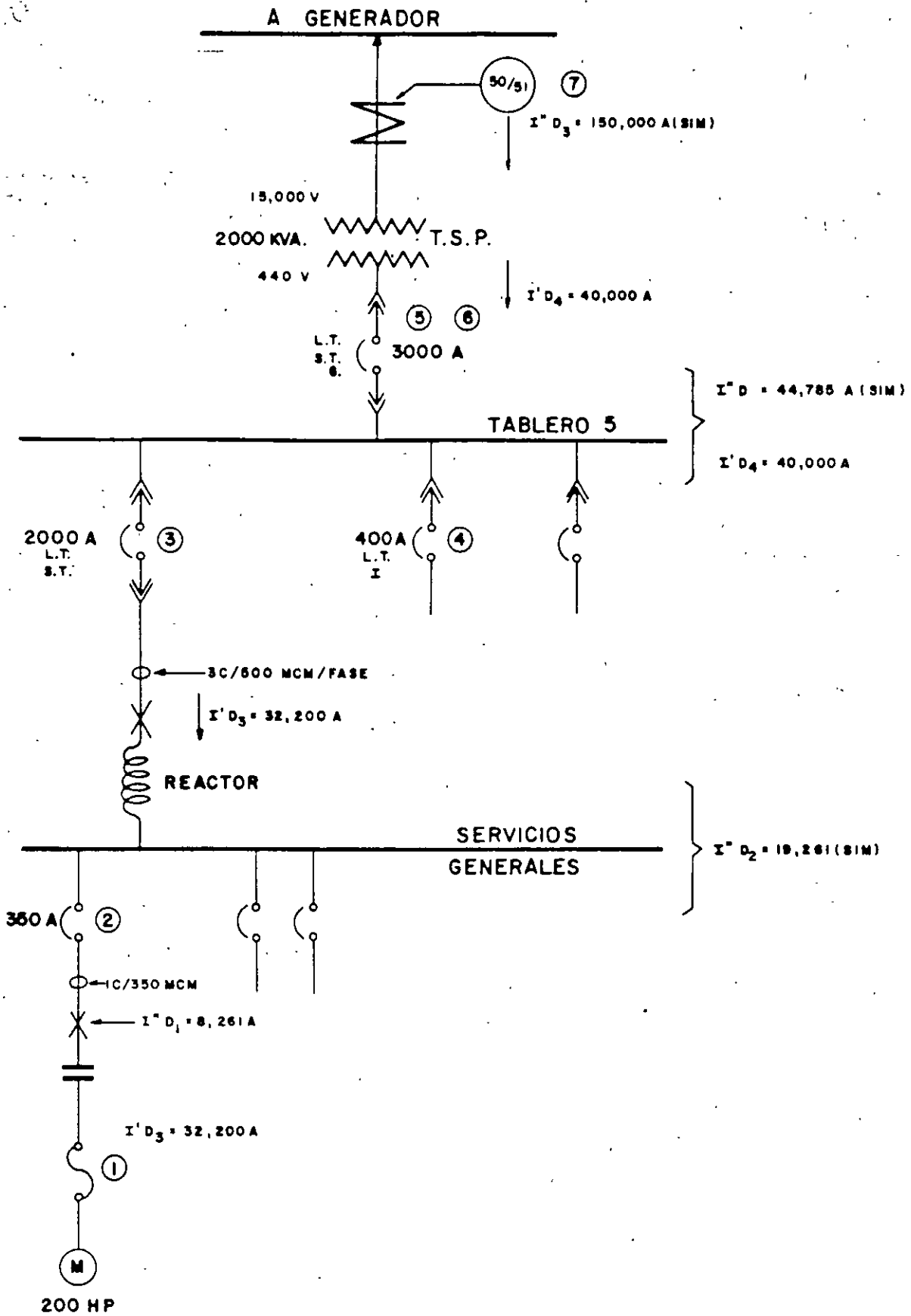


DIAGRAMA UNIFILAR DE TABLERO DE SERVICIOS PROPIOS CON CORRIENTES DE FALLA

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) PVC	75 90	150 150
POLIETILENO, THHN	75	150

Conocidos los límites de temperatura, se puede determinar la corriente de corto circuito con las siguientes formulas:

CONDUCTORES DE COBRE.

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

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:

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

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

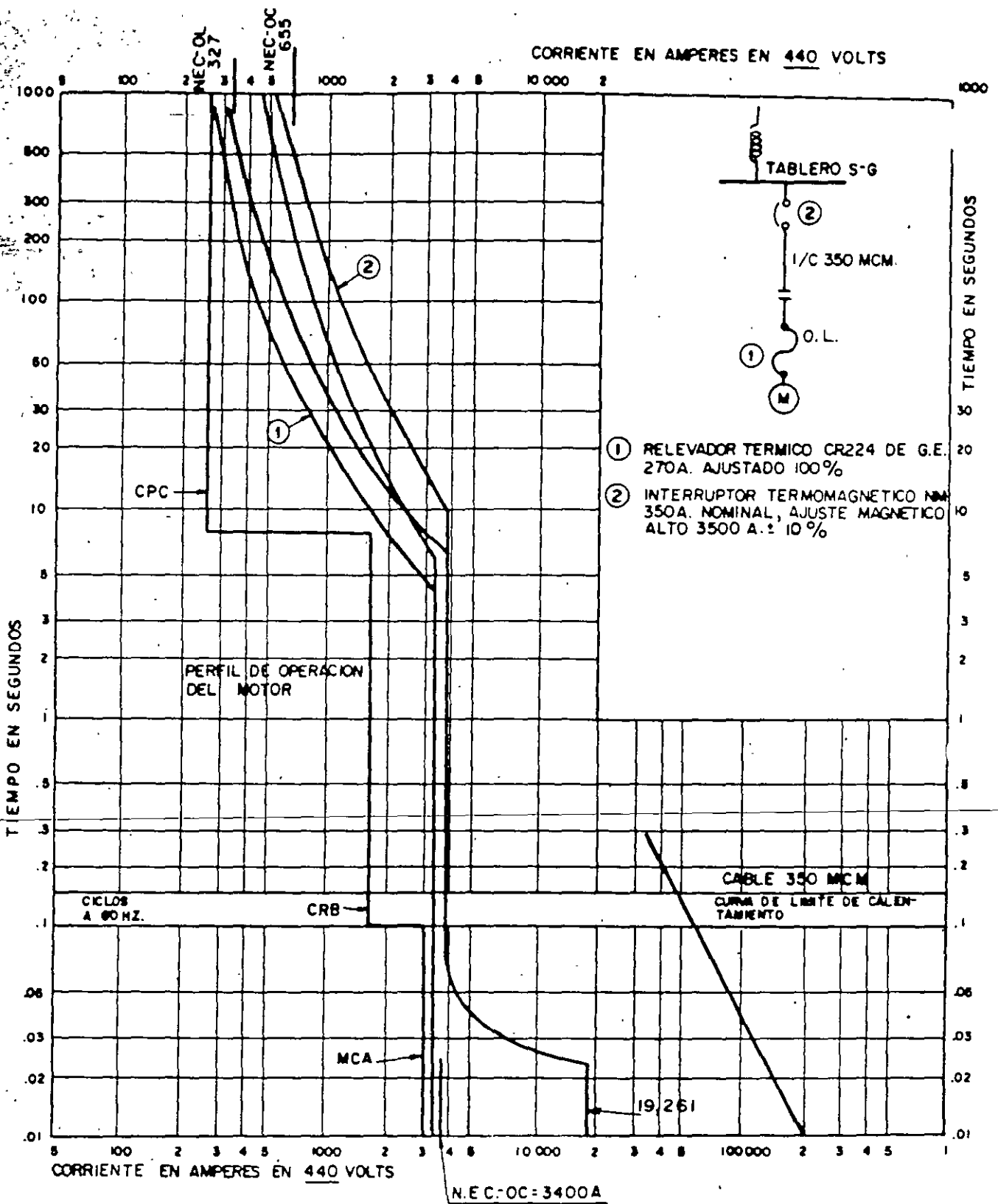
Para el 70% de la falla máxima se calcula t_1 :

$$[(0.7) (17.39)]^2 t_1 = 605$$

$$t_1 = 4.08 \text{ SEG.}$$

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)

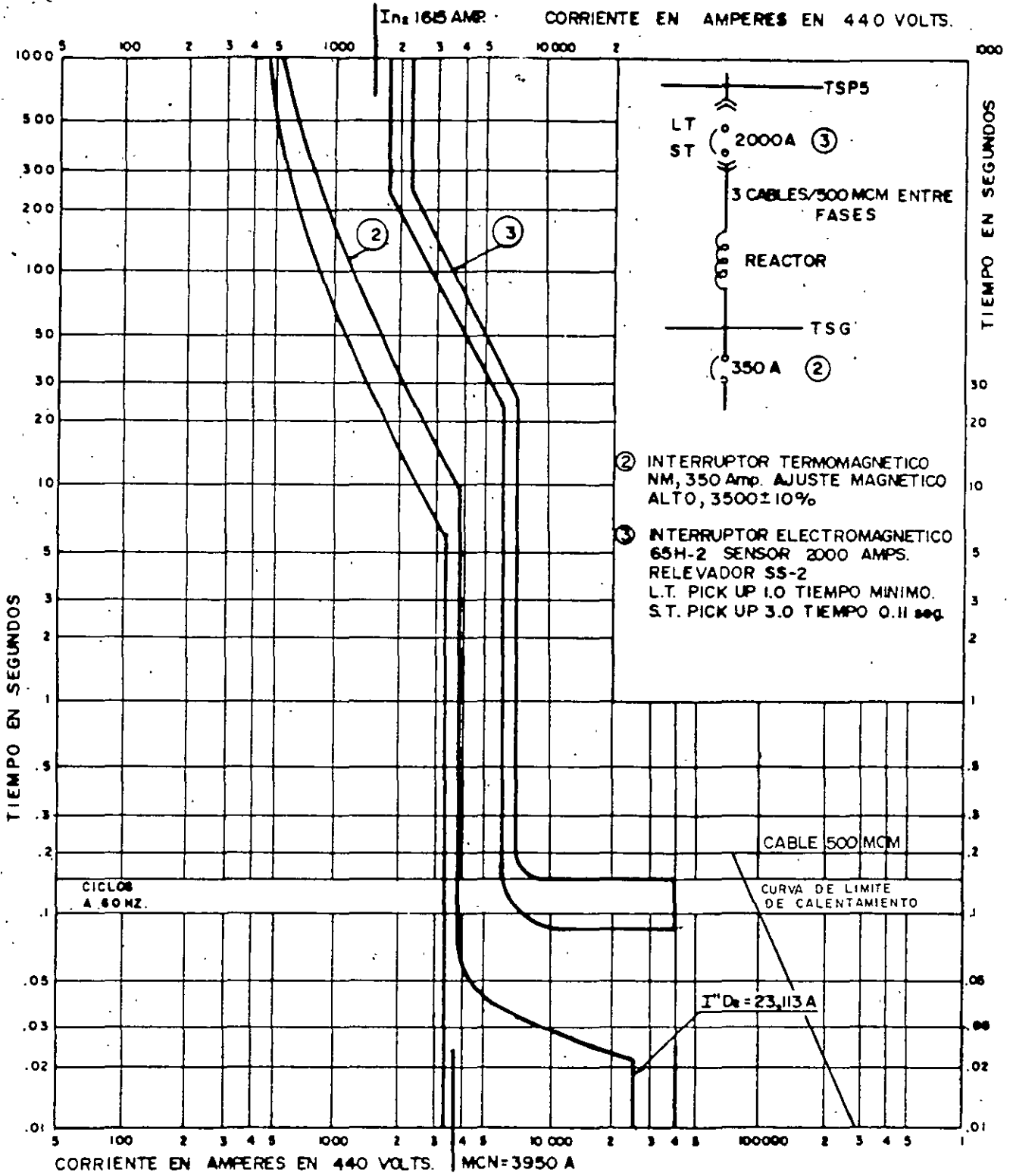


CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

No. 1

MOTOBOMBA DESAGÜE, ALIMENTADOR, TERMOMAGNETICO
EN TABLERO DE SERVICIOS GENERALES.

DIBUJADO POR J. A. MTZ. M
COMPONENTE MOTO-BOMBA DESAGÜE
LOCALIZACION TAB. SERVS GRALES.



<p>CURVAS</p> <p>TIEMPO CORRIENTE</p> <p>Nº 2</p>	<p>CURVAS TIEMPO-CORRIENTE</p> <p>COORDINACION ENTRE INT. TERMOMAGNETICO DE BOMBA DE DESAGUE E INT. ELECTROMAGNETICO</p> <p>525 SG</p>	<p>No. 2</p> <p>FECHA <u>ABRIL-95.</u></p> <p>DIBUJO <u>AVIÑA</u></p> <p>CORRIENTE INT <u>525 SG</u></p> <p>LOCALIZACION <u>TAB 5SP</u></p>
---	---	--

Se calcula la curva y se traza.

Para un circuito de 3 000 A.

1.5

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

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

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 coordinarse con la curva de la Categoría II.

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:

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

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

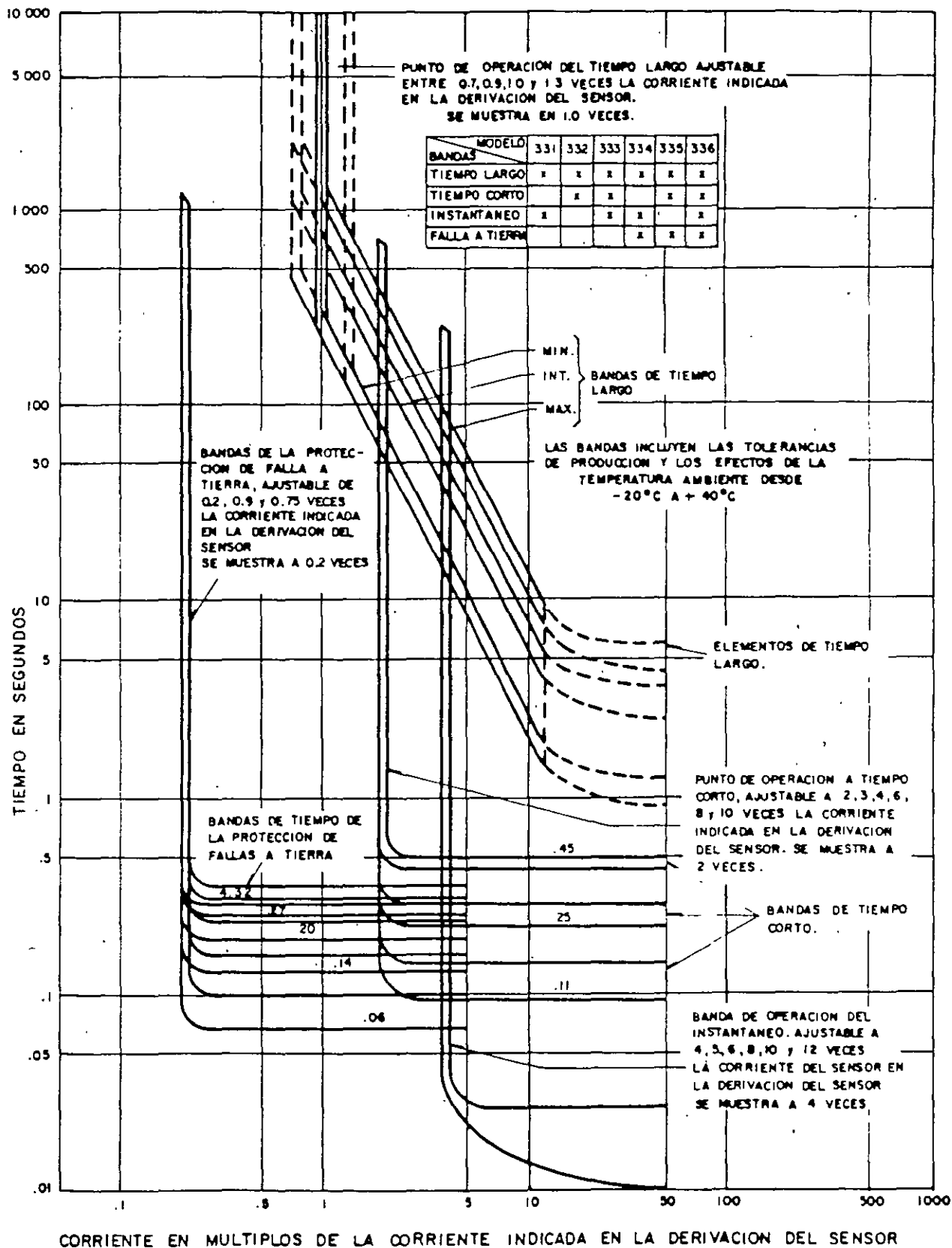


FIG. 13.- CURVAS TIEMPO CORRIENTE DE LOS RELES DE SOBRECORRIENTE TRANSISTORIZADOS TIPO SS

Si esto sucede, la corriente puede durar varios segundos o minutos y su efecto es altamente destructivo, dada la gran cantidad de energía que se libera a través del arco y no se disipa en el resto del sistema (buses, cables, etc.) como en el caso de la falla sólida.

Otra característica de las fallas de arco es que en la inmensa mayoría de los casos se presenta exclusivamente en sistemas de 480 / 277 V, debido a que la tensión teórica necesaria para la reignición del arco es 375 VOLTS y este sistema si la proporciona ($277 \times 2 = 391 > 375 \text{ V.}$).

Así resulta que teóricamente es poco probable que en un sistema de 220 / 127 V. Se presente una falla de arco y no se autoextinga.

Las recomendaciones no aconsejan proteger contra este tipo de falla en sistemas de 220 / 127 V. (NEC, etc.). Sin embargo existen algunos casos reportados donde estas fallas no se autoextinguir.

¿ Como se debe de proteger un circuito contra fallas de arco a tierra ?

1.- Calibrar si las condiciones de carga lo permiten, la PSCF entre un 19% y un 38% del valor de la falla sólida (para efectos prácticos) si estamos cerca del transformador.

I FASE - TIERRA = I TRIFASICA

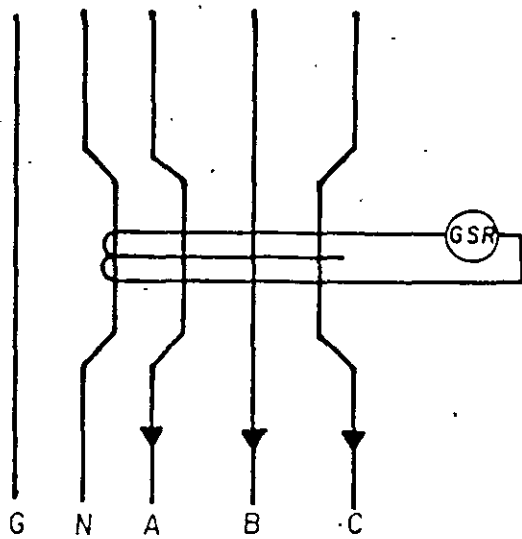
2.- Si las condiciones de carga o de coordinación no permiten calibrar la PCSF en forma adecuada, se recomienda un sistema de protección de fallas a tierra.

SISTEMAS DE PROTECCION DE FALLAS A TIERRA. (PFAT)

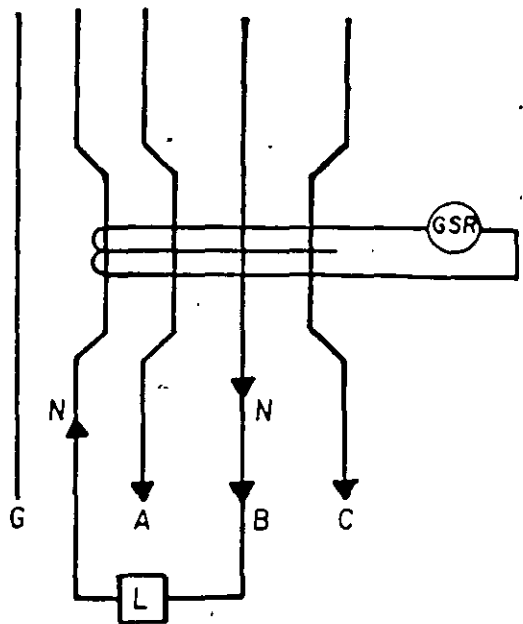
- * Desbalanceo de tensiones en delta abierta.
- * Corriente residual.
- * Sensor dona abrazando 3 fases y neutro.
- * Sensor corriente de regreso por el neutro del transformador.

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

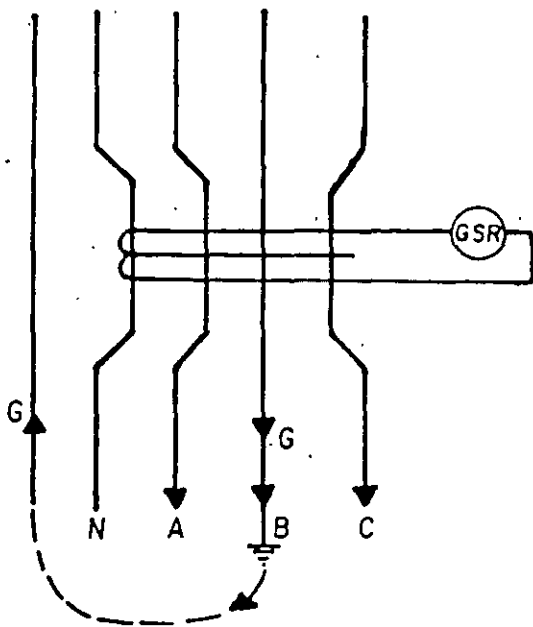
Ver diagramas de protección anexos. Pag. No. 60 y 61 .



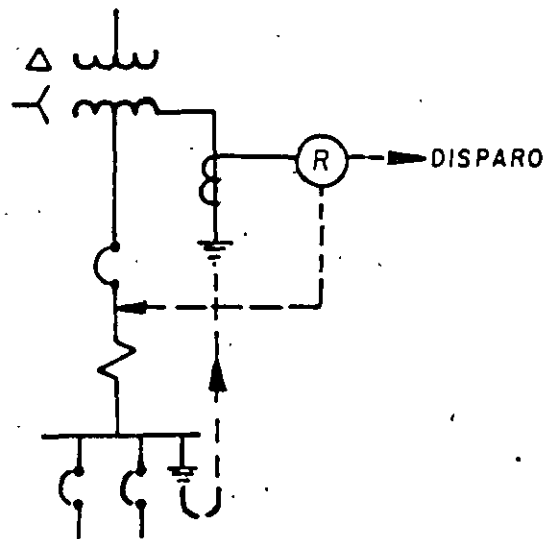
SENSOR DE TIERRA
(CORRIENTES BALANCEDAS)



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**

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA:

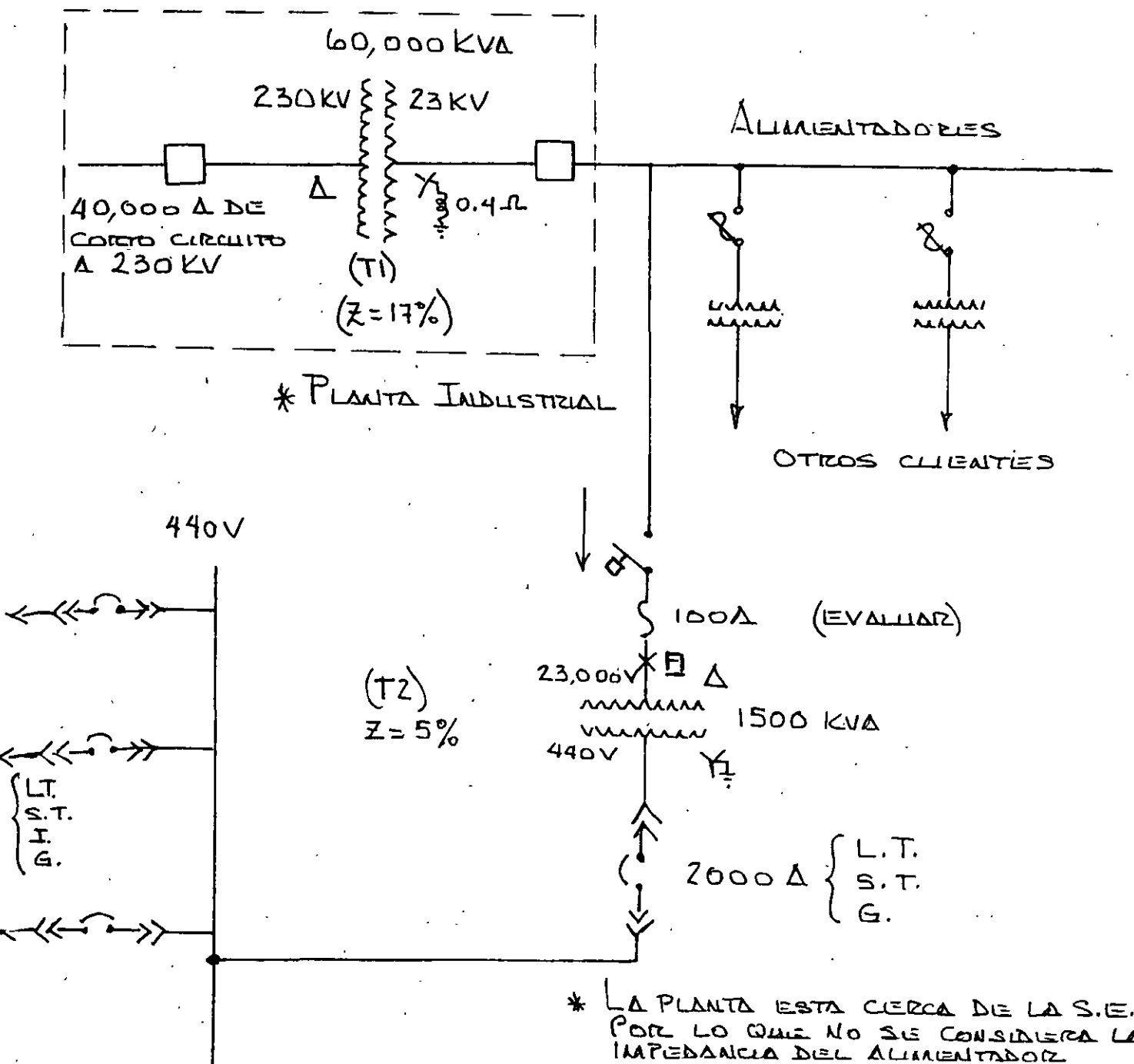
**EJEMPLO SIMPLIFICADO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL
EN LA REMA CENTRO DEL PAIS**

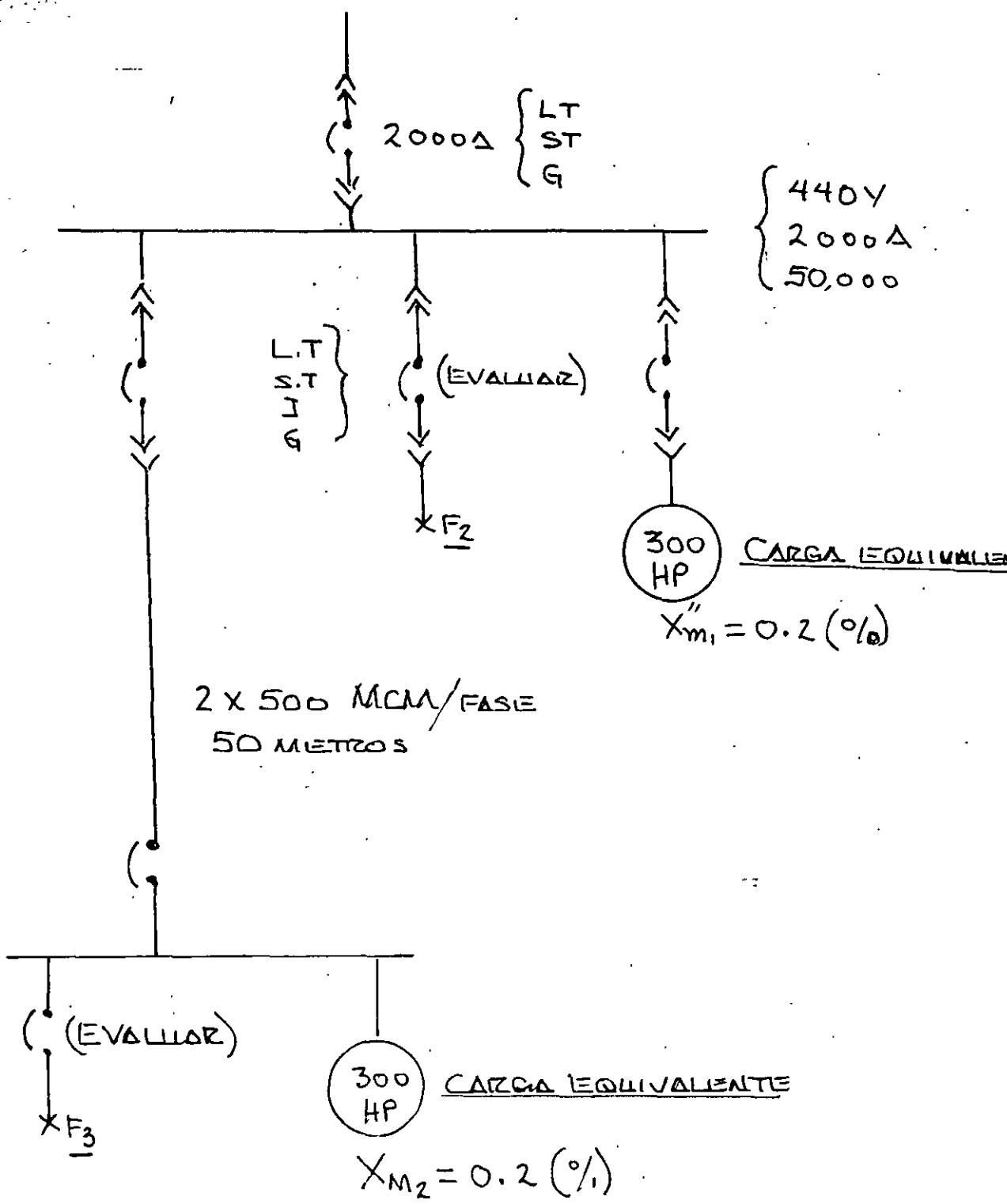
1997

EJEMPLO SIMPLIFICADO DE CORTO CIRCUITO EN UN SISTEMA INDUSTRIAL EN LA ZONA CENTRO DEL PAIS.

EJEMPLO DE C.C. ZONA CENTRO DEL PAIS

DIAGRAMA UNIFILAR





20000Δ { LT
ST
G

{ 440V
2000 Δ
50,000

L.T.
S.T.
G

(EVALUAR)

X_{F2}

300
HP

CARGA EQUIVALENTE

$X_{m1} = 0.2 (\%)$

2 X 500 MCM / FASE
50 METROS

(EVALUAR)

X_{F3}

300
HP

CARGA EQUIVALENTE

$X_{m2} = 0.2 (\%)$

OBIETIVOS:

- DETERMINAR CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE LOS FUSIBLES DE 23KV TIPO LIMITADOR, MEDIANTE F1
- DETERMINAR CAPACIDAD INTERRUPTIVA NECESARIA EN EL INTERRUPTOR ELECTROMAGNETICO DERIVADO DE 440 V, MEDIANTE F2 (TABLETO PRINCIPAL DE B.T.)
- DETERMINAR CAPACIDAD INTERRUPTIVA DEL INTERRUPTOR TIERRAMAGNETICO DERIVADO EN EL C. C. M. MEDIANTE F3

SOLUCION

BASES

$$KVA_{B1} = 60,000$$

$$KVA_{B2} = 1500$$

$$KV_{B1} = 23$$

$$KV_{B2} = 0.44$$

FALLA F1:

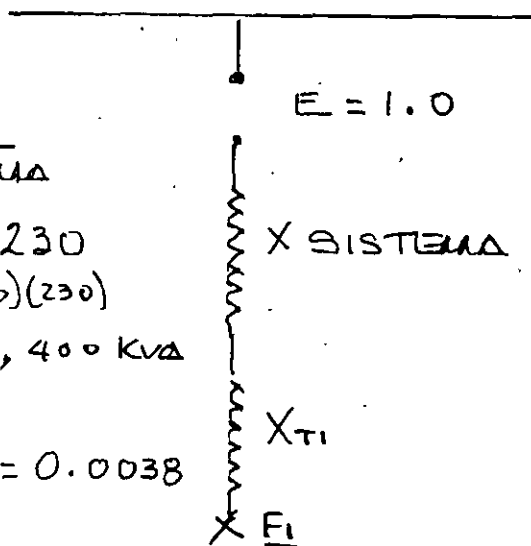
$$X_{SIS} = \frac{KVA \text{ BASE}}{KVA \text{ SISTEMA}}$$

$$\begin{aligned} KVA_{SISTEMA} &= \sqrt{3} I_{INT} 230 \\ &= \sqrt{3} (40000) (230) \\ &= 15,934,400 \text{ KVA} \end{aligned}$$

$$X_{SIST} = \frac{60000}{15934400} = 0.0038$$

$$X_{SIST} = 0.0038$$

$$X_{T1} = 0.17$$



$$I_{3\phi}(\%) = \frac{1}{X_{SIST} + X_{TI}} = \frac{1}{0.0038 + 0.17}$$

$$I_{3\phi}(\%) = 5.754 \text{ Pu}$$

$$I_{3\phi} = (I_{BASE})(I_{Pu.})$$

$$I_{BASE} = \frac{KVA_{BASE}}{\sqrt{3} KV_{BASE}} = \frac{60,000}{\sqrt{3} \times 23}$$

$$I_{BASE} = 1506 \text{ Amps.}$$

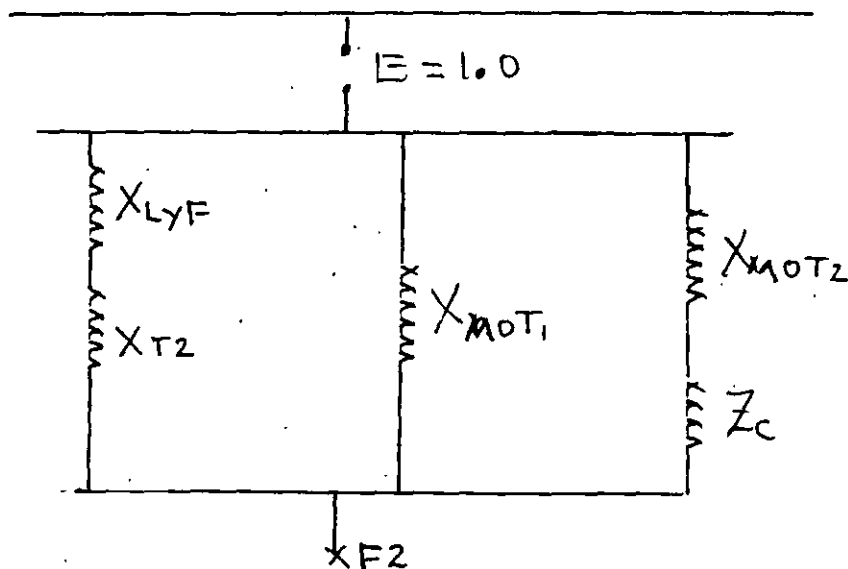
$$I_{3\phi} = (1506)(5.754) = 8665 \text{ Amps. Simétricos}$$

Como se trata de un fusible de media tensión (Mayor a 1500 Volts), muy rápido, el factor de asimetría será de 1.6

$$I_{3\phi} = (1.6)(8665) = 13864 \text{ Amp Asimétricos}$$

$$MVA_{3\phi} = \sqrt{3} (13,864) (23) = 552 \text{ MVA.}$$

FALLA F2 :



$$X_{LYF} = \frac{1500}{-552,000} = 0.0027(\%)$$

$$X_{LYF} = 0.0027(\%)$$

$$X_{T2} = 0.05$$

$$X_{MOT1} = X_{MOT2} = \frac{1500}{300} \times 0.2 = 1.0$$

(1 HP \approx 1 KVA)

$$Z_C = 0.0464 \text{ (ohms/1000 pies)}$$

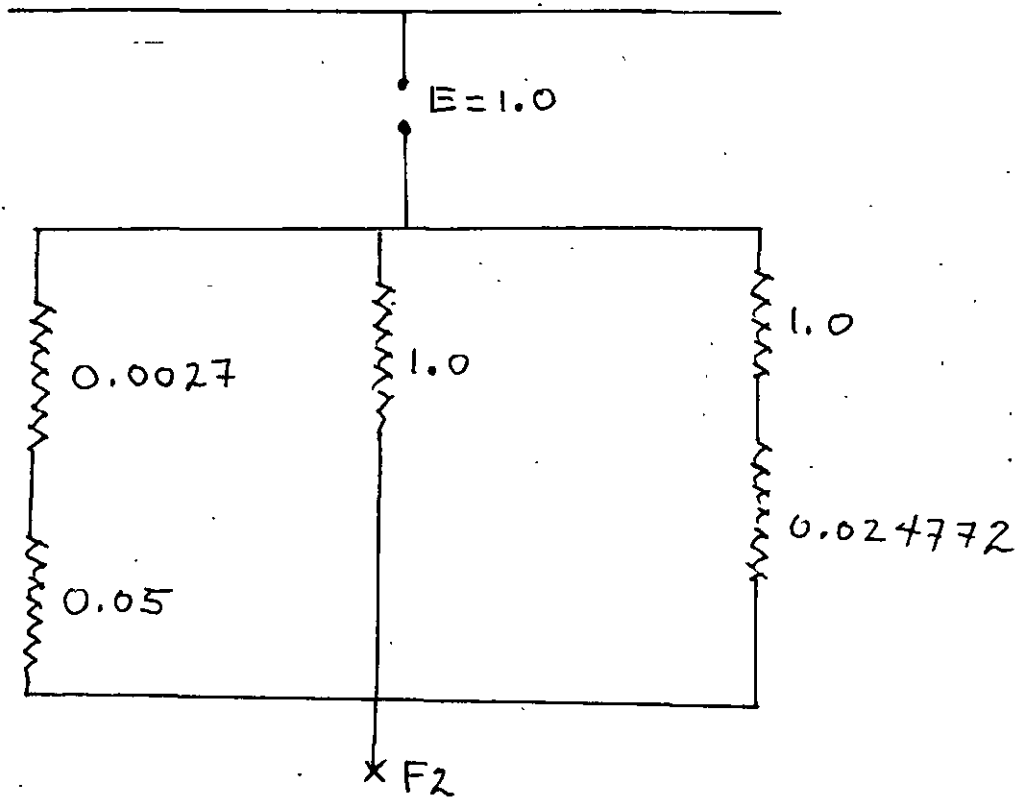
(Anexo General Electric)

$$Z_C = 0.0464 \frac{50}{304.8} \times \left(\frac{1}{2}\right) \text{ (DOS POR FASE)}$$

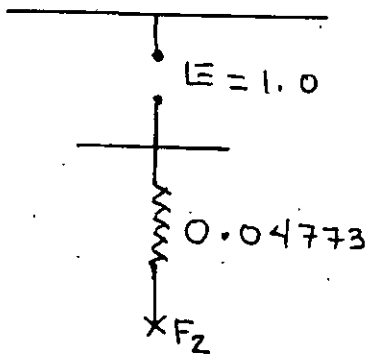
$$Z_C = 0.003805 \Omega$$

$$Z_C = 0.003805 \times \frac{1500}{(0.44)^2 \times 1000}$$

$$Z_C = (\%) = 0.024772$$



REDUCIENDO;



$$I_{BASE} = \frac{1500}{\sqrt{3}(0.44)} = 1968 \text{ A}$$

$$I_{3\phi}(\%) = \frac{1}{0.04773} = 20.95$$

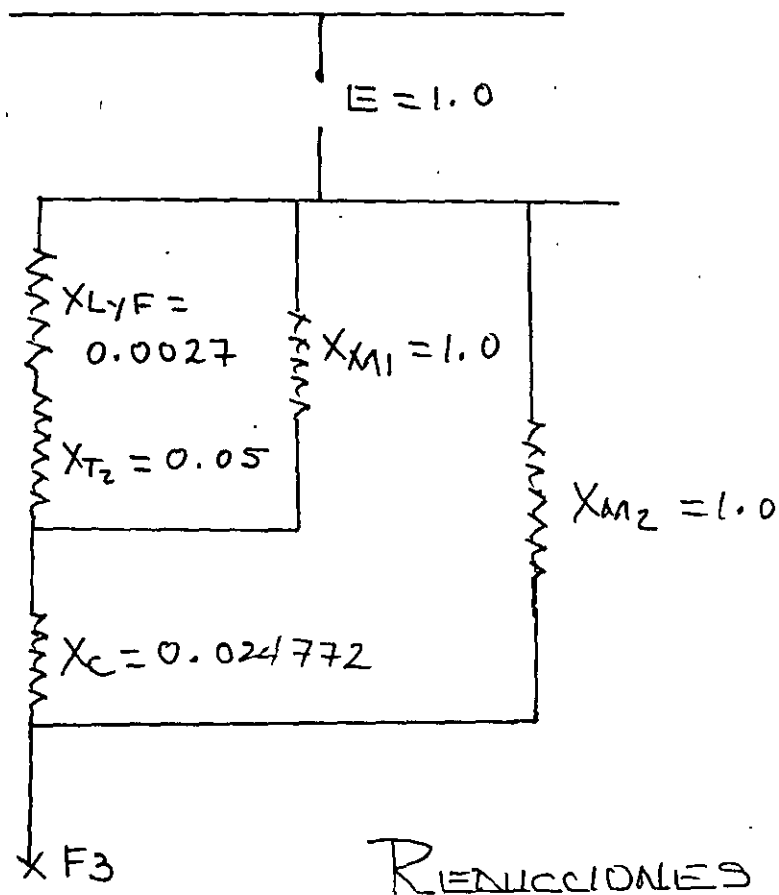
$$I_{3\phi} = (20.95)(1968) = 41,231$$

Amps Simetricos

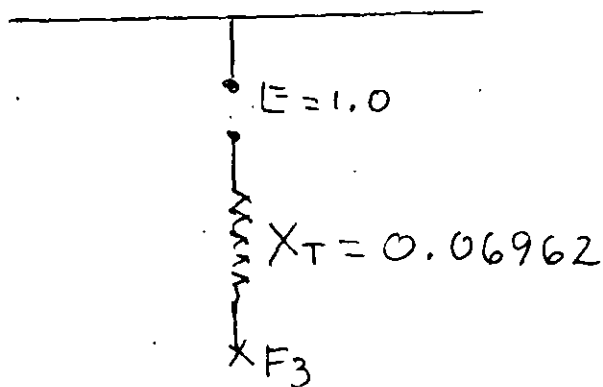
PARA CALIBRAR LA UNIDAD "E" PARA FALLAS DE ARQUEO A TIERRA, ES IN VIENTE CONSIDERAR UNA CORRIENTE DE FALLA DE ARQUEO DE POR LO MENOS EL 38% DE LA FALLA SOLIDA DISPONIBLE O SEA:

$$I_{arc.} = (0.38)(41,231) = 15,667 \text{ A}$$

FALLA EN F3 :



REINICCIONES



$$I_{3\phi} = \frac{1}{0.06962} (1968) = 28,266 \text{ A}$$

$$I_{3\phi} = 28266 \text{ A}$$



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 8:

SISTEMAS DE TIERRAS

**ING. ALBERTO ESQUIVEL REYES
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

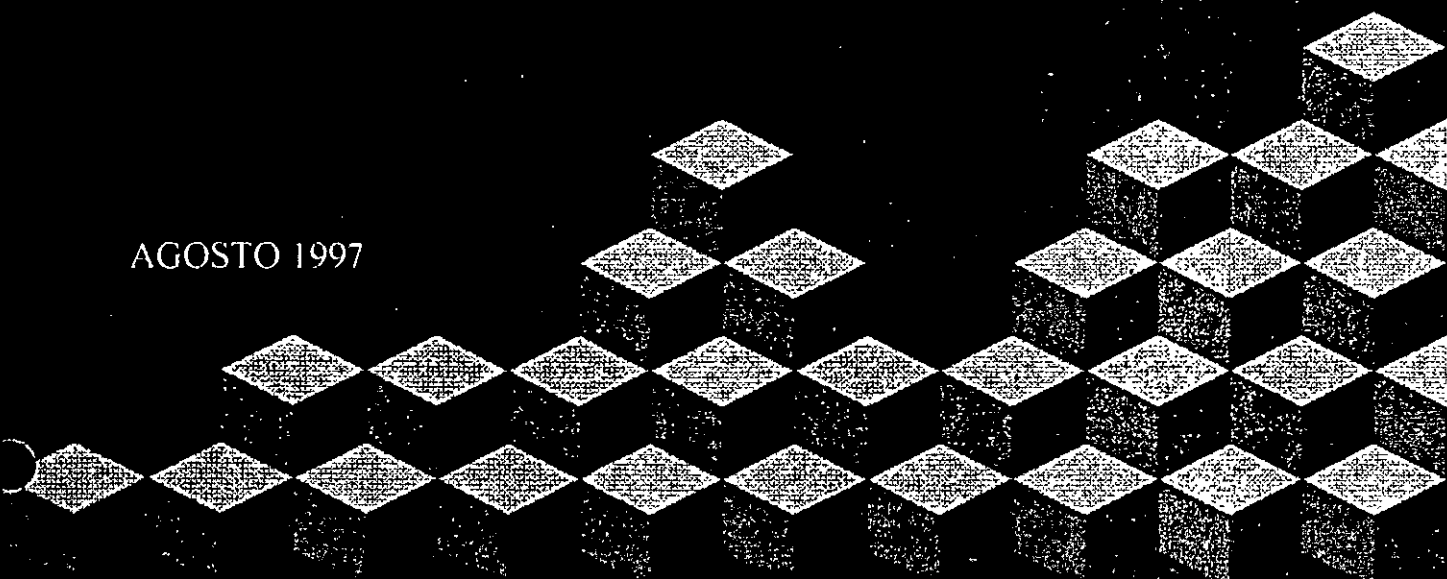
INDUSTRIALES

SISTEMA DE TIERRAS

TEMA 8

ING. ALBERTO ESQUIVEL REYES

AGOSTO 1997



Generalidades:

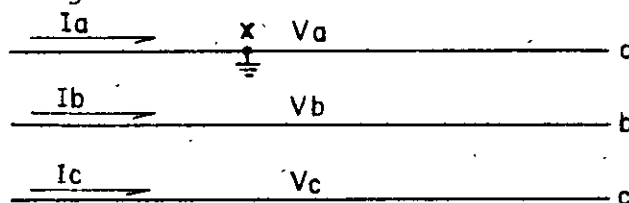
Al proyectar un sistema eléctrico de distribución, se pone especial énfasis en los métodos mejores para conducir el fluido eléctrico, como en la mejor manera de aislarlos del medio ambiente y entre sí. Se aplican los conocimientos tecnológicos de modo de tener el mejor control y la mejor protección para los circuitos eléctricos de control. Se busca la mejor -- coordinación tanto de aislamientos como de protecciones para lograr que el sistema eléctrico resulte eficiente, confiable, seguro y versátil.

Todo el conjunto de elementos constituyentes del sistema eléctrico, está prácticamente a la vista y es de fácil acceso, pero existe una sección de las redes eléctricas del sistema de distribución (nos referimos al sistema de tierras) a la cual es muy conveniente dirigir nuestra atención. Es necesario aplicar nuestros conocimientos teórico-prácticos para seleccionar el mejor sistema para poder descargar segura y adecuadamente las corrientes resultantes de una falla a tierra, y no permitir sobretensiones peligrosas para el personal y los equipos de las instalaciones eléctricas.

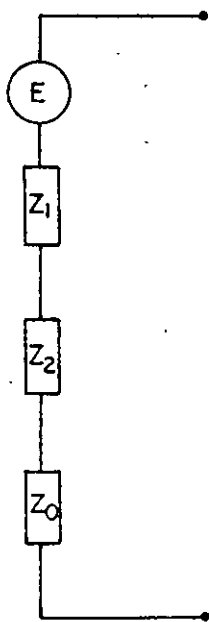
Existen varias formas de referir el neutro de un sistema eléctrico a tierra: aterrizaje directo, por medio de reactancias, por resistencias y también el de neutro aislado de tierra (neutro flotante ó distribución del ta).

7.1 TIPOS DE SISTEMAS ATERRIZADOS Y NO ATERRIZADOS.

Supongamos un sistema trifásico con una falla de línea a tierra como se indica en la figura:



Utilizando la técnica de componentes simétricas podemos resolver el circuito como se indica a continuación:



E .- Tensión de la Fuente

Z_1 .- Impedancia de secuencia positiva, vista desde el punto de falla X.

Z_2 .- Impedancia de secuencia negativa, vista desde el punto de falla X.

Z_0 .- Impedancia de secuencia cero, vista desde el punto de falla X.

$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E \left(1 - \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$E_2 = -E \frac{Z_1}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$E_0 = -E \frac{Z_0}{Z_0 + 2Z_1}$$

$$V_a = 0$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2$$

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$V_b = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P. U.})$$

$$V_c = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} + \frac{\frac{Z_0}{Z_1} - 1}{\frac{Z_0}{Z_1} + 2} \quad (\text{P. U.})$$

$$Z_1 = R_1 + j X_1$$

$$Z_0 = R_0 + j X_0$$

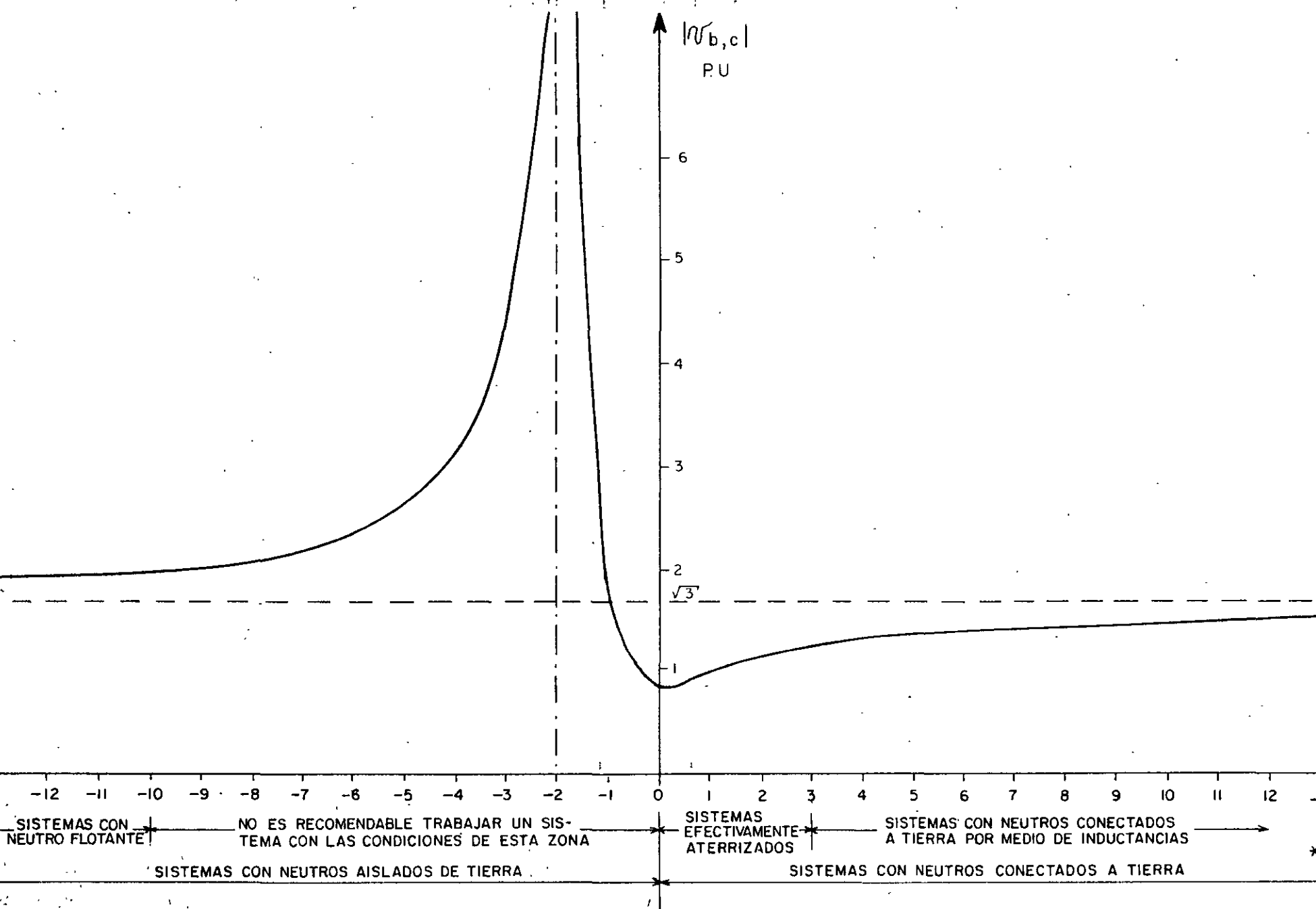
Si para simplificar despreciamos R_1 y R_0 podemos generalizar las ecuaciones anteriores:

$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} \mp j \frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_1} + 2}$$

Dando valores a la relación X_0/X_1 podemos encontrar las tensiones que aparecen en las líneas (b,c) no falladas:

$\frac{X_0}{X_1}$	$ V_{b,c} $ (P.U.)	OBSERVACIONES
0	$\sqrt{3}/2 = 0.866$	La reactancia en secuencia positiva es función de la inductancia del circuito de potencia y siempre el de valor positivo. La reactancia en secuencia cero, corresponde a la que tiene el retorno por tierra, en éste caso es de valor positivo y significa que los neutros están conectados a tierra.
1	1	
3	1.25	
10	1.5	
∞	$\sqrt{3}$	
-1	$\sqrt{3}$	La reactancia en secuencia positiva no puede tener valor negativo. Si la reactancia en secuencia cero es de valor negativo, significa que los neutros del sistema están conectados a tierra con capacidades, y estamos por lo tanto en el caso de neutros flotantes.
-1.5	4.51	
-2	∞	
-3	4.51	
-4	3.12	
-6	2.41	
-10	2.02	
-40	1.8	
$-\infty$	$\sqrt{3}$	

Graficando la Información anterior obtenemos:



* LOS PUNTOS EN DONDE $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$ CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN

Analizando la gráfica anterior podemos apreciar que el tipo de aterrizamiento de un sistema eléctrico depende fundamentalmente de las sobretensiones a la frecuencia de generación que aparecen cuando una línea se pone a tierra. Podemos conocer por lo tanto, el grado de aterrizamiento de un sistema por medio de sus parámetros de diseño X_0 , X_1 y R_0 , como veremos a continuación:

- SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO.

Es el que tiene la mayor parte de sus neutros conectados directamente a una tierra de baja impedancia y que es capaz de conducir la corriente máxima de corto circuito.

Las condiciones para que el sistema se considere efectivamente aterrizado, son que para cualquier condición de operación y cualquier capacidad de generación se cumplan las siguientes relaciones.

$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

$$0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

Con estas condiciones las sobretensiones a la frecuencia del sistema nunca podrán ser mayores de 1.4 p.u., y el factor de aterrizamiento siempre será menor de $1.4 / \sqrt{3} \approx 0.81$

Prácticamente todos los sistemas de potencia y distribución están efectivamente aterrizados.

La mayoría de las instalaciones industriales nacionales, también caen dentro de esta categoría de aterrizamiento.

- SISTEMA ATERRIZADO POR REACTANCIA

Como su nombre lo indica, implica la inserción de una bobina entre el neutro y la red de tierras. Esta reactancia debe tener un valor tal que se cumplan las siguientes condiciones:

$$3 < \frac{X_0}{X_1} < \infty$$

$$3 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

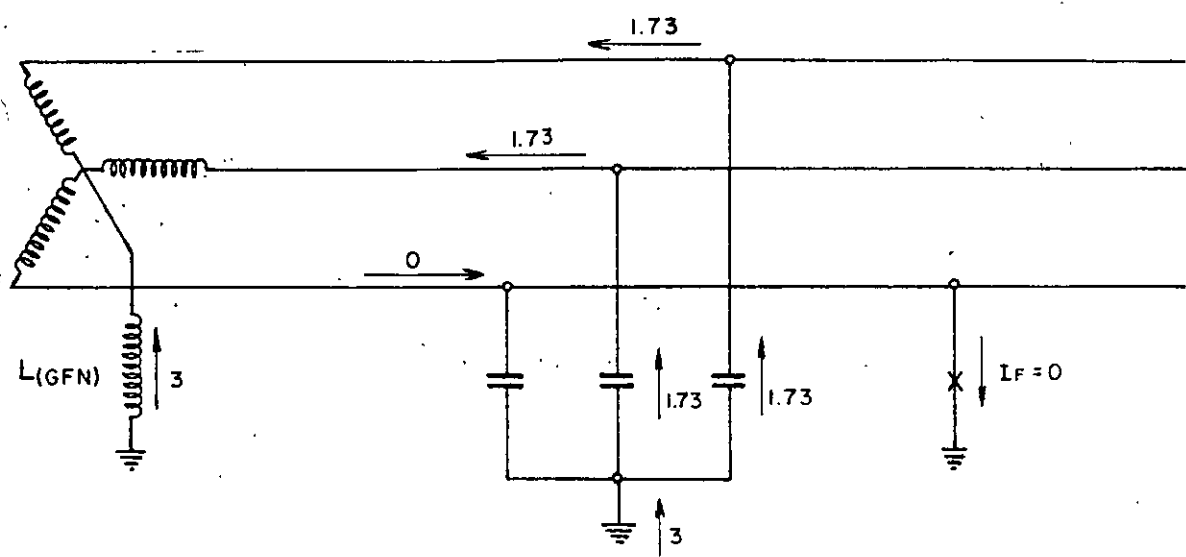
La red de tierras y la reactancia inductiva deben de poder conducir adecuadamente las corrientes de corto circuito del sistema.

Este sistema de aterrizamiento puede originar sobretensiones a la frecuencia del sistema de más de 1.4 p.u. pero menores de 1.73 p.u., lo que nos da un factor de aterrizamiento entre 0.81 y 1.00.

Este sistema de aterrizamiento se emplea cuando por alguna razón se desea limitar la corriente de corto circuito de fase a tierra del sistema, y se pueden aceptar las sobretensiones que aparecen cuando existen disturbios. (Sobretensión transitoria 2.73 p.u. max.)

- SISTEMA ATERRIZADO POR BOBINA DE PETERSEN

Es un sistema con el neutro aterrizado por una bobina (GFN) de magnitud adecuada para formar un circuito resonante en paralelo, a la frecuencia de generación, con la capacitancia a tierra del sistema, de tal manera que la corriente de falla de una línea a tierra sea cero.



$$X_0 = \frac{(jWL)(-j\frac{1}{WC})}{(jWL) - (j\frac{1}{WC})} = +\infty$$

El método de cálculo detallado se puede encontrar en "JOINT EEI — BELL TELEPHONE SYSTEM REPORT VOL IV REPORTS 26 - 38".

Las sobretensiones a la frecuencia de generación son de 1.73 p.u. y el factor de aterrizamiento es de 1.0.

Esta forma de aterrizamiento se usa en industrias en donde la continuidad de servicio es vital. El sistema puede seguir trabajando aún con una fase a tierra.

No se debe olvidar que el sistema debe estar convenientemente aislado para aguantar las sobretensiones que aparecen en éste sistema en caso de disturbios.

- SISTEMA CON NEUTRO FLOTANTE

Los neutros del sistema se dejan desconectados de tierra. Las sobretensiones a la frecuencia del sistema siempre serán mayores a 1.73 p.u.-

y para limitarlas a 2.0 p.u. (Factor de aterrizamiento de 1.1)

Se establece la condición $X_0/X_1 \leq -10$. Para sistemas de gran capacitancia a tierra, en donde no se cumple la condición anterior, no es recomendable trabajarlos con neutro flotante ya que no es posible resolver satisfactoriamente el problema del aislamiento.

Los sistemas con neutro flotante se utilizan en instalaciones industriales en donde la continuidad del servicio es necesaria, ya que pueden seguir trabajando aún con una fase fallada a tierra.

Las sobretensiones transitorias pueden ser muy altas especialmente las debidas a cargas atrapadas en las capacitancias a tierra. Es necesario asegurarse que no existe la posibilidad de que ocurran éstos fenómenos indeseables en un sistema, antes de decidir el uso del neutro flotante.

- SISTEMAS ATERRIZADOS POR RESISTENCIA.

Se utiliza en sistemas eléctricos de potencia y distribución en donde lo más común es aterrizar el neutro con una resistencia pequeña, para limitar la corriente de corto circuito de fase a tierra. En éstos casos las sobretensiones a la frecuencia nominal siempre serán menores a 1.73 p.u., factor de aterrizamiento no mayores a 1.00. Las sobretensiones transitorias quedan muy amortiguadas y se tiene ventaja con respecto a los sistemas aterrizados por reactancia, aunque la resistencia es voluminosa ya que debe disipar gran cantidad de energía durante las fallas de línea a tierra.

Cuando la resistencia es muy grande para limitar la corriente de falla de fase a tierra a valores muy bajos que permitan seguir operando la instalación industrial, aún con éste tipo de falla y sin los problemas de sobretensiones transitorias de los sistemas con neutro flotante, se recomienda-

dimensionar la resistencia de tal manera que Z_0 / X_1 no se haga negativo.

$$Z_0 = \frac{R(-j\frac{1}{\omega C})}{R-j\frac{1}{\omega C}}$$

7.2. PROYECTOS DE REDES DE TIERRA.

7-10

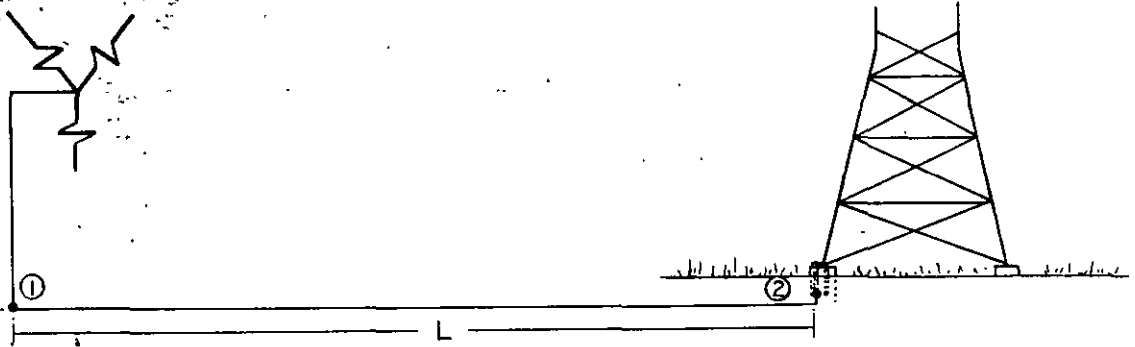
En el pasado, prevalecía el criterio de que cualquier objeto aterrizado ya fuera que formara parte de un sistema de tierras o que por opinión propia era parte de una "buena tierra" podría ser tocado con toda seguridad. Aparentemente éste punto de vista era sólido, ya que si una estructura metálica, estaba conectada mecánicamente a una red hidráulica en amplio contacto con el terreno, uno podría con plena seguridad apoyarse en ella, ya que cualquier línea de cualquier tensión que cayera sobre ella automáticamente igualaría su nivel de potencial al de tierra, es decir cero y el ser humano estaba a salvo de diferencias de potenciales peligrosos.

La experiencia de varios años, arrojó un resultado fatal, muchas vidas fueron segadas en forma totalmente extraña; caminando en un terreno abierto con una "buena red de tierras" a sus pies, caían fulminadas, recargadas en una estructura metálica, morían electrocutados; ¿que pasaba con las tierras ?

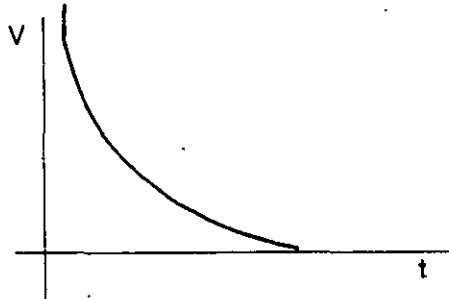
Se había solamente analizado el peligro de tensiones peligrosas de línea a tierra ya fueran transitorias por descargas atmosféricas ó por caídas de líneas más no se habían analizado los efectos secundarios de tales circunstancias; no se había contemplado el efecto de la corriente de falla al circular por el terreno.

¿Que pasa cuando ocurre una falla a tierra en un sistema debidamente aterrizado?

Supongamos que tenemos un conductor enterrado conectado al neutro de un transformador y una línea cayendo a tierra a una distancia L .



La corriente de falla se distribuirá en el terreno circundante y tratará de cerrar el circuito a través de los puntos ① y ②, ocasionando una curva de niveles de tensión debidos al paso de la corriente de falla por una resistividad del terreno (ρ) en una longitud (L) lo que por ley de ohm -- $dv = \rho L d_{acc}$, que nos arrojará una superficie equipotencial desarrollada de la siguiente forma simplificada.



Se observa que los decrementos de tensión son sumamente importantes en las proximidades del punto de falla ya que a pequeños incrementos de longitud, ocurren grandes incrementos de potencial, que pueden resultar de varios miles de volts.

¿ Cual es el circuito eléctrico equivalente del cuerpo humano ?

Según reportes del IEEE, el umbral de percepción de la corriente eléctrica en un ser humano es del orden de 1 ma, ya en niveles de 9-25 ma, resulta un efecto doloroso y se empieza a presentar el fenómeno de contracción muscular que

ocasiona el efecto de aferrarse a los objetos electrizados, 50-100 ma, se presenta el umbral de la fibrilación ventricular, que es un fenómeno de daño irreversible en el corazón, para terminar en valores superiores con el daño total del mismo y la muerte por ausencia total de actividad palpitatoria combinada con la asfixia,

Se puede considerar que un valor seguro para un corazón sano es de 25 ma, a través de él. Naturalmente es muy importante el tiempo de duración de dicha corriente.

Se ha comprobado que si el tiempo es menor, el cuerpo puede soportar corrientes mucho mayores determinándose una relación empírico-matemática por la fórmula de Charles Dalziel, como sigue:

$$I_k^2 t = 0.0135$$

de donde:

I_k : corriente en amperes a través del cuerpo

t : duración de la falla en segundos

0.0135: factor empírico basado en el concepto de constante de energía.

De la fórmula anterior:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

Con respecto a la resistencia del cuerpo, es pertinente anotar que según las experiencias en la Universidad de Columbia, se ha obtenido el valor-

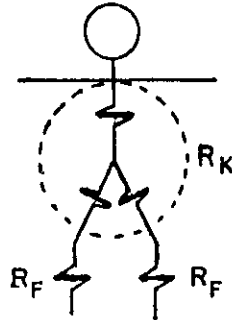
promedio de 2300 ohms entre mano y mano y 1100 ohms entre una mano y un pie.

Como seguridad se emplea el valor de 1000 ohms en ambos casos -

(R_k).

Además se ha determinado que siendo la resistividad del terreno ρ_s , la resistencia de un pie (R_F) será $3 \rho_s$ ohms, por lo tanto entre dos pies en serie (un paso) será $6 \rho_s$ ohms y los dos pies en paralelo (tocando con una mano el objeto energizado) será de $1.5 \rho_s$.

El circuito equivalente de un cuerpo humano promedio será

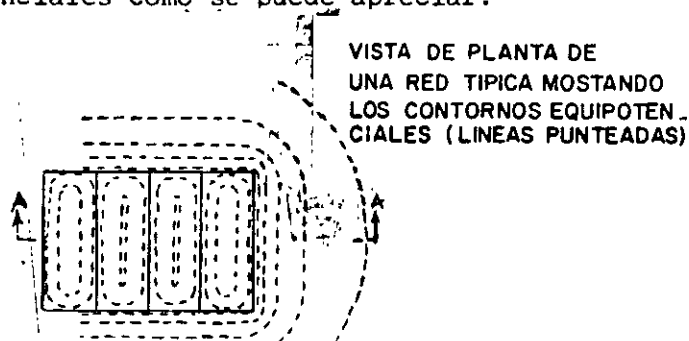


¿ Como se comporta una malla de tierra bajo condiciones de falla?

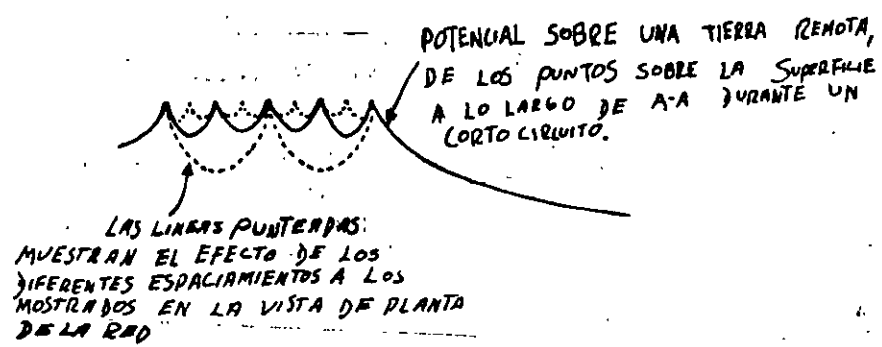
Por lo que respecta a la dispersión de corrientes en el terreno, como se muestra a continuación.



Por lo que respecta a los niveles de tensión, pueden trazarse su superficies equipotenciales como se puede apreciar.

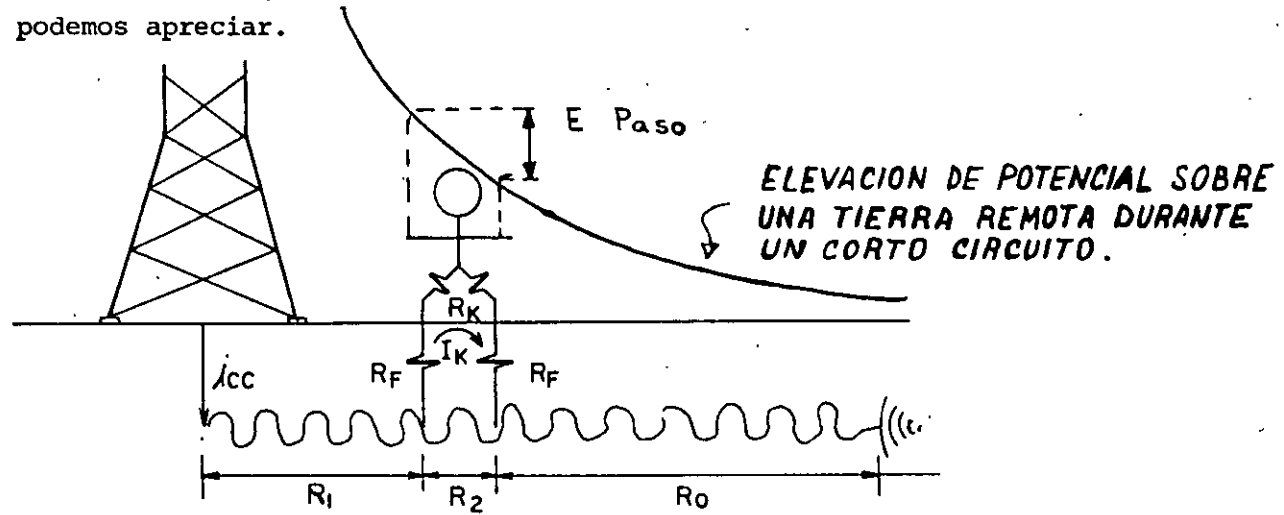


Las tensiones que aparecen en el nivel de piso terminado son:

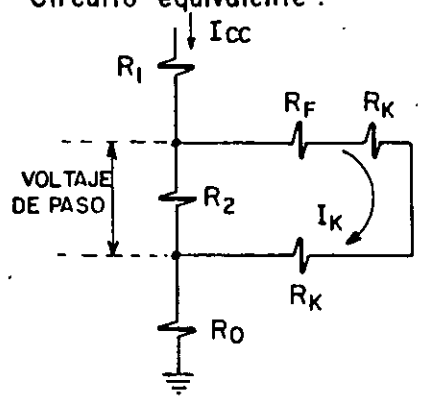


4.- Diferentes posibilidades de accidentes.

La primera posibilidad es que el individuo al dar un paso en -- una superficie bajo tensiones transitorias puede estar sometido a potencia -- les peligrosos debido a una falla de fase a tierra (voltaje de paso) como podemos apreciar.



Circuito equivalente:



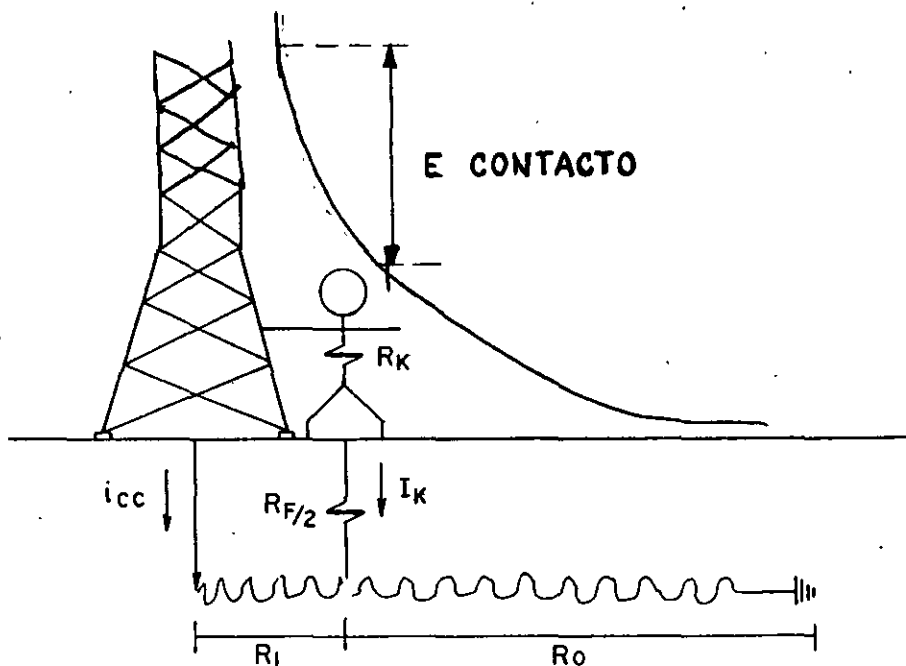
$$V_p = (R_k + 2R_f) \times I_k$$

$$= (1000 + 6 \rho_s) \times \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

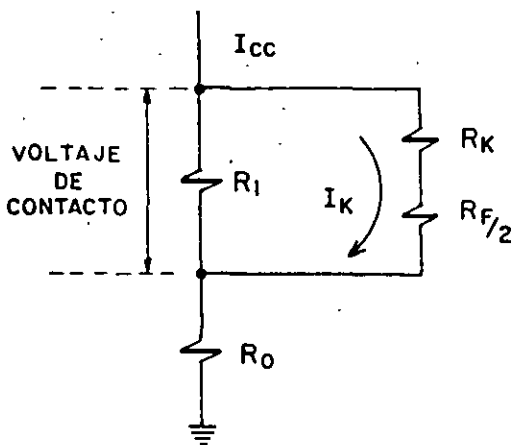
$$= \frac{116 + 0.7 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

QUE VALORES INDICA CADA LETRA.

La segunda posibilidad existe cuando una persona está parada -
 junto a una estructura aterrizada y hace contacto manualmente con ella y -
 ocurre una falla a tierra (voltaje de contacto) como se muestra:



Circuito equivalente :



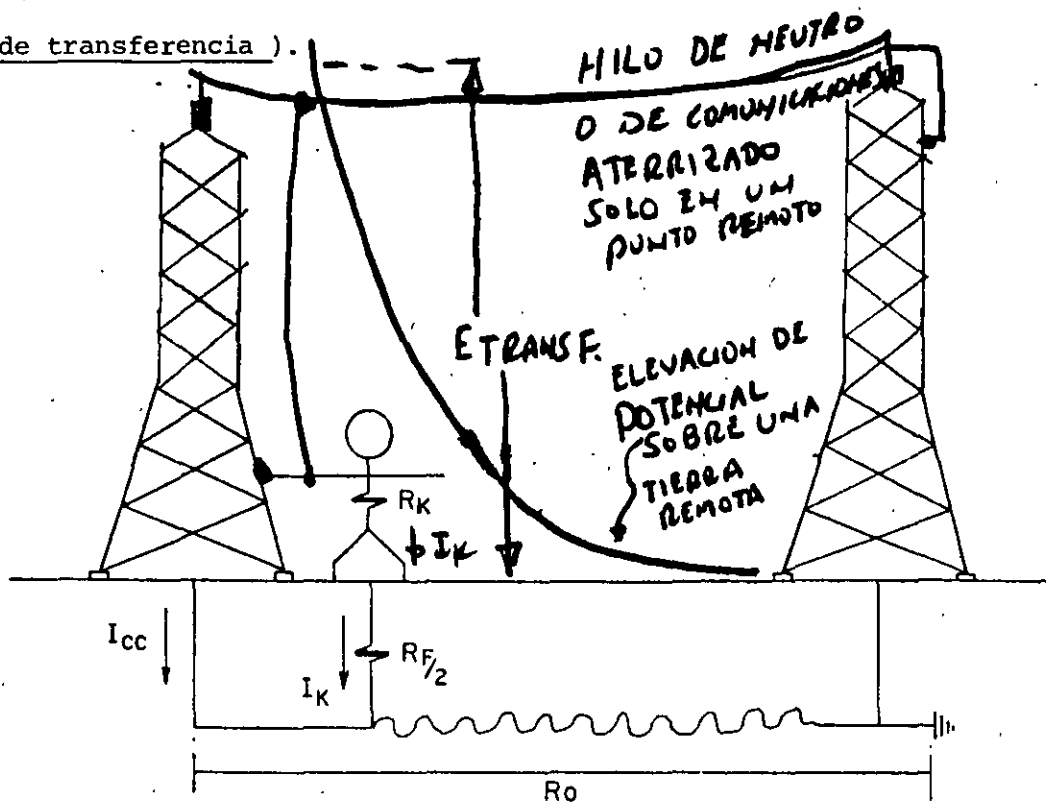
$$V_c = (R + R_{f/2}) I_k$$

$$= (1000 + 1.5 \Omega) \frac{0.116}{\sqrt{E}}$$

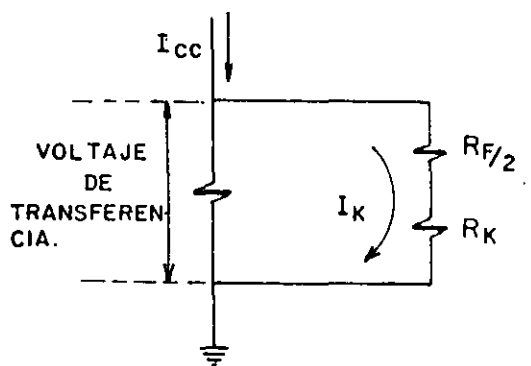
$$= \frac{116 + 0.17 \Omega}{\sqrt{E}}$$

QUE VALORES
INDICA CADA
LETRA.

La tercera posibilidad es cuando existe un elemento metálico - aterrizado en un punto de falla y su longitud es tal que puede hacerse contacto simultáneamente con él y otra superficie también aterrizada (voltaje de transferencia).



Circuito equivalente



$$V_t = (R_{f/2} + R_k) I_k$$

$$= (1000 + 1.5 \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$= \frac{116 + 0.174 \rho_s}{\sqrt{t}}$$

QUE VALORES INDICA CADA LETRA.

Tanto los voltajes de paso como los de contacto y transferencia han sido fijados en un máximo de 150 V , y la duración máxima será de 1.2 - seg.

La secuencia de cálculo para proyectar una red de tierras con capacidad de conducir las corrientes de corto circuito y que presente seguridad al personal y equipos se indica a continuación:

CALCULO DE REDES DE TIERRA

- 1.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra IG.
- 2.- Determinación del calibre mínimo para evitar fusión mediante table de ---
ONDERDONK.

DURACION DE LA FALLA SEG.	CM / A		
	CABLE	CONEXIONES SOLDADAS.	CONEXIONES MECANICAS.
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

$$S = (CM / A) \times IG$$

- 3.- Resistividad del terreno.

Fórmula de D.F. WENNER

$$\rho_s = \frac{4 \pi A R}{1 + \frac{2 A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2 A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

- ρ_s = Resistividad el terreno en (ohm - m)
- R = Resistencia medida con Megger en (ohms)
- A = Distancia entre electrodos adyacentes en (m)
- B = Profundidad de enterramiento de los electrodos en (m)

VALORES TIPICOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD (ohm - m)
Tierra Orgánica mojada.	10
Suelo húmedo.	10^2
Suelo seco.	10^3
Concreto armado.	10^3
Cama rocosa.	10^4

4.- Diseño preliminar de la red de tierras.

$$L = \frac{K_m K_a \rho_{si} I_{cc} \sqrt{T}}{0.116 + 0.17 \rho_{s2}}$$

L - longitud mínima del conductor enterrado en metros incluyendo las --- varillas.

K_m - Coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla en cuanto a número, calibre y disposición

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

$(n-2)$ términos \longrightarrow

D - Separación entre conductores de la malla (m)

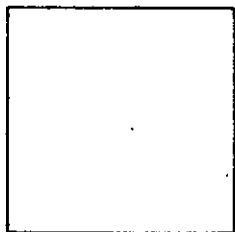
d - Diámetro de los conductores que forman la malla en (m)

h - Profundidad a la que se entierra la red en (m)

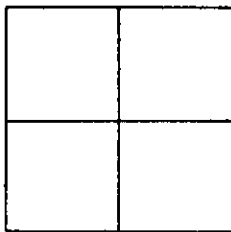
n - Espaciamientos de la malla.

K_i .- Factor de corrección por irregularidades, tomando en cuenta la distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.

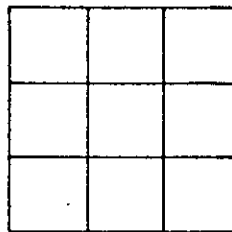
(factores K_i sugeridos por Walter Koch.)



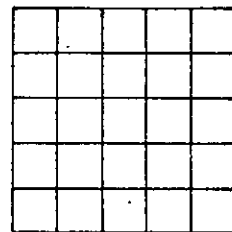
$K_i = 1$



$K_i = 1.16$



$K_i = 1.47$



$K_i = 2.21$

ρ_{s1} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

ρ_{s2} - Resistividad del terreno que tocan los pies en (ohms - m)

I_{cc} - Corriente eficaz máxima que fluirá de la red en conjunto hacia la tierra, en (AMP)

$$I_{cc} = I_G \times A \times D$$

A = Factor de Ampliación

D = Factor de Decremento

DURACION DE LA FALLA		FACTOR DE DECREMENTO
CICLOS A 60 Hz	SEG.	D
0.5	0.008	1.65
6	0.10	1.25
15	0.25	1.10
30 ó más	0.5 ó más	1.00

Para cálculos más precisos del Factor de decremento se puede emplear la siguiente fórmula

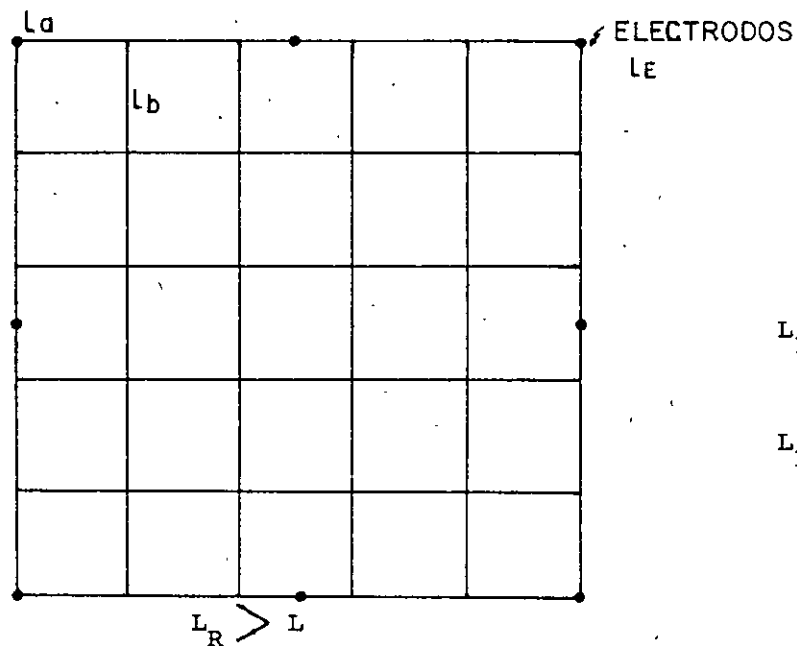
$$D = \sqrt{\frac{1}{T} \left[T + \frac{1}{\omega} \frac{X}{R} \left(1 - e^{-\frac{2\omega T}{X/R}} \right) \right]}$$

T - Duración de la falla en (seg)

$$\omega = 2\pi f$$

X - Reactancia total del sistema en (ohms)

R - Resistencia total del sistema en (ohms)



$$L_R = \sum L_a + \sum L_b + \sum L_E$$

L_R = Longitud real del conductor enterrado, incluyendo varillas en (m).

En caso contrario rediseñar la red hasta cumplir la condición.

5.- Cálculo de la resistencia de la red de tierras.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

r - Radio equivalente de la superficie de la red de tierras en (m)

A - Area de la red de tierras en (m²).

$$R = \frac{\rho_s}{4r} + \frac{\rho_s}{L_R}$$

R - Resistencia entre la red y tierra en (ohms)

6.- Cálculo del máximo aumento de potencial de la red en caso de falla.

$$E = I_g R$$

7.- Cálculo del potencial de paso en el piso adyacente a la red.

$$E_s = K_s K_d \rho_s \frac{I_g}{L_R}$$

E_s = Potencial entre los pies de una persona al dar un paso cuando está circulando la corriente máxima de falla de la red hacia la tierra en (Volts)

K_s = Coeficiente que considera la profundidad de enterrado de la red de tierra y el número de conductores transversales de la red.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots + \frac{1}{13D} \right]$$

Hasta el número de espacios transversales.

K_i - Factor de corrección por irregularidad.

ρ_{SI} - Resistividad del terreno en (ohms - m)

$$E_s < E'_s = \frac{116 + 0.7\rho_{SI}}{\sqrt{t}}$$

En caso contrario rediseñar la red para que ésta condición se cumpla.

8.- Cálculo de potencial entre piso y elementos conectados a tierra.

Si $L_R \geq L$ se considera que el potencial entre el piso y puntos tocados con la mano están dentro de los límites aceptables.

Como un ejemplo de aplicación presentamos el cálculo de la red de tierra de la unidad 4 de Salamanca.

1.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra.

a) Características del equipo:

Generador.- 344.44 MVA , 20 KV , F.P. = 0.8 , 3 ϕ

60 cps , 3600 R.P.M.

x_d = reactancia sincrónica = 157.0 %

$x'd$ = reactancia transitoria = 28.0 %

$x_1 = x''d$ = reactancia subtransitoria = 20.5 %

X_2 = Reactancia de secuencia negativa = 18.0 %

x_0 = Reactancia de secuencia cero = 8.5 %

Transformadores Principales.- Tres de 107 MVA c/u.

20 / 230 Kv . 1 ϕ , 60 cps.

% Z = 10.4

Sistema.- En el bus de 230 Kv. La capacidad interruptiva del mismo se considera de 15,000 MVA.

b) Corriente de falla a tierra en el lado de 230 Kv

BASE: 1 MVA.

Reactancias del Sistema:

$$X_{1S} = X_{2S} = X_{0S} = \frac{|x| \approx 1}{15,000} = 0.000\ 066 \%$$

Reactancias de Transformadores Principales:

$$X_{1T} = X_{2T} = X_{0T} = \frac{0.104}{3 \times 10^7} = 0.000\ 324 \%$$

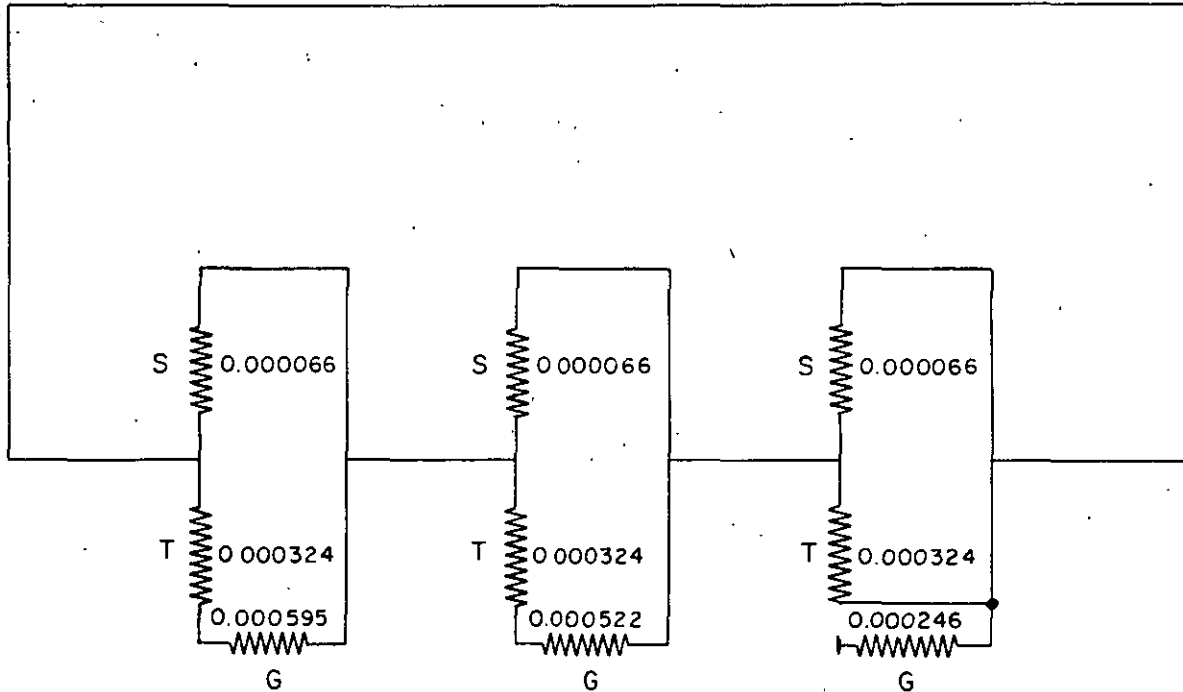
Reactancias del Generador:

$$X_{1G} = X''_d = \frac{0.205 \times 1}{344.44} = 0.000\ 595 \%$$

$$X_{2G} = \frac{0.18 \times 1}{344.44} = 0.000\ 522 \%$$

$$X_{CG} = \frac{0.085 \times 1}{344.44} = 0.000\ 246 \%$$

REFERENCIA



Cálculo de X_{1R} , X_{2R} , X_{0R}

$$0.000\ 324 + 0.000\ 595 = 0.000\ 919$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 919 \times 0.000\ 066}{0.000\ 919 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0615$$

$$0.000\ 324 + 0.000\ 522 = 0.000\ 846$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 846 \times 0.000\ 066}{0.000\ 846 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0612$$

$$X_{0R} = \frac{0.000\ 324 \times 0.000\ 066}{0.000\ 324 + 0.000\ 066} = 0.000\ 0548$$

Fórmula para determinar la corriente de falla a tierra:

$$I_G = \frac{3}{X_{1R} + X_{2R} + X_{OR}}$$

Sustituyendo:

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 0615 + 0.000\ 0612 + 0.000\ 0548} = 16901.4 \%$$

$$I_G = \frac{16901.4 \times 1000}{\sqrt{3} \times 230} = 42426.2 \text{ Amp}$$

Determinación de la sección del conductor según la siguiente tabla ONDERDONK:

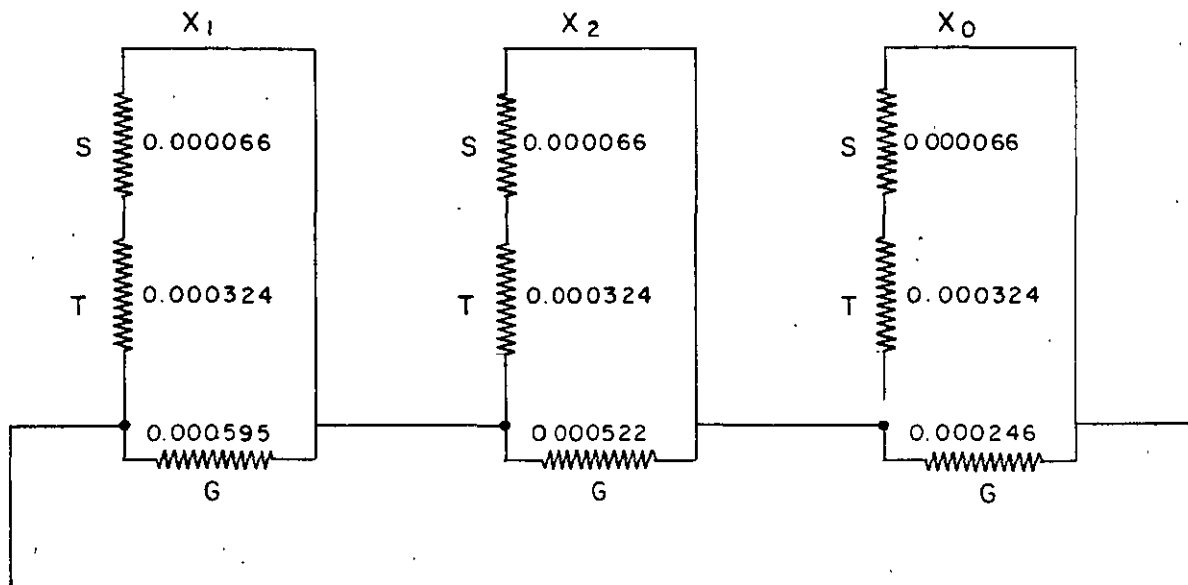
Calibres mínimos para evitar fusión.

DURACION DE LA FALLA EN SEG.	CM / A		
	CABLE	CONEXIONES SOLDADAS.	CONEXIONES MECANICAS.
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

Como se recomendaron juntas soldadas y un tiempo de falla de 0.5-seg., se determinará la sección del conductor con la constante 6.5 CM / A lo que nos da:

$$42426.2 \text{ A} \times 6.5 \frac{\text{CM}}{\text{A}} = 275770 \text{ CM}$$

c) Corriente de falla a tierra en el lado de 20 Kv.



Cálculo de X_{1R} , X_{2R}

$$0.000,066 + 0.000 324 = 0,000 39$$

$$X_{1R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 595}{0.000\ 39 + 0.000\ 595} = 0.000\ 2355$$

$$X_{2R} = \frac{0.000\ 39 \times 0.000\ 522}{0.000\ 39 + 0.000\ 522} = 0.000\ 2232$$

$$I_G = \frac{3}{0.000\ 2355 + 0.000\ 2232 + 0.000\ 246} = 4257.13 \%$$

$$I_G = \frac{4257.13 \times 1000}{3 \times 20} = 122\ 892.76 \text{ A}$$

Como ésta corriente es mayor que la calculada en el lado de 230 Kv, será la que tomaremos en cuenta para el cálculo de nuestro sistema de tierra,

Para determinar el valor de la resistividad emplearemos la siguiente fórmula del D F. WENNER.

$$\rho_s = \frac{4 \pi A R}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

en donde

ρ_s = resistividad del terreno en Ω -m

R = resistencia por medición en (se obtiene con el Megger)

A = distancia entre electrodos ayacentes en M.

B = profundidad de enterramiento de los electrodos en M.

Dado que se carece de datos se tomó el valor de la resistividad-
igual que el de la Unidad 3 que fué de $6 \Omega\text{-m}$

2.- Diseño Preliminar de la Red de Tierras

De acuerdo con la tabla anterior se toma $6.5 \text{ CM} / \text{A}$ para deter-
minar el calibre

$$S = 6.5 \frac{\text{CM}}{\text{A}} \times 122892 = 798802 \quad \text{C.M. Calibre inmediatamente superior.}$$

1000 MCM $d = 0.029$

Residencia de Salamanca pidió un calibre de 750 M.C.M. con el --
propósito de utilizar el material existente,

Por lo tanto se tiene un diámetro de $0.0253 \text{ m. (0.997")}$.

El diámetro está en función con la longitud del conductor (L) y --
del coeficiente que toma en cuenta conductores de la malla en cuanto a núme-
ro, calibre, y disposición (km) tenemos que diseñar un arreglo tal que cum --
pla con éstas condiciones.

Tenemos:

$$L = \frac{K_m \times K_i \times \rho_o \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s} \quad (\text{M})$$

En donde:

L : longitud total del conductor enterrado en metros, --
incluyendo varillas.

K_m : coeficiente que toma en cuenta los conductores de la
malla en cuanto a números, calibre y disposición..

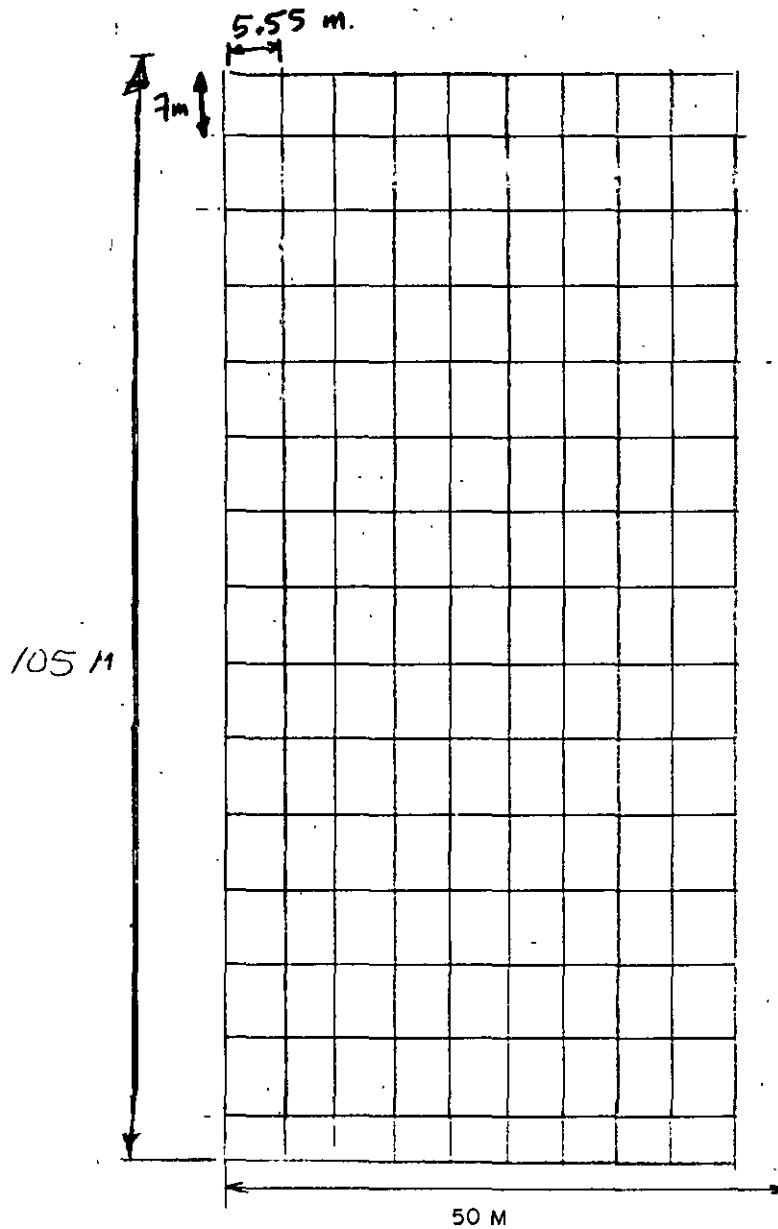
$$K_m = \frac{1}{2 \pi} L_n \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} L_n \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \dots$$

En donde:

D : separación entre conductores de la malla en metros (8 metros).

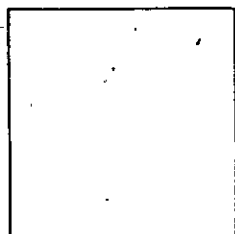
d : diámetro de los conductores que forman la malla = 0.0253 metros

h : profundidad a la que se entierra la red = 0.60 metros.

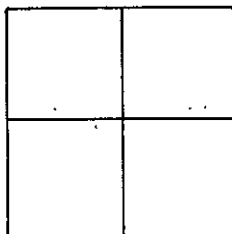
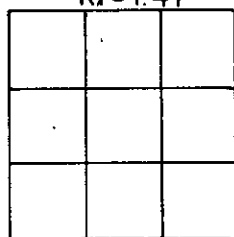


$$\begin{aligned}
 50 \times 16 &= 700 \text{ M} \\
 105 \times 10 &= 1050 \text{ M} \\
 36 \times 3 &= 108 \text{ M} \\
 \hline
 L &= 2000 \text{ M}
 \end{aligned}$$

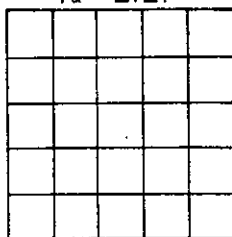
K_i : Factor de corrección por irregularidades, toma en cuenta la -
distribución irregular del flujo de corrientes a tierra.



$K_i = 1.00$
 $K_i = 1.47$



$K_i = 1.16$
 $K_i = 2.21$



Factor K_i sugerido por
Walter Koch.

ρ : resistividad promedio del terreno = $6 \Omega\text{-M}$

I_{cc} : corriente eficaz máxima que fluirá de la red en conjunto, hacia la tierra,
afectada por el factor de decremento D y el factor de ampliación A .

$$I_{cc} = I \times A \times D.$$

Factor de ampliación $A = 1.00$

Factor de decremento D :

Duración de la falla en ciclos	D
$\frac{1}{2}$	1.65
6	1.25
15	1.10
30 ó más	1.00

$$I_{cc} = 122\,892.76 \times 1 \times 1 = 122\,892.76 \text{ A.}$$

$$\begin{aligned} \rho_s &= \text{Resistividad del terreno que tocan los pies.} \\ &= 1000 \Omega \cdot \text{M} \quad (\text{para concreto armado}). \end{aligned}$$

Como la malla tiene un espaciamiento uniforme, se puede hacer la determinación empírica del número de términos de la fórmula de Km.

$$n = 16 - 2 = 14 \text{ términos.}$$

Por lo tanto:

$$K_m = 0.1591549 L_n \frac{7^2}{16 (0.6) (0.0253)} + 0.3183099 L_n \left(\frac{3}{4}\right) \left(\frac{5}{4}\right) \left(\frac{7}{8}\right) \left(\frac{9}{10}\right) \left(\frac{11}{12}\right) \dots \left(\frac{29}{30}\right)$$

(14 términos)

$$K_m = 0.159154 \times 5.5740709 + 0.3183099 L_n \mathbf{0.2889}$$

$$K_m = \mathbf{0.4919}$$

El tiempo $t = 0.5 \text{ seg.}$

$$K_i = 2.21$$

Por lo tanto

$$L = \frac{\mathbf{0.4919} \times 2.21 \times 6 \times 122\,892.76 \times \sqrt{0.5}}{116 + \mathbf{0.17} \times 1000}$$

$$L = \mathbf{1981} \text{ M.}$$

La longitud obtenida debe ser menor que la indicada en el arreglo

$$\mathbf{1981} < 2000 \text{ m.}$$

En los cálculos anteriores, podemos ver que el diámetro que se utilizó (0.0253) el cual corresponde a 750 MCM, cumplen con todas las condiciones para nuestro arreglo en cuanto a longitud y separación entre conductores.

4.- CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS.

Para éste cálculo se determinará primero el radio de un círculo cuya superficie sea igual a la superficie total encerrada por la red.

$$r = \sqrt{\frac{A}{\pi}}$$

en donde

r : radio del círculo

A : superficie encerrada por la malla

$$50 \times 105 = 5250 \text{ m}^2$$

$$r = \sqrt{\frac{5250}{3.14}} = 40.88 \text{ M}$$

Para el cálculo de la resistencia de la red, se aplica la siguiente fórmula:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

└──────────┘ Longitud

Sustituyendo:

$$R = \frac{6}{4 \times 40.88} + \frac{6}{2000} = 0.0397 \text{ (ohms)}$$

CALCULO DEL MAXIMO AUMENTO DE POTENCIAL DE LA RED EN CASO DE FALLA.

Aplicando la fórmula

$$E = IR$$

y teniendo $I = 122\ 892.76$ Amp.

$$R = 0.0397 \text{ ohms.}$$

resulta $E = 122892.76 \times 0.0397 = 4878$ Volts.

6.- CALCULO DEL POTENCIAL DE PASO EN EL PISO ADYACENTE A LA RED.

Esté cálculo se hará con la siguiente fórmula

$$E_s = K_s \times K_i \times \rho \times \frac{I}{L}$$

en donde

E_s : Potencial entre los pies de una persona al dar un paso cuando está circulando la corriente máxima de la falla de la red hacia la tierra.

K_s : Coeficiente que considera a que profundidad está enterrada la red, en metros y el número de conductores transversales de la red (n).

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots + \frac{1}{15D} \right]$$

hasta el número de espacios transversales.

donde h : profundidad de enterramiento (0.60 mts.)

D : espacio longitudinal (7 mts.)

Sustituyendo valores

$$K_s = \frac{1}{3.14} \left[\frac{1}{2 \times 0.60} + \frac{1}{7 + 0.60} + \frac{1}{2 \times 7} + \frac{1}{3 \times 7} + \dots + \frac{1}{15 \times 7} \right]$$

$$= 0.41256 \quad (0.041256)$$

Por lo tanto

$$E_s = 0.4183176 \times 2.21 \times 6 \times \frac{122892.76}{2000} = 336 \text{ volts.}$$

Voltaje máximo permisible entre pies sobre el piso.

Para concreto armado

$$E'_s = \frac{116 + 0.7 R_s}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ volts.}$$

$$E_s < E'_s$$

si $E_s > E'_s$ se rediseña la red aumentando (L)

7.- CALCULO DE POTENCIAL ENTRE PISOS Y ELEMENTO CONECTADO A TIERRA.

Si la longitud del cable usado es igual ó mayor que la calculada, se considera que los voltajes entre el piso y el punto tocado con la mano esta dentro de los límites aceptables.

De acuerdo con la figura del terreno, tenemos que (L) = 2000 Mts.
(2000 m)

Se incluyen 50 varillas de 3.0 mts. cada una:

Esta longitud es mayor que la calculada, por lo tanto cumple con lo anotado al principio de éste inciso.

8.- Verificación de las condiciones de seguridad.

Para que la red diseñada sea considerada como segura, se deberá cumplir la siguiente fórmula

$$\frac{K_m \times K_i \times \rho \times I_{cc} \times \sqrt{t}}{L} - 0.17 \rho_s < 116$$

Sustituyendo valores, tenemos:

$$\frac{0.4919 \times 2.21 \times 6 \times 122892.76 \times \sqrt{0.5}}{2000} - 0.17 \times 1000 = 113.4$$

$$113.4 < 116$$

Al cumplirse la fórmula podemos decir que la red diseñada está dentro de los límites de seguridad.

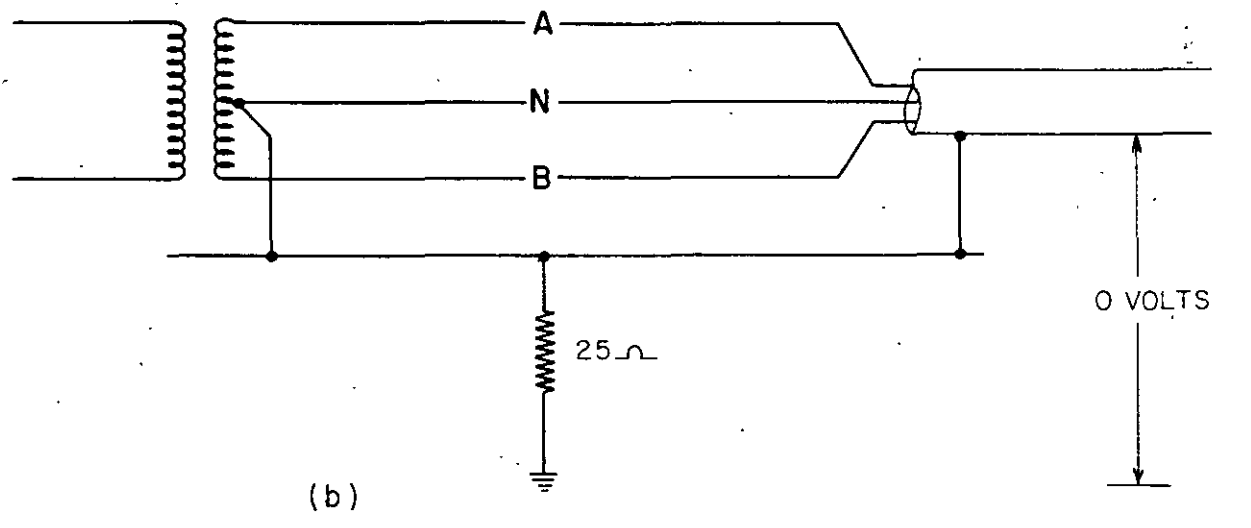
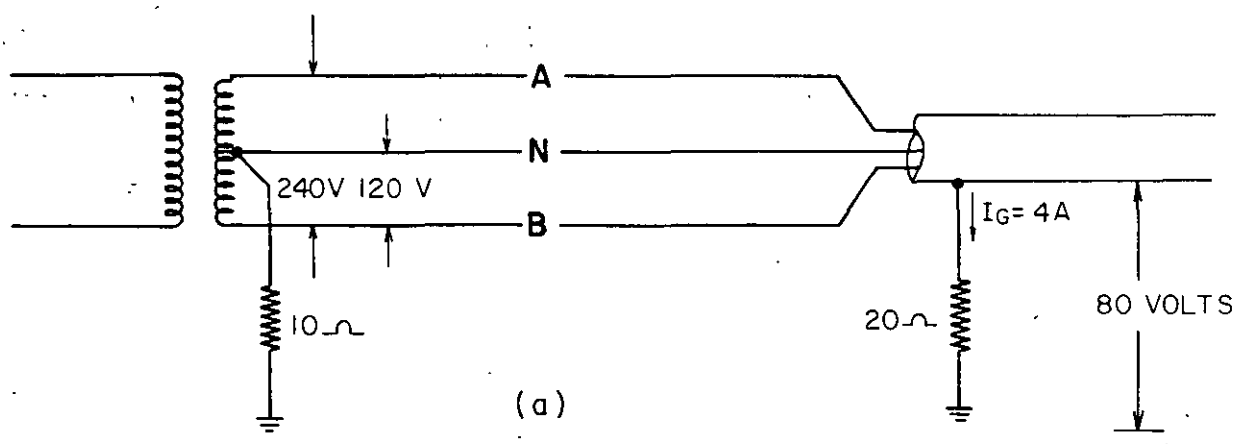
7.3 ATERRIZAMIENTO DE EQUIPO

Los propósitos principales por los que las canalizaciones o -- estructuras metálicas que conducen conductos energizados deben estar inter conectadas a un sistema de tierras son:

- 1.- Mantener una diferencia de potencial baja entre las partes metálicas cercanas dentro de una determinada área y asegurar que el personal que allí se encuentre no corra peligro de sufrir descargas eléctricas.
- 2.- Proveer de un camino efectivo las corrientes de falla a - tierra las cuales deberán fluir sin evidencia de los esfuerz os térmicos, los cuales son peligrosos y pueden ocasionar incendios de material combustible o por presencia de gases en la atmósfera.

Por lo tanto, Todas las canalizaciones y cubiertas metálicas - de conductores o equipos, armazones de motores, et, Deberán ser puestos a tierra para satisfacer los requerimientos anteriores.

En caso de una falla de aislamiento a lo largo de un conductor de un circuito eléctrico, entre el conductor energizado y alguna porción metálica (Tubo, Conduit o Charola), si la parte metálica no fué apropiadamente aterrizada, podría existir un potencial de suficiente magnitud tal que genere daños por descargas eléctricas a quienquiera que toque dichas - partes.



La importancia de un circuito metálico continuo de baja resistencia para canalizar las corrientes de falla, se explica en la figura anterior (A). En ella se muestra el neutro del transformador conectado a tierra -- por medio de un electrodo que tiene una resistencia de $10\ \Omega$ a tierra, el tubo conduit está conectado a otro electrodo separado, el cual tiene $20\ \Omega$ a tierra. Una falla ocurre entre el conductor B y el Conduit

$$\text{Corriente de falla} = \frac{120}{20 + 10} = 4 \text{ A}$$

Caída de potencial de Conduit a tierra será:

$$4 \times 20 = V = 80 \text{ Volts.}$$

En cambio en la figura (B), tanto el neutro del transformador como el tubo conduit, están conectados a una red de tierra común, la que es conectada a tierra a través de un electrodo que tiene $25\ \Omega$ de resistencia.

Lo anterior no infiere que un potencial de 80 volts necesariamente sea fatal, sino que como ejemplo se ilustra el hecho de una inadecuada puesta a tierra puede ocasionar diferencias de potencial que provocarían daños funestos, sobre todo a las personas.

De acuerdo a estadísticas, los accidentes en la Industria Eléctrica, indican que un gran número de personas se han lesionado como resultado de recibir "SHOCK" eléctrico al entrar en contacto con partes metálicas que normalmente no están energizadas o se suponía que estaban desenergizadas.

Así mismo, uno de cada siete incendios en diferentes establecimientos fueron oroginados en el sistema eléctrico, por ello, un desarrollo y adopción de prácticas más efectivas en el aterrizamiento de equipo harían disminuir los riesgos por incendio.

" Factor de suma importancia para la seguridad del personal en plantas industriales, es el aterrizamiento adecuado del propio equipo".

" Conecte a una misma red de tierras, todas las partes metálicas por donde pasan conductores energizados, tubo conduit, charolas, cables con armadura metálica, cajas de conecciones, gabinetes, carcaza de motores, del transformador, etc. Todo aquello que encierre equipo eléctrico o sirva para operar eléctricamente un equipo".

DEFINICIONES:

Electródo de Tierra.- es un conductor embebido en tierra, usado para mantener al potencial de tierra, los conductores conectados al electródo, y para disipar en la tierra todas las corrientes a ella conducidas.

Red de Tierras.- es una red de conductores desnudos enterrados, usada para establecer un potencial uniforme dentro y alrededor de un establecimiento cualquiera. Debe quedar ligado sólidamente a los electródos de tierra.

Conductor de tierra.- es usado para conectar a la red de tierra las carcazas de los equipos, canalizaciones o partes metálicas por donde pasan circuitos energizados.

Cálculo de los conductores de tierra por corriente.- queda determinado por la magnitud de la corriente y el equipo de falla, empleándose las siguientes fórmulas.

Cuando el BUS tenga conexiones ensambladas o empalmadas, considerando una temperatura inicial de 26°C

$$A = 10.6 I \sqrt{S}$$

Si las conexiones son soldadas a temp. inicial de 26 °C

$$A = 8.7 I \sqrt{S}$$

A = sección del conductor en CM

I = corriente de falla en A

S = tiempo de flujo en seg.

En sistemas con neutro aterrizado, la corriente y el tiempo de flujo queda determinado por la impedancia. Normalmente el tiempo está entre 10 y 60 seg.

En sistemas no aterrizados la corriente de falla es aproximadamente igual a la corriente de línea a línea.

En sistemas sólidamente aterrizados, la corriente de falla es - aproximadamente igual a la corriente de falla trifásica.

Además de las consideraciones teóricas existen limitaciones -- prácticas que finalmente pueden determinar el tamaño máximo o mínimo de la red de tierra, ya que por esfuerzos mecánicos no debe ser menor a un conductor de No. 2 / 0 AWG y usualmente no es necesario que sea mayor de 500 - MCM, para grandes estaciones, y del No. 4 / 0 AWG, para pequeñas estaciones o plantas industriales.

RESISTENCIA DE LA RED A LA TIERRA FISICA.

En grandes estaciones no debe exceder de 1Ω

En pequeñas estaciones o plantas industriales no debe ser mayor de 5Ω

Para clientes residenciales debe aterrizar el neutro a tubería de agua, la cual proporciona una conexión a tierra de baja resistencia (aproximadamente 3) y donde ello no sea posible, utilizar un electródo, pero la resistencia a tierra no exceda 25.

Aterrizamiento de equipo en tableros eléctricos.

Deberá ser instalado en los tableros, un BUS de tierra como complemento de los mismos.

Los tableros o estructuras que contengan equipos primarios tales

como:

Transformadores de corriente, transformadores de potencial, --- interruptores de potencia, desconectores, relevadores, instrumentos de medición, et., tal que todos ellos requieren aterrizarse, y que son considerados adecuadamente aterrizados a través de su montaje sobre la estructura, - siempre y cuando cada una de éstas estructuras, paneles o soportes metálicos estén conectados al BUS de tierras en forma individual. El BUS de tierra, - por lo menos será capaz de conducir un 25 % de la más alta corriente nominal en el tablero, generalmente es usada una barra de cobre de 2" x 1/4 " , -- éste BUS por supuesto estará interconectado adecuadamente al BUS general de tierras.

Consideraciones Generales.

- 1o.- Los conductores de tierra deben protegerse cuando estén expuestos a daño mecánico, deben tener continuidad, desde el equipo por aterrizar hasta el BUS de tierra.
- 2o.- El calibre del BUS de tierra en corriente alterna, no será menor que a los que a continuación se indican en la siguiente tabla.

TABLA : Calibre de la red principal de tierras (para acometidas)

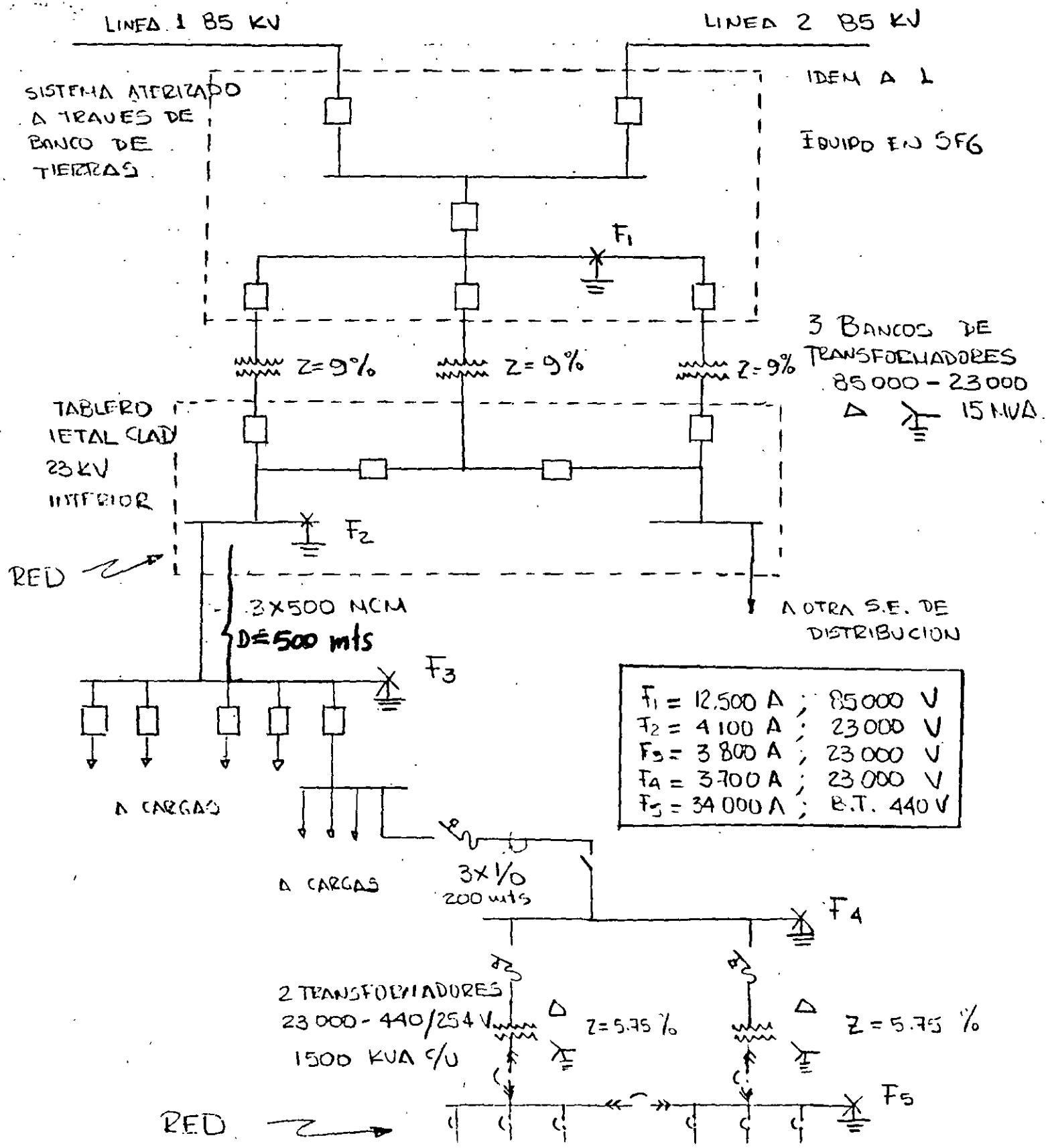
ACOMETIDA * (AWG O MCM) MATERIAL COBRE.	BUS DE TIERRA (AWG O MCM) MATERIAL COBRE.
2 o menor	8
1 / 0	6
2 / 0 a 3/0	4
4/0 a 350	2
400 a 600	1 / 0
600 a 1100	2 / 0
1100 a más	3 / 0

* 0 Alimentador Principal.

Calibre de los conductores para puesta a tierra de
equipos y canalizaciones interiores.

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección con- tra sobrecorriente ubicado an- tes del equipo, conductor, etc.	Calibre del conductor a tierra. (AWG o MCM)	
	Cobre	Aluminio
No mayor de (amperes)		
15	14	12
20	14	12
30	12	10
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
400	4	2
600	2	2/0
800	1/0	3/0
1000	2/0	4/0
1200	3/0	250 MCM
1600	4/0	350 "
2000	250 MCM	400 "
2500	350 "	500 "
3000	400 "	600 "
4000	500 "	800 "
5000	700 "	1000 "
6000	800 "	1200 "

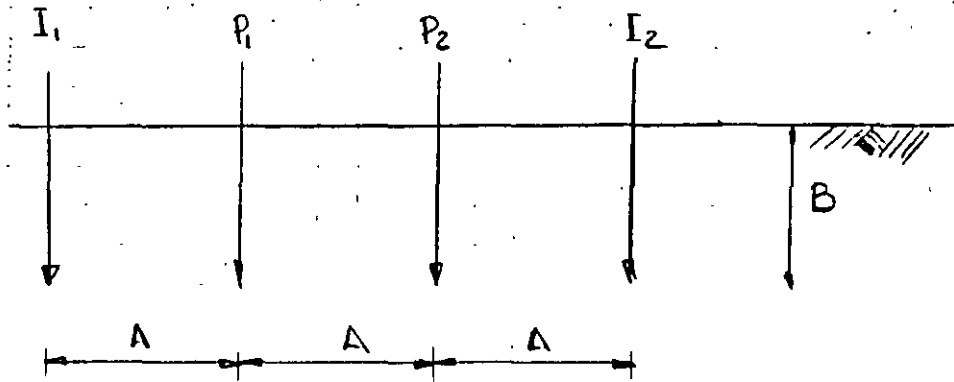
DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO DE CALCULO DE LA RED DE TIERRAS



DATOS GENERALES PARA EL EJEMPLO DE CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

- RESISTIVIDAD DEL TERRENO : VER TABLA ANEXA; LOS RESULTADOS DE ELLA PUEDEN GENERALIZARSE PARA TODA LA PLANTA
- RESISTIVIDAD DEL CONCRETO: 1000Ω -mto.
- PROFUNDIDAD DE ENTERRAMIENTO DE LA RED : 0.5 mto.
- CONFIGURACION DE LA RED EN S.E. 85/23 KV (VER PLANO ANEXO) AREA PROPUESTA DE $350 m^2$
- DISTRIBUCION DE PLANTA EN S.E. 23000/440 V. VER CROWIS ANEXO
- TIEMPO EN QUE SE LIBRA LA FALLA : 0.5 seg PARA 85,23 y B.T (POR SIMPLICIDAD)
- FACTOR DE AMPLIACION DEL SISTEMA : 1.0
- SE PROPONE :
 - 1° EVALUAR LA RED PRINCIPAL EN LA S.E. DE 85/23 KV
 - 2° PROPONER Y EVALUAR UNA RED EN LA S.E. DE 23000/440 V

LECTURAS DE RESISTIVIDAD



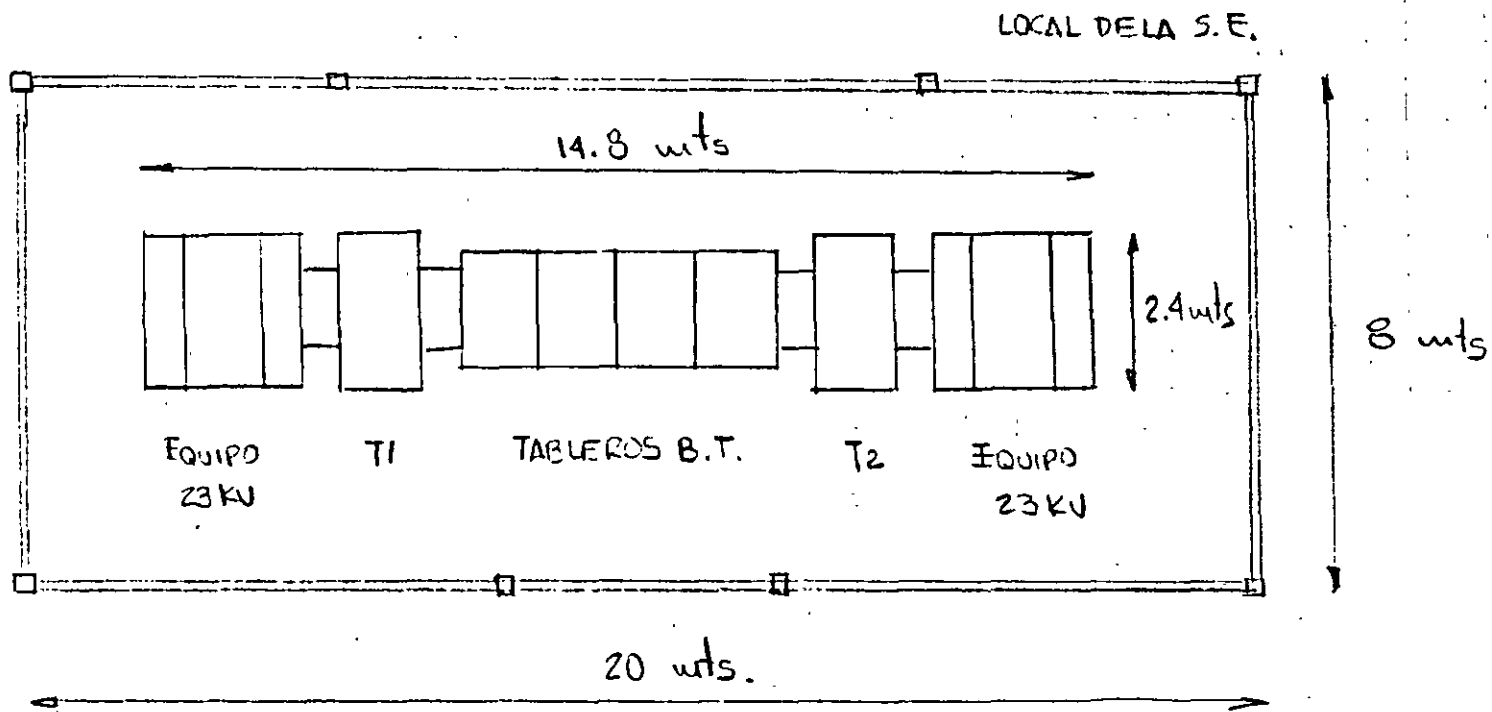
FORMULA CON LA QUE SE CALCULO LA RESISTIVIDAD

$$\rho = \frac{4\pi AR}{1 + \frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} - \frac{2A}{\sqrt{4A^2 + 4B^2}}}$$

7-49 LEVANTAMIENTO DE RESISTIVIDAD EN LA PLANTA
DEL EJEMPLO (VER PLANO ADJUNTO PARA UBICACION DE LA LECTURA)

SEPARACION A (m)	PROFUNDIDAD B (m)	LECTURAS Nº 1		LECTURAS Nº 2		LECTURAS Nº 3		LECTURAS Nº 4	
		R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m	R Ω	ρ Ω/m
1.0	0.25	1.6	11.05	2.4	16.58	2.2	15.73	2.2	15.73
1.5	0.25	0.8	7.89	1.3	12.82	0.89	8.94	1.0	10.0
2.0	0.25	0.6	7.74	0.77	9.93	0.6	7.82	0.65	8.47
2.5	0.25	0.5	7.989	0.48	7.66	0.4	6.438	0.45	7.24
3.0	0.25	0.4	7.63	0.38	7.24	0.27	5.32	0.33	6.32

CROQUIS DE LA S.E. DE 23 000 - 440/251 V



ESCALA 1:100

EJEMPLO SISTEMA DE TIERRAS

A- SUBESTACION PRINCIPAL 85/23 KV

1° $I_{cc} = 12\ 500\ A$ (LADO 85 KV)

2° CONEXION SOLDADA
DURACION FALLA 0.5 SEG. $\left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{CONEXION SOLDADA} \\ \text{DURACION FALLA 0.5 SEG.} \end{array}} \right\} CM/A = 6.5$

$$S = 6.5 \times 12\ 500 = 81\ 250\ CM$$

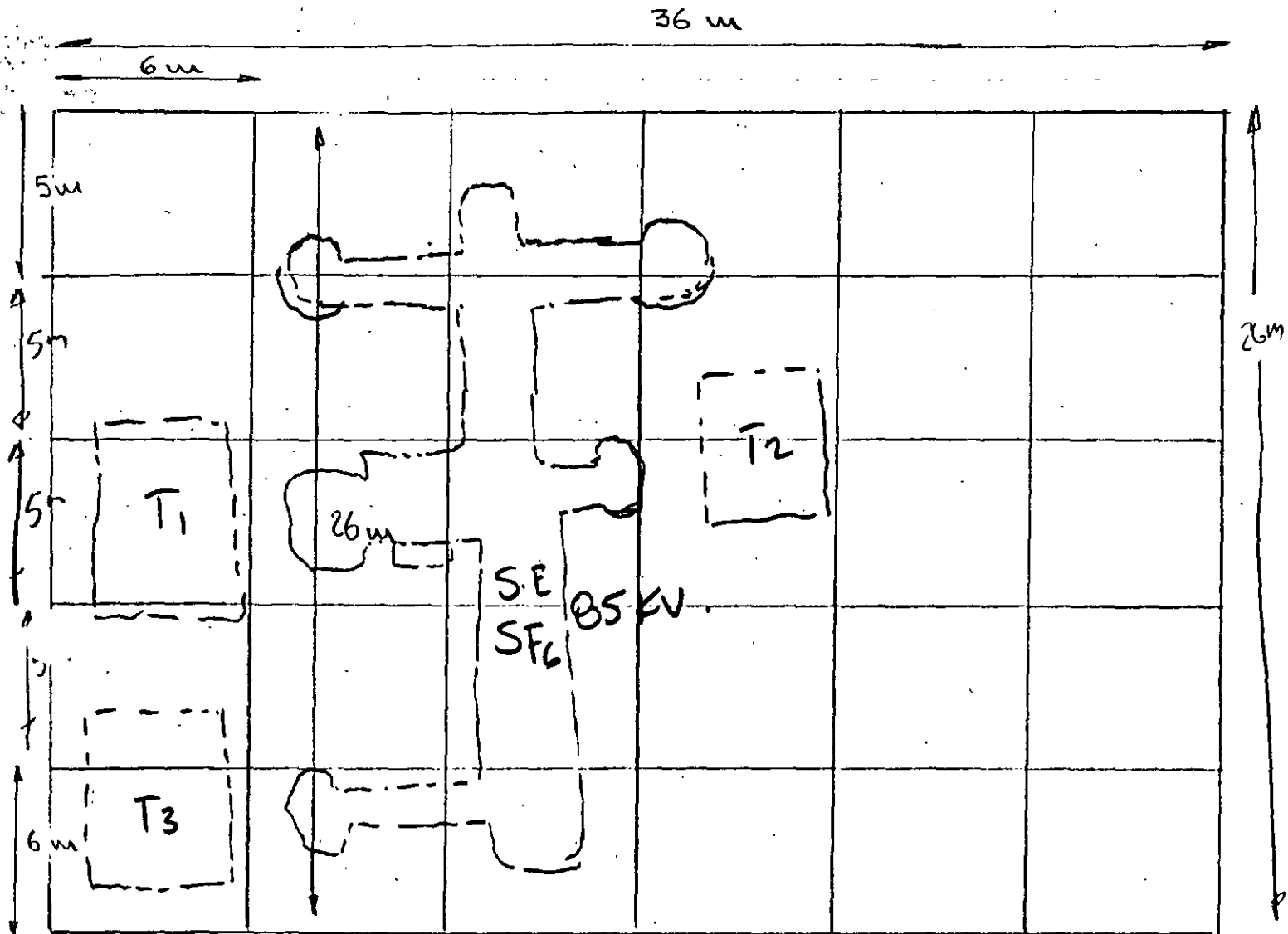
$$81\ 250 \times 0.00051 = 41.44\ mm^2 \quad \text{CALIBRE 1}$$

POR NORMAS SE USARA CALIBRE 4/0

3° $R_{s1} = 16.58\ \Omega - m$

$$R_{s2} = 1000\ \Omega - m$$

4° SE PROPONE EVALUAR LA SIGUIENTE RED :



$$\text{AREA} = 36 \times 26 = 936 \text{ m}^2$$

$$\text{LR} = 6 \times 36 + 7 \times 36 + 42 \times 3 = 524 \text{ m}$$

$$L = \frac{K_m K_i P_{s1} I_{cc} \sqrt{t}}{116 + 0.17 P_{s2}}$$

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

$$D = 6 \text{ m}$$

$$N^{\circ} \text{ DE FACTORES} = 7 - 2 = 5$$

$$h = 0.5 \text{ m}$$

$$d = 1.33 \times 10^{-2} \text{ m} \quad (\text{CABLE } 4/0)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{6^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \left(\frac{9}{10} \right) \left(\frac{11}{12} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 338 + \frac{1}{\pi} \ln 0.4511$$

$$K_m = 0.926 - 0.2533 = 0.673$$

SE ASUME UN VALOR DE $K_i = 2.21$

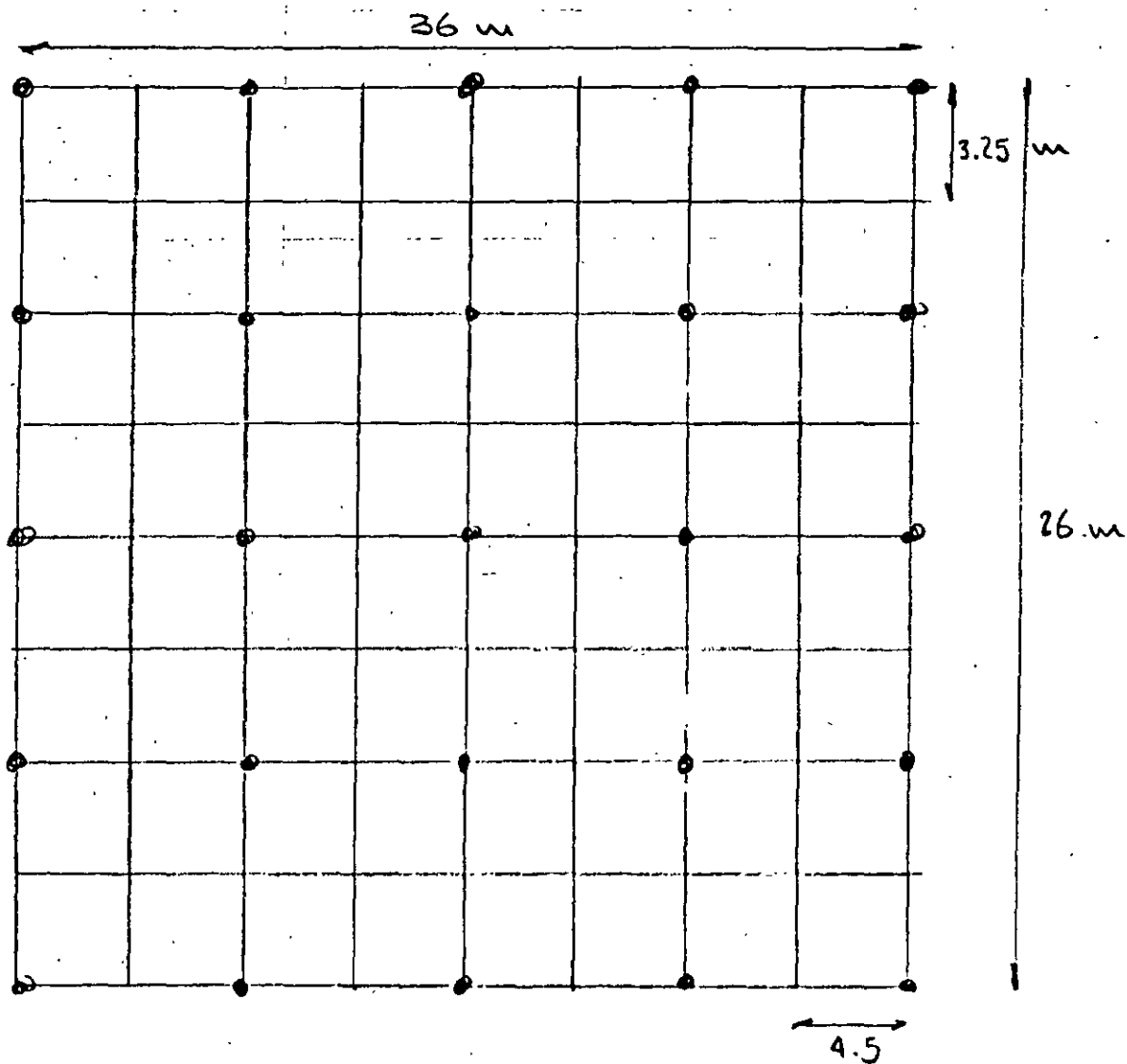
$$L = \frac{(0.673)(2.21) \times (16.58)(12,500)(\sqrt{0.5})}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 762 \text{ m}$$

$L_R < L \Rightarrow$ LA RFD DEBE REDISEÑARSE.

SE PROPONE LA SIGUIENTE RED

7-54



$$L_R = 36 \times 9 + 26 \times 9 + 25 \times 3 = 633 \text{ m}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(4.5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right) \left(\frac{9}{10} \right) \left(\frac{11}{12} \right) \left(\frac{13}{14} \right) \left(\frac{15}{16} \right)$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln 190.3 + \frac{1}{\pi} \ln 0.3928$$

$$K_m = 0.5370$$

$$K_i = 2.21$$

$$L = \frac{(0.5379)(2.21)(16.58)(12.500)(\sqrt{10.5})}{116 + 0.17 \times 1000} = 609 \text{ m}$$

$$L_R > L \quad (633 > 609 \text{ m})$$

LA RED ES ADECUADA

$$5^\circ \quad r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{936}{\pi}} = 17.26 \text{ m}$$

$$R = \frac{P_{s1}}{4r} + \frac{P_{s1}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times 17.26} + \frac{16.58}{633}$$

$$R = 0.266 \text{ } \Omega$$

$$6^\circ \quad E = I_{cc} \times R = 12500 \times 0.266$$

$$E = 3325 \text{ VOLTS}$$

$$7^\circ \quad E_s = K_s \cdot K_i \cdot P_{s1} \cdot \frac{I_{cc}}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \frac{1}{5D} + \frac{1}{6D} + \frac{1}{7D} + \frac{1}{8D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{4.5 + 0.5} + \frac{1}{2 \times 4.5} + \dots + \frac{1}{8 \times 4.5} \right]$$

$$K_s = 0.5035$$

$$K_i = 2.21$$

$$E_s = 0.5035 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{12500}{633}$$

$$E_s = 364.3 \text{ VOLTS}$$

$$E_s' = \frac{116 + 0.7 P_{sz}}{\sqrt{t}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} = 1153 \text{ VOLTS}$$

$$E_s < E_s' \quad (\text{LA RED ES SEGURA EN LA PERIFERIA})$$

B. - SUBESTACION DE DISTRIBUCION 23000/440 V

$$1^{\circ} \quad I_G = 3700 \text{ A} \quad (\text{LADO } 23 \text{ KV})$$

$$I_G = 34000 \text{ A} \quad (\text{LADO } 440 \text{ V})$$

$$2^{\circ} \quad \left. \begin{array}{l} \text{CONEXION SOLDADA} \\ \text{DURACION FALLA } 0.5 \text{ seg} \end{array} \right\} \text{CM/A} = 6.5$$

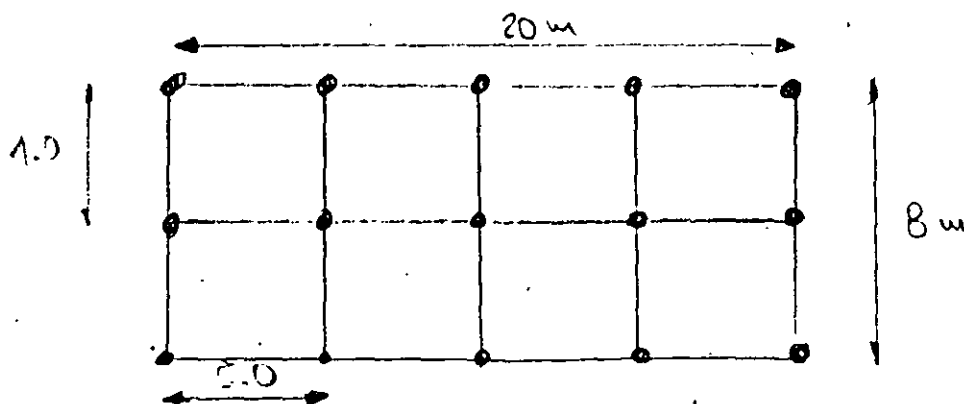
$$S = 6.5 \times 34000 = 221000 \text{ CM} \quad (112.71 \text{ mm}^2)$$

SE PUEDE USAR CONDUCTOR 4/0 (211,600 CM 5% ENOS DE LO CALCULADO)

$$3^{\circ} \quad P_{S1} = 16.58 \text{ } \Omega\text{-m}$$

$$P_{S2} = 1000 \text{ } \Omega\text{-m}$$

4^o RED SUFRIIDA .. SE EVALUA A CONTINUACION



$$ARFA = 8 \times 20 = 160 \text{ m}^2$$

$$LR = 20 \times 3 + 5 \times 8 + 15 \times 3 = 145 \text{ m}$$

$$L = \frac{K_m K_i P_{s1} I_{cc} \sqrt{T}}{116 + 0.17 P_{s2}}$$

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

$$D = 5 \text{ m}$$

$$d = 1.33 \times 10^{-2} \text{ m} \quad (\text{CABLE } 4/0)$$

$$h = 0.5 \text{ m} \quad (\text{PROFUNDIDAD})$$

$$n = 5 - 2 = 3 \text{ FACTORES}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{(5)^2}{16 \times 0.5 \times 1.33 \times 10^{-2}} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \right) \left(\frac{5}{6} \right) \left(\frac{7}{8} \right)$$

$$K_m = 0.869 + (-0.192)$$

$$K_m = 0.677$$

$$K_i = 1.47$$

$$L = \frac{0.677 \times 1.47 \times 16.58 \times 3700 \sqrt{0.5}}{116 + 0.17 \times 1000}$$

$$L = 151 \text{ m}$$

SE SUGIERE AGREGAR 3 VARILLAS MAS A LA RED PROPUESTA (SE PODRIAN AGREGAR EN EL PUNTO DE ATERIZAJAMIENTO DE LOS EQUIPOS), ASI LR SERIA

$$L_R = 145 + 3 \times 3 = 154 \text{ m}$$

Y SE CUMPLIRA QUE :

$$L < L_R \quad (151 < 154 \text{ m})$$

$$5^\circ \quad r = \sqrt{\frac{A}{\pi}} = \sqrt{\frac{160}{\pi}} = 7.14 \text{ m}$$

$$R = \frac{P_{51}}{4r} + \frac{P_{51}}{L_R} = \frac{16.58}{4 \times (7.14)} + \frac{16.58}{154}$$

$$R = 5.688 \Omega$$

$$6^\circ \quad \bar{E} = I_{cc} R = 3700 \times 0.688 = 2546 \text{ VOLTS}$$

$$7^\circ \quad \bar{E}_s = K_s K_i \rho_{s1} \frac{I_{cc}}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2n} + \frac{1}{D+n} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{5 + 0.5} + \frac{1}{2 \times 5} + \frac{1}{3 \times 5} + \frac{1}{4 \times 5} \right]$$

$$K_s = 0.445 \quad K_i = 2.21 \quad (\text{SUGERIDO PARA VOLTAJE DE PASO})$$

$$\bar{E}_s = 0.445 \times 2.21 \times 16.58 \times \frac{3700}{154}$$

$$\bar{E}_s = 392 \text{ VOLTS}$$

$$\bar{E}'_s = \frac{116 + 0.7 \rho_{s2}}{\sqrt{L}} = \frac{116 + 0.7 \times 1000}{\sqrt{0.5}} =$$

$$\bar{E}'_s = 1154 \text{ VOLTS}$$

$$\bar{E}_s < \bar{E}'_s \quad (392 < 1154 \text{ VOLTS}) \Rightarrow \text{LA RED } \bar{E}_s$$

SEGUNDA TN LA PERIFERIA



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

CURSOS ABIERTOS

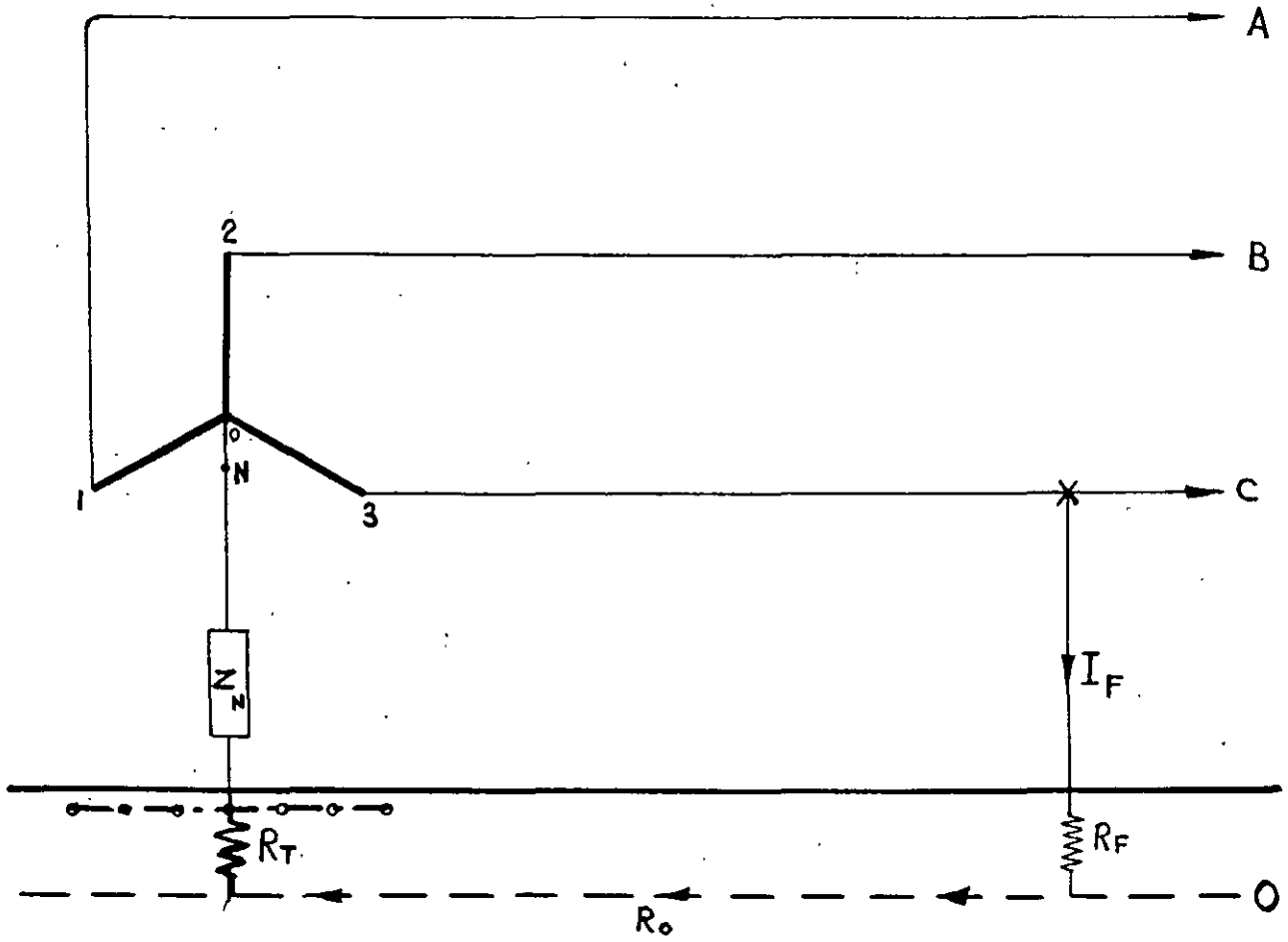
INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TEMA:

ANEXO

**EXPOSITOR: ING. ENRIQUE OROZCO
1997**

SISTEMA ACTIVO

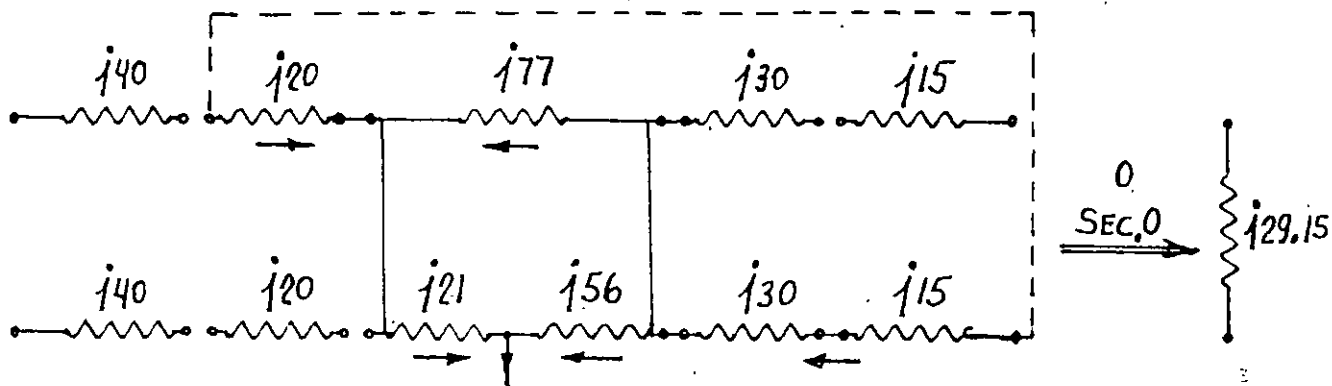
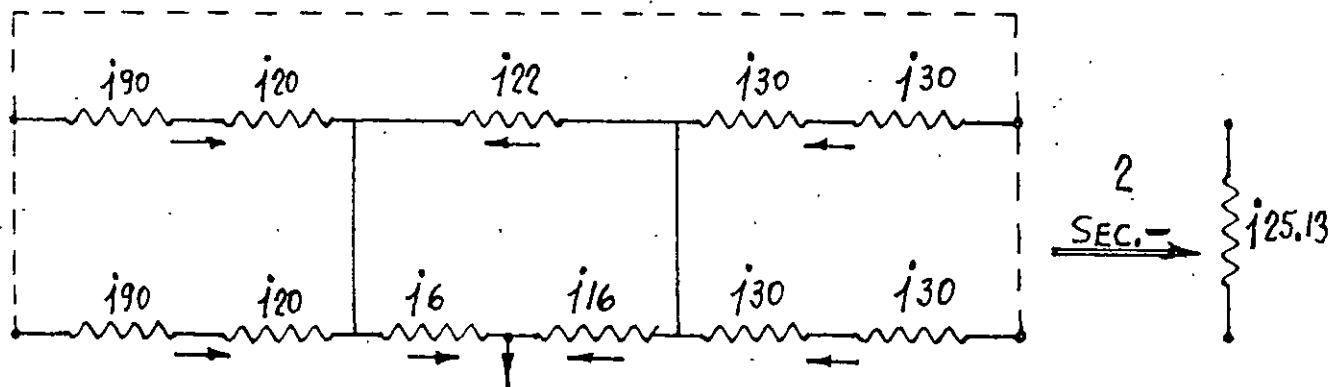
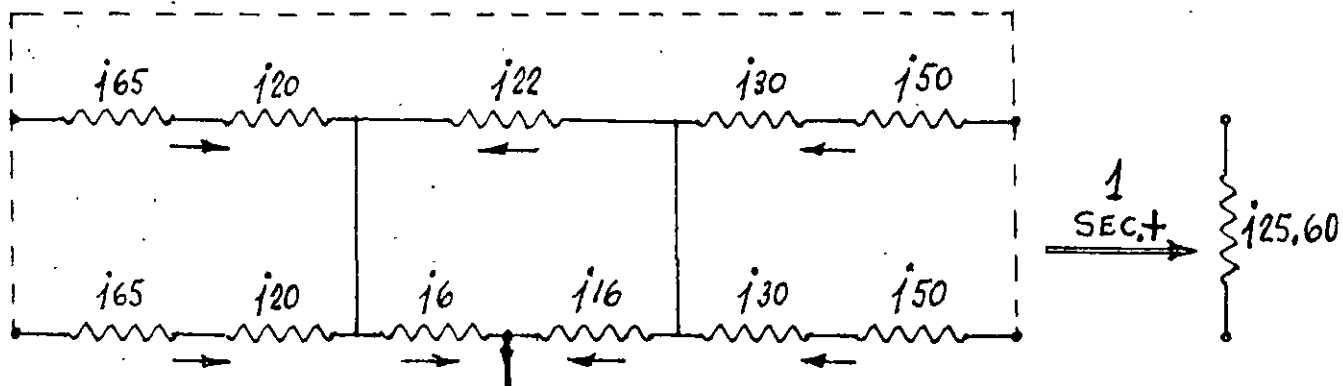
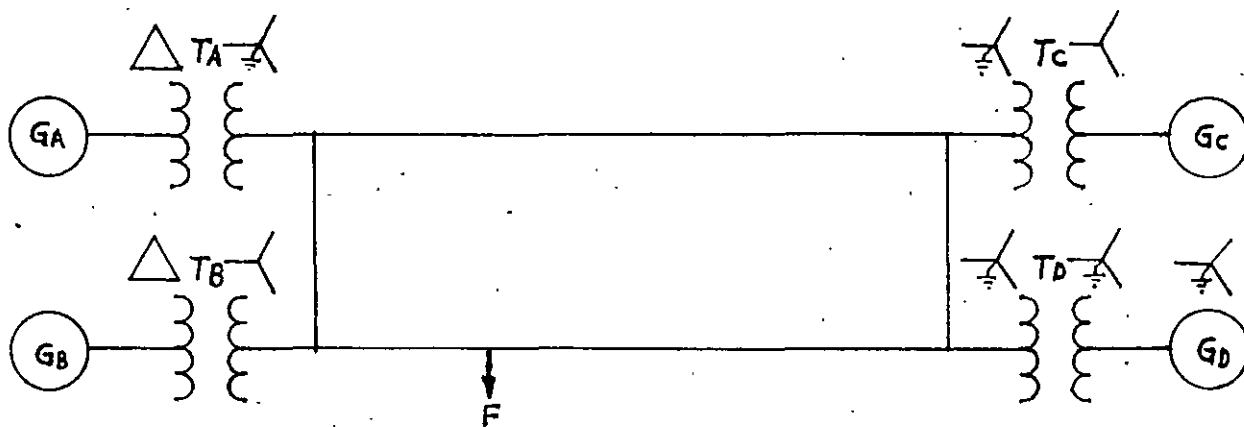


SISTEMA
DE
TIERRAS

¿PORQUE SE DEBE ATERRIZAR UN SISTEMA ?

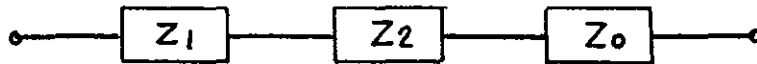
- 1_ TENER BAJO CONTROL LAS SOBRETENSIONES RESULTANTES A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA.
- 2_ PERMITIR QUE LAS CORRIENTES DE FALLA TENGAN UN CAMINO CONTROLADO DE RETORNO.
- 3_ LIMITAR LAS TENSIONES DE TIERRA A VALORES SEGUROS PARA EL PERSONAL.
- 4_ CANALIZAR A TIERRA LAS CORRIENTES ORIGINADAS POR LAS DESCARGAS ATMOSFERICAS.

ILUSTRACION DE LA DETERMINACION DE LOS DIAGRAMAS DE SECUENCIA

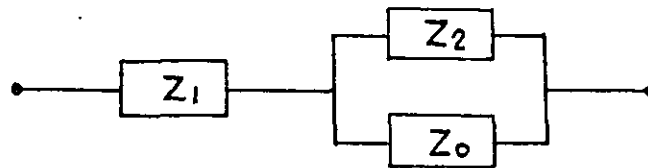


SOLUCIONES A FALLAS TÍPICAS

1. FALLA DE LINEA A TIERRA.



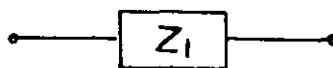
2. FALLA DE DOS LINEAS A TIERRA.



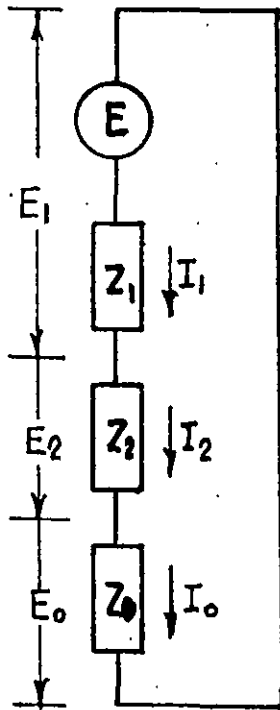
3. FALLA DE LINEA A LINEA.



4. FALLA DE TRES LINEAS.



SOLUCION A LA FALLA DE LINEA A TIERRA



$$I_0 = I_1 = I_2 = \frac{E}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_1 = E - I_1 Z_1 = E \left(1 - \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2 + Z_0} \right)$$

$$E_2 = -I_2 Z_2 = -E \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

$$E_0 = -I_0 Z_0 = -E \frac{Z_0}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

EN UN CIRCUITO COMPLEJO DE POTENCIA $Z_1 \approx Z_2$

$$V_a = E_0 + E_1 + E_2 = 0 \quad \text{FALLA FASE } \overline{a} \perp$$

$$V_b = E_0 + a^2 E_1 + a E_2 = E \left(a^2 - \frac{a^2 Z_1 + a Z_1 + Z_0}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

$$V_c = E_0 + a E_1 + a^2 E_2 = E \left(a - \frac{a Z_1 + a^2 Z_1 + Z_0}{Z_0 + 2Z_1} \right)$$

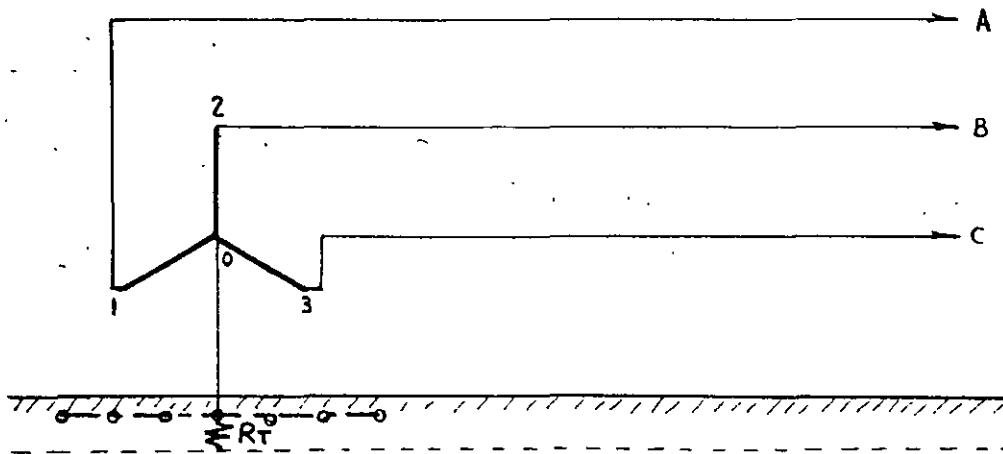
$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}$$

$$Z_1 = R_1 + jX_1 \approx jX_1$$

$$Z_0 = R_0 + jX_0 \approx jX_0$$

SISTEMA EFECTIVAMENTE ATERRIZADO



$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

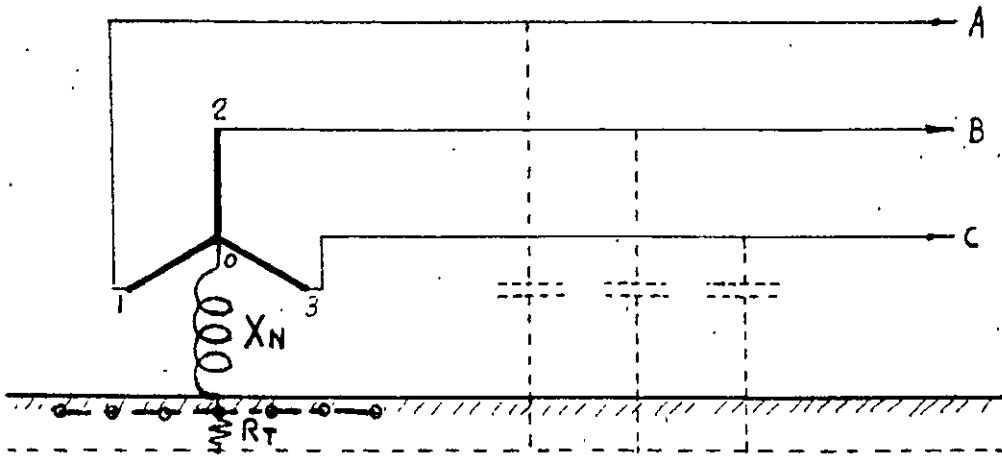
$$0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.4 P.U

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 0.8

- TODOS LOS SISTEMAS DEL SECTOR ELECTRICO TIENEN ESTAS CONDICIONES DE ATERRIZAMIENTO.
- LA MAYORIA DE LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES SON DE ESTA CATEGORIA DE ATERRIZAMIENTO.

SISTEMA ATERRIZADO POR REACTANCIA



$$3 < \frac{X_0}{X_1} < 10 \quad 0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

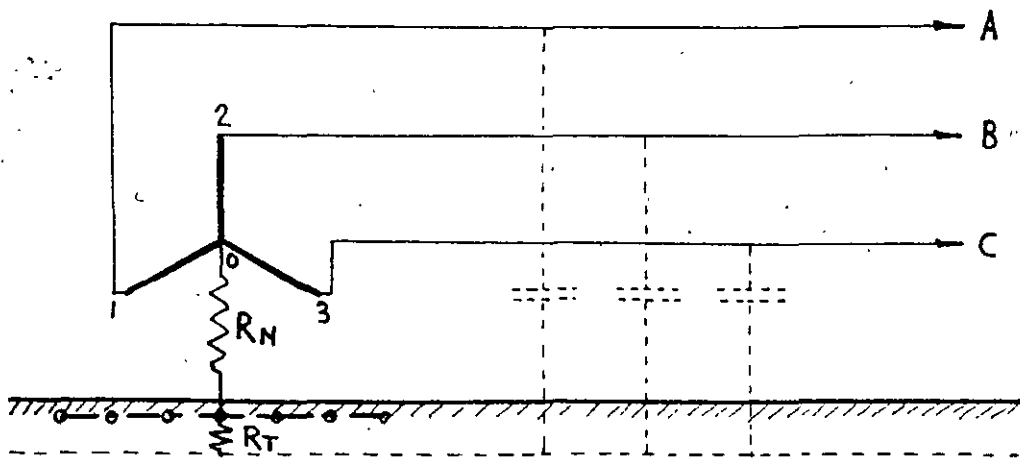
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.67 P.U.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 0.95

- SE UTILIZA PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE FASE A TIERRA A NIVEL DE BANCO O SUBESTACION.

NOTA: LAS OSCILACIONES DE LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS PUEDEN SER PELIGROSAS 2.7 P.U.

SISTEMA ATERRIZADO POR RESISTENCIA



$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3$$

$$1 < \frac{R_0}{X_1} < \frac{0.3}{\omega C_0} X_1 \text{ A } 2X_1$$

SIEMPRE DEBE SER $\rightarrow Z_N = \frac{R(-j\frac{1}{\omega C_0})}{R - j\frac{1}{\omega C_0}}$

$$R = R_N + R_T$$

$C_0 =$ CAPACITANCIA EN SECUENCIA CERCA

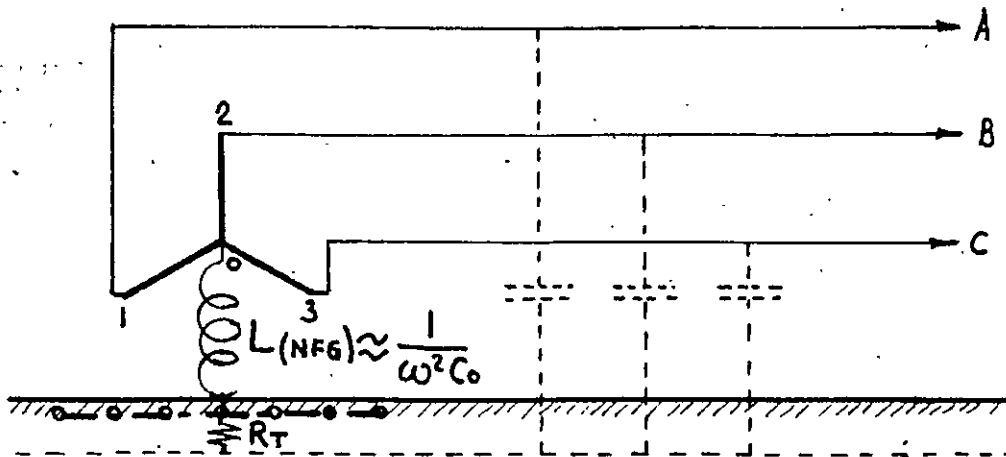
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz < 1.73

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO < 1

SE UTILIZA PARA LIMITAR LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO DE FASE A TIERRA A NIVEL BANCO.

NOTA: LA RESISTENCIA ATENUA LAS SOBRETENSIONES TRANSITORIAS.

SISTEMA ATERRIZADO POR BOBINA DE PETERSEN



$$X_{(NFG)} = \frac{j\omega L \left(-\frac{1}{\omega C_0}\right)}{j\omega L - \frac{1}{\omega C_0}} \approx \infty$$

C_0 = CAPACITANCIA EQUIVALENTE EN SECUENCIA CERO

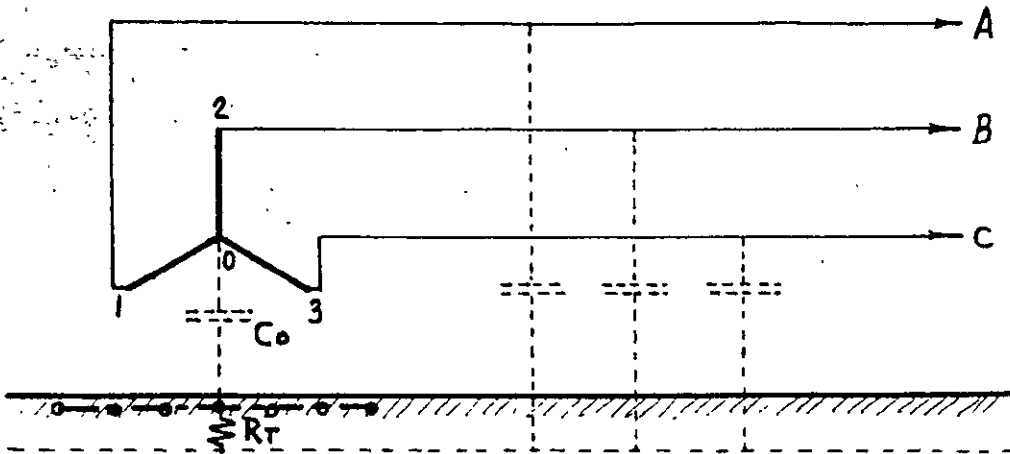
SOBRETENSION MAXIMA A 60 Hz 1.73 P.U.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 1

- SOLAMENTE SE USA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES QUE REQUIERAN PROCESOS CONTINUOS. PREVIA JUSTIFICACION ECONOMICA.

$$I_{CC} \text{ FASE A TIERRA} = 0$$

SISTEMA CON NEUTRO FLOTANTE



EL NEUTRO QUEDA ACOPLADO AL SISTEMA DE TIERRAS CON LA CAPACITANCIA EQUIVALENTE NATURAL EN SECUENCIA CERO DEL SISTEMA.

$$\frac{X_0}{X_1} \leq -10 \quad X_0 \text{ ES NEGATIVO.}$$

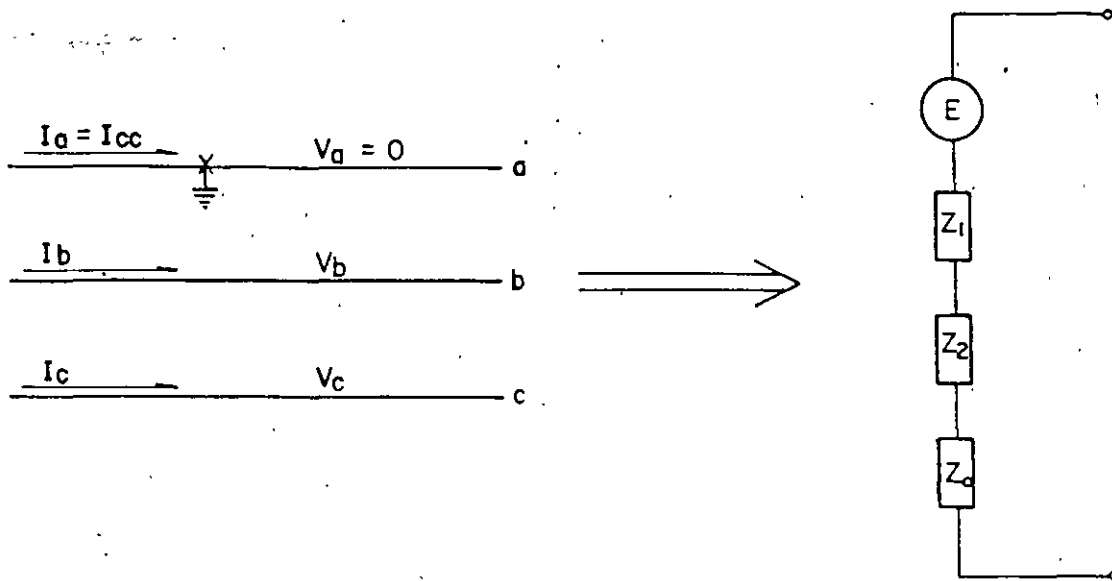
SOBRETENSION A 60Hz 2 P.U.

FACTOR DE ATERRIZAMIENTO 1.1

- SOLAMENTE SE USA EN INSTALACIONES INDUSTRIALES QUE REQUIERAN PROCESOS CONTINUOS. PREVIA JUSTIFICACION ECONOMICA.

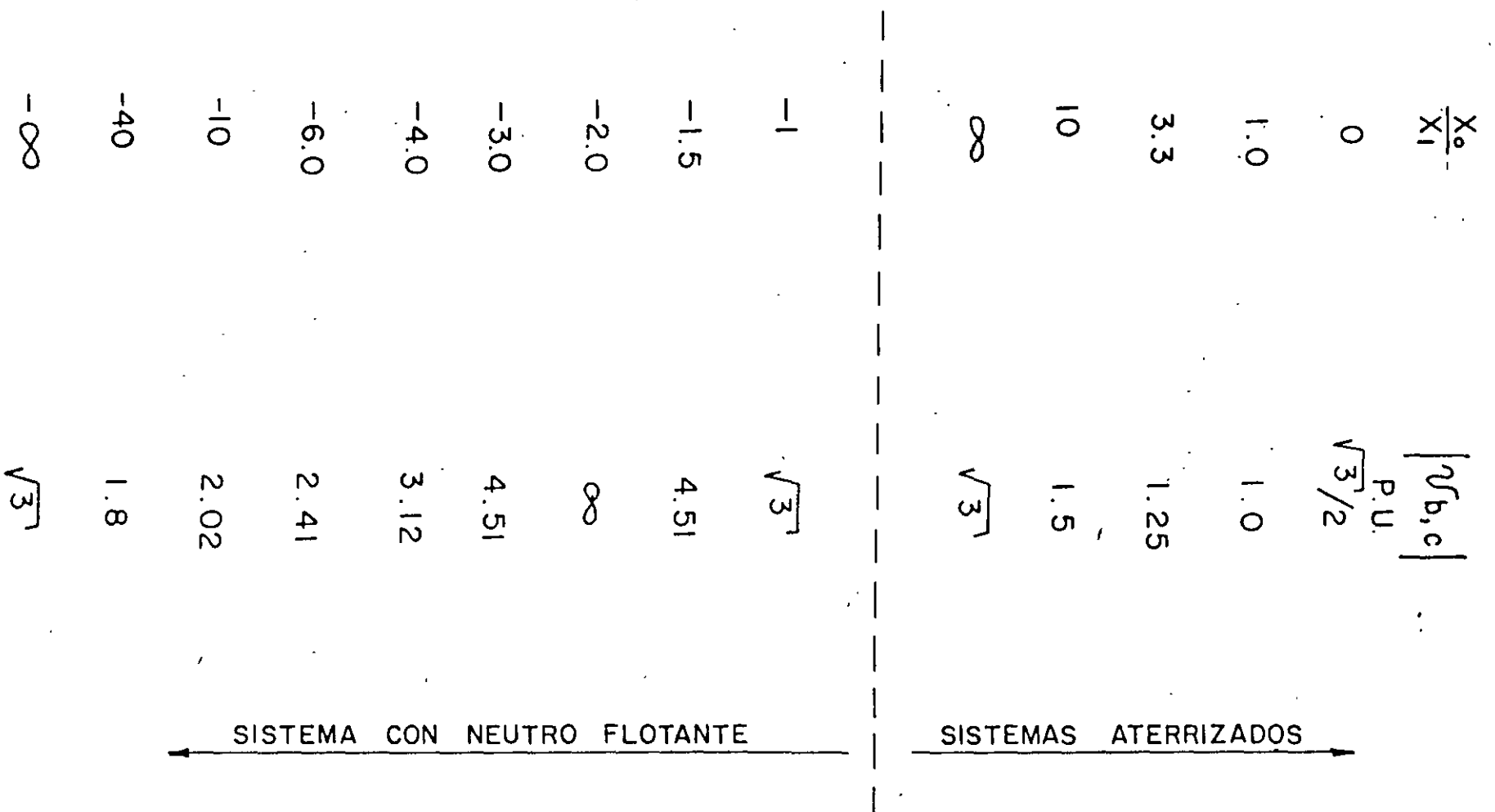
$$I_{CC} \text{ FASE A TIERRA} = 0$$

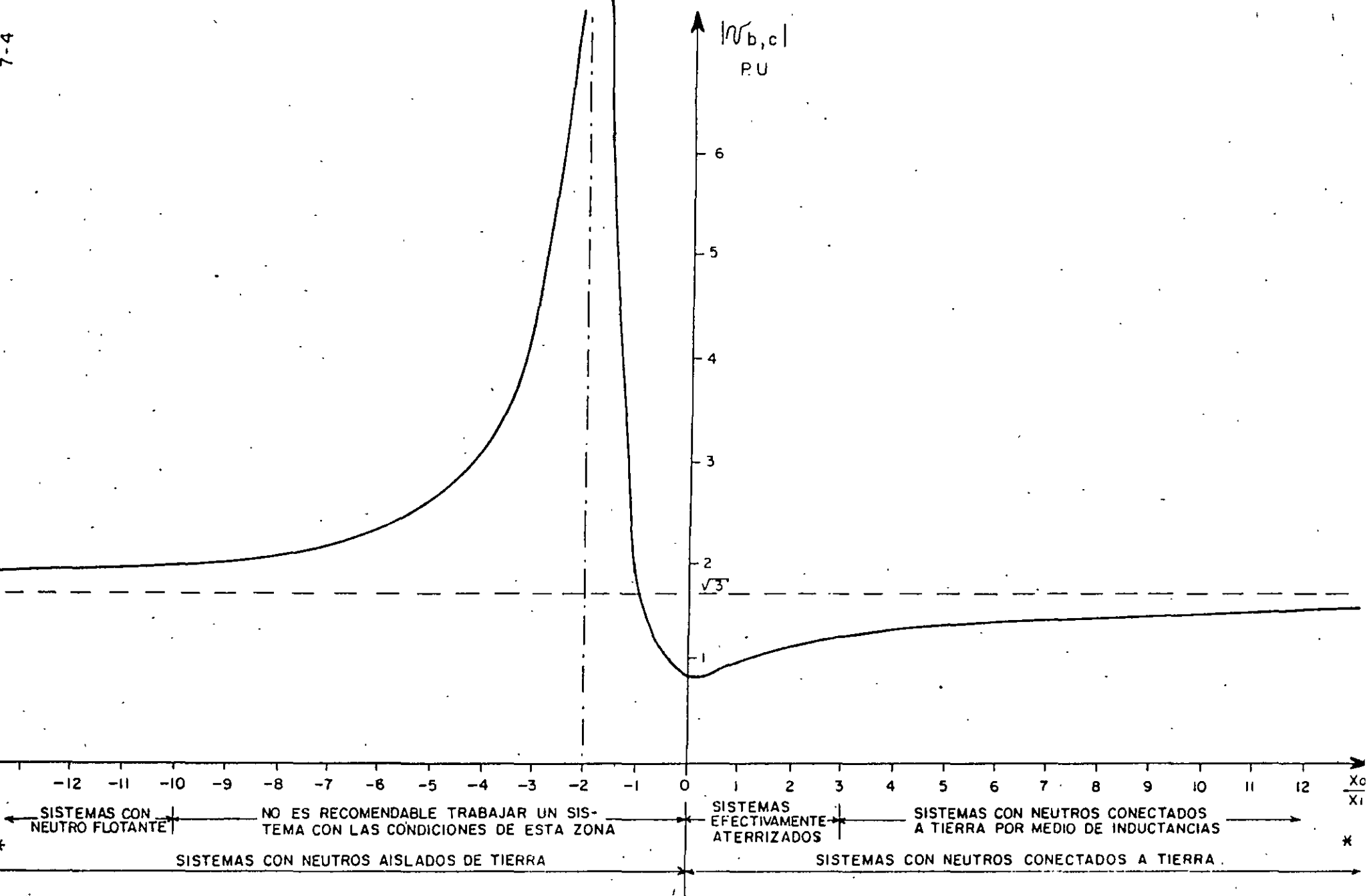
FALLA DE LINEA A TIERRA



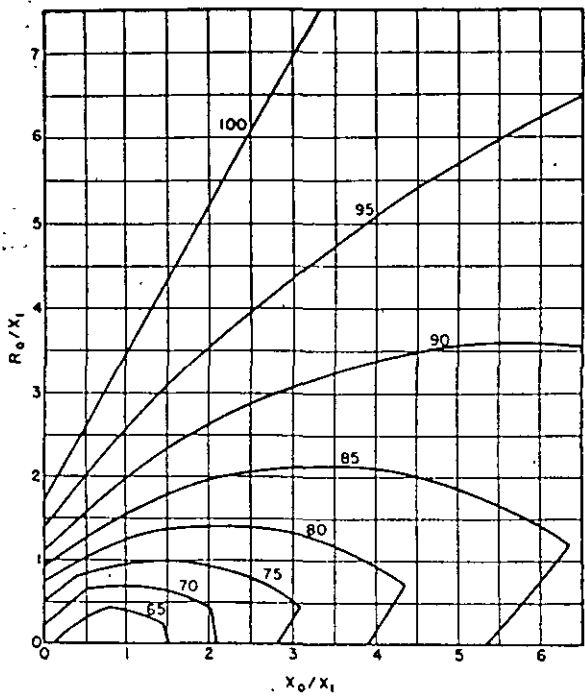
RESOLVIENDO EN FUNCION DE LAS TENSIONES QUE APARECEN EN LAS FASES NO FALLADAS.

$$V_{b,c} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} - \frac{\frac{X_0}{X_1} - 1}{\frac{X_0}{X_2} + 2}$$

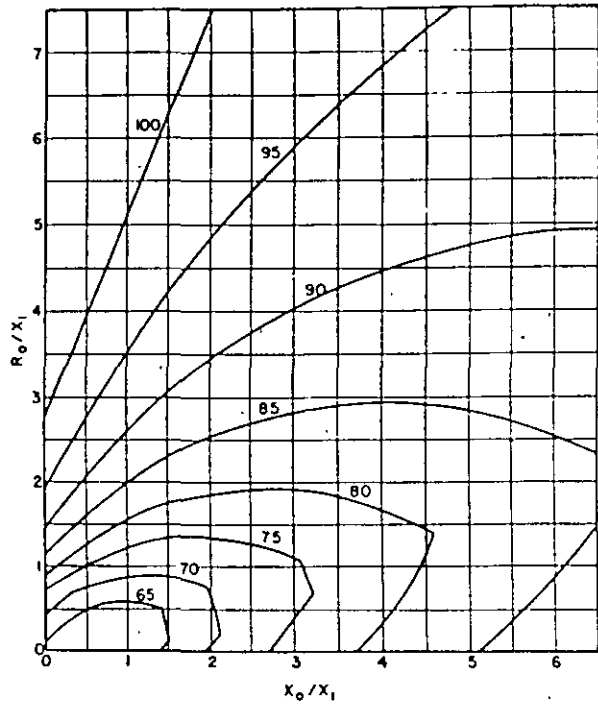




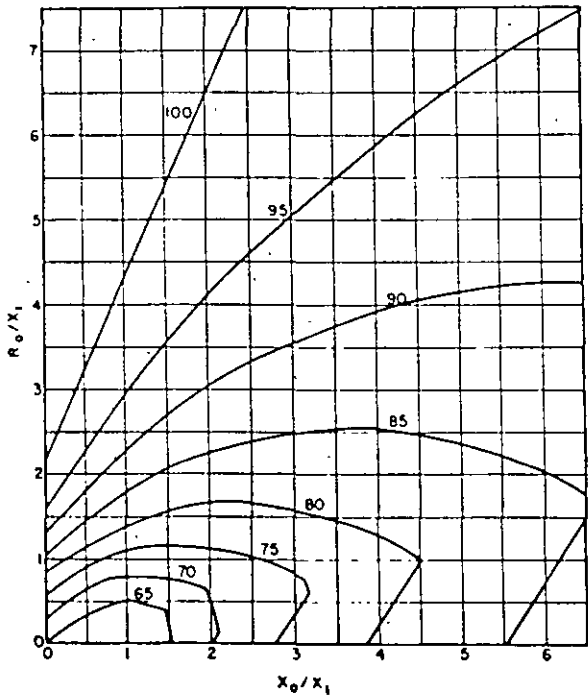
* LOS PUNTOS EN DONDE $\frac{X_0}{X_1} \approx \pm \infty$ CORRESPONDEN A SISTEMAS CON EL NEUTRO CONECTADO A TIERRA POR MEDIO DE UNA BOBINA DE PETERSEN



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$



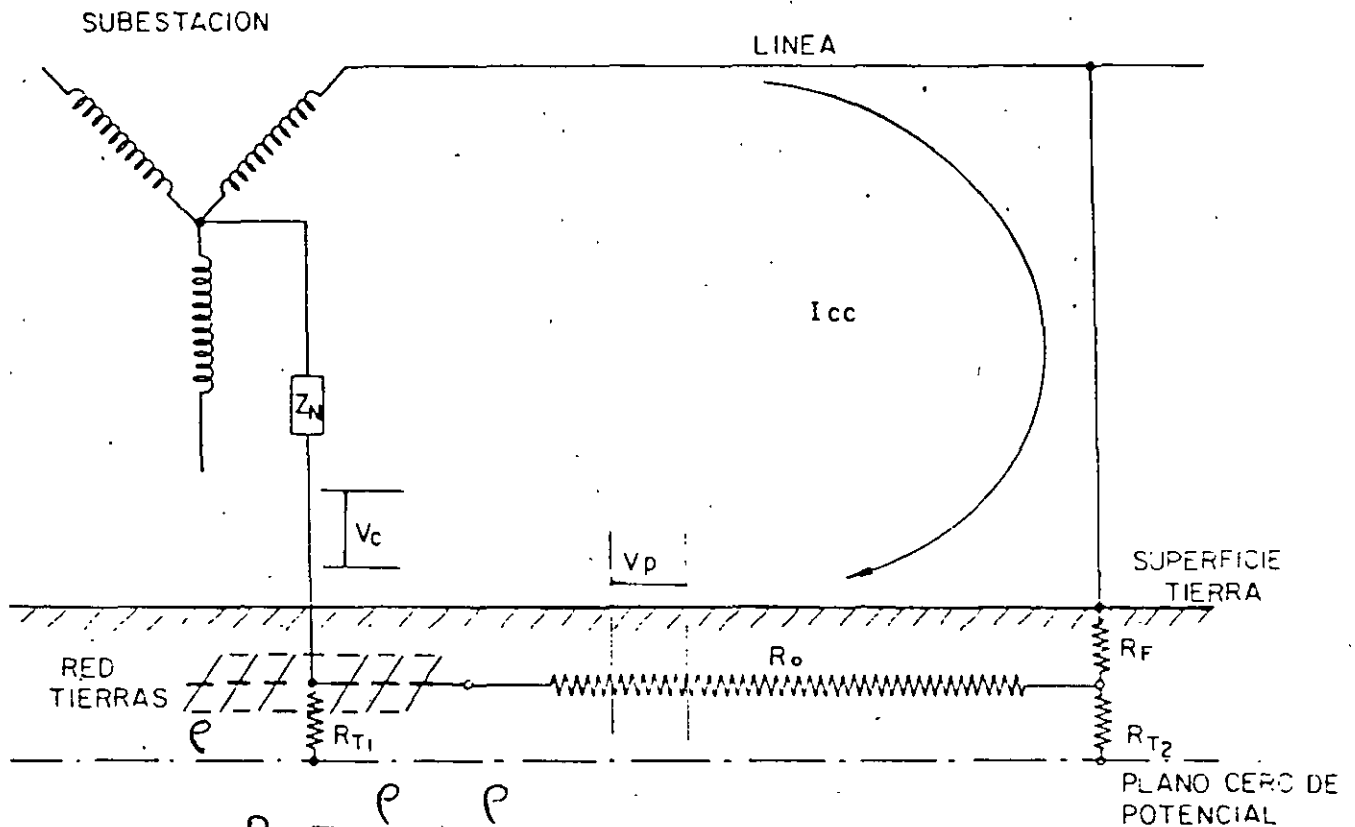
(c) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$.



(b) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$.

Figure 5-3
Maximum Line-to-ground Voltage at Fault Location for Grounded Neutral System Under Fault Condition.

CAIDA DE TENSION EN LA TIERRA



$$R_{T1} = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

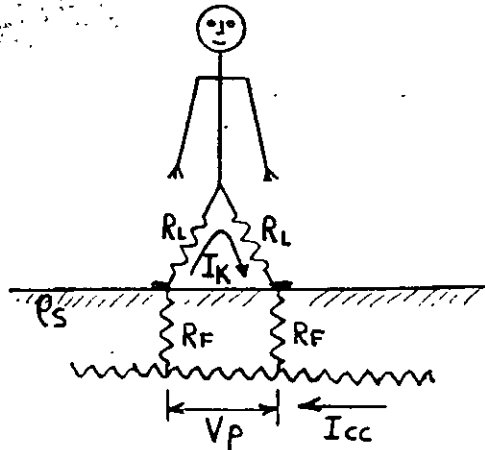
EFFECTO DE LA CORRIENTE EN EL SER HUMANO

<u>m A</u>	<u>EFFECTO</u>
1	UMBRAL DE PERCEPCION
9 - 25	DOLOR Y CONTRACCION MUSCULAR
25 - 50	SEVERA CONTRACCION MUSCULAR
50 - 100	FIBRILACION VENTRICULAR

RELACION DE CHARLES DALZIEL.

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

TENSION DE PASO



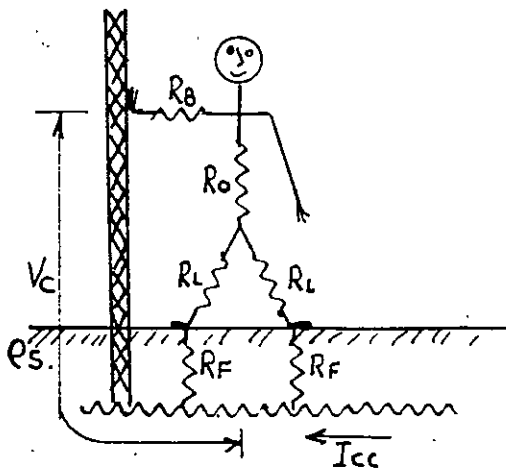
$$V_p = (2R_L + 2R_F) \times I_K$$

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$2R_L \approx R_K = 1000 \Omega$$

$$2R_F = 6 \rho_s$$

TENSION DE CONTACTO



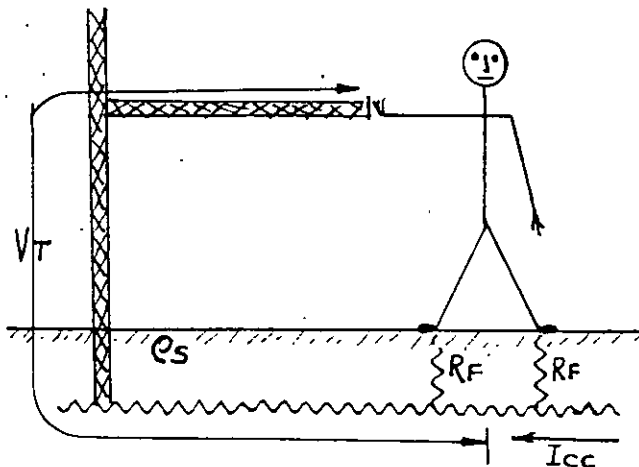
$$V_c = (R_B + R_O + \frac{1}{2} R_L + \frac{1}{2} R_F) I_K$$

$$I_K = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$(R_B + R_O + \frac{1}{2} R_L) \approx R_K = 1000 \Omega$$

$$\frac{1}{2} R_F = 1.5 \rho_s$$

TENSION DE TRANSFERENCIA



• SE DEBEN EVITAR ESTAS CONDICIONES

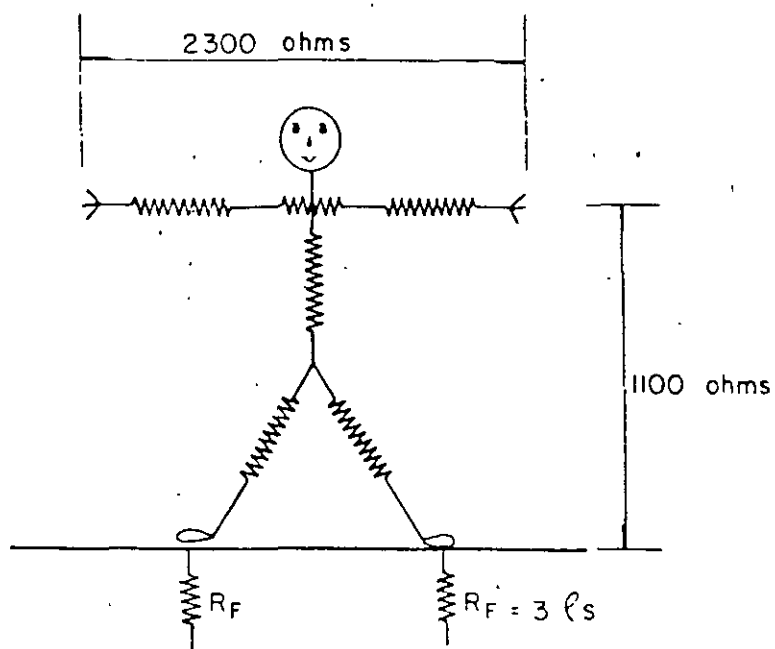
• TRATAMIENTO ESPECIAL

- AISLAR PARTES PELIGROSAS

- NORMAS DE SEGURIDAD

- INDICACIONES.

RESISTENCIA DEL CUERPO HUMANO



$R_k = 1000 \text{ ohms}$
$R_{\text{UN PASO}} = 6 \ell s$
$R_{\text{PARADO}} = 1.5 \ell s$

$$V_P = \frac{116 + 0.7 \ell s}{\sqrt{t}} ; \quad V_C = \frac{116 + 0.17 \ell s}{\sqrt{t}}$$

ELEMENTOS DE LA MALLA DE TIERRA

CONDUCTORES

- SE UTILIZA EL CU POR SU BUENA CONDUCTIVIDAD Y RESISTENCIA A LA CORROSION.
- POR RAZONES MECANICAS EL CALIBRE MINIMO EMPLEADO ES DE 4/0.
- ES RECOMENDABLE SOLDAR TODOS LOS NODOS CON EL SISTEMA "CADWELD".

ELECTRODOS

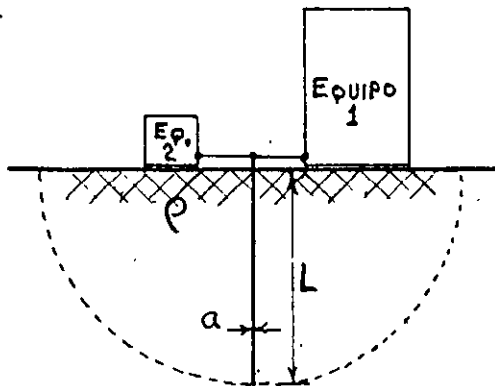
- EN TERRENOS CON BAJA ACTIVIDAD QUIMICA SE PUEDEN USAR TRAMOS DE 3 M DE TUBO GALVANIZADO DE $\frac{1}{2}$ ó $\frac{3}{4}$ " DE DIAMETRO.
- EN TERRENOS CORROSIVOS SE DEBEN USAR VARILLAS DE "COPPERWELD".

CONECTORES Y ACCESORIOS.

- ATORNILLADOS
- PRENSADOS
- SOLDADOS

DISPOSICIONES BASICAS DE LAS REDES DE TIERRAS

I. RADIAL



- ECONOMICO
- GRADIENTES DE POTENCIAL ELEVADOS
- APLICABLE SOLAMENTE PARA BAJAS CORRIENTES DE TIERRA.

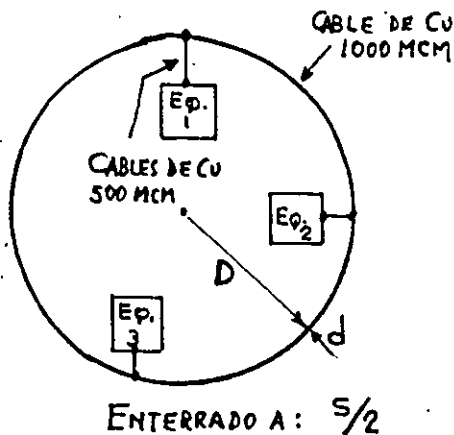
$$R_T = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$$

DOS ELECTRODOS

$$\left. \begin{array}{l} S > L \\ S < L \end{array} \right\} R_T = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi S} \left(1 - \frac{L^2}{3S^3} + \frac{2L^4}{5S^4} + \dots \right)$$

$$R_T = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{S} - 2 + \frac{S}{2L} + \frac{S^2}{16L^2} + \frac{S^4}{512L^4} + \dots \right)$$

II. ANILLO




- ECONOMICO
- GRADIENTES DE POTENCIAL MODERADOS
- APLICABLE PARA CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO BAJAS.

$$R_T = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{S} \right)$$

III. MALLA

- RECOMENDADO PARA TODOS LOS CASOS.

Table 10
Formulas for Calculation of Resistances to Ground*†

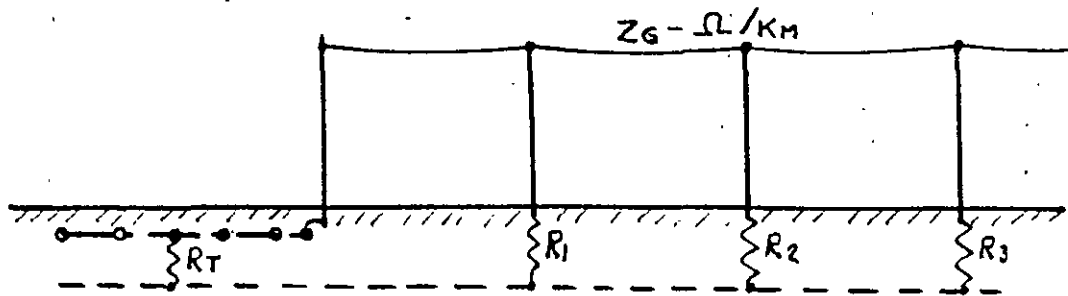
	Hemisphere radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi a}$
•	One ground rod length L , radius a	$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right)$
• •	Two ground rods $s > L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} - 1 \right) + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{L^2}{3s^3} + \frac{2L^4}{5s^4} \right)$
• •	Two ground rods $s < L$; spacing s	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^3}{512L^4} \right)$
—	Buried horizontal wire length $2L$, depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \ln \frac{4L}{s} - 2 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \right)$
└	Right-angle turn of wire length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} - 0.2373 + 0.2146 \frac{s}{L} + 0.1035 \frac{s^2}{L^2} - 0.0424 \frac{s^4}{L^4} \right)$
⋈	Three-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{6\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 1.071 - 0.209 \frac{s}{L} + 0.238 \frac{s^3}{L^3} - 0.054 \frac{s^4}{L^4} \right)$
⋈	Four-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 2.912 - 1.071 \frac{s}{L} + 0.645 \frac{s^2}{L^2} - 0.145 \frac{s^4}{L^4} \right)$
⋈	Six-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{12\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 6.851 - 3.128 \frac{s}{L} + 1.758 \frac{s^2}{L^2} - 0.490 \frac{s^4}{L^4} \right)$
⋈	Eight-point star length of arm L , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{16\pi L} \left(\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{2L}{s} + 10.98 - 5.51 \frac{s}{L} + 3.26 \frac{s^3}{L^3} - 1.17 \frac{s^4}{L^4} \right)$
○	Ring of wire diameter of ring D , diameter of wire d , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{2\pi^2 D} \left(\ln \frac{8D}{d} + \ln \frac{4D}{s} \right)$
—	Buried horizontal strip length $2L$, section a by b , depth $s/2$, $b < a/8$	$R = \frac{\rho}{4\pi L} \left(\ln \frac{4L}{a} + \frac{a^2 - \pi ab}{2(a+b)^2} + \ln \frac{4L}{s} - 1 + \frac{s}{2L} - \frac{s^2}{16L^2} + \frac{s^4}{512L^4} \right)$
⊙	Buried horizontal round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 - \frac{7}{12} \frac{a^2}{s^2} + \frac{33}{40} \frac{a^4}{s^4} \right)$
	Buried vertical round plate radius a , depth $s/2$	$R = \frac{\rho}{8a} + \frac{\rho}{4\pi s} \left(1 + \frac{7}{24} \frac{a^2}{s^2} + \frac{99}{320} \frac{a^4}{s^4} \right)$

*See Ref 1

†Approximate formulas including effects of images. Dimensions must be in centimeters to give resistance in ohms.
 ρ = resistivity of earth in ohms per cm^3 ($\text{M}\Omega/\text{m}^3$).

FACTORES A CONSIDERAR EN EL DISEÑO

I. EFECTO DEL HILO DE GUARDA.



$$R_T = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L}$$

$$Z_S = \sqrt{Z_G \cdot R_G}$$

$$R'_T = \frac{R_T Z_S}{R_T + Z_S}$$

$$\frac{1}{R_G} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}$$

$$n = \text{TORRES/km.}$$

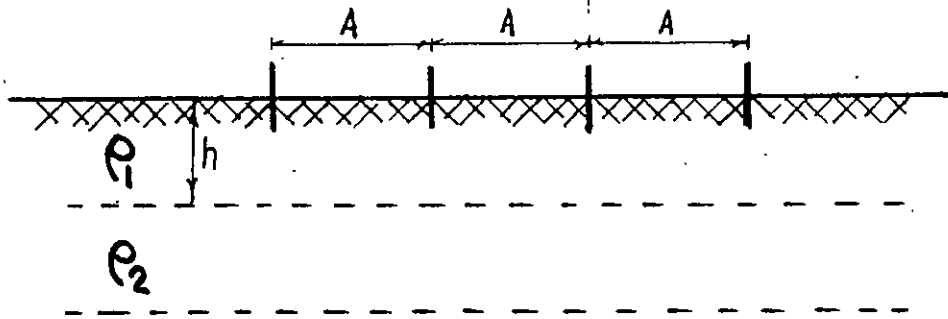
II. CARACTERISTICAS DEL TERRENO

VALORES TÍPICOS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO	
TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD OHM-M
AGUA DE MAR	1
TIERRA ORGÁNICA HUMEDA	10
SUELO HUMEDO	10^2
SUELO SECO	10^3
CONCRETO	10^3
CAMA ROCOSA	10^4
GRANITO	10^7
ROCA ARENISCA	10^8

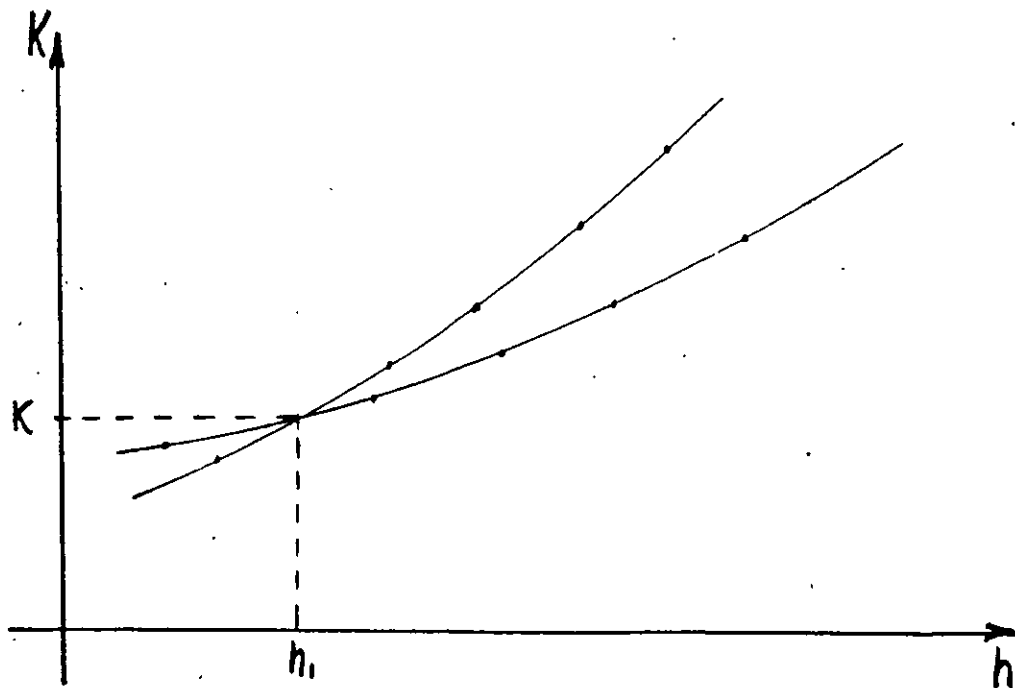
III. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO (AT-BT)

- FACTOR DE ASIMETRÍA
- FACTOR DE CRECIMIENTO
- EFECTO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA EN EL SISTEMA.

CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO CON DOS CAPAS



$$\frac{\rho_{mA}}{\rho_A} = \frac{1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} k^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{mA}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{mA}\right)^2}} \right\}}{1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} k^n \left\{ \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{A}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{A}\right)^2}} \right\}}$$



$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

TRATAMIENTO DEL TERRENO

I - SALES MINERALES

CLORURO DE SODIO

SULFATO DE MAGNESIO

SULFATO DE COBRE

II - MINERALES

CARBON

GRAFITO EN POLVO

III - PRODUCTOS COMERCIALES

BENTONITA

SOLUCIONES PRECIPITABLES

MASAS GELATINOSAS

ANALISIS DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

SISTEMA

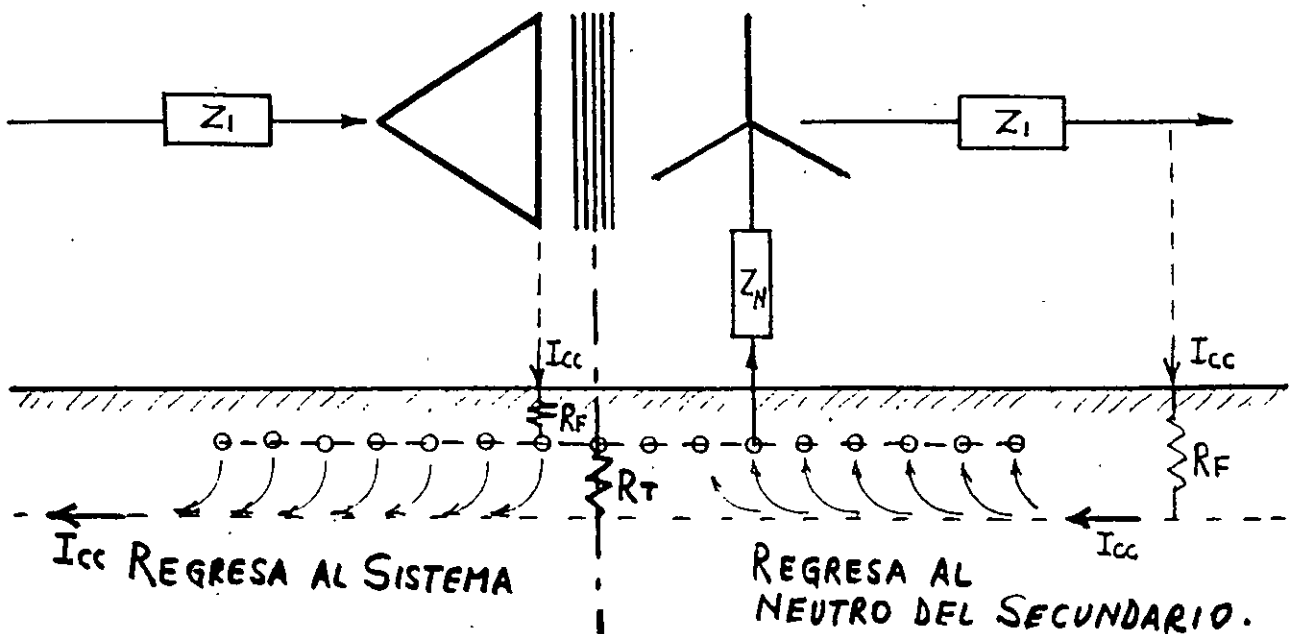
$$0 \leq \frac{X_0}{X_1} \leq 3; \quad 0 \leq \frac{R_0}{X_1} \leq 1$$

$$Z_1 = \frac{KV_{LL}^2}{MVA_{cc}} \approx Z_2$$

CARGA

$$I_{cc} = 1000 \frac{KV_{LL}}{\sqrt{3} Z_1}$$

$$I_{cc} = \frac{3E}{X_1 + X_2 + X_0 + 3(R_F + R_T + Z_N)}$$



CALCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR

- PREVER QUE LOS CONDUCTORES NO SE FUNDAN Y LAS UNIONES ELECTRICAS NO SE DETERIOREN CON LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.
- TENER RESISTENCIA MECANICA (MINIMO 4/0 AWG)
- TENER ALTA CONDUCTIVIDAD (COBRE)

ECUACION DE ONDERDONK

$$I_G = S \sqrt{\frac{\text{LOG}_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right)}{33 T_G}}$$

I_G - CORRIENTE QUE CIRCULA POR LA RED DE TIERRAS. (AMP)

T_G - TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA (SEG.)

S - SECCION MINIMA DEL CONDUCTOR (CIRCULAR-MILLS)

T_a - TEMPERATURA AMBIENTE (40°C)

T_m - TEMPERATURA PERMISIBLE EN LA RED, SIN DETERIORO:

(CABLE - 1083°C , JUNTAS SOLDADAS - 450°C

JUNTAS ATORNILLADAS - 250°C)

$$S = (\text{CM/A}) I_G$$

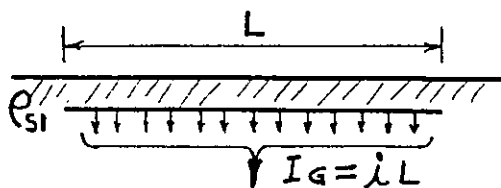
T_G (SEG)	CM/A		
	CABLE (Cu)	TIPO DE CONEXION	
		SOLDADA	ATORNILLADA
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10	12
0.5	5	6.5	8.5

DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED DE TIERRAS

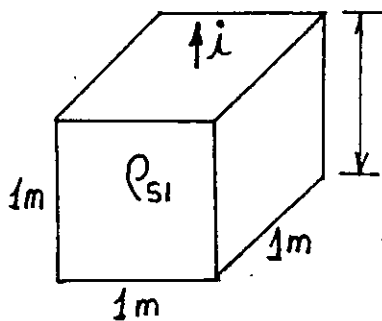
+ LAYOUT.

+ DEFINIR AREA Y RODEARLA CON UN CONDUCTOR.

+ TRAZAR LA MALLA DE TAL MANERA QUE TODOS LOS NEUTROS, EQUIPOS, APARATOS, GABINETES, ESTRUCTURAS ETC. TENGAN UNA CONEXION CORTA.



i - amp/m DE MALLA.



$$V_{MALLA} = \rho_{si} i_m = K_m K_i \rho_{si} \frac{I_G}{L}$$

K_m - COEFICIENTE QUE TOMA EN CUENTA LOS PARAMETROS DE DISEÑO DE LA RED Y SU PORCION ACTIVA ($n-2$)

K_i - FACTOR DE CORRECCION QUE TOMA EN CUENTA LA DISTRIBUCION IRREGULAR DE LA CORRIENTE ($K_i \approx 0.65 + 0.172n$)

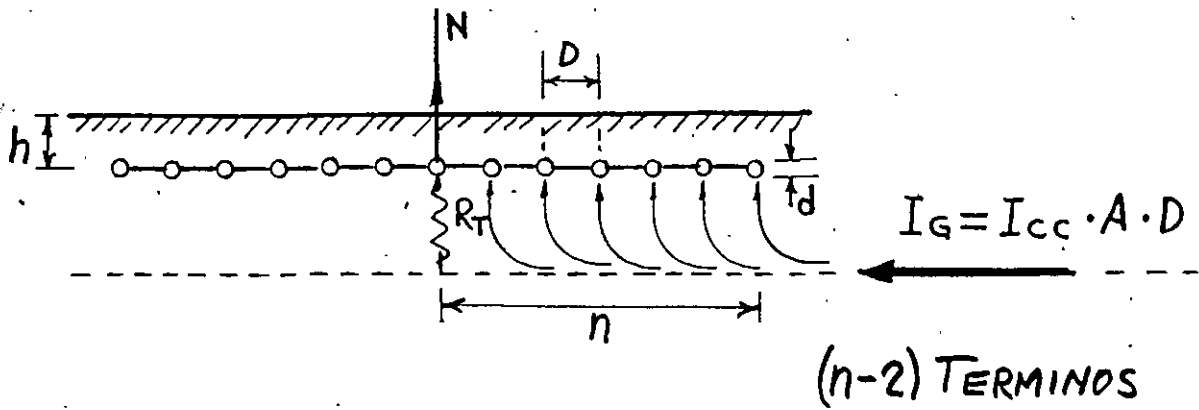
IGUALANDO $V_{MALLA} = V_{CONTACTO}$

$$K_m K_i \rho_{si} \frac{I_G}{L} = \frac{116 + 0.17 \rho_{s2}}{\sqrt{T}}$$

$$L = \frac{K_m K_i \rho_{si} I_G \sqrt{T}}{116 + 0.17 \rho_{s2}}$$

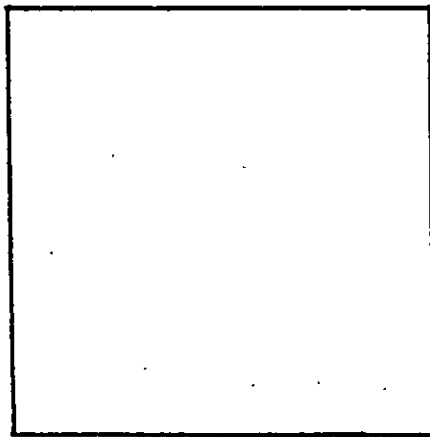
$L \geq$ LONGITUD REAL DE LOS CONDUCTORES ENTERRADOS, TRANSVERSALES LONGITUDINALES Y VARILLAS DE TIERRA. (m).

COEFICIENTE K_m



$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left(\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{9}{10} \cdot \frac{11}{12} \cdot \frac{13}{14} \dots \right)$$

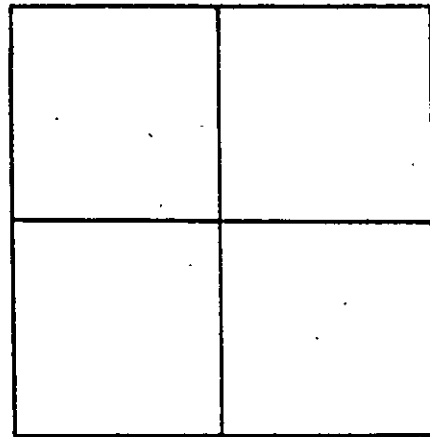
COEFICIENTE $K_i \approx 0.65 + 0.172n$



$n=2$

$\leftarrow I_G$

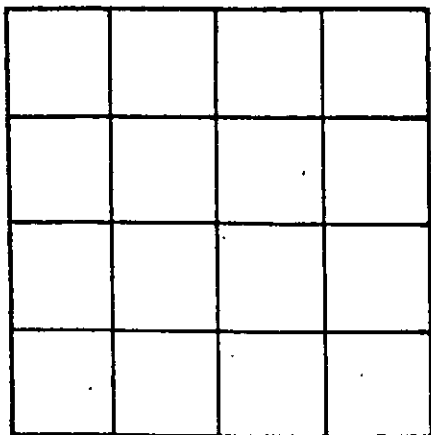
$K_i = 1$



$n=3$

$\leftarrow I_G$

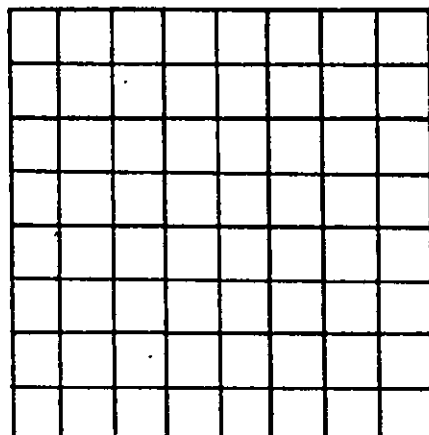
$K_i = 1.16$



$n=5$

$\leftarrow I_G$

$K_i = 1.47$



$n=9$

$\leftarrow I_G$

$K_i = 2.21$

CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED DE TIERRAS.

$$R_T = \frac{\rho_{s1}}{4\sqrt{\frac{A}{\pi}}} + \frac{\rho_{s1}}{L_R}$$

ELEVACION MAXIMA DE POTENCIAL DE LA RED CON RESPECTO A UNA TIERRA REMOTA.

$$E_{MAX} = R_T \cdot I_G \quad \left[\text{REPRESENTA TAMBIEN LA TENSION MAXIMA DE TRANSFERENCIA} \right]$$

TENSION DE PASO EN EL PISO ADYACENTE A LA RED

$$E_s = K_s \cdot K_i \cdot \rho_{s1} \frac{I_G}{L_R}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} + \dots \right) \quad n\text{-TERMINOS}$$

$$E_s < V_s = \frac{116 + 0.7 \rho_{s2}}{\sqrt{T}}$$

SI NO SE CUMPLE LA CONDICION SE RECOMIENDA:

- RODEAR LA PERIFERIA CON UN CONDUCTOR EXTRA.
- AGREGAR UNA \perp EN LAS ESQUINAS SALIENTES DE LA RED.
- CUBRIR LA SUPERFICIE DE LA PERIFERIA CON GRAVA.
- RECALCULAR.

INVESTIGACION DE LOS POTENCIALES DE TRANSFERENCIA.

CIRCUITOS DE COMUNICACION

VARISTORES.

TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO.

RIELES

ATERRIZAMIENTO EN VARIOS PUNTOS.

JUNTAS AISLADAS.

TRAMOS REMOVIBLES.

PLACAS. DE TIERRA.

CIRCUITOS AUXILIARES.

NEUTRO AISLADO (TRATADO COMO VIVO).

TRANSFORMADORES DE AISLAMIENTO.

TRANSFORMADOR PARA SERVICIOS DE ESTACION.

TUBERIAS

ATERRIZAMIENTO EN VARIOS PUNTOS.

INSERTAR SECCIONES AISLADAS.

EDIFICIOS AUXILIARES

CERCANOS, SE USA LA MISMA RED.

ALEJADOS, SE USA UNA RED INDEPENDIENTE.

ZONAS PELIGROSAS.

PALANCAS y MANIJAS DE OPERACION.

AGREGAR + EN EL SITIO DEL OPERADOR
PLACAS DE TIERRA
GRAVA EN LA SUPERFICIE.

CERCAS

Si $E_s < V_s$ LA CERCA SE PUEDE CONECTAR
A LA RED DE TIERRAS EN VARIOS PUNTOS

EN CASO CONTRARIO LA CERCA DEBE QUEDAR
FUERA DEL PERIMETRO DE LA RED Y SIN CONEXION.

CONDUITS

AISLADOS y ATERRIZADOS EN UN PUNTO (TRAMOS CORTOS)
JUNTAS AISLADAS (TRAMOS LARGOS).

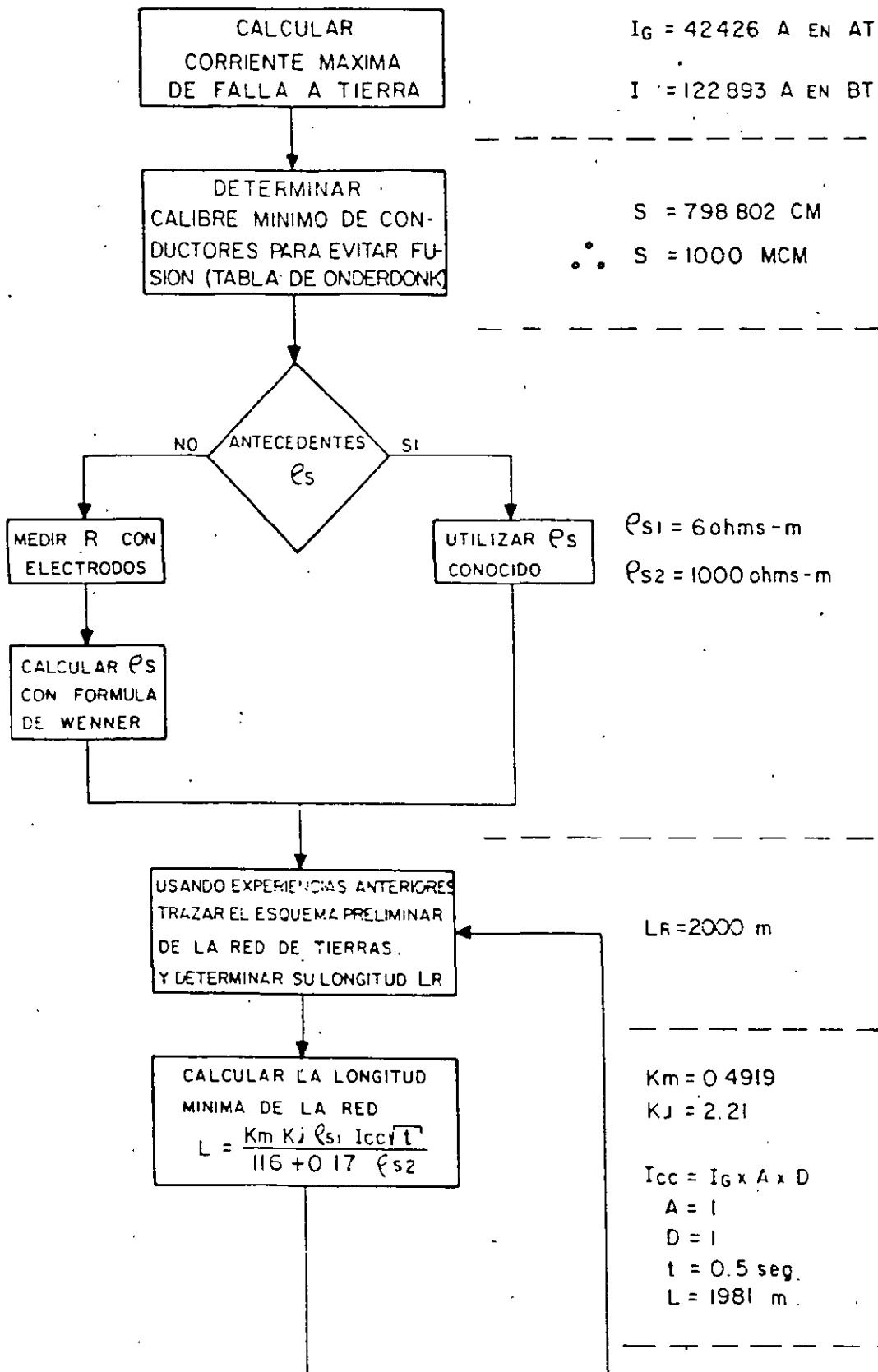
APARTARRAYOS

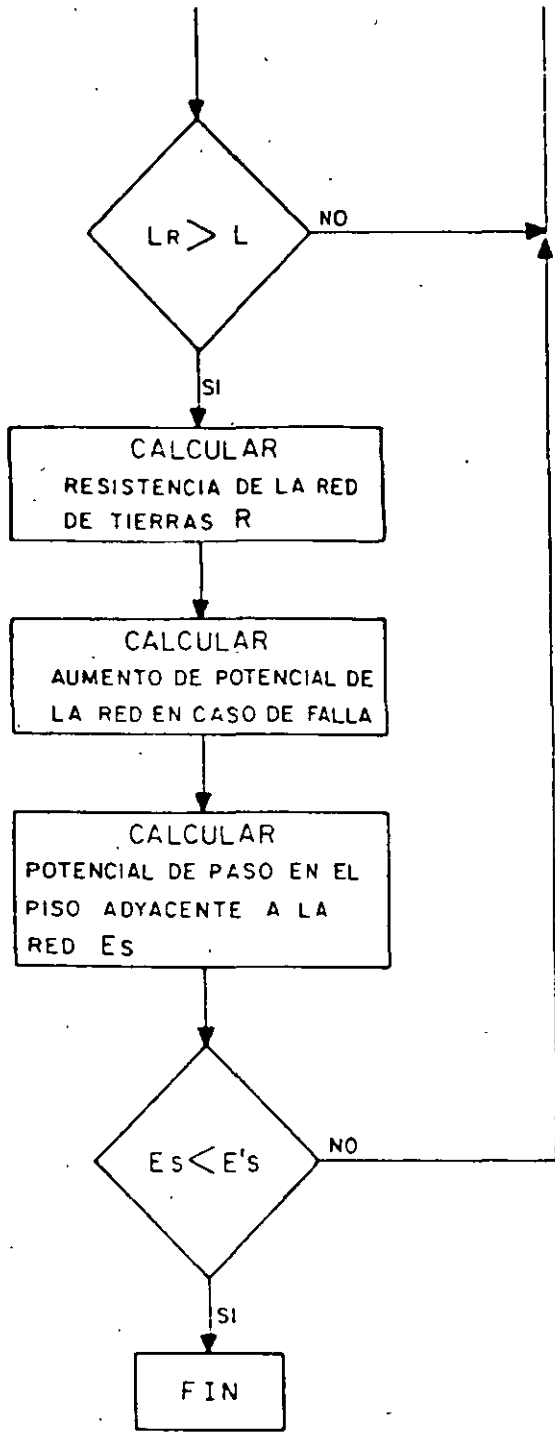
BAJADAS DE CABLE 4/0 AWG AISLADAS

SECUENCIA DE CALCULO DE REDES DE TIERRA

SECUENCIA

EJEMPLO





R = 0.0397 ohms

E = 4878 volts

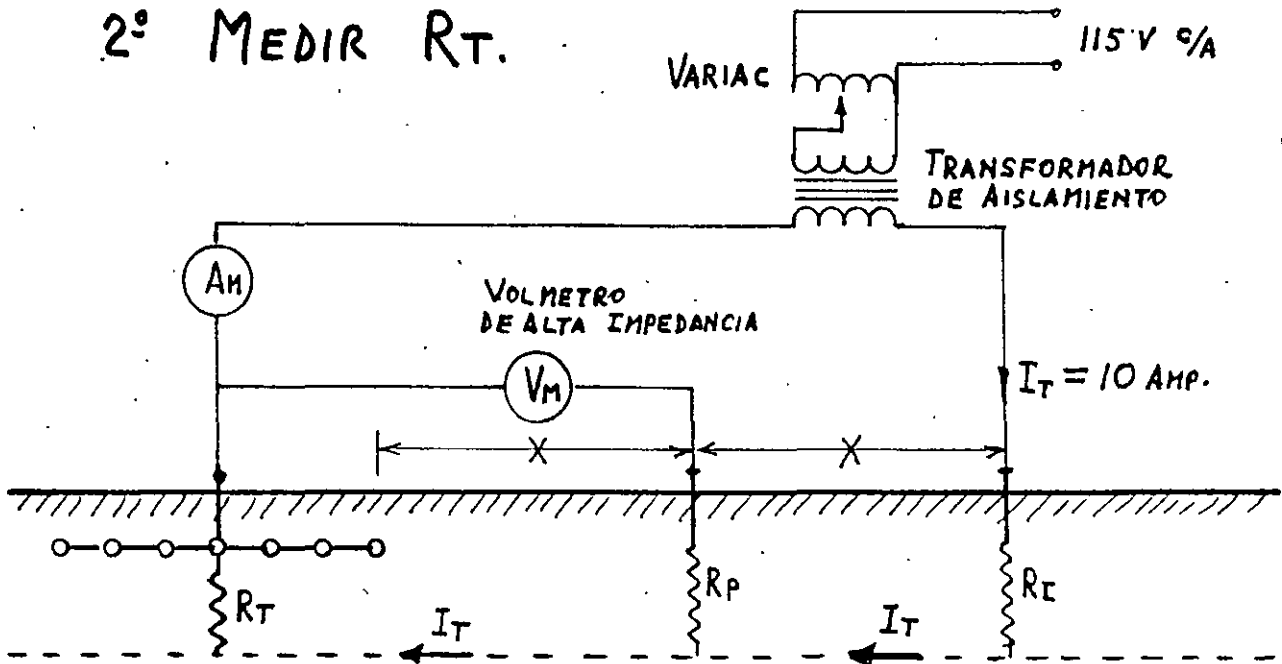
Ks = 0.412
Es = 336 volts
E's = 1153 volts

LA RED DE TIERRAS ESTIMADA ES ADECUADA.

MEDICION DE LAS REDES DE TIERRAS

1º MEDIR CONTINUIDAD DE LA MALLA. DE REGISTRO A REGISTRO.

2º MEDIR R_T .



$$R_T = \frac{V_M}{I_T}$$

X - DE 10 A 20 m.

BIBLIOGRAFIA

1. IEEE GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING.. IEEE STD. 80 - 1976.
2. IEEE RECOMMENDED PRACTICE FOR GROUNDING OF INDUSTRIAL AND COMMERCIAL POWER SYSTEMS. IEEE STD. 142-1972 "THE IEEE GREEN BOOK".
3. ELECTRICAL TRANSMISSION AND DISTRIBUTION REFERENCE BOOK. WESTINGHOUSE
4. INDUSTRIAL POWER SYSTEMS HANDBOOK. D.L. BEEMAN
5. SYMMETRICAL COMPONENTS. WAGNER AND EVANS.
6. DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS. JOSE RAULL
7. NORMAS TECNICAS DEL REGLAMENTO DE OBRAS.



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 9.1:

SELECCIÓN DE MOTORES

**ING. HUMBERTO SÁNCHEZ SÁNCHEZ
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

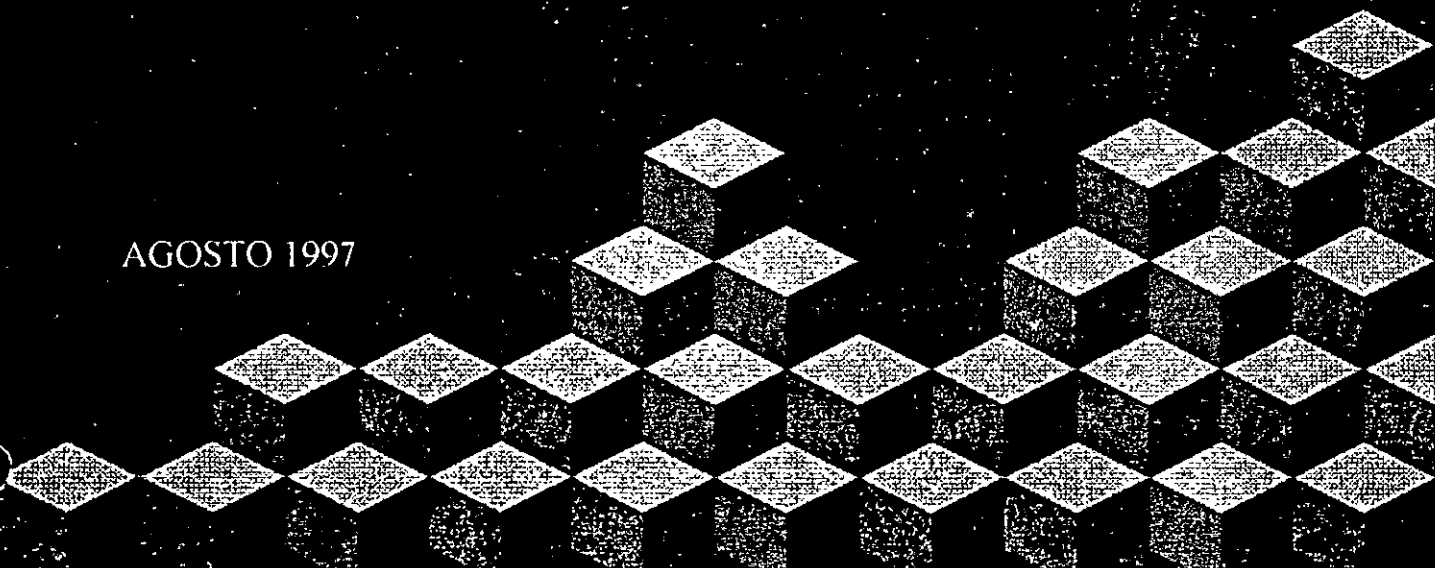
INDUSTRIALES

SELECCION DE MOTORES

TEMA 9.1

ING. HUMBERTO SANCHEZ SANCHEZ

AGOSTO 1997



I N D I C E

C A P I T U L O I

CONCEPTOS BASICOS Y CLASIFICACION DE LOS MOTORES DE INDUCCION.

C A P I T U L O II

PRINCIPIOS DE OPERACION Y FUNCIONAMIENTO

C A P I T U L O III

CLASIFICACION Y NORMAS DE LOS MOTORES DE INDUCCION

C A P I T U L O IV

SELECCION, APLICACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCION
TIPO JAULA

C A P I T U L O V

APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION

C A P Í T U L O VI

SISTEMAS DE ARRANQUE

C A P Í T U L O VII

SELECCION Y APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION (SEGUN AMBIENTES)

C A P Í T U L O 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.

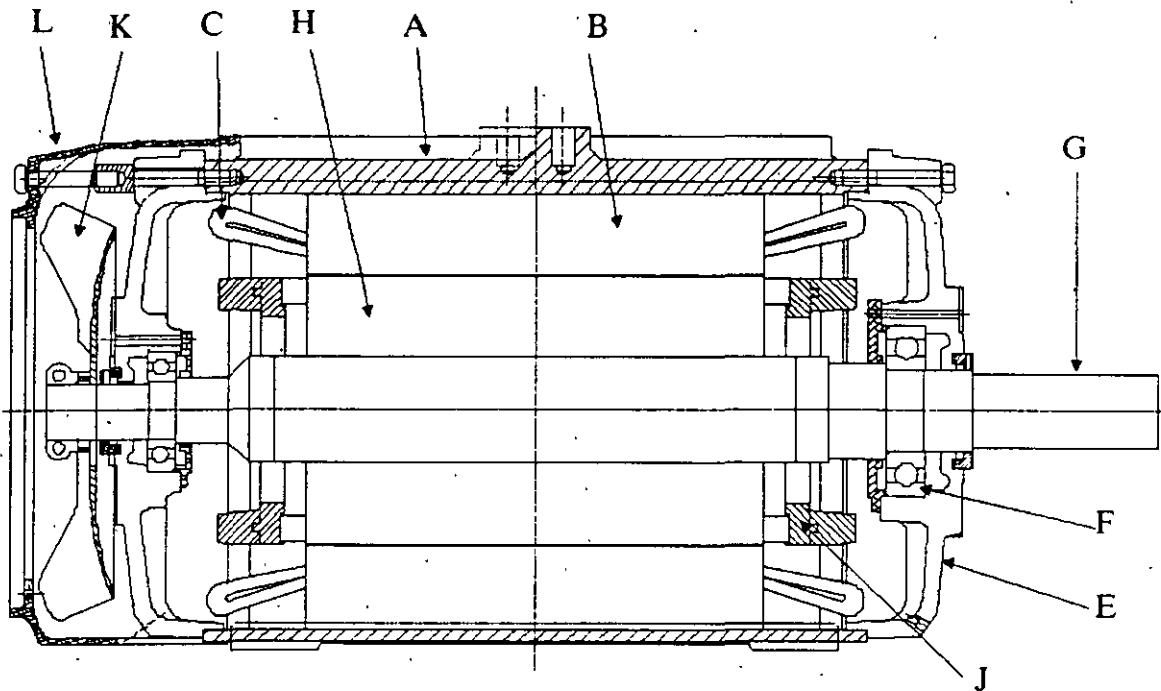


Fig. 1.- Corte esquemático de un motor de inducción tipo jaula de ardilla.

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

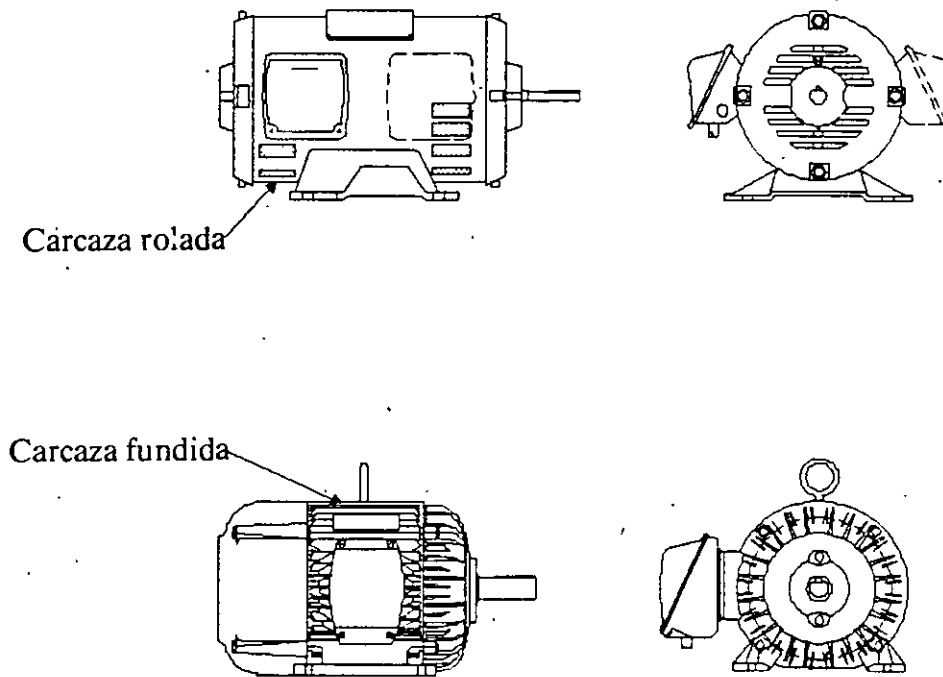


Fig. 2.- Carcaza.

reducir al mínimo las pérdidas en el acero, a dichas laminaciones se les da un recubrimiento con materiales aislantes y se someten a un proceso de recocido para desarrollar al máximo sus propiedades eléctricas. Las laminaciones de estator se unen por medio de soldadura y soleras de sujeción o se sujetan por medio de cinta de lámina para formar el núcleo estator.

I.a.3.- **BOBINAS O DEVANADO.**- Ya ensamblados el núcleo y la 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.

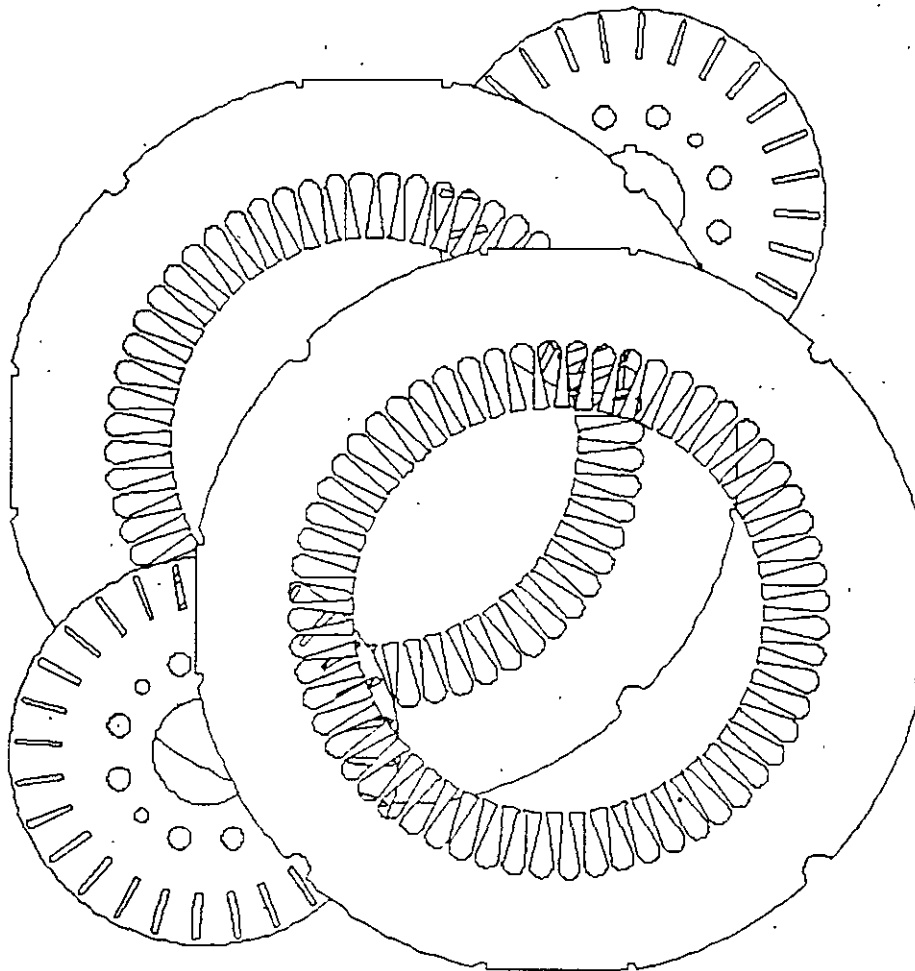


Fig 3.- Laminaciones de rotor y estator.

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 depar-

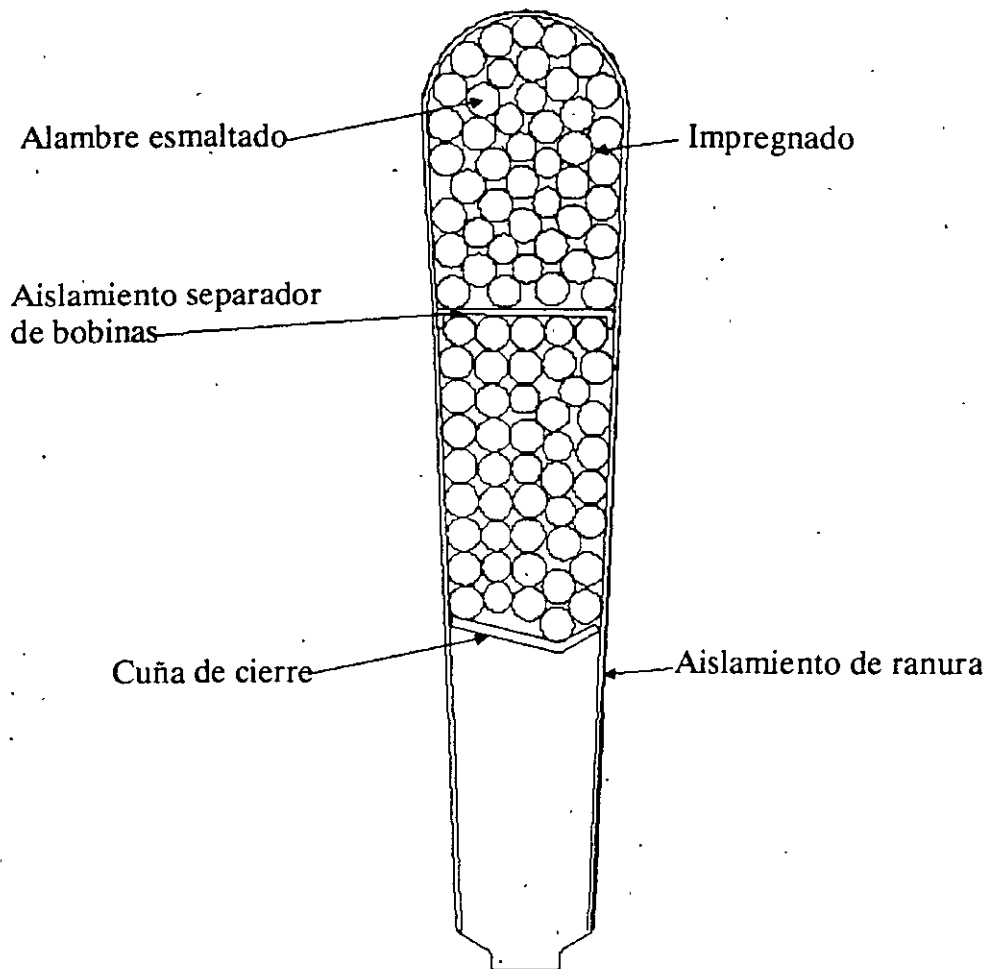


Fig. 4.- Vista convencional de bobinas y aislamientos en ranura de laminación de estator.

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.

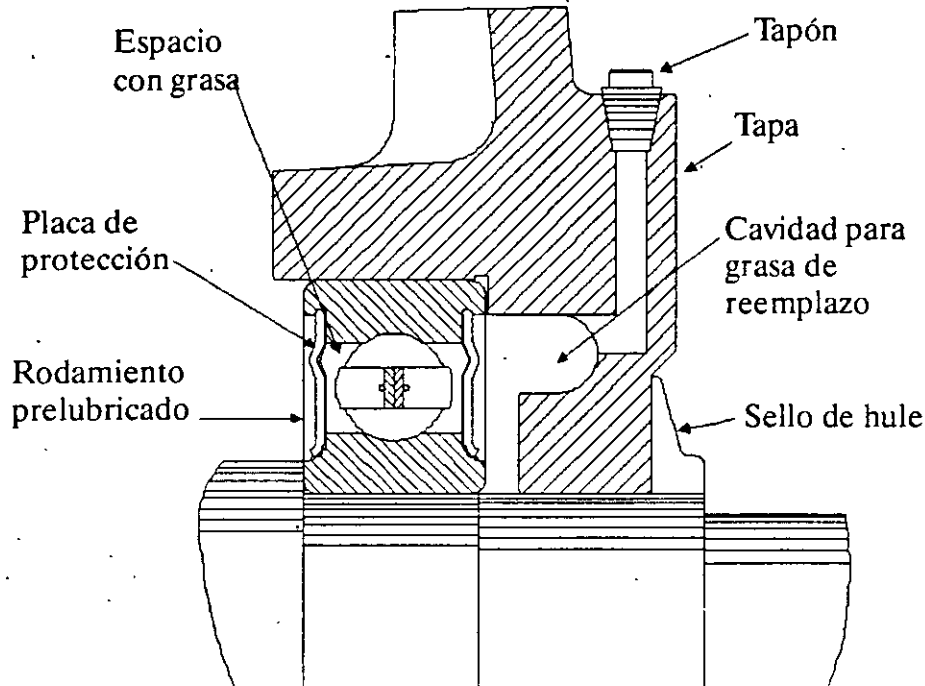


Fig. 5.- Vista en sección de un rodamiento prelubricado, tapa y flecha.

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 carcasa y las tapas debe ejecutarse muy cuidadosamente. Es importante que el centraje del rotor sea lo más perfecto posible, para que el entrehierro sea rigurosamente idéntico en todas las direcciones; el cuidado con que se efectúan estas operaciones influye mucho en la calidad de los motores.

I.c.2.- CAJA DE CONEXIONES.- Esta es una pieza que da protección mecánica a las terminales, se construye de fundición de hierro o de aluminio. Las demás piezas que constituyen el motor son partes común y corrientes y entre ellas se encuentran:

— Tornillería.

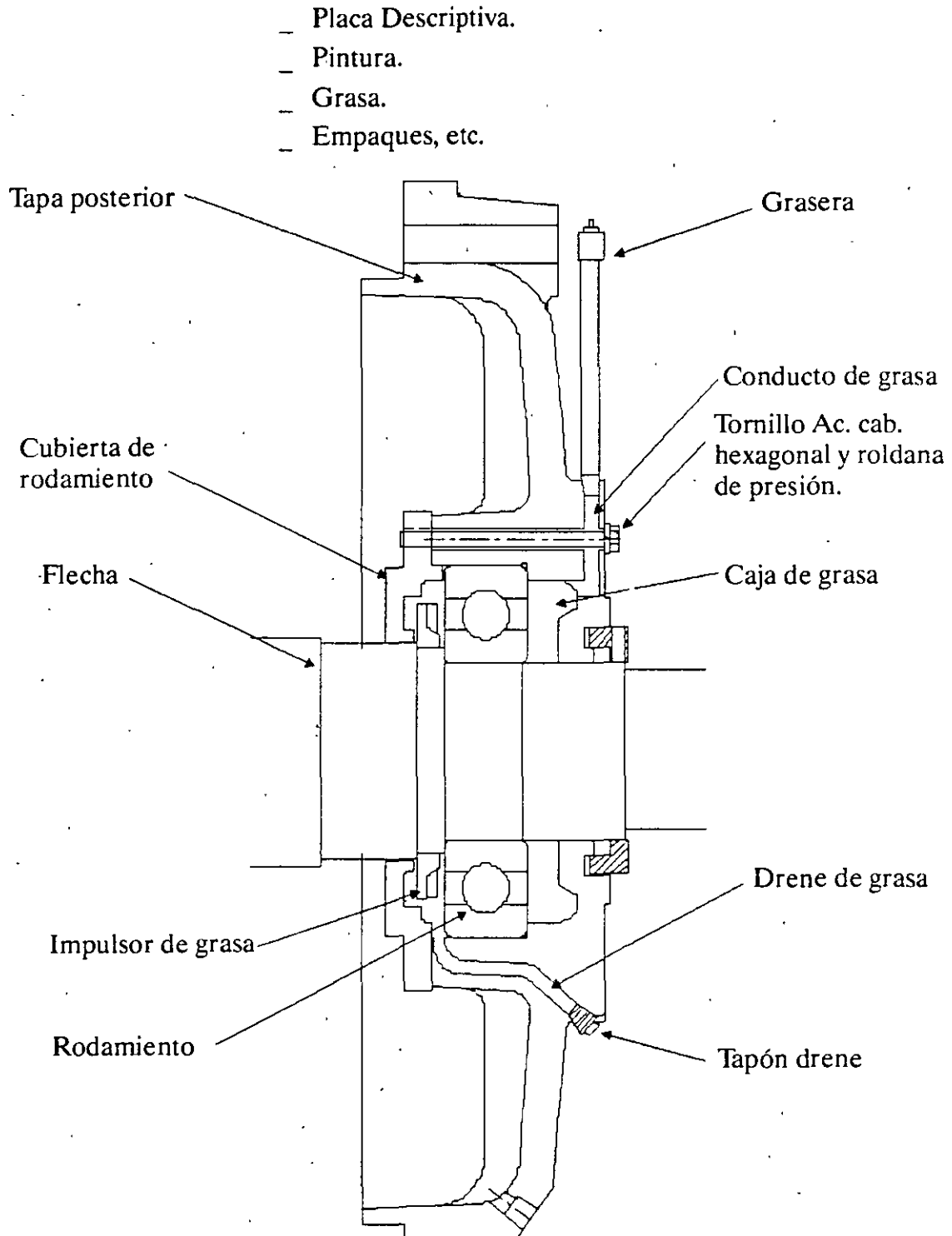


Fig. 6.- Vista en sección convencional de ensamble, mostrando lubricación del rodamiento con grasa.

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 carcaza 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 estáticos de los motores de inducción son reactivos; su intensidad está retrazada con respecto a la tensión tal como indica

la figura 8. El defasaje no se expresa mediante el ángulo Φ sino mediante su coseno, al cual se le llama Factor de Potencia.

Conviene, evidentemente que el factor de potencia del motor se aproxime todo lo posible a 1, lo que quiere decir que el ángulo de defasaje debe ser lo más reducido posible.

En la práctica se puede elevar el factor de potencia de una instalación con la ayuda de capacitores. Pero siempre es más conveniente, en igualdad de circunstancias, utilizar un motor de $\text{Cos } \Phi$ 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?

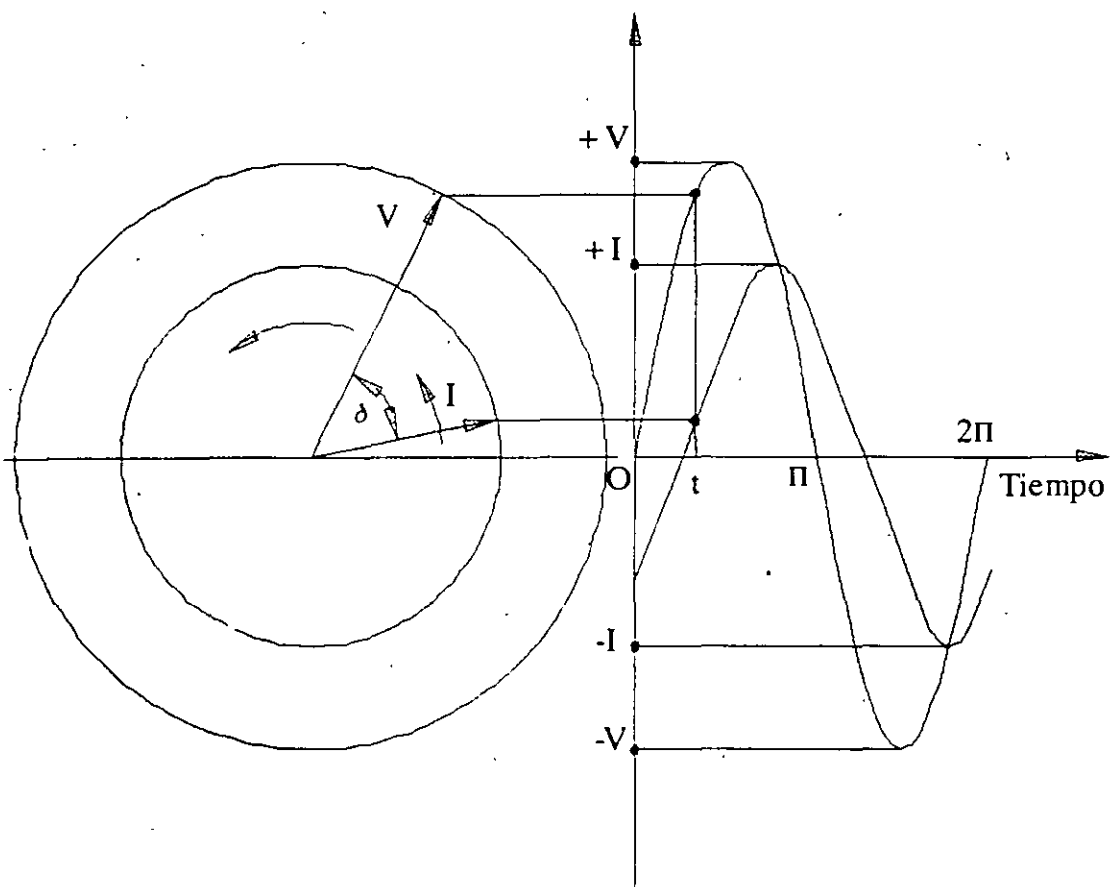


Fig. 7 Defasaje entre el voltaje y la intensidad de corriente en un circuito reactivo.

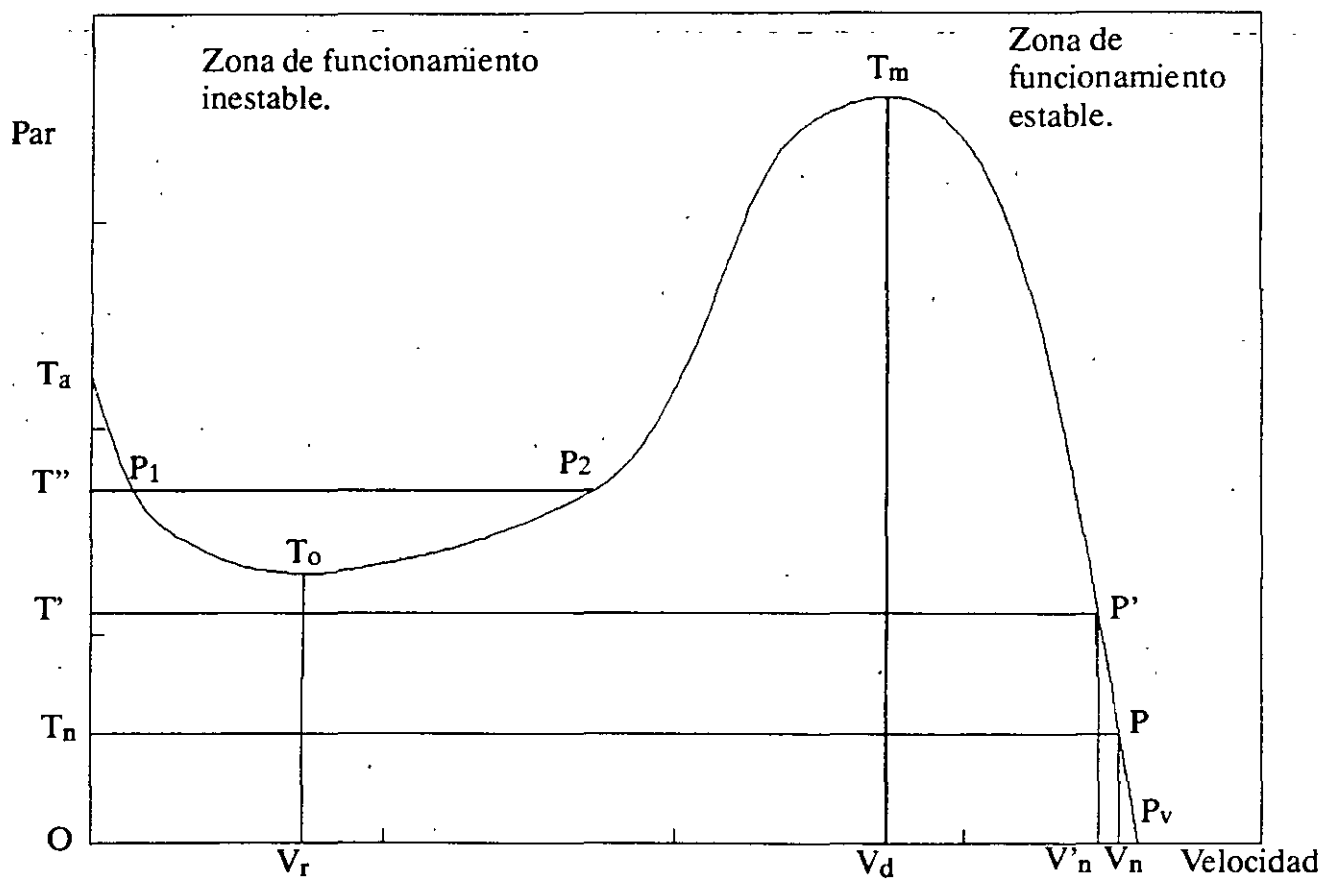


Fig. 8.- Curva característica Par-Velocidad de un motor de inducción, jaula de ardilla.

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

Es extremadamente importante entender las características de cada uno de estos diseños. En la mayoría de los casos se usará el diseño NEMA B. Pero habrá ocasiones en que un diseño A, C o D puede manejar mejor la carga.

La gráfica de la fig. 10, muestra las curvas par-velocidad para dichos diseños NEMA A, B, C, D y F.

Las características de los diseños A y B son muy similares. La diferencia estriba en que las corrientes máximas o de arranque para el diseño B estan limitadas por normas; no así para el diseño A.

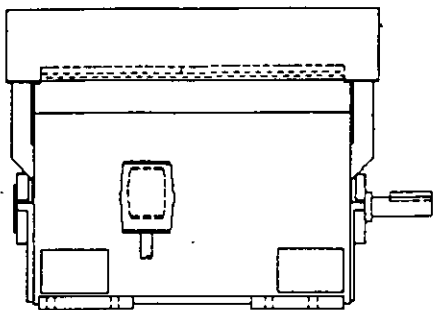
El diseño A tiene un par de arranque ligeramente más bajo y un par máximo ligeramente más alto que el diseño B. Un motor con diseño C, tiene un par de arranque mayor que el A o el B (225% aprox.). En cambio el par máximo es menor que para los diseños A o B y a pesar de que no hay un punto definido para este par, su valor se establece en 190% aproximadamente.

El diseño NEMA D desarrolla un par de arranque muy alto y es aproximadamente el 275% del par a plena carga. Sin embargo, como puede verse en la curva, el par decae gradualmente durante el período de aceleración, por lo que no hay un par máximo ó de desenganche bien definido como en los diseños A y B.

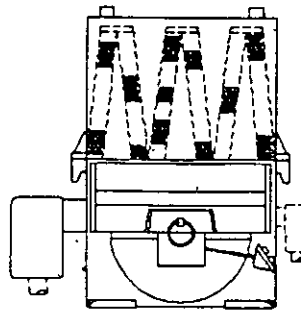
El diseño NEMA F tiene un par de arranque muy bajo y un par máximo moderado. Su única característica deseable es la baja corriente absorbida en el arranque.

CUESTIONARIO

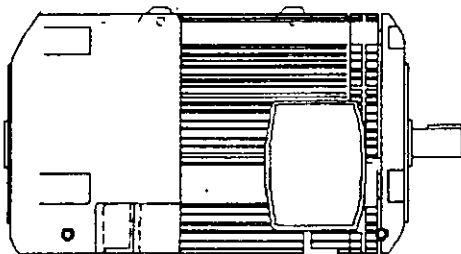
- 1.- ¿Cómo se clasifican los motores?
- 2.- ¿Qué normas rigen la fabricación de los motores?
- 3.- Por su diseño eléctrico ¿cómo se clasifican los motores?



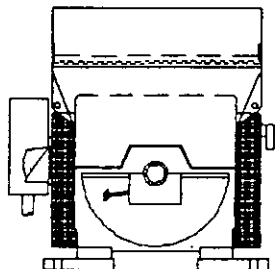
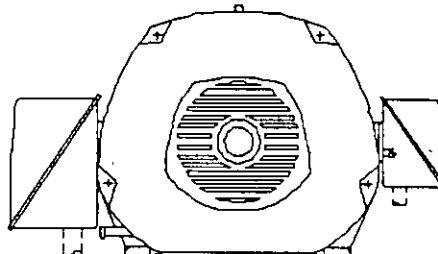
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II, para 1800 RPM y menores.



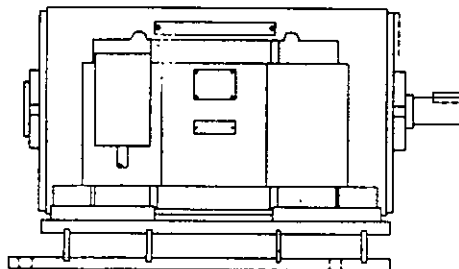
Motor totalmente cerrado con ventilación forzada, tipo tubo.



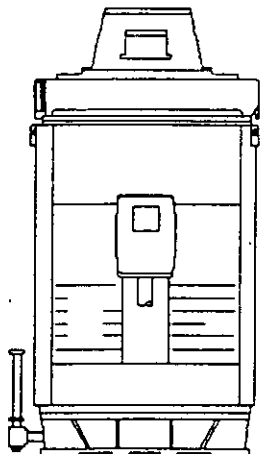
Motor totalmente cerrado con ventilación exterior y a prueba de explosión.



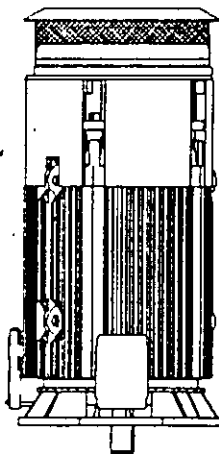
Motor protegido contra intemperie tipo WP-II



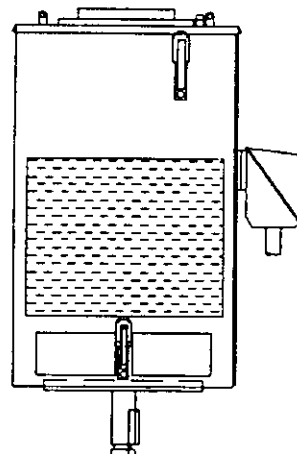
Motor a prueba de goteo, protegido contra intemperie tipo WP-I.



Motor vertical con flecha hueca, alto empuje axial, base tipo P.



Motor vertical totalmente cerrado con ventilación exterior, flecha sólida, alto empuje axial, con base tipo P.



Motor vertical flecha sólida, alto empuje axial, base tipo P, protegido contra intemperie.

Fig. 9 - Tipos de motores.

CAPITULO IV

SELECCION, APLICACION Y MANTENIMIENTO DE MOTORES DE INDUCCION TIPO JAULA.

SELECCION

En el presente trabajo se indican los puntos notables en la selección y aplicación de los motores de inducción tipo jaula, que en la actualidad son manufacturados por las empresas dedicadas a ello.

Es posible que la mayoría de ustedes conozcan los diferentes tipos de motores de inducción que existen; en la figura 10 se indica un cuadro sinóptico de los principales diseños conocidos, de los cuales hablaremos más particularmente de los motores trifásicos, tipo jaula de ardilla, que son los más empleados en nuestra industria en general.

Por lo tanto, para una mejor explicación dividiremos estos motores tipo jaula en dos grandes grupos, de acuerdo a su diseño:

1. MECANICO.
2. ELECTRICO.

IV.I. DISEÑO MECANICO. Al hablar del diseño mecánico nos referimos al tipo de construcción o protección mecánica que poseen los motores para operar satisfactoriamente en las condiciones ambientales y de seguridad para las que fué seleccionado, estos tipos son los siguientes:

- a) A prueba de goteo (APG)
- b) Totalmente cerrados con ventilación exterior (TCCVE)
- c) Protegidos contra la Intemperie tipo I (WP I)

d) Protegidos contra la Intemperie tipo II (WP II)

Además por la posición de la flecha se dividen en:

1. Horizontales.
2. Verticales.

La descripción de cada uno de los tipos anteriores es:

IV.I.a) A PRUEBA DE GOTEO. Estos motores, como lo indica su denominación, están contruidos para impedir que líquidos que goteen, con ángulo de proyección no mayor de 15° con respecto a la vertical, penetren hacia el interior del motor; sin embargo, el aire del medio ambiente tiene libre acceso al interior, con lo cual se tiene una muy buena disipación de la temperatura de los devanados y núcleos del motor.

La aplicación de este motor es la más generalizada en la industria y se les encuentra montados en máquinas-herramientas, ventiladores, bombas centrífugas, ciertos tipos de transportadores, etc. Es decir, en general estos motores encuentran su aplicación en aquellos lugares en donde el medio ambiente no sea perjudicial a las partes internas del motor y además no haya salpicadura de líquidos.

IV.I.b) TOTALMENTE CERRADOS CON VENTILACION EXTERIOR. Este tipo de construcción nos proporciona un motor totalmente hermético y por lo tanto el aire del medio ambiente nunca llega a tocar sus devanados y núcleos.

La disipación de la temperatura del motor se hace por radiación a través de la superficie aleteada de la carcasa o armazón. Además, este calor es barrido por la acción de un ventilador que va montado sobre la extensión frontal de la flecha, por lo tanto, al girar ésta, obliga a disipar más rápidamente la temperatura o calor del motor.

Este tipo de motores se aplican para mover máquinas o equipos instalados en ambientes polvosos, abrasivos, húmedos y/o ligeramente corrosivos.

Se les encuentra acoplados a máquinas-herramientas, ventiladores, transportadores, quebradoras, etc. En general su aplicación es en aquellos lugares en donde el medio ambiente puede ser perjudicial a las partes internas del motor.

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.

IVI.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.)

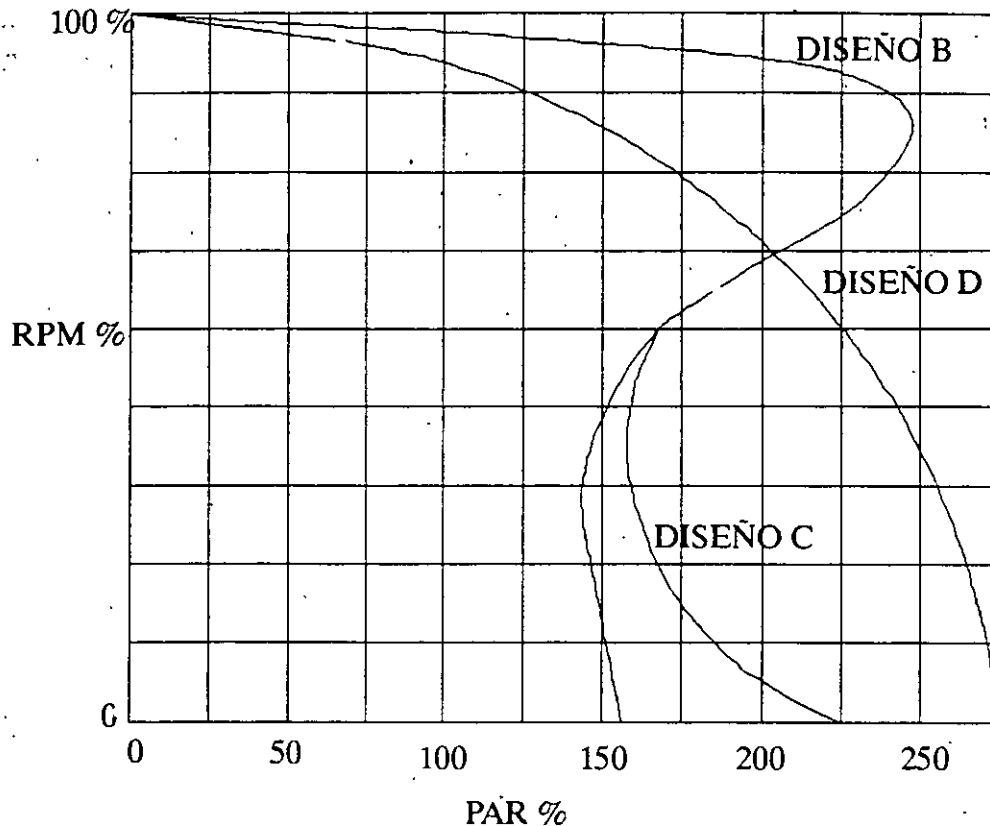


Figura No. 10

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:

$$\text{CP en la flecha} = \frac{\text{KW de entrada} \times \text{eficiencia del motor}}{\text{-----}}$$

- C. Comparación. Si A o B resultan imprácticos, hágase una comparación cuidadosa de la máquina a propulsarse con máquinas similares cuyas necesidades de potencia sean conocidas. Este método es el más errático de los tres y sólo debe usarse en casos extremos.

Pares. Los requerimientos de par de la máquina a moverse, deben conocerse en tres condiciones adicionales a las del par a plena carga, éstas son:

- A. Par de arranque. Este es especialmente importante en cargas de alta fricción e inercia, tales como: compresores cargados, prensas troqueladoras con volantes pesados, molinos de bolas o martillos, molinos de hule o desmenuzadores de troncos en la industria del papel. (Ver Figura 11).

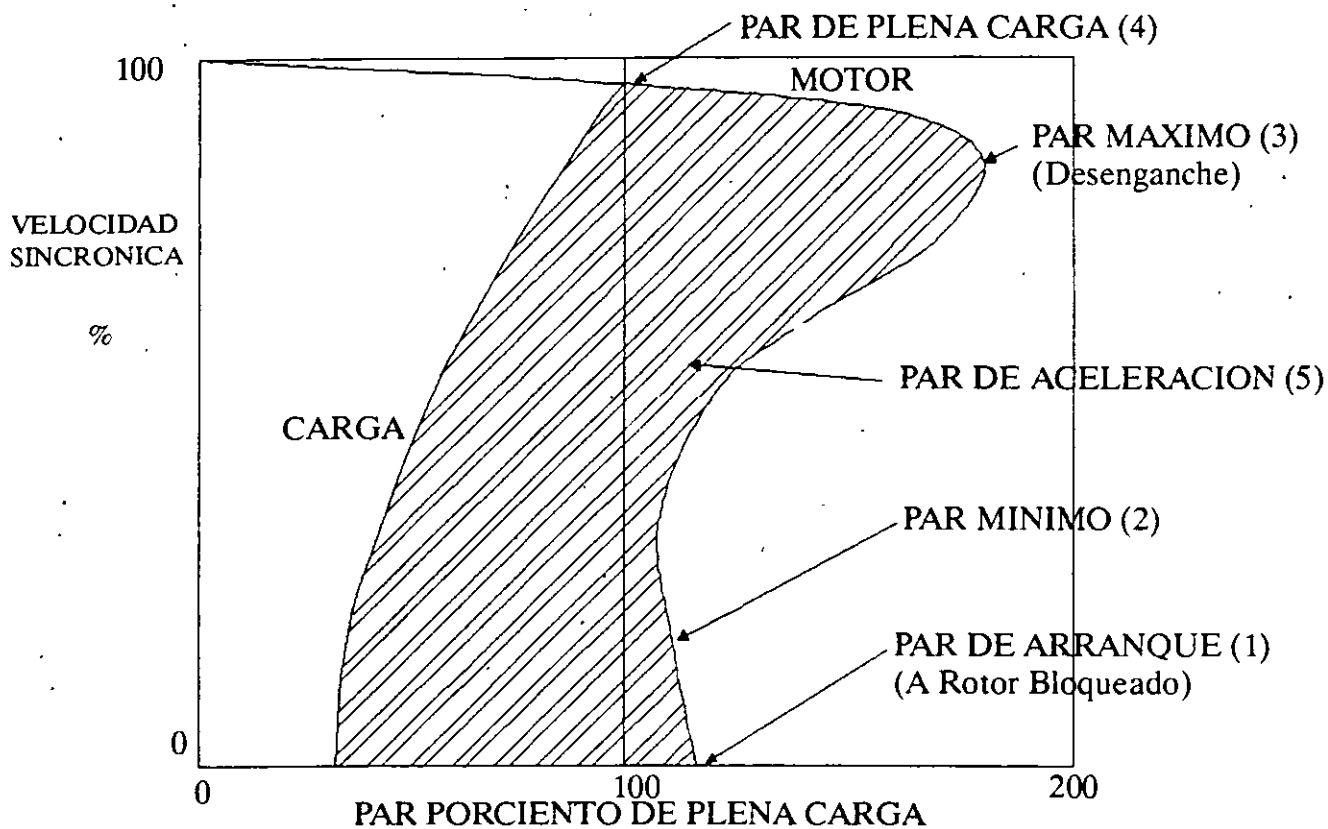


Fig. No. 11.- Pares de un motor de inducción.

- B. Par de aceleración. En cargas de alta inercia tales como las antes mencionadas, el par en exceso que desarrolla el motor y que sirve para acelerar la carga en un tiempo determinado, es importante para que el motor no se sobrecaliente. Este aspecto lo veremos más en detalle al analizar las características de pares de los motores. (Ver Figura 11).
- C. Par máximo. En el caso de cargas variables, el motor debe ser capaz de desarrollar suficiente Par para prevenir que el mismo se frene o se “siente”, cuando la demanda de energía por parte de la máquina accionada es máxima. (Ver Figura 11).

V.1.- DEFINICION DE LOS PARES DEL MOTOR DE INDUCCION

Par es el producto de fuerza (kgs.) por el radio (mts.). El valor resulta pues en kg-mt., que indica el número de kilogramos aplicados a un radio de tantos metros.

Par y fuerza son similares, excepto que el término “fuerza” se usa cuando se habla de movimiento lineal y “par” cuando se trata de movimiento de rotación.

En el caso de una máquina accionada, el par es la fuerza rotacional que absorbe la máquina para moverse. En el de un motor, par indica la fuerza rotacional que el mismo produce en su flecha.

La curva típica “Par-Velocidad” de un motor de inducción mostrada en la figura se ilustran los diferentes pares que desarrolla el motor:

“Par de Arranque” es el que desarrolla el motor en reposo en el momento en que se le aplica energía eléctrica a sus devanados y la flecha empieza a girar.

La flecha en (1) muestra este par a velocidad cero, también se le llama “Par a Rotor Bloqueado”.

El “Par Mínimo” se muestra en (2). Este es el par mínimo en el área de la cúspide que sigue al arranque. Como veremos más adelante, en muchos motores no hay este descenso de par, después de arrancar.

El “Par Máximo” es aquel que puede desarrollar el motor sin frenarse o “sentarse” súbitamente. Este se muestra en el punto (3) y gene-

ralmente se desarrolla alrededor del 80% de la velocidad sincrónica. También se le llama "Par de Desenganche".

"Par a Plena Carga" es aquel que desarrolla el motor para producir la potencia de placa a la velocidad especificada, como se muestra en el punto (4) de la curva.

"Par de Aceleración" es la diferencia o exceso de pares entre los desarrollados por el motor y los demandados por la carga. El área achurada (5) es proporcional a la potencia en exceso desarrollada por el motor para acelerar la carga.

Los "pares de aceleración" son la diferencia entre las dos curvas y están dentro de esta misma área.

Estos pares son extremadamente importantes y deben entenderse perfectamente para aplicar adecuadamente los motores a cargas variadas.

V.2.- CARACTERISTICAS DEL MOTOR

Existen cinco parámetros que definen las características de operación de un motor:

Velocidad en RPM

Capacidad en CP

Par en Kg-Mt.

Corriente de arranque o máxima

Aumento de temperatura

Los primeros tres ya han sido discutidos brevemente, bajo "Selección del Motor" y en relación a la máquina cuyo motor tratamos de seleccionar. Los dos últimos parámetros cubren características del motor en sí. En la práctica debemos adecuar la velocidad del motor, su capacidad y sus características de par a la carga y después cerciorarnos que el motor operará dentro de sus límites de corriente y de temperatura.

Cada uno de estos parámetros se combina con todos los demás para producir un resultado total satisfactorio. Tenemos pues que analizar cada uno de ellos e interpretarlos, para lograr la aplicación correcta de los motores.

Interrelación entre potencia, par y velocidad.

La interrelación de estos tres parámetros se define como sigue:

F = Fuerza en kilogramos

d = Distancia en metros

t = Tiempo en minutos

T = Par en Kg-Mt. a un metro de radio

RPM = Velocidad angular en revoluciones por minuto

Potencia = $Fd / t = 2\pi T \times \text{RPM}$ Kg-Mt / min.

1 CP = 75 Kg-Mt / seg. = 4500 Kg-Mt / min.

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM} \times 2\pi}{4500}$$

$$\text{Potencia en CP} = \frac{T \times \text{RPM}}{716} \quad \dots (I)$$

La simple fórmula anterior nos muestra la interrelación entre potencia, par y velocidad. Esta fórmula frecuentemente se olvida al seleccionar los motores.

Supongamos por ejemplo, que tenemos una máquina que requiere un motor de 10 CP y que tiene una velocidad de operación de 1160 RPM. El cliente pide un motor de esa capacidad, 6 polos, que a la frecuencia de 60 hertz da precisamente esa velocidad, para transmitir con bandas V y poleas con relación de diámetros 1:1 sin embargo, el Ingeniero que ha comprendido la importancia de la fórmula anterior, puede demostrarle al cliente cómo ahorrar dinero al cambiar la relación de poleas usando un motor de la misma potencia, pero de mayor velocidad. Puede probar que seleccionando un motor de 2 polos con 3475 RPM puede usarse una polea de 1/3 del diámetro original, o sea una relación de poleas de 1:3.

También puede proponer un motor de 4 polos con 1745 RPM y relación de poleas de 1:1.5.

A continuación hemos listado el costo relativo de los tres motores. El motor de 6 polos tiene más cobre y hierro para poder desarrollar un par mayor que los motores de 2 y 4 polos, (se tomará el motor de 4 polos como base comparativa).

Costo relativo de motores de 10 CP, abiertos:

Polos	Velocidad en la flecha a 60 Hz. RPM	Armazón	Costo Relativo
2	3475	213T	103%
4	1745	215T	100%
6	1160	256T	150%

Si el cliente puede usar un motor de mayor velocidad, el ahorro es evidente y además el motor será más ligero y más fácil de montar.

Las únicas precauciones por tomar con motores de más alta velocidad, es el comprobar que la flecha es adecuada para transmitir por banda. También, si el sentido de rotación del motor tiene que invertirse frecuentemente, los motores de alta velocidad tienen menos capacidad térmica para ello que los de baja velocidad.

Factor de Servicio. La capacidad en CP estampada en la placa del motor, no necesariamente indica la capacidad máxima, excepto cuando el F.S. = 1.0. Cuando el factor de servicio es superior a 1.0, por ejemplo 1.15, el motor podrá sobrecargarse sin peligro en un 15% por arriba de su capacidad nominal en forma continua; sin embargo, es importante hacer notar que el factor de servicio sólo es aplicable cuando prevalecen y se mantienen las condiciones de tensión y frecuencia establecidas en la placa de datos. También, es preciso advertir al cliente, que el aplicar el factor de servicio aumentará la temperatura de operación del motor y afectará la vida útil del devanado, el factor de potencia, la eficiencia y la velocidad.

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Qué factores hay que tener en cuenta en la aplicación de los motores?
- 2.- ¿Qué tipos de acoplamiento hay?
- 3.- ¿Cuáles son las características necesarias para la selección de los motores?
- 4.- Defina los pares del motor de inducción.
- 5.- ¿Cuáles son los parámetros que definen las características de operación de un motor?
- 6.- ¿Qué significa "factor de servicio"?

CAPITULO VI

SISTEMAS DE ARRANQUE

VI.- SISTEMAS DE ARRANQUE APLICABLES AL MOTOR.

El problema de arranque del motor se refiere a las limitaciones que se presentan debidas a la capacidad de la fuente alimentadora, tales como caídas de tensión permisibles en el sistema al aplicar la corriente de arranque del motor y la capacidad momentánea en KVA que se requiere para este mismo objeto.

VI.1.- ARRANQUE DEL MOTOR A TRAVES DE LA LINEA.

Desde luego, el sistema más económico para arrancar un motor es a plena tensión conectándolo a través de un arrancador apropiado, directamente a la línea alimentadora.

Las ventajas de este sistema, además de la económica ya apuntada, es que el motor desarrollará sus plenos pares, tanto de arranque como máximo o de desenganche; por lo cual, la carga se arrancará y se acelerará en forma rápida y segura.

Por otro lado, las desventajas de este sistema de arranque también son múltiples y se refieren al hecho de que un motor de inducción toma entre cinco y seis veces el valor de la corriente de plena carga al ser arrancado a plena tensión. Esta fuerte demanda de energía y de corriente, aunque momentánea, puede ser indeseable por la elevada caída de tensión que se produce en las líneas alimentadoras, causando parpadeo en las luces o disturbios en equipo sensible a las variaciones de voltaje. También puede ser objetable desde el punto de vista de las limitaciones de demanda en KVA que establece la compañía alimentadora de energía, o bien la propia subestación. Otro aspecto indeseable puede cons-

tituirlo la carga misma, que requiere una aceleración paulatina y amortiguada.

Por lo general, el arranque directo sobre la línea se puede efectuar hasta 50 CP en 220 Volts y hasta 100 CP en 440 Volts. Arriba de estos límites habrá que usar algún sistema de arranque a tensión reducida. Localmente en el D.F. la Compañía de Luz limita estos valores a 7.5 CP en 220 Volts y 15 CP en 440 Volts.

Existen varios sistemas de arranque a tensión reducida que pueden usarse, pero generalmente sólo uno de ellos producirá los resultados deseados en la forma más económica posible. Vamos a describir brevemente cuáles son las aplicaciones de estos distintos arrancadores.

VI.2.- ARRANCADOR CON AUTOTRANSFORMADOR.

Este es uno de los métodos más comúnmente usados para arrancar a voltaje reducido debido a su economía, eficiencia y flexibilidad para ajustar el voltaje de arranque deseado. Toda la energía aplicada se transmite al motor, excepto las pérdidas del autotransformador que son pequeñas, por lo que la carga se acelera suave y seguramente. Las derivaciones en el autotransformador permiten el ajuste de la corriente y del par de arranque, de acuerdo con las necesidades de la mayoría de las aplicaciones. Las características que producen las tres derivaciones de voltaje comúnmente usadas, son como sigue:

Derivación	Par de Arranque (% del par a plena tensión)	Corriente de arranque en la línea (% de la misma a plena tensión)
50%	25	28
65%	42	45
85%	64	67

Como puede apreciarse en el cuadro anterior, tanto la corriente como el par varían en este caso, en proporción inversa al cuadrado del voltaje. La corriente aumenta ligeramente sobre la proporción indicada debido a la corriente de magnetización del autotransformador.

Estos arrancadores se construyen para operación manual con transición abierta (se conocen vulgarmente como "compensadores") en capacidades hasta de 300 CP en 440 Volts y 60 Hertz.

También se construyen para operación automática con transición cerrada en capacidades hasta de 100 CP en 440 Volts y 60 Hertz.

La ventaja de la transición cerrada sobre la abierta, es que la aplicación de la tensión es suave y continúa desde el valor reducido hasta el pleno voltaje. Como el motor no queda momentáneamente desconectado de la línea, no hay interrupción de la corriente de línea que podría causar un segundo transitorio de corriente durante la transición.

Los arrancadores con autotransformador se usan para arrancar cargas pesadas, tales como: compresoras, bombas, molinos de bolas y de martillos, molinos de hule, centrífugas en la industria del azúcar, etc.

VI.3.- ARRANCADORES CON RESISTENCIAS.

Estos arrancadores se usan poco porque no tienen ni la eficiencia, ni la flexibilidad del sistema anterior. Generalmente se construyen para reducir el voltaje aplicado al motor al 80% de su valor de línea, con lo cual la corriente de arranque se reduce en la misma proporción y el par de arranque se reduce al 64% de su valor a plena tensión. Esto se logra conectando momentáneamente las resistencias del arranque en serie con los devanados del motor. El ciclo de arranque es de transición cerrada.

Se aplican para arrancar maquinaria delicada, como maquinaria textil, escaleras eléctricas y transportadoras que tengan que arrancar suavemente.

VI.4.- ARRANCADORES PARA DEVANADO BIPARTIDO.

Estos arrancadores proveen un sistema de arranque muy económico, cuando las necesidades de par durante el arranque pueden manejarse con el 50% del par a plena tensión. Pueden usarse con motores estándar diseñados para voltaje dual, por ejemplo: 220/440 Volts en el voltaje menor, es decir, 220 Volts. También pueden usarse con motores específicamente diseñados para este tipo de arranque, en cualquier otro voltaje.

Cuando se usan motores estándar de voltaje dual, es necesario cerciorarse de que el par desarrollado durante el arranque (50%) es suficiente para acelerar la carga lo suficientemente sin producir

un transitorio indeseado al conectar todo el devanado a la línea, o bien una aceleración brusca en la carga movida al ser ésta acelerada a pleno par.

Este tipo de arrancador es muy usado para arrancar cargas ligeras como: compresores descargados, bombas centrífugas, máquinas-herramientas, etc.

Se construyen en capacidades estándar hasta de 200 CP en 440 Volts.

VI.5.- ARRANCADORES ESTRELLA-DELTA.

Estos arrancadores muy usados en Europa, son menos económicos que el arrancador de devanado bipartido, ya que requieren por lo menos de un contactor más de dos polos.

Se usan en aquellos casos en que los requerimientos de par durante el arranque son bajos (33% del par de arranque a plena tensión), pero el período de aceleración es prolongado debido a la alta inercia de la carga.

Se pueden usar con motores conectados en Delta para operación normal y que estén provistos con 6 puntas de salida (2 para cada una de las fases). Al arrancarse el motor conectado en Estrella, se aplica aproximadamente el 58% del voltaje de línea a los devanados y el motor toma el 33% de la corriente normal de arranque y desarrolla 33% del par de arranque a plena tensión. Una vez que el motor ha acelerado, se reconecta en Delta para operación normal.

Generalmente se construyen estos arrancadores en capacidades estándar hasta de 150 CP en 440 Volts, con transición abierta.

Si la transición abierta es objetable, debido a los inconvenientes ya apuntados, se puede construir este arrancador con transición cerrada, pero resulta relativamente caro por el equipo adicional requerido (un contactor de tres polos y tres resistencias de transición). En este caso, conviene analizar cuidadosamente si no es más económico usar un arrancador de autotransformador con transición cerrada.

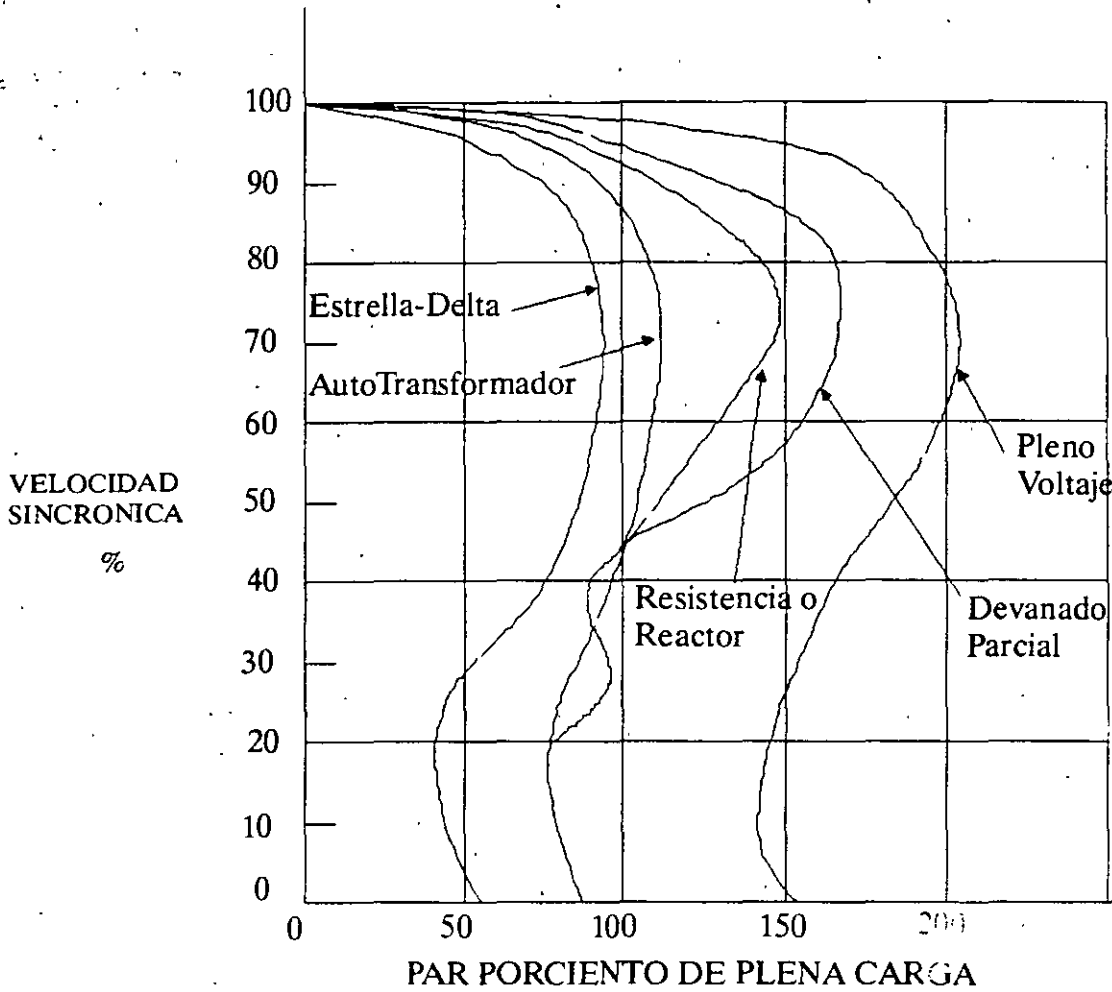


Fig. No. 12.- Características de Arranque a Tensión Reducida

% DE PLENO VOLTAJE			
VOLTAJE	CORRIENTE	PAR	
80 %	80 %	64 %	RESISTENCIA REACTOR DEVANADO PARCIAL AUTO TRANSFORMADOR ESTRELLA DELTA
80 %	80 %	64 %	
100 %	65 %	50 %	
80 %	64 %	64 %	
100 %	33 %	33 %	

CUESTIONARIO

- 1.- ¿Cuántos tipos de arrancadores conoces?
- 2.- ¿Qué problemas se presentan para el arranque del motor?

CAPITULO VII

SELECCION Y APLICACION DE MOTORES DE INDUCCION (SEGUN AMBIENTES)

VII.- CONDICIONES AMBIENTALES Y AISLAMIENTO.

INTRODUCCION. La mayoría de los motores comprados en la actualidad son para ser usados en localizaciones comunes en donde el aire es relativamente limpio, la temperatura se mantiene dentro de límites normales tolerables por seres humanos y las condiciones extremas de carga en los motores sólo se presentan excepcionalmente; sin embargo, miles de motores se usan en aplicaciones en donde estas condiciones ideales no existen. El propósito de este artículo es discutir los problemas que presentan las condiciones ambientales extremas y los sistemas de aislamiento disponibles para resolver estas aplicaciones.

Desde el punto de vista del usuario, el aislamiento es uno de los aspectos más importantes del motor, ya que es el elemento que decide:

LA VIDA UTIL DEL MOTOR y el mantenimiento aplicable al mismo.

Además, los sistemas de aislamiento son constantemente investigados y desarrollados para mejorarlos. El adelanto tecnológico que se ha obtenido en este aspecto durante los últimos 20 años es muy notable.

Es por ello que el usuario de motores está vitalmente interesado en obtener el aislamiento que otorgue máxima protección a un costo razonable. Parte de la respuesta se encuentra en las características del sistema de aislamiento, mientras que la otra parte consiste en seleccionar la cubierta en el motor más adecuado a la aplicación. Trataremos de cubrir ambos aspectos en este curso.

VII.1.- CONDICIONES AMBIENTALES.

Las condiciones que listamos a continuación son las que determinan las áreas problemáticas. Si alguna de ellas existe, hay que tomar medidas para proteger el motor o sus partes.

Condiciones ambientales perjudiciales.

Temperatura ambiente (arriba de 40°C)

Altura sobre el nivel del mar (arriba de 1000 Mts.)

Abuso mecánico (por impacto o vibración)

Contaminantes atmosféricos:

Agentes químicos corrosivos

Agentes abrasivos (polvos y partículas)

Agentes obstruyentes (polvo, pelusa, nieve)

Humedad (alta humedad relativa, salpicadura)

Forma de los contaminantes:

Sólidos, líquidos o gases.

Forma en que se mueven:

Suspendidos en el aire.

Cayendo por gravedad.

Rebotando de superficies adyacentes.

Impulsados por fuerzas definidas.

VII.2.- TEMPERATURA AMBIENTE ALTA (ARRIBA DE 40°C).

Esta afecta en primer lugar a los aislamientos, causando deterioro rápido y envejecimiento. También reduce la viscosidad de la grasa o del aceite en las chumaceras, pudiendo llegar a degradar sus propiedades lubricantes.

Para afrontar este problema, deben usarse aislamientos especiales para temperaturas más altas como los clase F (155°C temp. total) o clase H (180°C temp. total). Los baleros, si son de bolas, deberán ir cargados con grasa para alta temperatura y los baleros deberán tener un juego interno entre bolas y pistas, mayor que el normal (C-3 en lugar de C-2 que es el normal). Si el lubricante es aceite, éste debe ir provisto de aditivos especiales para mantener el índice de viscosidad a altas temperaturas, para inhibir la oxidación y reducir la fricción y el espumeo.

VII.3.- GRAN ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR.

Este factor, que es uno de los principales problemas en México, debido a su topografía, afecta el aumento de temperatura en los aislamientos. Al reducirse la densidad del aire con la altura, disminuye su capacidad refrigerante y la disipación del calor decrece.

Ahora bien, en los motores diseñados actualmente, se ha tomado en cuenta este factor para que el aumento de temperatura no exceda los valores normados por NOM a la altura de la Ciudad de México (2,280 Mts. sobre el nivel del mar).

En casos en que haya necesidad de operar los motores a alturas muy superiores a la arriba indicada, habrá necesidad de usar las mismas medidas ya indicadas.

La única ventaja que se presenta en este caso es que generalmente la temperatura ambiente decrece al aumentarse la altura.

VII.4.- IMPACTO Y VIBRACION

Estas condiciones deterioran rápidamente al motor completo, causando rotura de las patas, armazón, tapas y flecha, causan fatiga y falla prematura en los rodamientos y aislamientos.

En esta condición, más vale prevenir que lamentar. Los factores antes apuntados pueden prevenirse mediante un alineamiento perfecto entre el motor y la carga y comprobando que el balanceo dinámico de la carga no produzca vibración excesiva (arriba de 0.050 mm. de amplitud total).

Si el impacto se origina al arrancar y acelerar el motor, habrá que cambiar a algún sistema de arranque más suave y de transición cerrada, como quedó apuntado anteriormente.

VII.5.- CONTAMINANTES ATMOSFERICOS

Estos, como ya apuntamos, pueden ser:

- Químicos corrosivos
- Polvos abrasivos
- Polvos obstruyentes
- Alta humedad relativa

Para hacer frente a estos agentes destructivos, se han desarrollado últimamente:

- a).- Un aislamiento especial a prueba de humedad, corrosión y abrasión (APH).

b).- Motores totalmente cerrados con acabados epóxicos especiales y en los cuales naturalmente se aplica el aislamiento APH.

Estos motores se conocen bajo el nombre genérico de "Tipo Químico" y además de los factores antes enumerados, también llevan aislamientos "Clase F" para resistir las sobrecargas y altas temperaturas ambientales.

Para finalizar presentamos una tabla de selección de motores en función de las condiciones ambientales:

MOTOR LOCALIZADO EN:	TIPO DE MOTOR
Fábricas y oficinas limpias, almacenes casetas de elevadores, cuartos aislados para motores, plantas generadoras y toda clase de aplicaciones donde la atmósfera sea limpia y seca.	Estándar a prueba de goteo
En interiores o exteriores protegidos, pero con alta humedad ambiental.	A prueba de goteo con APH*
En interiores o exteriores con alta humedad y vapores o salpicaduras químicas.	Motor TCCV, tipo Químico
En interiores con polvo metálico (máquinas herramientas para trabajo pesado, industria automotriz, etc.)	Motor TCCV
En interiores o exteriores con polvo abrasivo.	Motor TCCV
Mismo que anterior, pero vapores o gases químicos en adición.	Motor TCCV, tipo Químico
Polvos secos no explosivos, negro de humo, etc.	Motor TCCVE
Aplicaciones polvosas y húmedas con materiales como polvos y pulpa que pueden obstruir los ductos de ventilación de un motor abierto.	Motor TCCV, tipo Químico
Condiciones tropicales.	Motor TCCV, tipo Químico
Atmósferas explosivas.	Motor TCCV a prueba de explosión.

Claves: TCCV = Totalmente cerrado con ventilación.

*APH = Aislamiento a prueba de humedad.

CUESTIONARIO

1.- Desde el punto de vista del usuario ¿qué aspecto es más importante?

2.- ¿Qué condiciones son las que determinan las áreas problemáticas en la instalación de los motores?

3.- Para hacer frente a los agentes destructivos se ha desarrollado un aislamiento especial, ¿cuál es?

3.- ¿Puedes indicar algunos de los tipos de motor a usar en determinadas áreas?

CAPITULO VIII

APLICACIONES DE LOS MOTORES

VIII.1.- PRINCIPALES APLICACIONES DE MOTORES

A. BOMBAS

CENTRIFUGAS

Las bombas centrífugas grandes se usan para bombear cantidades apreciables de líquidos a alturas menores que las bombas reciprocantes o de émbolo. Generalmente van directamente acopladas a un motor de 2 o de 4 polos.

Se arrancan descargadas con la válvula de descarga cerrada o cargadas con la válvula de descarga abierta, o bien una combinación de estas dos formas cuando se arranca contra una válvula de retención o "check". En este último caso, el par es el de la bomba descargada hasta que se levanta suficiente presión para abrir la válvula de retención. Los pares requeridos son como sigue:

Par de arranque	20%
Par máximo descargada	50%
Par máximo cargada	100%

RECIPROCANTES O DE EMBOLO

Son bombas de desplazamiento positivo y presión positiva que generalmente se acoplan al motor a través de un reductor de engranes. Usualmente se arrancan descargadas o por medio de un "By-Pass".

Par de arranque, descargada	75%
-----------------------------	-----

Par máximo requerido 150%

B. COMPRESORES

RECIPROCANTES PARA AIRE

Se arrancan invariablemente descargados dejando escapar el aire a la atmósfera o manteniendo las válvulas de succión abiertas. La variación cíclica en el par que produce el ciclo de compresión, requiere un cuidadoso análisis para determinar el tamaño óptimo del volante, para evitar variaciones desfavorables de la corriente con los consiguientes transientes en la líneas de alimentación.

Par de arranque, descargado 35%

Par máximo requerido 150%

RECIPROCANTES PARA AMONIACO, CO₂ Y FREON

Esencialmente son iguales que los compresores para aire excepto que al comprimir un gas, requieren de equipo de descarga para arrancar por el método de "By-Pass". La carga de fricción al arrancar es mayor debido a los estoperos más pesados que usan estos compresores.

Par de arranque, descargado 50%

Par máximo requerido 150%

C. SOPLADORES

TURBOSOPLADORES

Los turbosopladores se aplican generalmente para altos gastos de aire o gas y su construcción es similar a una bomba centrífuga de varias etapas o escalones. Su velocidad es alta, 1800 a 3600 RPM o con caja de engranes hasta 4500 RPM. Estas unidades generalmente se arrancan descargadas con la válvula de descarga cerrada y a voltaje reducido.

Par de arranque, descargado 20%

Par máximo requerido 125%

SOPLADORES CICLOIDALES

Estas máquinas operan sobre un principio similar a las bombas de engranes. Generalmente tienen dos lóbulos que casan y giran a la relación excéntrica apropiada entre sí y con la envolvente. El

motor va acoplado directamente o por medio de un reductor de engranes. Como los lóbulos no rozan entre sí ni con la envolvente, el par de arranque es bajo cuando el soplador se arranca descargando, ya sea por medio de un "By-Pass" o descargando a la atmósfera.

Par de arranque, descargado	35%
Par de arranque, cargado	125%
par máximo requerido	140%

D. VENTILADORES CENTRIFUGOS

Estos ventiladores son similares a los sopladores antes descritos, excepto que son de menor velocidad y de una capacidad tan alta que no siempre resulta práctico o conveniente arrancarlos con la válvula de descarga cerrada. Generalmente van acoplados por medio de bandas al motor, aún cuando también pueden acoplarse directamente a un motor de baja velocidad y alta polaridad (10 ó 12 polos).

Par de arranque, transmisión con bandas	35%
Par de arranque, directamente acoplado	25%
Par máximo requerido	120%

En ventiladores para minas, en donde el rotor del ventilador puede ser excesivamente grande y las condiciones de arranque desfavorables, debido a períodos prolongados de inactividad, conviene especificar pares mayores como sigue:

Par de arranque	60%
Par máximo	150%

E. MOLINOS PARA HULE

Molinos de Banbury

Estos molinos se usan para mezclar y amasar el hule crudo con negro de humo u otros materiales. El molino generalmente se arranca descargado, pero en caso de un paro de emergencia es necesario arrancar con una fuerte carga para despejar el molino, por lo cual es necesario contar con pares altos.

Par de arranque	125%
-----------------	------

Par máximo 250%

Molinos de Refinado

Estos molinos requieren pares menores que los de mezclado, pero sin embargo lo suficientemente altos para despejar en caso de paro de emergencia.

Par de arranque 140%

Par máximo 175%

F. MOLINOS PARA PULPA DE MADERA

Jordans

Estas máquinas se usan en la industria papelera para separar las fibras de la pulpa de papel. Consisten fundamentalmente de un rotor cónico provisto de cuchillas que ajusta perfectamente dentro de una envolvente. El motor se acopla al rotor cónico por medio de un cople ajustable, o se monta sobre una base especial también ajustable. La unidad se arranca sin carga, moviendo el rotor hacia afuera.

Par de arranque mínimo 40%

Par máximo requerido 150%

Molinos de Pulpa

En estos molinos los pedazos de tronco se forzan contra una piedra o muela para moler la madera y obtener la pulpa. Se arrancan sin carga aflojando la presión sobre los leños.

Par de arranque 30%

Par máximo 150%

CUESTIONARIO

1.- ¿Cuáles son las principales aplicaciones de los motores eléctricos?

Describelo brevemente.



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 9.2:

SELECCIÓN DE TRANSFORMADORES

**ING. SERGIO MARTÍNEZ NAVARRO
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

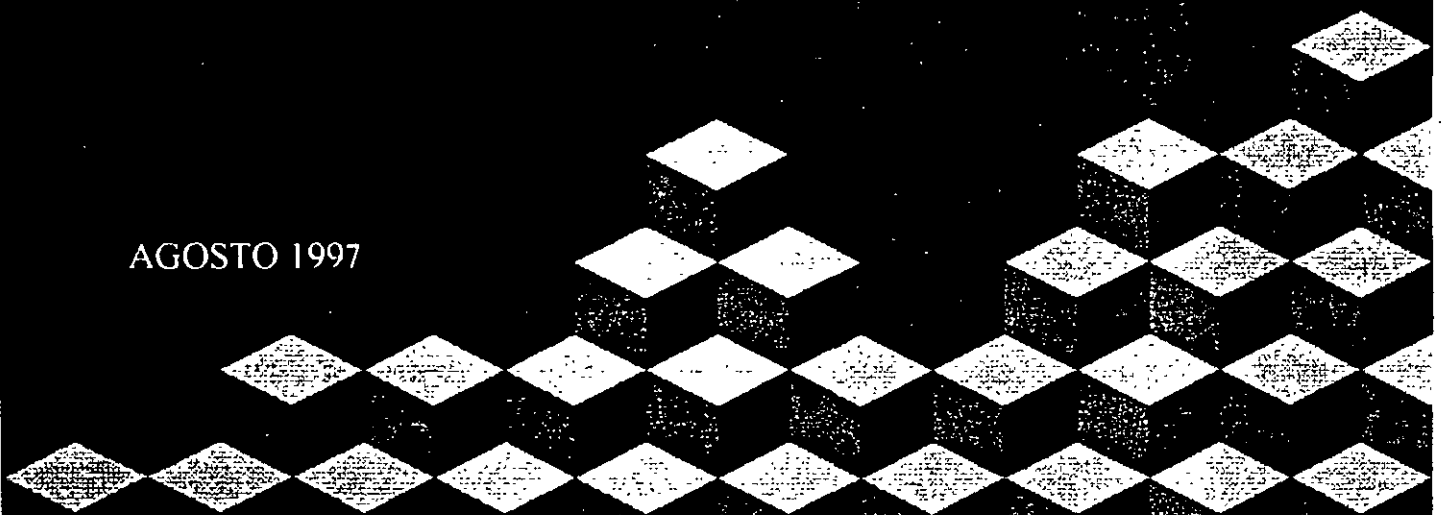
INDUSTRIALES

SELECCION DE TRANSFORMADORES

TEMA 9.2

ING. SERGIO MARTINEZ NAVARRO

AGOSTO 1997



SELECCIÓN ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ELECTRICOS

POR: ING. SERGIO MARTINEZ N.

I ANTECEDENTES HISTORICOS

LA BOBINA DE INDUCCION, DESCUBIERTA EN EL AÑO 1831 POR MICHAEL FARAFAY, FUE EL PRECEDENTE PARA LA CREACION DEL TRANSFORMADOR ELECTRICO.

EN SUS PRIMEROS EXPERIMENTOS OBTENIA CORRIENTES INDUCIDAS EN UN CIRCUITO CERRADO MEDIANTE SUCCESIVAS INTERRUPTIONES DE LA CORRIENTE EN UN CIRCUITO INDUCTOR E INDEPENDIENTE DEL PRIMERO. TAMBIEN OBSERVO LA IMPORTANTE INFLUENCIA DEL HIERRO AL CONSTITUIR UN ANILLO EN FORMA DE NUCLEO, QUE TENIA DE UN LADO EL CIRCUITO PRIMARIO ALIMENTADO POR UNA PILA Y DE OTRO LADO EL CIRCUITO SECUNDARIO INDUCIDO

HACIA EL AÑO 1839, PAGE HIZO CONSTRUIR EN WASHINGTON UNA BOBINA DE CIRCUITO MAGNETICO PARTIDO, EMPLEANDO UN HAZ DE ALAMBRES DE HIERRO ABANDONANDO EL CIRCUITO MAGNETICO CERRADO. AL IGUAL QUE OTROS INVESTIGADORES DE DIVERSOS PAISES, COMPRENDIO LA NECESIDAD DE ENTRELAZAR LOS CIRCUITOS ELECTRICOS DEL PRIMARIO Y DEL SECUNDARIO PARA REDUCIR AL MINIMO LA DISPERSION DEL FLUJO MAGNETICO POCOS AÑOS DESPUES REALIZARON MASSON Y BREGUET INTERESANTES TRABAJOS HASTA QUE RUHM KORFF CONSTRUYO SU PRIMER CARRETE EN 1851. COMPLETADO POR FOUCAULT EN 1856 CON SU FAMOSO INTERRUPTOR DE MARTILLO.

DURANTE LA EXPOSICION UNIVERSAL DE PARIS. EN 1878. PRESENTABA JABLOCKOFF UN SISTEMA DE DISTRIBUCION DE CORRIENTE ALTERNA CON UNA BOBINA DE INDUCCION

CUYO CIRCUITO PRIMARIO ESTABA ALIMENTADO POR UNA CORRIENTE ALTERNATIVA (ALTERNA).

EL CIRCUITO ERA CERRADO DE ACUERDO AL PRINCIPIO DE VARLEY QUE YA EN 1856 EMPLEABA ALAMBRES DE HIERRO ENROLLADOS EN FORMA CIRCULAR.

PERO TODAVIA NO SE VISLUMBRABA EL INTERES DEL TRANSFORMADOR EN LA DISTRIBUCION DE LA ENERGIA ELECTRICA NI LAS VENTAJAS DE LA ALTA TENSION PARA EL TRANSPORTE DE LA MISMA HASTA QUE GAULARD Y GIBBS CREARON UN APARATO CUYO ASPECTO NO DIFERIA MUCHO DEL TRANSFORMADOR ACTUAL.

UN NUEVO MEDIO AUXILIAR PARA TRANSPORTE DE CORRIENTES ELECTRICAS A LARGA DISTANCIA APORTARON LOS TRANSFORMADORES DE CORRIENTE ALTERNA. INVENTADO POR GAULARD, PERMITIENDO ESTOS OBTENER CUALQUIER TENSION ELEVADA Y TRANSMITIR LA CORRIENTE A GRANDES DISTANCIAS. CON ESTE SISTEMA SE PUSO EN PRACTICA, DURANTE LA EXPOSICION DE TURIN DEL AÑO 1884, UNA INSTALACION DE TRANSMISION DE ENERGIA PARA ALUMBRADO Y FUERZA MOTRIZ A 40 KM. DE DISTANCIA, CON UNA TENSION DE 2000 VOLTS.

MEJORAS SUSTANCIALES EN ESTE SISTEMA FUERON APORTADAS POR ZIPERNOWSKY Y SUS COLEGAS BLATHY Y DERI. QUIENES PROYECTARON EN 1890 UNA INSTALACION TRANSMISORA DE ENERGIA ELECTRICA 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 (HUNGRIA) CON EL DISEÑO DE ZIPERNOWSKY, BLATHY Y DERI.

EN SEGUIDA SALIERON AL MERCADO LOS WESTINGHOUSE CON DISEÑOS DE STANLEY Y LUEGO LOS FERRANTI, SWINBURNE ETC.

LOS TRANSFORMADORES DE LA CASA GANZ, SE COMPONIAN DE UN NUCLEO DE HIERRO, CONSTRUIDO POR DISCOS DE CHAPA AISLADOS Y SUPERPUESTOS QUE RECIBIA 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 DE LA E, CERRANDOSE EL CIRCUITO MAGNETICO CON UNA BARRA VERTICAL, (HOY CONOCIDO COMO YUGO).

CON LAS CORRIENTES POLIFASICAS, UNOS AÑOS MAS TARDE, APARECIO LA NECESIDAD DE TRANSFORMADORES BIFASICOS Y TRIFASICOS, GENERALMENTE MAS ECONOMICOS QUE LA COMBINACION DE VARIOS TRANSFORMADORES MONOFASICOS EQUIVALENTES. EN 1891 PRESENTARON MODELOS EN LA EXPOSICION DE FRANCFURT 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 MAXIMO. AL AUMENTAR PROGRESIVAMENTE LA CAPACIDAD Y EL VOLTAJE DE LOS TRANSFORMADORES SE HAN PRESENTADO NUEVOS PROBLEMAS RELATIVOS AL AISLAMIENTO, VENTILACION, ENFRIAMIENTO, REGULACION, ETC.

DESDE QUE APARECIERON LOS PRIMEROS EQUIPOS, SE HAN REALIZADO PROGRESOS ININTERRUMPIDOS EN LOS MATERIALES CONSTRUCTIVOS, CON VISTA A PROLONGAR LA VIDA UTIL DEL EQUIPO, PRINCIPALMENTE EN EL CAMPO DE LOS AISLAMIENTOS Y CHAPAS MAGNETICAS. Y A FUTURO ME ATREVERIA A AFIRMAR, QUE EN ESTOS MISMOS MATERIALES SE TRABAJARA CON OBJETO DE TENER AISLAMIENTOS QUE SOPORTEN TEMPERATURAS MAS ELEVADAS, DANDO POR CONSIGUIENTE DISEÑOS CON CONDUCTORES TRABAJADOS A DENSIDADES DE CORRIENTE MAS ELEVADAS Y POR TANTO USAR MENOS CANTIDAD DE COBRE O ALUMINIO EN LOS DEVANADOS. POR LO QUE RESPECTA A LAS CHAPAS MAGNETICAS: LOS FABRICANTES ESTAN OBTENIENDO CHAPAS DE ACERO AL SILICIO MEJORADAS Y EL NUEVO ACERO AMORFO. ASI COMO OTROS ELEMENTOS, COMO PROCESOS TERMICOS QUE PERMITEN TRABAJAR A DENSIDADES DE FLUJO MAGNETICO ELEVADAS, DANDO COMO RESULTADO MENOR PESO EN LOS NUCLEOS Y POR TANTO MEJORES COSTOS.

LO ANTERIOR TRABAJA EN CONTRA DE LAS PERDIDAS (WATTS/KG), DE LOS DEVANADOS Y DE LAS PERDIDAS EN LOS NUCLEOS, POR LO QUE SE DEBE HACER UN BALANCE ECONOMICO ADECUADO EN LOS DISEÑOS

II CLASIFICACION DE TRANSFORMADORES

CLASIFICACION SEGUN NORMAS ANSI Y NACIONALES NOM.

A. POR SU CAPACIDAD

POR SU CAPACIDAD SE DIVIDEN EN:

❖ TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

CAPACIDAD HASTA 500 KVA, HASTA 67KV. EN A.T. HASTA 1500 V. EN BT (NUEVA NORMA NOM-J-116-1989)

❖ TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

MAYORES DE 500 KVA, ARRIBA DE 67KV EN A.T.

LA CAPACIDAD ESTA DADA EN VOLTAMPERS O VOLTAMPERIOS Y LO USUAL ES MANEJAR MILES DE VOLTEMPERIOS O KVA O BIEN MILLONES DE VOLTAMPERIOS O MVA, (DE KILO Y MEGA)

LAS CAPACIDADES A TRAVES DEL TIEMPO SE HAN ESTANDARIZADO Y TENEMOS LO SIGUIENTE:

TRIFASICOS

DISTRIBUCION 15, 30, 45, 75, 112.5, 150, 225, 300 Y 500KVA

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 ENFRIA, LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN EN:

1. SUMERGIDOS EN LIQUIDOS (OA)
2. TIPO SECO (AA)

EN LOS SUMERGIDOS EN LIQUIDOS (ACEITE, AZKAREL LIQUIDOS SOLICONES, 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 EQUI

PO, 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, MONOFASICOS Y 11,999 KVA TRIFASICOS LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 25%
- ❖ PARA 10,000 KVA, MONOFASICOS Y 12,000 KVA TRIFASICOS Y MAYORES, LA CAPACIDAD CON FA, SE INCREMENTA UN 33.33%

C. POR LA TEMPERATURA DE SUS AISLAMIENTO

POR EL AISLAMIENTO QUE UTILIZAN EN SU CONSTRUCCION SE CLASIFICAN EN 55°C Y 65°C PARA LOS SUMERGIDOS EN LIQUIDOS Y DE 80°C 115°C, 150°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 ULTIMOS: TIPO POSTE TIPO SUBESTACION, TIPO BOVEDA O SUMERGIBLE, TIPO PEDESTAL (LLAMADOS PAD MOUNTED O TIPO JARDIN)

E. POR SU TENSION (VOLTAJE)

POR EL VOLTAJE NOMINAL DE OPERACION LOS TRANSFORMADORES SE CLASIFICAN DE ACUERDO A LO SIGUIENTE:

KV	BIL (DIST.)	BIL (POT)	BIL (SECOS)
1.2	30	45	10
2.5	45	60	20

5	60	75	25
8.7	75	95	35
15	95	110	50
25	150	150	110
34.5	200	200	
69	350	350	
115		550	
230		1050	
400		1550	

BIL= (NIVEL BASICO DE IMPULSO)

III SELECCION DE TRANSFORMADORES

EN LA SELECCION DE TRANSFORMADORES INTERVIENEN VARIOS ASPECTOS QUE NO NECESARIAMENTE SON DEL TIPO ECONOMICO CON SON:

- ❖ NORMAS DE SEGURIDAD (SECOS O LIQUIDOS ESPECIALES)
- ❖ LIMITACIONES DE DIMENSIONES O PESO.
- ❖ INSTALACION CON OTROS EQUIPOS EXISTENTES
- ❖ CONFIABILIDAD (CONTINUIDAD DEL SERVICIO)

ASI COMO:

- ❖ VALOR TOTAL DE LA CARGA QUE SE PRETENDE ABASTECER
- ❖ DISTRIBUCION DE LA CARGA ATRAVES DEL TIEMPO (CURVAS DE CARGA)
- ❖ INCREMENTOS PREVISIBLES DE LA CARGA FUTURA.
- ❖ VIDA UTIL DEL TRANSFORMADOR (ESTIMADA) Y FECHA PROBABLE DE REPOSICION 800 A 1000 SEMANAS (15 A 20 AÑOS)

❖ PROBABILIDAD DE TENER QUE SOBRECARGAR POR PERIODOS CORTOS O PROLONGADOS UNO O MAS TRANSFORMADORES

IV COSTOS

EL COSTO TOTAL DE UN TRANSFORMADOR ESTA DADO POR LOS SIGUIENTES ELEMENTOS:

- ❖ **COSTO INICIAL**, (PRECIO DE COMPRA, COSTO DE LA INSTALACION Y EL PRECIO DEL EQUIPO ADICIONAL QUE SE REQUIERA
- ❖ **COSTO DE OPERACIÓN**, (CONSIDERANDO EL COSTO DE LAS PERDIDAS EN EL NUCLEO Y EN LOS DEVANADOS, CONSUMO DE ENERGIA PARA LOS AUXILIARES, MANTENIMIENTO, COSTO DEL INVENTARIO DE RESPUESTOS ETC).
- ❖ **COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES** (EQUIPO DE EMERGENCIA, REPOSICION DE EQUIPOS, ETC.)

COSTO INICIAL

NO OBSTANTE QUE EL COSTO INICIAL DE UN TRANSFORMADOR YA ESPECIFICADO DEPENDE DEL FABRICANTE DENTRO DE CIERTOS PARAMETROS, UNA BUENA SELECCION Y UNA ESPECIFICACION ADECUADA PUEDE CONTRIBUIR A REDUCIRLO. ALGUNOS ELEMENTOS PARA UNA BUENA SELECCION SE MENCIONAN A CONTINUACION.

A) NUMEROS DE UNIDADES

DONDE NO SE REQUIERA OTRA COSA POR RAZONES DE LOCALIZACION DE LA CARGA CONFIABILIDAD O FLEXIBILIDAD EN LA OPERACION, LO MAS ECONOMICO ES TENER UNA SOLA UNIDAD TRIFASICA. LA GRAFICA DE LA FIGURA 1A ILUSTRAS LAS VARIACIONES DEL

DEL PRECIO POR KVA PARA TRANSFORMADORES DE DISTINTAS CAPACIDADES, EN LA FIGURA 1B SE MUESTRA LA RELACION ENTRE EL PRECIO POR KVA DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS Y LOS PRECIOS DE LOS BANCOS CORRESPONDIENTES DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS.

EN LA FIGURA 1C SE MUESTRA EL COSTO COMPARATIVO PARA UNA CAPACIDAD DE 1,500 KVA UTILIZANDO:

- ❖ UN SOLO TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 1,500KVA
- ❖ DOS TRANSFORMADORES DE 750KVA
- ❖ TRES TRANSFORMADORES DE 500 KVA TRIFASICOS
- ❖ TRES TRANSFORMADORES DE 500KVA MONOFASICOS

B) CAPACIDAD

CUANDO SE HABLE DE CAPACIDAD, ESTA VA VINCULADA A LA ELEVACION DE TEMPERATURA EN LA QUE ESTA BASADA LOS AISLAMIENTOS QUE SE UTILIZAN Y PERMITEN UNA VIDA UTIL DE LOS EQUIPOS DE 15 A 20 AÑOS A UNA TEMPERATURA DE 55° C / 40° C MAX O 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 UTIL DEL TRANSFORMADOR. (SIN EXCEDER 55° C DE ELEVACION, SOBRE UN AMBIENTE MEDIO DE 30° C (ESTO ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA

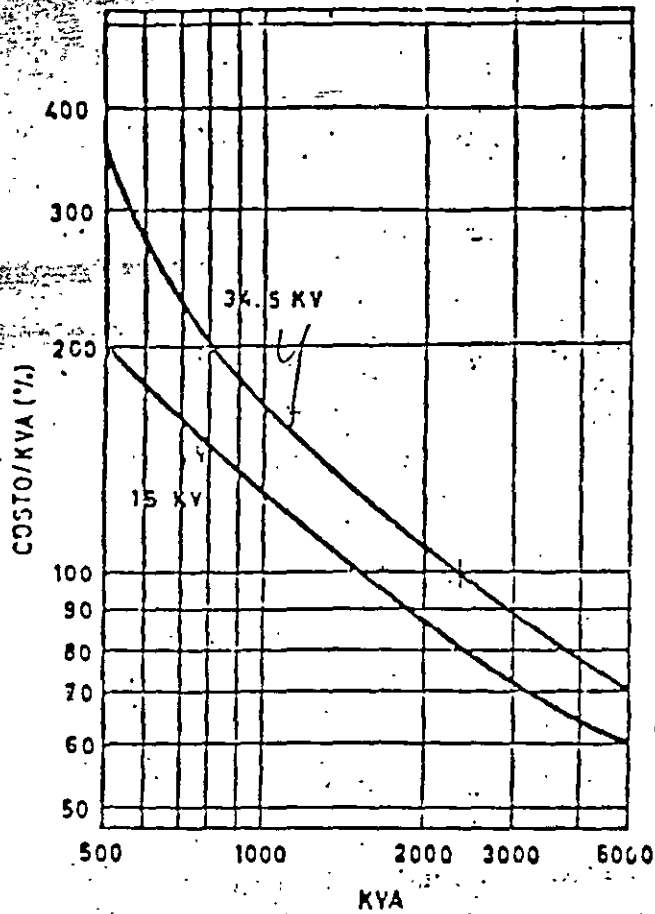


FIG. 1A

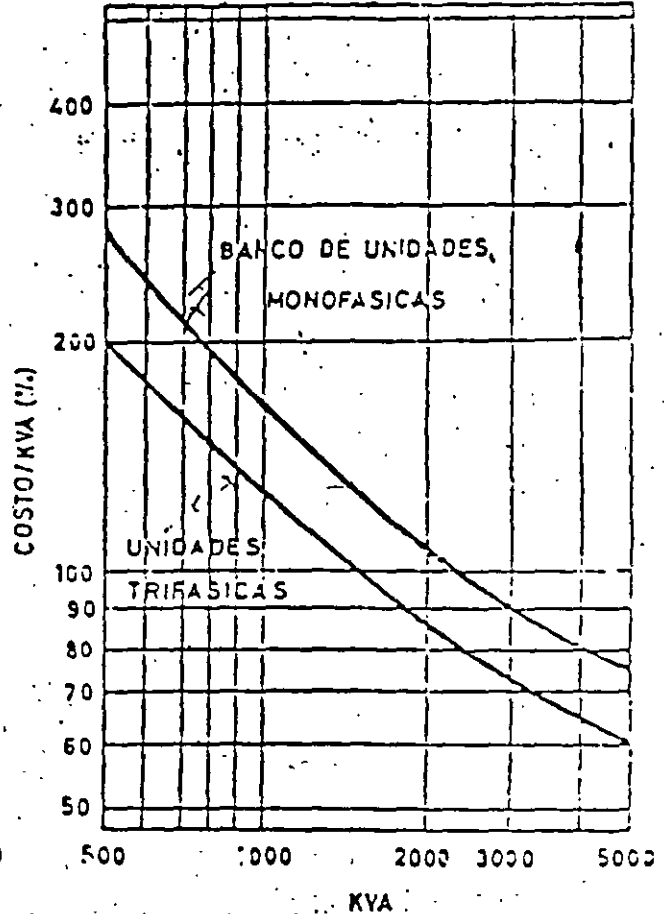


FIG. 1B

Costo comparativo por KVA de transformadores trifásicos de 15 y 34.5 KV.

Costo comparativo de transformadores trifásicos vs. bancos monofásicos de 15 KV.

Un transformador trifásico de 1500 KVA.	100%
Dos transformadores trifásicos de 750 KVA.	136%
Banco de tres transformadores monofásicos de 500 KVA.	144%

55°C DE ELEVACION Y FABRICADO CON AISLAMIENTO DE 65°C.

- b) PARA DISPONER DE UN MARGEN DE SOBRE CARGA PERMANENTEMENTE. (12%) ESTO ES DISEÑADO EL EQUIPO PARA 55°C DE ELEVACION Y FABRICARLO CON AISLAMIENTO DE 65°C, SOBRE CARGANDOLO, HASTA DARNOS UNA CAPACIDAD 12% MAYOR QUE LA NORMAL.
- c) PARA ADQUIRIR EL TRANSFORMADOR A MENOR PRECIO, (-10%)

LA FIGURA 2, ILUSTRAS LAS CARACTERISTICAS DE ENVEJECIMIENTO DE LOS AISLAMIENTOS DE 55°C Y LOS DE 65°C.

V CLASE DE ENFRIAMIENTO

CUANDO LOS INCREMENTOS PREVISIBLES DE CARGA EN UN MISMO CENTRO SON PEQUEÑOS EN COMPARACION CON LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR O SE PRESENTAN CON FRECUENCIA SOBRE CARGAS PEQUEÑAS O DE CORTA DURACION SE PUEDE OPTAR POR LO SIGUIENTE.

1. ESPECIFICAR UN TRANSFORMADOR DE MAYOR CAPACIDAD
2. SOBRECARGAR EL TRANSFORMADOR REDUCIENDOLE LA VIDA UTIL DE 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 ELECTRICAS, LA ALTERNATIVA MAS ECONOMICA, 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 ECONOMICO CUANDO SE CONSIDERA EL COSTO DE LA INSTALACION COMPLETA. EN ESTOS CASOS, CONVENDRIA ANALIZAR LA POSIBILIDAD DE UTILIZAR TRANSFORMADORES EN LIQUIDOS NO INFLAMABLES TALES COMO LOS SILICONES (LOS ANTIGUOS AZKARELES, ESTAN PROHIBIDOS), ASI COMO LA MAS MODERNA ALTERNATIVA COMO SON LOS TRANSFORMADORES TIPO SECO. (O LOS ENCAPSULADOS EN RESINA EPOXICA, CUYO PRECIO DE VENTA ES DE 70 A 80% MAYOR, PERO QUE OFRECEN MAXIMA 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 INSTALACION DE ESTOS, LA NECESIDAD DE PREVEER ESPACIO PARA FUTURAS AMPLIACIONES, HACEN POR TANTO REDUCIR AL

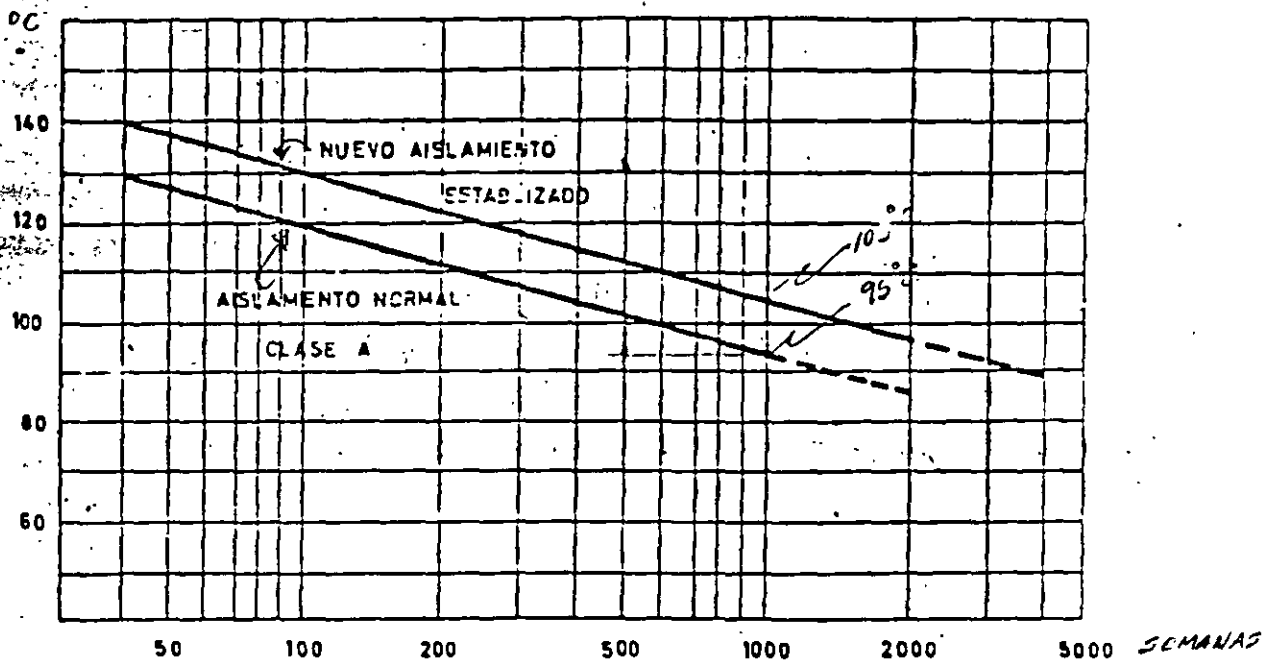


FIG. 2—Tiempo necesario para causar el envejecimiento total de los aislamientos.

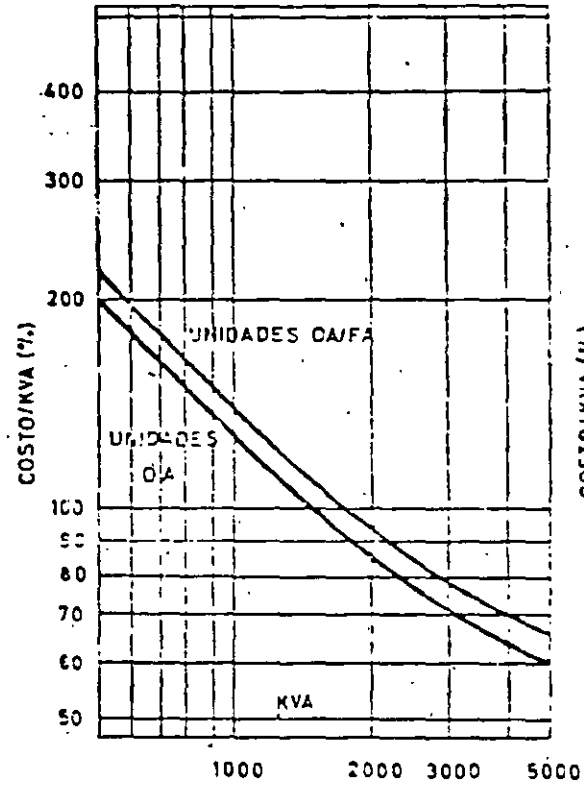


FIG. 3A

Costo comparativo de unidades OA y las mismas unidades con equipo para FA.

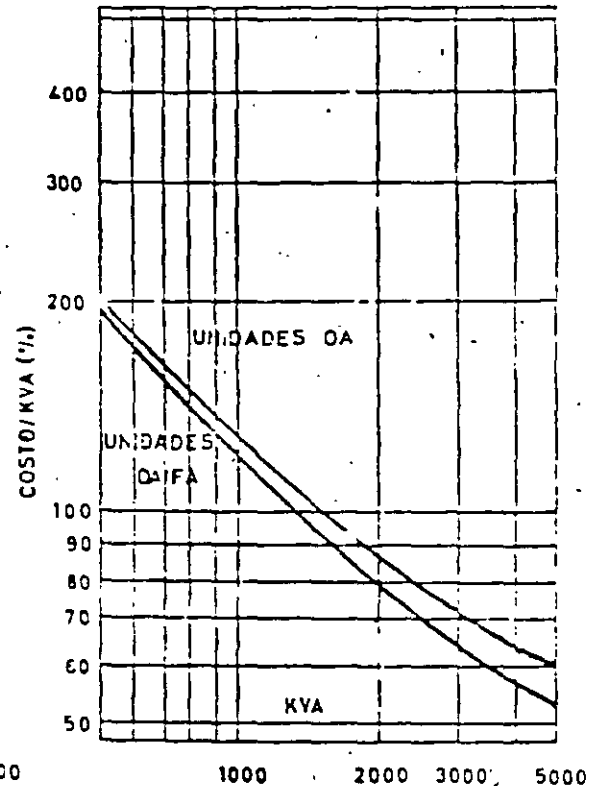


FIG. 3B

Costo comparativo por KVA de unidades OA vs. las mismas unidades con equipo para FA.

MINIMO LAS DIMENSIONES DEL EQUIPO DE LAS SUBESTACIONES.

LOS TRANSFORMADORES MODERNOS SE CONTRUYEN CON NUCLEOS Y BOBINAS DE SECCION RECTANGULAR, (PARA SUBESTACIONES COMPACTAS INDUSTRIALES), LO CUAL ADEMAS DE OTRAS VENTAJAS PERMITEN REDUCIR EL ESPACIO EN 15 A 20% EN EL LARGO DEL TRANSFORMADOR.

LAS FIGURAS 4A Y 4B ILUSTRAN GRAFICAMENTE 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 MAS A MEDIDA QUE SE TRABAJA EN LA NORMALIZACION EN ESCALA NACIONAL DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCION.

DE ACUERDO A LO ANTERIOR. LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES HAN DESARROLLADO EQUIPOS QUE SE APEGAN A DICHA NORMALIZACION Y LOS PRODUCEN EN MAYOR ESCALA SATISFACIENDO LOS REQUERIMIENTOS DE LOS USUARIOS

LO ANTERIOR TRAE COMO CONSECUENCIA

❖ MENOR COSTO DE PRODUCCION SIMPLIFICADA.

❖ MENOR COSTO DE PARTES PARA EXISTENCIAS.

❖ MENOR COSTO POR MATERIALES NORMALIZADOS EN EXISTENCIA.

UTILIZACION DE LOS AVANCES TECNICOS

LOS FABRICANTES DE TRANSFORMADORES INVIERTEN CONSTANTEMENTE GRANDES SUMAS DE DINERO EN EL DESARROLLO DE MEJORAS PARA SUS EQUIPOS PRINCIPALMENTE EN DOS TERRENOS.

❖ INCREMENTAR LA CALIDAD DEL PRODUCTO.

❖ REDUCIR COSTOS

DE AQUÍ LA IMPORTANCIA DE QUE LOS TECNICOS QUE SELECCIONAN LOS EQUIPOS, SE ENCUENTREN BIEN INFORMADOS DE LOS PROGRESOS QUE SE REALIZAN EN E ESPECIALIDAD.

ALGUNOS DE ESTOS PROGRESOS RECIENTES SE MENCIONAN A CONTINUACION.

NUCLEOS. NUEVOS ACEROS ORIENTADOS DE BAJAS PERDIDAS Y NUEVOS MATERIALES COMO EL ACERO AMORFO DE GENERAL ELECTRIC

BOBINAS. UTILIZACION DEL ALUMINIO EN LAMINAS CON ESPESORES PEQUEÑOS. DANDO CON ELLO ALTA RESISTENCIA MECANICA A CORTOS CIRCUITOS RIGUROSOS. UTILIZANDOLAS EN BOBINAS RECTANGUALARES PARA MEJORAR EL FACTOR DE ESPACIO.

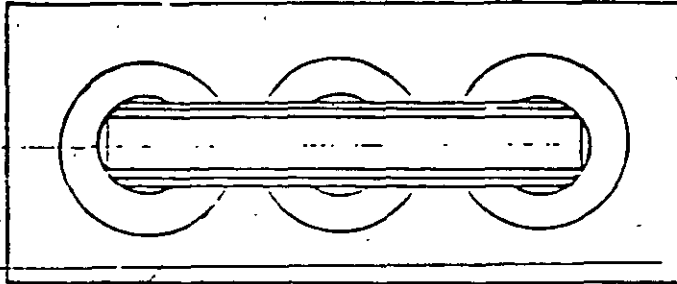


FIG. 4 A

Vista de planta de transformador de columnas cruciformes, centro de su tanque.

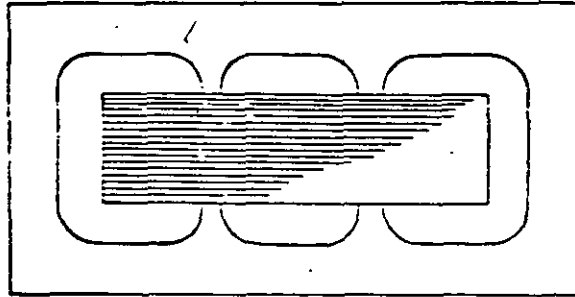


FIG. 4 B

Vista de planta de transformador de columnas rectangulares, centro de su tanque.

AISLAMIENTOS: CARTONES Y PAPELES AISLANTES ESTABILIZADOS (65°C), LO QUE PERMITE UTILIZAR MAYORES DENSIDADES DE CORRIENTE EN LOS CONDUCTORES Y OBTENER COSTOS MAS BAJOS.

BOQUILLAS (BUSHING)

UTILIZACION DE NUEVOS MATERIALES COMO LAS RESINAS EPOXICAS.

EN LOS VOLTAJES DE 1.2KV SE FABRICAN BLOQUES UNITARIOS CONTENIENDO VARIAS BARRAS DE COBRE ENCAPSULADAS EN RESINA EPOXI.

RADIADORES: UTILIZACION DE RADIADORES DE OBLEAS PLANAS ARREGLADAS EN BANCOS, DESPLAZANDO A LOS ANTIGUOS RADIADORES DE TUBOS REDONDOS U OVALADOS.

TRANSFORMADORES TIPO SECO

FABRICACION DE TRANSFORMADORES TIPO SECO EN BOBINAS ENCAPSULADAS EN RESINA EPOXICA PARA VOLTAJES EN CLASE 5KV, 8.7KV, 15KV, 25KV Y 34.5KV. DESPLAZANDO LOS LIQUIDOS NO INFLAMABLES CONOCIDOS COMO AZKARELES LOS CUALES HAN SIDO PROHIBIDOS EN VARIOS PAISES, DEBIDO A SU ALTA CONTAMINACION.

LOS TRANSFORMADORES ENCAPSULADOS EN RESINA SE UTILIZAN EN AREAS DONDE UN INCENDIO PUEDE CAUSAR GRANDES PERDIDAS, TANTO HUMANAS COMO MATERIALES.

TRANSFORMADORES SUMERGIDOS EN LIQUIDOS ESPECIALES

SE HAN DESARROLLADO LIQUIDOS NO INFLAMABLES, QUE HAN DESPLAZADO A LOS AZKARELES, DENTRO DE LOS MAS CONOCIDOS ESTAN:

- ❖ LIQUIDO SILICON (DOW CORNING)
- ❖ LIQUIDO RTEMP. (RTE).

COSTO DE OPERACION (EVALUCION DE PERDIDAS)

CONSIDERANDO EL COSTO DEL TRANSFORMADOR COMO LA SUMA DE SU COSTO INICIAL, MAS TODOS LOS GASTOS QUE ES NECESARIO HACER PARA MANTENERLOS EN OPERACION A LO LARGO DE SU VIDA UTIL, PUEDE DECIRSE SIN EXAGERACION QUE EL COSTO INICIAL ES DE IMPORTANCIA SECUNDARIA.

EN EFECTO, EN VISTA DE LAS LIMITACIONES DE LOS MATERIALES EMPLEADOS, LA TRANSFERENCIA DE LA ENERGIA ELECTRICA A TRAVES DEL TRANSFORMADOR NO ES COMPLETA SINO QUE SE REALIZA CONSUMIENDO UNA PEQUEÑA PORCION DE DICHA ENERGIA, QUE SE DISIPA EN FORMA DE CALOR

ESTA PERDIDA ESTA COMPUESTA EN TRES COMPONENTES BASICOS:

- A) LA ENERGIA CONSUMIDA PARA EXCITAR EL NUCLEO, QUE APARECE SIEMPRE QUE EL TRANSFORMADOR ESTE CONECTADO A LA LINEA AUNQUE NO ESTE CARGADO A ESTA ENERGIA CONSUMIDA DEL NUCLEO, SE LE CONOCE COMO "PERDIDAS EN VACIO" O BIEN "PERDIDAS EN EL NUCLEO".

PRECIO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

ESPECIFICACION CFE KOOOO-06

FABRICACION MEXICANA

EN LA VENTA DE LAS OFERTAS SE TOMAN EN CUENTA LA FABRICACION MEXICANA SEGUN LO ESTABLECIDO EN LA ESPECIFICACION CFE L0000-03 COMERCIAL GENERAL (PARRAFO 6.4).

FACTORES DE EVALUACION

LAS COTIZACIONES PRESENTADAS POR LOS CONCURSANTES SON EVALUADAS DE ACUERDO CON LA SIGUIENTE FORMULA:

$$CA [C + K_{FE} + K_1 (P_C + P_V) + K_2 (Z_P \cdot U + 1P \cdot U)] Q \text{ EN DONDE:}$$

CA= PRECIO EVALUADO EN PESOS O MONEDA DEL PAIS DE ORIGEN

C= PRECIO COTIZADO POR TRANSFORMADOR EN PESOS O MONEDA DEL PAIS

C_{FE} = PERDIDAS EN EL HIERRO, POR TRANSFORMADOR EN KW

P_C = PERDIDAS EN EL COBRE, POR TRANSFORMADOR EN KW

P_V = PERDIDAS POR ENFRIAMIENTO FORZADO, POR TRANSFORMADOR EN KW

$Z_P U$ = IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (POR UNIDAD)

$1P U$ = CORRIENTE DE EXCITACION (POR UNIDAD)

KVA= CAPACIDAD NOMINAL EN EL ULTIMO PASO DE ENFRIAMIENTO EN KVA

Q= CANTIDAD DE UNIDADES

B) LA ENERGIA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA QUE OPONE EL DEVANADO EN LAS BOBINAS (1^2R) Y TAMBIEN PARCIALMENTE POR DISPERSION A ELEMENTOS METALICOS CERCANOS. A ESTA ENERGIA CONSUMIDA POR LA RESISTENCIA DE LAS BOBINAS, SE LE CONOCE COMO "PERDIDAS CON CARGA", O BIEN "PERDIDAS EN LOS DEVANADOS".

LA SUMA DE LAS PERDIDAS EN VACIO MAS LAS "PERDIDAS CON CARGA" SE LE DENOMINAN "PERDIDAS TOTALES".

C) LA ENERGIA CONSUMIDA, EN CIERTOS EQUIPOS CON ENFRIAMIENTO FORZADO, PARA MOVER VENTILADORES, BOMBAS, CON OBJETO DE AUMENTAR LA EFICIENCIA DE LA DISIPACION DEL CALOR AL AMBIENTE Y CON ELLO INCREMENTAR LA CAPACIDAD DEL EQUIPO.

UNA EVALUACION DEL EFECTO DE ESTAS PERDIDAS SOBRE EL COSTO DEL TRANSFORMADOR (COSTO COMPENSADO) CALCULADO A LO LARGO DE LA VIDA UTIL 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 ENERGIA DE LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA

PARA ELLO SE PUEDE PRESUMIR LAS CURVAS DE DEMANDA Y APARTIR DE ELLAS HACER ESTIMACION CERCANA DEL CONSUMO PARA ESTE CONCEPTO Y DETERMINAR SU COSTO

SE ANEXA EL METODO QUE UTILIZA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD PARA EVALUAR EL

PARA TRANSFORMADORES ELEVADORES

K= 9,570.00 N\$/KW DE PERDIDAS
K₁= 9,201.00 N\$/KW DE PERDIDAS
K₂= 51.00 N\$/KVAR

PARA TRANSFORMADORES DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

K= 11,050.00 N\$/KW DE PERDIDAS
K₁= 8,350.00 N\$/KW DE PERDIDAS
K₂= 51.00 N\$/KVAR

COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES

EN LAS INSTALACIONES INDUSTRIALES MAS QUE EN NINGUNAS OTRAS, ES PRECISO DISPONER DE ELEMENTOS QUE GARANTICEN LA CONTINUIDAD DEL SERVICIO. CUANDO LAS CONSECUENCIAS ECONOMICAS DE UNA SOLA INTERRUPCION 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 INSTALACION UN CARGO PARA PREVER:

- ❖ EL COSTO DE SOBRECARGAR OTROS TRANSFORMADORES DEL SISTEMA DURANTE EL TIEMPO NECESARIO.
- ❖ EL COSTO DE ESPECIFICAR CAPACIDAD ADICIONAL EN PREVISION DE ALGUNA FALLA
- ❖ EL COSTO DE INTERRUMPIR LA PRODUCCION O TENER QUE REDUCIRLA
- ❖ EL COSTO DE PONDER EN OPERACIÓN DE EMERGENCIA EQUIPO MENOS ADECUADO O EFICIENTE.

ESTOS COSTOS ESTAN BASADOS EN AL CONFIABILIDAD DEL TRANSFORMADOR. QUE ES LA

PROBABILIDAD DE MANTENERSE EN OPERACIÓN NORMAL DURANTE UN TIEMPO DETERMINADO.

POR SUPUESTO, LA CONFIABILIDAD ES MUY DIFICAL DE EVALUAR, SOBRE TODO SI SE PRETENDE USARLA COMO ELEMENTO DE DECISION, PERO CONSIDERAMOS QUE ES INDISPENSABLE TOMARLA EN CUENTA, SOBRE TODO EN LOS CASOS EN QUE LAS INTERRUPCIONES, TENGAN CONSECUENCIAS IMPORTANTES EN ALGUNO DE LOS ASPECTOS ANOTADOS ARRIBA.

MANTENIMIENTO

LO IMPORTANTE EN UNA INSTALACION 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 BASICOS Y EL NUMERO DE PARTES QUE LAS COMPONEN
- ❖ EL COSTO Y NUMERO DE PARTES CRITICAS QUE SE DEBEN TENER DE EXISTENCIA.
- ❖ LA CANTIDAD DE LIQUIDO QUE EL TRANSFORMADOR CONTIENE Y QUE PUEDE SER NECESARIO PROCESAR O REPONER EN CASO DADO.

AMPLIACIONES Y REPOSICIONES

UNA DE LAS CARACTERISTICAS IMPORTANTES DE UNA BUENA SELECCIÓN DE EQUIPO ES QUE SIGA SIENDO LA MAS ECONOMICA AUN 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.

V. CONCLUSIONES

1. LA SELECCIÓN ECONOMICA DE TRANSFORMADORES ES UN PROBLEMA COMPLEJO QUE DEBE ESTUDIARSE DESDE TRES PUNTOS DE VISTA BASICOS.

❖ EL COSTO INICIAL, INCLUYENDO EL COSTO DE INSTALACION.

❖ EL COSTO DE OPERACIÓN. (COSTO DE LAS PERDIDAS), Y MANTENIMIENTO A LO LARGO DE SU VIDA PROBABLE. INCLU--

YENDO LA CONSIDERACION DE SU PROBABILIDAD DE FALLA.

❖ EL COSTO DE LAS FUTURAS AMPLIACIONES O REPOSICIONES.

2. CON EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TECNICAS DE DISEÑO, NUEVOS MATERIALES Y PROCESOS DE FABRICACION DE TRANSFORMADORES. LA EVALUACION DE SOLUCIONES Y COMPARACION DE ALTERNATIVAS AL MISMO PROBLEMA, DEBE TOMAR EN CUENTA, TODOS LOS ELEMENTOS MENCIONADOS. SI SE DESEA ASEGURAR QUE SE HARA LA SELECCIÓN MAS ECONOMICA.

LA SELECCIÓN BASADA EXCLUSIVAMENTE POR EL COSTO INICIAL MAS 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 ESTA VARIA DE UN CASO A OTRO, PERO ES INDISPENSABLE QUE SE ANALICEN TODOS PARA BASAR UNA DECISION FIRME, QUE LUEGO PUEDA SERVIR DE FUNDAMENTO PARA OTRAS DECISIONES.



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 12:

**SISTEMAS DE
EMERGENCIA**

**ING. JUAN J. QUEZADA RAMÍREZ
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

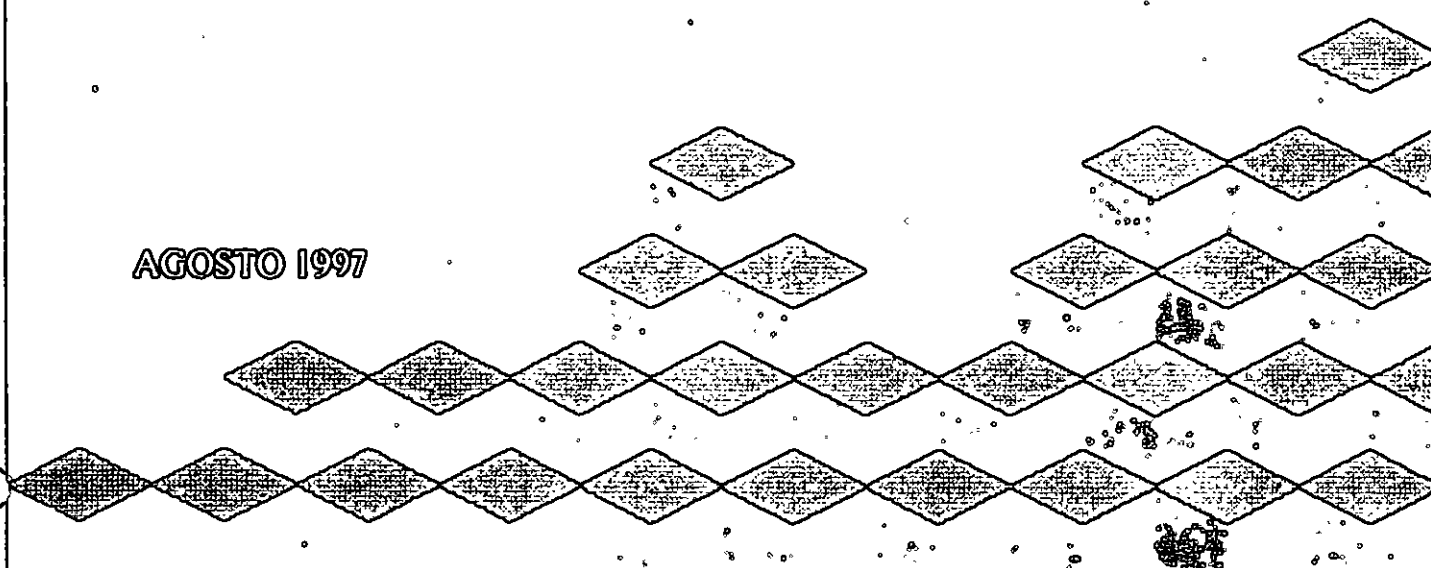
INDUSTRIALES

SISTEMAS DE EMERGENCIA

TEMA 12

ING. JUAN J. QUEZADA RAMIREZ

AGOSTO 1997



PROTECCION CONTRA DESCARGAS ATMOSFERICAS EN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION

Ing. Enrique Orozco López
Ing. Raúl Méndez Albores
Cía de Luz y Fuerza del Centro
Departamento Laboratorio
Area de Investigación Aplicada

1.- INTRODUCCION

La protección de los equipos eléctricos contra descargas atmosféricas, impone la necesidad de utilizar dispositivos de protección adecuados para limitar la magnitud de las sobretensiones (y sobrecorrientes) y de esta manera definir niveles de aislamiento más bajos, que sean capaces de soportar este límite de sobretensión durante la vida útil de los equipos eléctricos.

El apartarrayos, es sin lugar a dudas, uno de los dispositivos de protección más importantes que se utiliza en los sistemas eléctricos, para asegurar la continuidad de servicio, a pesar de la frecuente aparición de sobretensiones originadas por la presencia de descargas atmosféricas.

Las descargas atmosféricas producen sobretensiones de tipo externo en los sistemas eléctricos, dichas sobretensiones se deben básicamente a la acumulación de grandes cantidades de carga eléctrica en las líneas aéreas, por la ocurrencia de los rayos. Las descargas atmosféricas pueden caer directamente a las líneas (siendo un caso poco frecuente debido a que las líneas normalmente poseen protección con hilos de guarda) y cuando esto sucede, la carga eléctrica se acumula directamente sobre dicha línea. La acumulación de carga también puede originarse por el fenómeno de inducción electrostática, debido a la presencia de campos eléctricos entre las nubes y tierra durante una tormenta o por descarga directa sobre el hilo de guarda.

Existen varias teorías que tratan de explicar el mecanismo de cargas eléctricas de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de hielo o agua que forman la nube, constituye una máquina electrostática gigante que carga la nube.

Cabe mencionar que en el momento que acontece una descarga atmosférica (ya sea directa o por inducción), la onda de sobretensión resultante se divide en dos ondas viajeras que se propagan en ambas direcciones, a una velocidad cercana a la luz; tal como se muestra en la Fig. 1 y se puede expresar de la forma siguiente:

$$V = 1/2 \int I_c$$

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

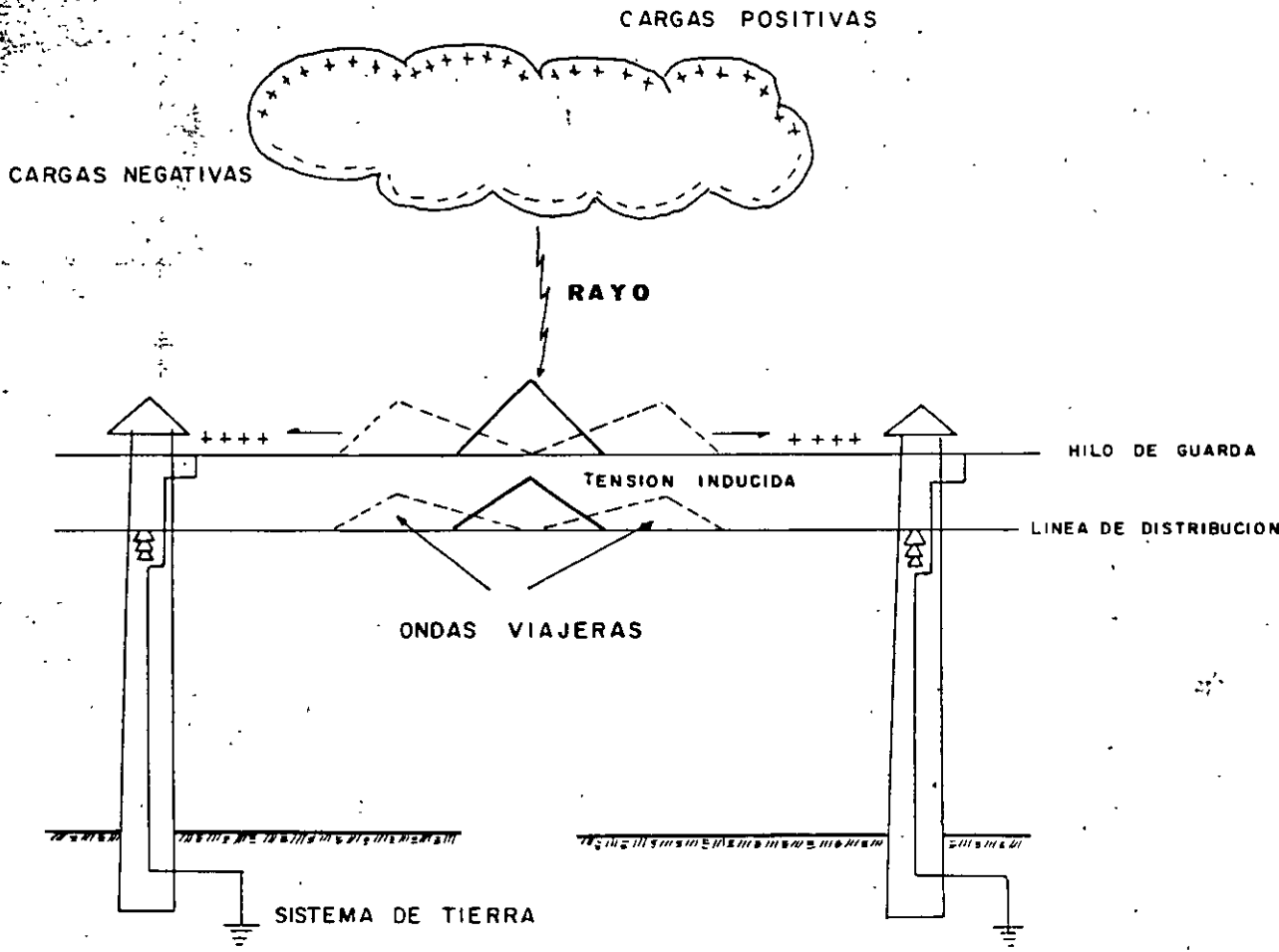


FIG. 1.- ONDA DE SOBRETENSION RESULTANTE, DEBIDO A UNA DESCARGA ATMOSFERICA SOBRE EL HILO DE GUARDA.

La cantidad de carga que viaja a lo largo de la línea constituye una onda viajera de corriente y voltaje, dicha onda se ve distorsionada por pérdidas de energía, debido básicamente a: pérdidas en el conductor, pérdidas por conducción a tierra, pérdidas dieléctricas en los aisladores, radiación electromagnética y efecto corona.

La distribución de la carga eléctrica y su velocidad de propagación, son de tal magnitud que la onda de tensión puede llegar a tener frentes demasiados escarpados; siendo el tiempo de frente para una onda completa de descarga del orden de 1 a 20 μs . Las descargas atmosféricas directas pueden llegar a producir sobretensiones del orden de muchos millones de Volts con corrientes de

ESCALA
PROBABILISTICA

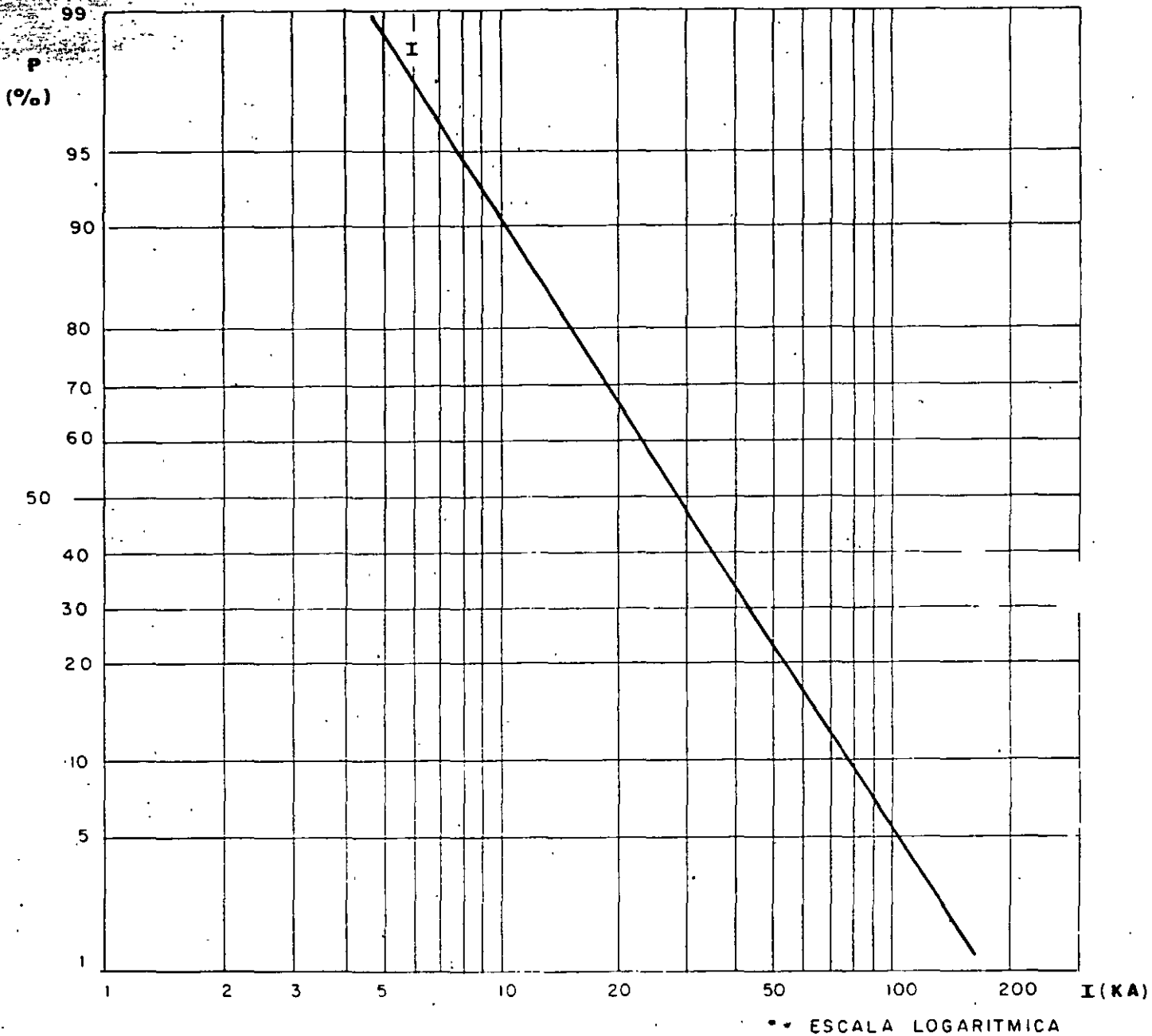


FIG. 2.- CURVA TIPICA DE PROBABILIDAD DE QUE CAIGA UN RAYO CON DETERMINADO VALOR DE CORRIENTE.

descargas de muchos miles de Amperes (A); experimentalmente se ha encontrado que el valor medio de la distribución de la corriente medida es alrededor de 30 kA, tal como se muestra en la Fig. 2. Para el caso de sobretensiones por inducción, producen solamente algunos cientos de miles de Volts con corrientes de descargas del orden de 50 a 2000 A.

La forma normalizada de la onda de tensión se expresa como $1.2/50 \mu s$, donde $1.2 \mu s$ es el tiempo de frente y $50 \mu s$ es el tiempo de cola, tal como se muestra en la Fig. 3.

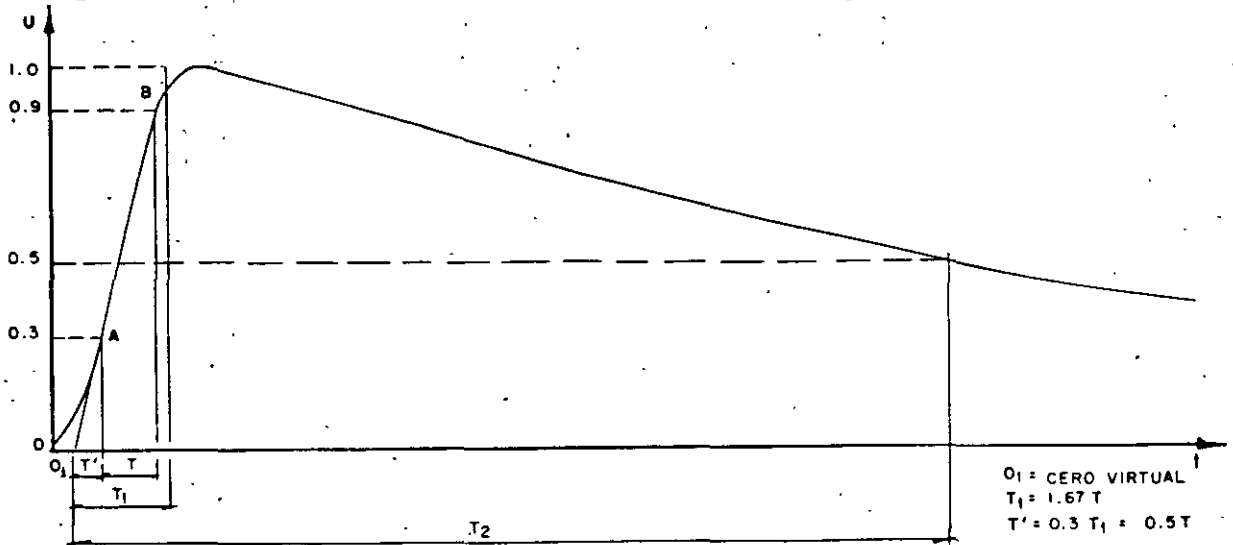


FIG. 3.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE TENSION DE IMPULSO
 $T_1 = 1.2 \mu s / T_2 = 50 \mu s$

La forma normalizada de la onda de corriente, se expresa como $8/20 \mu s$ donde $8 \mu s$ es el tiempo de frente y $20 \mu s$ es el tiempo de cola; tal como se observa en la Fig. 4.

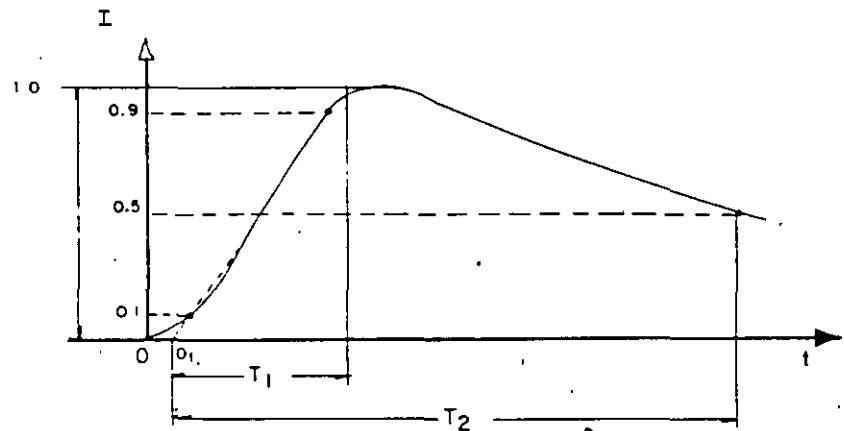


FIG. 4.- FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE CORRIENTE DE IMPULSO
 $T_1 = 8 \mu s / T_2 = 20 \mu s$

Cuando una onda llega a través de una línea a las boquillas de un transformador, el comportamiento es como si fuera un circuito

abierto, debido a la alta reactancia inductiva del transformador y a la muy alta frecuencia de la onda; como 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 resultante una onda que tiende a duplicarse si el frente de la onda incidente es muy pronunciada.

2.- FUNCIONAMIENTO DEL APARTARRAYOS

Antes de explicar el funcionamiento del apartarrayos, conviene hacer énfasis sobre el comportamiento de sus componentes principales como son: cuernos de arqueo y resistencia limitadora de corriente, y finalmente la integración de ambos (apartarrayos).

2.1 Cuernos de arqueo

Los cuernos de arqueo son un dispositivo de protección contra sobretensiones, que consiste de una distancia dieléctrica de aire entre un electrodo energizado y otro aterrizado.

Este tipo de protección es adecuado para instalaciones en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y -- las sobretensiones de tipo interno sean de valores bajos.

Los cuernos de arqueo normalmente se encuentran instalados entre la boquilla del transformador y tierra, de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no dañe la superficie del aislador u otro equipo cercano, -- incluso bajo condiciones extremas de lluvia o contaminación; para lograr condiciones seguras de trabajo es normal tener distancias dieléctricas de $0.75 d$ para tensiones bajas, $0.3 d$ para las más altas; "d" es la separación entre electrodos.

La separación de los electrodos se selecciona de tal forma que exista un margen adecuado (25%) entre el nivel de aislamiento de la máquina y el nivel de protección.

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

- . Separación de los electrodos
- . Densidad relativa del aire
- . Forma de los electrodos
- . Material de los electrodos
- . Polaridad de la onda
- . Posición de los electrodos con respecto a sus soportes y objetos conductores o aislantes en su alrededor
- . Proximidad de partes aterrizadas
- . Número de operaciones sin que se afecte su forma y su respuesta, tomando en cuenta la magnitud y duración de la corriente de descarga.

En realidad, los cuernos de arqueo presentan una serie de desventajas que hacen verdaderamente restringido su campo de aplicación, siendo su uso no recomendable para proteger transformadores, por las razones siguientes:

- a) No protegen aislamientos reducidos
- b) Permite un cortocircuito en el sistema
- c) El interruptor debe librar falla
- d) Existe la probabilidad de que opere aún con ondas aceptables para el aislamiento.

En las Fig. 5 y 6, se muestran dos casos típicos de cuernos de arqueo para transformadores.

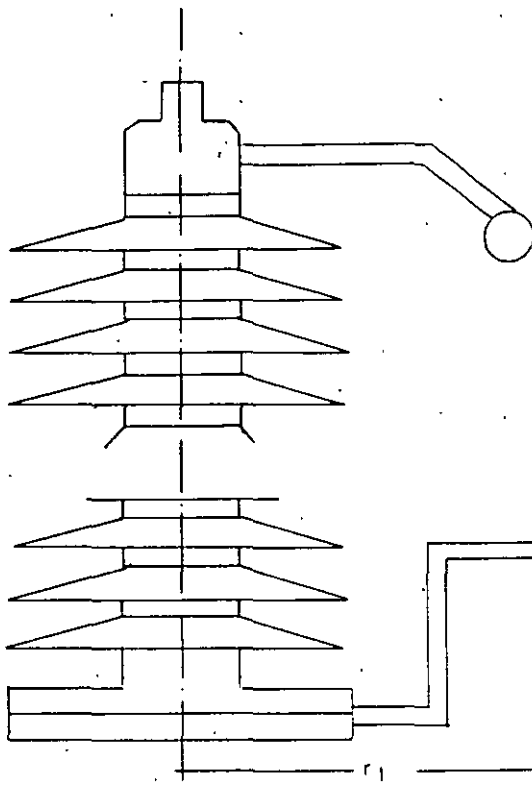


FIG. 5

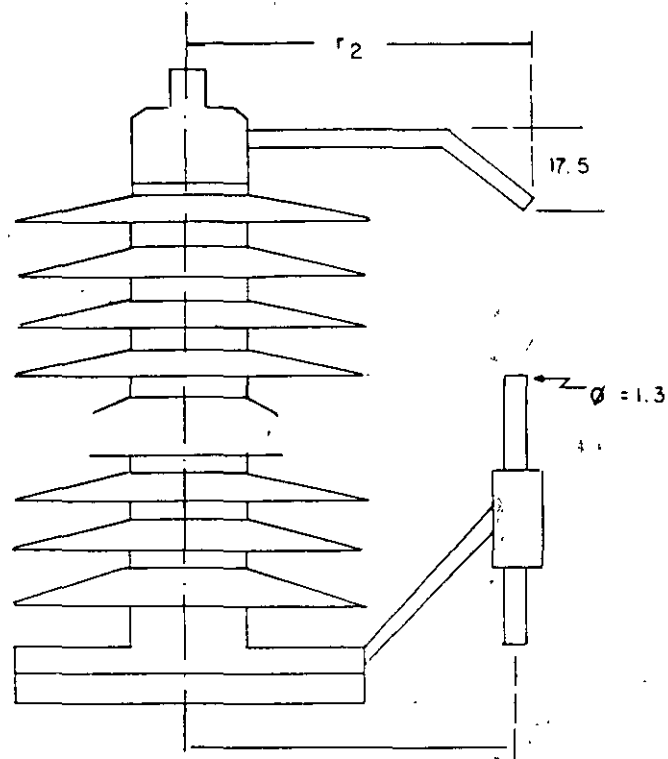


FIG. 6

FIG. 5 y 6.- 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

No obstante que los explosores se coloquen dentro de un recipiente hermético de porcelana y que como consecuencia sean más controlables las características de disparo, se tienen las desventajas mencionadas anteriormente.

2.2 Resistencia no lineal limitadora de corriente

Con la finalidad de eliminar la necesidad de que los -- electrodos sean robustos y el hecho de que el interruptor libre la falla, se requiere el uso en forma adicional de una resistencia con características no lineales en serie con los explosores encerrados en un recipiente hermético.

La resistencia no lineal tiene por un lado la función de presentar una alta resistencia para limitar a valores aceptables, la corriente después de la descarga y por otro la de oponer una baja resistencia para que la corriente de la descarga atmosférica (rayo), no provoque una onda de tensión elevada que pueda ser perjudicial al equipo eléctrico.

3.3 Apartarrayos

Un apartarrayos debe actuar como un interruptor muy --- rápido, de manera casi instantánea para proteger los -- aislamientos de un equipo eléctrico, el cual se encuentra normalmente abierto, pero dispuesto a cerrar en el momento que aparezca una sobretensión transitoria de u valor prefijado y a reabrir rápidamente en cuanto el -- transitorio desaparece.

El apartarrayos se define como un dispositivo de pro--- tección que sirve para limitar una sobretensión tran--- sitoria en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de tensión.

Un apartarrayos está constituido básicamente por los componentes siguientes, tal como se muestra en la Fig.7.

- a) Explosores de arco
- b) Sistema de extinción del arco
- c) Resistencia no lineal limitadora de corriente
($I = kE^n$)
- d) Resistencia en derivación no lineal.

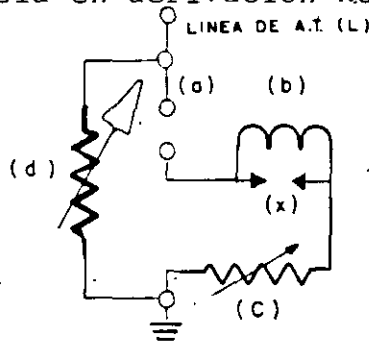


FIG.7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS

Suponiendo que como consecuencia de una descarga atmosférica llega una onda transitoria de tensión (E_1) entre la terminal de AT (L) y tierra, de tal magnitud, que es capaz de flamear los explosores (a), la onda (E_1), se cortará en algún punto y se establecerá una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión original (E_1) tendrá un nuevo valor (E_2), tal que:

$$I_2 Z_2 = E_2 < E_1$$

La energía disipada por la resistencia será la mínima 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 apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.

En la Fig. 8 se observa una onda modificada después de la operación del apartarrayos.

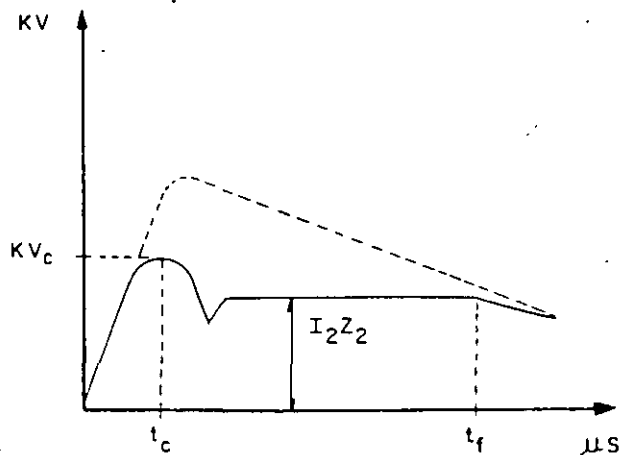


FIG. 8.- ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS

- El valor de cresta (kV_c) y el tiempo (t_c) depende de la respuesta de los explosores (a).
- El valor $I_2 Z_2$ depende de la resistencia serie no lineal (c).
- El tiempo final (t_f) de operación del apartarrayos, depende del dispositivo de extinción del arco.

3.- TIPOS DE APARTARRAYOS

Básicamente existen dos tipos de apartarrayos, siendo los siguientes:

- a) Expulsión
- b) Autovalvulares

El apartarrayos de expulsión consiste de un entrehierro o explosor externo en serie con contacto que genera gases al producirse calentamiento, en los extremos se encuentran montadas dos piezas metálicas que sirven como terminales para conectar el explosor y para la conexión a tierra del apartarrayos. Este tipo de apartarrayos actúa en forma semejante a una cuchilla fusible pero sin fusible, esto es, cuando ocurre una sobretensión elevada existe arqueo en las terminales del explosor exterior e interior con lo cual se forma una trayectoria de baja impedancia para la corriente del rayo; una vez que desaparece la tensión del rayo, solamente queda la tensión, debido a la caída en el arco (tensión residual) dentro de la cámara de arqueo, causada por la corriente después de la descarga. Cuando la corriente, después de la descarga pasa por cero, el apartarrayos la interrumpe en forma efectiva en la cámara de arqueo, debido a la expulsión de los gases calientes que se forman al paso de la corriente de arqueo.

El apartarrayos autovalvular igual que el de expulsión tiene un explosor que cierra cuando arquea, debido a la presencia de una sobretensión elevada (tensión de disparo del apartarrayos) entre sus terminales y que reabre el circuito para interrumpir la corriente después de la descarga; dado que el explosor no es capaz de interrumpir corrientes elevadas, es necesario utilizar una resistencia no lineal en serie con dicho explosor para limitar la magnitud de la corriente.

4.- SELECCION Y MARGENES DE PROTECCION

La selección de los dispositivos de protección contra sobretensiones en un sistema representa una decisión compleja de tipo económico, en donde se debe hacer un compromiso, para optimizar los costos, el nivel de sobretensiones, el nivel de aislamiento de los elementos aislantes y equipos, y los dispositivos de protección.

La selección del apartarrayos para proteger transformadores de distribución normalmente se hace en base a la experiencia, sin embargo, para tener una idea más amplia sobre el criterio de selección, en seguida se mencionan las consideraciones principales:

- a) Aterrizamiento
- b) Tensión nominal
- c) Corriente de descarga
- d) Coordinación de aislamientos

a) Aterrizamiento

Con la finalidad de seleccionar adecuadamente la tensión nominal del apartarrayos, los sistemas trifásicos se pueden clasificar en base al valor de las relaciones X_0/X_1 y R_0/X_1 , tal como se muestra en el cuadro 1.

CUADRO 1 - CLASIFICACION DE LOS SISTEMAS PARA LAS DISTINTAS CONDICIONES DE CONEXION A TIERRA DEL NEUTRO

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.

Como se puede observar en el Cuadro 1, se refiere a un sistema en el que se tiene una falla a tierra y como consecuencia la tensión de las fases sanas pueden ser mayor que la normal, dependiendo del tipo de sistema.

En la Fig. 9 se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla de una fase a tierra contra relación X_0/X_1 para diferentes valores de R_0/X_1 .

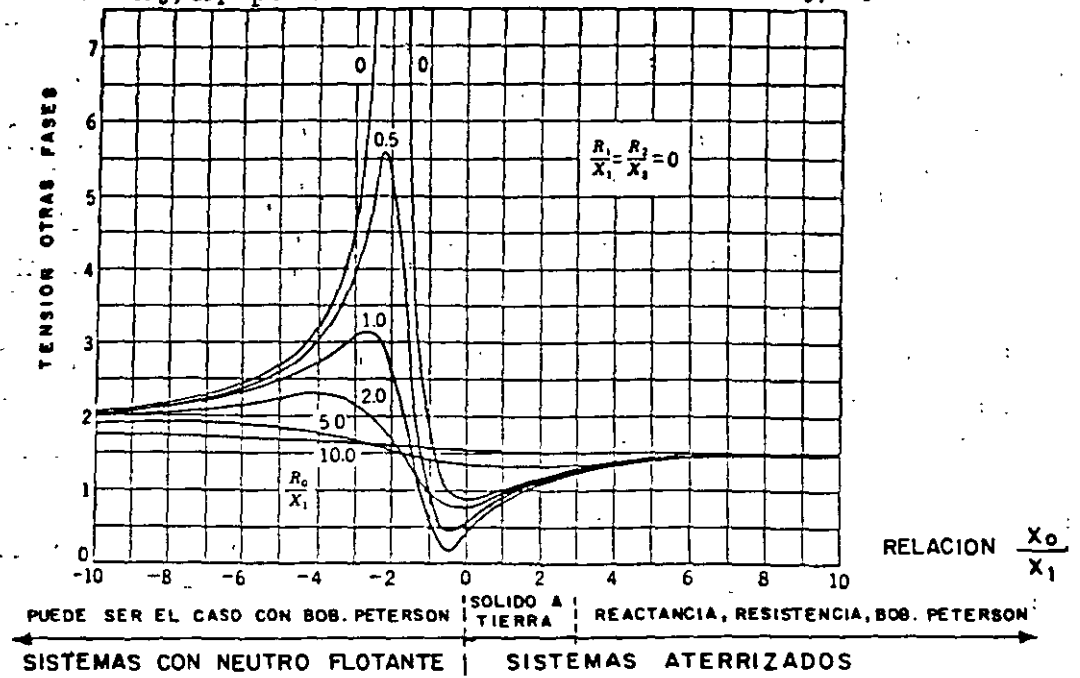


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1 .

Suponiendo que $R_1=R_2=0$ entonces $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para la relación $\frac{R_0}{X_1} = 0$, 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
$\pm \infty$	$\sqrt{3}$

b) Tensión nominal (rating voltage)

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado el 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 solamente cuando se deba a una descarga atmosférica de un valor inadmisibles.

La tensión nominal de apartarrayos se obtiene de acuerdo a la expresión siguiente:

$$kVt = Ca \cdot kV_{LL}$$

- kVt = Tensión nominal mínima de línea a tierra del apartarrayos
- Ca = Coeficiente de aterrizamiento
- kV_{LL} = Tensión nominal línea a línea del sistema.

Si la verificación de coordinación de aislamientos permite subir el nivel de protección sin sacrificar su margen, esto es más seguro, ya que el apartarrayos operará menos veces con sobretensiones no perjudiciales y se eliminará el riesgo de descargas a 60 Hz.

c) Corriente de descarga

La presencia de una magnitud de corriente de descarga excesiva puede ser una de las principales causas de falla del apartarrayos, por tal motivo es conveniente conocer la forma de corriente (8/20 μs) y su magnitud, para seleccionar en forma adecuada el apartarrayos.

La magnitud de la corriente de descarga depende del grado de blindaje contra descargas atmosféricas que se tengan en las instalaciones eléctricas, tales como: líneas, subestaciones y transformadores de distribución. Estas instalaciones se pueden clasificar en dos grupos:

- a) Blindadas efectivamente
- b) No blindadas efectivamente

Para el caso de las instalaciones blindadas efectivamente, el valor de cresta de la corriente de descarga depende del nivel de aislamiento del sistema (BIL), de la característica de las resistencias del apartarrayos (V_R), de la impedancia característica de la línea (Z_0) y de la instalación física del apartarrayos; en forma aproximada se puede calcular su magnitud con la expresión siguiente:

$$\hat{I} \text{ descarga} = \frac{2.4 (BIL) - V_R}{Z_0}$$

donde BIL = Nivel básico de aislamiento de la línea, V_R = tensión residual del apartarrayos y Z_0 = Impedancia característica de la línea.

Generalmente los sistemas de distribución pertenecen a las instalaciones no blindadas efectivamente y la selección de la corriente de descarga depende de:

- a) - De la importancia de la instalación
- b) - De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- c) - Del nivel de aislamiento de la línea.

Un criterio conservativo consiste en considerar una corriente de descarga de 20 kA. Existe otro menos conservativo que considera una corriente de 10 kA.

Para facilitar la selección de un apartarrayos, en el Cuadro 2 se dan las características típicas de los apartarrayos de distribución.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA	MAXIMA DESCARGA ONDA	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DES- CARGA 8/20 μ s					
	C62.1 1971	C62.1 1974	1.2/50 μ s kV cresta	250/2500 μ s kV cresta		1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40 k
	3	11	11	10		8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	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	1	39
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5		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

d) Coordinación de aislamientos

En la práctica por razones de tipo económico en los sistemas eléctricos, siempre se tiene el riesgo de que presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos de los componentes del circuito y como consecuencia ocasionar una interrupción en el servicio.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

Para una instalación de distribución, es suficiente la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas (frente de onda y tensión residual), de acuerdo al criterio siguiente:

Las tolerancias permitidas en el apartarrayos de distribución son:

Descarga Impulso

T_i

+ 0.15 P.U.

Descarga Corriente

T_D

+ 0.20 P.U.

Las relaciones de protección se pueden definir como:

$$C_i = \frac{BIL}{k_{Vi} (1+0.66 T_i)} = \frac{BIL}{1.1 k_{Vi}}$$

$$C_D = \frac{BIL}{k_{V_D} (1+0.66 T_D)} = \frac{BIL}{1.3 k_{V_D}}$$

$$1.2 \leq C_i \leq 1.4$$

$$1.2 \leq C_D \leq 1.4$$

BIL - Nivel básico de impulso que puede soportar el equipo por proteger.

k_{Vi} - Tensión de descarga al impulso onda 1.2/50 μ s del apartarrayos.

k_{V_D} - Tensión de descarga del apartarrayos para onda de corriente de 8/20 μ s.

5. BIBLIOGRAFIA

- a) - APUNTES SOBRE TECNICAS DE LAS ALTAS TENSIONES II
Ing. Enrique Orozco L.
ESIME (1979)
- b) - APUNTES SOBRE PROTECCION DE EQUIPO ELECTRICO CONTRA SOBREVOLTAJES
Ing. Armando Valero A.
ESIME (1973)
- c) - LIGHTNING ARRESTER SEMINAR
General Electric Co.
1970
- d) - A REVIEW OF LIGHTNING PROTECTION AND GROUNDING PRACTICES
George W. Walsh
IEEE Paper TOD 72-146 (1972)

e) - SURGE ARRESTERS, STATION, INTERMEDIATE AND DISTRIBUTION
SELECTION OF VOLTAGE RATINGS
Reference Data R235-90-2
McGraw - Edison Co. (1969)

f) - NORMA ANSI C62.2 (1969) - GUIDE FOR APPLICATION OF VALUE
TYPE LIGHTING ARRESTERS FOR ALTERNATING-CURRENT-SYSTEMS.

8.1.- DESCARGAS ATMOSFERICAS Y OTRAS SOBRETENSIONES CARACTERISTICAS.

Los sistemas eléctricos, junto con sus equipos componentes, están expuestos siempre al riesgo de recibir sobretensiones cuyo origen puede ser externo al sistema eléctrico como las descargas atmosféricas, o interno, producidas por el propio sistema al cambiar subitamente de una condición de operación a otra o durante condiciones transitorias anormales de servicio.

a).- Sobretensiones de origen externo.

Las sobretensiones de origen externo en un sistema eléctrico se deben principalmente a los efectos de las descargas atmosféricas.

Existen varias teorías para tratar de explicar el mecanismo de carga eléctrica de una nube, sin embargo, casi todas ellas coinciden en aceptar que la acción del viento sobre las partículas de agua o hielo que forman las nubes constituyen una gigantesca máquina electrostática que las polariza.

Durante el proceso de carga de una nube las partículas que la componen están separadas y por lo tanto aisladas entre ellas, así que podemos subdividir las nubes en varias regiones irregulares cada una de ellas con un potencial y una capacitancia a tierra diferentes, estas regiones no son estables, cambian sus condiciones debido a la movilidad de las partículas cargadas o a alguna eventual descarga entre regiones cuando se excede la rigidez dieléctrica del espacio.

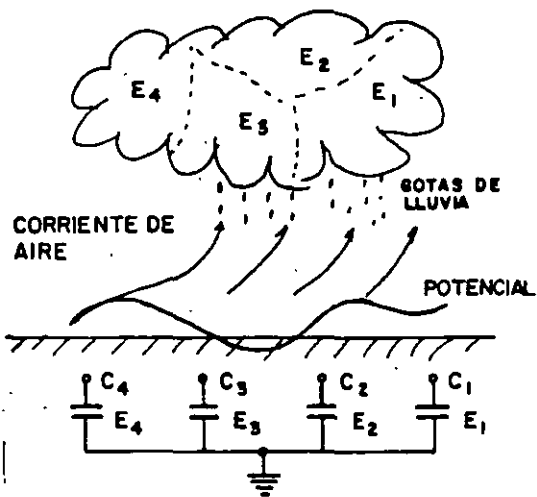
Este reacomodo de cargas pueden ocasionar que la intensidad de campo eléctrico nube tierra exceda en algún punto la rigidez dieléctrica atmosférica, con lo que se inicia una descarga a tierra.

El hecho de que algunas zonas de la nube descarguen a tierra, trae como consecuencia que se altere la carga total de la nube y que la intensidad de campo eléctrico entre regiones de la nube pueda alcanzar el valor crítico de ruptura entre ellas y transfiera sus car

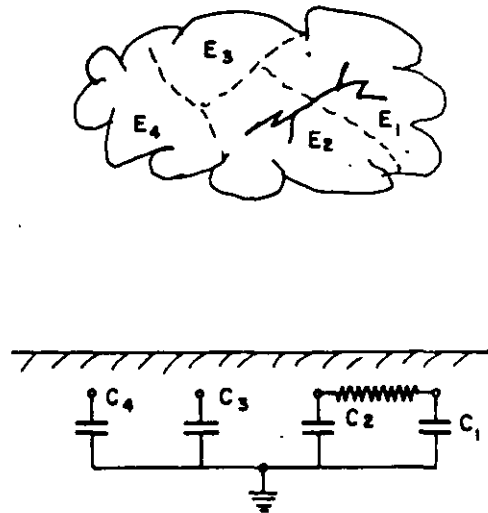
gas de una region a otra hacia la zona y el canal de descarga a tierra ya formado.

En la siguiente figura se ilustra lo explicado anteriormente y se incluye el circuito equivalente correspondiente a cada etapa del fenomeno.

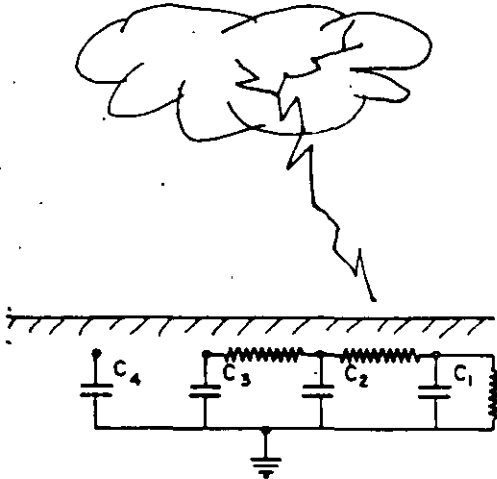
a).- PROCESO DE CARGA



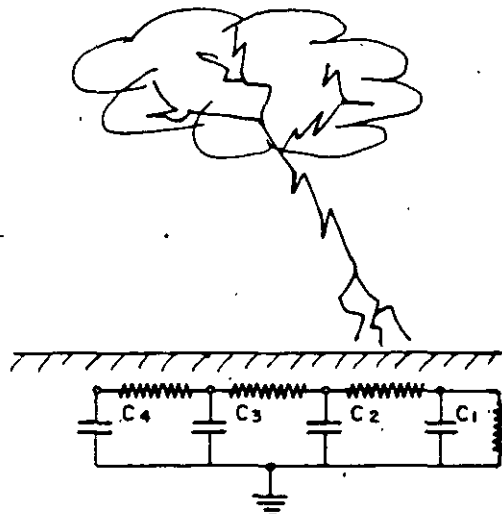
b).- IGUALACION DE TENSIONES



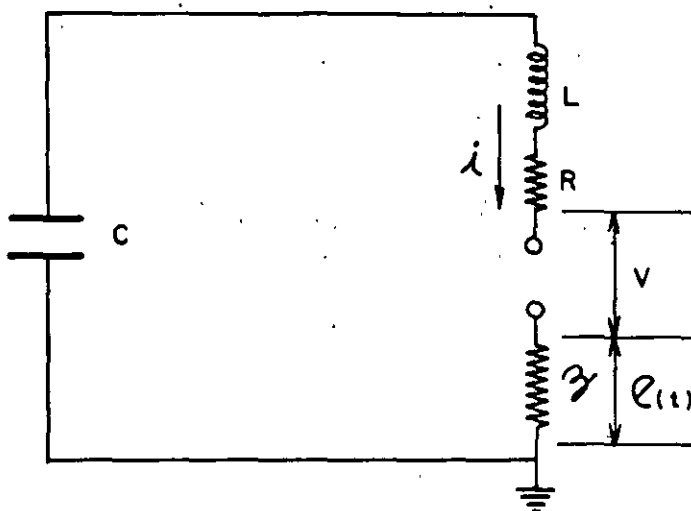
c).- DESCARGA PARCIAL A TIERRA
CUANDO SE ALCANZA EL VALOR DE RIGIDES DIELECTRICA DEL AIRE.



d).- DESCARGA TOTAL A TIERRA



El circuito de descarga nube tierra simplificado lo podemos representar como sigue:



C- Capacitancia equivalente nube tierra.

L- Inductancia de la trayectoria del rayo.

R- Resistencia de la trayectoria del rayo.

Z- Impedancia surge del objeto en donde incide el rayo.

V- Potencial nube tierra.

$e(t)$ - Potencial en donde incide el rayo (Onda de tensión, producida por la descarga atmosférica).

La solución de este circuito en el plano de laplace es:

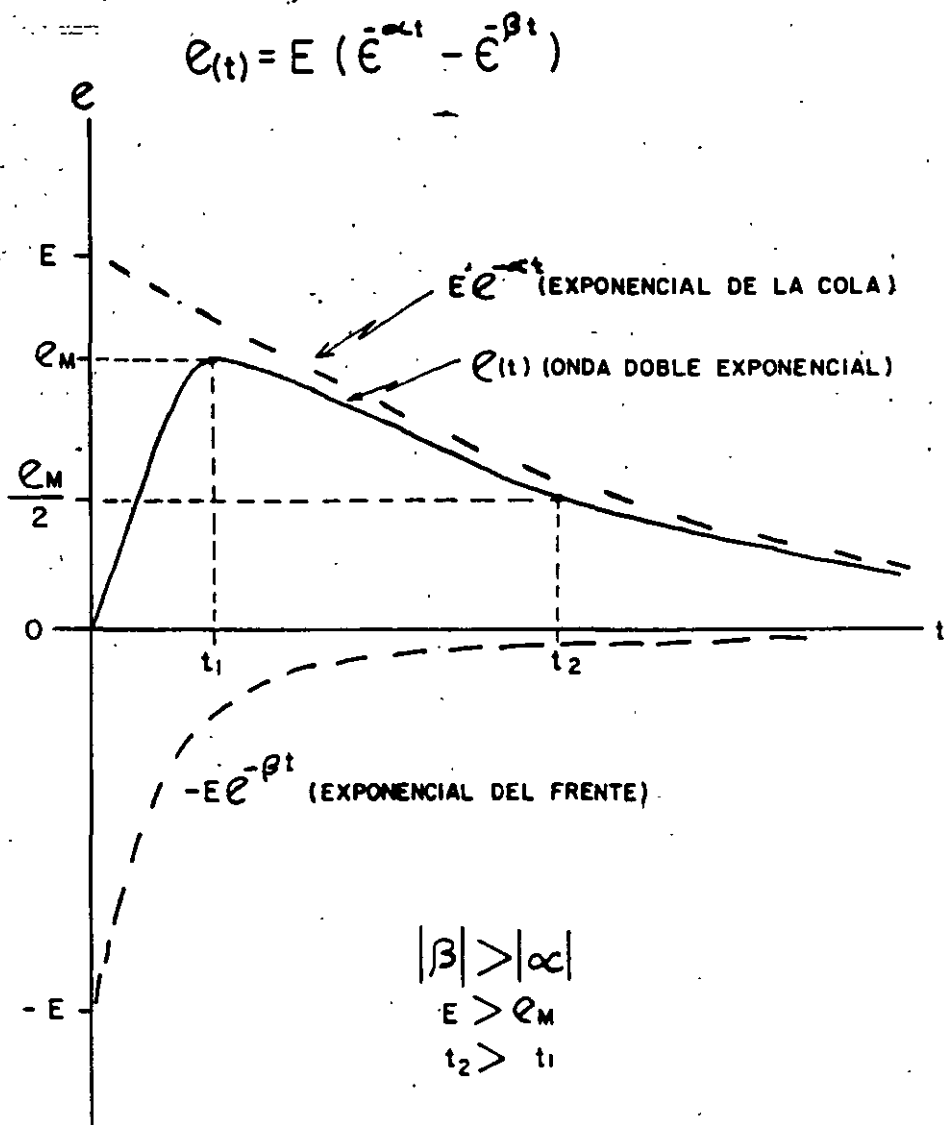
$$E(s) = \frac{V Z}{L} \frac{1}{s^2 + \frac{R+Z}{L} s + \frac{1}{LC}}$$

Cuya solución en el dominio del tiempo nos da como resultado una onda doble exponencial.

$$e(t) = \frac{V Z}{L(m_1 - m_2)} (e^{m_1 t} - e^{m_2 t})$$

$$m_{1,2} = -\frac{R+Z}{2L} \pm \sqrt{\left(\frac{R+Z}{2L}\right)^2 - \frac{1}{LC}}$$

$$E = \frac{V Z}{L(m_1 - m_2)}$$



La onda de tensión doble exponencial es el efecto de las descargas atmosféricas en los objetos (Sistemas Eléctricos) instalados en la tierra.

La notación simplificada para identificar estas ondas es como sigue:

$$e_M / t_1 / t_2$$

En donde:

E_M - Tensión máxima de cresta de la onda en (KV.)

t_1 - Tiempo para alcanzar la tensión E_M en (μS)

t_2 - Tiempo para alcanzar el 50 % de E_M en la cola en (μS)

La parte de la onda comprendida entre 0 y $t_1 \mu S$ es el frente de la onda y la parte siguiente se denomina cola de la onda.

La magnitud de la corriente del rayo es prácticamente independiente de la impedancia del objeto en donde incide el rayo debido a que la impedancia de la trayectoria del rayo ($SL+R$) es mucho mayor que Z .

La medición de la corriente máxima de miles de descargas atmosféricas en líneas de transmisión y edificios mostraron los siguientes resultados.

<u>PROBABILIDAD %</u>	<u>LA DESCARGA EXCEDE EL VALOR DE</u>
99	3 KA
50	15 KA
5	60 KA
1	100 KA
0.1	200 KA

La sobretensión producida por una descarga atmosférica se puede estimar con el producto LZ y sabiendo que el nivel isoseráico de 30 representa una densidad de descargas atmosféricas de 5.29 descargas /Km²/ año es posible determinar la frecuencia y probabilidad de que un sistema eléctrico pueda ser alcanzado por un rayo.

Basados en la experiencia se normalizo la forma de onda de tensión de BIL/1.2/50 como representativa del efecto de las descargas atmosféricas en los sistemas eléctricos.

B.- Sobretensiones de origen interno.

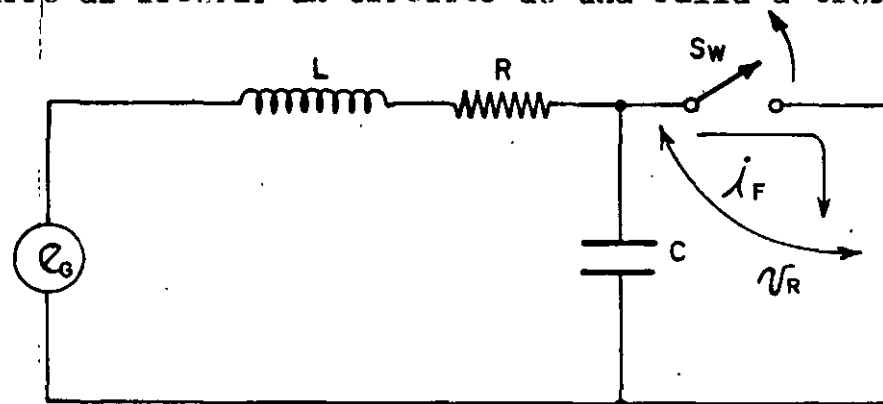
Estas sobretensiones se producen dentro de un sistema eléctrico

cuando se cambia subitamente la configuración de una red debido a operaciones de maniobra o durante condiciones transitorias anormales de servicio.

Estas sobretensiones se pueden presentar a la frecuencia del sistema durante varios ciclos (Larga duración) o a la frecuencia natural de resonancia de los circuitos L-C afectados durante las maniobras o anomalías. (Transitorios).

Los estudios de sobretensiones de maniobra en un sistema eléctricos son complejos y deben ser realizados para cada red en particular con sus propios parametros y condiciones de servicio.

Un caso de sobretensiones de larga duración a la frecuencia del sistema fue analizado en el capítulo 7. A manera de ilustración veremos, en seguida, un caso típico de sobretensión transitoria de maniobra, que ocurre al liberar un circuito de una falla a tierra.



En donde:

$$E_G = E \sin \omega t$$

Tensión de Generación.

$$I_F = \frac{E}{j\omega L + R} \sin \omega t$$

Corriente de Falla.

L - Inductancia de la línea de transmisión.

R - Resistencia de la línea de transmisión.

C - Capacitancia a tierra de la línea de transmisión.

Sw - Interruptor.

V_R - Sobretensión de restablecimiento al abrir el Interruptor.

El problema se plantea en el dominio de laplace despreciando la resistencia como sigue:

$$V_{R(s)} = I_{F(s)} \times Z_{SW(s)}$$

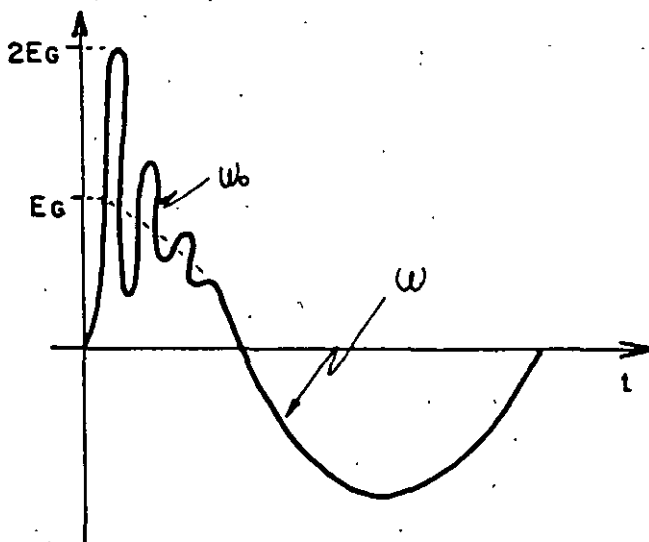
$$I_{F(s)} = \frac{E_G}{\omega L} \times \frac{\omega}{s^2 + \omega^2}$$

$$Z_{SW(s)} = \frac{SL \times \frac{1}{SC}}{SL + \frac{1}{SC}} = \frac{S}{C} \times \frac{1}{s^2 + \frac{1}{LC}}$$

$$\omega_0 = \frac{1}{\sqrt{LC}} \quad (\text{Frecuencia natural de resonancia del circuito}).$$

La solución de la ecuación en el dominio del tiempo es:

$$V_{R(t)} = \frac{E_G}{1 - \left(\frac{\omega}{\omega_0}\right)^2} \times (\cos \omega t - \cos \omega_0 t)$$



La tensión de restablecimiento se duplica $2p.\mu.$ y tiene dos componentes una a la frecuencia del sistema y otra a la frecuencia natural de resonancia del circuito.

Para fines de normalización y basados en muchas experiencias se ha determinado que las ondas representativas de las sobretensiones de maniobra tienen las siguientes características.

$$B S L / 250 / 2500.$$

8.2- Niveles de aislamientos en equipos.

Los sistemas eléctricos y los equipos que los forman están sujetos a sobretensiones de diferentes magnitudes y tiempos de duración, cuyas características dependen de su origen, los cuales enunciaremos a continuación.

<u>SOBRETENSIONES</u>	<u>FORMA</u>	<u>ORIGEN</u>
Frente de Onda	Rampa. Tiempo de duración menor - a $1.5 \mu s$.	Descarga atmosférica de gran magnitud, -- cortada en el frente.
Onda Cortada	Trapezio. Tiempo de duración 1.2 a $3 \mu s$.	Descarga atmosférica de mediana magnitud cortada en la cola.
Impulso de Rayo (B'L)	Onda completa -- exponencial de - $1.2/50 \mu s$.	Descarga atmosférica soportada por los -- aislamientos del sistema.
Impulso de maniobra (BSL).	Onda completa <u>do</u> ble exponencial de 250/2500	Sobretension <u>product</u> da por maniobras en un sistema.
Baja frecuencia	Senoidal a la -- frecuencia de -- generación del -- sistema tiempo - de duración de 4 ciclos a 1 minuto	Corto circuito de <u>Δ</u> lla a tierra, líneas en vacío, ferro.reso nancia, etc.

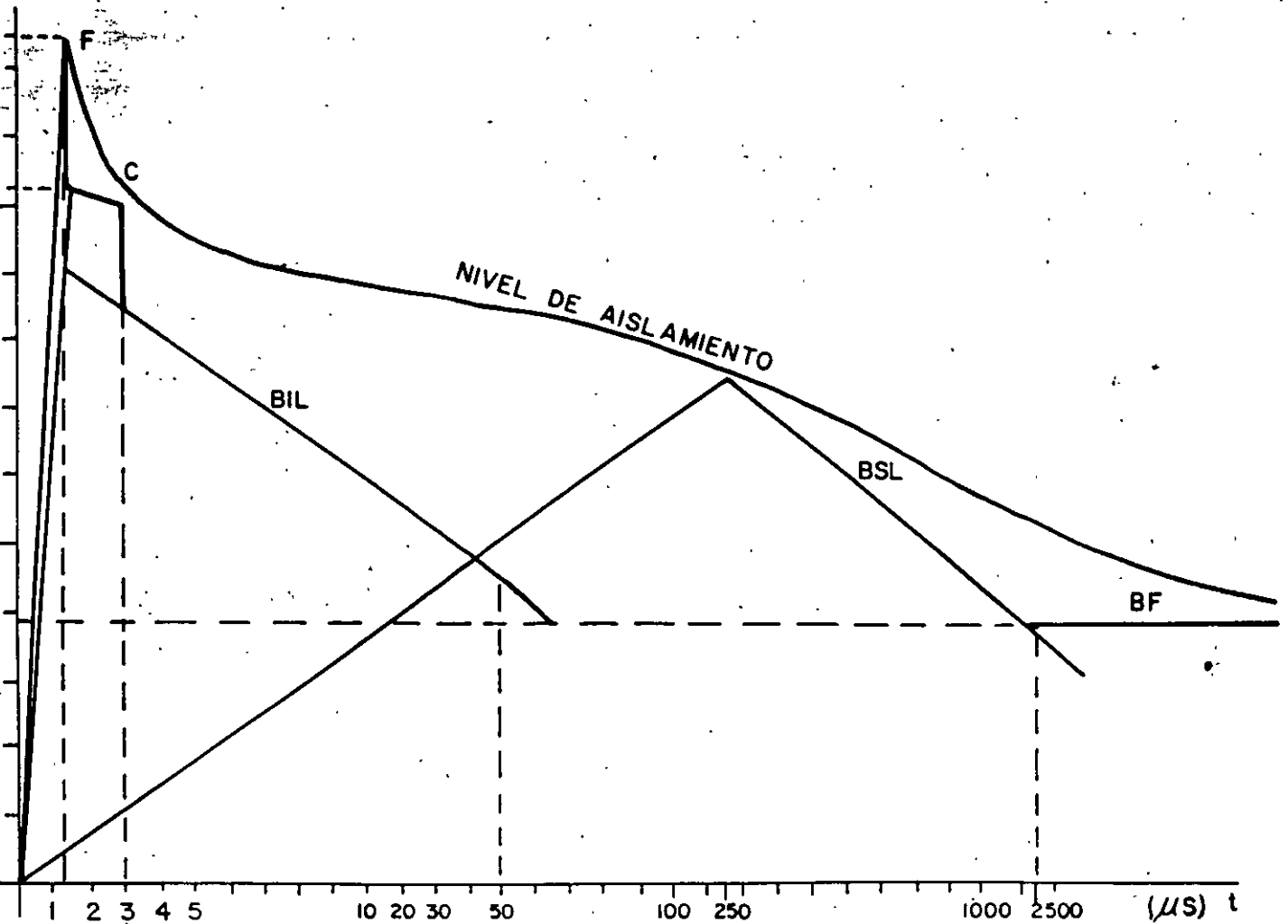
El conjunto de sollicitaciones dieléctricas que debe soportar -- los aislamientos de una máquina, equipo, aparato o componente de un sistema se denomina NIVEL DE AISLAMIENTO.

Por ejemplo un transformador sumergido en aceite de 230 KV en AT, conectado en delta con 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.

- Ⓕ Frente de onda 1240 KV cortada en $1.24 \mu s$.
- Ⓒ Onda cortada 1035 KV cortada en $3 \mu s$.
- ⒷⒾⒻ Onda completa (B'L) 900/1.2/50
- ⒷⒾⒻ Onda maniobra (BSL) 750/250/2500
- ⒷⒻ Baja frecuencia 305 KV a 60 Hz 1 minuto.

El perfil de las sobretensiones de aguante representan el nivel de aislamiento de los devanados del transformador antes mencionado.

Y graficamente se veria como sigue:



La información particular de cada clase de tensión y sus niveles de aislamiento se pueden encontrar en forma detallada en las normas correspondientes para cada tipo de equipo, aparato ó componente eléctrico.

Para ilustrar presentamos algunos valores típicos de los niveles de tensión de equipos de distribución en la tabla I.

8.3- Equipos de protección contra sobretensiones.

Nos vamos a referir solamente a los dispositivos de protección contra sobretensiones de origen externo utilizados para proteger los equipos, principalmente transformadores, instalados en un sistema eléctrico.

TABLA I

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 TAJES ENTRE PARENTESIS ESTAN FRECUENTEM E DISPONIBLES COMO OPCIONES

A.- Cuernos de Arqueo.

Consisten en dos electrodos, uno vivo y el otro aterrizado, aislados y separados entre si una distancia tal que es aislante a tensión nominal y con sobretensiones a la frecuencia del sistema, pero que se rompe con sobretensiones de impulso por rayo peligrosas para los equipos eléctricos.

Este tipo de protección puede ser empleada en donde las descargas atmosféricas no sean muy severas y no sea indispensable la continuidad del servicio ya que en caso de operar, el sistema se pone en corto circuito con el arco formado entre los electrodos, haciendo operar los sistemas de protección contra sobrecorriente (fusibles interruptores) e interrumpiendo el servicio.

Además del inconveniente anterior la respuesta dieléctrica de los cuernos de arqueo es muy inestable por depender grandemente del medio ambiente.

Los cuernos de arqueo normalmente se instalan directamente en las boquillas de los aparatos que deben ser protegidos y de tal manera que el arco eventualmente formado entre ellos no dañe la superficie de los aisladores o algun otro equipo próximo.

La distancia entre los electrodos de los cuernos de arqueo se puede estimar como sigue:

$$d = \frac{BIL}{K} \times \frac{273+t}{0.392b}$$

d = Distancia entre electrodos de cuernos de arqueo en (m)

BIL= Nivel básico de aislamiento del aparato a proteger en KV

K = 1200 para niveles de distribución, 950 para niveles de Potencia

t = Temperatura ambiente en °C

b = Presión barométrica del lugar en mmHg.

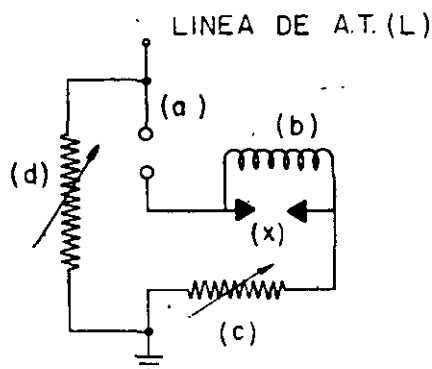
Siempre es conveniente comprobar en el laboratorio la respuesta de los cuernos de arqueo al impulso.

B- Apartarrayos.

Un apartarrayos se define como un elemento de protección, que sirve para limitar un sobrepotencial transitorio, en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de potencial.

Un apartarrayo está constituido por:

- (a) Un electrodo de arqueo
- (b) Un sistema de extinción del arco
- (c) Una resistencia serie no lineal ($I = K E^n$)
- (d) Una resistencia en derivación no lineal



APARTARRAYOS

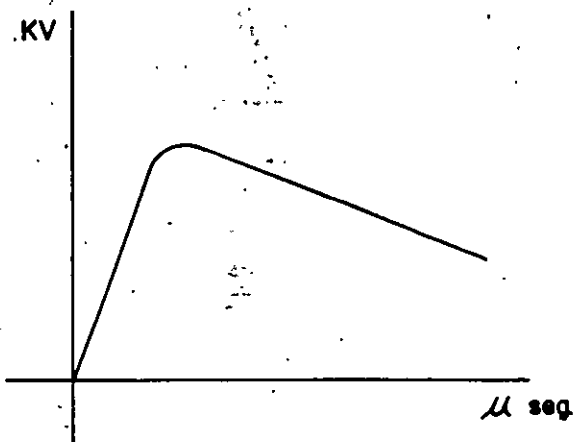
(e) Si suponemos que se aplica una onda de tensión entre la terminal L y tierra capaz de flamear los electrodos (a) la onda (e) se en algún punto y se establecerá cortará una corriente a tierra a través de la bobina (b) y la resistencia (c) cuya magnitud dependerá de la impedancia del circuito. La resistencia (c) es inversamente proporcional a la tensión aplicada, por lo que la tensión (e₁) original tendrá un nuevo valor

$I_2 \approx e_2 < e_1$. Y la energía disipada por la resistencia será la mínima posible.

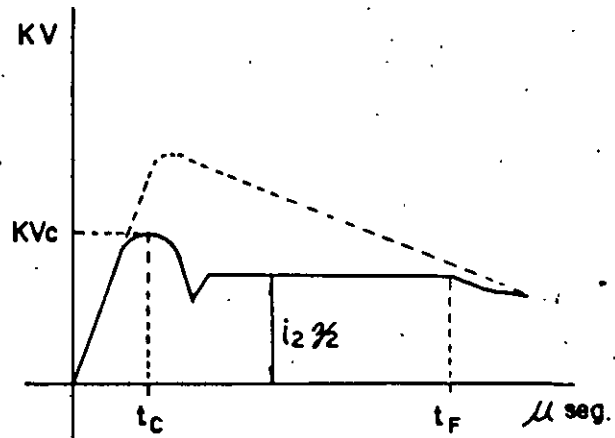
La corriente que circula por la bobina (b) produce un campo magnético que desvía el arco de los electrodos (a) una zona de extinc. Si la corriente es muy alta, la caída de tensión en la bobina es alta también y operan los electrodos auxiliares (x) permitiendo la --

operación continua del apartarrayos a lo largo de un transitorio de alta energía.

La resistencia (d) sirve para uniformizar el campo eléctrico externo al apartarrayos durante su operación.



ONDA ORIGINAL



ONDA MODIFICADA POR UN APARTARRAYOS.

* El valor de cresta (KVc) y el tiempo (t_c) dependen de la respuesta de los electrodos.

- El valor $i_2^{1/2}$ depende de la resistencia serie no lineal.

- El tiempo final (t_f) de operación del apartarrayo depende del dispositivo de extinción del arco.

En la tabla siguiente se muestra la respuesta típica de apartarrayos autovalvulares de distribución de un fabricante de EEUU.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL ①	DESCARGA A 60 Hz	DESCARGA ONDA 1.2/50 ②	TENSION DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE CON FORMA DE ONDA 8/20 ③					
			15 KA	3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	65 KA
KV RMS	KV RMS	KV CRESTA	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

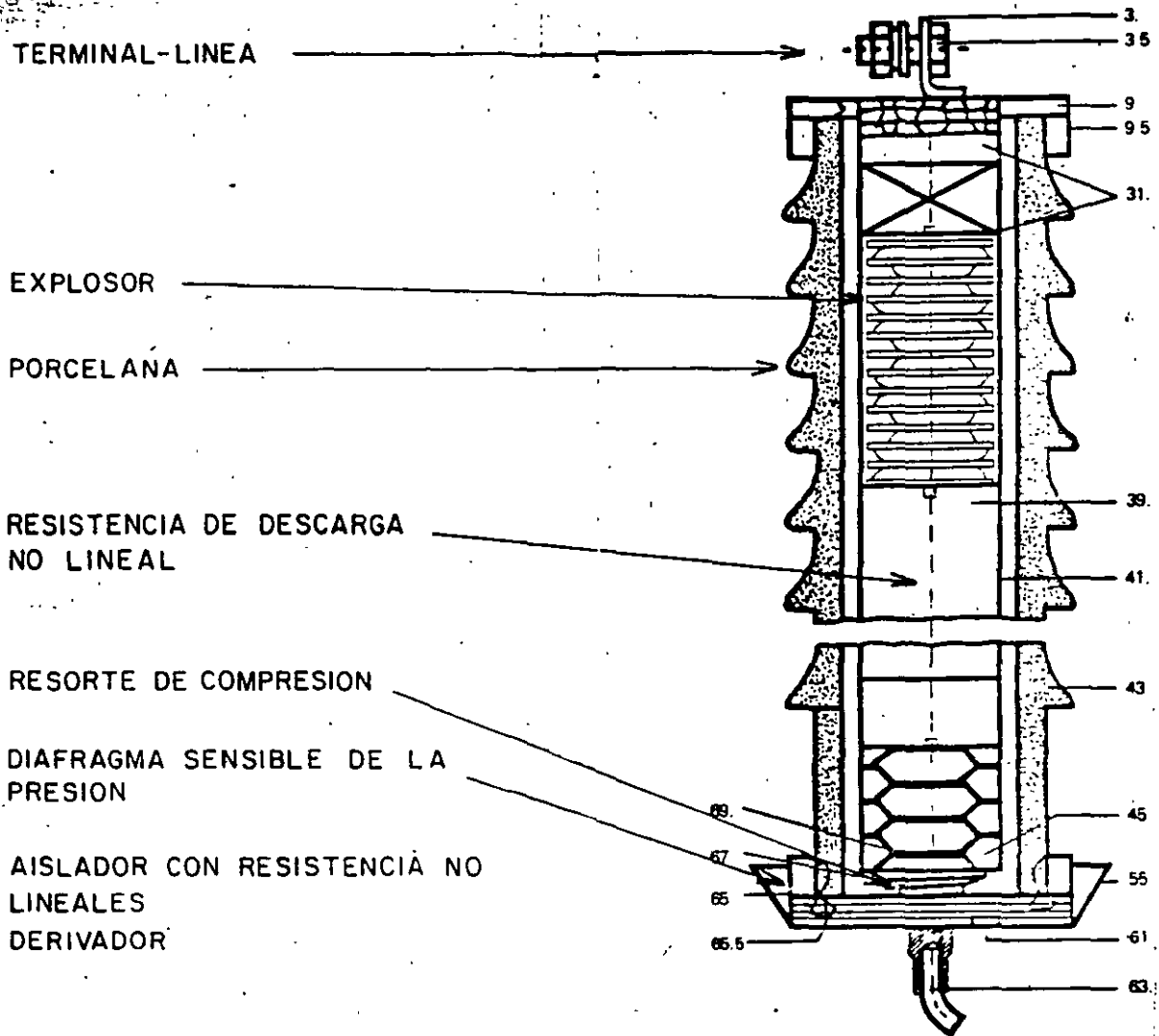


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.

① La tensión nominal del apartarrayos siempre debe de ser mayor que la sobretensión que aparece en las líneas vivas cuando una fase falla a tierra (Ref, capítulo 7).

Esta tensión es la base de partida para seleccionar el apartarrayos, en función de la clase de aterrizamiento del sistema.

$$KV_{RMS} = C_e KV_{LL}$$

En donde:

KV_{RMS} = Tensión nominal del apartarrayos. En KV.

C_e - Factor de aterrizamiento y tiene los siguientes valores

0.7 a 0.9	Para sistemas efectivamente aterrizados	} VER CURVAS II
0.9 a 1.0	Para sistemas aterrizados por reactancia	
1.1	Para sistemas con neutro flotante	

KV_{LL} - Tensión nominal de fase a fase del sistema en KV

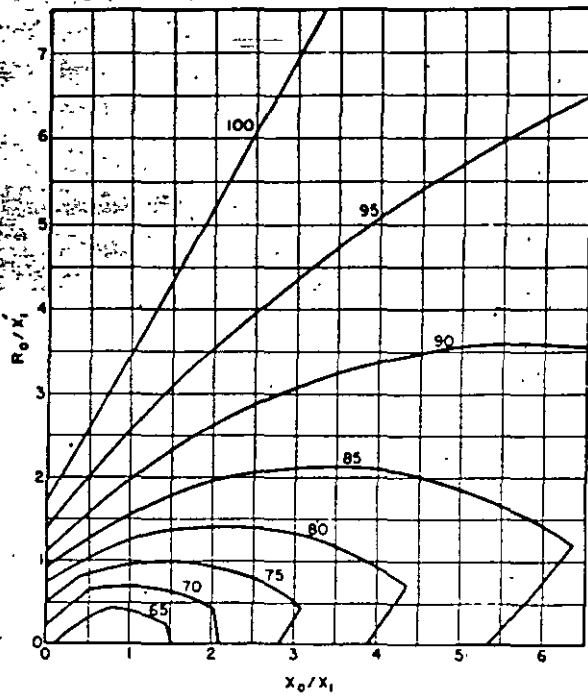
② Características de respuesta de los electrodos del apartarrayos.

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

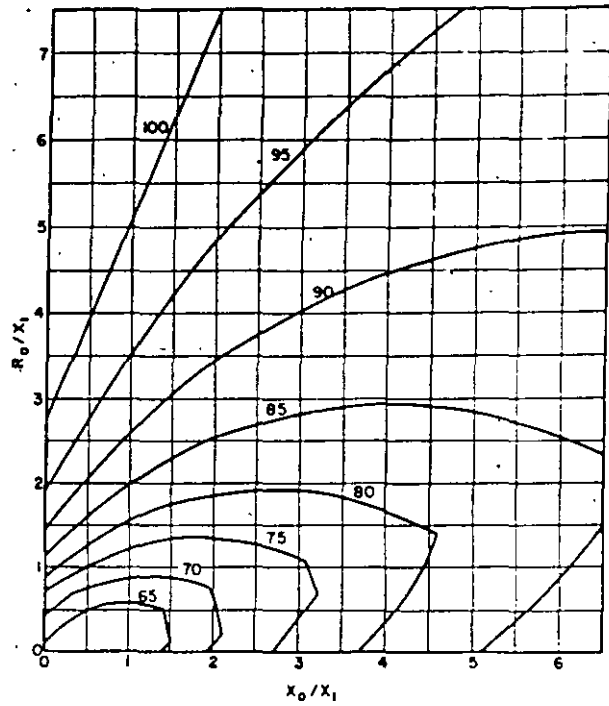
Una vez seleccionado el apartarrayos de acuerdo al criterio indicado en ① se recomienda verificar los márgenes de protección como sigue:

$$M = \frac{BIL}{KV_{AP}(1+0.66T)}$$

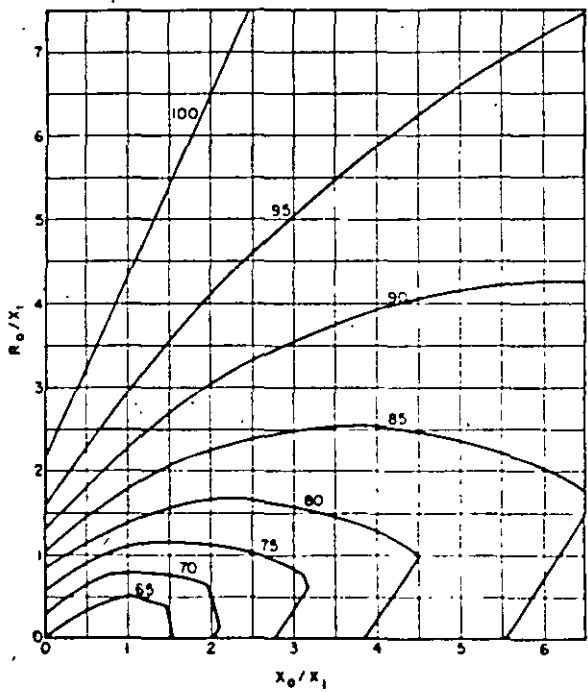
CURVAS II



(a) Voltage conditions neglecting positive- and negative-sequence resistance— $R_1 = R_2 = 0$.



(c) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.2 X_1$.



(b) Voltage conditions for $R_1 = R_2 = 0.1 X_1$.

Figure
Maximum Line-to-ground Voltage at
Fault Location for Grounded Neu-
tral System Under Fault Condition.

En donde:

M - Margen de Protección $1.2 \leq M \leq 1.4$

BIL - Nivel básico de impulso del equipo por proteger

KV_{AP} - Tensión de cresta de respuesta del apartarrayos

KV^② Para encontrar el margen de protección ofrecido por los -
electrodos del apartarrayos.

KV^③ Para encontrar el margen de protección que dan las resis-
tencial no lineales del apartarrayos.

T. - Tolerancias de respuesta de los apartarrayos.

Tolerancias P.U.

Tipo de pararrayo	Descarga al impulso onda 1.2/50	Descarga de cor- riente onda 8/20
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 deben ser instalados a una distancia mayor que.

$$S = 150 \frac{KV_{AP} \text{ ②}}{n}$$

En donde:

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

KV_{AP}^② - 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 aparta---
rrayos en KV/ μ s

8.4 SISTEMAS DE PARARRAYOS EN EDIFICIOS.

PARA LA PROTECCION DE EDIFICIOS SE CONSIDERA UN NIVEL -
BÁSICO DE IMPULSO DE 1400 KV.

EL CRITERIO PARA PROTECCION DE EDIFICIOS TRATADO AQUI,
SE BASA EN UN ESTUDIO REALIZADO POR EL ILLINOIS INSTITUTE OF TECH-
NOLOGY.

EL ESTUDIO MENCIONADO ARROJO LOS DATOS QUE SE ENCUENTRAN
EN LA TABLA I.

TABLA I

ANGULOS DE PROTECCION PARA ASEGURAR 99.5% DE PROTECCION

ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL PISO (METROS)	ANGULO DE PROTECCION (GRADOS)
7.5	60
15.0	47
22.5	33
30.0	20
37.5	10
45.0	0
52.5	-10
60.0	-20

DIBUJANDO LOS DATOS DE ESTA TABLA SE LLEGA A LA FIGURA I.

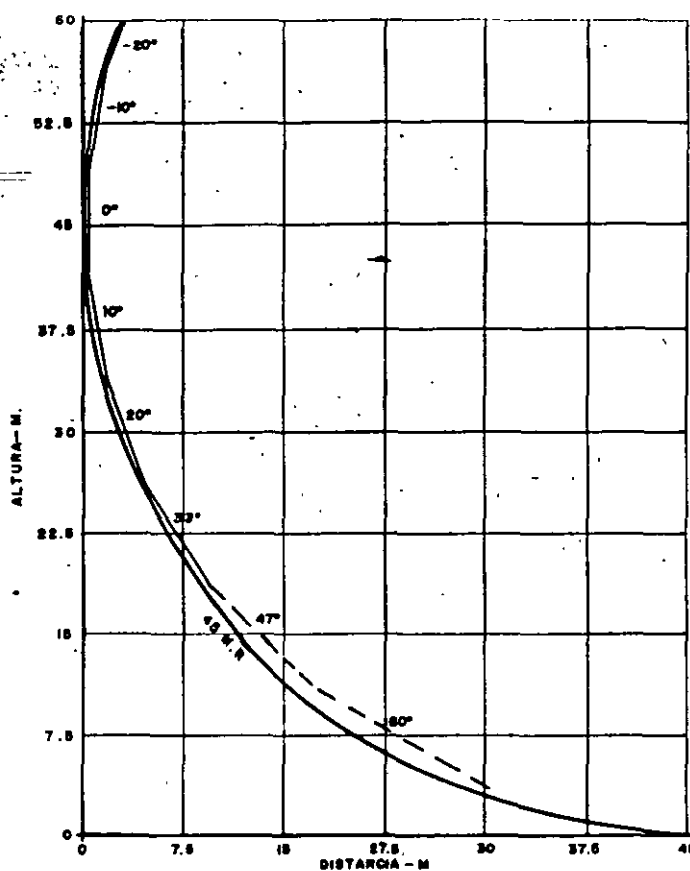
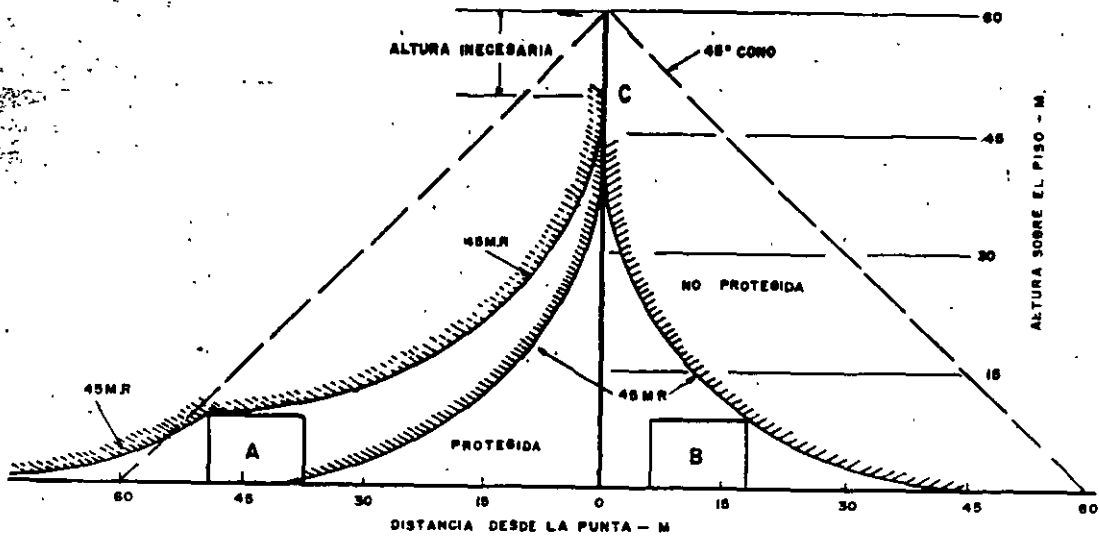


FIG. 1 GRAFICA DE LOS DATOS DE LA TABLA I
CON UN CIRCULO INSCRITO DE 45m DE RADIO.

ESTE CRITERIO DEL RADIO DE 45m ES UNA HERRAMIENTA CON
FIABLE PARA EL DISEÑO DE SISTEMAS CON PUNTAS APARTARRAYOS.

UN OBJETO QUE SE ENCUENTRE ARRIBA DEL NIVEL DE PISO -
ESTARA PROTEGIDO CONTRA RAYOS SI NINGUNA PARTE DE ESTE ESTA ARRIBA
DE LA SUPERFICIE DEL ARCO DE UN CIRCULO DE 45m DE RADIO (VER -
ESTRUCTURA B DE LA FIGURA 2). CON EL RADIO DE 45m SE CONSIDERA
QUE SE TIENE UN 99.5% DE PROTECCION, SE PUEDE AUMENTAR EL % DE --
PROTECCION A 99.9 SI SE REDUCE EL RADIO A 37.5 m.

 LIMITE SUPERIOR DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA SOLA
 LIMITE SUPERIOR DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA Y LA ESTRUCTURA A.



OTRA FORMA DE VISUALIZAR ESTE CONCEPTO ES IMAGINANDO --
UNA ESFERA DE 45m DE RADIO (90m DE DIAMETRO) RODANDO SOBRE LA SU-
PERFICIE DE LA TIERRA. TODOS LOS OBJETOS TOCADOS POR LA ESFERA --
 SON SUCEPTIBLES DE SUFRIR DESCARGAS DIRECTAS MIENTRAS QUE LOS QUE
 NO ESTAN TOCADOS POR LA ESFERA, DEBIDO A QUE ESTAN ABAJO DE OBJE--
 TOS MAS ALTOS YA PROTEGIDOS, NO LO SON.

SE VE FACILMENTE QUE CUALQUIER OBJETO QUE ESTE SEPARADO
MAS DE 45m DE CUALQUIER ESTRUCTURA, AUN DE ALGUNA MUY ALTA, RECI-
BE MUY Poca O NINGUNA PROTECCION DE ESA ESTRUCTURA.

EN LA FIGURA 2 SE OBSERVA QUE LOS PUNTOS ABAJO DE LA CURVA DE RADIO DE 45m Y TOCANDO LA PUNTA PARARRAYOS, COMO LA ESTRUCTURA B, ESTAN PROTEGIDOS. LA ESTRUCTURA A, A PESAR DE SER DE LAS MISMAS DIMENSIONES, ESTA SUJETA A DESCARGAS DIRECTAS, YA QUE ESTA FUERA DE LA ZONA DE PROTECCION DE LA PUNTA QUE PROTEGE A B.

LA NUEVA CURVA DE PROTECCION PARA A ES UNA COMBINACION DE LAS CURVAS DE 45m DE RADIO QUE SE INTERSECTAN EN LA ESTRUCTURA A, UNA DE LAS CURVAS SE LOCALIZA DEL PISO A LA PARTE SUPERIOR DE A Y LA OTRA DE AHI MISMO HASTA EL PUNTO QUE TOCA UNA PUNTA PARARRAYOS DE ALTURA C.

EN LA TABLA II SE DA UN EJEMPLO DE UN OBJETO QUE TIENE UNA ALTURA DE 11.25m Y SE OBSERVA LA DISTANCIA (HORIZONTAL) QUE QUEDA PROTEGIDA DE ACUERDO A LA LONGITUD DE LA PUNTA APARTARRAYOS.

TABLA II
PROTECCION PARA UN OBJETO DE 11.25m DE ALTURA
UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS.

ALTURA DE LA PUNTA (METROS)	ALTURA TOTAL (METROS)	DISTANCIA CUBIERTA (METROS)
1.5	12.75	1.5
3.75	15.0	3.75
9.0	20.25	7.5
15.3	26.55	11.25
33.75	45.0	15.0

ESTA TABLA PUEDE SER REDUCIDA OBSERVANDO LA FIGURA 1.

PROTECCION UTILIZANDO 2 O MAS PUNTAS PARARRAYOS.

UNA FORMA DE VISUALIZAR LA ZONA PROTEGIDA POR 2 PUNTAS APARTARRAYOS ES IMAGINANDOSE UNA ESFERA DE 90M. DE DIAMETRO QUE RUEDE SOBRE DOS OBJETOS ELEVADOS, POR EJEMPLO, LOS DOS HILOS DE GUARDA DE UNA LINEA DE TRANSMISION, LA ESFERA PENETRA ENTRE ELLOS SOLO HASTA EL PUNTO EN QUE EL DIAMETRO Y LA SEPARACION DE LOS OBJETOS LO PERMITE. EN ESTE CASO, CUALQUIER OBJETO QUE PERMANEZCA BAJO LA SUPERFICIE DE LA ESFERA PERMANECE PROTEGIDO.

LA FIGURA 3 (A) ILUSTRA EL GRADO DE PROTECCION DE UN TANQUE DE 18M. DE ALTURA Y 30M. DE DIAMETRO UTILIZANDO UNA PUNTA PARARRAYOS Y UTILIZANDO EL CRITERIO DEL ANGULO DE PROTECCION DE 45° RECOMENDADO POR LA NFPA 78. PARA PODER DAR ESTE ANGULO SE REQUIERE QUE LA ALTURA DE LA PUNTA SEA DE 33M. SE MUESTRAN TAMBIEN LOS ARCOS DE 45M. DE RADIO, TANGENTES A LA TIERRA, CON LO CUAL SE VE QUE EL CONO DE 45° NO SERIA EFECTIVO.

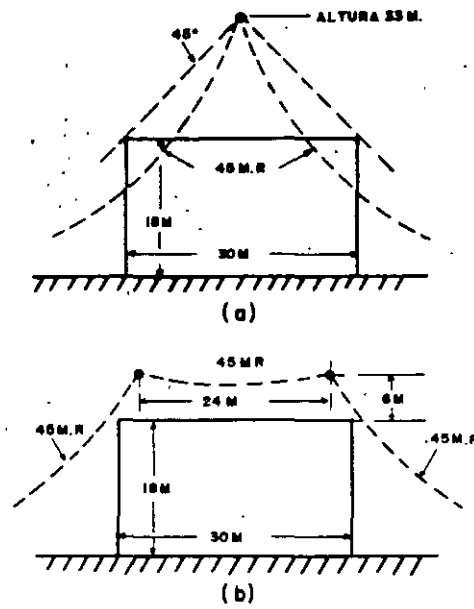
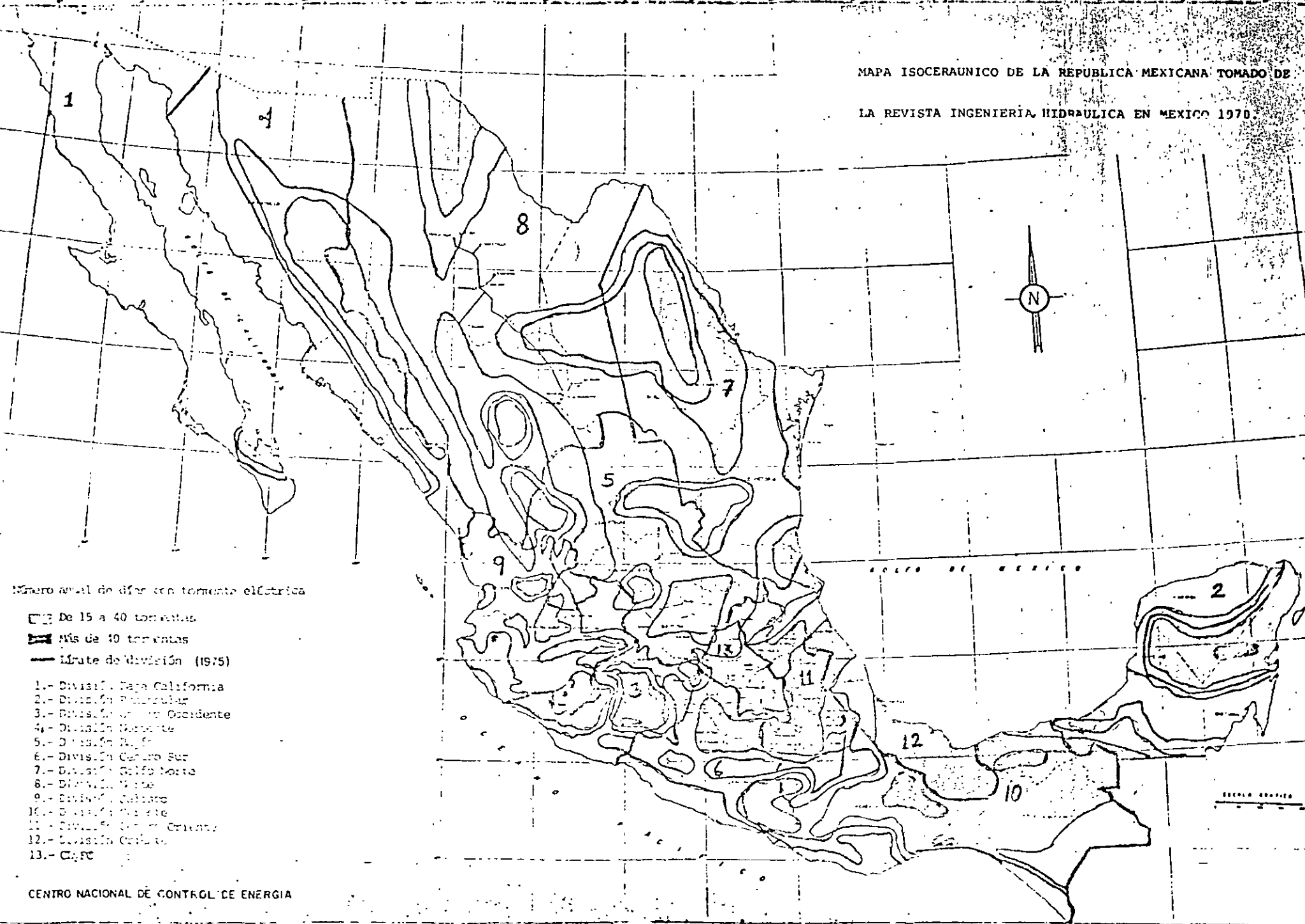


FIG. 3 · PROTECCION DE UN TANQUE A) PUNTA PARARRAYOS CONSIDERANDO UN ANGULO DE 45°. INEFECTIVA.
 B) DOS PUNTAS CONSIDERANDO UNA ZONA DE 45M. DE RADIO. EFECTIVA.

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE
LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970



Número anual de días con tormenta eléctrica

□ De 15 a 40 tormentas

▨ Más de 40 tormentas

— Límite de División (1975)

- 1.- División Baja California
- 2.- División Baja Sur
- 3.- División Occidente
- 4.- División Norte
- 5.- División Centro
- 6.- División Centro Sur
- 7.- División Golfo Norte
- 8.- División Golfo Sur
- 9.- División Yucatán
- 10.- División Sureste
- 11.- División Oriente
- 12.- División Caribe
- 13.- C.A.F.E.

CENTRO NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA

MAPA ISOCERAUNICO DE LA REPUBLICA MEXICANA TOMADO DE

LA REVISTA INGENIERIA HIDRAULICA EN MEXICO 1970.



...al de días con tormenta eléctrica

... 15 a 40 tormentas

...s de 40 tormentas

...rta de división (1975)

- ...isión Baja California
- ...isión Peninsular
- ...isión Centro Occidente
- ...isión Noroeste
- ...isión Golfo
- ...isión Centro Sur
- ...isión Golfo Norte
- ...isión Norte
- ...isión Jalisco
- ...isión Sureste
- ...isión Centro Oriente
- ...isión Centro
- ...FC

NACIONAL DE CONTROL DE ENERGIA



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 15:

AHORRO DE ENERGÍA

**ING. JAIME GALINDO SALGADO
AGOSTO 1997**

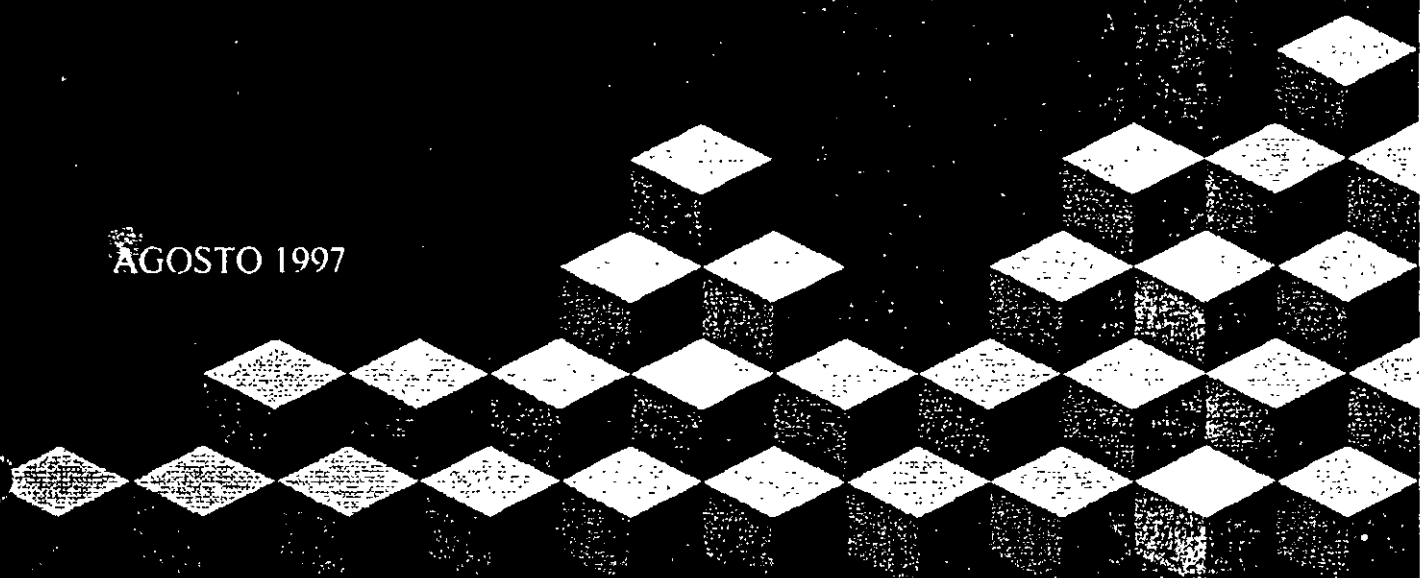
INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES

AHORRO DE ENERGIA

TEMA 15

ING. JAIME GALINDO SALGADO

AGOSTO 1997



CONTENIDO

HOJA

1.-	INTRODUCCIÓN	1
2.-	OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA	2
3.-	EL PROCESO DE ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA	3
4.-	CALCULO DEL AHORRO	6
5.-	CONTROL DE LA CARGA	15
6.-	EFICIENCIAS DEL EQUIPO ELÉCTRICO	16
7.-	MEDICIÓN	20
8.-	ILUMINACIÓN	23
9.-	CONTROL DE LA DEMANDA	30
10.-	ANEXO A TARIFAS ELÉCTRICAS	31
11.-	ANEXO B CONSIDERACIONES PARA LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA	41
12.-	ANEXO C LISTA DE IDEAS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN ILUMINACIÓN	45

2.- OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGÍA

En esta sección se describen dos métodos de búsqueda de oportunidades de ahorro de energía:

La auditoría energética y la lista de proyectos.

2.1 LA AUDITORÍA ENERGÉTICA

El primer método es para hacer una completa auditoría energética enlistando los equipos que mas consumen energía con sus datos de placa, pruebas de eficiencia y una estimación de horas de operación mensual. Esta deberá incluir información mensual del consumo y costo total.

Se deberá incluir el reporte mensual del servicio Metereologico para la calefacción o aire acondicionado, con una recopilación de datos de uno a dos años. La parte crucial de esta auditoría es la estimación, inteligente del uso de energía, la cual vincule un análisis de como se utiliza esta y como fluye hacia el proceso industrial, y comparándola con parámetros preestablecidos. Este estudio puede conducir a desarrollar una lista de proyectos, y su prioridad, con alta tasa de retorno.

2.2 LA LISTA DE PROYECTOS

El segundo método consiste en buscar proyectos específicos para reducir consumo de energía y costos. Una lista de proyectos puede obtenerse de organismos dedicados expresamente a elaborar estudios que permiten inducir y promover el ahorro y uso racional de la energía eléctrica entre los sectores productivos del país; como: la COMISIÓN NACIONAL PARA EL AHORRO DE ENERGÍA (CONAE), PROGRAMA DE AHORRO DE ENERGÍA DEL SECTOR ELÉCTRICO (PAESE), FIDEICOMISO DE APOYO AL PAESE (FIDE), COMITE CONSULTIVO NACIONAL DE NORMALIZACIÓN PARA LA PRESERVACIÓN Y USO RACIONAL DE LOS RECURSOS ENERGÉTICO (CCONNPURRE), y la ASOCIACIÓN DE TÉCNICOS Y PROFESIONISTAS DE APLICACIÓN ENERGÉTICA (ATPAE). La lista de proyectos de ahorro puede incluir el ahorro potencial en motores, cables, transformadores, iluminación, calefacción, refrigeración, y en el proceso productivo.

1.- INTRODUCCIÓN

El establecimiento de un programa de ahorro de energía en la industria depende del interés pleno y del esfuerzo de las personas que ocupan los altos niveles directivos, así como las políticas formuladas por la compañía encaminadas tanto al ahorro de energía como al ahorro monetario.

La supervisión del programa de ahorro de energía debe ser delegada a aquellos miembros de la organización, hacia los cuales ésta proporcione el tiempo y los recursos necesarios. El programa no será exitoso si éste es asignado como una obligación de tiempo compartido entre los miembros del grupo, cuyas responsabilidades primarias recaigan en otras áreas. En algunos casos, el grupo interno puede ser capaz de desarrollar un programa; sin embargo, diversas industrias no cuentan con el elemento humano experimentado para la supervisión de dichos programas. Si se requieren servicios adicionales, estos pueden obtenerse mediante la contratación de consultores y firmas especializadas en la tecnología de la administración de la energía.

Para asegurar el éxito de un programa, se requiere el envío de reportes periódicos hacia la administración, que incluyan proyectos que muestren los ahorros de energía obtenidos así como su costo y amortización. El reporte debe ser revisado y comentado en los altos niveles de la administración. La continua cooperación de la organización, desde los trabajadores del proceso productivo hasta los miembros que integren el grupo administrativo se requiere para que el programa se lleve a cabo con éxito.

- (1) Pago mensual
- (2) Período de lectura
- (3) Días del período de pago
- (4) Kilowatts hora
- (5) Pago por KW demandado
- (6) KW real demandado
- (7) Kilovars
- (8) Kilovars hora
- (9) Factor de potencia
- (10) Factor de carga
- (11) Costo de energía
- (12) Nivel de ocupación
- (13) Días con calefacción o refrigeración
- (14) Uso histórico de electricidad, incluyendo notas relevantes (como períodos de vacaciones)

Una lista del volumen de producción, del equipo y de las oportunidades de conservación de energía, proporcionaran ambas una base para evaluar mejoras futuras. La comparación de la información con respecto al consumo de electricidad, es parte de la auditoría energética. En general, las oportunidades de conservación de energía pueden incluir medidas fácilmente ejecutables y de bajo costo como apagar la luz cuando no se requiere, limpieza y cambio de filtros de aire, apagar motores, bombas, compresores y ventiladores redundantes, aprovechar la iluminación tanto como sea posible, hasta medidas que requieren mayor inversión e involucran modificación del equipo o la modificación de las envolventes del inmueble.

Las medidas de bajo costo deben aplicarse inmediatamente y sin retraso. Las oportunidades de ahorro de energía que involucren mayores costos deben ejecutarse una vez que se han establecido las de bajo costo.

3.- EL PROCESO DE ADMINISTRACIÓN DE LA ENERGÍA

3.1 APROBACIÓN Y COMPROMISO GERENCIAL

Una clave para desarrollar la ingeniería que permita administrar efectivamente la energía consiste en obtener la aprobación y supervisión de la Dirección. Esta aprobación es aún mas importante en un plan para conservación por que los gastos pueden no tener efecto inmediato en los beneficios de la empresa.

Deberán establecerse metas y guías de tal forma que la administración conozca las expectativas. Es mas, criterios mutuamente acordados ayudaran a lograr una adecuada ingeniería. Ha habido casos en los cuales los ahorros obtenidos en la corporación fueron desapercibidos y menospreciados debido a que el grupo falló en mantener apropiadamente informada a la administración.

El programa de conservación deberá también considerar cambios apropiados en la organización, incluyendo el establecimiento de un comite de energía compuesta por representantes de Ingeniería, Compras, Contabilidad, Residencias, y Personal. Este comite deberá tener la responsabilidad y suficiente autoridad para ejecutar el trabajo de conservar la energía efectivamente. Las metas deberán ser escritas clara y exactamente en unidades de energía. Los resultados y propuestas deben ser completamente comunicadas a todas las áreas interesadas e involucradas.

3.2 INICIO DEL PROGRAMA DE CONSERVACIÓN DE ENERGÍA

Es importante, desde diversos puntos de vista, establecer el patrón existente de uso de energía eléctrica e identificar aquellas áreas donde el consumo de energía puede ser reducido.

Un registro mensual del consumo de electricidad esta disponible de los recibos de consumo, y este debe ser cuidadosamente registrado en un formato (posiblemente gráfico) que facilitará futura referencia, evaluación, y análisis. La siguiente lista de información (donde sea aplicable) deberá registrarse en la historia del uso de energía.

4.- CALCULO DEL AHORRO

Es importante entender las tarifas eléctricas, debido a que el costo de servicio eléctrico se considera cuando se evalúa una oportunidad de ahorro de energía. Una vez que se ha determinado el ahorro de energía, este debe traducirse a pesos. En la mayoría de los casos, el costo promedio de electricidad no refleja exactamente los ahorros por Kilowatt (KW) o Kilowatthora (KWH). Por tanto en los siguientes incisos se describen los términos importantes, conceptos y aplicación de tarifas.

4.1 CONSUMO DE ENERGÍA

CONSUMO TOTAL (KWH)
----- = PROMEDIO DIARIO (Pd) EN (KWH)
PERÍODO DE FACTURACIÓN (DÍAS)

Pd x No. de días x costo (para un mes)

Bimestre

Pd x No. de días x costo (para otro mes)

Facturación por consumo de demanda máxima medida o por demanda facturable.

KW X COSTO
----- x días facturados = \$
Días del mes

KW X COSTO
----- x días facturados = \$
Días del mes

3.3 VIGILANDO EL PROGRESO

Una auditoría energética revela información del patrón de uso de la energía y las oportunidades de ahorro. Por lo que, es necesario establecer un sistema de registro y monitoreo para mantener el control sobre el uso de la electricidad y estimar los resultados de las medidas de ahorro implementadas. Se recomienda instalar medidores en centros de carga importantes, así como analizar las lecturas para determinar acciones correctivas.

3.4 RECOMENDACIONES GENERALES

Deberá evitarse el uso de equipo que no pueda ser mantenido apropiadamente por el personal. Por ejemplo, el uso de controladores de demanda muy sofisticados que requieren relativamente ajustes complejos, puede provocar que el personal evite el control de los mismos.

El balance de energía del inmueble requiere una importante consideración. Existen acciones de ahorro de energía que repercuten en el consumo de energía de otra fuente. (Por ejemplo, si se apagan 15 KW de iluminación durante el invierno en un edificio calentado electricamente, esto significa que la calefacción tiene que proporcionar los 15 KW de calor que proporcionaba la iluminación. En este caso, será preferible dejar la iluminación encendida).

La iluminación incrementa la carga de aire acondicionado en verano por lo que 1 KW menos de luz puede reducir los requerimientos de energía en exceso de 1 KW. De aquí la necesidad del balance de energía de los inmuebles. Típicamente, una tonelada de equipo de aire acondicionado requiere un KW de potencia del compresor y tal vez de 0.4 KW de ventilación.

Debido a que la eficiencia del aire acondicionado es menor que la unidad tomara mas de 1.4 KW para remover 1 KW de calor que se adiciona a la carga del aire acondicionado.

- (3) FACTURACION BASICA (1) + (2)
- (4) AJUSTE EN EL CARGO POR CONSUMO DE ENERGIA POR VARIACION EN EL PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES
- (5) FACTURACION BASICA AJUSTADA (3) + (4)
- (6) CARGO DEL 2%, SERV. A. T. MEDIDO EN B. T. (No. 5 X .02)
- (7) FACTURACION NORMAL (5) + (6)
- (8) CARGO O BONIFICACION POR F. P. % X (7)
- (9) FACTURACION NETA (7) + - (8)
- (10) BONIFICACION O PENALIZACION POR CONCEPTO DE DEMANDA INTERRUPTIBLE (TARIFA I-30 O I-15)
- (11) FACTURACION NETA BONIFICADA O PENALIZADA (9) + - (10)
- (12) CARGO POR MANTENIMIENTO (ES GRAVADO POR IVA)
- (13) CARGO POR D. A. P. % X (11) O POR SAL. MIN.
- (14) IVA (11) + (12) X 0.10
- (15) FACTURACION TOTAL (11) + (12) + (13) + (14)

4.2 CLASIFICACIÓN DE TARIFAS POR ESTRUCTURA

A) Solo cargos por consumo y cargos fijos tarifas 1, 2, 5, 5A, 6 Y 9.

B) Cargos por consumo y demanda máxima.

Ordinarias (no horarias) 3, 7 y O. M.

Horarias: H-M, H-S, H-SL, H-T, H-TL, EI-30.

4.3 CONCEPTOS QUE INTEGRAN LA FACTURACION

(1) CARGOS POR CONSUMO DE ENERGIA

a) Energia consumida (total)

**b) Energia facturable de punta
Energia facturable de base**

**c) Energia facturable de punta minima
Energia facturable de punta exedente
Energia facturable de base**

(2) CARGO POR CONSUMO DE DEMANDA

a) Demanda maxima medida

b) Demanda facturable

SALVARO VEGA MACHORRO

PROYECTO: DEN1 EDIFICIO MORENA 806

AHORRO ECONÓMICO POR AHORRO DE ENERGÍA.

TABLA RESAE-2

RESUMEN DE MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGÍA ORDENADAS POR RENTABILIDAD ECONÓMICA.

Número	Med AE	Descripción	Inversión N\$	Ahorro Mensual N\$	Tiempo Proyecto años	VALOR PRESENTE N\$	BENEFICIO/ COSTO	RECOMENDABLE IMPLANTAR	INVERSIÓN ACUMULADA
01	AE-11	CAPACITORES BT	24,200	1,296	10.0	65,624	3.71	SI	24,200
02	AE-10	CIRCUITOS APAGADOR	24,890	1,278	10.0	63,714	3.56	SI	49,090
03	AE-8-2	LAMPARA VSAP 100W	5,124	342	5.6	11,517	3.25	SI	54,214
04	AE-8	REFL CUARZO 300W	341	183	0.5	717	3.10	SI	54,555
05	AE-6	L F C 13W (SPOT 75W)	7,285	1,220	1.4	11,472	2.57	SI	61,840
06	AE-7	L F.C. 13W (FOCO 60W)	1,067	97	2.2	1,159	2.09	SI	62,907
07	AE-2	2*32 C/BAL NORMAL	18,189	1,716	2.0	18,215	2.00	SI	81,096
08	AE-9	DICROICA 20W	311	19	1.3	-33	0.89	NO	81,406
09	AE-2-2	2*32 T8 C/BAL ELECT	135,632	2,860	4.5	-17,088	0.87	NO	217,038
10	AE-1	2*32 C/BAL AE	66,797	2,360	2.0	-16,742	0.75	NO	283,835
11	AE-4	2*34 U C/BAL NORMAL	8,190	100	3.7	-4,628	0.43	NO	292,025
12	AE-3	2*34 U C/BAL AE	17,100	167	3.7	-11,163	0.35	NO	309,125
13	AE-5	SPOT HALOG.45W	6,516	610	0.3	-4,370	0.33	NO	315,641
TOTALES			315,641	12,247		118,394			

4.4- EJEMPLO DE AHORRO DE ENERGIA

ING. ALVARO VEGA MACHORRO						TABLA RESAE-1	
PROYECTO: DEN1 EDIFICIO MORENA 804							
AHORRO ECONÓMICO POR AHORRO DE ENERGÍA.							
RESUMEN DE MEDIDAS DE AHORRO DE ENERGÍA.							
Número	Med AE	Descripción	Inversión N\$	Ahorro Mensual N\$	Tiempo Proyecto años	VALOR PRESENTE N\$	BENEFICIO/ /COSTO
01	AE-1	2*32 C/BAL AE	66,797	2,360	2.0	-16,742	0.75
02	AE-2	2*32 C/BAL NORMAL	18,189	1,716	2.0	18,215	2.00
03	AE-2-2	2*32 T8 C/BAL ELECT	135,632	2,860	4.5	-17,088	0.87
03	AE-3	2*34 U C/BAL AE	17,100	167	3.7	-11,163	0.35
04	AE-4	2*34 U C/BAL NORMAL	8,190	100	3.7	-4,628	0.43
05	AE-5	SPOT HALOG 45W	6,516	610	0.3	-4,370	0.33
06	AE-6	L F C 13W (SPOT 75W)	7,285	1,220	1.4	11,472	2.57
07	AE-7	L F C. 13W (FOCO 60W)	1,067	97	2.2	1,159	2.09
08	AE-8	REFL. CUARZO 300W	341	183	0.5	717	3.10
09	AE-8-2	LAMPARA VSAP 100W	5,124	342	5.6	11,517	3.25
10	AE-9	DICROICA 20W	311	19	1.3	-33	0.89
11	AE-10	CIRCUITOS APAGADOR	24,890	1,278	10.0	63,714	3.56
12	AE-11	CAPACITORES BT	24,200	1,296	10.0	65,624	3.71
· TOTALES			315,641	12,247		118,394	
<p>C/BAL AE. CON BALASTRA AHORRADORA DE ENERGIA</p> <p>C/BAL NORMAL. CON BALASTRA NORMAL</p>							

ING. ALVARO VEGA MACHORRO

PROYECTO: DEN1 EDIFICIO MORENA 804

TABLA EE-1

AHORRO ECONÓMICO POR AHORRO DE ENERGÍA.

GABINETE AHORRADOR 2*32 WATTS C/BALASTRO AE: 72 WATTS

GABINETE NORMAL 2*39 WATTS C/BALASTRO NORMAL: 102 WATTS

CANTIDAD: 784 unidades
TIEMPO DEL PROYECTO: 2.0 años

AHORRO MENSUAL: 2,145.03

INVERSIÓN:

2 lámparas ahorradoras de 32W: 18.20

1 balastro electromagnético de alta eficiencia: 52.00

mano de obra: 15.00

TOTAL INVERSIÓN UNITARIA: 85.20

TOTAL INVERSIÓN: 66,796.80

tasa de descuento real: 12.14% anual *

VALOR PRESENTE:
BENEFICIO / COSTO: -21,292 NS
0.68

tasa interés: 45.00% tasa real de descuento $trd = ((1+ti+ta)/(1+inf))-1$

tasa adicional: 12.00%

inflación: 40.00%

ING. ALVARO VEGA MACHORRO

PROYECTO: IDEN1 EDIFICIO MORENA 804

TABLA AE-1

AHORRO ECONÓMICO POR AHORRO DE ENERGÍA.

GABINETE AHORRADOR 2*32 WATTS C/BALASTRO AE:	72	WATTS
GABINETE NORMAL 2*39 WATTS C/BALASTRO NORMAL:	102	WATTS
tiempo de vida de las lámparas ahorradoras:	9,000	hrs
TARIFA ELÉCTRICA OM	Región Central	C.DEMANDA:
		C.ENERGIA
		AJUSTE COMB:
		C.TOTAL ENERGIA
	23 77800	NS/kW
	0 13972	NS/kWh
	0.04 48	NS/kWh (junio/95)
	0 18120	NS/kWh
AHORRO TOTAL DE CAPACIDAD:	30	WATTS

lugar	gabinets	horas/dia	días/mes	ahorro energia kWh/mes	ahorro demanda kW dm	ahorro en NS NS/mes	ahorro anual NS/año	vida años
estacion sótano	3	24	30	65	0.090	13.88	166.58	10
planta baja	9	24	30	194	0.270	41.65	499.74	10
planta baja cons.	2	16	22	21	0.060	5.25	63.04	21
mezzanine	23	16	22	243	0.690	60.42	725.00	21
piso 1 vigil.	28	18	26	393	0.840	91.21	1,094.48	16
piso 1 invent.	57	16	22	602	1.710	149.73	1,796.74	21
piso 5	69	16	22	729	2.070	181.25	2,175.00	21
piso 6	110	16	22	1,162	3.300	288.95	3,467.39	21
piso 7	102	16	22	1,077	3.060	267.93	3,215.22	21
piso 8	111	16	22	1,172	3.330	291.58	3,498.91	21
piso 9	113	16	22	1,193	3.390	296.83	3,561.96	21
piso 10	71	16	22	750	2.130	186.50	2,238.04	21
piso 11	21	16	22	222	0.630	55.16	661.96	21
piso 13	22	16	22	232	0.660	57.79	693.48	21
elevad.y serv.piso	43	18	30	697	1.290	156.90	1,882.77	14
TOTAL	784			8,751	23.520	2,145.03	25,740.32	20

AHORRO TOTAL DEL PROYECTO:

52,144.15 NS

ING. ALVARO VEGA MACHORRO

PROYECTO: DEN1 EDIFICIO MORENA 804

TABLA EE-2

AHORRO ECONÓMICO POR AHORRO DE ENERGÍA.

GABINETE AHORRADOR 2*32 WATTS C/BALASTRO NORMAL:

78

WATTS

GABINETE NORMAL 2*39 WATTS C/BALASTRO NORMAL:

102

WATTS

CANTIDAD:

784 unidades

TIEMPO DEL PROYECTO:

2.0 años

AHORRO MENSUAL:

1,716.02

INVERSIÓN:

**2 lámparas ahorradoras de 32W.
mano de obra.**

18.20

5.00

TOTAL INVERSIÓN UNITARIA

23.20

TOTAL INVERSIÓN:

18,188.80

tasa de descuento real

12.14% anual

**VALOR PRESENTE
BENEFICIO / COSTO**

18,215

NS

2.00

ING. ALVARO VEGA MACHORRO

PROYECTO: IDEN1 EDIFICIO MORENA 804

TABLA AE-2

¡AHORRO ECONÓMICO POR AHORRO DE ENERGÍA.

GABINETE AHORRADOR 2*32 WATTS C/BALASTRO NORMAL:	78	WATTS		
GABINETE NORMAL 2*39 WATTS C/BALASTRO NORMAL:	102	WATTS		
tiempo de vida de las lámparas ahorradoras:	9,000	hrs		
TARIFA ELÉCTRICA OM	Región Central	C.DEMANDA	23.77800	N\$/kW
		C.ENERGIA	0.13972	N\$/kWh
		AJUSTE COMB	0.04148	N\$/kWh (junio/95)
		C.TOTAL ENERGIA	0.18120	N\$/kWh
AHORRO TOTAL DE CAPACIDAD:	24	WATTS		

lugar	gabinetes	horas/dia	dias/mes	ahorro energia kWh/mes	ahorro demanda kW dm	ahorro en N\$ N\$/mes	ahorro anual N\$/año	vida años
estacion.sótano	3	24	30	52	0.072	11.11	133.27	10
planta baja	9	24	30	156	0.216	33.32	399.80	10
planta baja cons.	2	16	22	17	0.048	4.20	50.43	21
mezzanine	23	16	22	194	0.552	48.33	580.00	21
piso 1 vigil.	28	18	26	314	0.672	72.97	875.59	16
piso 1 invent.	57	16	22	482	1.368	119.78	1,437.39	21
piso 5	69	16	22	583	1.656	145.00	1,740.00	21
piso 6	110	16	22	929	2.640	231.16	2,773.91	21
piso 7	102	16	22	862	2.448	214.35	2,572.17	21
piso 8	111	16	22	938	2.664	233.26	2,799.13	21
piso 9	113	16	22	955	2.712	237.46	2,849.57	21
piso 10	71	16	22	600	1.704	149.20	1,790.44	21
piso 11	21	16	22	177	0.504	44.13	529.57	21
piso 13	22	16	22	186	0.528	46.23	554.78	21
elevad.y serv.piso	43	18	30	557	1.032	125.52	1,506.22	14
TOTAL	784			7,001	18.816	1,716.02	20,592.26	20

AHORRO TOTAL DEL PROYECTO:

41,715.32 N\$

6.- EFICIENCIA DEL EQUIPO ELÉCTRICO

6.1 PERDIDAS

Todo equipo eléctrico tiene algún tipo de pérdida asociado con su uso. Existen cinco diferentes tipos de pérdidas que deberán considerarse para determinar el punto óptimo de operación del equipo.

- (A) **Perdidas resistivas.** Están asociadas con el flujo de la corriente de acuerdo a la expresión:

$$P = RI^2$$

- (B) **Perdidas magnéticas.** Están asociadas con motores, transformadores, reactores, reguladores y selenoides. Estas pérdidas están usualmente en función del voltaje al cuadrado y son pérdidas por histeresis, corrientes de eddy, e inducción mutua.
- (C) **Perdidas de movimiento.** Estas incluyen fricción, pérdidas de ejes, torcimientos.
- (D) **Perdidas mecánicas.** Estas incluyen ineficiencias en las transmisiones y embragues y se reflejan en los requerimientos de energía eléctrica.
- (E) **Una combinación de factores causará adicionales pérdidas si una parte del equipo se opera fuera de sus límites de diseño. Operar arriba de la capacidad provoca sobrecalentamientos, y muy por abajo se traduce en un régimen de eficiencia pobre.**

5.- CONTROL DE CARGA

Uno de los primeros objetivos para el control de la carga es asegurar que los equipos sean apagados. La función de control puede ser ejecutada por diversos tipos de sistemas, los cuales pueden ser manuales o usando sofisticados programas de computo. La forma mas simple de controles incluyen relojes que desconectan la carga basados en una programación temporizada. Las fotoceldas son dispositivos que actúan con la iluminación natural y pueden ser usadas en conjunto con relojes y otros dispositivos. Son también efectivos los detectores de presencia infrarrojos o ultrasónicos.

Los dispositivos de control de energía pueden trabajar conjunta o independientemente, sin embargo se deberán considerar las siguientes recomendaciones:

- (1) La operación del equipo en modo automático no deberá dañar ningún equipo cercano ni interrumpir inadvertidamente ningún proceso.**
- (2) El control deberá verificarse periódicamente para ver si opera conforme lo planeado y no defectuosamente.**
- (3) En el caso de controles temporizados deberán ajustarse continuamente para compensar los cambios de horario o de estación.**
- (4) El control deberá ser capaz de soportar el numero de operaciones de arranque y paro previstos.**

6.4 MOTORES

Los motores representan la porción mas grande de equipos que consumen energía eléctrica en las industrias actuales. Estos son justamente dispositivos de alta eficiencia a carga nominal. En general, los motores trifasicos son mas eficientes que los monofasicos, y los grandes motores son mas eficientes que los pequeños.

La eficiencia pico de un motor ocurre a plena carga con cerca de 105 % voltaje (de placa) en sus terminales. Sin embargo, al reducirse la carga nominal, la óptima eficiencia ocurre a menor tensión.

La tensión desbalanceada de alimentación al motor incrementara las perdidas debido a que se presenta una tensión de secuencia negativa que origina un campo magnético rotativo en dirección opuesta a la rotación del motor. Un 2 % de tensión desbalanceada incrementa las perdidas en 8 %, un 3 1/2 % de desbalance incrementara las perdidas 25 %, y un desbalance de 5 % incrementara las perdidas 5 %.

El factor de potencia de la mayoría de motores trifasicos esta entre 80 % y 90 % a plena carga y se reduce al disminuir la carga. La instalación de corrección de potencia en las terminales del motor redituara dos ventajas:

El factor de potencia mejorado disminuirá la corriente requerida reduciendo en consecuencia las perdidas I^2R en la línea de suministro, y mas importante, el uso de capacitores en el motor mejora la regulación de voltaje incrementando el nivel de tensión cuando el motor se utiliza.

Grandes bancos de capacitores pueden provocar problemas de diferentes aspectos y son, por lo tanto, no recomendables como primera alternativa. Si existen (o son planeados) grandes bancos de capacitores, estos deberán conectarse en función de la carga de la planta.

Existen en el mercado motores de alta eficiencia y su costo es usualmente justificado, sin embargo cada aplicación deberá ser evaluada. Estos motores logran mejores eficiencias al usar mejor grado de acero, cojinetes especiales de baja fricción, devanados con mayor cobre, tolerancias mas cerradas, espacios de aire mas pequeños. Estos motores tienen el beneficio adicional de una larga vida debido a que trabajan mas fríos que los modelos de baja eficiencia.

6.2 EFICIENCIA

Los libros de texto definen la eficiencia como la potencia (KW) de salida dividida entre la potencia (KW) de entrada, el porcentaje de eficiencia es 100 veces este valor.

Este método no debe ser usado para evaluaciones energéticas, la eficiencia debe considerarse sobre el ciclo completo de operación. En una evaluación energética, se aplica la operación siguiente (suponiendo que la salida se convierte a KWH):

$$\% \text{ EFICIENCIA} = \frac{\text{KWH de salida (del ciclo de operación)} \times 100}{\text{KWH de entrada (del ciclo de operación)}}$$

La mayoría de los equipos tiene una eficiencia en la potencia bajo condiciones nominales de placa o carga plena. Cuando este se utiliza bajo condiciones diferentes, el valor de eficiencia nominal se vuelve incorrecto para el equipo.

6.3 SOBREDIMENSIONAMIENTO DE EQUIPO ELÉCTRICO

El costo de pérdidas puede ser lo suficientemente alto para justificar la instalación de cableado que exceda los requerimientos de ampacidad de algunos circuitos. En muchos casos, no habrá virtualmente cambio en el costo del dispositivo contra sobrecorriente del alimentador, la canalización, las cajas de conexión, y el panel receptor.

Sin embargo, en otros casos el costo adicional del equipo sobredimensionado será significativo y el costo real y la disponibilidad de capital determinara el curso de acción.

7.- MEDICIÓN

La medición prevé la oportunidad para monitorear y controlar la tasa de consumo en el sistema eléctrico. Es necesaria información exacta y completa de KWD, KWH, y factor de potencia para una buena auditoría energética así como control y medición continua para un programa de administración de la energía.

Es importante notar que la buena medición virtualmente no tiene valor sin un programa de medición de lecturas, registro de datos, análisis de información, y una guía de acción, la medición por si misma no ahorra energía, pero el uso estratégico de la información medible ahorra energía y dinero.

Idealmente, la medición debe ser instalada como el sistema eléctrico este siendo construido; sin embargo, la medición es muchas veces objeto de reflexión tardía. Existen varias precauciones y apropiados requerimientos de seguridad que deben ser observadas desde el punto de vista de ingeniería, compra o instalación:

- A) Los transformadores de potencial (TP'S) y los de corriente (TC'S) empleados para protección no deben utilizarse para medición ya que su exactitud no es suficientemente alta para cargas normales.
- B) Los medidores deberán instalarse en un punto donde estos puedan ser fácil y seguramente leídos.
- C) Los medidores deberán estar fuera del camino de tránsito normal para que sus cubiertas de vidrio no sean accidentalmente rotas.
- D) Se requerirán TC'S de gancho en áreas donde la producción sea ininterrumpible las 24 hrs. y no puedan instalarse TC'S tipo dona o en línea.
- E) Los TC'S y TP'S deberán tener un nivel de aislamiento que exceda los niveles de tensión del sistema previstos en el que serán instalados.

Instrumentos portátiles pueden ser utilizados para proporcionar la energía de entrada contra la salida para diversas maquinas y procesos. Ya que el deslizamiento y los HP'S son funciones lineales de la carga, en motores desde el 10 % a 110 % de carga plena, un tacometro puede usarse para determinar los HP'S de salida de un motor.

6.5 TRANSFORMADORES

Los transformadores son dispositivos muy eficientes, las pérdidas están en función de la relación al cuadrado de la carga en KVA y los KVA nominales.

Las pérdidas en vacío están en función del voltaje al cuadrado. Las subestaciones con doble transformador han sido utilizadas por muchos años para incrementar confiabilidad, estas tienen eficiencias altas con grandes cargas, aunque son menos eficientes con bajas cargas debido a la duplicidad de las pérdidas en vacío.

6.6 CAPACITORES

Los capacitores pueden lograr ahorros significativos si se aplican apropiadamente. Un banco de capacitores es también una carga (un banco de 750 KVAR representa casi 1000 A a 480 V), por lo que deberá desconectarse cuando no se requiera suministro de VARS.

Independientemente de los planos de medición, toda la información medida debe registrarse bajo los siguientes (o similares) encabezados:

- a) Fecha.**
- b) Lectura anterior.**
- c) Lectura presente (nueva).**
- d) Diferencia.**
- e) Multiplicador del medidor.**
- f) KWH de consumo.**
- g) Lectura del indicador de demanda.**
- h) Constante del indicador.**
- i) KWD pico del período en curso.**

Los datos extensivos de la medición son mejor utilizados como parte de una base de datos computarizada. Cualquier sistema comercial de base de datos puede ser usado para acumular y analizar la información, así como preparar el material de presentación, incluyendo gráficas.

El efecto de la alimentación de entrada debe trasladarse a condiciones de datos de placa nominales. Información de registros de mediciones revelara diferencias debidas a las variaciones de demandas de energía del sistema eléctrico. La medición resultante deberá ser graficada, y analizada para encontrar justificación por las variaciones.

Las variaciones aisladas pueden ser causadas por una de las siguientes razones:

- A) Condiciones anormales de producción.**
- B) Falla de los equipos.**
- C) Vencimiento de los controles de energía.**
- D) Error del medidor.**
- E) Error de lectura del medidor.**
- F) Nuevo volumen de producción.**
- G) Instalación y operación de nuevo equipo.**

La ausencia de cualquier cambio en la tasa de KWD o KWH puede ser indicio de que el indicador de demanda no fue restablecido o que el medidor no esta dando lecturas o esta defectuoso. En cualquier caso, el medidor deberá checarsse y las lecturas verificarse.

Los cambios de dirección en el uso o usos diferentes de objetivos planeados puede significar cualquiera de lo siguiente:

- A) Los objetivos son muy altos o muy bajos.**
- B) Algo mas que el nivel de producción afecta el uso de energía.**
- C) Los métodos de administración están (o no están) trabajando.**

8.2 TÉCNICAS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN ILUMINACIÓN

8.2.1 SISTEMAS INCANDESCENTE

El ahorro de energía en sistemas incandescente tiene diversas alternativas:

- a) Uso de lámparas con menor potencia donde se requiera menos luz.
- b) Uso de lámparas eficaces de menor vida.
- c) Uso de lámparas reflectoras en lugar de lámparas normales.
- d) Uso de lámparas de bajo voltaje.

Cuando una lámpara de 100 W. de 3500 horas de vida 4 h. se reemplaza, una cantidad similar puede ser obtenida de una lámpara de 75 W. diseñada para 850 horas de vida.

Las lámparas de bajo voltaje son inherentemente mas eficientes que las lámparas con un diseño de voltaje estándar con iguales condiciones de horas de vida. Esta ganancia en eficiencia, varia de acuerdo a la potencia entre un 10 % y 30 %. Un cambio hacia el uso de luminarios de bajo voltaje, proporciona una ganancia doble en eficiencia, ya que en el luminario se instalan aditamentos reflectores.

8.2.2 SISTEMAS FLUORESCENTES

En un tiempo relativamente corto, una línea completa de lámparas ahorradoras se estableció en el mercado. Actualmente cerca del 30 % de lámparas son de este tipo. La tabla 1 muestra las lámparas fluorescentes desarrolladas y los watts que se ahorran con respecto a la lámpara estándar

8.- ILUMINACIÓN

8.1 INTRODUCCIÓN

El costo de iluminación impacta los costos de operación de la planta y el costo de productos manufacturados, por lo tanto, un sistema energéticamente efectivo de iluminación es esencial para la administración de una planta industrial, esto es, un sistema en el cuál se consume una mínima cantidad de energía para entregar el mas satisfactorio ambiente visual adecuado para un tipo particular de operación industrial.

La efectividad en el sistema de iluminación industrial puede ser logrado mediante lo siguiente:

- A) Reconocer los requerimientos de la tarea visual y proporcionar un diseño apropiado al sistema.
- B) Seleccionar la mas adecuada y eficiente fuente de luz y el equipo para el sistema.
- C) Optimizar la técnica de control y la integración de luz diurna en el sistema.

En los párrafos siguientes, cada uno de los puntos será discutido para que los diseñadores e/o ingenieros puedan aplicar el conocimiento para lograr ahorros de energía en iluminación.

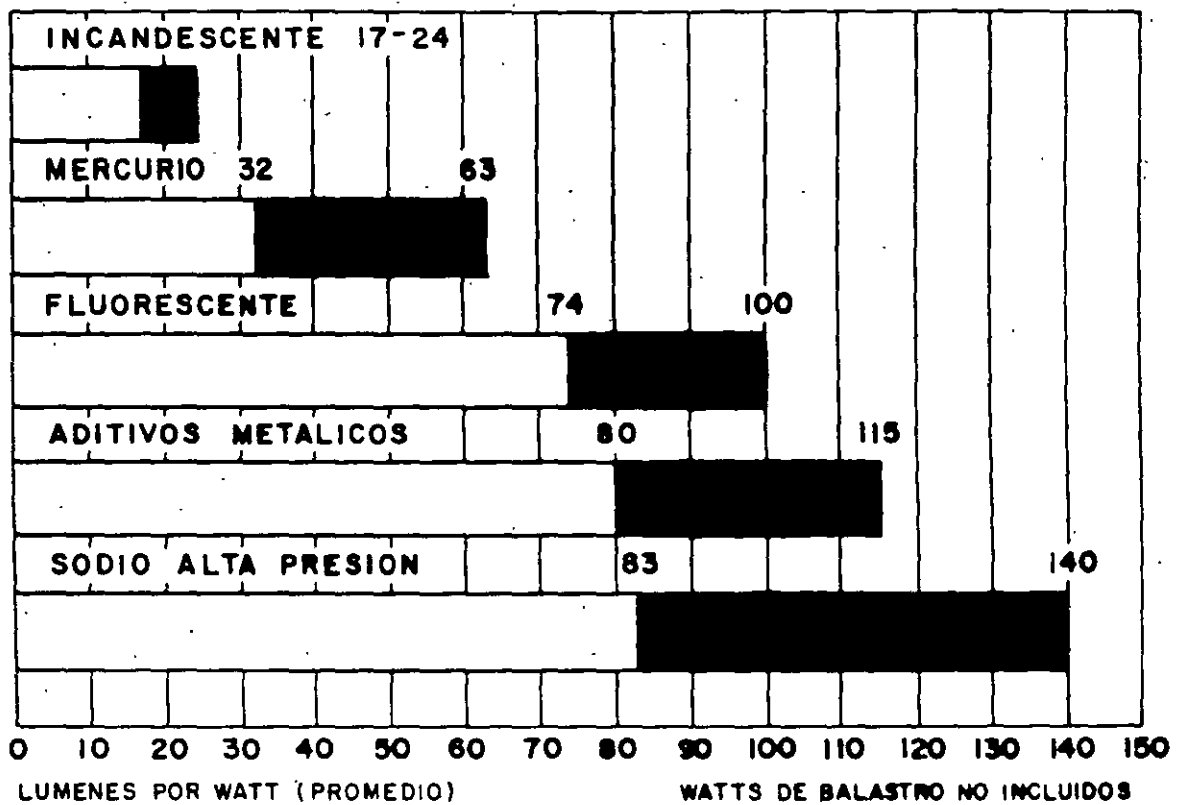
En la actualidad, si se implementara un programa de ahorro de energía en iluminación en la industria y edificios, se estima que la demanda disminuiría 10 %. Esto significará una reducción de emisiones de dióxido de carbono de 4 %, y una contribución efectiva hacia un ambiente mundial mas limpio.

Los ingenieros en iluminación en la actualidad tienen a su disposición un amplio rango de tipos y tamaños de fuentes eficientes de luz, luminarios y equipo de iluminación.

8.2.3 SISTEMAS DE DESCARGA DE ALTA INTENSIDAD (HID)

La técnica esencial de ahorro de energía en iluminación consiste en reemplazar fuentes de luz de baja eficacia por lámparas de HID. En la figura siguiente se ilustra la eficacia de las principales fuentes luminosas.

EFICACIAS DE LOS PRINCIPALES TIPOS DE FUENTES DE LUZ



Para máximo ahorro, un sistema mercurial puede ser reemplazado por vapor de sodio alta presión ver tabla 2 o, si el color es factor importante, por aditivos metálicos. En la tabla 3 se muestran los posibles reemplazos a efectuar.

TABLA I LAMPARAS FLUORESCENTES AHORRADORAS

AHORRADORAS	CONVENCIONALES	WATTS DE AHORRO
F30T12 / RS / ES	F30 T12 / 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

Actualmente, existen diversos tipos de lámparas compacto fluorescentes, y estas pueden adaptarse a la base mogul de la incandescente. El uso de lámparas compacto fluorescente, la cual utiliza balastro electrónico, proporciona una luz de salida equivalente a una lámpara de 75 W. utilizando únicamente 18 W. su vida esperada se ha incrementado hasta 10,000 hrs.

El rango de potencias se ubica de 5 a 40 W. Este tipo de lámpara encuentra su mejor aplicación en el reemplazo de lámparas incandescentes.

La tecnología mas reciente es la que utiliza la lámpara F32T8 que tiene una eficacia de 90 lm/w operando a 60 hz. Esta lámpara esta reemplazando a la convencional F40T12.

TABLA 3 . SISTEMAS ALTERNOS PARA AHORRO DE ENERGIA

SISTEMA MERCURIAL EXISTENTE (DURACION)	FLUJO LUMINOSO (LUMENES)	SISTEMA ALTERNO			
		METALES ADITIVOS	LUMENES	VAPOR DE SODIO	LUMENES
175 Watts (24 000 hrs.)	8 500			100 Watts (24 000 hrs.)	9 500
250 Watts (24 000 hrs.)	13 000	175 Watts (10 000 hrs.)	13 000	150 Watts (24 000 hrs.)	16 000
400 Watts (24 000 hrs.)	23 000	250 Watts (10 000 hrs.)	20 500	250 Watts (24 000 hrs.)	27 500
1000 Watts (24 000 hrs.)	57 500	400 Watts (20 000 hrs.)	36 000	400 Watts	50 000

TABLA 2 COMPARACION DE LOS SISTEMAS DE VAPOR DE MERCURIO Y SODIO ALTA PRESION

SISTEMA MERCURIAL EXISTENTE	SISTEMA DE V. S. A. P. RECOMENDABLE	WATTS DE AHORRO *	LUZ EXTRA	HORAS DE VIDA DE LAMP.	KWH DE AHORRO
175 Watts (205)	100 Watts (130)	75	1.12x	24 000	1800
250 Watts (290)	150 Watts (185)	105	1.23x	24 000	2520
400 Watts (455)	250 Watts (300)	155	1.19x	24 000	3720
1000 Watts (1075)	400 Watts (465)	610	0.87x	24 000	14640

(Watts incluyendo Balastro)

* Incluye consumo de Balastro

9.- CONTROL DE LA DEMANDA

Diversas industrias requieren tener plantas de emergencia para reducir la demanda de energía eléctrica normal durante el período punta. El uso de equipo de emergencia sobre la base diaria de reducir la demanda deberá ser objeto de un cuidadoso análisis en términos de costo contra ahorro (con tarifa punta). Los costos deberán incluir el mantenimiento extra y la pérdida de vida útil del motor así como el combustible.

La disminución de "picos" debe ser evaluada en los términos que la compañía suministradora designe, en algunos casos se permite conectar la energía de emergencia en paralelo con la de suministro, pero en la mayoría de los casos, carga específica se transfiere al sistema de emergencia para reducir la demanda de la planta a la compañía suministradora.

8.2.4 ILUMINACIÓN NATURAL

La iluminación natural que se recibe en un espacio puede ser analizada en términos de la cantidad y calidad de luz. La cantidad de luz natural puede adecuarse para reducir el nivel de iluminación artificial, sin embargo debe también analizarse la calidad. Luz de día de pobre calidad puede ocasionar incomodidad y pérdida de visibilidad, la cual provoca una disminución del rendimiento humano y de la productividad.

Suponiendo un control adecuado de la iluminación natural, es preferible la aportación solar proveniente del sur para optimizar la contribución de luz de día en el espacio.

La fig. 4-7 (anexo A) propone una lista de ocho consideraciones para la administración de energía, las cuales no solo son aplicables a edificios existentes, si no deberán revisarse para el diseño de una nueva construcción.

Adicionalmente se incluyen en la fig. 4-8 (anexo B) una lista de 52 ideas para el ahorro de energía en iluminación.

TARIFAS ACTUALES

EN TERMINOS GENERALES, LAS TARIFAS SE APLICAN DEPENDIENDO DE LAS CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL SERVICIO QUE SE CONSIDERA.

TARIFA	DESCRIPCION	TIPO	APLICACION
1	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	SE APLICA A TODOS LOS SERVICIOS QUE DESTINEN LA ENERGIA ELECTRICA PARA USO EXCLUSIVAMENTE DOMESTICO, CUALQUIERA QUE SEA LA CARGA CONECTADA INDIVIDUALMENTE A CADA VIVIENDA. SOLO SE SUMINISTRARA EN BAJA TENSION Y NO DEBE APLICARSELES NINGUNA OTRA TARIFA.
1-A	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	EN LOCALIDADES CUYA TEMPERATURA MEDIA MENSUAL EN VERANO SEA DE 25° C. COMO MINIMO DURANTE DOS MESES CONSECUTIVOS O MAS. CUANDO ALCANCE EL LIMITE INDICADO DURANTE TRES O MAS AÑOS DE LOS ULTIMOS CINCO DE QUE SE DISPONGA INFORMACION POR LA SECRETARIA D. MEDIO AMBIENTE, RECURSOS NATURALES Y PESCA.
1-B	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 28° C.
1-C	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 30° C.
1-D	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 31° C.
1-E	SERVICIO DOMESTICO	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS ANTERIORES, PERO PARA 32° C.
2	SERV. GRAL. HASTA 25 kW	GENERAL	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION HASTA 25 kW DE DEMANDA
3	SERV. GRAL. MAS DE 25 kW	GENERAL	SERVICIO GRAL. EN BAJA TENSION MAS DE 25 kW DE DEMANDA
5	SERV. ALUMBRADO PUB.	ESPECIFICA	SE APLICARA AL SUMINISTRO DE ENERGIA ELECTRICA EN BAJA Y MEDIA TENSION EN LAS ZONAS CONURBADAS DEL DISTRITO FEDERAL, MONTERREY Y GUADALAJARA.
5-A	SERV. ALUMBRADO PUB.	ESPECIFICA	LOS MISMOS CONCEPTOS PERO, PARA EL RESTO DEL PAIS
6	BOMBEO AGUAS POTABLES	ESPECIFICA	SERV. PUBLICO DE BOMBEO DE AGUAS POTABLES Y NEGRAS
7	SERVICIO TEMPORAL	GENERAL	SERV. TEMPORAL EN BAJA TENSION PARA CUALQUIER USO
9	RIEGO AGRICOLA	ESPECIFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN BAJA TENSION
9-M	RIEGO AGRICOLA	ESPECIFICA	BOMBEO DE AGUA PARA RIEGO AGRICOLA EN MEDIA TENSION
O-M	ORDINARIA MEDIA TENSION	GENERAL	SERV. GRAL. MEDIA TENSION, DEMANDA MENOR A 1,000 kW
H-M	HORARIA MEDIA TENSION	GENERAL	HORARIA EN MEDIA TENSION, DEMANDA DE 1,000 kW O MAS
H-S	HORARIA ALTA TENSION	GENERAL	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL SUBTRANSMISION 35 A 220 kV
H-T	HORARIA ALTA TENSION	GENERAL	HORARIA ALTA TENSION, NIVEL TRANSMISION 230 kV O MAS

10.- ANEXO A

TARIFAS ELÉCTRICAS

CUOTAS DE TARIFAS EN PESOS
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 18 DE DICIEMBRE DE 1995

TARIFA	1995	1996											
	19-31 DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1													
0 - 75	0.223	0.226	0.229	0.232	0.246	0.249	0.252	0.255	0.258	0.261	0.264	0.267	0.270
76 - 200	0.254	0.257	0.260	0.263	0.279	0.282	0.285	0.288	0.291	0.294	0.298	0.302	0.306
ADICIONAL	0.743	0.752	0.761	0.770	0.816	0.826	0.836	0.846	0.856	0.866	0.876	0.887	0.898
2													
C/PIJO	13.96	14.13	14.30	14.47	14.64	14.82	15.00	15.18	15.36	15.54	15.73	15.92	16.11
0 - 50	0.45878	0.46429	0.46986	0.47550	0.48121	0.48698	0.49282	0.49873	0.50471	0.51077	0.51690	0.52310	0.52938
51 - 100	0.57377	0.58066	0.58763	0.59468	0.60182	0.60904	0.61635	0.62375	0.63124	0.63881	0.64648	0.65424	0.66209
ADICIONAL	0.64142	0.64912	0.65691	0.66479	0.67277	0.68084	0.68901	0.69728	0.70565	0.71412	0.72269	0.73136	0.74014
3													
C/DEM	63.45761	64.21910	64.98973	65.76961	66.55885	67.35756	68.16585	68.98384	69.81165	70.64939	71.49718	72.35515	73.22341
C/kWh	0.31555	0.31934	0.32317	0.32705	0.33097	0.33494	0.33896	0.34303	0.34715	0.35132	0.35554	0.35981	0.36413
5													
M.T.	0.61686	0.62426	0.63175	0.63933	0.67769	0.68582	0.69405	0.70238	0.71081	0.71934	0.72797	0.73671	0.74555
B.T.	0.73483	0.74365	0.75257	0.76160	0.80730	0.81699	0.82679	0.83671	0.84675	0.85691	0.86719	0.87760	0.88813
5A													
M.T.	0.46264	0.46819	0.47381	0.47950	0.50827	0.51437	0.52054	0.52679	0.53311	0.53951	0.54598	0.55253	0.55916
B.T.	0.55115	0.55776	0.56445	0.57122	0.60549	0.61276	0.62011	0.62755	0.63508	0.64270	0.65041	0.65821	0.66611
6													
C/PIJO	63.30764	64.06733	64.83614	65.61417	69.55102	70.38563	71.23026	72.08502	72.95004	73.82544	74.71135	75.60789	76.51518
C/kWh	0.35047	0.35468	0.35894	0.36325	0.38505	0.38967	0.39435	0.39908	0.40387	0.40872	0.41362	0.41858	0.42360
7													
C/DEM	39.85097	40.32918	40.81313	41.30289	41.79852	42.30010	42.80770	43.32139	43.84125	44.36735	44.89976	45.43856	45.98382
C/kWh	0.99642	1.00838	1.02048	1.03273	1.04512	1.05766	1.07035	1.08319	1.09619	1.10934	1.12265	1.13612	1.14975
9													
1 - 5000	0.11939	0.12082	0.12227	0.12374	0.13116	0.13273	0.13432	0.13593	0.13756	0.13921	0.14088	0.14257	0.14428
5001 - 15000	0.14272	0.14443	0.14616	0.14791	0.15678	0.15866	0.16056	0.16249	0.16444	0.16641	0.16841	0.17043	0.17248
15001 - 35000	0.15752	0.15941	0.16132	0.16326	0.17306	0.17514	0.17724	0.17937	0.18152	0.18370	0.18590	0.18813	0.19039
ADICIONAL	0.17490	0.17700	0.17912	0.18127	0.19215	0.19446	0.19679	0.19915	0.20154	0.20396	0.20641	0.20889	0.21140
9M													
1 - 5000	0.12050	0.12195	0.12341	0.12489	0.13238	0.13397	0.13558	0.13721	0.13886	0.14053	0.14222	0.14393	0.14566
5001 - 15000	0.14410	0.14583	0.14758	0.14935	0.15831	0.16021	0.16213	0.16408	0.16605	0.16804	0.17006	0.17210	0.17417
15001 - 35000	0.15900	0.16091	0.16284	0.16479	0.17468	0.17678	0.17890	0.18105	0.18322	0.18542	0.18765	0.18990	0.19218
ADICIONAL	0.17650	0.17862	0.18076	0.18293	0.19391	0.19624	0.19859	0.20097	0.20338	0.20582	0.20829	0.21079	0.21332

GERENCIA COMERCIAL

SUBGERENCIA DE ESTUDIOS ECONOMICOS

TARIFAS GENERALES AUTORIZADAS 1995

A PARTIR DEL 19 DE DICIEMBRE DE 1995

PESOS

ARIFA	CARGO FIJO O DEM.	CARGO POR CONSUMO				MINIMOS	DEPOSITOS DE GARANTIA **				
		1 - 75		76 - 200			ADICIONALES		UN HILO	DOS HILOS	TRES HILOS
01		0.223		0.254		0.743		5.58	19.00	93.00	116.00
02	CARGO FIJO 13.96	1 - 50 0.45878		51 - 100 0.57377		ADICIONALES 0.64142		13.96	38.00	190.00	285.00
03	CARGO POR DEM. 63.45761	UN SOLO ESCALON 0.31555 X kWh				507.66	MULTIPLICAR POR kW CONTRATADOS 131.54				
05		MEDIA TENSION UN ESCALON 0.61686 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 0.73483 X kWh		MT 75.01 BT 89.36	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR MT 310.97 BT 370.44				
05A		MEDIA TENSION UN ESCALON 0.46264 X kWh		BAJA TENSION UN ESCALON 0.53115 X kWh		MT 56.26 BT 67.02	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR MT 233.23 BT 277.84				
06	CARGO FIJO 63.30764	UN SOLO ESCALON 0.35047 X kWh				63.31	CUALQUIER CARGA 262.46				
07	CARGO POR DEM. 39.85097	UN SOLO ESCALON 0.99642 X kWh				4 hrs/día 100% DEM	EL DOBLE DE LA CANTIDAD QUE RESULTE DE APLICAR LOS CAROS A LA DEMANDA Y CONSUMO ESTIMADO UNICAMENTE CUANDO HAY MEDICION				
09	BAJA TENSION	1 - 5000 0.11939	5001 - 15000 0.14272	15001 - 35000 0.15752	ADICIONALES 0.17490	EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 6.15				
9M	MEDIA TENSION	1 - 5000 0.12050	5001 - 15000 0.14410	15001 - 35000 0.15900	ADICIONALES 0.17650	EXENTA	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 6.21				
OM	CARGO POR DEM. R. CTRO. 26.156 R. SUR 25.395	UN SOLO ESCALON 0.15369 X kWh 0.14922 X kWh				261.56 253.95	MULTIPLICAR kW CONTRATADOS POR 55.03				
TARIFAS HORARIAS			D.F.	kWh/PUNTA		kWh/BASE					
H-M	TENSION DE SERVICIO 100kVA 35kV	R. CTRO.	26.549	0.22132		0.13833		265.49			
		R. SUR	25.775	0.21487		0.13430		257.75			
H-S	TENSION DE SERVICIO 35.1kV A 220kV	R. CTRO.	26.752	0.17445		0.09710		535.04			
		R. SUR	25.973	0.16937		0.09427		519.46			
H-T	TENSION DE SERVICIO MAS DE 220kV	R. CTRO.	24.746	0.16387		0.09093		494.92			
		R. SUR	24.026	0.15909		0.08828		480.52			
				MINIMA	EXCEDENTE						
H-SL	TENSION DE SERVICIO 35.1kV A 220kV	R. CTRO.	26.752	0.28214	0.12872	0.07578		535.04			
		R. SUR	25.973	0.27391	0.12498	0.07358		519.46			
H-TL	TENSION DE SERVICIO MAS DE 220kV	R. CTRO.	24.746	0.20999	0.11864	0.07367		494.92			
		R. SUR	24.026	0.20386	0.11518	0.07152		480.52			
H-TL	TENSION DE SERVICIO 400kV	R. CTRO.	23.806	0.20600	0.11805	0.07330		476.11			
		R. SUR	23.113	0.19999	0.11460	0.07116		462.26			
TARIFAS ADICIONALES		TARIFA	BONIF.	POR CADA kW DE DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE				DEMANDA INTERRUPTIBLE BONIFICABLE SERA LA MINIMA ENTRE LA DEMANDA INTERRUPTIBLE CONTRATADA Y EL RESULTADO DE RESTAR A LA DEMANDA MAXIMA MEDIO PERDIDO DE PUNTA LA DEMANDA FIRME CONTRATADA			
I-30	PARA HILOS INTERCONECTABLES	H-SY H-SL	5.7607								
		H-TY H-TL	5.4868								
I-15	(A SOLICITUD DEL USUARIO)	H-SY H-SL	11.5214								
		H-TY H-TL	10.9736								

**CUOTAS DE LAS TARIFAS EN NUEVOS PESOS
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 18 DE DICIEMBRE DE 1995**

RIFA	1995	1996											
	19-31 DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
ISL													
ENTRO													
M PACT	26.752	27.073	27.398	27.727	30.084	30.445	30.810	31.180	31.554	31.933	32.316	32.704	33.096
NTA MIN	0.28214	0.28553	0.28896	0.29243	0.31729	0.32110	0.32495	0.32885	0.33280	0.33679	0.34083	0.34492	0.34906
NTA PXC.	0.12872	0.13026	0.13182	0.13340	0.14474	0.14648	0.14824	0.15002	0.15182	0.15364	0.15548	0.15735	0.15924
BASH	0.07578	0.07669	0.07761	0.07854	0.08522	0.08624	0.08727	0.08832	0.08938	0.09045	0.09154	0.09264	0.09375
SUR													
M PACT	25.973	26.285	26.600	26.919	29.207	29.557	29.912	30.271	30.634	31.002	31.374	31.750	32.131
NTA MIN	0.27391	0.27720	0.28053	0.28390	0.30803	0.31173	0.31547	0.31926	0.32309	0.32697	0.33089	0.33486	0.33888
NTA PXC.	0.12498	0.12648	0.12800	0.12954	0.14055	0.14224	0.14395	0.14568	0.14743	0.14920	0.15099	0.15280	0.15463
BASH	0.07358	0.07446	0.07535	0.07625	0.08273	0.08372	0.08472	0.08574	0.08677	0.08781	0.08886	0.08993	0.09101

II													
ENTRO													
M PACT	24.746	25.043	25.344	25.648	27.828	28.162	28.500	28.842	29.188	29.538	29.892	30.251	30.614
NTA MIN	0.20999	0.21251	0.21506	0.21764	0.23614	0.23897	0.24184	0.24474	0.24768	0.25065	0.25366	0.25670	0.25978
NTA PXC.	0.11864	0.12006	0.12150	0.12296	0.13341	0.13501	0.13663	0.13827	0.13993	0.14161	0.14331	0.14503	0.14677
BASH	0.07367	0.07455	0.07544	0.07635	0.08284	0.08383	0.08484	0.08586	0.08689	0.08793	0.08899	0.09006	0.09114
SUR													
M PACT	24.026	24.314	24.606	24.901	27.018	27.342	27.670	28.002	28.338	28.678	29.022	29.370	29.722
NTA MIN	0.20386	0.20631	0.20879	0.21130	0.22926	0.23201	0.23479	0.23761	0.24046	0.24335	0.24627	0.24923	0.25222
NTA PXC.	0.11518	0.11656	0.11796	0.11938	0.12953	0.13108	0.13265	0.13424	0.13585	0.13748	0.13913	0.14080	0.14249
BASH	0.07152	0.07238	0.07325	0.07413	0.08043	0.08140	0.08238	0.08337	0.08437	0.08538	0.08640	0.08744	0.08849

Para los Servicios suministrados en 400 kilovolts

II													
ENTRO													
M PACT	23.806	24.091	24.381	24.673	26.771	27.092	27.417	27.746	28.079	28.416	28.756	29.101	29.451
NTA MIN	0.20600	0.20847	0.21097	0.21350	0.23165	0.23443	0.23725	0.24009	0.24297	0.24589	0.24884	0.25182	0.25484
NTA PXC.	0.11805	0.11946	0.12089	0.12235	0.13274	0.13433	0.13595	0.13758	0.13923	0.14090	0.14259	0.14430	0.14604
BASH	0.07330	0.07418	0.07506	0.07597	0.08243	0.08341	0.08442	0.08543	0.08646	0.08749	0.08855	0.08961	0.09068
SUR													
M PACT	23.113	23.390	23.671	23.955	25.991	26.303	26.619	26.938	27.261	27.588	27.919	28.254	28.593
NTA MIN	0.19999	0.20239	0.20482	0.20729	0.22490	0.22760	0.23033	0.23310	0.23589	0.23873	0.24159	0.24449	0.24743
NTA PXC.	0.11460	0.11598	0.11737	0.11878	0.12888	0.13042	0.13199	0.13357	0.13517	0.13679	0.13843	0.14010	0.14178
BASH	0.07116	0.07202	0.07288	0.07376	0.08003	0.08099	0.08197	0.08295	0.08395	0.08495	0.08597	0.08700	0.08805

IS													
II-TI													
OTB	10.9736	11.1053	11.2386	11.3735	12.3402	12.4883	12.6382	12.7899	12.9434	13.0987	13.2559	13.4150	13.5760
II-SI													
OTB	11.5214	11.6597	11.7996	11.9412	12.9562	13.1117	13.2690	13.4282	13.5893	13.7524	13.9174	14.0844	14.2534

IO													
II-TI													
OTB	5.4868	5.5526	5.6192	5.6866	6.1700	6.2440	6.3189	6.3947	6.4714	6.5491	6.6277	6.7072	6.7877
II-SI													
OTB	5.7607	5.8277	5.8958	5.9706	6.4781	6.5558	6.6345	6.7143	6.7951	6.8769	6.9597	7.0434	7.1281

CUOTAS DE LAS TARIFAS EN NUEVOS PESOS
DE ACUERDO AL DIARIO OFICIAL DEL 18 DE DICIEMBRE DE 1995

TARIFA	1995	1996											
	19-31 DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
OM													
R. CENTRO													
C/DEM	26.156	26.470	26.788	27.109	29.413	29.766	30.123	30.484	30.850	31.220	31.595	31.974	32.358
C/Wb	0.15369	0.15553	0.15740	0.15929	0.17283	0.17490	0.17700	0.17912	0.18127	0.18345	0.18565	0.18788	0.19013
R. SUR													
C/DEM	25.395	25.700	26.008	26.320	28.557	28.900	29.247	29.598	29.953	30.312	30.676	31.044	31.417
C/Wb	0.14922	0.15101	0.15282	0.15465	0.16780	0.16981	0.17185	0.17391	0.17600	0.17811	0.18025	0.18241	0.18460
IIM													
R. CENTRO													
C/DEM FACT	26.540	26.868	27.190	27.516	29.855	30.213	30.576	30.943	31.314	31.690	32.070	32.455	32.844
C/Wb PUNTA	0.22132	0.22398	0.22667	0.22939	0.24889	0.25188	0.25490	0.25796	0.26106	0.26419	0.26736	0.27057	0.27382
C/Wb BASE	0.13833	0.13999	0.14167	0.14337	0.15556	0.15743	0.15932	0.16123	0.16316	0.16512	0.16710	0.16911	0.17114
R. SUR													
C/DEM FACT	25.775	26.084	26.397	26.714	28.985	29.333	29.685	30.041	30.401	30.766	31.135	31.509	31.887
C/Wb PUNTA	0.21487	0.21745	0.22006	0.22270	0.24163	0.24453	0.24746	0.25043	0.25344	0.25648	0.25956	0.26267	0.26582
C/Wb BASE	0.13430	0.13591	0.13754	0.13919	0.15102	0.15283	0.15466	0.15652	0.15840	0.16030	0.16222	0.16417	0.16614
IIS													
R. CENTRO													
C/DEM FACT	26.752	27.073	27.398	27.727	30.084	30.445	30.810	31.180	31.554	31.933	32.316	32.704	33.096
C/Wb PUNTA	0.17445	0.17654	0.17866	0.18080	0.19617	0.19852	0.20090	0.20331	0.20575	0.20822	0.21072	0.21325	0.21581
C/Wb BASE	0.09710	0.09827	0.09945	0.10064	0.10919	0.11050	0.11183	0.11317	0.11453	0.11590	0.11729	0.11870	0.12012
R. SUR													
C/DEM FACT	25.973	26.285	26.600	26.919	29.207	29.557	29.912	30.271	30.634	31.002	31.374	31.750	32.131
C/Wb PUNTA	0.16937	0.17140	0.17346	0.17554	0.19046	0.19275	0.19506	0.19740	0.19977	0.20217	0.20460	0.20706	0.20954
C/Wb BASE	0.09427	0.09540	0.09654	0.09770	0.10600	0.10727	0.10856	0.10986	0.11118	0.11251	0.11386	0.11523	0.11661
III													
R. CENTRO													
C/DEM FACT	24.746	25.043	25.344	25.648	27.828	28.162	28.500	28.842	29.188	29.538	29.892	30.251	30.614
C/Wb PUNTA	0.16387	0.16584	0.16783	0.16984	0.18428	0.18649	0.18873	0.19099	0.19328	0.19560	0.19795	0.20033	0.20273
C/Wb BASE	0.09093	0.09202	0.09312	0.09424	0.10225	0.10348	0.10472	0.10598	0.10725	0.10854	0.10984	0.11116	0.11249
R. SUR													
C/DEM FACT	24.026	24.314	24.606	24.901	27.018	27.342	27.670	28.002	28.338	28.678	29.022	29.370	29.722
C/Wb PUNTA	0.15909	0.16100	0.16293	0.16489	0.17891	0.18106	0.18323	0.18543	0.18766	0.18991	0.19219	0.19450	0.19683
C/Wb BASE	0.08828	0.08934	0.09041	0.09149	0.09927	0.10046	0.10167	0.10289	0.10412	0.10537	0.10663	0.10791	0.10920

AJUSTE POR COMBUSTIBLES

I.- RESUMEN

Octubre de 1996

La aplicación de la fórmula para determinar el monto del ajuste mensual por combustibles produce los siguientes resultados para el mes de octubre de 1996

Tarifa	Monto en \$/MWh	Crédito / Cargo
H-T, H-TL, HT-R, HT-RF y HT-RM	78.32	Cargo
H-S, H-SL, HS-R, HS-RF y HS-RM	79.31	Cargo
O-M, H-M, HM-R, HM-RF y HM-RM	81.21	Cargo
2, 3 y 7	84.03	Cargo

En los anexos se presentan los precios oficiales de los combustibles de referencia

**DEPOSITOS DE GARANTIA
CUOTAS APLICABLES (\$)**

TARIFA	FACTOR Y NUMERO DE HILOS	DEL 19-DIC-95 AL 31-MAR-96	DEL 1º-ABR-96 AL 31-DIC-96
DOMESTICAS	1 HILO	19.00	22.00
	2 HILOS	93.00	108.00
	3 HILOS	116.00	135.00
2	1 HILO	98.00	42.00
	2 HILOS	180.00	212.00
	3 HILOS	285.00	318.00
3	FACTOR	131.54	146.45
5	FACTOR MEDIA TENSION	310.97	362.64
	FACTOR BAJA TENSION	370.44	431.99
5A	FACTOR MEDIA TENSION	233.23	271.98
	FACTOR BAJA TENSION	277.84	324.00
6		262.46	306.06
9	FACTOR	6.15	7.16
9M	FACTOR	6.21	7.23
O-M Y H-M	FACTOR	55.03	65.69
H-S, H-SL, H-T Y H-TL	FACTOR	55.45	66.19

NOTA:

EN LOS CASOS DE FACTOR, MULTIPLICAR LA DEMANDA CONTRATADA POR EL FACTOR Y REDONDEAR A LA UNIDAD DE \$ INMEDIATA SUPERIOR

AJUSTE POR COMBUSTIBLES
4. EVOLUCION MENSUAL

NIVEL DE TENSION

	H-T y H-TL	H-S y H-SL (Nuevos pesos / MWh)	O-M y H-M	2, 3 y 7
1995				
Ene	6 17	6 25	6 40	6.62
Feb	24 19	24 49	25 08	25.95
Mar	25 78	26 11	26 73	27.66
Abr	44 10	44 66	45 73	47.32
May	45 46	46 03	47 14	48 77
Jun	40 01	40 51	41 48	42 92
Jul	47 04	47 63	48 78	50 47
Ago	47 03	47 62	48 78	50 45
Sep	39 28	39 77	40 73	42 14
Oct	37 54	38 01	38 93	40 28
Nov	41 53	42 05	43 06	44 55
Dic	49 24	49 86	51 06	52 83
Prom. Ene./Dic. 95	37.28	37.76	38.66	40.00
1996		(pesos / MWh)		
Ene	55 93	56 63	57 99	60 00
Feb	66 93	67 78	69 40	71 81
Mar	65 50	66 33	67 92	70 28
Abr	66 14	66 97	68 58	70 96
May	66 95	67 79	69 42	71 83
Jun	77 03	78 00	79 87	82 64
Jul	81 72	82 75	84 73	87 67
Ago	90 74	91 89	94 09	97 35
Sep	91 99	93 15	95 39	98 69
Oct	78 32	79 31	81 21	84 03
Nov				
Dic				
Prom. Ene./Oct. 96	74.13	75.06	76.86	79.53
1997		(pesos / MWh)		
Ene				
Feb				
Mar				
Abr				
May				
Jun				
Jul				
Ago				
Sep				
Oct				
Nov				
Dic				
Prom. Ene./Dic 97				

AJUSTE POR COMBUSTIBLES

4. EVOLUCION MENSUAL

		NIVEL DE TENSION			
		H-T y H-TL	H-S y H-SL	O-M y H-M	2,3 y 7
1992		(Pesos / kWh)			
	Feb.	-2.68	-2.72	-2.78	0.00
	Mar	-8.63	-8.74	-8.95	0.00
	Abr	-11.25	-11.39	-11.66	0.00
	May	-10.76	-10.90	-11.16	0.00
	Jun	-3.07	-3.11	-3.19	0.00
	Jul	1.81	1.83	1.88	0.00
	Ago	3.53	3.58	3.66	0.00
	Sep	0.45	0.45	0.47	0.00
	Oct	7.42	7.51	7.69	7.96
	Nov	7.95	8.05	8.24	8.53
	Dic	16.18	16.38	16.77	17.36
Prom. Feb./Dic. 92		0.09	0.09	0.09	3.08
1993		(Nuevos pesos / MWh)			
	Ene	14.03	14.20	14.54	15.05
	Feb	5.98	6.06	6.20	6.42
	Mar	4.92	4.98	5.10	5.28
	Abr	3.40	3.44	3.52	3.64
	May	5.73	5.80	5.94	6.14
	Jun	8.54	8.65	8.86	9.16
	Jul	9.07	9.18	9.41	9.74
	Ago	-0.09	-0.09	-0.09	-0.10
	Sep	1.66	1.68	1.72	1.78
	Oct	-0.13	-0.14	-0.14	-0.14
	Nov	2.03	2.05	2.10	2.17
	Dic	-1.76	-1.78	-1.82	-1.88
Prom. Ene./Dic. 93		4.45	4.50	4.61	4.77
1994		(Nuevos pesos / MWh)			
	Ene	-4.62	-4.68	-4.79	-4.95
	Feb	-3.60	-3.65	-3.73	-3.86
	Mar	-1.10	-1.11	-1.14	-1.18
	Abr	1.16	1.18	1.21	1.25
	May	6.13	6.20	6.35	6.57
	Jun	4.93	4.99	5.11	5.28
	Jul	10.47	10.60	10.85	11.23
	Ago	12.71	12.87	13.18	13.63
	Sep	15.09	15.28	15.65	16.19
	Oct	9.29	9.41	9.63	9.97
	Nov	5.93	6.00	6.15	6.36
	Dic	6.10	6.18	6.33	6.55
Prom. Ene./Dic. 94		6.21	6.27	6.40	6.69

Fig 4-7. Lighting Considerations and Ideas for Energy Management

What to Consider	What Can Be Done in New Construction	What Can Be Done in Existing Spaces	Resource and Comments
<p>1. The lighting needs—for productivity, safety and esthetics</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Seeing tasks b. Seeing task locations c. Purposes of nonseeing task areas d. Illumination recommendations e. Uniform lighting f. Nonuniform lighting 	<p>Seeing tasks and their locations should be identified so that recommended illuminances can be provided for those tasks with less in surrounding non-critical seeing areas. Where there are no tasks, there is no visual need for task levels. Then safety and esthetics are of prime consideration.</p> <p>When tasks and locations can be identified, it may be possible to use a nonuniform lighting system, such as a nonuniform pattern of luminaires arranged to light work stations or built-in or supplementary lighting at work stations, coordinated with a general lighting system.</p> <p>When tasks and their locations cannot be identified, an illuminance can be selected for the expected tasks and a uniform pattern of luminaires installed with controls for lowering the level at specific points when no tasks are present.</p>	<p>Seeing tasks and their locations should be identified so that recommended illuminances can be provided for those tasks with less in surrounding non-critical seeing areas. Where there are no tasks, there is no visual need for task levels. Then safety and esthetics are of prime consideration.</p> <p>Since tasks and their locations can be identified, a lighting survey would show where illuminances are in excess of recommended maintained values. Lighting then can be adjusted to meet the recommendations. Careful consideration should be given at task locations that any change in the lighting system will not produce veiling reflections in the tasks.</p>	<p>Other sections of this handbook should be consulted for specific lighting needs.</p>
<p>2. Luminaires</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Effectiveness for task lighting b. Effectiveness for non-task lighting c. Efficiency d. Heat transfer capability e. Cleaning capabilities 	<p>In selecting a luminaire for task lighting, consideration should be given to its effectiveness in providing high task contrast (minimum veiling reflections) and sufficiently high visual comfort (VCP). Luminaire light distribution and appearance are also important, particularly for esthetics, but consideration also should be given to efficiency.</p> <p>Luminaires with heat transfer capabilities should be considered so that the lighting heat can be utilized or removed and coordinated with the building thermal design and total building energy use. See Section 2.</p> <p>Luminaires that can be cleaned easily and those with low dirt accumulation will reduce maintenance needs and cost.</p>	<p>Review luminaire effectiveness for task lighting and efficiency, and if ineffective or inefficient consider luminaire or component replacement. Check to see if all components are in good working condition. Transmitting or diffusing media should be examined and badly discolored and depreciated media replaced to improve efficiency (without producing excessive brightness and unwanted visual discomfort).</p>	<p>Luminaire manufacturers' data are useful guides in determining luminaire effectiveness in terms of comfort (VCP), efficiency and ability to provide high contrast rendering.</p> <p>Energy use will be affected by luminaire light source and distribution characteristics as shown in one study (see Fig. 2-16). That study shows that for a medium size room, indirect, incandescent luminaires can consume over 5½ times the energy compared with a direct, fluorescent system, for the same hours of use and average illuminance (but not the same lighting quality).</p>
<p>3. Light sources (lamps and ballasts)</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Efficacy (lumens per watt) b. Color (chromaticity) c. Color rendering d. Lumen maintenance 	<p>Highest efficacy lamps and lamp ballast combinations should be used that are compatible with the desired light source color, color rendering capabilities, source size, life and light output depreciation. Compare sources being considered on basis of life cycle cost and energy use through life.</p>	<p>Where inefficient sources are used, consider relighting with more efficient sources, compatible with desired light source color and color rendering capabilities, based on life cycle costing.</p> <p>Consider reduced wattage fluorescent lamps in existing luminaires where 10 to 20 per cent reduction in illuminance can</p>	<p>Light source efficacy (lumens per watt) varies with lamp type and within types.</p> <p>Section 8 of the 1981 Reference Volume and Lamp manufacturers' catalogs will provide lumen output, lumens per watt, life and lumen maintenance data as well as cost for comparison purposes.</p>

11.- ANEXO B

CONSIDERACIONES PARA LA ADMINISTRACIÓN DE ENERGÍA

6. Maintenance procedures Carefully consider a planned lighting maintenance program early in the design stage to allow for desired maintained levels using less equipment and less installed lighting wattage. Also consider the daylighting (fenestration and controls) maintenance program when planning on the daylight contribution to the desired illuminance levels.

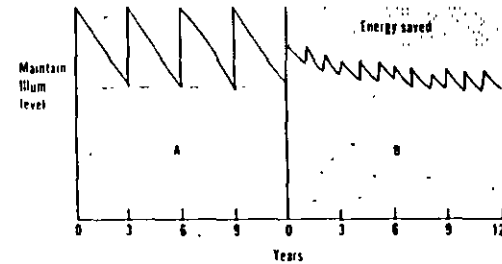
The owner must be committed to the maintenance program used in the lighting system design. If not, the lighting will be less than planned and will be an energy waster.

Reevaluate the present lighting maintenance program and revise it as necessary to provide desired maintained illuminance. This may allow some reductions in lighting energy.

The diagram below shows the effect of maintenance procedures on energy use.

In system A, luminaires are cleaned and relamped every three years. In system B, luminaires are cleaned every year and one-third of the lamps are replaced every year.

For equal maintained illuminance over a 12-year period, the more frequent cleanings and relampings in system B saves about 15 per cent energy use due to the need for less equipment initially.



7. Operating procedures:
a. During working hours
b. During building cleaning periods

In spaces with tasks, consider switching arrangements so that only general surround lighting can be used when tasks are not performed, however, it is important that an adequate level of illumination be maintained for building cleaning. Allow for switching and switching ease to encourage turning lights off when not needed.

Prepare a suggested lighting switching scheme, based on the design, to aid operation.

Analyze the lighting use during working and building cleaning periods. Institute an educational program to have workers turn off lights when they are not needed. Also have cleaners' schedules adjusted to minimize the lighting use, such as by cleaning fewer spaces at the same time, turning off lights in unoccupied areas.

Where large floor or room areas are controlled by a single switch, consider adding more switching flexibility to turn off lights in areas when and where not needed.

8. Space utilization

Where seeing task locations have not been specified, work with the office space planner to show locations where higher levels will occur to best take advantage of the lighting design and where daylighting can be used effectively. The use of open plan offices, when practical, increases room size and improves utilization of light.

If new space is sparsely populated, consider locating employees with related work close together to efficiently provide the illumination needed for their tasks, and the remaining open area can be lighted to the lower level values for surrounding space and circulation areas.

Where it is found that workers are sparsely distributed consideration might be given to moving workers closer together and closing off unused space (with minimum heating, cooling and lighting). Also, an analysis of the existing lighting can show where tasks may be located to take advantage of the existing illumination provided and where ESI values are highest.

Fig. 4-7. Continued

Consider multi-level ballasts for flexibility in achieving nonuniform lighting as needed in hour-to-hour operations throughout each day or with changing work layouts over the years

Consider reduced current ballasts where module size and/or luminaire spacing permit needed illumination to be achieved

be tolerated. (With improved maintenance procedures—periodic cleanings, group clamping—as much light can be obtained as with standard lamps.)

Consider multi-level ballasts for flexibility in varying lighting during occupied hours and cleaning periods, and reduced current ballasts where a reduction in illumination can be tolerated.

- 4 Daylighting
 - a Availability of daylight
 - b Fenestration (windows, sky-lights)
 - c Controls

Evaluate the daylighting potential—the levels and hours of availability—keeping in mind that glare from fenestration should be controlled to the same degree as from luminaires and that the heat gained or lost through fenestration needs to be coordinated with the building thermal system. Coordinate the electric lighting design with the daylighting so that glare, heat and illumination are controlled

Consider the use of high performance heat reflecting insulating glass in windows to minimize heat gain in summer and heat loss in winter, while permitting a view of the exterior

If daylighting can be used to replace some of the electric lighting during substantial periods of the day, lighting in those areas should be dimmed or switched off. If control is not provided, consider adding controls based on life-cycle-costing. Evaluate the effectiveness of the existing fenestration shading controls (interior and exterior) for possible replacements or additions.

Sections 7 and 9 of the 1981 Reference Volume provide useful information on availability of daylight, daylight control systems, and design and evaluation methods. Recent data from manufacturers of fenestration materials and controls should be consulted.

- 5 Room surfaces

Work with the interior designer toward the specification of room surface and equipment reflectances at the higher end of recommended reflectances, not forgetting the importance of proper color schemes for esthetics. (Reflectances higher than those recommended may produce excessive luminance ratios and glare.)

Where the reflectances of room surfaces are lower than, or at the lower end of the recommended reflectance range, consider repainting using matte paints with reflectances toward the upper end of the range. When equipment is replaced, select light color finishes. (Reflectances higher than those recommended may produce excessive luminance ratios and glare.)

The use of higher reflectance finishes saves energy. Below is a chart showing the decreased energy needs for equal general illumination in a medium size room with improved reflectances. Reflectances are:

	Ceiling	Walls	Floor
A	50	30	10—Not recommended
B	80	40	20
C	90	60	40

The grayed area shows per cent energy savings

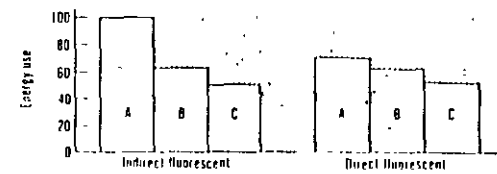


Fig. 4-8. Checklist of Energy Saving Lighting Ideas

A. Lighting Needs... Tasks, Task and Luminaire Location, Illumination Requirements and Utilization of Space.	B. Lighting Equipment <i>continued</i>
<ol style="list-style-type: none"> 1. Identify seeing tasks and locations so recommended illuminances can be provided for tasks with less in surrounding areas. 2. Identify seeing tasks where maintained illuminance is greater than recommended and modify to meet the recommendations. 3. Consider replacing seeing tasks with those of higher contrast which call for lower illuminance requirements. 4. Where there are no visual tasks, task illumination is not needed. Review lighting requirements then, to satisfy safety and esthetics 5. Group tasks having the same illuminance requirements or widely separated work stations, and close off unused space (with minimum heating, cooling and lighting) 6. When practical, have persons working after-hours work in close proximity to lessen all energy requirements. 7. Coordinate layout of luminaires and tasks for high contrast rendition rather than uniform space geometry. Analyze existing lighting to show where tasks may be relocated to provide better contrast rendition. Use caution when relocating tasks to minimize direct and reflected glare and veiling reflections in the tasks. 8. Relocate lighting from over tops of stacked materials 9. Consider lowering the mounting height of luminaires if it will improve illumination, or reduce connected lighting power required to maintain adequate task lighting 10. Consider illuminating tasks with luminaires properly located in or on furniture with less light in aisles 11. Consider wall lighting luminaires, and lighting for plants, paintings and murals to maintain proper illuminance ratios in place of general overhead lighting 12. Consider high efficacy light sources for required flood-lighting and display lighting 13. Consider the use of open-plan spaces versus partitioned spaces. Where partitions are tall or stacked equipment can be eliminated, the general illumination may increase, and the lighting system connected power may be reduced 14. Consider the use of light colors for walls, floors, ceilings and furniture to increase utilization of light and reduce connected lighting power required to achieve needed light. Avoid glossy finishes on room and work surfaces 	<ol style="list-style-type: none"> 21. Consider reduced wattage fluorescent lamps in existing luminaires along with improved maintenance procedures. CAUTION: Not recommended where ambient space temperature may fall below 16 °C (60 °F) 22. Check luminaire effectiveness for task lighting and efficiency, and if ineffective or inefficient, consider luminaire and component replacement or relocation for greater effectiveness. 23. Consider reduced-current ballasts where a reduction in illuminance can be tolerated. 24. Consider the use of ballasts which can accommodate high pressure sodium or metal halide lamps interchangeably with other lamps. 25. Consider multi-level ballasts where a reduction in illuminance can be tolerated. 26. Consider substituting interchangeable-type metal halide lamps on compatible ballasts in existing mercury lighting systems. Two options: Upgrade sub-standard lighting in a mercury system with no increase in lighting power, or reduce lighting power by removing luminaires that may increase lighting levels above task lighting requirements 27. Consider substituting interchangeable high pressure sodium lamps on retrofit ballasts in existing mercury lighting systems. Results: reduced connected lighting power with lamp substitution and more light. 28. Consider using heat removal luminaires whenever possible to improve lamp performance and reduce heat gain to space. 29. Select luminaires which do not collect dirt rapidly and which can be easily cleaned
B. Lighting Equipment Lamps and Luminaires	C. Daylighting.
<ol style="list-style-type: none"> 15. Establish washing cycles for lamps and luminaires 16. Select a group lamp replacement time interval for all light sources 17. Install lamps with higher efficacy (lumens per input watts) compatible with desired light source color and color-rendering capabilities 18. In installations where low wattage incandescent lamps are used in luminaires investigate the possibility of using fewer higher wattage (more efficient) lamps to get the needed light. Lamp wattages must not exceed luminaire rating 19. Evaluate the use of R, PAR or ER lamps to get the needed light with lower watts depending on luminaire types or application 20. Evaluate use of reduced wattage lamps when the illuminance is above task requirements and whenever luminaire location must be maintained 	<ol style="list-style-type: none"> 30. If daylighting can be used to replace some of the electric lighting near the windows during substantial periods of the day, lighting in those areas should be dimmed or switched off 31. Maximize the effectiveness of existing fenestration-shading controls (interior and exterior) or replace with proper devices or media 32. Use daylighting effectively by locating work stations requiring the most illumination nearest the windows 33. Daylighting, whenever it can be effectively used, should be considered in areas when a net energy conservation gain is possible considering total energy for lighting, heating, and cooling
	D. Controls and Distribution Systems
	<ol style="list-style-type: none"> 34. Install switching for selective control of illumination 35. Evaluate the use of low-voltage (24 volts or lower) switching systems to obtain maximum switching capability 36. Install switching or dimmer controls to provide flexibility when spaces are used for multiple purposes and require different amounts of illumination for various activities 37. Consider a solid state dimmer system as a functional means for variable lighting requirements of high intensity discharge lamps. 38. Consider photocells and/or timeclocks for turning exterior lights on and off 39. Install selective switching on luminaires according to grouping of working tasks at different working hours, and when not needed 40. Consider plug-in electrical wiring to allow for flexibility in moving/removing/adding luminaires to suit changing furniture layouts

12.-ANEXO C

LISTA DE IDEAS PARA EL AHORRO DE ENERGÍA EN ILUMINACIÓN

Fig. 4-8. Continued

D. Controls and Distribution System <i>continued</i>	F Operating Schedules <i>continued</i>
41. Consider coding on light control panels and switches according to a predetermined schedule of when lights should be turned off and on.	to have workers turn off lights when they are not needed. Inform and encourage personnel to turn off light sources such as: (a) Incandescent—promptly when space is not in use; (b) Fluorescent—if the space will not be used for five minutes or longer; (c) High Intensity Discharge Lamps—(Mercury, Metal Halide, High Pressure Sodium)—if space will not be used for 30 minutes or longer.
E. Lighting Maintenance Procedures.	
42. Evaluate the present lighting maintenance program, and revise it as necessary to provide the most efficient use of the lighting system.	48. Light building for occupied periods only and when required for security purposes.
43. Clean luminaires and replace lamps on a regular maintenance schedule.	49. Restrict parking to specific lots so lighting can be reduced to minimum security requirements in unused parking areas.
44. Check to see if all components are in good working condition. Transmitting or diffusing media should be examined, and badly discolored or deteriorated media replaced, to improve efficiency (without producing excessive brightness and unwanted visual discomfort).	50. Try to schedule routine building cleaning during occupied hours.
45. Replace outdated or damaged luminaires with modern luminaires which have good cleaning capabilities, and which use lamps with higher efficacies and good lumen maintenance characteristics.	51. Reduce illuminance levels during building cleaning periods.
46. Trim trees and bushes that may be obstructing luminaire distribution and creating unwanted shadows.	52. Adjust cleaning schedules to minimize the lighting use such as by concentrating cleaning activities in fewer spaces at the same time, and by turning off lights in unoccupied areas.
F. Operating Schedules	
47. Analyze lighting used during working and building cleaning periods and institute an education program	G Post Instruction Covering Lighting Operation and Maintenance Procedures in All Management and General Work Areas

buildings) hours and weeks of use of the lighting system, in the respective space, are to be recorded.

- e. *Annual Energy Consumption (kWh) — Existing.* This value is the product of the *Connected* load and the *Hours per Year*.
- 4. This step involves:
 - a. The direct comparison of the "designed" (new buildings) or "actual" (existing buildings) power load, as recorded under *Connected* to the budgeted power load as recorded under *Budget*.
 - b. Areas or spaces within the building which demonstrate a designed or connected lighting load in excess of the budgeted lighting power are potential areas for lighting power savings through lighting system modification, retrofit or redesign.
 - c. At this point in the process, references must be made to Fig. 4-8 and decisions made as to which changes to the lighting system will result in cost effective power reductions, without compromising good practice.
 - d. The modifications decided upon for each space may be described in the space *Description—Proposed Modifications* opposite each respective space. The estimated capital cost of these modifications can be entered in the respective space under *Cost of Modification* and the modified power load recorded in *Power Load—Modified*.

Modifications to the lighting circuitry which will allow automatic and/or selective switching "off" of lights not needed because of daylight or non-occupancy, should be included at this point.

- e. If there is insufficient room in the *Description* spaces, additional notes may be made on the reverse side and referred to by *Note* number.
- 5. This step involves:
 - a. An appraisal of the *Operating Hours*, and *Annual Energy Consumption* (existing) as recorded and calculated in steps 3.c through 3.e. can be made, again referring to Fig. 4-8 and reference 5.
 - b. If it is possible to effect a reduction in the number of hours of operation, by modifying maintenance or operation procedures, the form allows for the calculation of the revised energy consumption.
- 6. The form allows for
 - a. The totaling of several columns which in turn allows an appraisal of the energy use situation in the building as a whole.
 - b. Conversion of the consumption (kWh) totals to dollars cost per year by applying the local power rates.
 - c. Comparison of dollars savings per year in energy costs to the capital cost of effecting such savings and the pay-back period calculated.



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 14:

**ASPECTOS RELEVANTES DE LA NORMA OFICIAL
MEXICANA NOM - 001 -SEMP - 1994 RELATIVA
A LAS INSTALACIONES DESTINADAS
AL SUMINISTRO Y USO DE LA
ENERGÍA ELÉCTRICA**

**ING. HÉCTOR SÁNCHEZ CEBALLOS
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

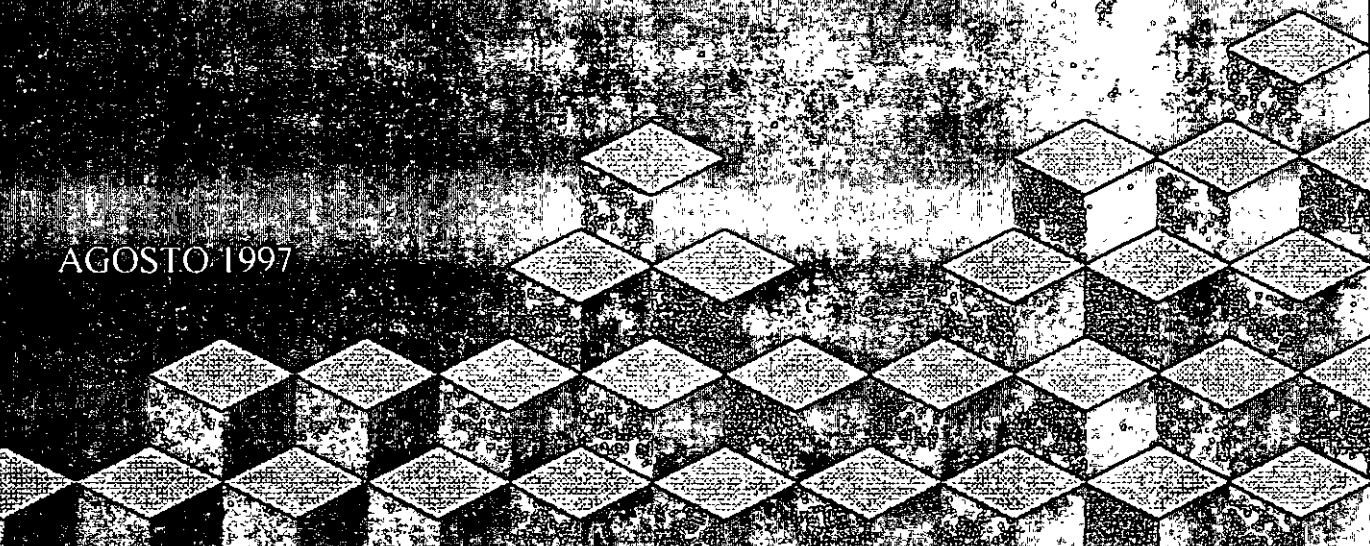
INDUSTRIALES

ASPECTOS RELEVANTES DE LA NORMA
OFICIAL MEXICANA NOM-001-SEMP-1994
RELATIVA A LAS INST. DEST. AL SUMIN.
Y USO DE LA ENERGIA ELECTRICA

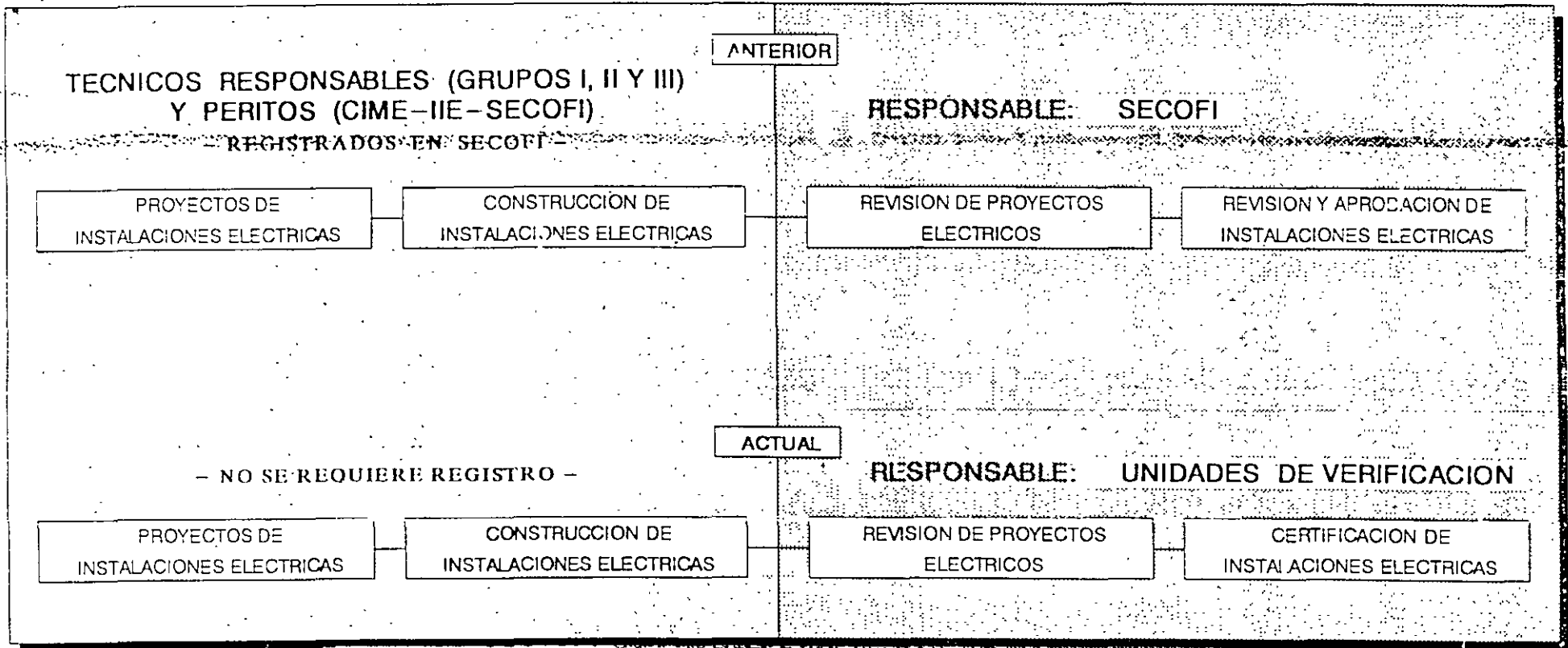
TEMA 14

ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS

AGOSTO 1997



ACTIVIDADES QUE SE REALIZABAN ANTES Y DESPUES DE LAS MODIFICACIONES A LA LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA DEL 23 DE DICIEMBRE DE 1992



DE CONFORMIDAD CON LA LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION DEL 1º DE JULIO DE 1992.

CERTIFICACION :

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 NORMALIZACION NACIONALES O INTERNACIONALES.

LEY DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA

ARTICULO 28.- CORRESPONDE AL SOLICITANTE DEL SERVICIO REALIZAR A SU COSTA Y BAJO SU RESPONSABILIDAD. LAS OBRAS E INSTALACIONES DESTINADAS AL USO DE LA ENERGIA ELECTRICA. MISMAS QUE DEBERAN SATISFACER LOS REQUISITOS TECNICOS Y DE SEGURIDAD QUE FIJEN LAS NORMAS OFICIALES MEXICANAS.

LA COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD SOLO SUMINISTRARA ENERGIA ELECTRICA EN SERVICIOS EN ALTA TENSION Y EN LUGARES DE CONCENTRACION PUBLICA, PREVIO A LA COMPROBACION DE QUE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS HAN SIDO CERTIFICADAS POR UNA UNIDAD DE VERIFICACION APROBADA POR LA SECRETARIA DE ENERGIA.

LEY FEDERAL SOBRE METROLOGIA Y NORMALIZACION
(PUBLICADO EN EL DIARIO OFICIAL DE LA FEDERACION EL 1 DE JULIO DE
1992)

LA CERTIFICACION Y VERIFICACION DE LAS NORMAS OFICIALES MEXICANAS SE REALIZARA POR LAS DEPENDENCIAS O POR ORGANISMOS DE CERTIFICACION, LABORATORIOS DE PRUEBAS Y DE CALIBRACION Y UNIDADES DE VERIFICACION ACREDITADAS.

INTEGRANTES DEL COMITÉ TÉCNICO DE EVALUACIÓN DE UNIDADES DE VERIFICACIÓN DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

- Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal.
- Secretaría de Comercio y Fomento Industrial.
- Secretaría de la Contraloría General de la Federación.
- Instituto de Investigaciones Eléctricas.
- Cámara Nacional de la Industria de la Construcción.
- Cámara Nacional de Empresas de Consultoría.
- Colegio de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- Federación de Colegios de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- Asociación Mexicana de Ingenieros Mecánicos y Electricistas.
- Asociación de Ingenieros Universitarios Mecánicos y Electricistas.

UNIDADES DE VERIFICACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

Objetivo:

Verificar exclusivamente el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana aplicable a instalaciones eléctricas.

NOM-EM-001-SEMP-1993

Actuación:

A solicitud del usuario.

Función:

Certificar el cumplimiento de la Norma Oficial Mexicana aplicable a instalaciones eléctricas.

Obligación:

Proporcionar un servicio con calidad y eficiencia.

Ley Federal sobre Metrología y Normalización (publicada en el D.O.F. El 1o. de Julio de 1992)

- Entre los objetivos que establece la LFM y N, en materia de Normalización, Certificación, Acreditamiento y Verificación destacan :

- Fomentar la transparencia y eficiencia en la elaboración y observancia de Normas Oficiales Mexicanas (NOM) Y Norma Mexicana (NMX).
- Establecer un procedimiento uniforme para la elaboración de NOMs por las Dependencias del Gobierno Federal.
- Establecer el Sistema Nacional de Acreditamiento de :

Organismos Nacionales de Normalización

Organismos de Certificación

Unidad de Verificación

Laboratorios de Prueba

Laboratorios de Calibración

- De acuerdo a lo manifestado por la LFM y N, la Dependencia del Ejecutivo Federal que otorga el acreditamiento de los Organismos anteriores es la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, previa la aprobación de las Dependencias Competentes.

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 de la sociedad interesada

- **Obligaciones:**

- * Permitir la participación de todos los sectores interesados en los comités respectivos

- * Hacer del conocimiento público los proyectos de Normas que pretendan emitir y atender cualquier solicitud de información que sobre éstos o sus normas hagan los interesados

- * Tener sistemas apropiados para la identificación y clasificación de Normas

Comites Consultivos Nacionales de Normalización (CCNN)

- Son órganos para la elaboración de NOMs y la promoción de su cumplimiento
- Están integrados por personal técnico de las Dependencias según la materia que corresponda al Comité y por : Organizaciones de Industriales; Prestadores de Servicio; Comerciantes; Centros de Investigación Científica o Tecnológica; Colegios de Profesionales; y Consumidores
- Las resoluciones de los CCNN deben tomarse por consenso ó por mayoría de votos de los miembros

Organismos de Certificación

- Son personas morales que tienen por objeto realizar funciones de certificación.

- * **Certificación** : procedimiento por el cual se asegura que un producto, proceso, sistema o servicio, se ajusta a Normas o Lineamientos o recomendaciones de organismos dedicados a la Normalización Nacional o Internacional

- **Requisitos :**

- * Demostrar que cuenta con la capacidad técnica material y humana para llevar a cabo programas de Certificación

- * Demostrar que cuenta con procedimientos de aseguramiento de calidad , que garanticen el desempeño de sus funciones .

- * Demostrar no estar sujeto a influencia directa por algún fabricante, comerciante o persona moral mercantil

Unidades de Verificación

- Son personas físicas o morales acreditadas para realizar actos de verificación

- * Verificación : La constatación ocular o comprobación mediante muestreo y análisis de laboratorio acreditado, del cumplimiento de las Normas

- Las Unidades de Verificación, a petición de parte interesada, verifican el cumplimiento de NOMs, en aquellas actividades en las que hubieren sido aprobadas por las Dependencias competentes

- Para operar como unidad de Verificación será necesario contar con el acreditamiento de la SECOFI, para lo cual debe :

- * Demostrar que cuenta con capacidad técnica o profesional suficiente y, en su caso, con el personal capacitado para la prestación del servicio

- * Demostrar contar con la infraestructura suficiente y adecuada relacionada con los servicios que pretende prestar

Laboratorios de Prueba

- Sistema Nacional de Acreditamiento de Laboratorios de Prueba (SINALP)

* Objeto.- Contar con una Red de Laboratorios Acreditados que cuenten con equipo suficiente y con personal técnico calificado, para la prestación de servicios relacionados con la Normalización

- Para obtener el acreditamiento, las Dependencias formarán Comités de Evaluación Integrados por Técnicos calificados y con experiencia en los campos de las ramas específicas

Laboratorios de Calibración

- Sistema Nacional de Calibración (SNC)

* Objeto.- Procurar la uniformidad y confiabilidad de las mediciones que se realizan en el País, para las transacciones comerciales de servicios y para los procesos industriales

* El SNC se integra con el Centro Nacional de Metrología; los Laboratorios de Calibración acreditados y los demás expertos en la materia

- Para obtener el acreditamiento la SECOFI integra Comités de Evaluación los que evalúan las instalaciones; equipo; patrones de medida; personal técnico; organización y métodos operativos adecuados para asegurar la confiabilidad de los servicios que prestan

Acreditamiento y Certificación

- La certificación y verificación de las normas oficiales mexicanas se realizará por las dependencias o por organismos de certificación, laboratorios de pruebas y de calibración y unidades de verificación acreditados
- La SECOFI deberá acreditar, previa la aprobación de las dependencias competentes, a las personas físicas o morales para operar como organismos de certificación, laboratorios de prueba y unidades de verificación
- Para la aprobación a que se refiere el párrafo anterior, las dependencias formarán comités de evaluación integrados por técnicos calificados y con experiencia en los campos de las ramas específicas
- Cuando los comités de evaluación no cuenten con expertos en determinada área, las dependencias notificarán al solicitante sobre este hecho y tomarán las medidas necesarias para contar con tales expertos. Cuando los expertos no sean personas de la dependencia, los honorarios de éstos correrán por cuenta de los solicitantes
- Las dependencias competentes podrán en cualquier tiempo realizar visitas de verificación para comprobar el cumplimiento de la LFMN, sus reglamentos y las normas oficiales mexicanas, por parte de los organismos de certificación, de las unidades de verificación y de los laboratorios acreditados
- La SECOFI publicará en el D.O. F., periódicamente, la relación de los organismos de certificación, de los laboratorios de pruebas y calibración y de las unidades de verificación acreditados. Publicará también las suspensiones y revocaciones

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.

Nota: Suple a la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NOM-EM-001-SEMP-1993, cuya prórroga concluyó el 15 de octubre de 1994.

- 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 (a), (b),-----
- Subincisos (1), (2) -----
- Notas
- Excepciones

- Está 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 Prueba :

- Resistencia de aislamiento en conductores
- Resistencia de Tierras

Consta de 7 Transitorios :

- Entrada en vigor a partir del 15 de Octubre de 1994
- El Capítulo 9 (Alumbrado Público) entró en vigor el 15 de abril de 1995
- La NOM no es aplicable para instalaciones eléctricas existentes ó en proceso de construcción
- En las instalaciones eléctricas se deben utilizar materiales y equipos que estén certificados
- La NOM solo se aplicará en nuevos proyectos e instalaciones eléctricas y en ampliaciones de las existentes.
- La normatividad referente a los productos eléctricos, prevalece sobre las referencias indicadas en la NOM
- La certificación de los productos eléctricos será exigible a partir del 1o. de julio de 1995

La NOM - 001 - SEMP - 1994 :

- No debe usarse como un manual de diseño
- Establece reglas mínimas de seguridad
- No tiene concordancia con ninguna Norma de caracter Internacional

PRIMERA PARTE

Capítulo 1 .- Disposiciones Generales

Artículo 100.- Contiene definiciones que son esenciales para la 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)

Secc. 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 sobrecorriente
- * Puesta a Tierra del sistema eléctrico
- * Puesta a Tierra de partes metálicas

Si uno de los Arts. 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 Circ. derivados y Alim.

Art. 430 .- Motores, Circ. y Controles de Motores

Capítulo 3 .- Métodos de Instalación 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
- * Registros de salida para : Dispositivos, Empalmes o de Tiro
- * Cajas de registro de serie ovalada
- * Canales Auxiliares
- * Desconectores
- * Tableros de Distribución y Gabinetes de Control

Capítulo 4 .- Equipos de Uso General

- Establece reglas para la selección e instalación de :

- * Cordones y Cables flexibles
- * Alimentadores y dispositivos de protección contra sobrecorriente para motores
- * Equipos de aire acondicionado
- * Instalación y Protección contra sobrecorriente de Transformadores

Capítulo 5 .- Ambientes Especiales

- Establece reglas para lugares especiales. Sus primeros 4 Artículos tienen relación con la identificación de los lugares peligrosos.

- El resto de sus Arts. cubre las provisiones para lugares específicos, tales como :

- * Surtidores y Estaciones de servicio
- * Plantas de Almacenamiento
- * Instalaciones en Lugares de Cuidados 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 soldadoras eléctricas (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 :

- * Sistemas 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
- * Sistemas de señalización para protección contra incendios

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 requeridos 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, relacionada 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

- Establece reglas referentes a la instalación de 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 :

* Requerimientos de Obra Civil para instalaciones subterráneas

* Tipos de Cables Subterráneos

* Empalmes terminales y accesorios para cables

* Instalaciones en Tuneles

* Charolas para cables

Capítulo 24 .- Subestaciones

- Contiene requisistos aplicables, principalmente a las subestaciones de usuarios, entre los que destacan :

* Medios de desconexión y de protección contra sobrecorriente general

* Uso de Cuchillas, Fusibles e Interruptores

* Resguardo y Espacios de Seguridad

* Sistema de Tierras

La NOM - 001 - SEMP - 1994, establece que todos los productos eléctricos utilizados en las instalaciones se consideran aceptables, solo si son **Certificados** por:

- Las Autoridades competentes ó
- Por los Organismos de Certificación Acreditados

- Para la **Certificación** de un producto eléctrico se requiere :

- Norma obligatoria (NOM) ó Norma Voluntaria (NMX) del producto
- Laboratorio de Pruebas acreditado
- Autoridad Competente (SECOFI - DGN)
- Organismos de Certificación acreditados (ANCE)

110-2.- APROBACIÓN.

-Los productos eléctricos descritos en la NOM-001-SEMP-1994, se consideran aceptables solo si están certificados por:

Autoridades competentes (DGN-SECOFI)
Organismos de certificación acreditados

(ANCE)

Norma de producto: NOM ó NMX
Laboratorio de pruebas acreditado
NEC-Listado-Marcado o etiquetado-

Certificado

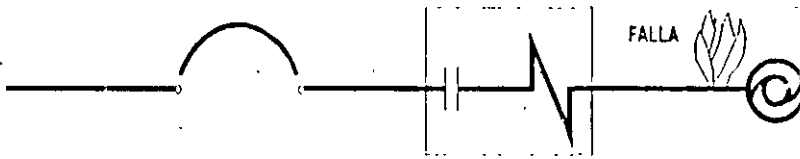
110-9.-CAPACIDAD INTERRUPTIVA

-Los equipos destinados a despejar las corrientes de falla, deben tener una capacidad interruptiva igual a la máxima corriente de falla que el circuito es capaz de producir en las terminales del equipo (del lado de la línea, no del lado de la carga).

ANSI-std c37.010b-1984; IEEE-std 141-1976 y
ANSI/IEEE 241-1983

110-10.- Impedancia del circuito y otras características.

-Esta sección requiere que todo el equipo sea calculado para soportar el nivel de la corriente de falla que deja pasar el dispositivo de protección contra sobrecorriente del circuito, durante el tiempo en que este opera.



Todos los componentes deben calcularse para soportar sin peligro, la energía liberada (esfuerzos térmicos y magnéticos) por la corriente de falla.

110-14 .-Conexiones eléctricas.

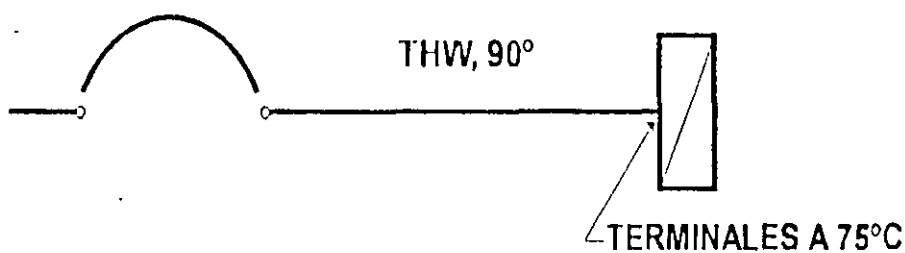
a) Se prohíbe el uso de más de un conductor en una terminal a menos que esta, esté aprobada para tal fin.

-Muchas terminales y equipos indican el torque máximo para su correcta instalación.

Consultar la información contenida en UL std 486, A, B y C, que sirve como una guía solamente. No debe reemplazar las instrucciones de los fabricantes de equipo.

- Coordinación de Temperaturas. Temperatura compatible del conductor con la del equipo conectado.

Funcionamiento del equipo y no el desempeño del conductor



- Terminales de equipo en circuitos de corriente nominal de 100 A ó menos

considerar la capacidad de conducción del conductor a 60° C.

- Conductores de calibre 14 a 1 AWG

Considerar su capacidad de conducción a 60° C.

- Terminales de equipo en circuitos de corriente nominal mayor a 100 A

Considerar la capacidad de conducción del conductor a 75° C.

- Conductores de calibre mayor a 1 AWG

Considerar la capacidad de conducción a 75° C.

Art. 300.- Métodos de Instalación

- Todos los conductores del mismo circuito y el conductor neutro y todos los conductores de puesta a tierra del equipo, deben estar dentro de la misma canalización, charola, zanja o cordón.

- Se permiten conductores en paralelo en canalizaciones separadas, pero cada canalización debe contener todos los conductores del mismo circuito incluyendo los conductores de puesta a tierra

- Se permiten instalaciones de fases aisladas en canalizaciones no metálicas donde los conductores estén en paralelo

- Los conductores de cualquier tensión hasta 600 V pueden ocupar la misma canalización. Todos los conductores deben tener un aislamiento de por lo menos igual a la máxima tensión del circuito de cualquier conductor dentro de la canalización.

- Los conductores de 600 V o más no deben colocarse en las mismas canalizaciones, cajas de paso o de empalmes que para los conductores de 600 V o menos.

- Los conductores de sistemas de A.T. y B.T. no deben colocarse en las mismas canalizaciones, o cajas de paso o de empalmes.- Secc 300 - 32

- Los cables directamente enterrados, los tubos u otras canalizaciones deben instalarse a una profundidad mínima señalada en la tabla 300 - 5

- Todas las partes metálicas no conductoras de corriente del equipo eléctrico tales como canalizaciones, armaduras de cables, cubiertas para conductores, cajas, accesorios y gabinetes, deben estar unidas firmemente entre sí para formar un conductor eléctrico continuo.- Secc 300 - 10

- El número y calibre de los conductores en cualquier canalización, no debe ser mayor que el que permita la disipación del calor y la facil

instalación y retiro de los conductores sin producir daño a los mismos ó a su aislamiento.- Secc. 300 - 17

- En canalizaciones verticales, los conductores deben estar sostenidos si la altura excede los valores señalados en la tabla.- 300 - 19 (a)

- Las aberturas alrededor de los elementos eléctricos que pasan através de paredes, piso y techos, deben protegerse contra el fuego por métodos aprobados.- Secc. 300 - 21

- **Conductores en paralelo.**- Pueden conectarse en paralelo los conductores de fase, neutro o de puesta a tierra, siempre que se cumpla lo siguiente :

- Ser de un calibre igual o mayor a 1/0 AWG
- Estar eléctricamente unidos en ambos extremos
- Tener la misma longitud
- Ser del mismo material conductor
- Ser de la misma área de sección transversal o calibre
- Tener el mismo tipo de aislamiento
- Ser terminados en la misma forma

Notas :

- Si los conductores en paralelo están alojados en canalizaciones diferentes, éstas deben tener las mismas características físicas
- Cuando se usan conductores para la puesta a tierra de equipos, con conductores en paralelo, aquellos deben cumplir con los requisitos anteriores.- Para determinar su calibre ver Secc.- 250 - 95

- Los conductores instalados en paralelo deben cumplir con la nota 8 (a) de las tablas 310 - 16 a 310 - 19

- El área de la sección transversal mínima de los conductores, de hasta 2000 V de acuerdo a la secc 310- 5 debe ser :

2.082 mm² (14 AWG) cobre

3.307mm² (12 AWG) aluminio

- Excepciones : para cordones flexibles .- Para conductores de aparatos.- Para motores fraccionarios.- Para gruas y elevadores.- Para circuitos de control y señalización de elevadores.- Para circuitos de señalización de protección contra incendios y.- Para circuitos de control de motores

- La capacidad de conducción de corriente para conductores de 0 a 2000 V, debe ser la especificada en tablas 310 - 16 a 310 - 19 y sus correspondientes notas

- Y para los conductores de 2000 a 35000 V, debe ser la especificada en tablas 310 - 67 hasta la 310 - 84 y sus correspondientes notas

- El área de la Secc. Transv. de los conductores (sin aislamiento) de 0 a 2000 V, se consulta en tablas 310 - 16 a 310 - 19

- Cuando se tiene más de una capacidad de corriente en una determinada longitud del circuito, debe tomarse el menor valor de ellos.

A menos que su longitud no sea mayor de 3 m ó no mayor del 10% de la longitud total del circuito.

- Factores de corrección por temperatura.- Cuando la temperatura ambiente que rodea al conductor sea mayor de 30 C, deben aplicarse los factores de temperatura para cada tipo de aislamiento en particular.- Secc 310 - 10

- Factores de corrección por agrupamiento.- 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

- Cuando se tienen conductores de sistemas diferentes en una misma canalización, los F. de A. se aplican solamente a los conductores de fuerza y alumbrado

- Los F. de A. no se aplican a conductores alojados en uniones de canalizaciones con longitud menor de 60 cm.

- Un conductor neutro que lleva las corrientes de desbalanceo de los otros conductores del mismo circuito, no se toma en cuenta para el número de conductores al aplicar los F. de A.

- Cuando la mayor parte de la carga en un circuito estrella, 3 F, 4 H, consiste de cargas no lineales, en conductor neutro se considera como conductor activo. Nota 10 (c), de las tablas 310 - 16 a 310 - 19

Problema.- Si una carga monofásica, 127 V., en un inmueble comercial, cuya área es de 210 m² computada según lo dispone la sección 220-3 o sumando la que realmente existe, totaliza: 4200 VA, podemos por ejemplo:

Utilizar 2 circuitos derivados de 20 A, 127 V
(Ya que $1 \times 20 \times 127 = 2540$ VA)
Por lo que $2 \times 2540 = 5080$ VA

o bien:

Utilizar uno de 15 A y otra de 20 A.
Por lo que:

$1 \times 15 \times 127 =$	1905 VA.
$1 \times 20 \times 127 =$	2540 VA.
Total	<hr/> 4445 VA.

Si toda la carga fuera de uso continuo (operando normalmente 3 horas o mas), tendríamos, si queremos conservar la misma capacidad de los circuitos anteriores, en las dos opciones, que realizar lo siguiente:

Recordemos la Secc.210-22 c)

$$2 \times 20 \times 0.8 \times 127 = 4064 \text{ VA.}$$

$$4064 \text{ VA} < 4200 \text{ VA}$$

Por lo que agregamos otro circuito de 15 A

$$1 \times 15 \times 0.8 \times 127 = 1524 \text{ VA.}$$

$$2 \text{ circ. de } (20 \times 0.8) = 4064 \text{ VA.}$$

$$1 \text{ circ. de } (15 \times 0.8) = \frac{1524 \text{ VA}}{\phantom{1524 \text{ VA}}} \rightarrow$$

$$5588 \text{ VA.}$$

$$5588 \text{ VA} > 4200 \text{ VA.}$$

En la 2a. opción (Uno de 15 A y otro de 20 A), queda así:

$$\begin{array}{r} 1 \times 15 \times 0.8 \times 127 = 1524 \text{ VA.} \\ 1 \times 20 \times 0.8 \times 127 = 2032 \text{ VA.} \\ \text{Total} \quad 3556 \text{ VA.} \end{array}$$

$$3556 < 4200$$

Por lo que agregamos otro circuito de 15 A: 1524 A

$$3556 + 1524 = 5080 \text{ VA.}$$

$$5080 > 4200 \text{ VA.}$$

RESUMEN

Con carga No continua

Con carga
Continua

1a. Opción: 2 circuitos de 20 A

2 circuitos de
20A + circuito
de 15 A

2a. Opción: 1 circuito de 15 A +
1 circuito de 20A

2 circuitos de 15A +
1 circuito de 20 A

Ahora , aplicamos lo señalado en la Sección 220-3a),

Por lo que:

$$\frac{4200 \text{ VA}}{127 \text{ V}} = 33.071 \text{ A}$$

$$33.071 \times 1.25 = 41.33 \text{ A}$$

1a. Opción.- 2 circuitos de 20 A: 40 A

1 circuito de 15 A: 15 A

Total: 55 A

$$55 \text{ A} > 41.33 \text{ A}$$

$$\begin{array}{r}
 \text{2a. Opción.- 2 circuitos de 15 A : } 30 \text{ A} \\
 \text{1 circuito de 20 A : } \frac{20 \text{ A}}{1} \\
 \text{Total: } \frac{50 \text{ A}}{1}
 \end{array}$$

$$50 > 41.33 \text{ A}$$

PROBLEMA.- Determinar el No. de circuitos derivados, de acuerdo a la NOM-001-SEMP-1994, para un Restaurante que tiene 180 m² de superficie.

$$\begin{array}{l}
 \text{De la tabla 220-3b): } 20 \text{ VA / m}^2 \\
 \text{Por lo que: } 20 \times 180 = 3600 \text{ VA}
 \end{array}$$

Considerando toda la carga en servicio continuo:

$$\frac{3600}{127} = 28.34 \text{ A}$$

$$28.34 \times 1.25 = 35.43 \text{ A (Secc. 220-3a)}$$

$$\text{No. de circuitos: } \frac{35.43 \text{ A}}{15 \text{ A}} = 2.36 \text{---} 3 \text{ circ. de 15 A}$$

$$\frac{35.43 \text{ A}}{20 \text{ A}} = 1.77 \text{---} 2 \text{ circ. de 20 A}$$

Utilizando la Secc. 210.22 c)

$$3 \text{ circuitos de } 15 = 45 \times 0.8 = 36 \text{ A}$$

$$36 \text{ A} > 28.34 \text{ A}$$

$$2 \text{ circuitos de } 20 \text{ A} = 40 \text{ A} \times 0.8 = 32 \text{ A}$$

$$32 \text{ A} \rightarrow 28.34 \text{ A}$$

- Al seleccionar los conductores de los circuitos derivados, tener presente lo ya mencionado:

1.- Su capacidad no debe ser menor que la correspondiente a la carga por servir (Secc. 210-19 a).

2.- Se deben proteger contra sobrecorriente de acuerdo con sus capacidades de conducción (Sección 240-3).

En el ejemplo anterior, si consideramos los dos circuitos de 20 A, cada uno de ellos conducirá una corriente de carga de :

$$\frac{28.34 \text{ A}}{2} = 14.17 \text{ A}$$

si es que la corriente total se distribuye proporcionalmente.

Un conductor de calibre No. 14 (20 A - Tabla 310-16) es adecuado de acuerdo al punto 1 anterior, pero de acuerdo al pie de nota de la tabla 310 - 16, tenemos que incrementar su tamaño al No. 12

Además, en la selección de los conductores debemos considerar:

- Factor de agrupamiento - Nota 8 de las tablas 316 a 319

- Factor de temperatura.- Tablas 316 a 319.

- Temperatura de operación del conductor- Secc. 110-14 c).

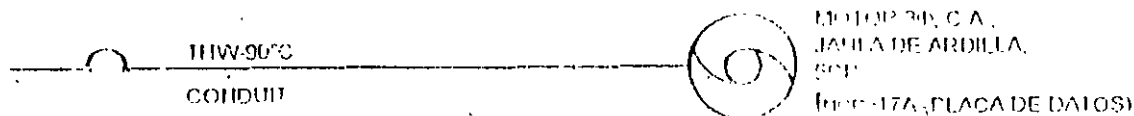
- Caída de tensión.

- Corto circuito.

- La Sección 430-22, indica que los conductores del circuito derivado que abastecen a un solo motor no deben ser menores:

Que el 125% de la Inpc del motor.

- La I_{npc} del motor se toma de su placa de datos ó de las tablas 430-147; 430-148 y 430-150



*Motor trifásico, C. A., 220 V, Jaula de ardilla, 5 CP, $I_{npc} = 17$ A (Placa de datos).

$$1.25 \times 17 = 21.3 \text{ A}$$

De la tabla 310-16, columna 60° C, seleccionamos:
3-12 (25 A)

- Aplica la Secc. 110-14 c)
- No aplica la nota del pie de tabla por ser motor.

PROBLEMA.- De acuerdo a NOM determine el calibre mínimo de los conductores de cobre, THW-LS 90° C, de un circuito derivado que abastece a un motor 3φ, C.A., 440 V, Jaula de ardilla, 50 c.p. Los conductores serán instalados en canalización metálica que contiene 6 activos más. La temperatura ambiente es de 48° C.

$$I_{npc} = 68 \text{ A (Tabla 430-150)}$$

Factor de agrupamiento: 0.7 (Tabla de nota 8 de las tablas 310-16 a 310-19).

Factor de Temperatura: 0.82 (Tabla 310-16)

Corregida = $(68 \times 1.25) / 0.7 / 0.82 = 148.08 \text{ A}$

Calibre mínimo del conductor: 3-1/0 (Tabla 310-16, columna 75°C) (Secc. 110-14 c).

-Motores de servicio no continuo.-Tabla 430-22 (a)

B.- ALIMENTADORES (cálculo).

-En ningún caso la carga calculada de un alimentador debe ser menor que las cargas de los circuitos derivados. Se permite aplicar factores de demanda.

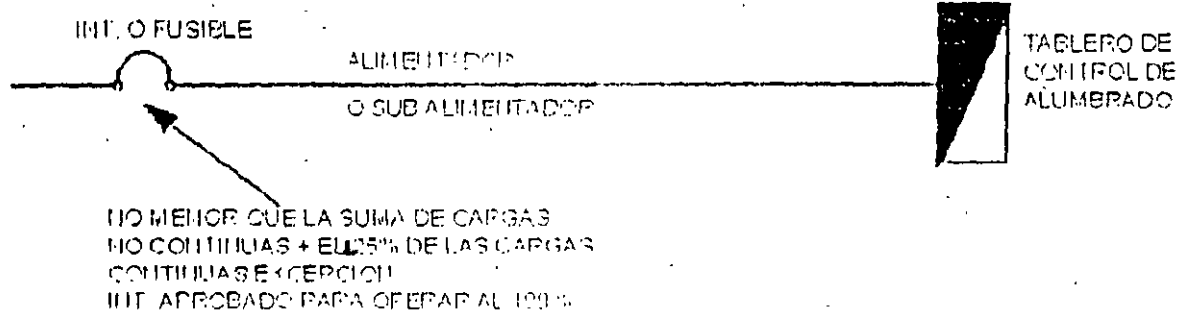
Tabla 220-11, Factores de demanda para alimentadores de cargas de alumbrado.

Tabla 220-13.- Factores de demanda para contactos de 180 VA de uso no doméstico.

Secc. 430-26.- Factor de demanda para alimentadores de motores.- Autoridad responsable.

-La carga de un alimentador en unidades de vivienda se calculará tomando como base 5080 VA , que equivalen a los dos circuitos de 20 A que establece como mínimo la Secc. 210 - 52 b), para aparatos de carga de bajo consumo

-Si un alimentador sirve cargas continuas o cualquier combinación de cargas continuas y no continuas:



PROBLEMA.- El equipo de alumbrado de una tienda departamental con superficie de 50 x 50 m², suma 62 KVA, incluyendo la capacidad de las luminarias del tipo de descarga eléctrica, 220 volts. de uso continuo más de 3 horas. Determinar el calibre mínimo del alimentador requerido por NOM, para abastecer un tablero de control trifásico, 4H, 220 Volts.

$$I = 62\ 000 / 220 / 1.73 = 162.9\ A$$

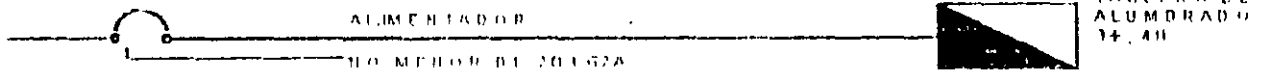
De Tabla 220-3 (b) 30 VA / m² ...

$$50 \times 50 \times 30 = 75\,000 \text{ VA}$$

$$I = \frac{75\,000}{220 \times 1.73} = 197.05 \text{ A (Recomendación)}$$

Por ser carga continua (220-10b):

$$I = 162.9 \times 1.25 = 203.62 \text{ A}$$



De la tabla 310-16 seleccionamos el conductor:

Un conductor de calibre 4/0 THW, es el adecuado (columna 75°C) para la corriente de 203.62 A.

Tomando en cuenta la corriente de carga (162.9 A), seleccionamos un interruptor de 175 A , pero si no está certificado para conducir el 100% de su valor :

$$\text{Por lo que : } 175 \times 0.8 = 146 \text{ A}$$

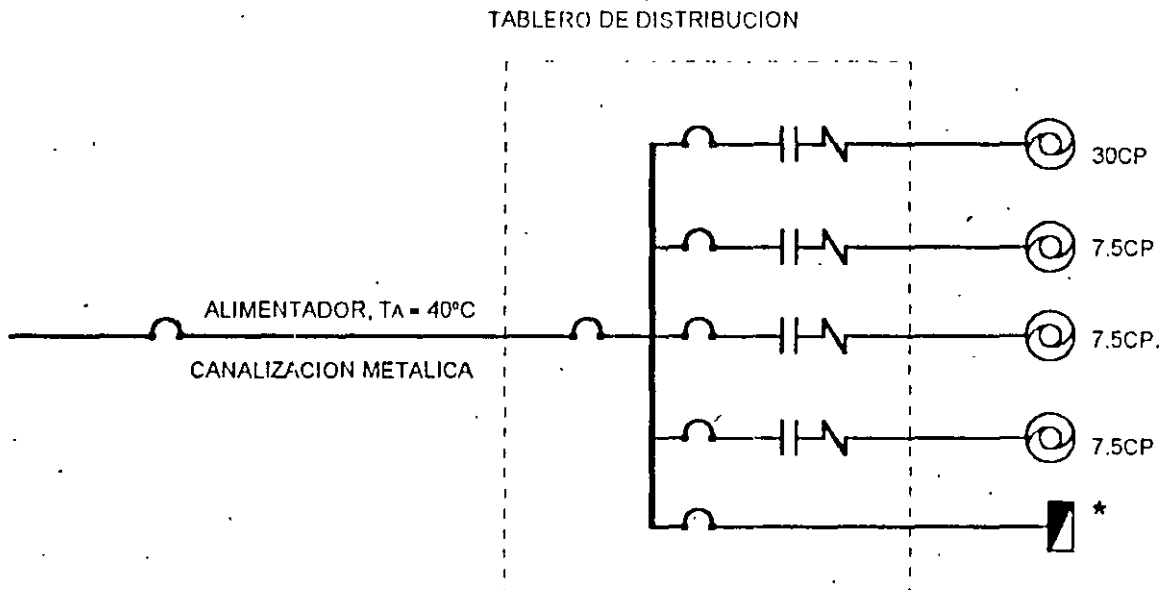
Y esto nos obliga a seleccionar el de 225 A.

Problema.- Determine, con base en NOM, el calibre adecuado de un circuito alimentador 3f, 4 H, 220 V, que abastece las siguientes cargas:

1 Motor de 30 c.p., 3F, 220 V

3 Motores de 7.5 c.p. C/U, 3F, 220V

1 Tablero de control de alumbrado, 3 fases, 4 H, 220 V, 20 KW



*Tablero de control de alumbrado fluorescente, 127 V, de operación continua; con una carga total de 20 KW - desbalanceo: 0.

*Alimentando al
cableado del
Batería)*

Nota: Los conductores utilizados son tipo THHN serán instalados en un conduit metálico. La temperatura ambiente es de 40°C .

Con base en la Secc. 430.24 procedemos:

Inpc de Motores

Tomado de:

30 C.P. ---- 84 A

T- 430.150

7.5 C.P. ---- 23 A

Placa de motor

Tablero de Control de Alumbrado

20 KW ---- 58.38 A

Cálculo

Para conductores THHN, 90°C, instalados en conduit y en un ambiente de 40°C:

0.91 (Tabla 310-16)

Para 4 conductores activos (Nota 10 (c) :

0.8 (tabla de Nota 8)

Cálculo de la corriente corregida:

Activos.-

$$\frac{(1 \times 84) + (3 \times 23) + (0.25 \times 84) + (58.38 \times 1.25)}{0.91 \times 0.8} =$$

$$= \frac{(84) + (69) + (21) + (72.97)}{0.728} = 339.24 \text{ A}$$

$$\text{Neutro.} - \frac{58.38}{0.91 \times 0.8} = 80.19 \text{ A}$$

Conductores mínimos requeridos:

3 activos de 500 KCM y Un neutro del No. 2 (Tabla 310.16 y Secc. 110-14 c1).

250.- Puesta a tierra

Conductor puesto a tierra del sistema - "Es el conductor de un circuito o sistema que intencionalmente se conecta a tierra tal como es el uso del conductor neutro"

Conductor de puesta a tierra del equipo - "Es el conductor que se usa para conectar a tierra las cubiertas metálicas de los equipos y las canalizaciones metálicas"

Puesta a tierra del sistema eléctrico - Su objeto es .

- Limitar las sobretensiones debidas a descargas atmosféricas o a contactos accidentales con líneas de mayor tensión.
- Estabilizar la tensión a tierra en condiciones normales de operación

- Facilitar la acción de los dispositivos de sobrecorriente en casos de falla a tierra

250- 5.- Circuitos y Sistemas de C.A. que deben ser puestas a tierra.

a).- De menos de 50 V

1.- Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema tiene más de 150 V a tierra

2.- Cuando son alimentados por transformadores, si el sistema no está puesto a tierra

b) - De 50 volts a 1000 volts.

1.- Cuando la tensión máxima a tierra de los activos no sea mayor de 150 volts.

2.- Cuando el sistema está conectado en 3 F, 4 H.

3.- Cuando el sistema está conectado en Delta, 3F, 4H

- Excepciones :

- Si el sistema es utilizado exclusivamente para circuitos de control y está alimentado por un transformador con tensión primaria menor a 1000 volts:

No es necesario conectar a tierra una fase secundaria .

Pero si deben instalarse detectores de falla a tierra

- Un sistema con neutro puesto a tierra puede conectarse a través de una alta impedancia si el valor de su tensión es de 480 a 1000 volts

- En los sistemas aterrizados, una falla a tierra provocará automáticamente la apertura del circuito dañado, lo cual provoca paros en la producción industrial

- En los sistemas no aterrizados una falla a tierra de un conductor activo no provoca la operación de la protección pero el sistema queda expuesto a severos daños por corte circuito de fase a fase si otra fase del sistema tiene otra falla a tierra

250-21.- Corrientes indeseables en los conductores puestos a tierra

- Las corrientes indeseables que fluyen en los conductores puestos a tierra, pueden deberse a :

Un alto desbalanceo de cargas

Múltiples conexiones a tierra del sistema de alambrado

- Las corrientes desbalanceadas de un sistema puesto a tierra retornarán a través del conductor neutro

- Las múltiples " tierras " en el mismo sistema pueden originar el flujo de corrientes indeseables de una conexión a otra.- esta sección establece las soluciones siguientes

- Desconectar una o más conexiones a tierra
- Cambiar la ubicación de las conexiones a tierra
- Interrumpir la conductividad de la trayectoria, interconectando las conexiones a tierra

250. 23.- Puesta a tierra de los sistemas de C.A. alimentados por una acometida.

- El conductor neutro debe instalarse en cada acometida si la fuente de alimentación corresponde a un sistema puesto a tierra

175 kcm entre 4 = 43.75 kcm-----No. 3 AWG en cada canalización
Pero de acuerdo a la secc. 310-4, tendrían que ser de 1/0 como
mínimo

**250.24.- Dos ó más inmuebles alimentados por una acometida
común**

= En dos más inmuebles separados, alimentados con una sola
acometida, cada inmueble debe tener un electrodo conectado al neutro
del sistema puesto a tierra. Y en sistemas no puestos a tierra, al
gabinete metálico del medio de desconexión

- Si en el inmueble secundario existe solamente un circuito y además
no existe equipo que deba ser puesto a tierra, no se requiere instalar
el electrodo de tierra.
- Si la alimentación que abastece el inmueble secundario contiene un
conductor para la puesta a tierra de equipo, o bien la canalización
que la aloja es metálica, no debe existir ninguna conexión al
electrodo del edificio secundario.

250.26.- Sistema de C.A. derivados separadamente.-

- La puesta a tierra de estos sistemas debe hacerse como sigue :

PUENTE DE UNION

- Sus características están reguladas por la Sección 250-79 .
- No debe ser menor que las Secc. Transv. indicadas en T. 250-94,
considerando el tamaño de los conductores de fase en el lado Sec.
de un transformador .

Ejemplo.- Determine el puente de unión para un transformador tipo poste, de 150 KVA, 3 fases, 4 hilos, 220 V secundarios, conexión delta-estrella

$$I_s = \frac{150}{0.22 \times 1.73} = 394.11 \text{ A}$$

De tabla 310 - 16 tenemos : 1 x F - 600 kcm, cobre - canalizados

De tabla 250 - 94, tenemos : Puente de unión - 1/0 cobre

Ejemplo.- Determine el puente de unión para un transformador de 300 KVA, 3 fases, 4 hilos, 220 V secundarios, conexión delta- estrella.

$$I_s = \frac{300}{0.22 \times 1.73} = 788.23 \text{ A}$$

De tabla 310 - 16, tenemos : 2 x F - 600 kcm, cobre - en dos tubos

$$2 \times 600 \text{ kcm} = 1200 \text{ kcm por fase}$$

De acuerdo a la Secc. 250 - 79 d). Tenemos :

Como los conductores son mayores de 1100 kcm, aplicamos un 12.5%

$$12.5\% \times 1200 \text{ kcm} = 150 \text{ kcm} \text{ ----- } 3/0, \text{ cobre (T-250-94)}$$

CONDUCTOR DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

- Sus características están reguladas por la Secc 250 - 91 a)
- Se calcula igualmente por medio de la tabla 250 - 94, por lo que en los ejemplos anteriores tendremos :

Para el transformador de 75 KVA

1 x F - 600 kcm ----- 1/0 - cobre

Para el transformador de 300 KVA

2 x F - 600 kcm = 1200 kcm ----- 3/0 - cobre

ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

- Sus características están reguladas por la Secc. 250 - 81

- Debe estar lo más cerca posible y preferiblemente en la misma área de la conexión del conductor puesto a tierra del sistema .

- El electrodo debe ser :
 - El elemento metálico más cercano de la estructura del inmueble, efectivamente puesto a tierra.
 - La tubería metálica de agua más cercana.

- Cuando no se dispone de los electrodos anteriores se pueden utilizar otros electrodos como los especificados en las Secc. 250 - 81 y 250 - 83

250-74.- Conexión de la terminal de puesta a tierra del contacto a la caja.-

- La terminal de puesta a tierra de los contactos del tipo de puesta a tierra debe conectarse a la caja de conexiones por medio de un puente de unión.

Excepciones:

- Cajas montadas en la superficie (Metal con metal)

soporte del contacto y la caja metálica).

- Soportes diseñados y aprobados en conjunto con los tornillos del soporte.
- Cajas de piso diseñadas y aprobadas para proporcionar continuidad a tierra.

250-75.- Puente de unión para ductos o gabinetes.-

Bien sea que se instale o no un conductor de puesta a tierra del equipo dentro de las canalizaciones o cubiertas metálicas, debe existir interconexión entre todas las partes metálicas no conductoras de corriente, con el objeto de:

- Asegurar en forma efectiva la continuidad eléctrica.
- Asegurar una baja impedancia en la trayectoria de la corriente de falla a tierra.
- Asegurar "el transporte" seguro de cualquier corriente de falla que pueda circular por ellas.

250-79.- Puentes de Unión principal y del equipo.-

Art.100.-"Es la conexión entre el conductor puesto a tierra del circuito y el conductor de puesta a tierra de equipos, en la acometida"

- Debe ser:

- Un alambre
- Una barra
- Un tornillo ó
- Un conductor similar adecuado

Dimensiones del puente de unión principal .- (Secc. 250-79 d).

No debe ser menor que los calibres indicados en la tabla 250-94

Ejemplo.- Si los conductores de la acometida son de calibre 2/0 (67.43 mm²), la dimensión del puente de unión principal será:

21.15 mm² (cobre)-----No. 4 AWG

33.62 mm² (aluminio)-----No. 2 AWG

Valores tomados de la tabla 250-94

Ejemplo.- Si los conductores de una Acometida 3F, 4H, están en paralelo (2 por fase), repartidos en dos canalizaciones metálicas, el puente de unión principal será:

Supongamos: 2 de 500 KCM , cobre, por fase

De la tabla 8, capítulo 10, tenemos : 253.4 mm² para 1-500 KCM .

Por lo que: $2 \times 253.4 = 506.8 \text{ mm}^2$

De la tabla 250 -94 obtenemos:

67.43 mm² - cobre ---- 2/0

107.2mm² - Al -----4/0

Ejemplo: Si en lugar de 2 de 500 KCM, cobre x fase, fueran 3 de 500 KCM, cobre x fase, en 3 canalizaciones metálicas, sería:

$3 \times 500 = 1500 \text{ KCM}$

Como es mayor que el calibre 1100 KCM de cobre, entonces:

Puente de unión = a 12.5 % como mínimo del área de la Secc. Transv. de los conductores de fase.

Por lo que: $12.5 \% \times 1500 \text{ kcm} = 0.125 \times 1500 \text{ kcm} = 187.5 \text{ kcm}$

Considerando: $1 \text{ mm}^2 = 1.9739 \text{ KCM} \text{ ---} 94.98 \text{ mm}^2$.

De la tabla 8, capítulo 10, tenemos : 4/0 ---cobre

o bien, $3 \times 253.4 \text{ mm}^2 = 760.2 \text{ mm}^2 \times 12.5\% = 95 \text{ mm}^2$.

de la tabla 8, capítulo 10, tenemos : 4/0---cobre

- Puente de unión que conecta a tierra la canalización metálica que contiene al conductor del electrodo de tierra. (Secc. 250-79-d).

Nota.- El conductor del electrodo de tierra, protegido por una canalización, debe conectarse en ambos extremos a dicha canalización para que cualquier corriente que pudiera fluir sobre el conductor, también tenga al conduit como una trayectoria paralela.

250-79 e) .- Calibre del puente de Unión del equipo del lado de la carga de la acometida.

- No debe ser menor que los calibres indicados en la tabla 250-95.

- Se permitirá un solo puente de unión, común y continuo para unir dos ó más canalizaciones. Dimensionado con la capacidad de la protección más alta, de los circuitos.

250-79 f) .- Los puentes de unión de los equipos se podrán instalar dentro o fuera de la canalización ó de las cubiertas.

- Cuando se instalen dentro, debe satisfacerse la Secc. 250-114 y 310-12 b).

- Cuando se instalen fuera, la longitud del *puente de unión para equipos* no debe exceder 1.80 m.

250-80.- Puenteado en Sistemas de Tubería

- " Los sistemas interiores de tubería metálica para agua *siempre* se conectarán con un puente de unión" a:

a.- La cubierta metálica del equipo de acometida y

b.- Al conductor puesto a tierra en la acometida y

c.- Al conductor del electrodo de puesta a tierra ó

d.- A cada uno de los electrodos de puesta a tierra utilizados

Nota.- " Los sistemas interiores de tuberías metálicas que pudieran ser energizadas deberán ser conectados, con puentes de unión ", a los elementos citados.- Su selección se basará en la Tabla 250-95.

250-81.- Sistemas de electrodos de Puesta a Tierra.-

" El sistema de electrodos de puesta a tierra se formará interconectando cada una de las partes" siguientes:

1.- Electrodo de acero con cubierta de cobre

2.- Tubería metálica enterrada para la conducción agua

3.- Estructura Metálica del Inmueble

4.- Electrodo empotrado en concreto

5.- Anillo de tierra

- Los puentes de unión que interconectan los elementos citados anteriormente, se dimensionarán con base en la tabla 250-94

- Los 5 elementos anteriores de Acuerdo a NOM, son considerados como *Electrodos de Puesta a Tierra* y con excepción de la Tubería metálica para agua, todos pueden actuar por si solos, como tales.

Electrodos de acero con cubierta de cobre

- Varilla Redonda
- Longitud mínima de 3.0 m.
- Diámetros: 13 mm ó 16 mm ó 19 mm
- Espesor de cobre: 0.25 mm como mínimo

Tubería metálica enterrada, para la conducción de agua

- Debe estar enterrada y en contacto con la tierra: 3.0 m. como mínimo
- Debe ser electricamente continua hasta los puntos de conexión del electrodo
 - La continuidad eléctrica de la trayectoria de puesta a tierra o la conexión a la tubería interior no podrá basarse en la conexión a través de medidores de agua
- Debe complementarse con un electrodo adicional de los tipos establecidos en la Secc. 250-81 (a) ó 250-83

Nota.- Se use ó no la tubería metálica enterrada para la conducción de agua, como el electrodo de tierra, siempre debe conectarse al conductor del electrodo de puesta a tierra- Secc. 250-80

Estructura metálica del Inmueble

Debe estar puesta a tierra . (Con una ó varias conexiones a tierra, de baja impedancia y con suficiente capacidad de conducción de corriente).

Electrodo empotrado en el concreto

Es aceptable si está formado por:

Uno ó más barras ó varillas de acero reforzado de no menos de 1.25 cm. (1/2) de diametro y una logitud mínima de 6.0 m., ó De una barra desnuda de cobre de una sección transversal no menor de 21.15 mm² (4 AWG), con una logitud mínima de 6.0 m, embutido al menos 5 cm dentro de una plancha o base de concreto directo con la tierra.

Anillo de Tierra

Consiste en un conductor de cobre desnudo:

De sección transversal no menor de 33.6 mm² (2 AWG)

Con logitud mínima de 6 0m

Enterrado y en contacto directo con la tierra a una profundidad mínima de 80 cm. del nivel del terreno

Debe rodear al inmueble ó estructura.

Nota.- Con base en lo señalado en la Secc. 250-81, si en un inmueble existen los cinco tipos de electrodos mencionados *deben interconectarse a fin de formar el Sistema de Electrodo de puesta a tierra.*

250- 83.- ElectrodoS artificiales

"Donde no se disponga de algunos de los electrodos indicados anteriormente—se puede recurrir a los siguientes métodos de electrodos especiales":

Electrodos profundos

"Consiste de un conductor de baja impedancia instalado en perforaciones profundas, hasta encontrar terrenos de baja resistividad o niveles de mayor humedad"

Electrodos Horizontales

"Consiste en la instalación de un conductor de cobre desnudo:

Enterrado en forma horizontal

A una profundidad que varía de 50 cm a 100 cm.

Con diferentes configuraciones: Angulo recto; estrella; en cruz; en cuadro etc.

Electrodos Químicos

"Este método modifica el medio que rodea al electrodo, bajando la resistividad del suelo"

Bentonita (arcilla)

Carbón mineral (coque)

Otros - ?

Electrodos multiples

Consiste en colocar electrodos (?) en diferentes cantidades y configuraciones espaciados a una distancia determinada uno de otro generalmente 3 m."

Otras estructuras

Sistemas de tuberías

Tanques enterrados

250-84.- Resistencia de electrodos artificiales

- El valor de la resistencia a tierra de los electrodos no debe ser mayor de 25 ohms, para los siguientes lugares, con acometida en baja tensión:

Casas Habitación

Comercios

Oficinas ó locales considerados como de Concentración Pública (Art. 518).

Nota .- " Para terrenos con resistividad mayor a 3000 ohms-metro se permite que el valor anterior sea de 50 ohms".

" Se deben efectuar mediciones periodicas para verificar el estado del electrodo"

250-91.-Conductores de Puesta a Tierra

- El conductor del electrodo de puesta a Tierra debe ser de :

Cobre

Aluminio

- El conductor del electrodo de puesta a Tierra debe ser de :

Cobre

Aluminio

Aluminio revestido de cobre

Puede ser sólido o cableado

Con cubierta ó desnudo

Sin uniones ni empalmes . **Excepciones :**

Se permiten:

Empalmes en barras

Derivaciones en servicios alimentados por una sola acometida

Un empalme ó unión con conectores de compresión ó con proceso de soldadura exotérmica

Los Conductores de Puesta a Tierra de equipos pueden ser :

- Un conductor *instalado con los conductores del circuito*

De cobre u otro material resistente a la corrosión

Sólido o cableado

Aislado ó desnudo

En forma de alambre, cable ó barra

- Tubería rígida metálica

- Tubería metálica flexible

- Armaduras y cubiertas metálicas de cables

- Charolas

- Otras canalizaciones metálicas eléctricamente continuas

- Una solera o barra

- Los tubos metálicos flexibles se pueden usar para la puesta a tierra de equipos si:

• Su longitud no es mayor de 1.80 m

• Los conductores del circuito están protegidos con 20 A ó menos

- Los tubos metálicos flexibles herméticos a los líquidos se pueden usar para la puesta a tierra de equipo si:

Terminan en sus dos extremos con accesorios aprobados para la puesta a tierra

Su longitud no es mayor de 1.80 m

Nota.- Si las condiciones establecidas no se cumplen, debe alojarse dentro del tubo, no fuera de él, un conductor de puesta a tierra del equipo (250-57 b)

250-91 c).- PUESTAS A TIERRA ADICIONALES

" Se permite el uso de electrodos adicionales para aumentar los conductores puestos a tierra del equipo, pero la tierra no debe usarse como único conductor de puesta a tierra de equipos"

La I de falla retorna a través de la alta Z del suelo

! No se debe utilizar la tierra como la única trayectoria de retorno al neutro, de la I de la falla!

250-92.- Instalación

Conductor del electrodo

- Los conductores o sus cubiertas deben fijarse de manera segura a la superficie.

- Los conductores del No. 6 AWG y mayores no requieren cubiertas de protección, a menos que:

No. 4 AWG y mayores -estén expuestos a fuertes daños materiales

- No. 6 AWG—Esté expuesto a daños mecánicos
- Los conductores del No. 8 AWG requieren cubiertas protectoras
- Cuando se usan en exteriores, los conductores de Al ó de Cu con cubiertas de Al, se deben instalar a una altura no menor de 45 cm de la tierra.
- La cubierta protectora metálica debe ser electricamente continua desde los gabinetes o equipo hasta el electrodo de tierra

Conductores de Puesta a tierra del Equipo

- Deben instalarse utilizando accesorios aprobados para empalmes y terminales, considerando el tipo de canalización o cable que se utilice.
- Deben instalarse dentro de las canalizaciones, incluyendo charolas; trincheras; zanjas, donde se alojan los conductores activos del circuito

250-94.- Dimensiones del conductor del electrodo en sistemas de C.A.

- No debe ser menor que el indicado en la tabla 250-94
- El calibre mínimo que debe tener este conductor es:

No. 8 AWG (8.367 mm²)----- cobre

No. 6 AWG (13.30 mm²)----- Al

- En la tabla 250-94 (1a. columna) el término " equivalente " se refiere a la suma de todas las secc. transv. de los conductores en paralelo

Ejemplo.- Para un transf. de 500 KVA, 13.2 KV/ 220 V, se tiene una corriente Sec. de 1313.7 A, para lo cual necesitaríamos, por decir, 4 por fase, en canalizaciones separadas, 400 kcm, cobre (c/u : 335 A - Tabla 310-16)

$$\text{Es decir : } 4 \times 335 \text{ A} = 1340 \text{ A}$$

1.- 400 kcm —202.7 mm² - tablas 310 - 16 ó tabla 8 , cap.

10

$$\text{Por lo que : } 4 \times 202.7 = 810.8 \text{ mm}^2$$

Lo que equivale a : 1 - 3 / 0, cobre ó 1 - 250 kcm - Al (tabla 250 - 94)

Excepciones:

- Conectado a electrodos artificiales [indicados en secc. 250-83 (a) a (d)], no necesita ser mayor del No. 6 AWG-cobre ó del No. 4 AWG- Al.
- Conectado a electrodo empotrado en concreto [secc. 250-81 (d)], no necesita ser mayor que el No. 4 AWG- cobre.
- Conectado a un anillo de tierra [secc. 250- 81 (e)], no necesita ser mayor que el calibre del conductor usado para el anillo de tierra

250-95.- Dimensión del conductor de puesta a tierra de equipos

- Su calibre no debe ser menor que lo indicado en la tabla 250-95
- Su selección se basa en la capacidad de la protección contra

- Debe alojarse en la misma canalización junto con los conductores del circuito para proveer una trayectoria de retorno a la corriente de falla a tierra

- Cuando se instalan conductores activos en paralelo en diferentes canalizaciones, el conductor de puesta a tierra del equipo debe ir junto.

- Cuando los conductores activos se dimensionan por caída de tensión, el tamaño del conductor de puesta a tierra de equipos se debe ajustar proporcionalmente de acuerdo con la escala de medidas de las secciones transversales

- Cuando una misma canalización aloje varios circuitos con diferentes capacidades de protección contra sobrecorriente, puede instalarse un sólo conductor de puesta a tierra

- Cuando se instale un interruptor de disparo instantáneo ó un protector contra corto circuito de un motor, el calibre del conductor de puesta a tierra se basa en el dispositivo contra sobrecarga

- El conductor de puesta a tierra no requiere ser mayor que los conductores del circuito que alimentan al equipo

250-112.- Al electrodo de puesta a tierra

- La conexión del conductor del electrodo al propio electrodo debe ser accesible, excepto si se trata de un electrodo :

Enterrado

Embutido en concreto

250-113.- A conductores y equipos

- Los conductores de puesta a tierra y los puentes de unión deben conectarse con :

Conectores mecánicos

Conectores de presión

Abrazaderas

Nota.- No deben utilizarse dispositivos de conexión ni accesorios que dependan de soldaduras, excepto si son por medios exotérmicos

250-114.- Continuidad y fijación del conductor de puesta a tierra a las cajas

- Todos los conductores de puesta a tierra que entren a una caja deben estar empalmados o unidos con dispositivos aprobados para ese uso
- El (o los) conductor (es) de puesta a tierra deben conectarse a la caja metálica por medio de un tornillo o por un dispositivo aprobado para tal fin

250-115.- Conexión a los electrodos

- El conductor del electrodo debe estar conectado al sistema de electrodos, por accesorios aprobados, que pueden ser :
 - Una abrazadera con perno de bronce, latón o de hierro puro maleable
 - Un accesorio roscado de acoplamiento de tubería
 - Otros medios aprobados
- No se deben utilizar conexiones que dependan de soldaduras (excepto las de medios exotérmicos)
- La conexión al electrodo debe ser accesible para probar sus resistencia y darle mantenimiento



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 16:

**INTERPRETACIÓN Y APLICACIÓN
DE LAS TARIFAS**

**ING. EFRAIN CABRERA VEGA
AGOSTO 1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

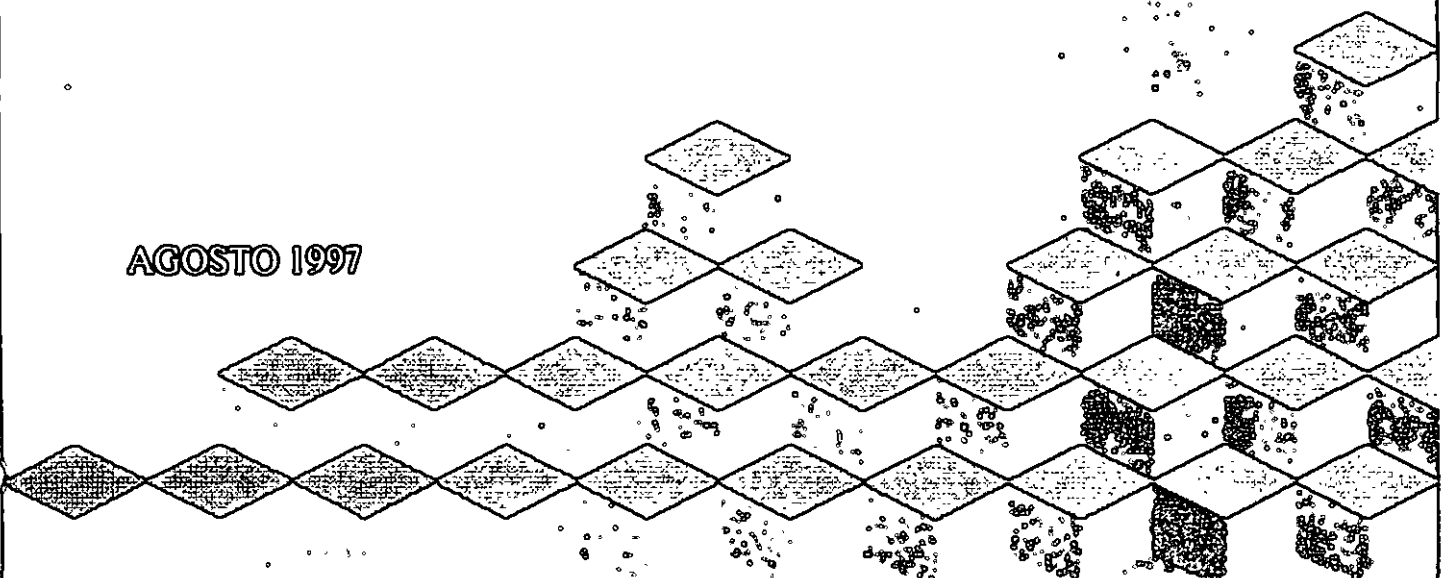
INDUSTRIALES

INTERPRETACION Y APLICACION DE
LAS TARIFAS

TEMA 16

ING. EFRAIN CABRERA VEGA

AGOSTO 1997



ANEXO - 1

CONCEPTOS BASICOS INTERPRETACION Y APLICACION DE LAS TARIFAS

ING. EFRAIN CABRERA V.

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 PEL 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.**

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 INSCRIPCION.**

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
SUBTRANSMISION**

H-S

H-SL

I-15 e I-30

**ALTA TENSION NIVEL
TRANSMISION**

H-T

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 :

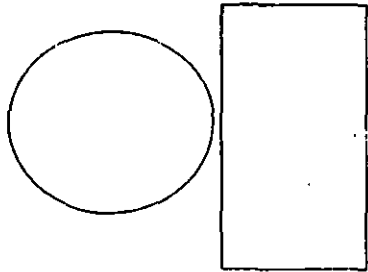
MAYORES DE 35 kV Y MENORES DE 220 kV.

TENSION DE TRANSMISION :

IGUAL O MAYORES DE 220 kV.

EL SISTEMA ELECTRICO

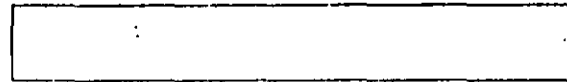
GENERACION



TRANSFORMACION

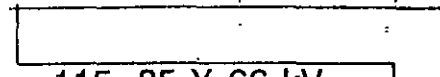
TRANSFORMACION

TRANSMISION

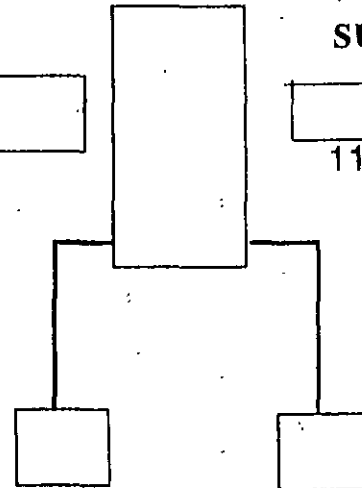


400 Y 230 kV

SUBTRANSMISION



115, 85 Y 66 kV



USUARIO

USUARIO

USUARIO

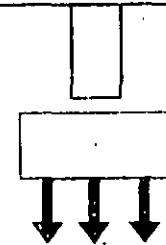
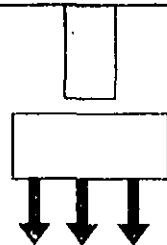
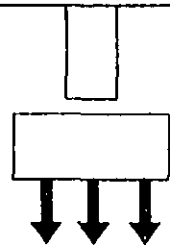
TRANSFORMACION

DISTRIBUCION

34 Y 23 kV

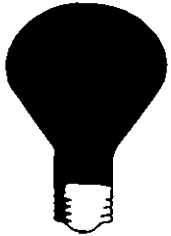


220 Y 127
VOLTS.



USUARIO

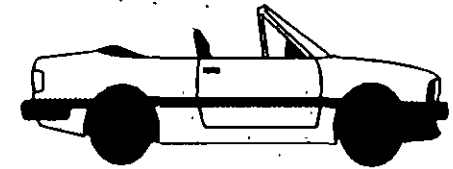
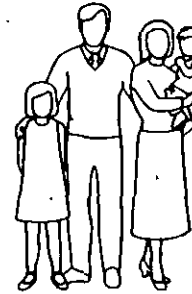
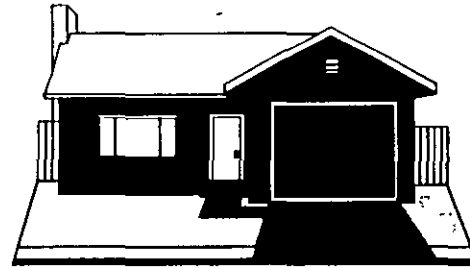
CARGA



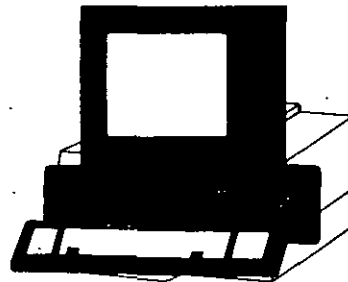
75 WATTS

DEMANDA

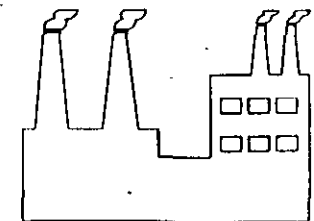
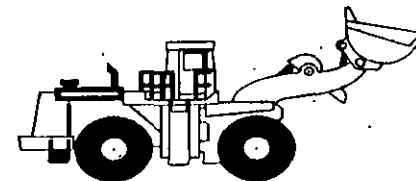
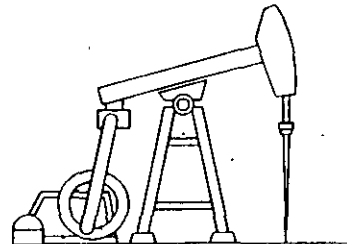
DOMESTICA



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

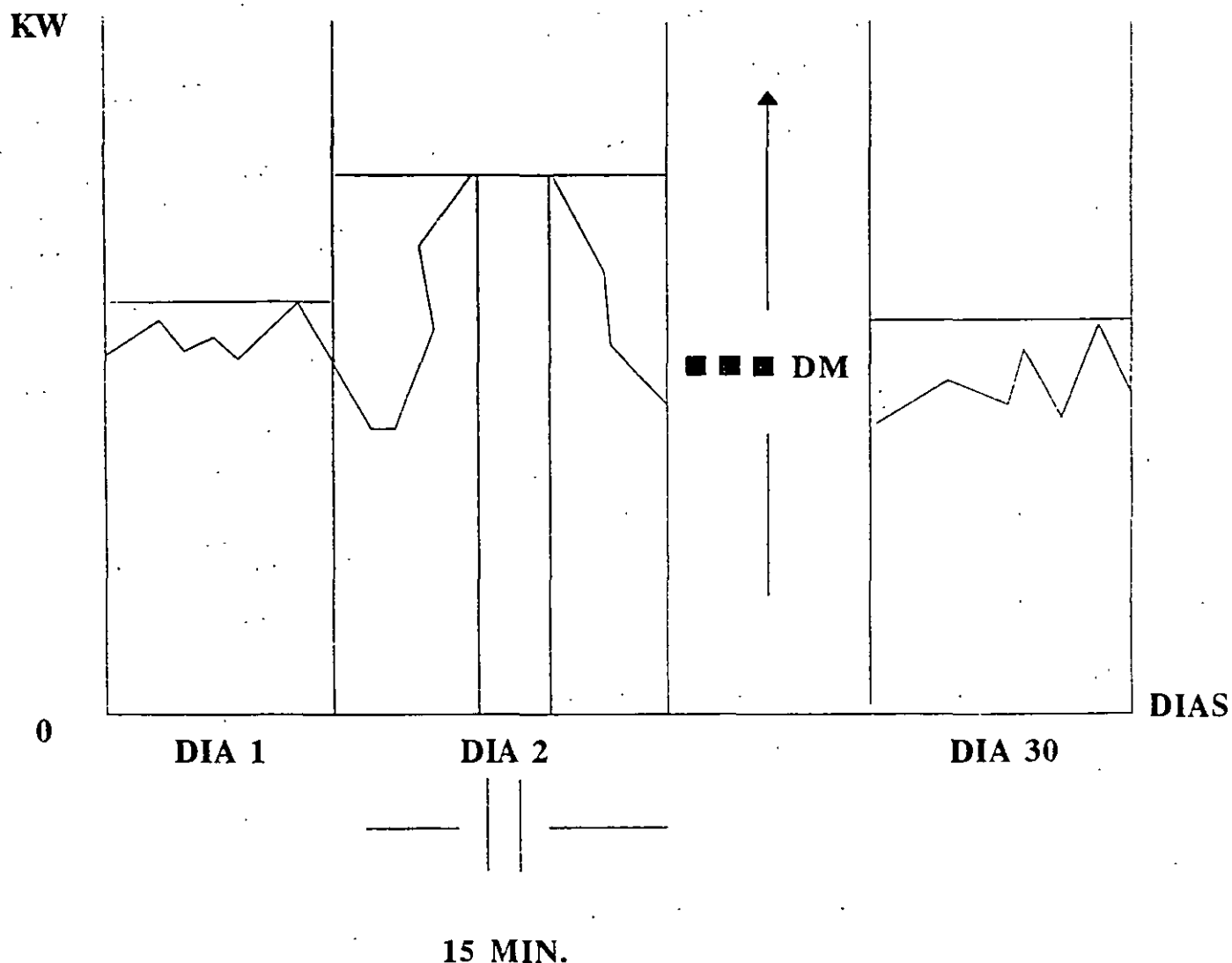
ES LA CARGA PROMEDIO EN LAS TERMINALES DE UNA INSTALACION O SISTEMA EN UN INTERVALO ESPECIFICADO, EXPRESADO EN WATTS, KILOWATTS U OTRAS UNIDADES CONVENIENTES.

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.

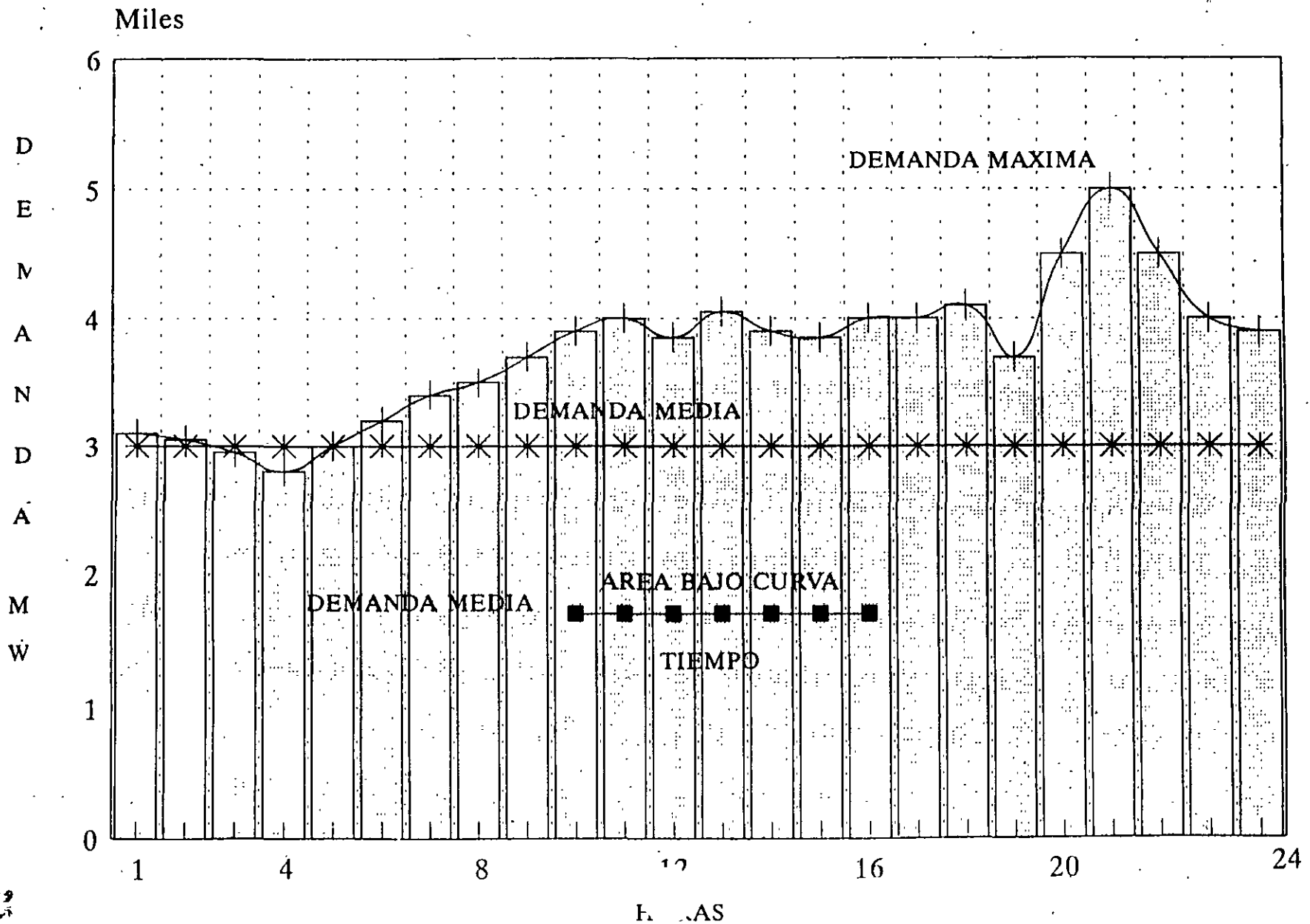
DEMANDA MAXIMA MEDIDA

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



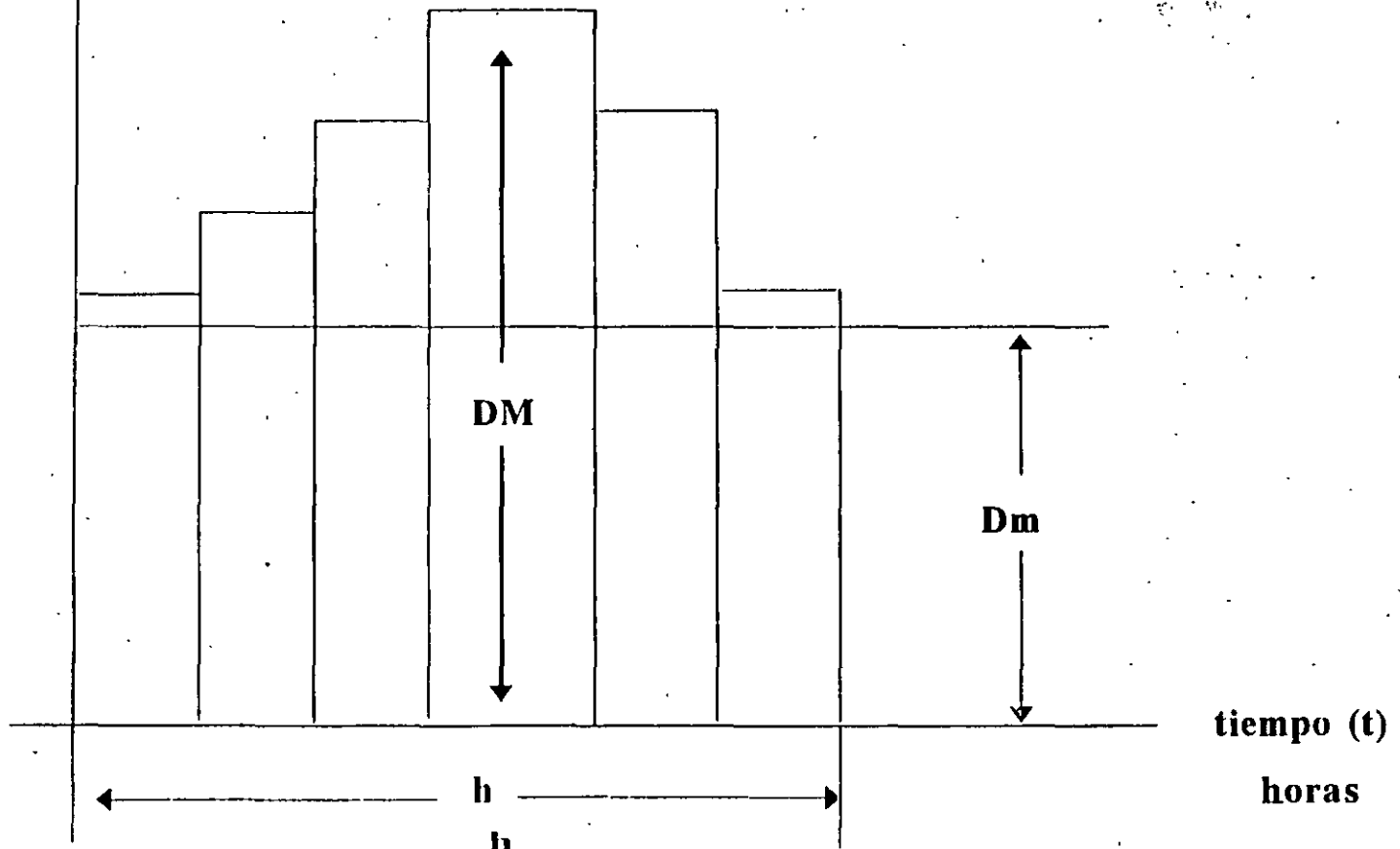
FACTOR DE CARGA

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

Demanda (D)
kw



$$D_m = \frac{h}{\sum t} D = \frac{\text{Consumo}}{h}$$

$$fc = \frac{D_m}{DM} = \frac{\text{Consumo}}{DM \times h}$$

AJUSTE POR COMBUSTIBLE

DISPOSICION COMPLEMENTARIA 10 Bis.

CLAUSULA DE LOS AJUSTES DE LA FACTURACION DE LA ENERGIA POR VARIACION EN LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES.

10. Bis. 1. APLICACION DE LOS AJUSTES.

Esta cláusula de los ajustes se aplicará a la facturación de la energía consumida en las tarifas 2, 3, y 7, O-M, H-M, H-S, H-SL y H-TL para reflejar las variaciones de los precios de los combustibles utilizados en la generación de energía eléctrica.

10. Bis. 2. CALCULO DE LOS AJUSTES.

Para cada mes calendario el monto de los ajustes expresados en pesos, se calculará multiplicando el total de energía consumida en dicho mes expresado en kilowatts-hora, por los factores mensuales de ajuste que se expresan en pesos por kilowatt-hora.

2%

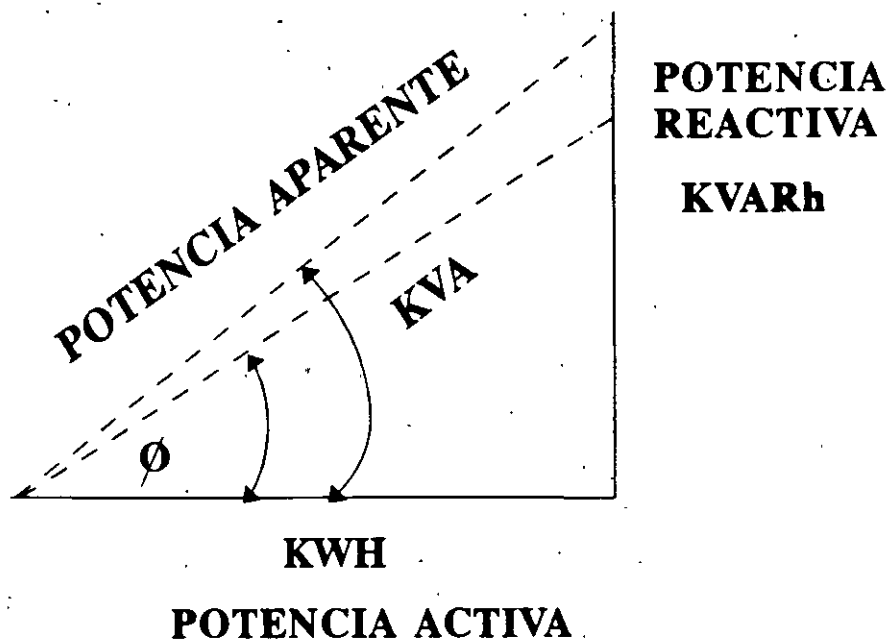
MEDICION EN EL LADO DEL PRIMARIO O EN EL LADO DEL SECUNDARIO DE LOS TRANSFORMADORES.

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

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.



$$\text{tg}\phi = \text{KVARh/KWh}$$

$$\phi = \text{tg}^{-1} \text{ KVARh / kWh}$$

$$\text{FP} = \text{Cos} (\text{tg}^{-1} \text{ kVARh / kWh})$$

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%

ESPIRITU DE LA REESTRUCTURACION TARIFARIA

*** LOGRAR USO EFICIENTE DE LA CAPACIDAD INSTALADA**

- TARIFAS HORARIAS

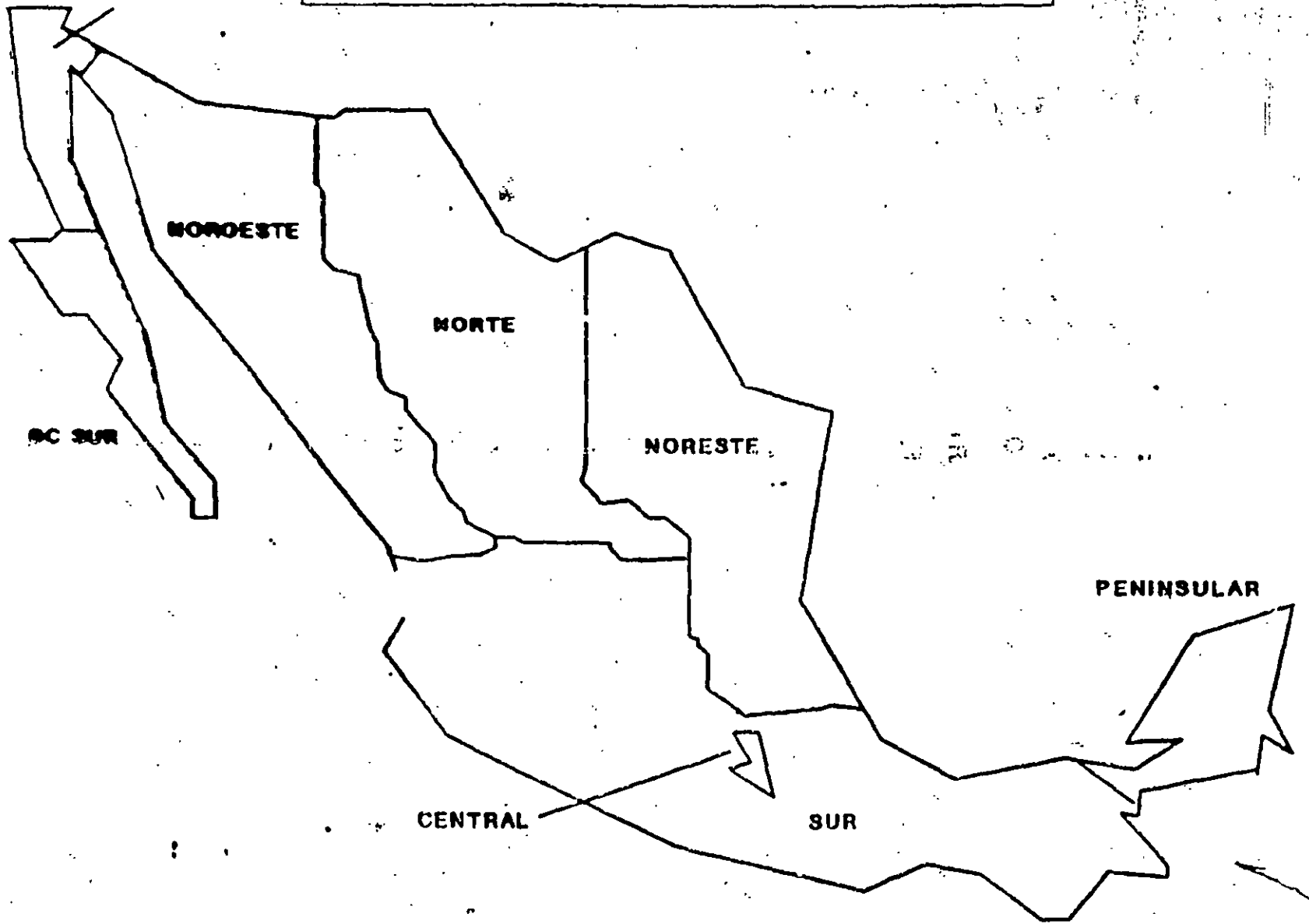
- TARIFAS ESPECIALES (DEM >20 MW Y F.C. >0.7)

*** REDUCCION DE PERDIDAS POR BAJO FACTOR DE POTENCIA**

*** APROVECHAR LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE CON REGIONALIZACION.**

BAJA CALIFORNIA

REGIONALIZACION TARIFARIA



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.

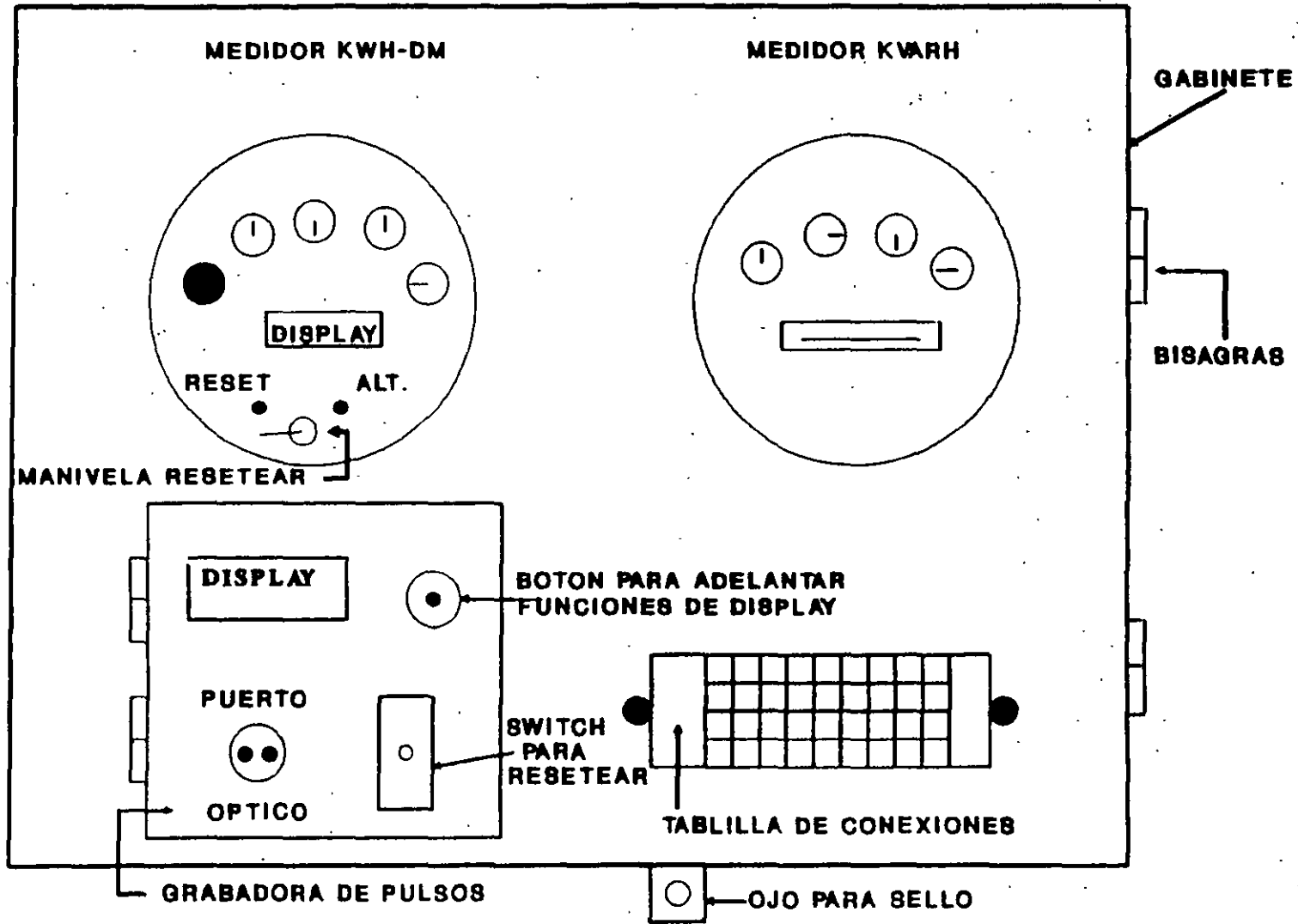
LA ZONA DE INFLUENCIA DE CLFC ESTA COMPRENDIDA DENTRO DE LAS REGIONES CENTRAL Y SUR.

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 MPIO. DEL EDO. DE MEXICO, 3 DE PUEBLA, 1 DE MORELOS Y 45 DEL EDO. DE HIDALGO.

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

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 HM

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

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.

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.

$$\text{CONSUMO} = \left(\begin{array}{l} \text{KWh base} \quad \times \quad \$/\text{KWh base} \quad + \\ \text{KWh interm} \times \quad \$/\text{KWh interm.} + \\ \text{KWh punta} \quad \times \quad \$/\text{KWh punta} \end{array} \right) \times \text{FA}$$

$$\text{DEMANDA} = \text{DF} \quad \times \quad \$/\text{MW}$$

$$\text{DF} = \text{DP} + \text{FRI} \times \text{máx}(\text{DI} - \text{DP}, 0) + \text{FRB} \times \text{máx}(\text{DB} - \text{DPI}, 0)$$

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 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

$3/5 [(90 / 57964) - 1] 100 = 33.16 = 33.2\% = 0.332$							
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 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 98765 KWH	888	0.84959	CGO. x KWH B.	0.21732	0.22324
97-06-25	25 (30 DE JUNIO)	INTERMEDIO 246.957 KWH	902		CGO. x KWH I.	0.26020	0.26728
	28 (DIAS DE PERIODO)	PUNTA 28.459 KWH	885		CGO. x KWH P.	0.81324	0.83536
		TOTAL 374 181 KWH			CGO. x DEM.	43.054	44.225

CARGO POR CONSUMO

MAYO	CGO x KWH (BASE) 98,765/28 (3 x 0 21732)	=	2,299 672	
JUNIO	CGO. x KWH (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)

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>

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

SUBTOTAL (1) + (2) + (3) + (4) + (5)	=	153,390.30
I. V. A.		23,008.55
IMPORTE PAGAR	\$	<u>176,398.85</u>



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

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

**DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO DE ACUERDO A
LA NOM-001-SEMP-1994**

**EXPOSITOR: ING. ABEL GARCIA OROPEZA
1997**

INSTALACIONES ELECTRICAS

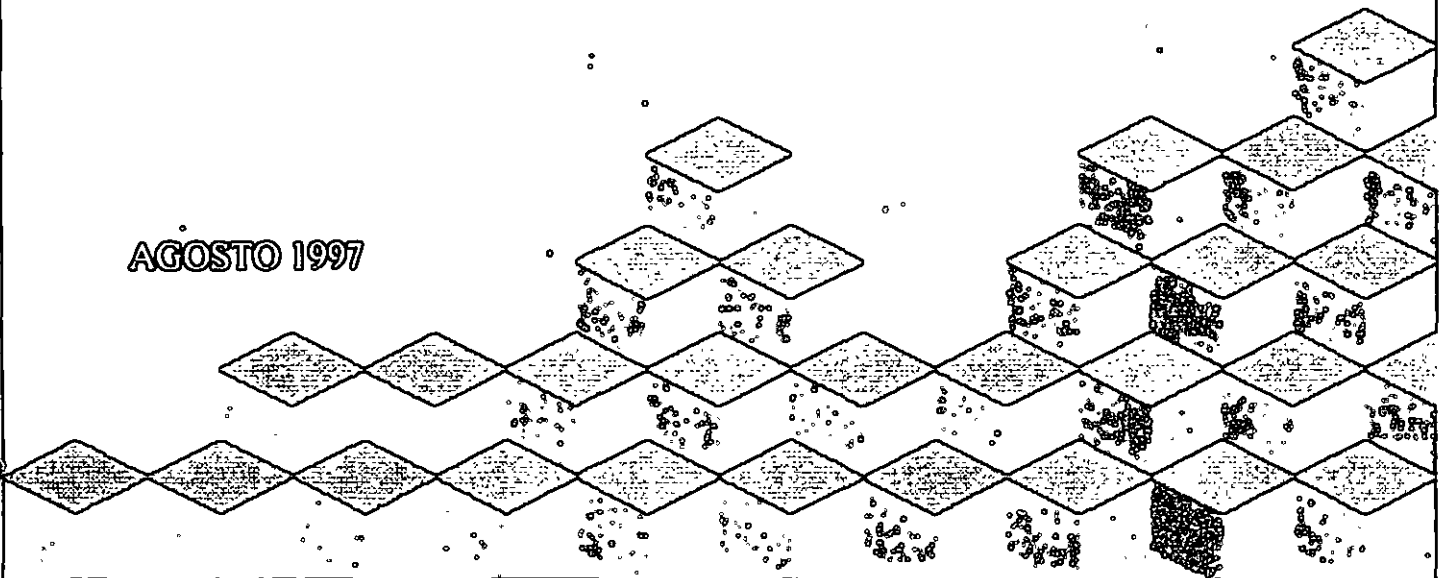
INDUSTRIALES

DESCRIPCION DE LA INGENIERIA
DE DISEÑO

TEMA 13

ING. ABEL GARCIA OROPEZA

AGOSTO 1997



INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

**DESCRIPCION DE LA INGENIERIA DE DISEÑO
DE ACUERDO A LA NOM-001-SEMP-1994.**

**ING. ABEL GARCIA OROPEZA
28 DE AGOSTO DE 1997**

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 alta confiabilidad.
- * Instalación de equipo eléctrico de la mejor calidad disponible y uso de los mejores métodos de instalación.

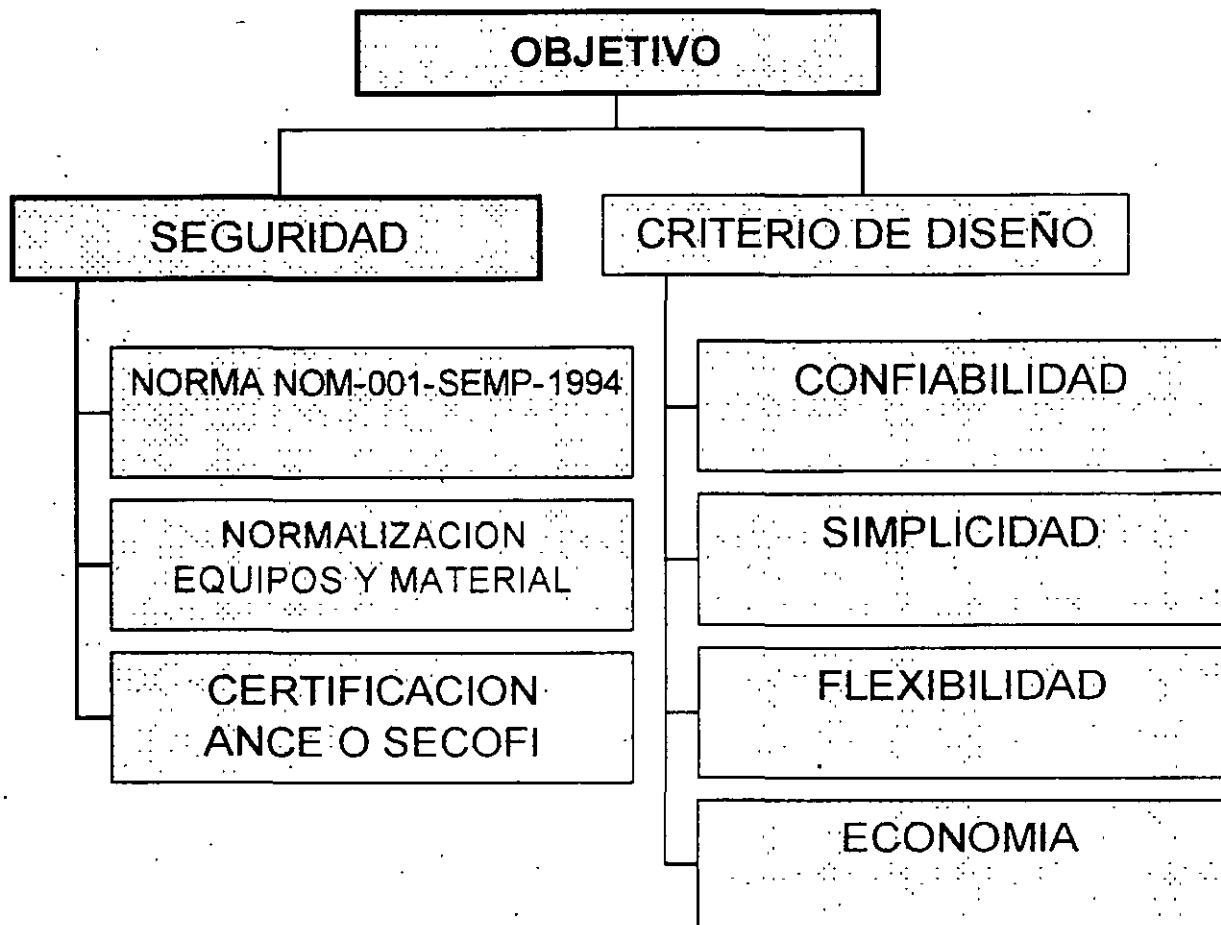
SIMPLICIDAD. La operación debe ser tan sencilla como sea posible para encontrar los requerimientos del sistema. Debe considerarse en la operación y mantenimiento del sistema de potencia industrial lo siguiente :

- * 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.

INSTALACIONES ELECTRICAS



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.

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 Presupuesto (SP) 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.

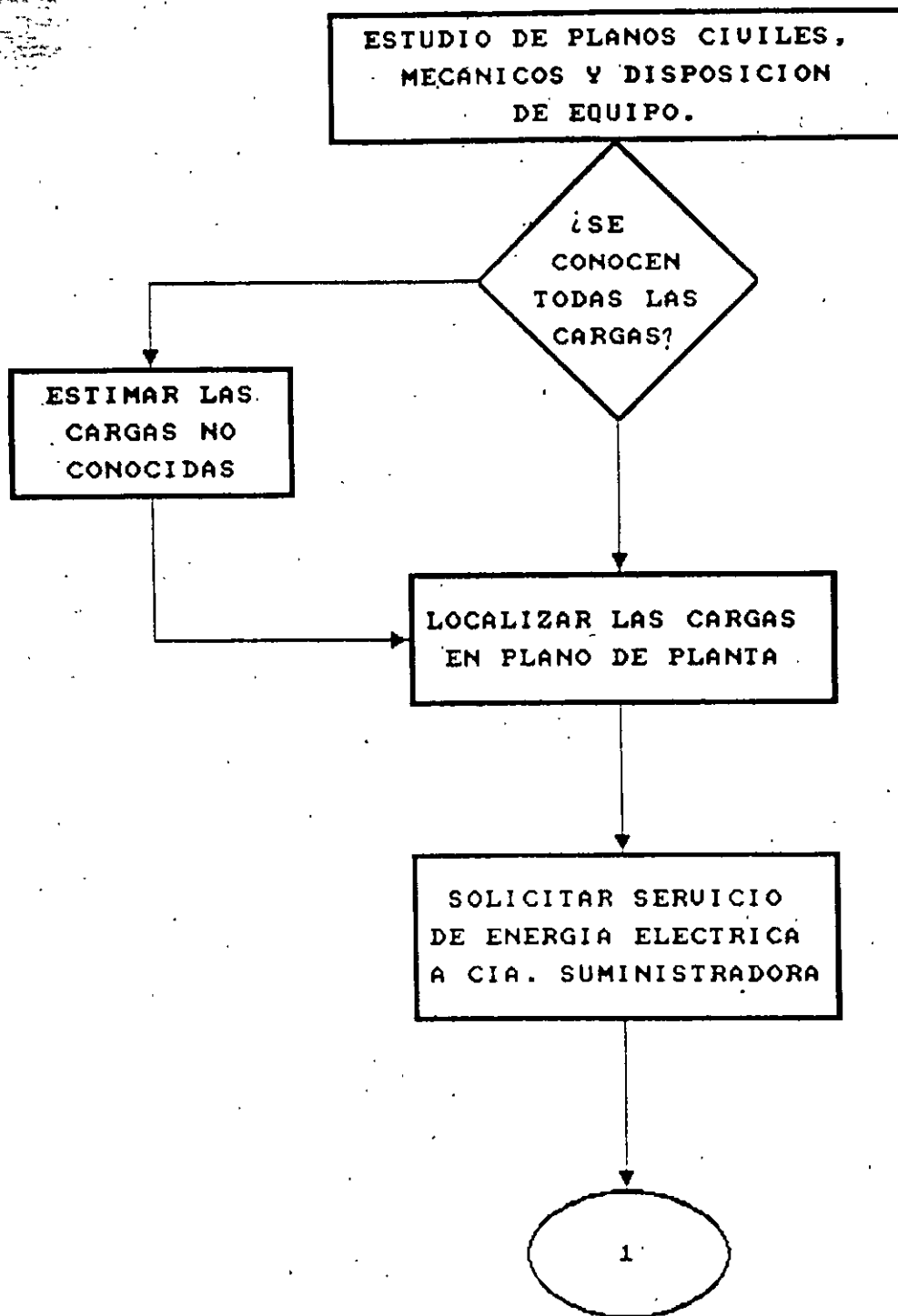
j) Sistema de tierras.

- * Sistema con neutro aterrizado.
- * Sistema de tierras del equipo no conductor de corriente.
- * Sistema de tierras de cómputo y cónmuto.

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



1

INVESTIGAR REQUERIMIENTOS
DE OPERACION DE
CADA CARGA

¿SE
TIENEN
CARGAS QUE
REQUIEREN
ALIM. DE
EMERGENCIA?

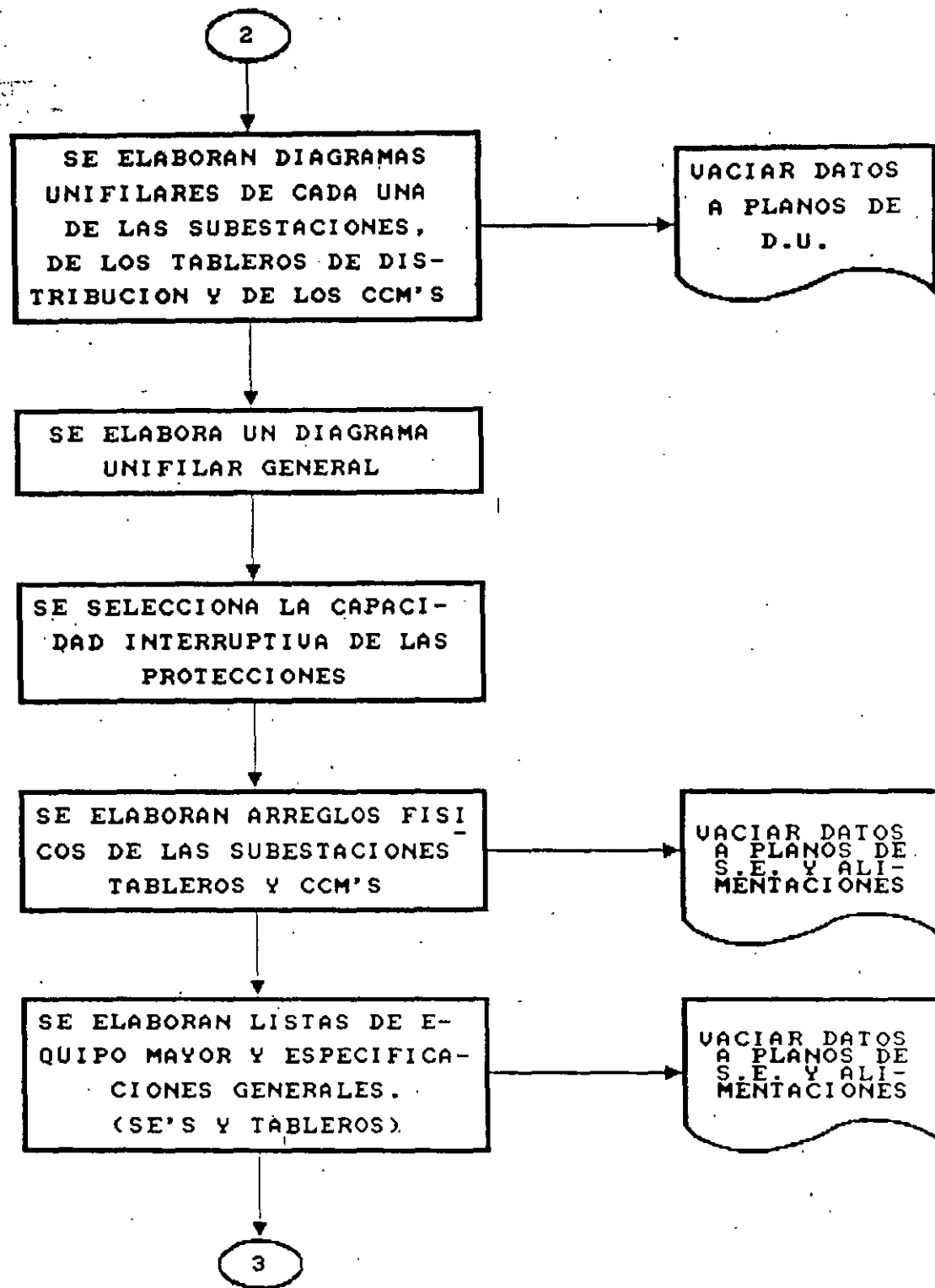
SI

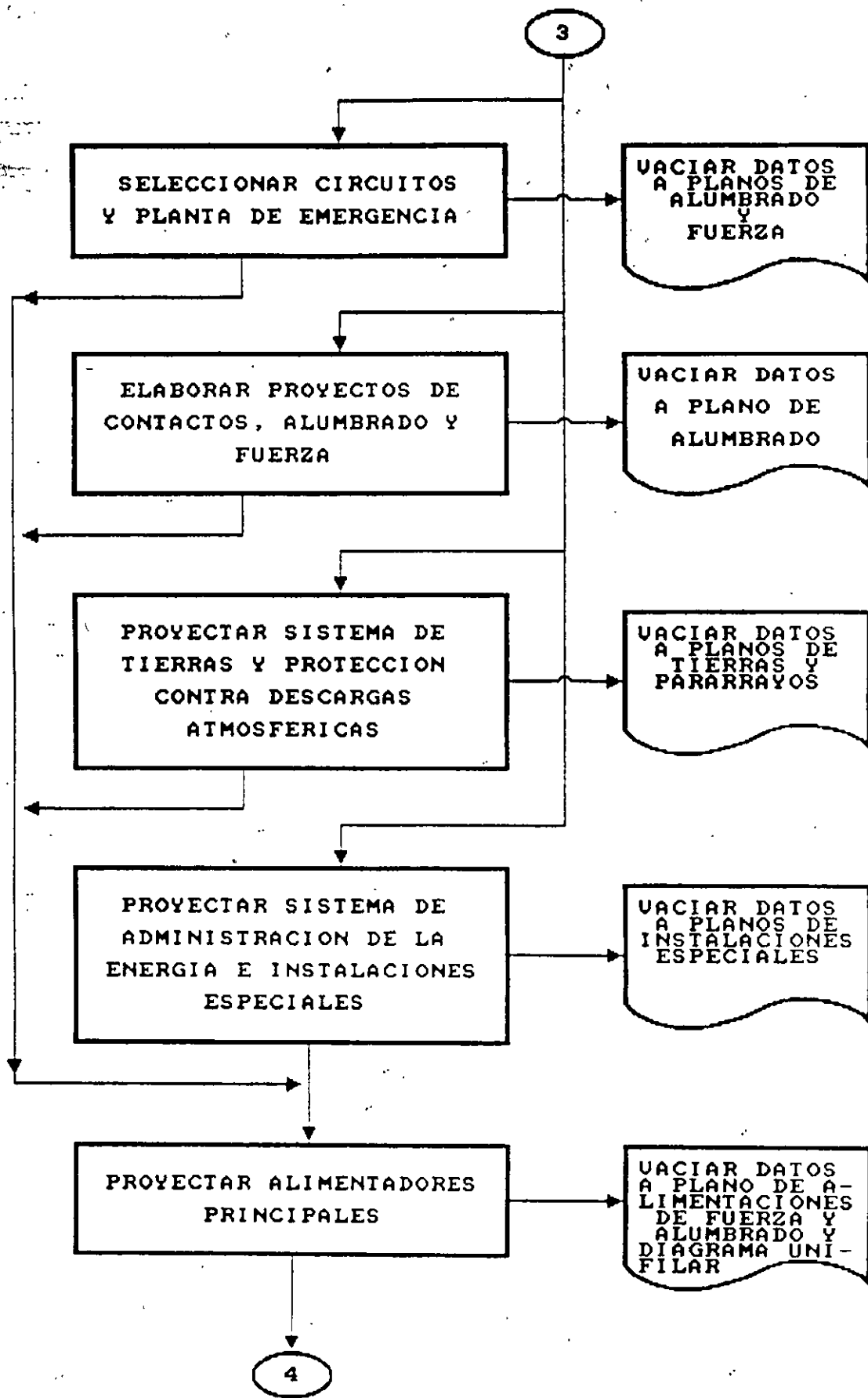
SE AGRUPAN ESTAS CARGAS
EN TABLEROS INDEPENDIENTES

NO

SE AGRUPAN CARGAS EN
SUBESTACIONES UNITARIAS
TABLEROS DE DISTRIBUCION
O CENTROS DE CONTROL
DE MOTORES

2





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, donde las tensiones son diferentes. Se tiene un proceso la revisión de esta Norma, con la tendencia a seguir la Norma ANSI, con algunas modificaciones.

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

VOLTAGE CLASS	Nominal System Voltage			Nominal Utilization Voltage (Note f)	Voltage Range A (Note b)			Voltage Range B (Note b)						
	(Note a)				Maximum	Minimum		Maximum	Minimum					
	Two-wire	Three-wire	Four-wire		Utilization and Service Voltage (Note c)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage				
Low Voltage (Note 1)	Single-Phase Systems													
	120			115	126	114	110	127	110	106				
		120/240		115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212				
	Three-Phase Systems													
		208Y/120 (Note d)	200	218Y/126	197Y/114	191Y/110	220Y/127	191Y/110 (Note 2)	184Y/106 (Note 2)					
	240	240/120	230/115	252/126	228/114	220/110	254/127	220/110	212/106					
	480	480Y/277	460	504Y/291	456Y/263	440Y/254	508Y/293	440Y/254	424Y/245					
	600 (Note e)		460	504	456	440	508	440	424					
			575	630 (Note e)	570	550	635 (Note e)	550	530					
Medium Voltage	2400			2520	2340	2160	2540	2280	2080					
		4160Y/2400		4370/2520	4050Y/2340	3740Y/2160	4400Y/2540	3950Y/2280	3600Y/2080					
	4160			4370	4050	3740	4400	3950	3600					
	4800			5040	4580	4320	5080	4560	4160					
	6900			7240	6730	6210	7260	6560	5940					
		8320Y/4800		8730Y/5040	8110Y/4680		8800Y/5080	7900Y/4580						
		12000Y/6930		12600Y/7270	11700Y/6760		12700Y/7330	11400Y/6580						
		12470Y/7200		13090Y/7580	12160Y/7020	(Note f)	13200Y/7620	11850Y/6840	(Note 1)					
		13200Y/7620		13860Y/8000	12870Y/7430		13970Y/8070	12504Y/7240						
		13800Y/7970		14490Y/8370	13460Y/7770		14520Y/8360	13110Y/7570						
	13800		14490	13460		14520	13110	11880						
		20780Y/12000		21620Y/12600	20260Y/11700		22000Y/12700	19740Y/11400						
		22860Y/13200		24000Y/13860	22290Y/12870	(Note f)	24200Y/13970	21720Y/12540	(Note 1)					
	23000		24150	22430			24340	21850						
		24940Y/14400		26190Y/15120	24320Y/14040		26400Y/15248	23690Y/13680						
		34500Y/19920		36230Y/20928	33640Y/19428		36510Y/21088	32780Y/18938						
	34500		36230	33640			36510	32780						
	46000				Notes: (1) Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows.			(2) Many 220 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.						
	69000				Nominal System Voltage						Range A		Range B	
					120	108	104							
					120/240	108/216	104/208							
					208Y/120	187Y/108	180Y/104							
					240Y/120	216/108	208/104							
					240	216	208							
					480Y/277	432Y/249	416Y/240							
					480	432	416							
					600	540	520							
High Voltage				121000										
				145000										
				169000										
				242000										
		(Note h)												
Extra High Voltage		345000			362000									
		500000			550000									
		765000			800000									
Ultra High Voltage		1100000			1200000									

6A

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	187Y/108 198Y/114 216 /108 432Y/249	220Y/127 233Y/134 254 /127 508Y/293	184Y/106 194Y/112 212 /106 424Y/245		
Media tensión		2 400 4 160 <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> 85 000 115 000 138 000 161 000 <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.

	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%

(1).- 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.

DISEÑO Y PROTECCION DE LA INSTALACION ELECTRICA.

La Norma NOM-001-SEMP-1994 define :

- * **Circuito derivado.** Conductores del circuito formado entre el último dispositivo contra sobrecorriente que protege el circuito y la(s) carga(s) conectada(s). Artículo 210.

- * **Tensión máxima de los circuitos derivados.**
127V entre conductores. Terminales de portalámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga y equipo de utilización conectado permanentemente.

277V a tierra. Luminarios de descarga eléctrica equipados con lámparas de casquillo roscado, equipo auxiliar de lámparas de descarga, equipo de utilización conectado permanentemente y luminarios que no sean del tipo de apagador integrado y que se instalen a una altura no menor de 2.4 m sobre el nivel del piso.

- * **Conductores.**
Deben tener una capacidad de conducción no menor que la correspondiente a la carga por servir (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 si es continua, no debe exceder el 80% de la capacidad nominal del circuito derivado (Art. 210-22).

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. 220-3.a).

- * **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).

* **Caída de tensión.** Se establece en las secciones 210-19 y 215 que la caída de tensión global desde el medio de desconexión principal hasta la salida más 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. 710-14.e), 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.

SUBIERTAS DE DISPOSITIVOS DE SOBRECORRIENTE.

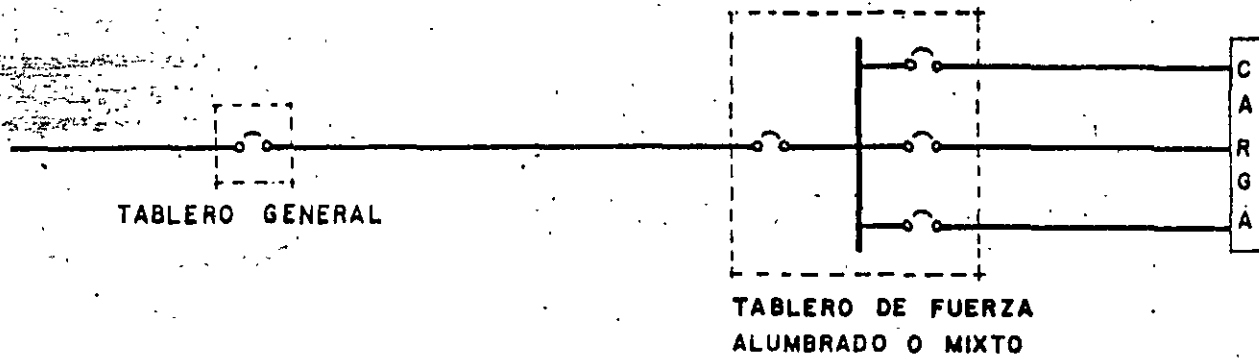
Los dispositivos de sobrecorriente deben quedar encerrados en cajas o gabinetes.

Quedan excentos 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 intemperie.
- NEMA 3R. A prueba de lluvia.
- NEMA 4. A prueba de agua y polvo.
- NEMA 5. A prueba de polvo.
- NEMA 7. A prueba de gases explosivos.
- NEMA 9. A prueba de polvos explosivos.
- NEMA 12. Servicio industrial.

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. PROBLEMÁTICA. 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 ener eléctrica.
- * El equipo sensitivo 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 mas 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 preveer 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 raras (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.

- * **PROBLEMÁTICA.** 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.

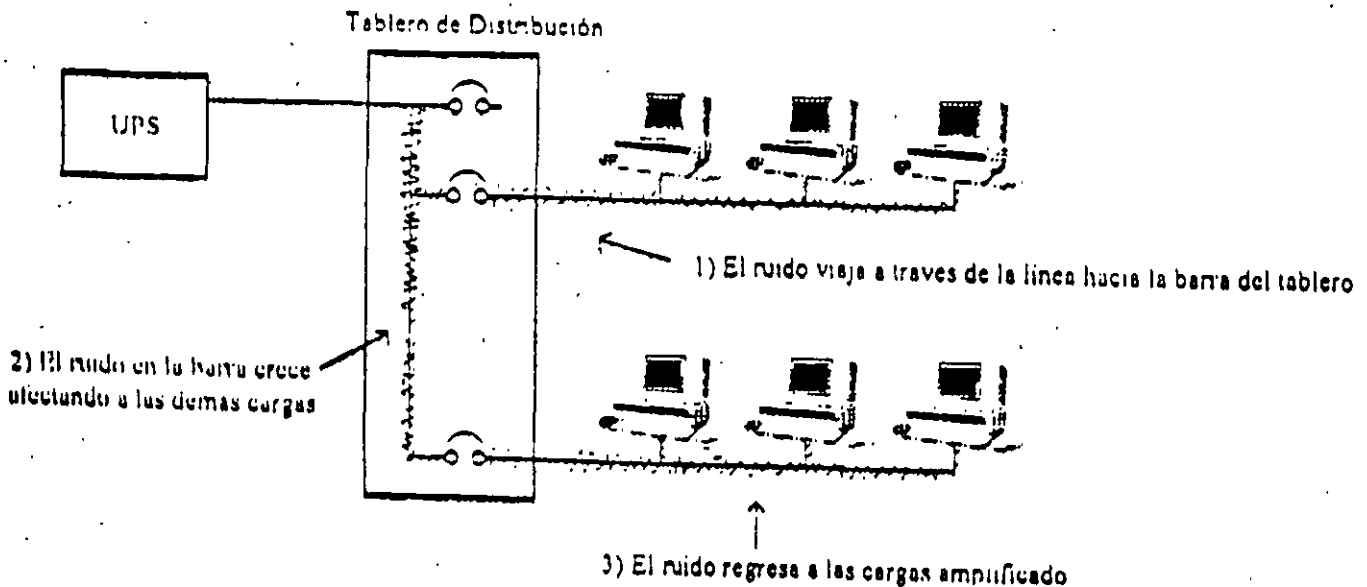
Se debe colocar por lo menos un equipo de exposición Alta-Media en el tablero principal de distribución, y equipos de exposición Mediana-Baja en los tableros últimos de distribución, que alimentan directamente a las cargas. De esta forma un transitorio de alto nivel será atenuado a la entrada y no aprovechará 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 las 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 ferresonantes 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 ferresonante 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.

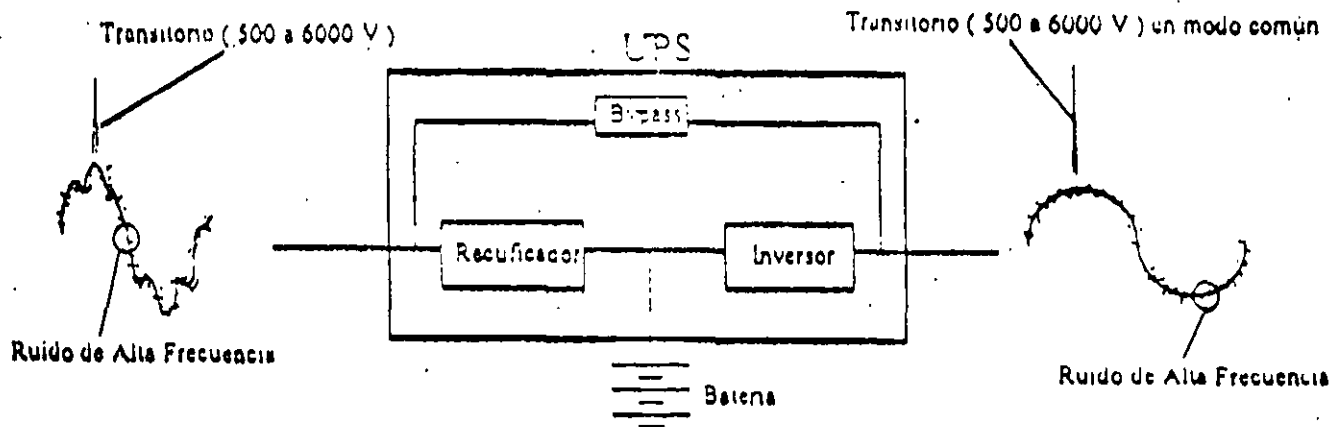
- * Externas: Rayos, sobrecargas en las líneas de la compañía suministradora, interrupciones en el sistema.
- * Internas: Disparo de interruptores, caídas momentáneas de tensión.

* 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 a 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.

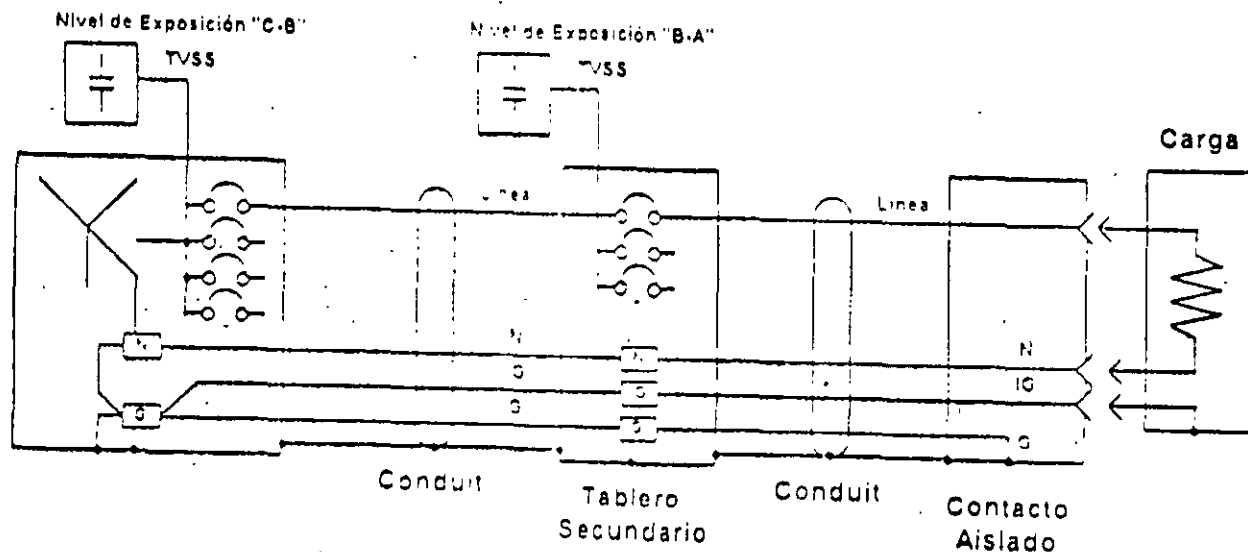
Las instalaciones grado computador se realizan bajo standard IEEE 1100-1993 libro esmeralda. Para lograr una instalación grado computador la IEEE estipula en su publicación los siguientes requerimientos :

- * 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.

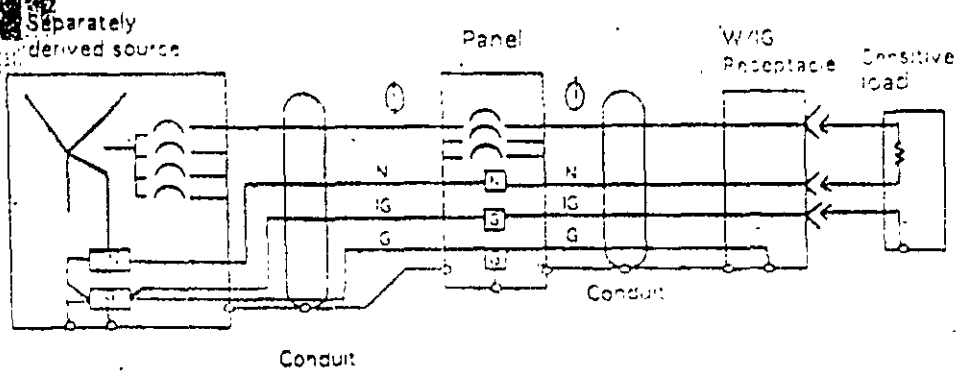
TABLEROS DE DISTRIBUCION GRADO ELECTRONICO (EGP'S "ELECTRONIC GRADE PANELS):

- * 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 préraradas 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.

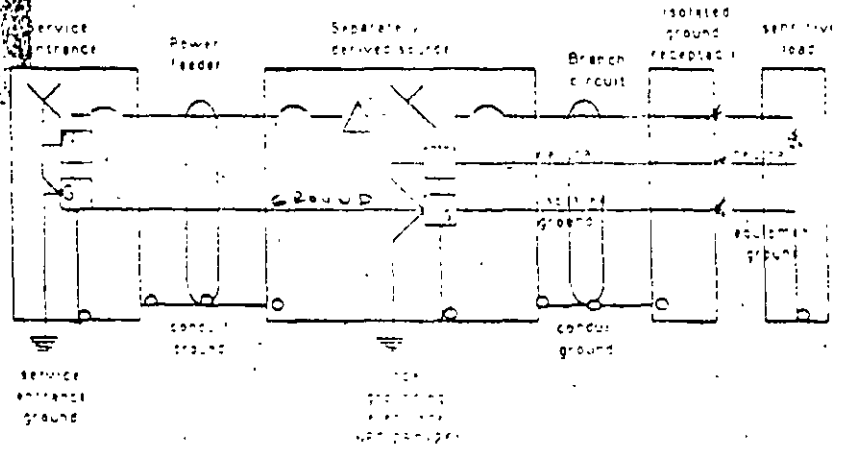
El diagrama IEEE lo muestra como sigue :



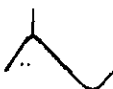






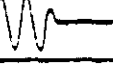

bro Esmeralda



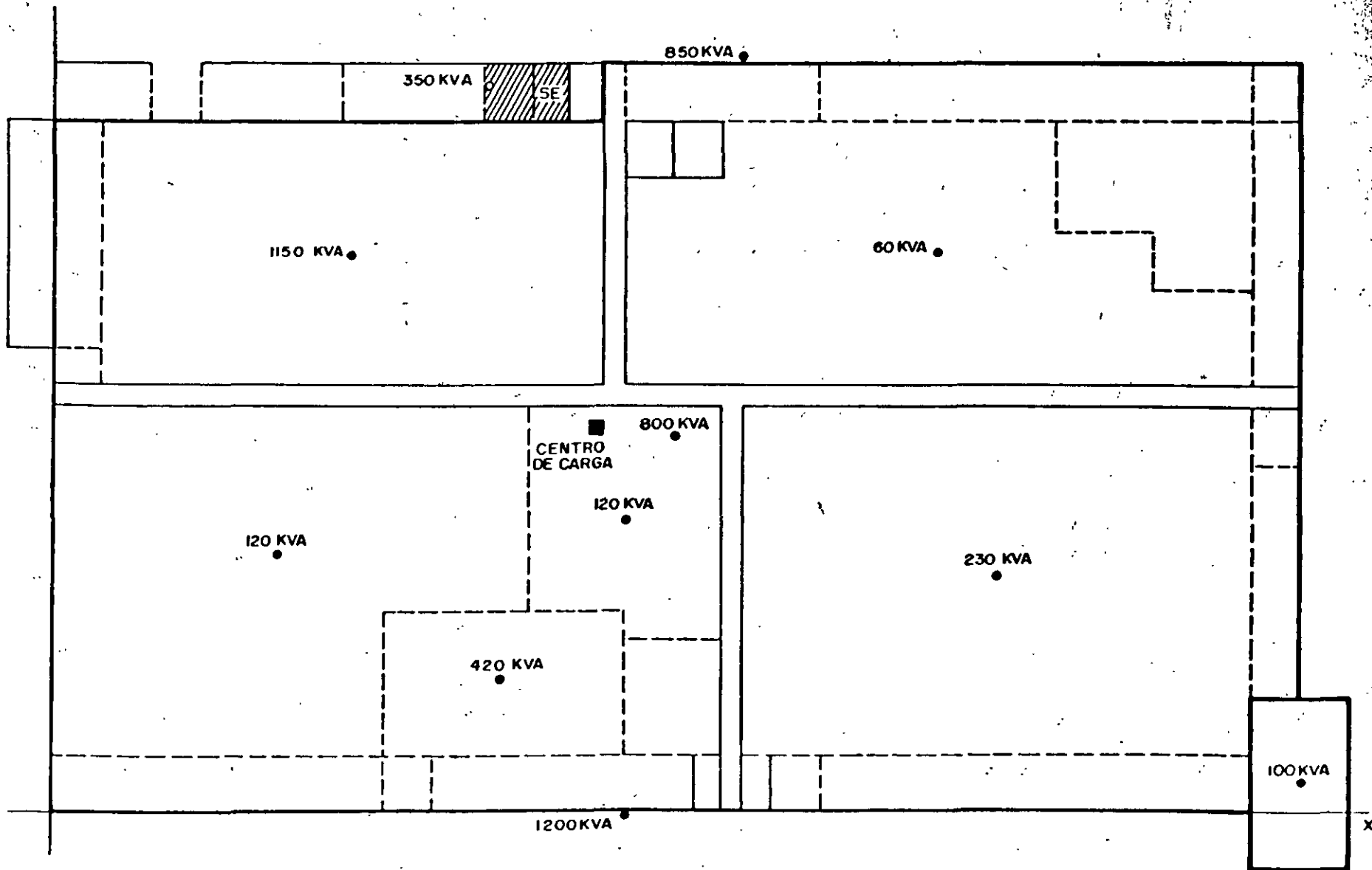
bro Esmeralda



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 Triac On - Line	Plantas de Emergencia	Instalación Eléctrica
	Transitorios	Modo Común Modo Normal	Alta		
	Ruido	Modo Común Modo Normal			
	Distorsión de Onda		Baja		Alta
	Distorsión Armónica				
	Bajas de Voltaje				
	Altas de Voltaje				
	Interrupción Momentánea				
	Interrupción Prolongada			Alta	
	Variación 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

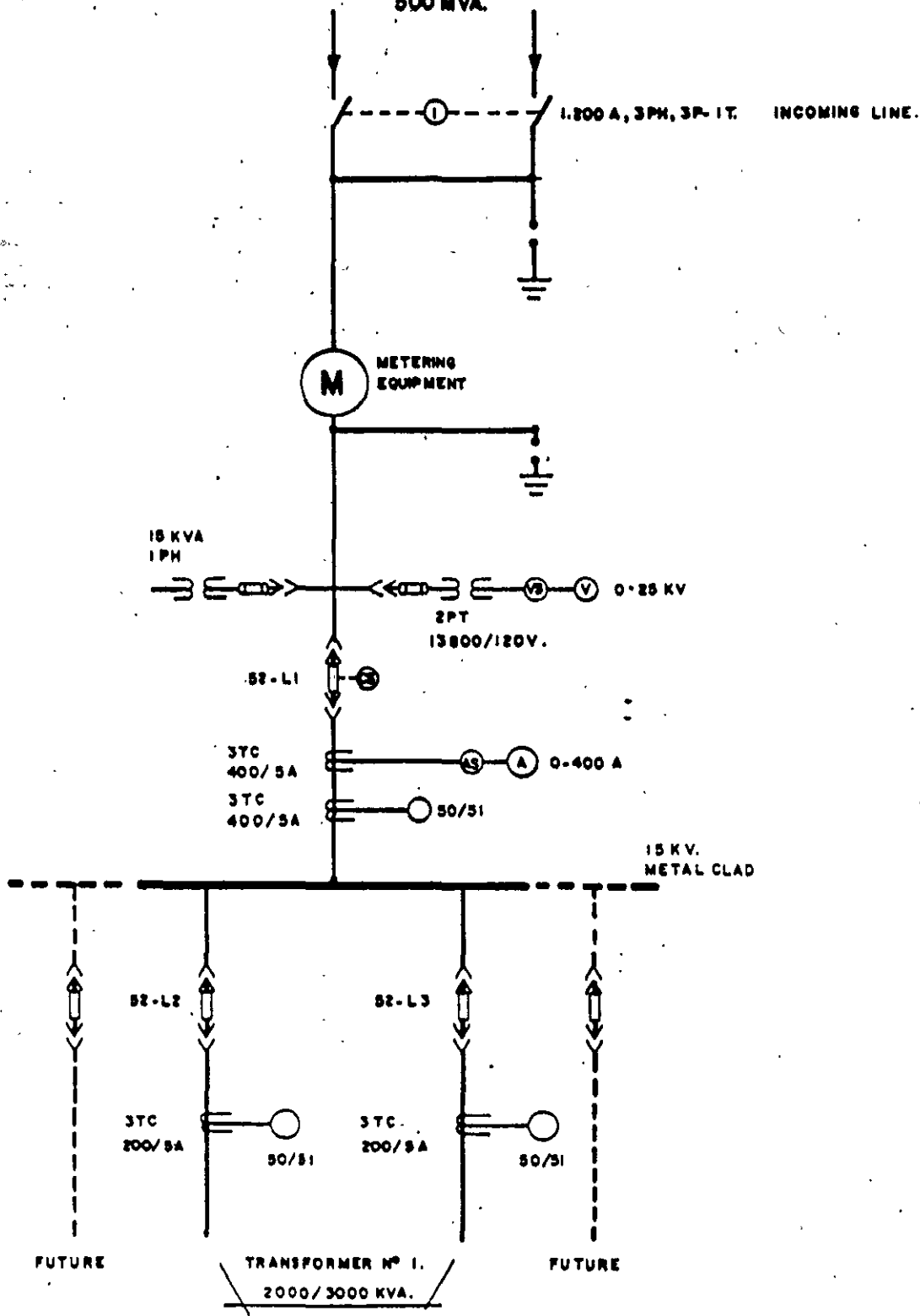
MOTOR Nº	HP	EJE 'X X'				EJE 'Y Y'			
		Signo	Bro de Pol.	Mom.(+)	Mom(-)	Signo	Bro de Pol.	Mom.(+)	Mom(-)
1	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
2	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
3	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
4	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
5	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
6	3	•	13.0	39.0		•	150.0	450.0	
7	15	•	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	98.0	
11	3	•	6.6	19.8		•	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	7.1	•	2.4	19.0		•	41.0	291.1	
15	1/2	•	5.8	2.9		•	43.8	21.9	
16	1/16	•	0	-		•	14.1	2.1	
17	5	•	2.0	10.0		•	16.0	180.0	
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	3.2		•	28.0	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		•	23.0	23.0	
26	5	•	10.8	54.0		-	21.8		109.0
27	30	•	11.0	330.0		-	37.1		1110.0
28	14.247W		-	-		-	-	-	-
29	0.797W		-	-		-	-	-	-
30	1/3	•	10.4	3.47		-	50.0		16.7
31	1	-	2.5		2.5	-	49.0		49.0
32	6.0	-	4.5		4.1	-	49.0		44.1
33	1/4	-	9.4		2.4	-	49.5		12.4
34	40	-	-	-	-	-	-	-	-
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	17.8		-	-	-	-
43	1	•	15.6	31.6		-	-	-	-
44	2	•	15.6	71.2		-	-	-	-
45	1/4	•	12.5	16.7		•	47.6	11.4	
46	15	•	11.0	945.0		-	5		
47	1/4	•	61.00	15.0		-	6		
48	1	•	64.0	64.0		•	4.0	47.0	

5.- MEMORIA DE CALCULO.

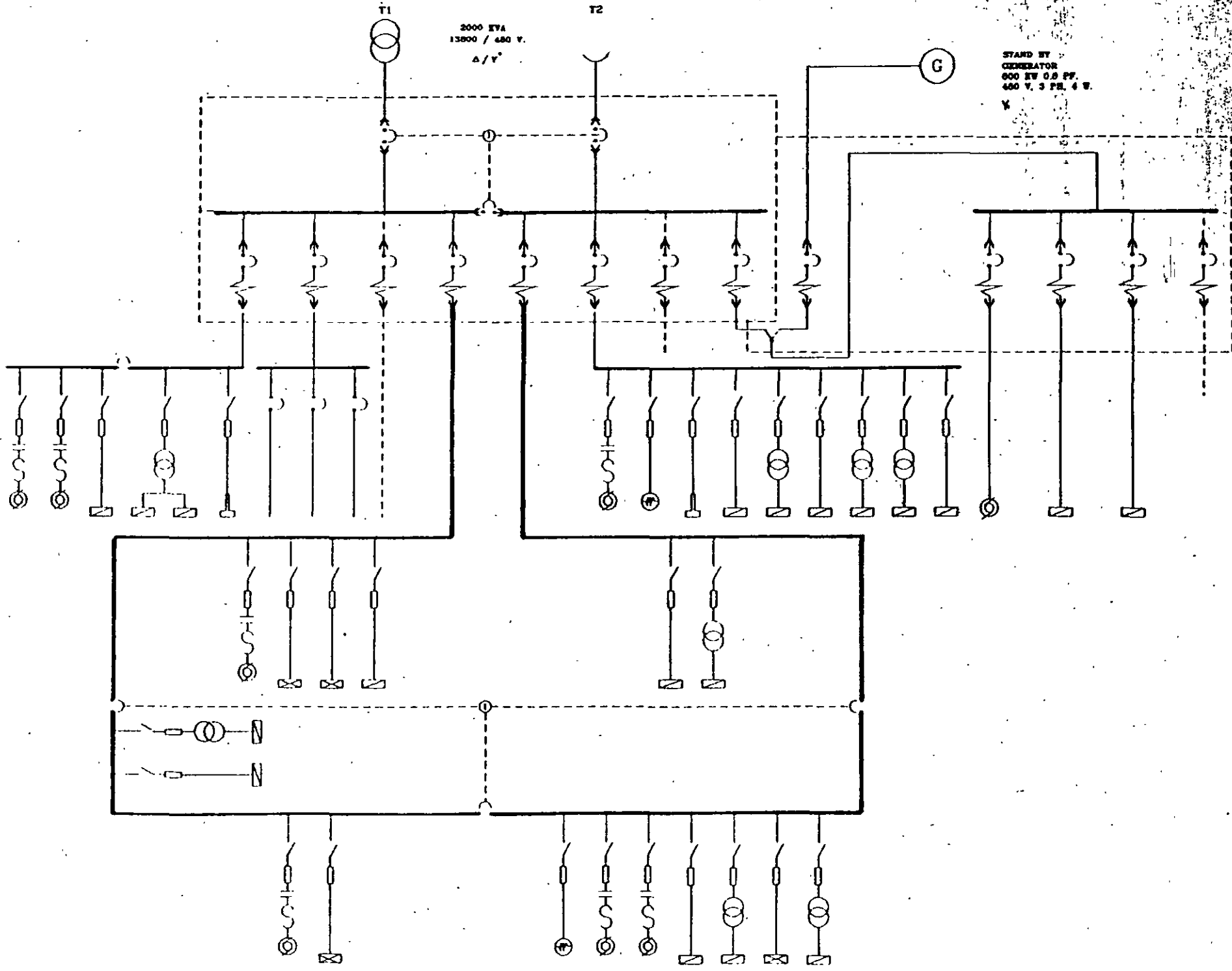
b2) CALCULO DEL CENTRO DE CARGA

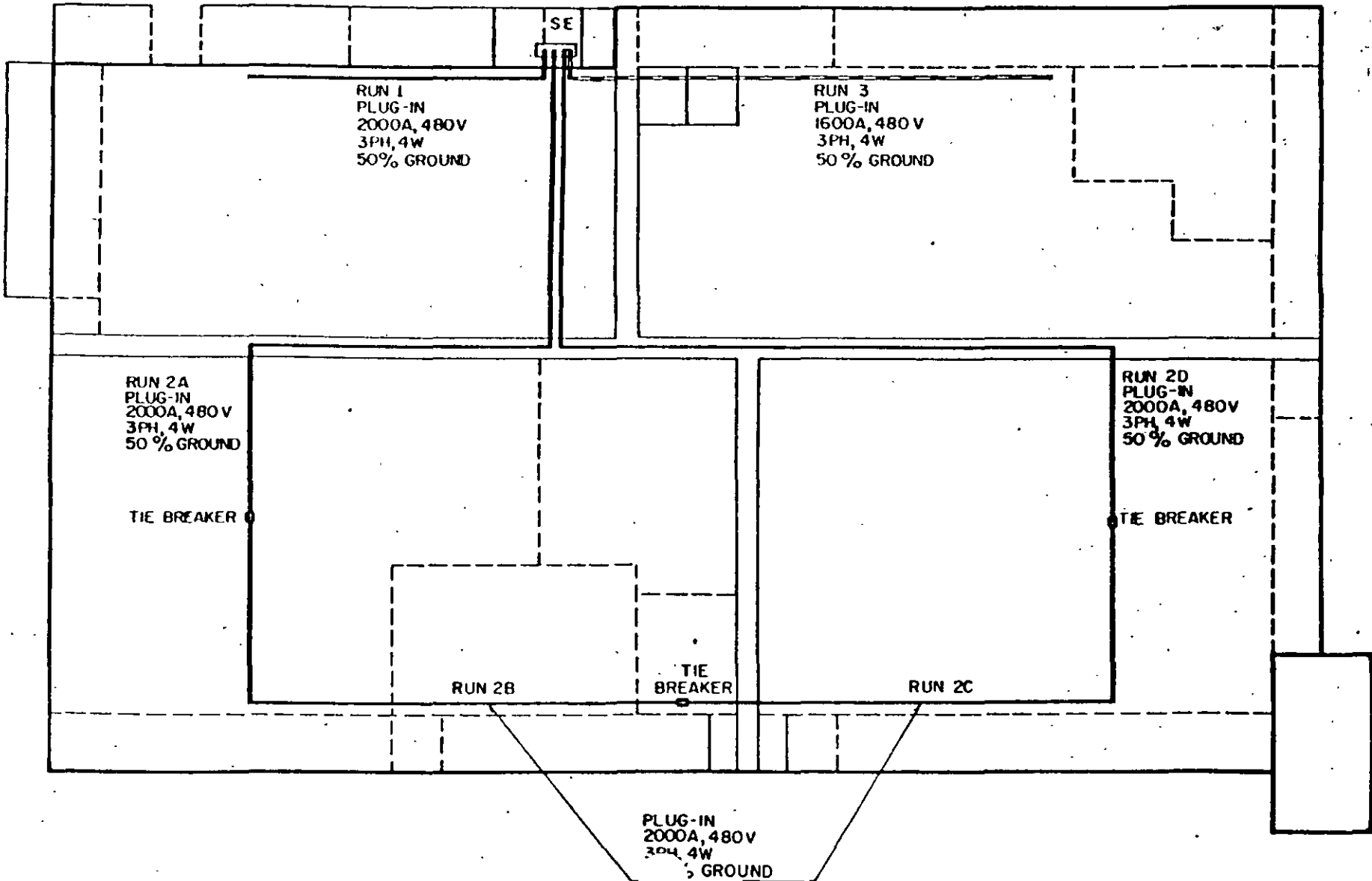
MOTOR Nº	HP	EJE X'X'				EJE Y'Y'			
		Signo	Eje de Pol.	Momento (+)	Mom (-)	Signo	Eje de Pol.	Momento (+)	Momento (-)
49	1	•	64.0	64.0	•	40.9	40.9		
50	1	•	64.0	64.0	•	34.7	34.7		
51	1/2	•	64.0	32.0	•	28.4	14.2		
52	1/2	•	64.0	32.0	•	15.8	7.9		
53	1/2	•	64.0	32.0	•	3.5	1.8		
54	1	•	62.0	126.0	-	5.0		15.0	
55	1/4	•	62.0	15.5	-	5.0			2.2
56	7 1/2	•	61.5	431.8	•	4.5	11.8		
57	7 1/2	•	61.0	480.0	-	4.5		61.8	
58	1/2	•	61.0	30.0	-	15.7		7.9	
59	?	•	61.0	128.0	-	22.0		44.0	
60	1/2	•	75.0	37.5	-	37.6		18.8	
61	10	•	55.0	1,610.0					
62	15	•	55.0	825.0					
63	20	•	55.0	1,100.0					
64	5	•	55.0	275.0					
65	1/4	•	56.5	42.4	-	30.7			21.0
66	1/2	•	56.5	84.8	-	30.7			42.0
67	1/2	•	72.0	36.0	-	30.7			21.4
68	1	•	9.5	38.0	-	64.5			205.5
69	1 1/2	•	9.5	47.5	-	64.5			270.8
70	1/4	•	10.0	25.0	-	61.5			35.7
71	2	•	9.0	36.0	-	71.0			142.0
72	2	•	11.5	46.0	-	71.0			142.0
73	7 1/2	•	9.0	36.0	-	74.00			555.0
74	7 1/2	•	11.5	46.0	-	74.00			555.0
75	1 1/2	•	33.4	20.1	-	45.0			67.5
76	1/2	•	33.4	6.7	•	41.0	2.0		
77	1/2	•	35.1	7.7	-	104.0			52.0
78	1/2	•	35.1	7.7	•	104.0			52.0
				20,034.37	455.00			16,478.74	4,555.63
	170.20	•	25.5	9,575.10	•	32.4	12,137.24		
A	11.5	•	45.0	1,012.5	-	75.10			85.1
B	11.5	•	45.0	1,012.5	•	75.10	755.15		
C	28.5	•	25.5	223.7	-	24.80			716.7
D	28.5	•	25.5	423.7	•	24.80	716.7		
E	28.5	•	5	0	•	24.80			857.3
F	10.0	•	11.0	22.0	•	24.80	416.5		
G	19.0	•	17.0	35.0	•	24.80	14.5		
H	5.1	•	42.5	175.0	•	24.80			216.0
I	2.0	•	45.0	14.5	•	24.80	261.3		
J	20.0	•	25.5	223.7	-	24.80			65.4
K	24.4	•	25.5	12.4	•	24.80	654.7		
L	11.2	•	0	0	-	24.80			146.2
M	7.44	•	5.5	11.2	•	24.80	197.0		
				2,120.00			3,185.45		3,045.5
	275.20	•	26.2	1,155.40	-	2.1			12.7

INCOMING LINE
13.8 KV, 3PH, 3W, 60Hz.
500 MVA.



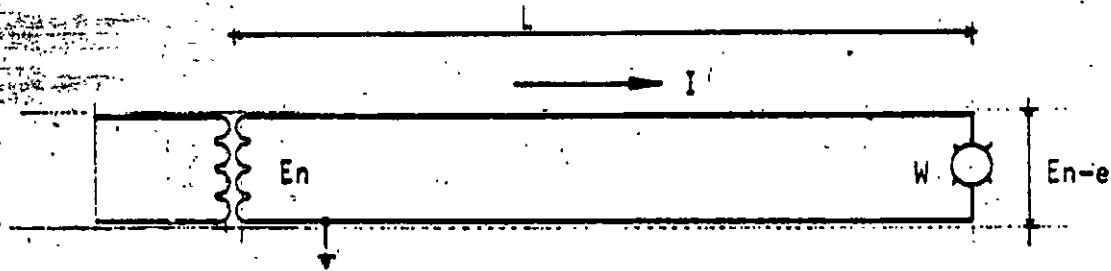
SINGLE LINE DIAGRAM.





FORMULAS USADAS:

Monofásico a dos hilos.



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

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

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

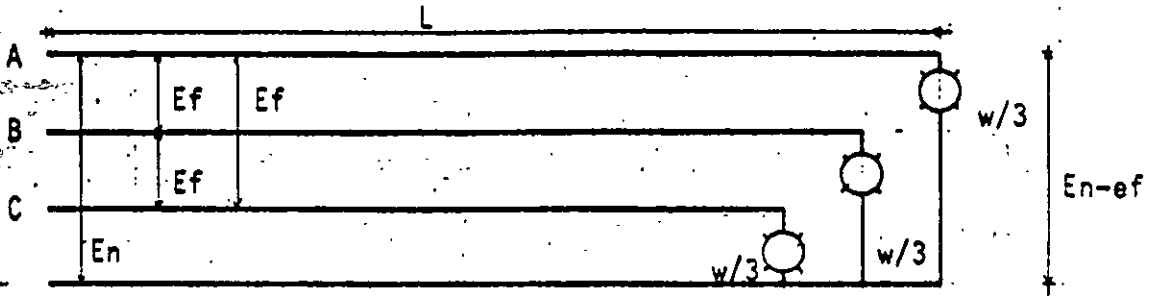
$$\rho = \frac{1}{58} \quad \Omega/\text{m}/\text{mm}^2 \quad \text{a } 20^\circ\text{C} \dots\dots 4 \qquad 0.0172$$

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

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

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

SISTEMA 3 FASES, 4 HILOS



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

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

$$1 \theta \quad E_n = R I \dots\dots\dots 2$$

$$3 \theta \quad E_f = 3 E_n = \sqrt{3} R I \dots\dots\dots 3$$

$$R = \frac{E_f}{\sqrt{3}} \cdot L \dots\dots\dots 4$$

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

$$\rho = \frac{1}{50} \quad \Omega / \text{m/mm}^2 \text{ a } 60^\circ\text{C} = 0.0200 \quad \Omega / \text{m/mm}^2 \dots\dots\dots 6$$

$$E_f = \sqrt{3} R I = \sqrt{3} \left(\frac{\rho}{S} \cdot L \right) I = \frac{\sqrt{3} L I}{50 S} \text{ volts para } 60^\circ\text{C} \dots\dots 7$$

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

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.

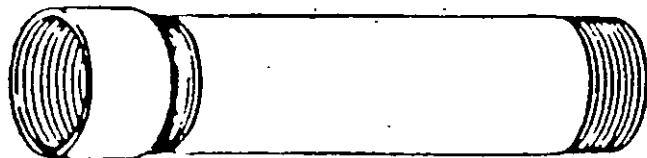
PDG

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 3/4" conduit may be used to connect a motor that is separated from the motor box. [430-145(b)]

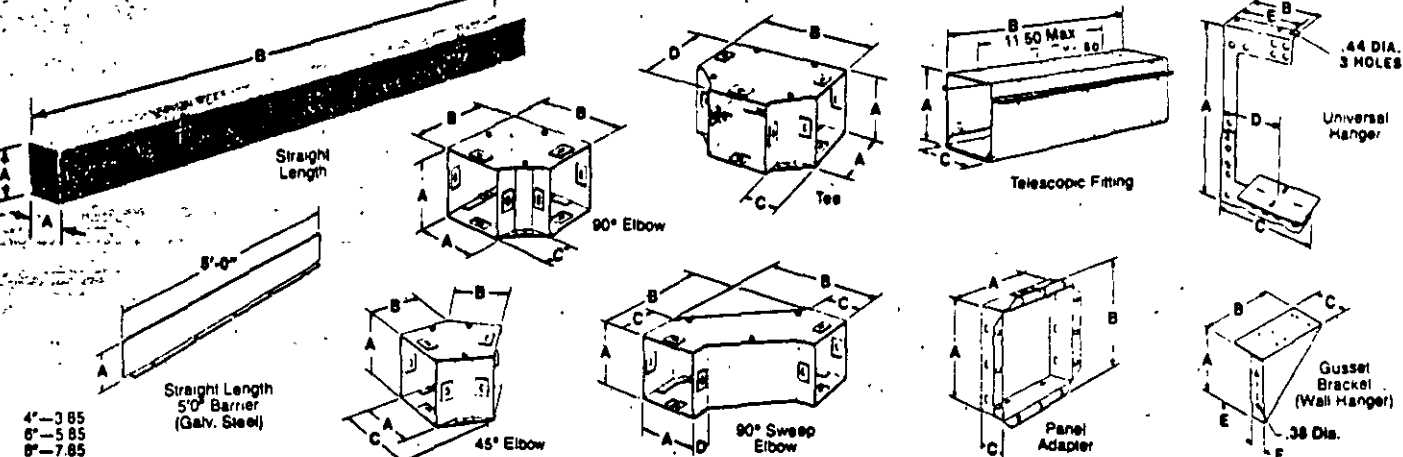
NEC 346-15

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



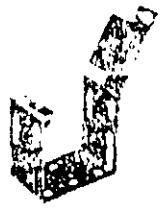
DIMENSIONS IN INCHES—SQUARE-Duct WIREWAY

2½" x 2½" — Knockouts ½", ¾"				4" x 4" — Knockouts ½", ¾", 1", 1½"				6" x 6" — Knockouts ½", ¾", 1", 1½", 1½", 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					
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	24			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	2 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	2 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											
LD21	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	LD12T	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 63	15 00	2 88		LD4TF	4 40	15 00	14 50		LD6TF	6 44	15 00	6 31											
LD2H	2 94	4 31	4 38	3 09	LD4H	11 63	4 31	6 00	3 94	LD6H	17 00	5 44	8 2	5 06	LD88H	20 70	5 54	10 08	5 13	LD12H	28 70	10 85	14 95	8 95
LD2GB	3 81	3 81	2 42		LD4GB	5 18	5 12	2 42		LD6GB	7 18	7 42	2 42		LD88A*	7 96	9 85	1 37		LD12A*	11 96	14 96	1 37	
LD22A*	2 46	3 69	1 36		LD44A	3 96	5 20	1 36		LD66A*	5 96	7 19	1 60											

* No connectors required — installed effective length (A) is ½".

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

Catalog No	List Price	Circle AW Alwat	Columbia	Delta	Hoffman Engr	Keystone	Queens	Sun	Universal	Wegmann
LD2KC	\$ 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
LD6KC	14.40		X	X	X	X	X	X	X	X
LD6AC	14.40	X			X		X			X
LD8AC	17.50	X	X	X	X	X	X	X	X	X



RAINTIGHT TROUGHS

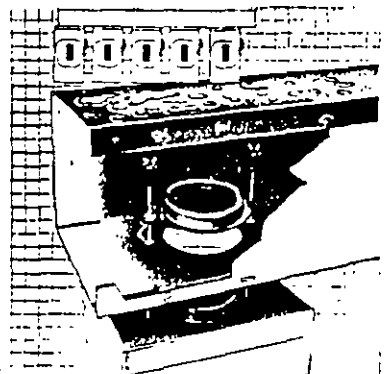
Raintight Troughs are for ganging meter devices, panels, switches, and circuit breaker enclosures. Each length is a completely enclosed section with a removable cover that has a provision for sealing. Two sizes of knockout patterns are on the 4"x4" and 6"x6" sizes: one concentric knockout pattern (½", ¾", 1", 1½") and two tangential knockout patterns (1¼", 1½", 2", 2½") 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 galvaneal 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	\$86.00
3 Foot Length	RD43	51.00	RD63	68.00	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 bolt-on provision. Provides bushed opening equal to 2" conduit. Eliminates the need for conduit tapping.	Catalog No	Price
	BC200	\$9.10



SQUARE-Duct is a Registered Trademark of Square D Company

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.

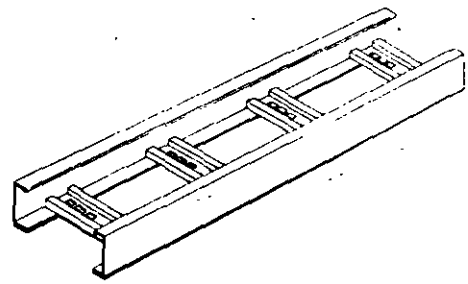
Various rung spacings are available (6, 9, 12 and 18 inches) to provide support for most cables, from small flexible cables to the most rigid interlocked armor power cable. Nine inch rung spacing is the most popular since it provides support for the widest range of cable sizes.

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.

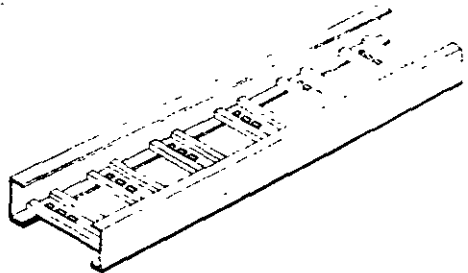
Square D trough designs also provide smooth surfaces and adequate openings for cable dropouts, without the need for cutting of trough bottom materials.

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.

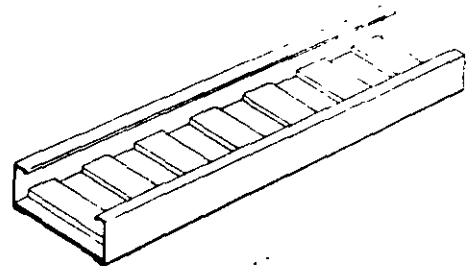
Channel-type tray is of one piece construction and is available in 4½ and 6 inch widths. It is most often used in place of conduit to carry one or two cables from a main cable tray run to individual equipment or termination points. Square D channel is offered in ventilated and solid designs.



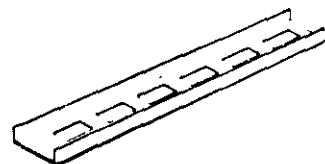
LADDER TYPE



TROUGH TYPE



SOLID BOTTOM TYPE



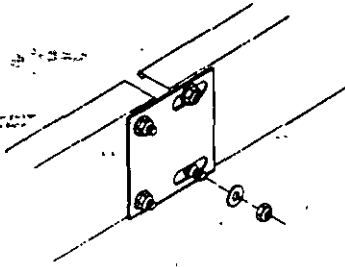
CHANNEL TYPE



CABLE TRAY

ACCESSORIES

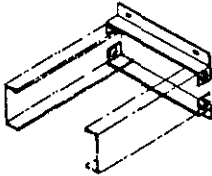
EXPANSION SPLICE PLATE



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 1/2"	ALUM.	CJA-3EX
	STEEL	CJS-3EX
4 1/2"	ALUM.	CJA-4EX
	STEEL	CJS-4EX
6"	ALUM.	CJA-5EX
	STEEL	CJS-5EX

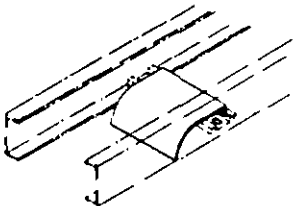
BOX CONNECTOR



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)

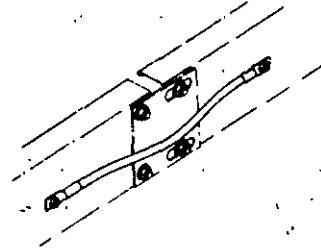
DROPOUT



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	COODS-(W)
BOX	ALUM.	CDOBA-(W)
	STEEL	COOBS-(W)

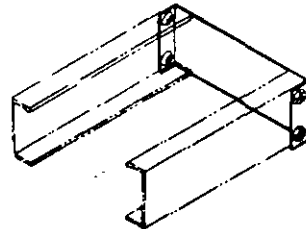
BONDING JUMPER



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)
600 AMP	CBJ-600
2000 AMP	CBJ-2000

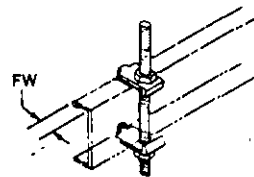
END PLATE



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

TRAY HEIGHT	MATERIAL	CATALOG NO.
3 1/2"	ALUM.	CEPA3-(W)
	STEEL	CEPS3-(W)
4 1/2"	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"-7/8"	CHC-08
1 1/2"	CHC-15
1 3/4"	CHC-17



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	363
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

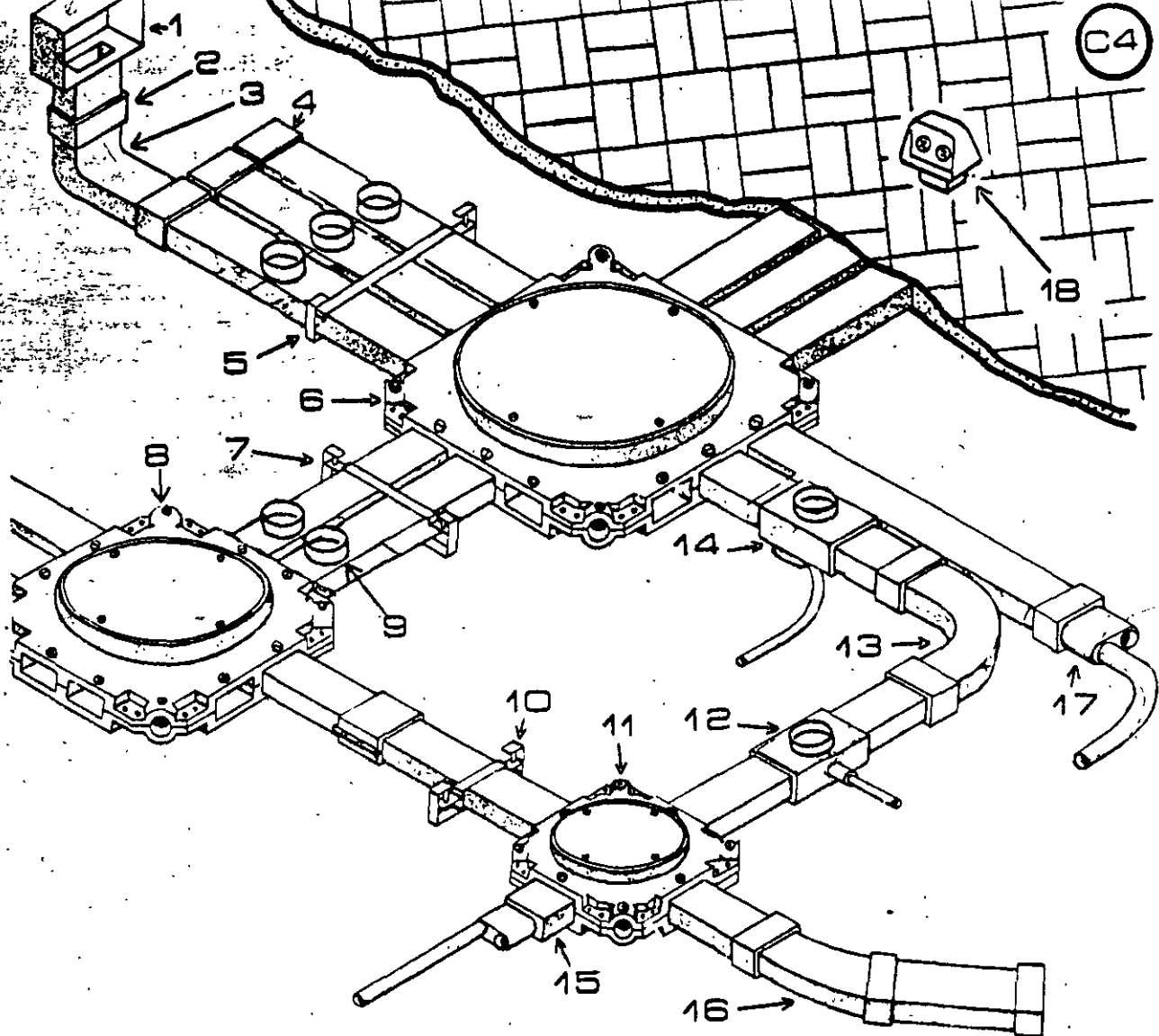
***Steel cable trays shall not be used as equipment grounding conductors for circuits protected above 600 amperes. Aluminum cable trays shall not be used for equipment grounding conductors for circuits protected above 2000 amperes

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 as required for equipment enclosures in article 250 of N.E.C.



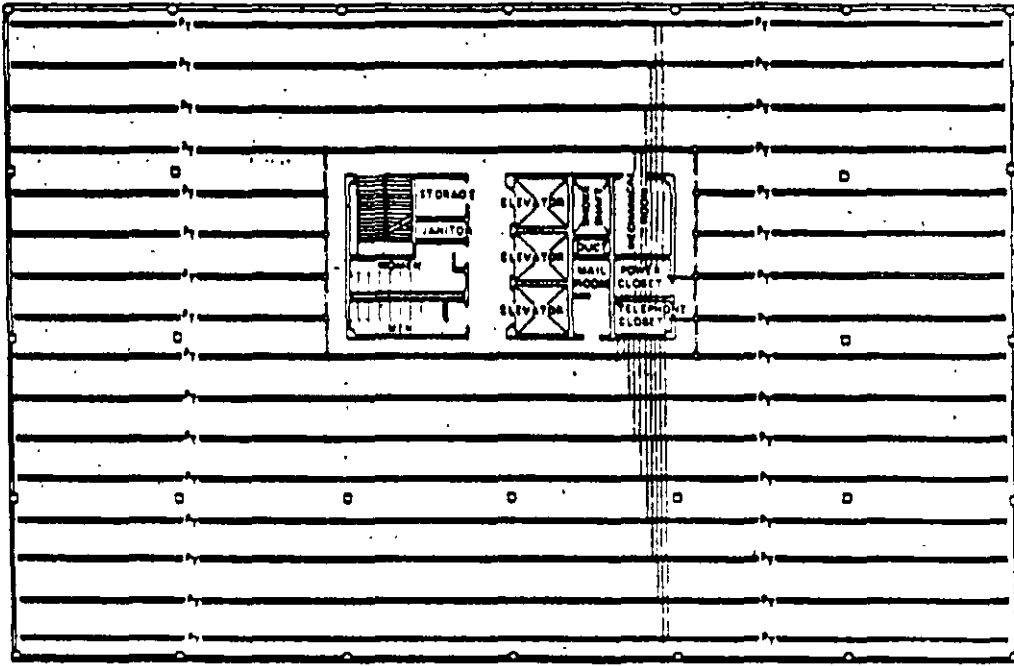


SISTEMA DE DUCTOS.

teléfono
contactos
interfon
alarmas

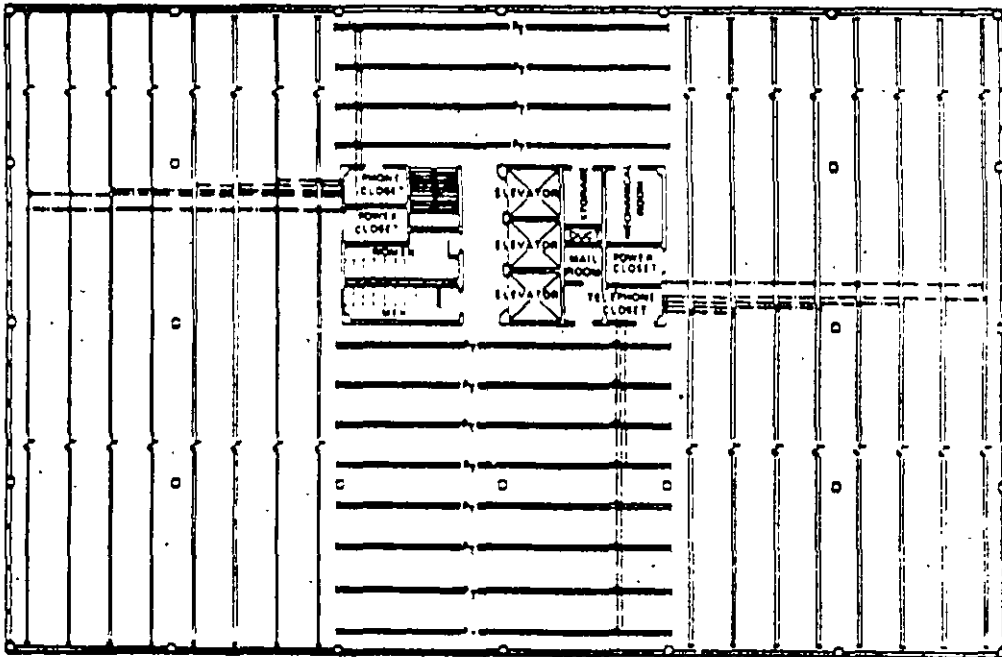
1		caja de registro.	11	A-100	caja registro sencilla.
2	C-10	cofle para ducto.	12	CS-10	cofle, salida lateral.
3	CM90	codo 90° para muro.	13	CP-90	codo piso 90°.
4	TT-10	tapón de salida.	14	CST-10	cofle, salida inferior.
5	S-300	soporte triple.	15	AC-10	adaptador: de regis- tro a tubo conduit.
6	A-300	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		cofle 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.

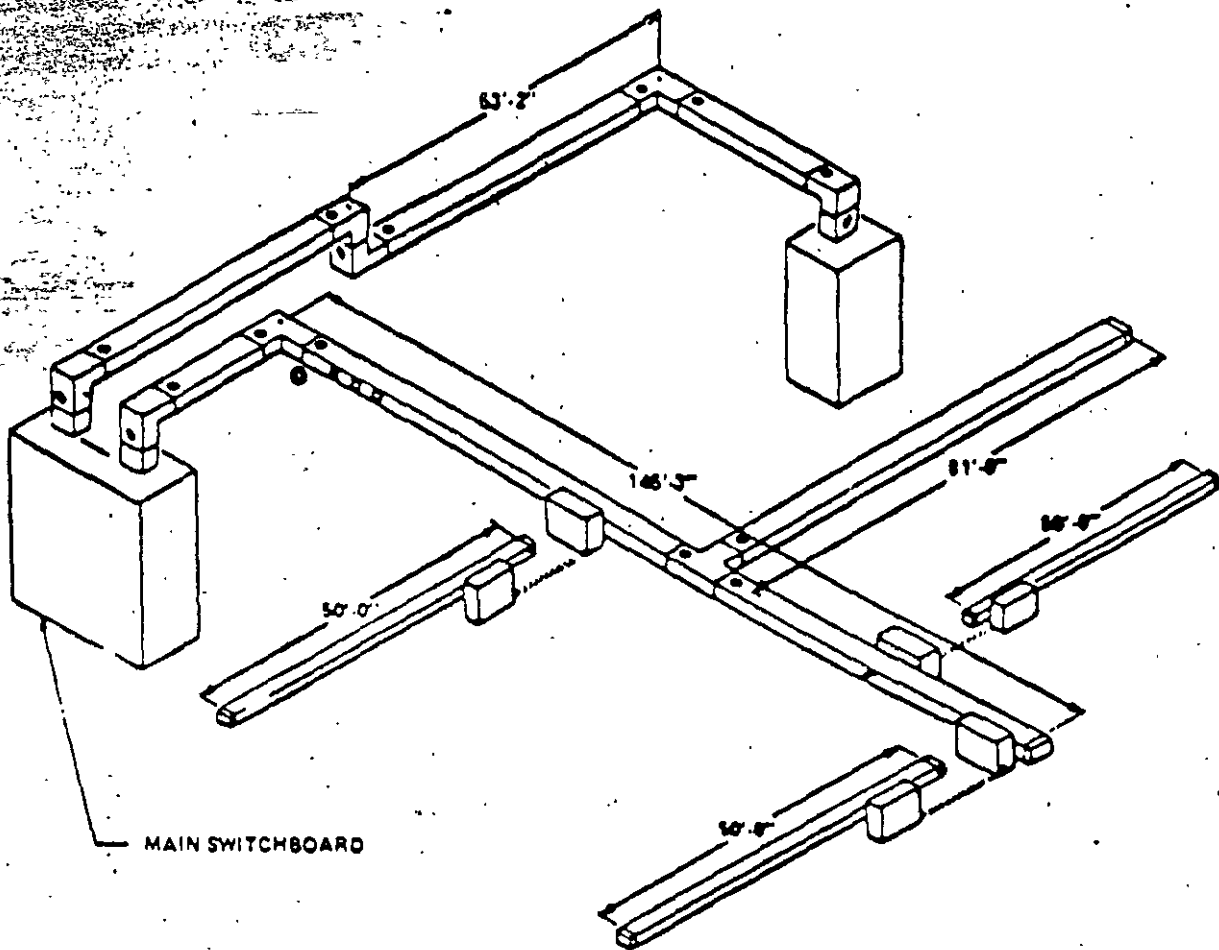


In this layout, two corner telephone closets were made available. Changing the direction of the distribution duct runs can be logical and economical. This layout would

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



DESIGNING BUSWAYS



MAIN SWITCHBOARD

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. IMC.
5. PVC.
6. Nonmetallic raceway.

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

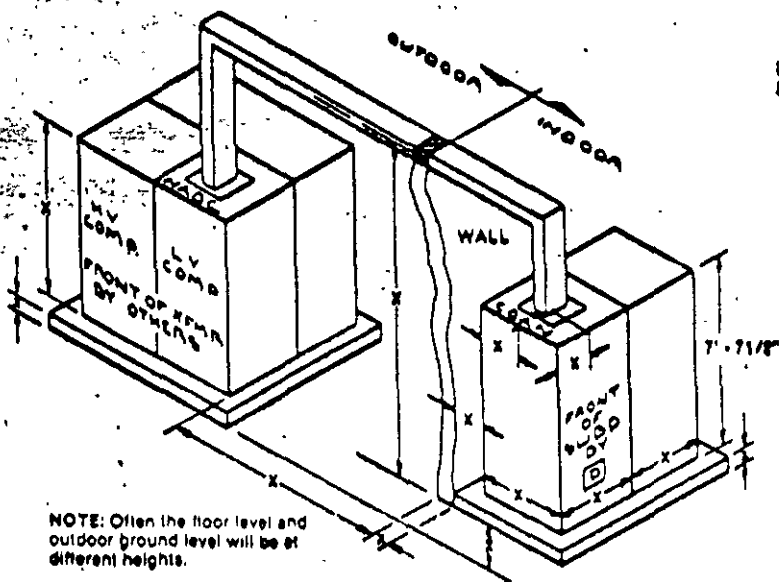
NEC 364-5
For horizontal runs, busways must be supported every 5', unless marked for 10' spacing. The maximum spacing for vertical runs is 16'. 3

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.

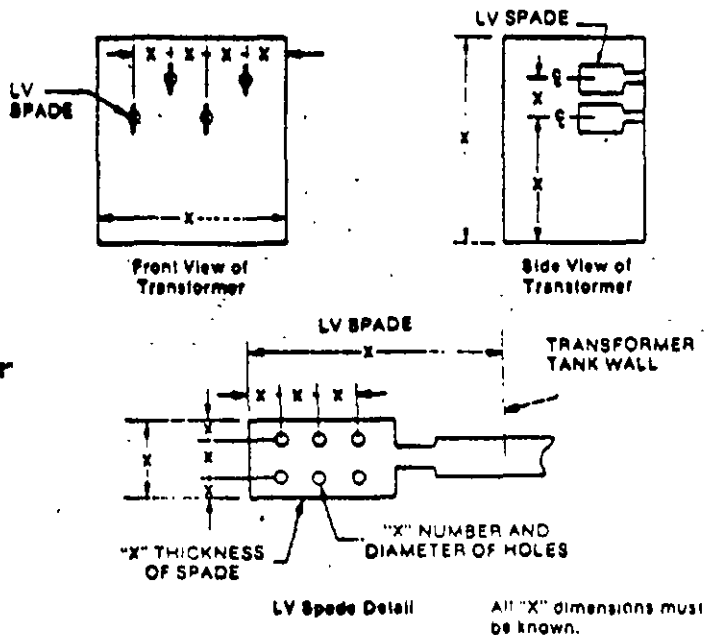
Should the busway fail to correspond to a standard fuse or circuit breaker, the next size may be used.



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)



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.

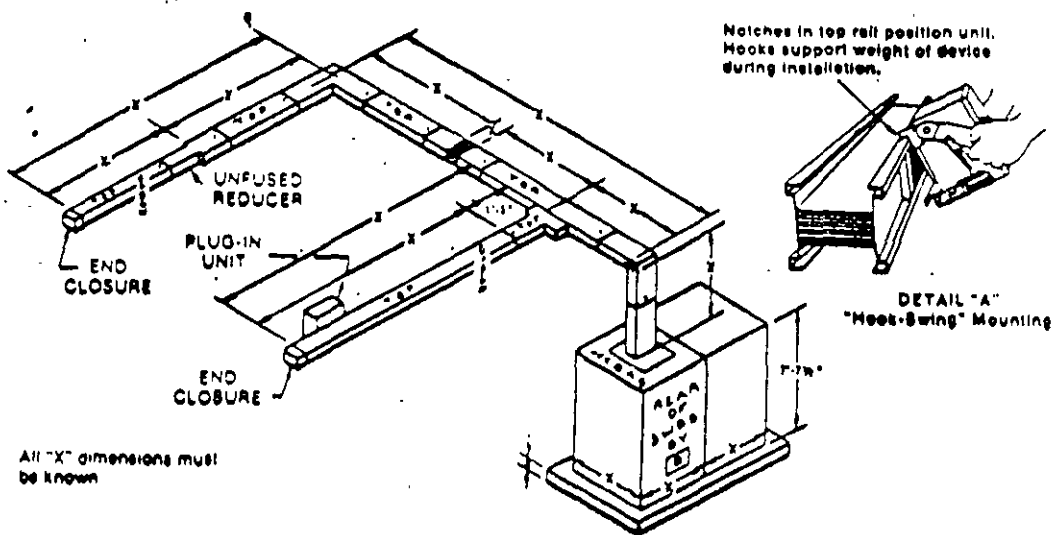


Fig. 11 Measurements Needed For A Typical Plug-In Type Run

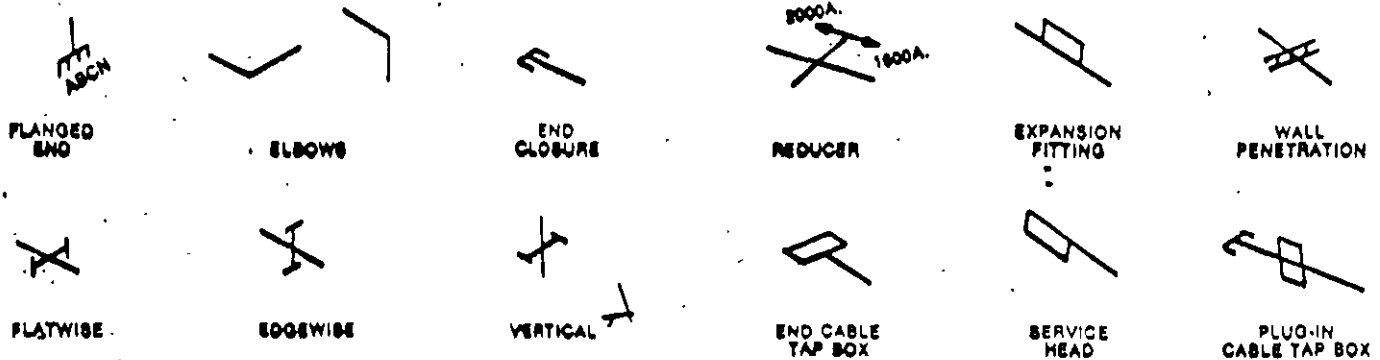
How To Make A Shorthand Drawing (Single Line Type)

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.

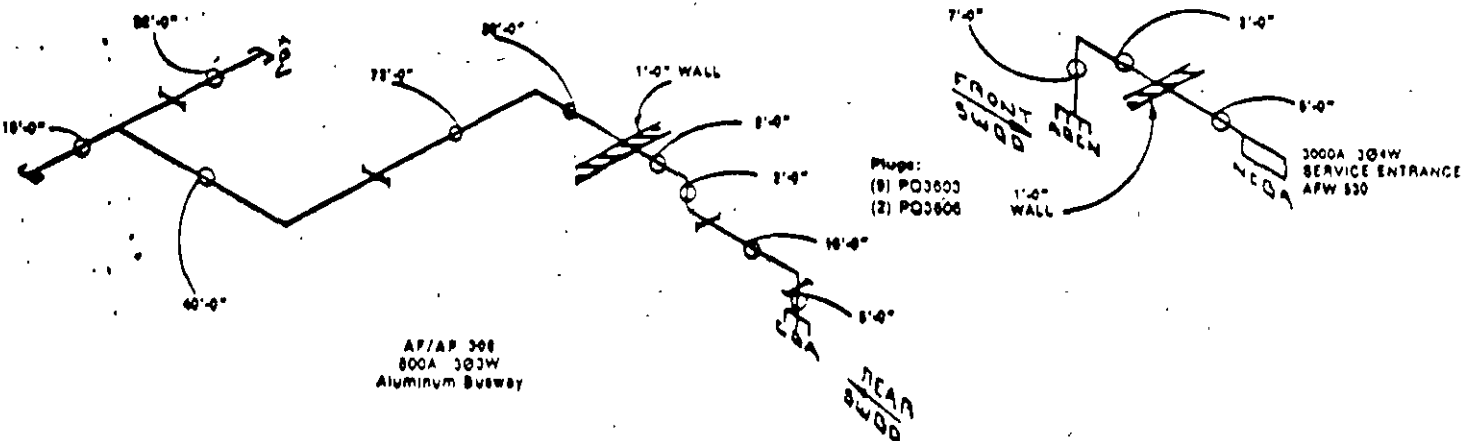
3. Draw your run. Be sure to label each run and show cross sections where applicable.
4. Show the phasing at each end of the run.
5. Show the location of each type of busway (i.e., location of weatherproof and plug-in busway).
6. Indicate quantity and, if necessary, location of plugs.

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?

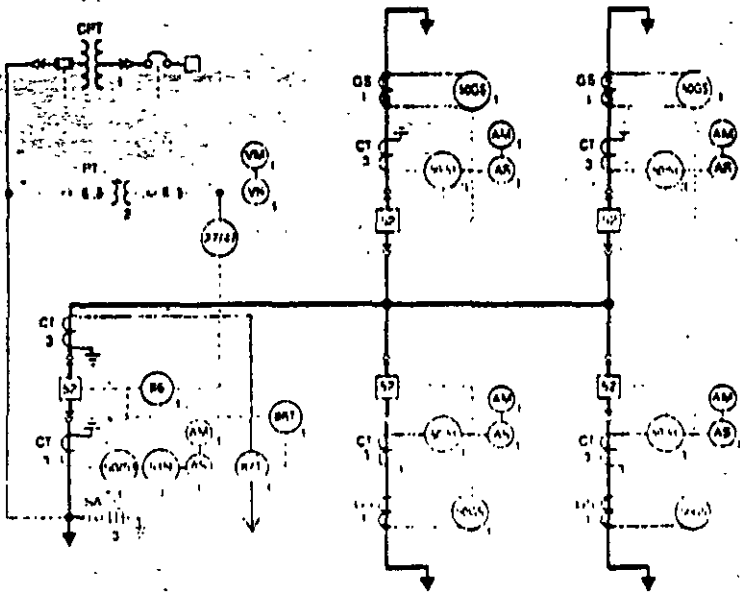
The Busway Take-Off Checklist provided on Page 23 is a useful tool to check your work before submitting the job to the factory.



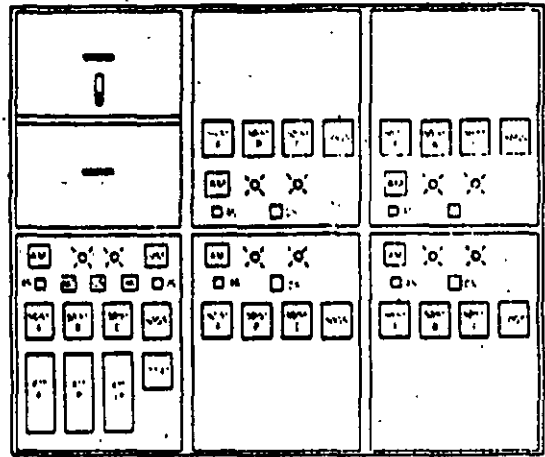
APPLICATION DATA

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 FG-2 (SF₆) and VAD-2 (vacuum) circuit breakers of the same rating.



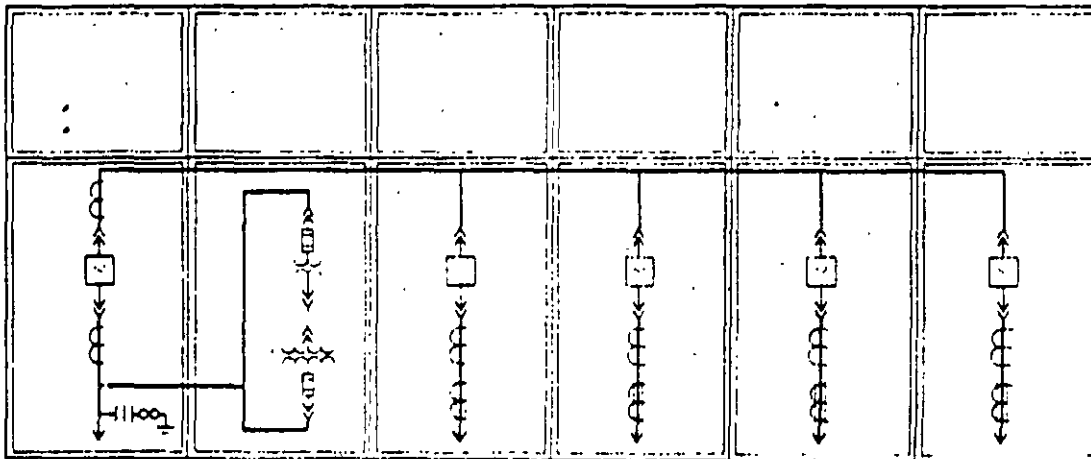
TYPICAL TWO-HIGH SINGLE LINE DIAGRAM
FIGURE 1



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 | 50GS ---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

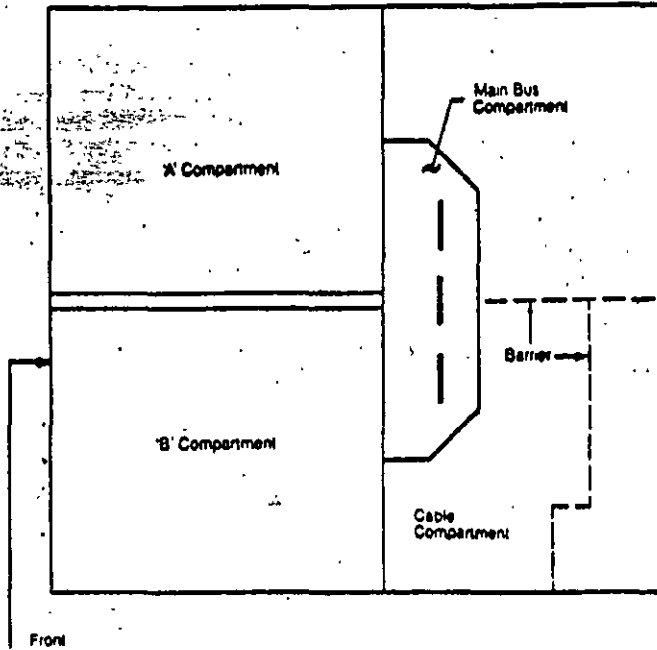


TWO-HIGH METAL-CLAD 5-15KV SWITCHGEAR

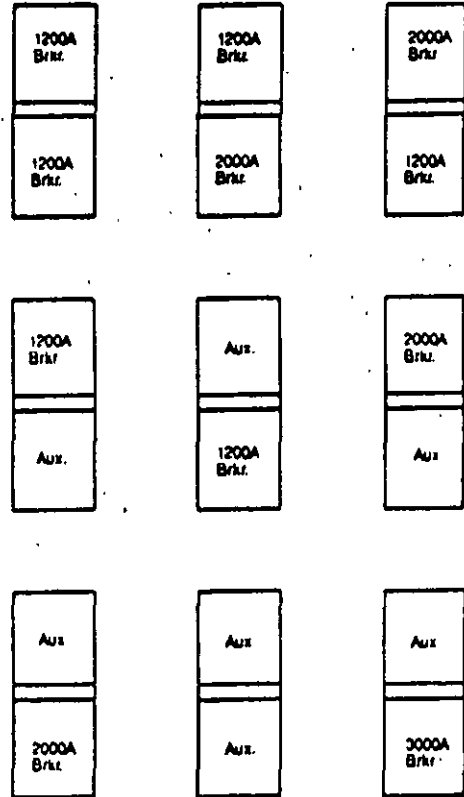
APPLICATION DATA

**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

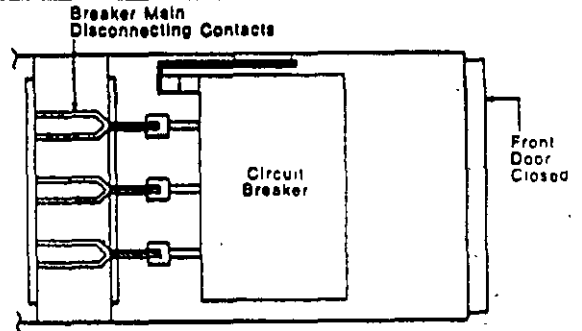
DESCRIPTIVE INFORMATION

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.

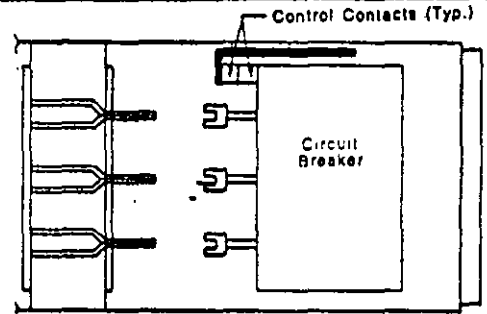
Breaker Position: CONNECTED

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.



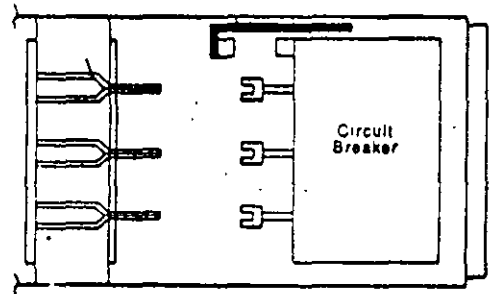
Breaker Position: TEST

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.



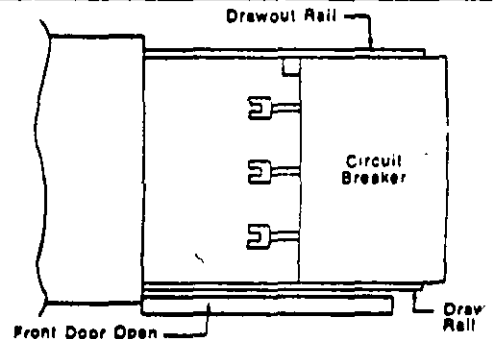
Breaker Position: DISCONNECTED

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_A or e_S 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:

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

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_A and e_S will be small. In these formulas the error diminishes as the angle between e_A and e_S 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_A 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 refinement is not necessary when the total plant voltage drops are less than 10 per cent.

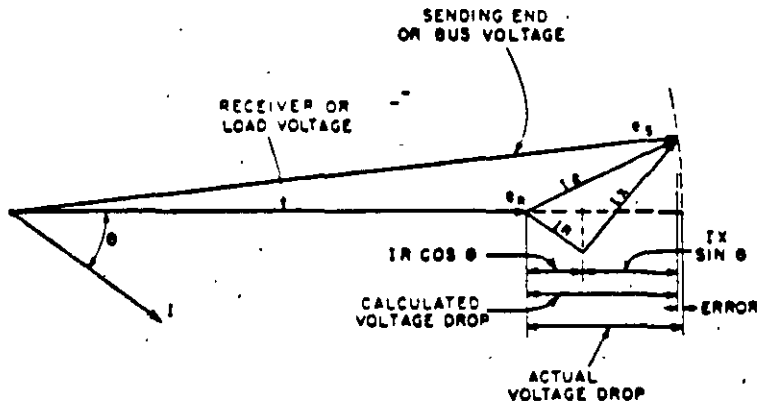


FIG. 4.28 Diagram indicating magnitude of error when using Eqs. (4.7) and (4.8).

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															Size AWG/ kcmil
	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				
	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				14	
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	0,057	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	0.066	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	

404

CALCULO DE ALIMENTADOR DE FUERZA.

OBRA: _____		ALIMENTADOR: _____	
TABLERO:	_____	TENSION	_____
LONGITUD: _____ m.		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: $I' = \frac{\text{Fa.} \times \text{Ft.}}{x} = \text{_____} = \text{_____} \text{ A.}$

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 _____ %

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

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

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

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

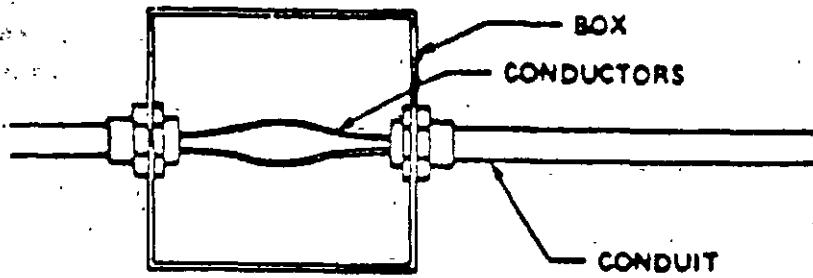
Tabla 11.1. El Electroducto de la Serie Spectra tiene excelentes valores bajos de caída de tensión. La reactancia mínima (X) es debida a espaciamientos entre las barras muy cercanos (construcción tipo sandwich) y una envolvente no magnética. Los valores mostrados son idénticos para los electroductos 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:
 $\cos \theta = \text{Factor de Potencia}$

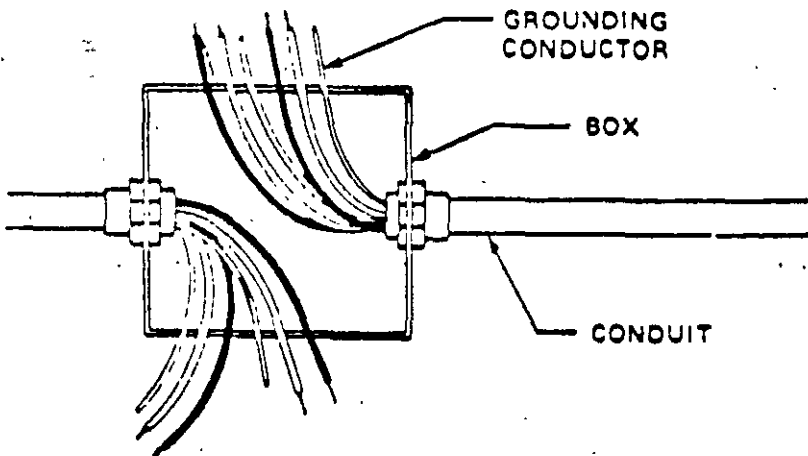
Carga Nominal en Amp	Ancho de barra x 1/4" de espesor	Ohms x 10 ⁻³ /100 pies Línea -a- Neutro			Caída de tensión - Carga concentrada ①								
		R	X	Z	Línea -a- Línea/100 pies @ 100% de Carga nominal, 25°C Amb.								
					Factor de Potencia								
					.3	.4	.5	.6	.7	.8	.9	1.0	
225	1.625	4.09	1.28	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.

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



TWO CONDUCTORS IN BOX. EACH CONDUCTOR COUNTS AS ONE.



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

370-B

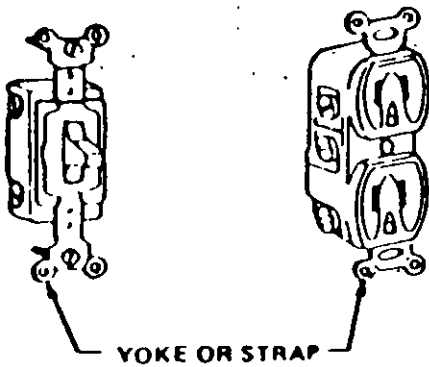
PROBLEM: What size junction box is required for twelve #14 conductors? There are four #14 hots, four #14 neutrals, and four #14 grounds.

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

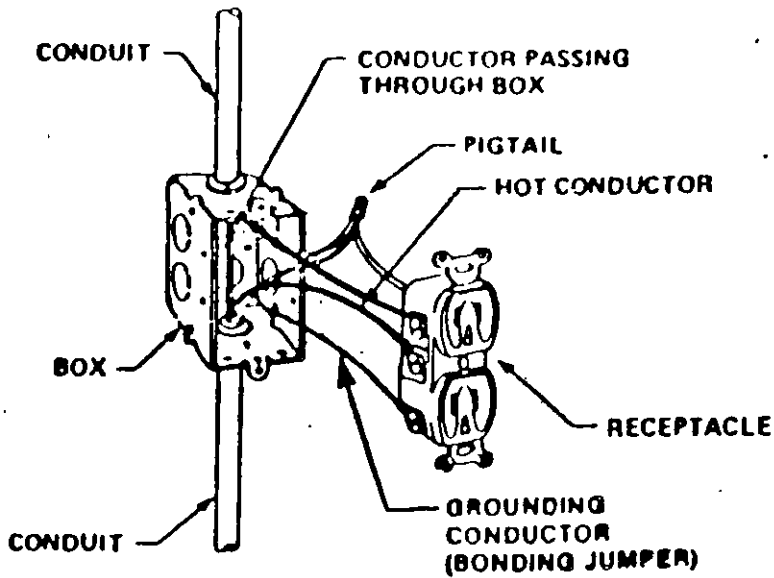
STEP 2: Table 370.6(a). All the same conductors
Nine #14 conductors

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

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



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 2³/₄ 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</u>	cu. in.

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.

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 ()

- 10.5- Conexiones y ménsulas ()
 - 11.- Válvula de presión y vacío ()
 - 12.- Válvula de sobrepresión, operación mecánica ()
 - 13.- Conectores para A.T. ()
 - 14.- Conectores para B.T. ()
 - 15.- Boquillas de A.T. y B.T. con un aislamiento mayor al de la tensión normal:
Alta tensión:_____ kV; Baja tensión:_____ kV. ()
 - 16.- Base con ruedas para rolar en 2 sentidos ()
 - 17.- Caja de boquillas o brida para acoplar a un tablero en el lado de:
Alta tensión () Baja tensión ()
 - 18.- Termómetro tipo carátula y accesorios especiales para medir la temperatura de los devanados ()
 - 19.- Relevador de presión anormalmente alta ()
 - 20.- Relevador de vacío/anormalmente alto ()
 - 21.- Líquido aislante de enfriamiento ()
 - 22.- Preservación líquido aislante ()
 - 23.- Transformadores de corriente tipo bushing Relación Precisión ()
 - 24.- Pruebas eléctricas ()
- Observaciones:

- 18.- ALTA TENSION: garganta () boquillas ()
- 19.- ALTA TENSION: el costado izquierdo ()
el costado derecho ()
la parte superior ()
- 20.- BAJA TENSION: garganta () boquillas ()
- 21.- BAJA TENSION: el costado izquierdo ()
el costado derecho ()
la parte superior ()

No.	CONCEPTO	AVANCE %					JUN		JUL				AGO				
		20	40	60	80	100	19	26	03	10	17	24	31	07			
1	OBRA CIVIL	■	■	■	■	■	*	*	*	■	■	■	■				
2	PLANTAS 350KW Y TRANSFER	■	■	■			*			*	*		■				
3	TABLERO GE	■	■	■			*				■	*	*	*			
4	UPS Y BATERIAS	■	■	■	■		*			*			■				
5	TABLERO TBP	■	■	■	■	■	*				■	*	*	*			
6	TABLERO PDM	■	■	■	■		*				■	*	*	*			
7	LINEAS L10 Y L11	■	■	■	■	■	*	*	*	*	*	*					
8	LINEAS L12, L12A, L13 Y L13A	■					*				*	*	*				
9	LINEAS L14 Y L15						*						*	*			
10	LINEAS L16, L18, L18A, L19 Y L19A	■	■	■	■		*		*	*	*	*	*	*	*		
11	LINEA L23	■	■	■	■		*						■	*	*		
12	ILUM. CUARTO MAQ. Y UPS	■	■									■	■		*		
13	PRUEBAS												*	*			

(*) PROGRAMADO (■) REAL



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

CURSOS ABIERTOS

INSTALACIONES ELÉCTRICAS

INDUSTRIALES

CAPACITORES DE POTENCIA

**EXPOSITOR: ING. LORENZO JULIEN PAQUETIN
1997**

Capacitores de potencia

- 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 tántalo, 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.

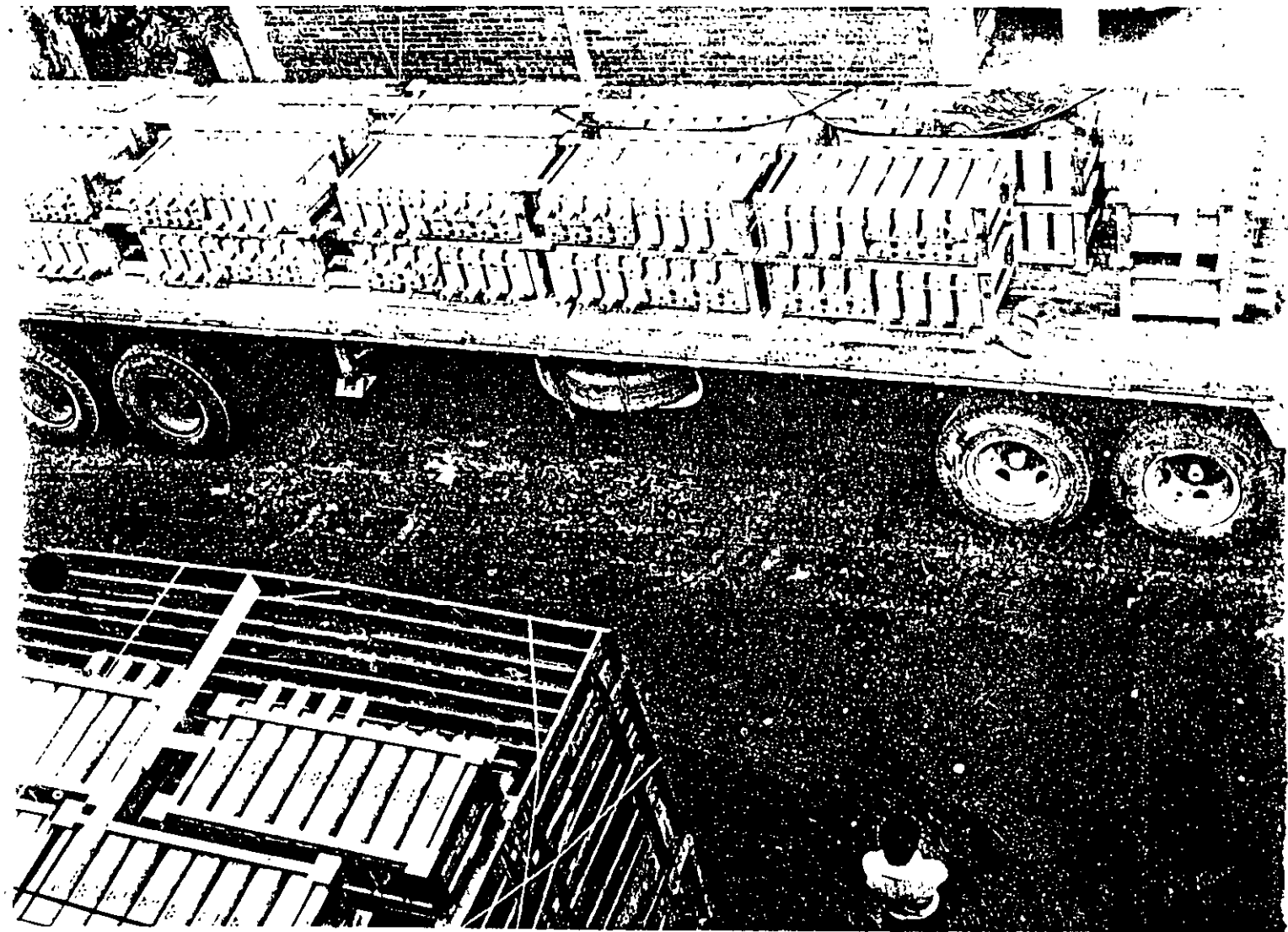
El uso del capacitor de potencia se inició en el año 1914, aproximadamente. Durante los primeros años se fabricó con dieléctricos de papel impregnado en aceite mineral. En el año 1932, la introducción de los askareles (hidrocarburos aromáticos clorados) como impregnantes, produjo una verdadera revolución 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 nu 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.

Últimamente, 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 .

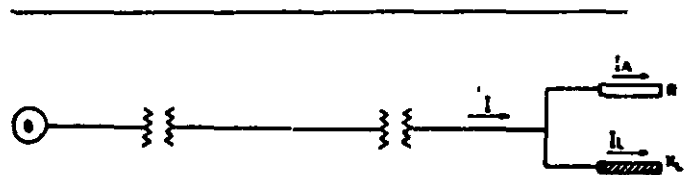


FIG. 1. Esquema de alimentación eléctrica de una planta industrial

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 defasadas 90° , en adelante, 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.

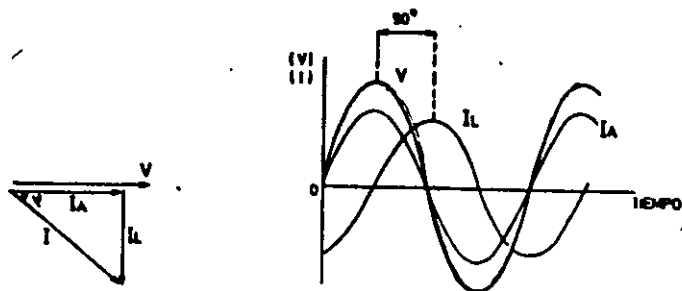


FIG. 2. Diagrama vectorial y ondas sinusoidales de voltaje y corriente

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 por ciento, observado durante el mes."

Según esto, 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:

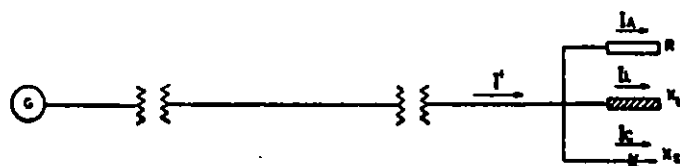


FIG. 3. Alimentación eléctrica de una planta industrial, con capacitores de potencia instalados en la misma

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.

Físicamente 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-

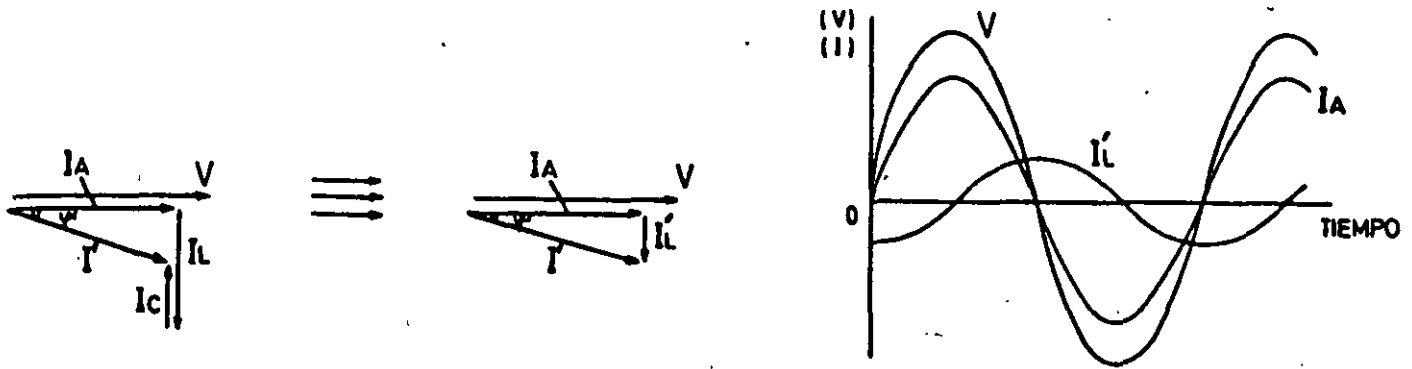


FIG. 4. Corriente reactiva y total de línea resultantes al instalar un banco de capacitores de potencia

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-

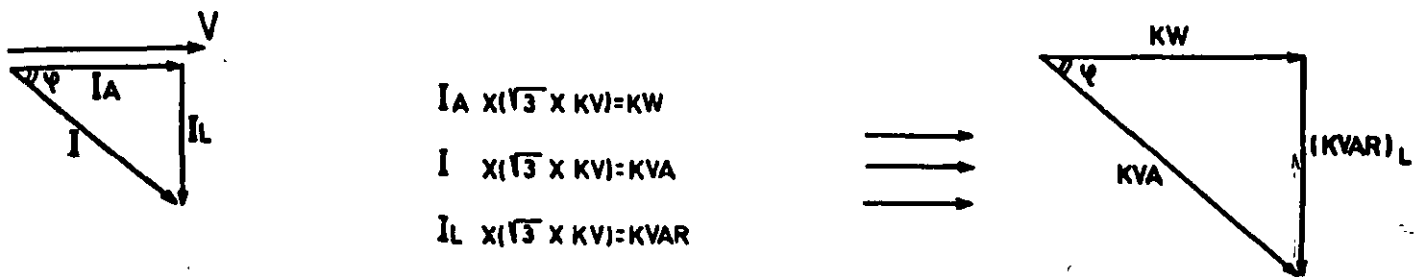


FIG. 5. Paso del triángulo de corrientes al triángulo de potencias, cuando se trata de corrientes trifásicas balanceadas

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:

$$\text{KVAR} = \text{KW} (\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2) \quad [1]$$

Los valores de $\text{tg } \varphi_1$ y $\text{tg } \varphi_2$, 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:

$$\text{tg}^2 \varphi = \frac{1}{\cos^2 \varphi} - 1.$$

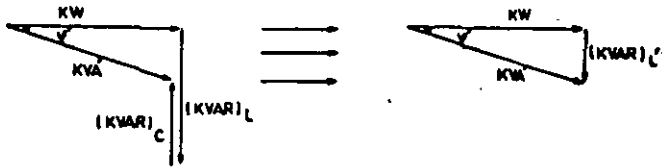


FIG. 6. Corrección del factor de potencia, añadiendo potencia reactiva proporcionada por un banco de capacitores de potencia

Cuando 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.

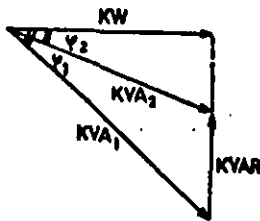


FIG. 7. Método práctico para corregir el factor de potencia

D. Aumento de la capacidad de carga de los transformadores y generadores

Cuando 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.

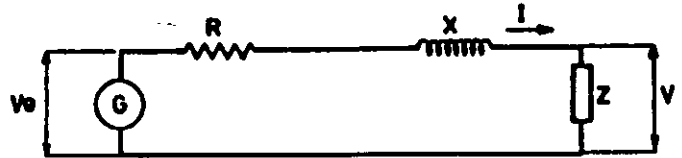


FIG. 8. Representación esquemática de una línea de distribución

Vamos a llamar V_G 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.

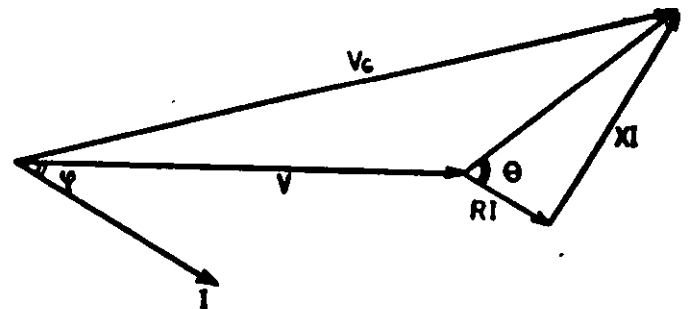


FIG. 9. Caídas de tensión en la línea de distribución y en la carga Z, de la figura 8

Vemos en dicha figura, que la caída de tensión total en la línea (suma de los vectores RI y XI), depende 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_G 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_G 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_G 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 $|V_G - V|$, 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 $|V_G - V|$, 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.

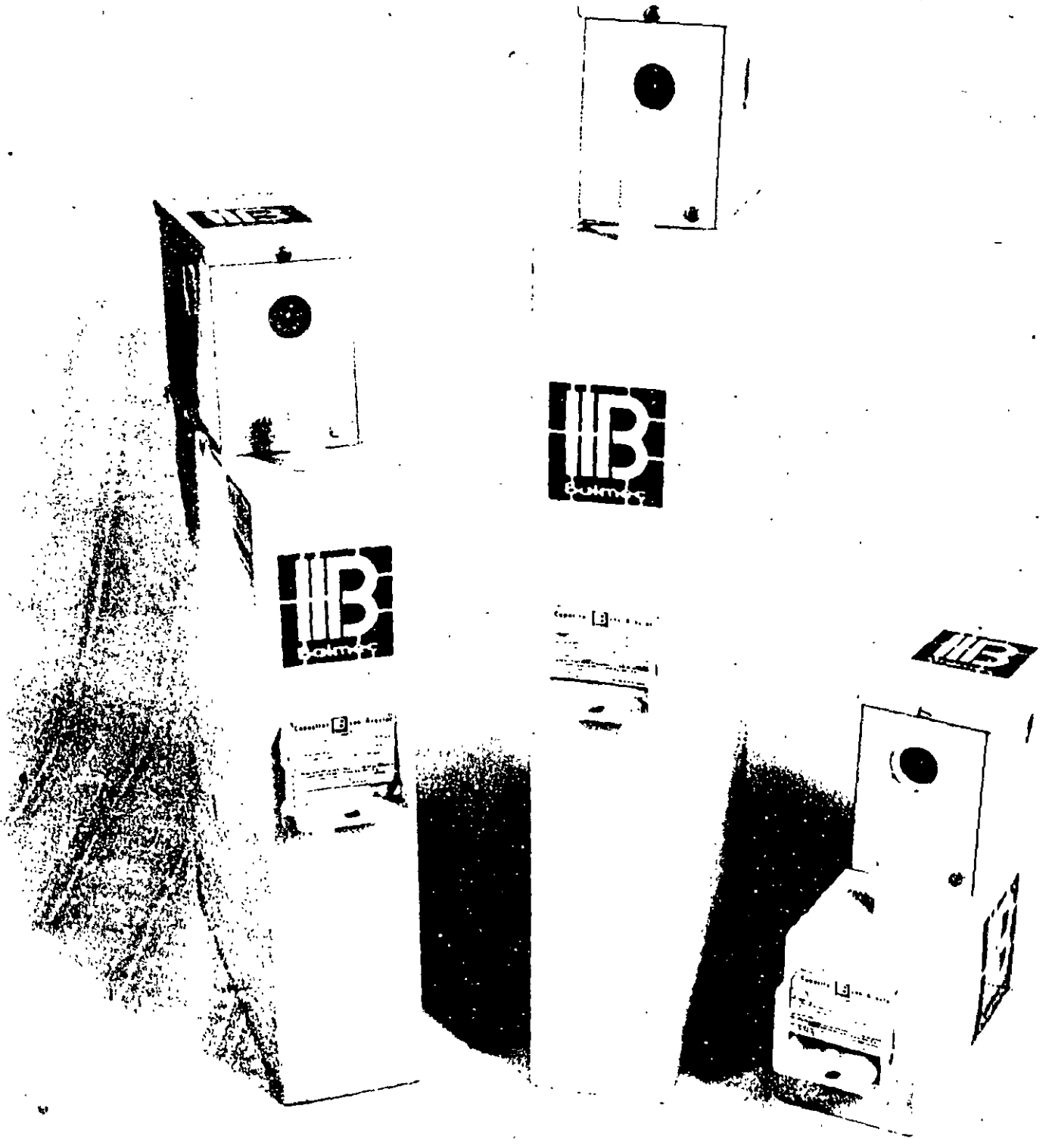
X es la reactancia total, por fase, de la línea en óhms.

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.

Éstos 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

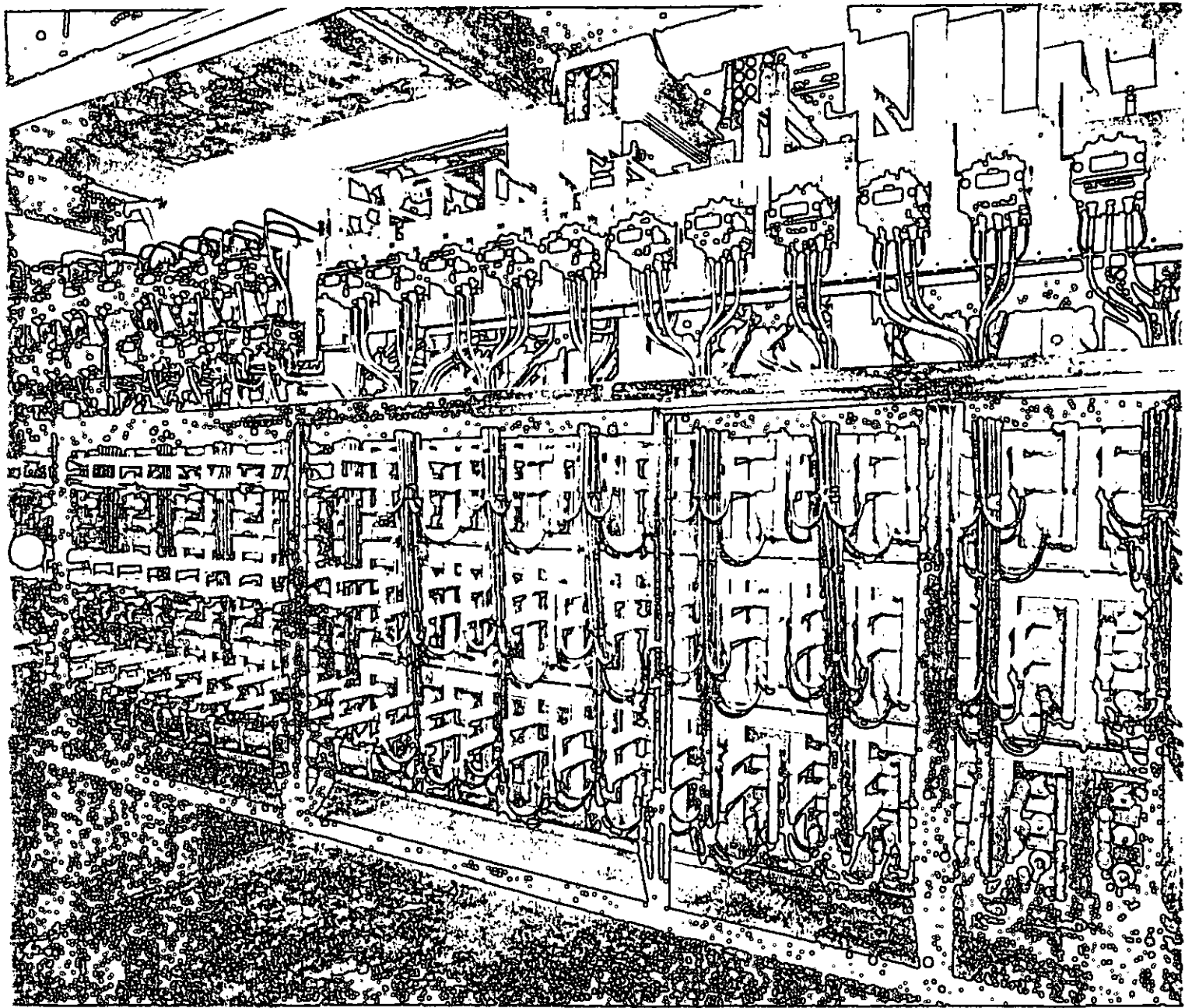
Son motores síncronos diseñados exclusivamente para cumplir con la función de controlar el factor de potencia. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario. Mejoran también la estabilidad 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. Éste 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:

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

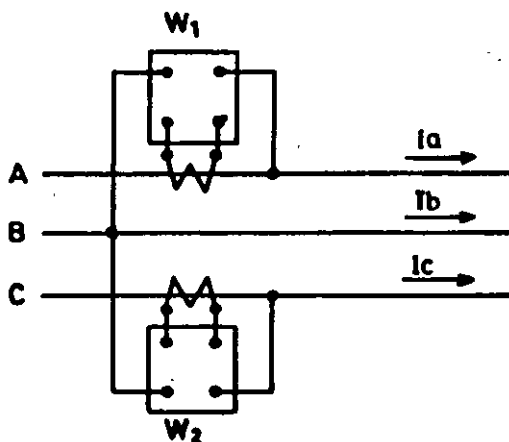


FIG. 10. Determinación del factor de potencia por el método de los dos vatímetros. Cargas balanceadas

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:

$$\text{KVAR} = \text{KW} (\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2) \quad [1]$$

Para facilitar el cálculo, en la tabla I se da directamente el valor del multiplicador $(\text{tg } \varphi_1 - \text{tg } \varphi_2)$, 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

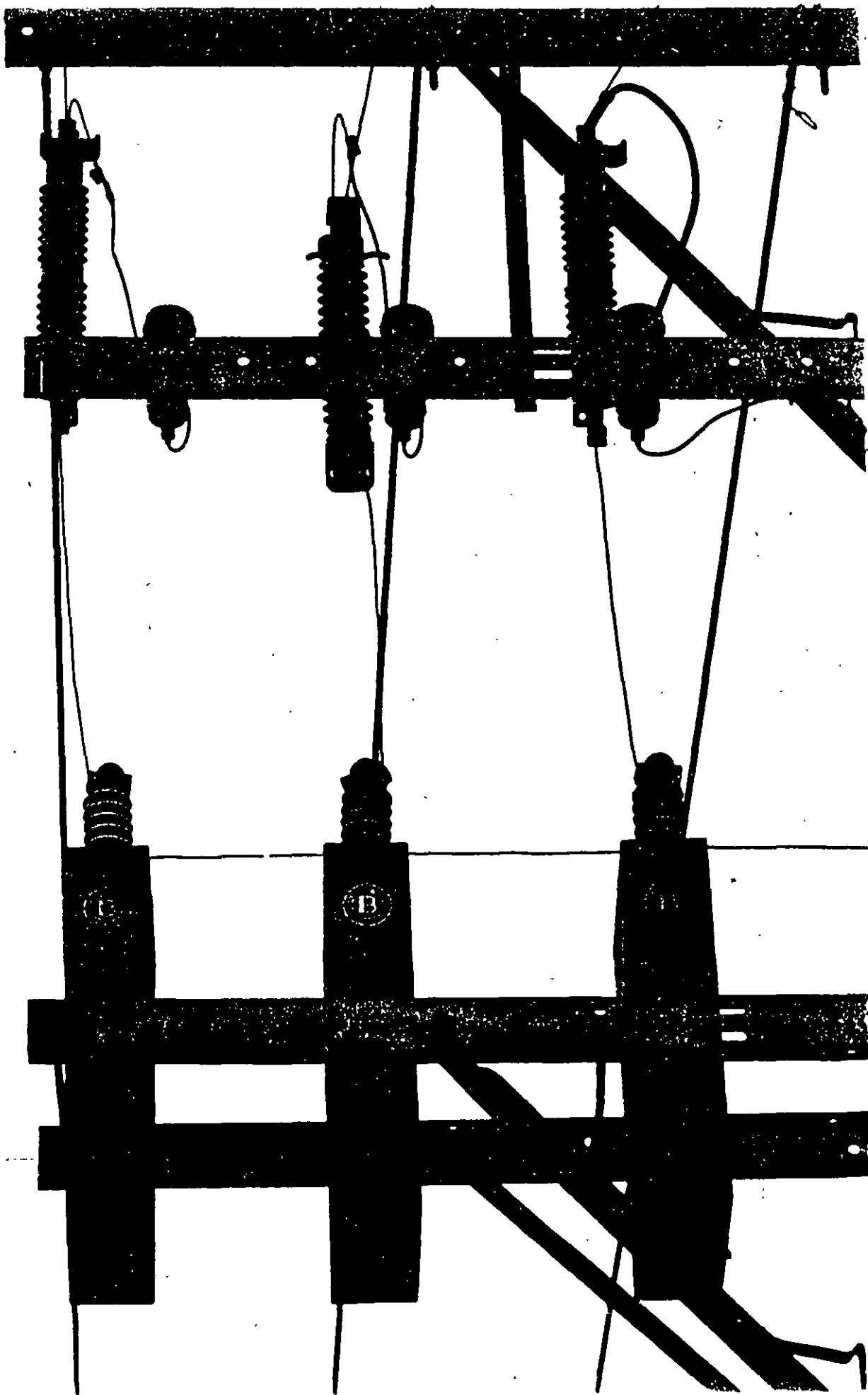
En caso de que las fluctuaciones de carga durante las horas de trabajo sean muy grandes, debe pensarse en la conveniencia de instalar un banco desconectable, o con secciones desconectables que entren automáticamente en servicio, siguiendo las fluctuaciones de potencia reactiva del sistema.

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 ESTANDARD										
CAPACITORES TRIFASICOS DE A T CONEXION INTERNA EN DELTA										
TENSION	NBI	No	CAPACIDAD EN KVAR A 60 HZ							
ENTRE	KV	Boquillas	25	50	75	100	125	150	175	200
2400	75	3	2101	2201	2801	2301	2701	2401	-	-
4160	75	3	2104	2204	2804	2304	2704	2404	2904	2504
6900	95	3	-	-	2807	-	-	2407	-	-
CAPACITORES TRIFASICOS DE A T CONEXION-INTERNA EN ESTRELLA, CON NEUTRO FLOTANTE										
KVAR	NBI	No	TENSION ENTRE FASES							
	KV	Boquillas	13280	13800	23000					
300	95	4	2615	2818	-	-	-	-	-	-
300	125	4	-	-	2618	-	-	-	-	-
CAPACITORES MONOFASICOS DE A T										
TENSION	NBI	No	CAPACIDAD EN KVAR A 60 HZ							
VOLTS	KV	Boquillas	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	-	-	-		
3600	"	2	1103	1203	1303	-	-	-		
3600	"	1	9103	9203	9303	-	-	-		
4160	"	2	1104	1204	1304	1404	1504	-		
4160	"	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		
7620	"	2	1109	1209	1309	1409	1509	1609		
7620	"	1	9109	9209	9309	9409	9509	9609		
7960	"	2	1110	1210	1310	1410	1510	1610		
7960	"	1	9110	9210	9310	9410	9510	9610		
8320	"	2	1111	1211	1311	1411	1511	1611		
8320	"	1	9111	9211	9311	9411	9511	9611		
9960	"	2	1112	1212	1312	1412	1512	1612		
9960	"	1	9112	9212	9312	9412	9512	9612		
11560	"	2	1113	1213	1313	1413	1513	1613		
11560	"	1	9113	9213	9313	9413	9513	9613		
11560	125	2	-	-	1025	1001	1007	1013		
11560	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		
13280	95	2	1115	1215	1315	1415	1515	1615		
13280	95	1	9115	9215	9315	9415	9515	9615		
13280	125	2	-	-	1027	1003	1009	1015		
13280	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	Boquillas	X FASE	FASES	CLAVE					
2400	75	3	0.5	3	1950					
4160	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	0.474	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
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
0.98																			0.000	0.060	0
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 queda 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 defectuosa, 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:

$$(\text{KVAR}) \text{ suministrados} = \frac{\text{Frecuencia aplicada}}{60} \times (\text{KVAR}) \text{ nominales.} \quad [11]$$

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:

$$(\text{KVAR}) \text{ suministrados} = \left(\frac{\text{Volt. aplicado}}{\text{Volt. nominal}} \right)^2 \times$$

$$\times (\text{KVAR}) \text{ nominales [12]}$$

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 , . . . 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 un 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 cor

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 M Ω , 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 horneado 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.

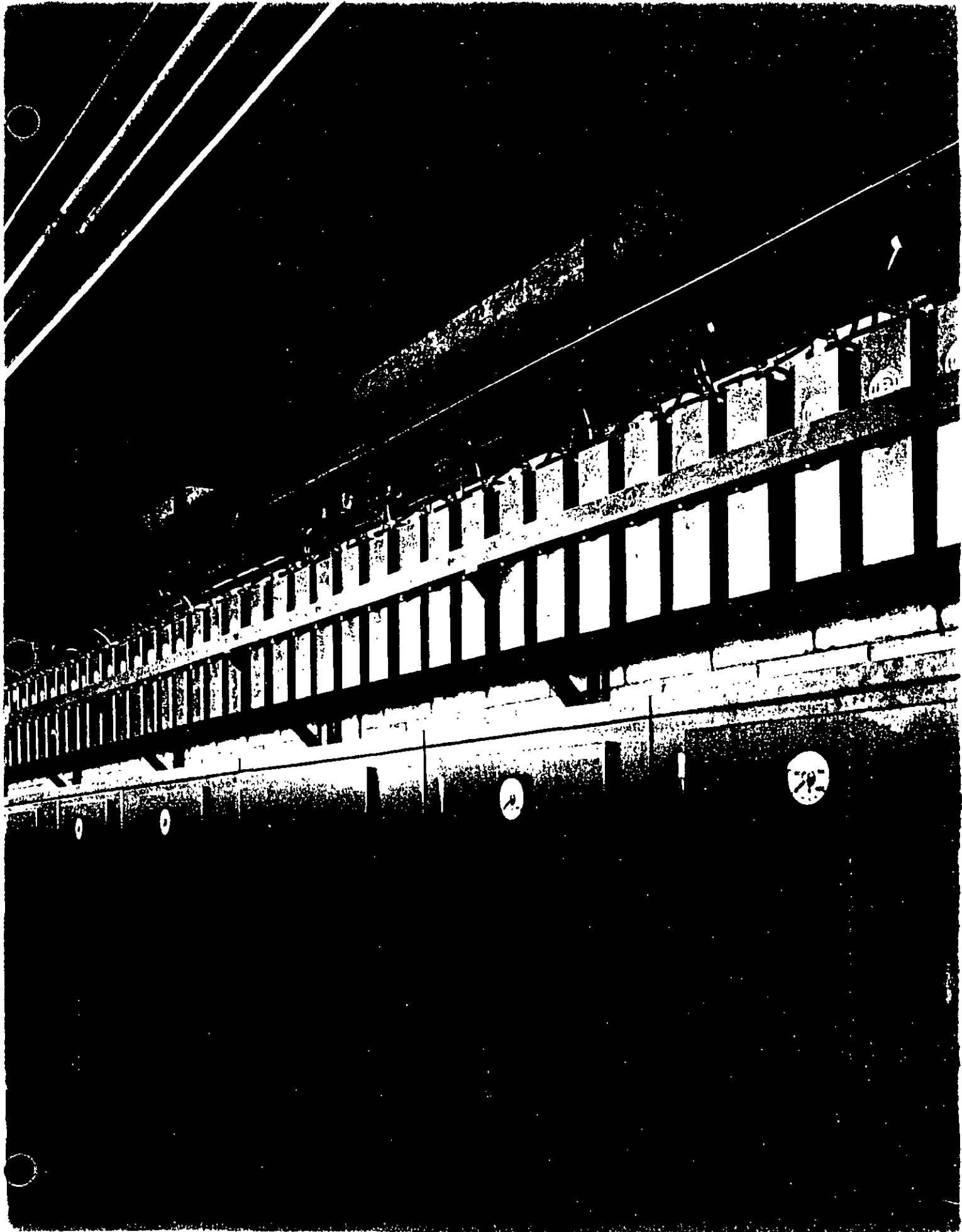
Sin embargo, pueden existir razones de tipo técnico que hagan necesaria la instalación de los capacitores en baja tensión.

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-

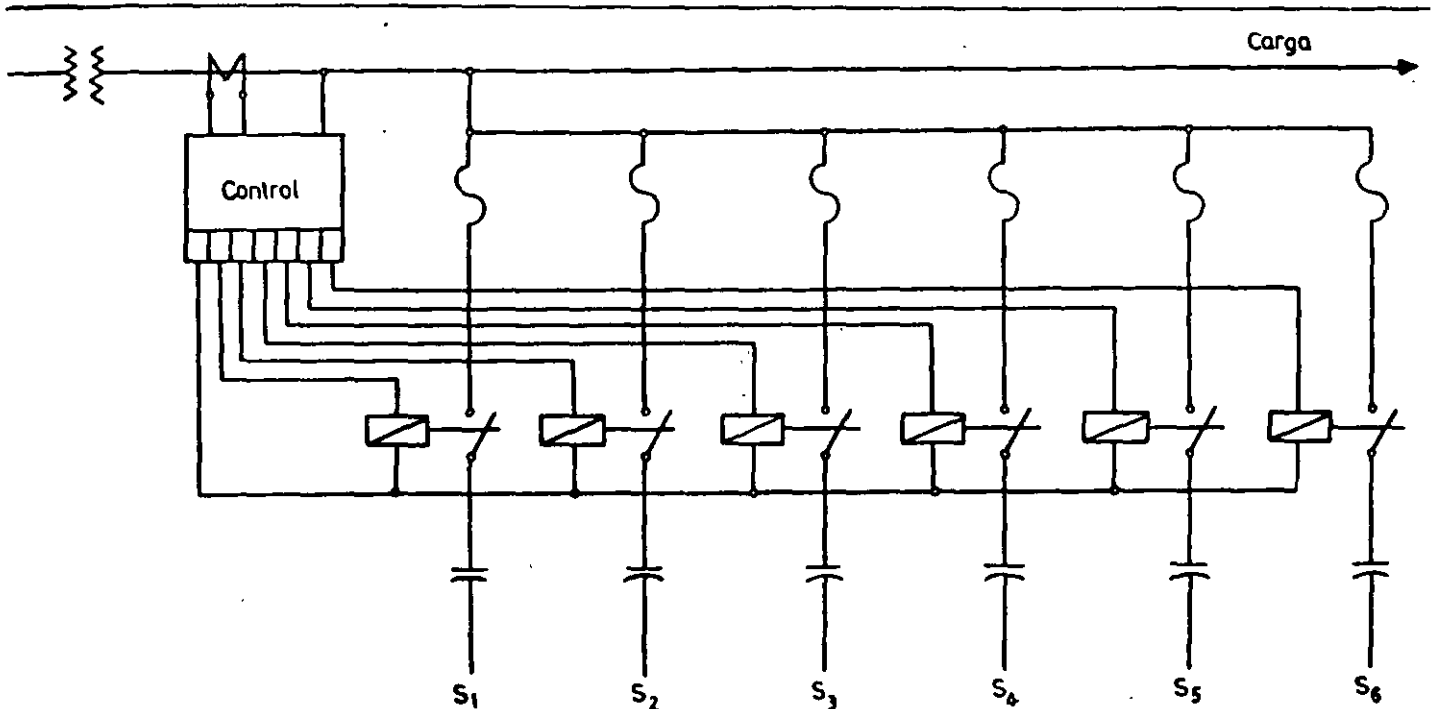


FIG. 11. Esquema unifilar de conexión eléctrica de un banco de capacitores de baja tensión, dividido en secciones desconectables operadas automáticamente

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.

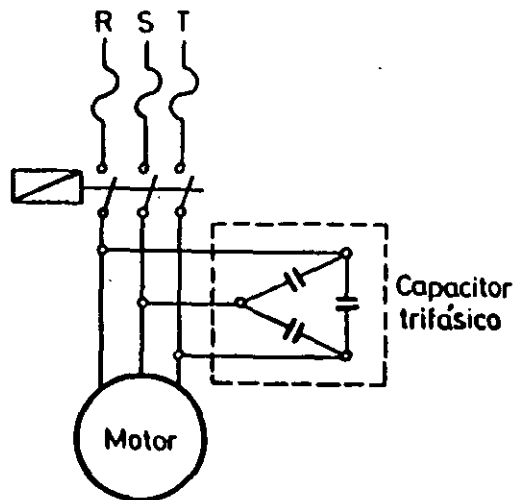


FIG. 12. Conexión de un banco de capacitores, acoplado a un motor de inducción trifásico con contactor tripolar

Cuando 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.

Cuando 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.

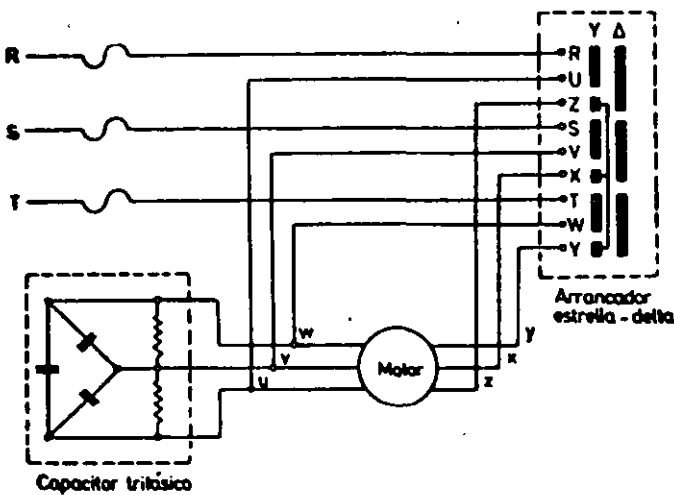


FIG. 13. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de potencia inferior a 7.5 H.P., con arrancador estrella-delta normal

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.

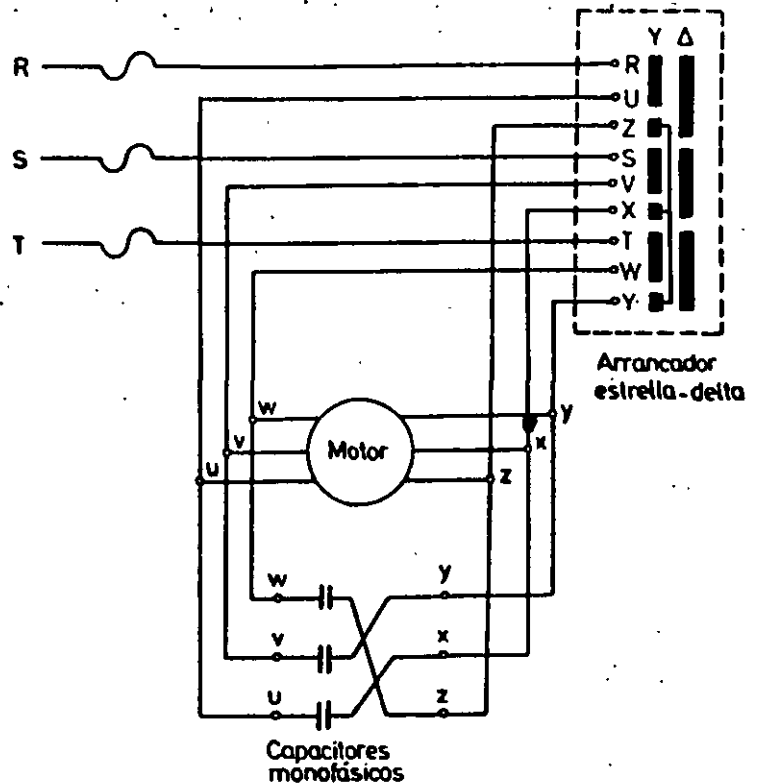


FIG. 14. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de 7.5 a 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

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.

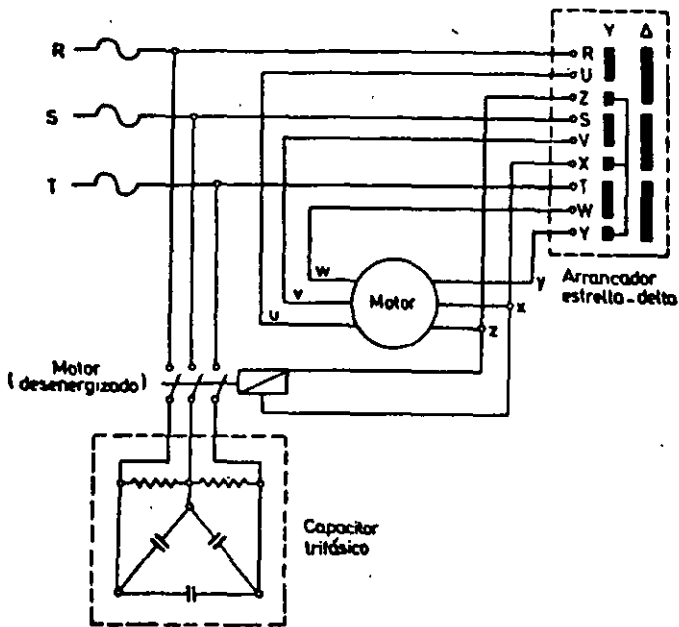


FIG. 15. Conexión de capacitores en paralelo con un motor de más de 25 H.P., con arrancador estrella-delta normal

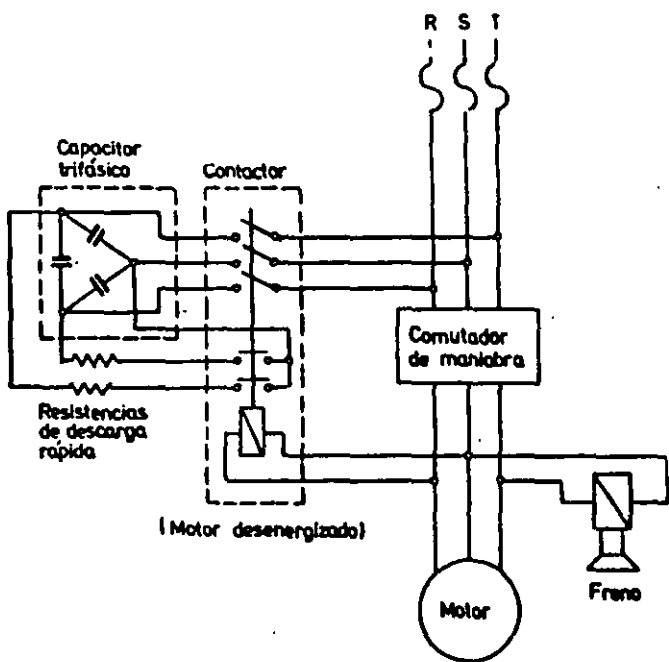


FIG. 16. Instalación de capacitores en paralelo con el motor de un equipo de elevación

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 funcione en vacío.

TABLA III. Potencia reactiva necesaria en capacitores para compensar transformadores. Potencia reactiva en KVAR

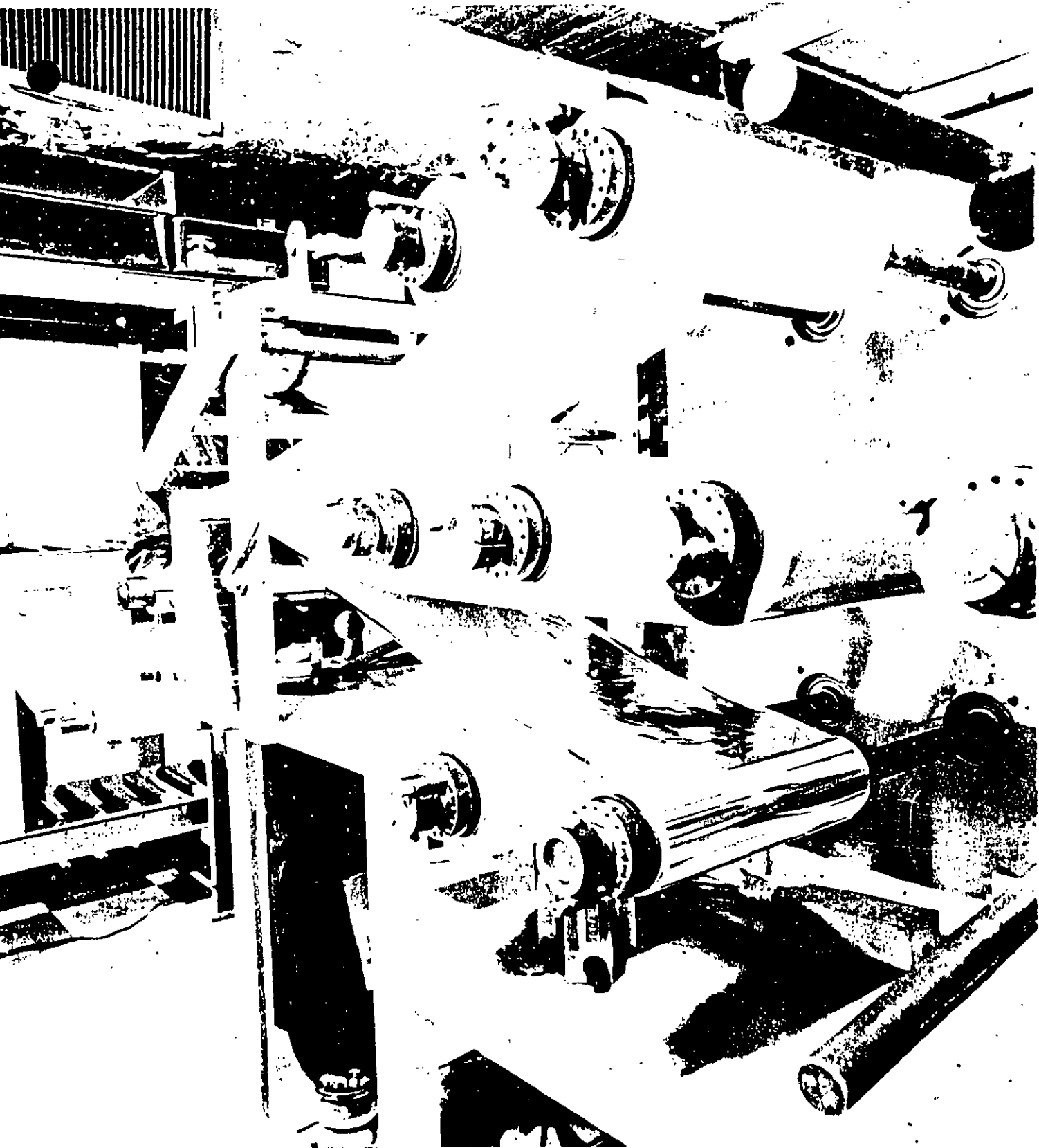
Potencia del transformador KVA	Voltaje de la línea, en KV		
	5/13	15/23	25/34
25	2	2.5	3
50	3.5	5	6
75	5	6	7
100	6	8	10
160	10	12.5	15
250	15	18	22
315	18	20	24
400	20	22.5	28
630	28	32.5	40

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 falla 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

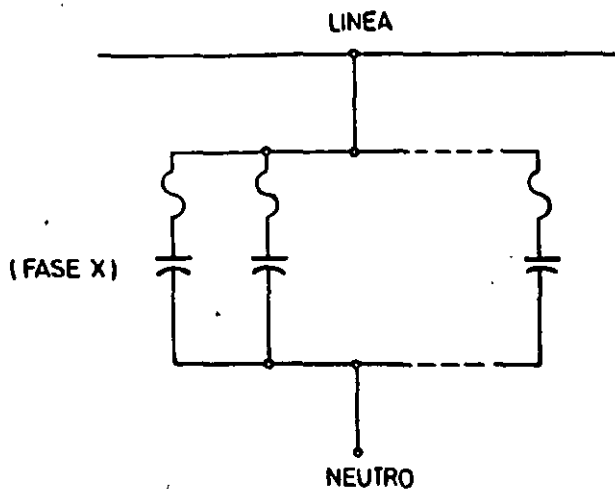


FIG. 17. Conexión en estrella, con una sola fila de capacitores por fase. Apropriada para líneas de hasta 34.5 KV.

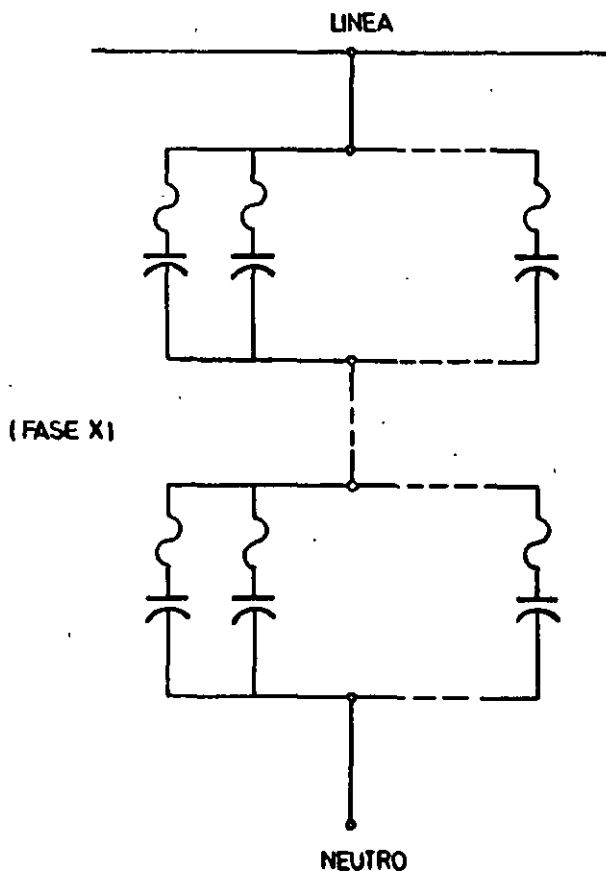


FIG. 18. Conexión en estrella, con varias filas de capacitores, en serie, por fase. Apropriada para líneas de más de 34.5 KV.

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 wáts-segundo, 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 desconectoras..., 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 desconectoras que, independientemente de que tengan

o no capacidad para desconectar el banco con carga, permitan que éste pueda quedar desenergizado por operaciones de mantenimiento, sin que sea necesario paralizar el resto de la instalación.

En los bancos desconectables deben instalarse cuchillas desconectoras 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 desconectoras, instalándose cuchillas cortocircuitos 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 protección 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:

- a) Cuando la demanda de potencia reactiva de la carga que se pretende compensar es poco variable.
- b) Cuando 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.
- c) Cuando 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.

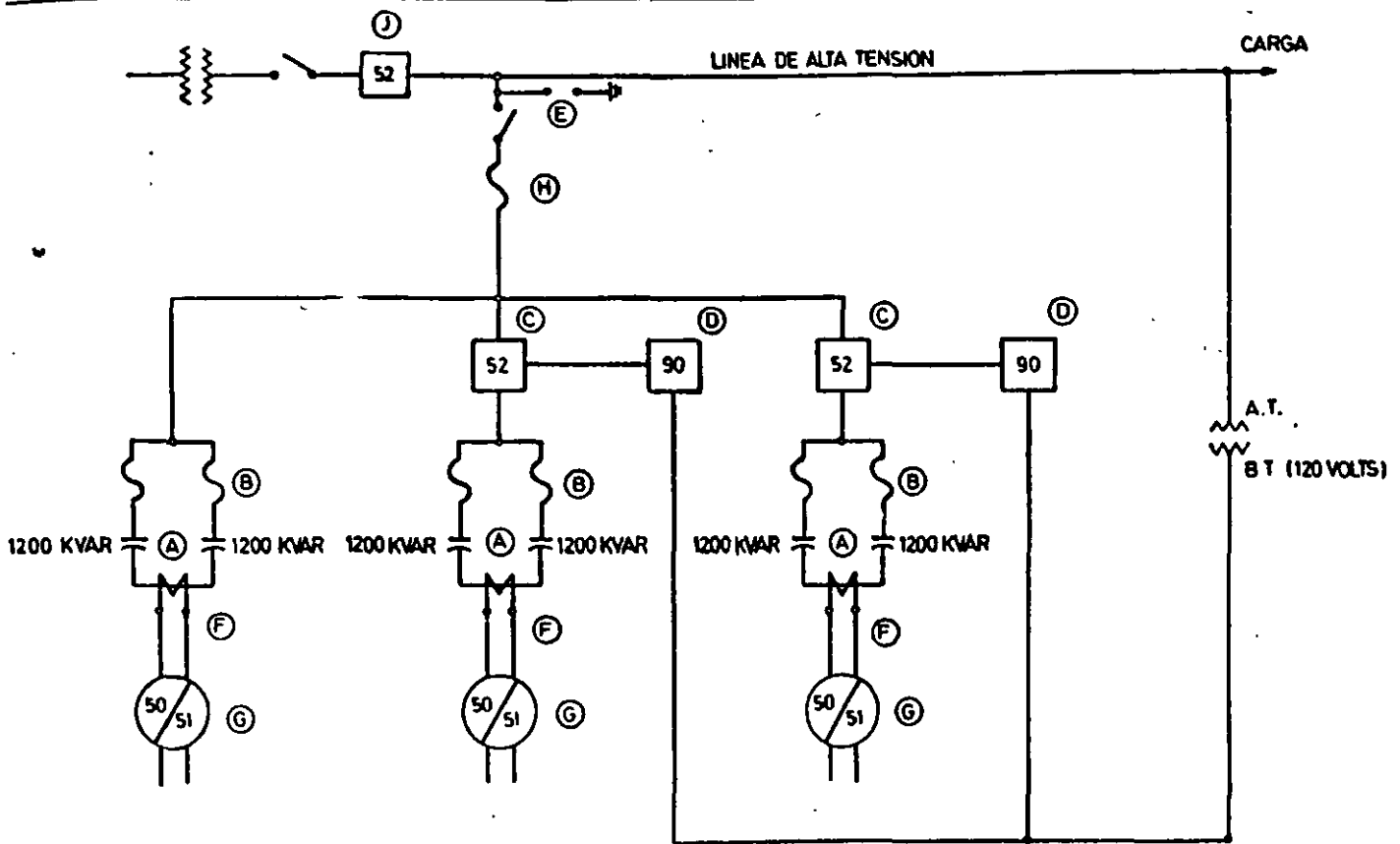
Los bancos desconectables se instalan, principalmente, bajo las circunstancias siguientes:

- a) Cuando 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.
- b) Cuando 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 | F | Transformador de corriente |
| B | Fusibles individuales | G | Relevador de corriente, para protección por desbalanceo |
| C | Desconectador | H | Fusibles de protección en grupo |
| D | Control automático, sensible a voltaje | J | Interruptor general. |
| E | Pararrayos autovalvulares | | |

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:

$$1 - \omega_N^2 C L_c \approx 0$$

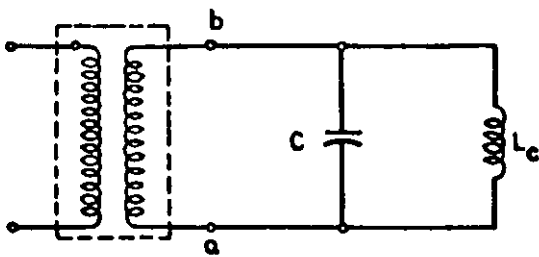


FIG. 20. Caso ideal de un transformador alimentando una carga inductiva, compensada con capacitores

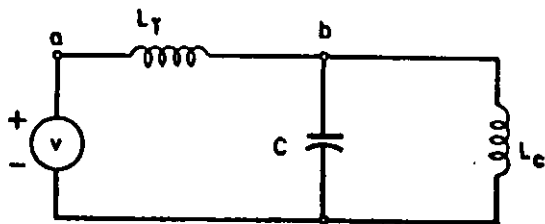


FIG. 21. Circuito equivalente al representado en la figura 20

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 $L_E \ll L_c$. 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_{nb} entre bornes del transformador sería:

$$v_{nb}(t) = - \frac{\omega^2 C L_T}{1 - \omega^2 C L_T} V_0 \text{ sen } \omega t \quad [23]$$

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 toman 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 apagado 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.

B. 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 adelanto, 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:

1. 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 reaqueos, 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 desconectadoras, 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 rea-

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.

$$I_{\text{máx}} = \sqrt{2} I_N \left[1 + \sqrt{\frac{KVA_{\text{Acc}}}{KVAR}} \right] \quad [24]$$

donde I_N es la corriente nominal del banco, KVA_{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.

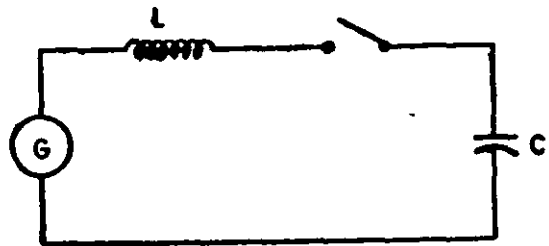


FIG. 22. Conexión de un banco de capacitores aislado

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:

$$f = f_0 \sqrt{\frac{KVA_{\text{Acc}}}{KVAR}} \quad [25]$$

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 conectar se 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-

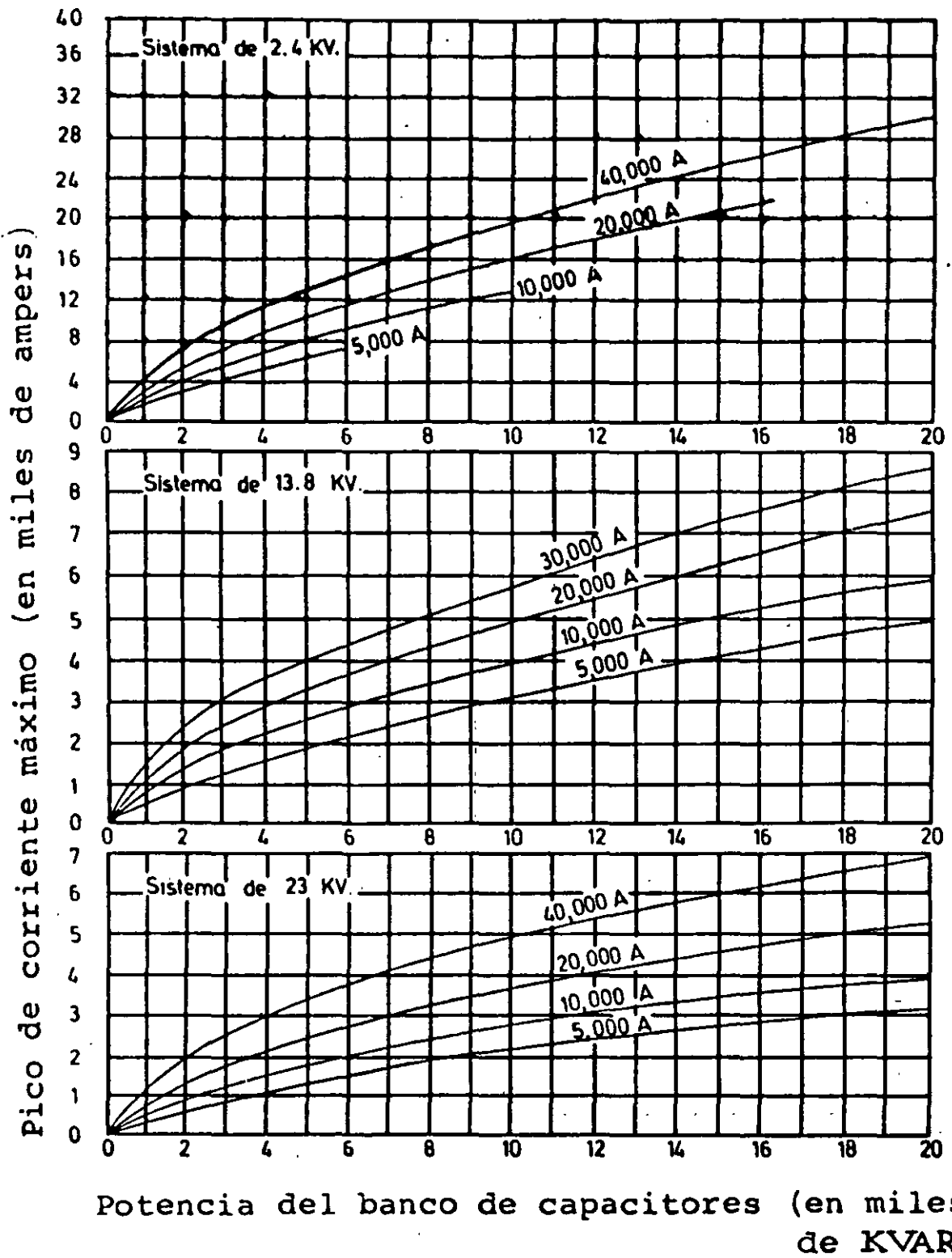


FIG. 23. Pico de corriente máximo originado al energizar un banco de capacitores

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.

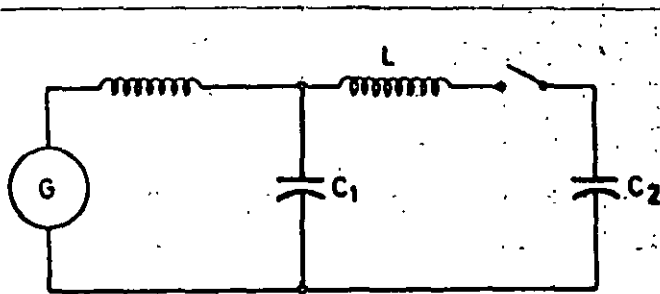


FIG. 24. Conexión de bancos de capacitores en paralelo

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

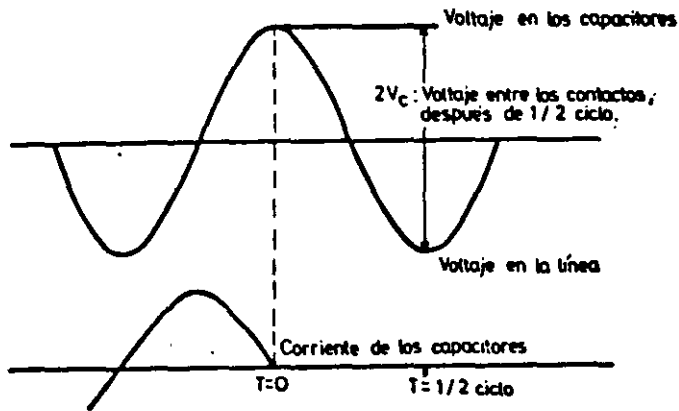


FIG. 25. Desconexión, sin reaqueo, de un banco de capacitores aislado

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 en sí garantice 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.

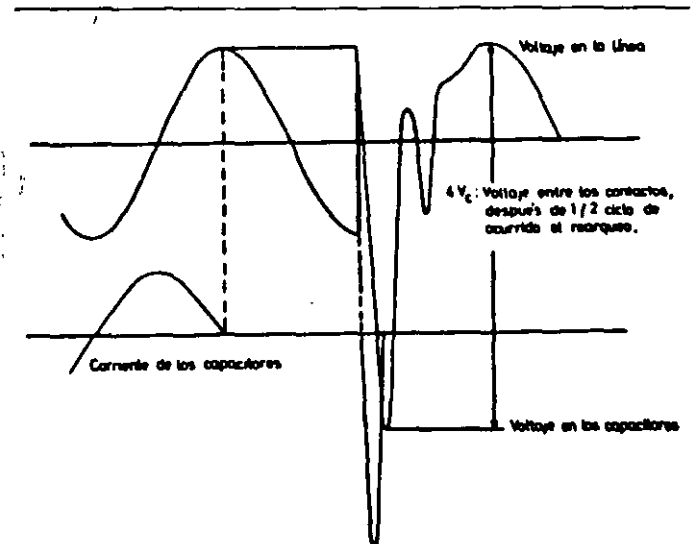
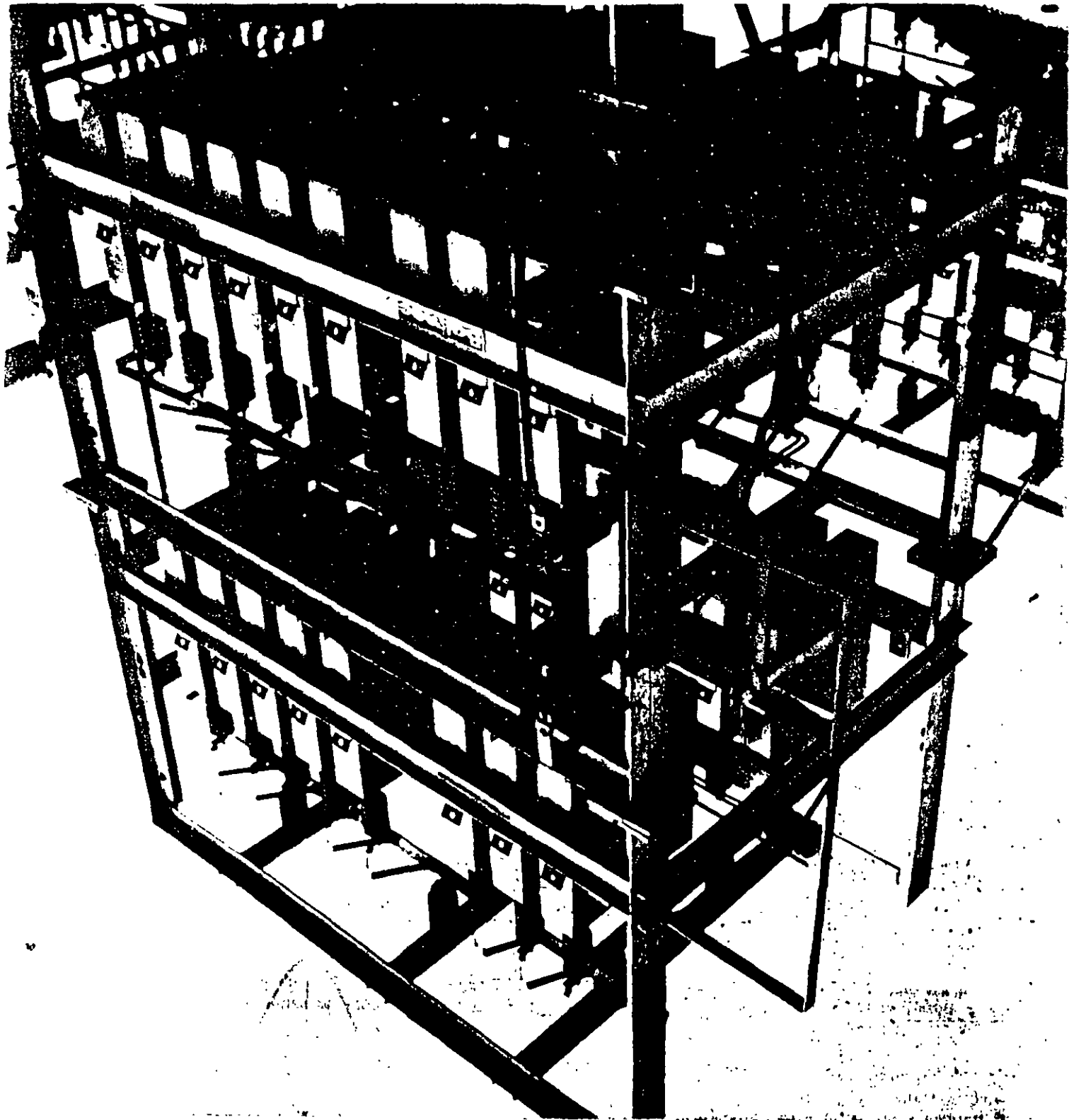


FIG. 26. Desconexión, con reaqueo, de un banco de capacitores aislado

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.

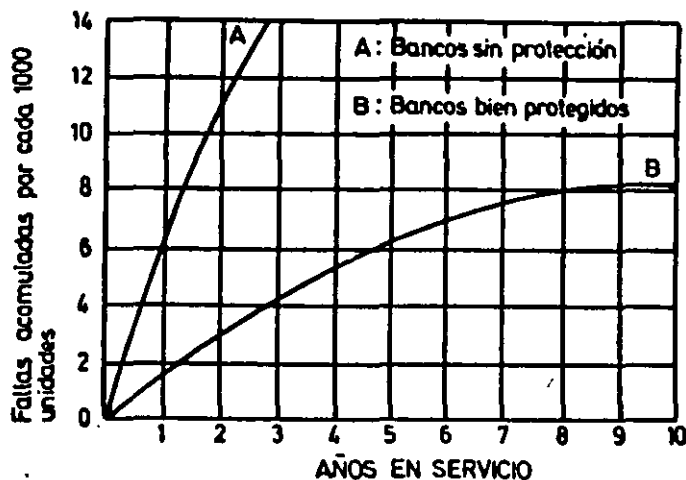


FIG. 27. Porcentajes de fallas en operación, de capacitores de potencia

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 ot

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.

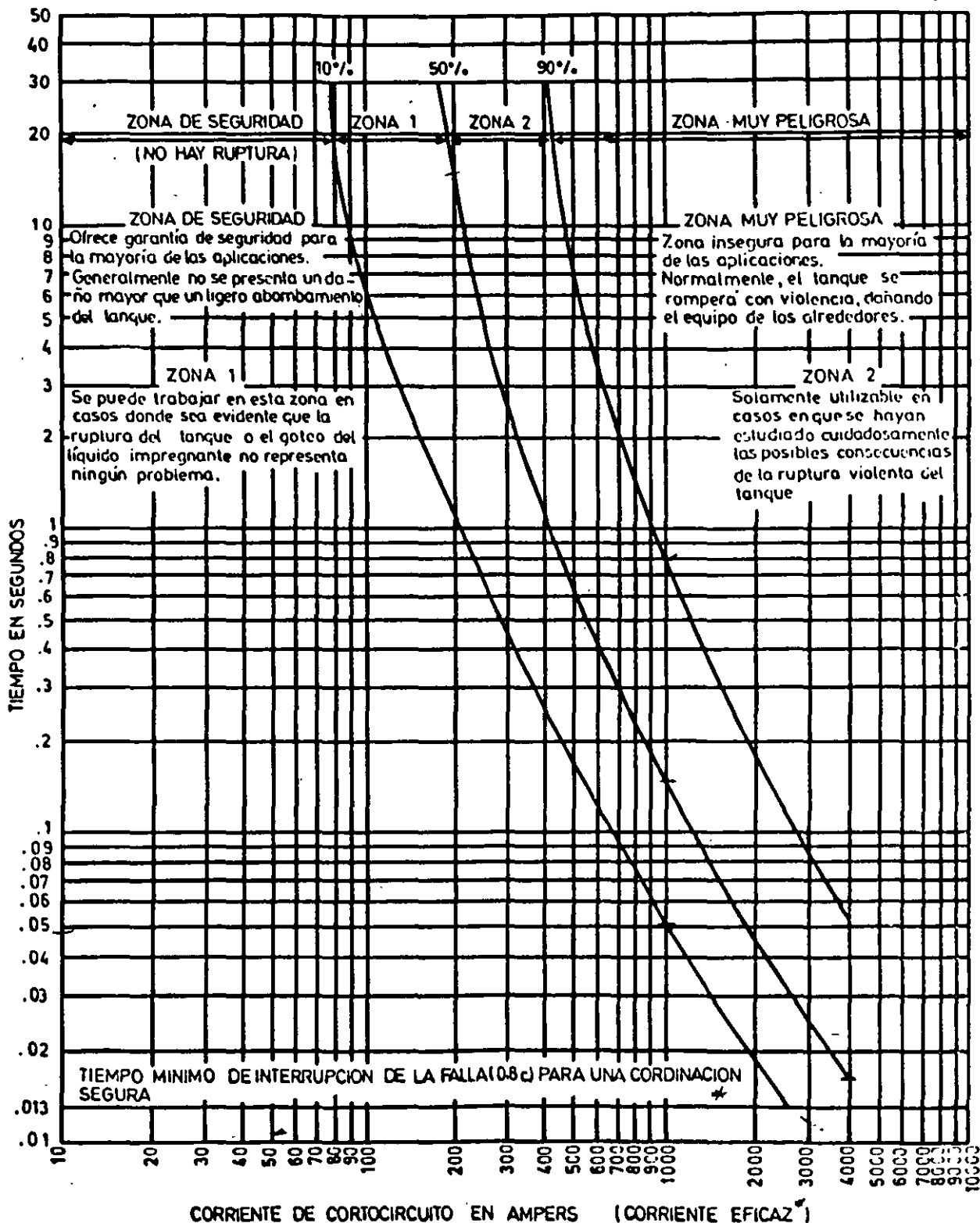
En bancos de capacitores cuyas fases están formadas por varias filas de capacitores conectados en serie (conexión serie-paralelo), la corriente de fallo de un capacitor fallado en una de las filas, está limitada por la impedancia de las otras filas restantes y no varía de una forma tan significativa 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.

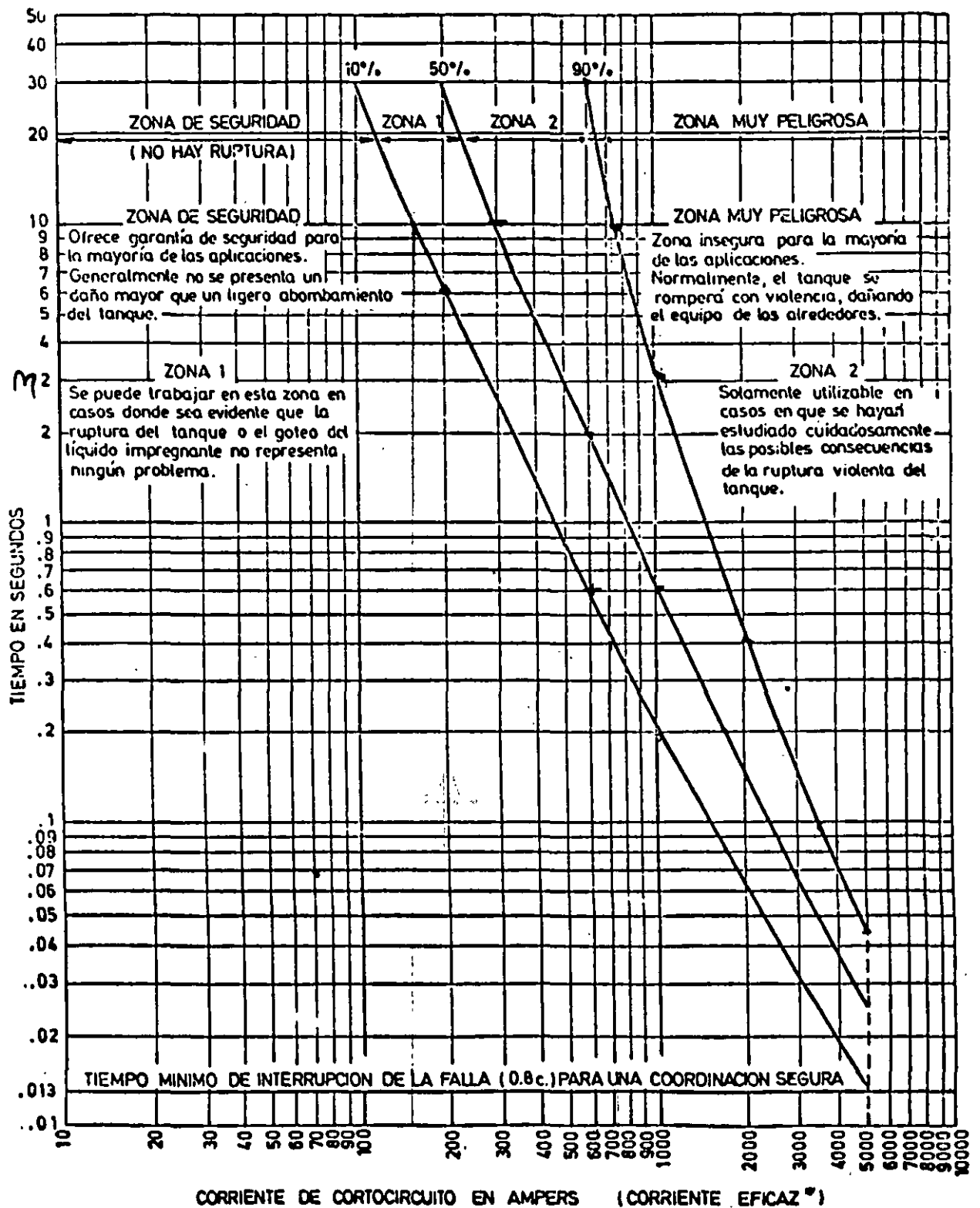
Si la corriente de fallo de un capacitor de potencia de alta tensión es mayor que 4,000 amperes asimétricos, para capacitores de 25 ó 50 KVAR, mayor que 5,000 amperes, para capacitores de 100 KVAR, o mayor que 6,000 amperes, para capacitores de 150 ó 200 KVAR, no pueden usarse fusibles tipo expulsión 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



CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN AMPERS (CORRIENTE EFICAZ)

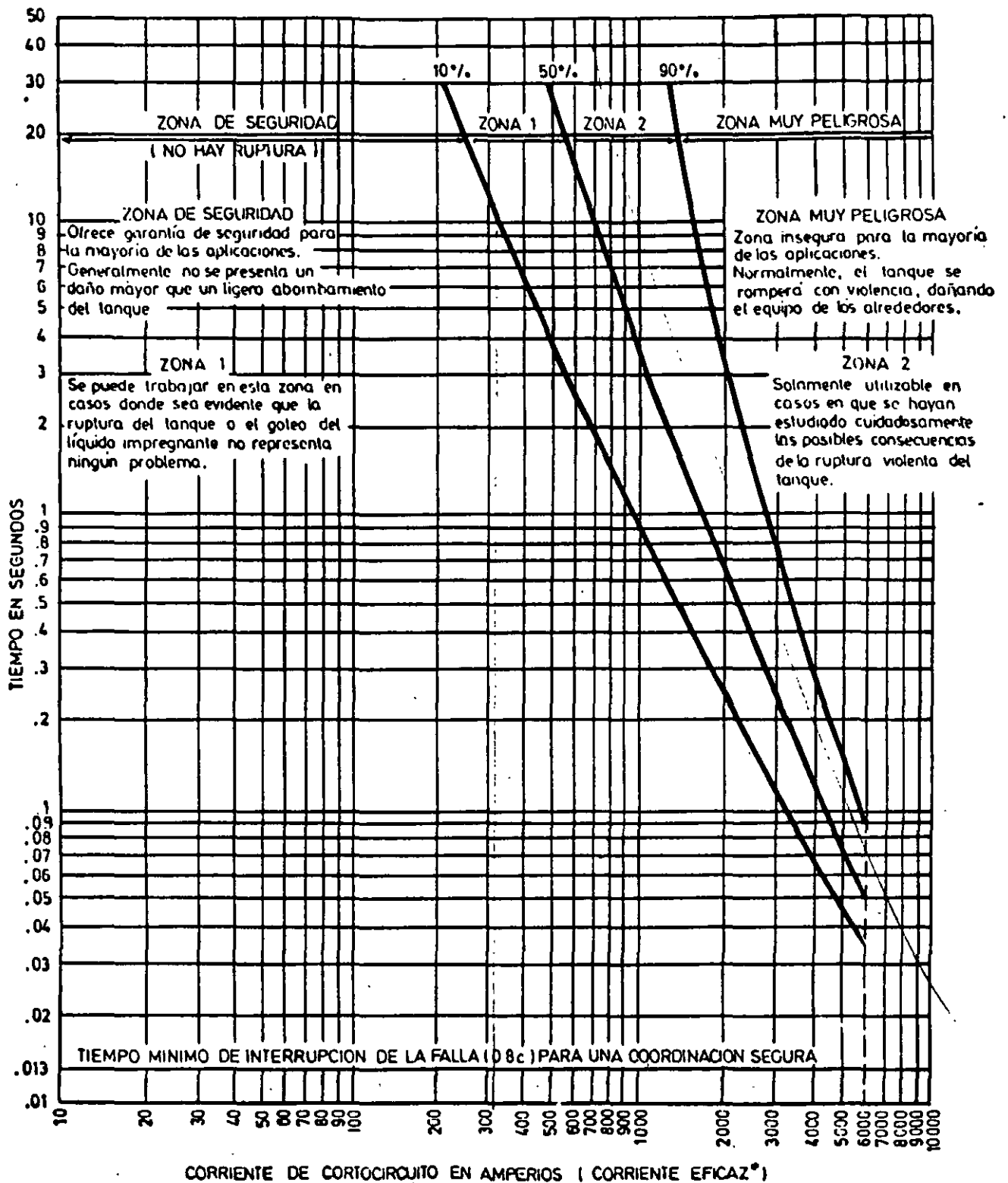
* Utilícense valores eficaces de corriente asimétrica para tiempos más cortos que un ciclo

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



* Utilícense 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



CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN AMPERIOS (CORRIENTE EFICAZ*)

* Utilícese 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. \vec{I}_1 , \vec{I}_2 e \vec{I}_3 , representan las corrientes que toma cada una de las fases de la carga e \vec{I}_0 , la corriente que toma el neutro.

En la figura 32 se representan por \vec{V}_{o1} , \vec{V}_{o2} y \vec{V}_{o3} , los voltajes de fase a neutro producidos en el generador y por \vec{V}_{c1} , \vec{V}_{c2} y \vec{V}_{c3} , las caídas de voltaje resultantes en cada fase de la carga. \vec{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:

$$\vec{V}_0 = \frac{\sum_1^n \vec{V}_{o1} Y_1}{Y_0 + \sum_1^n Y_1} \quad [28]$$

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.

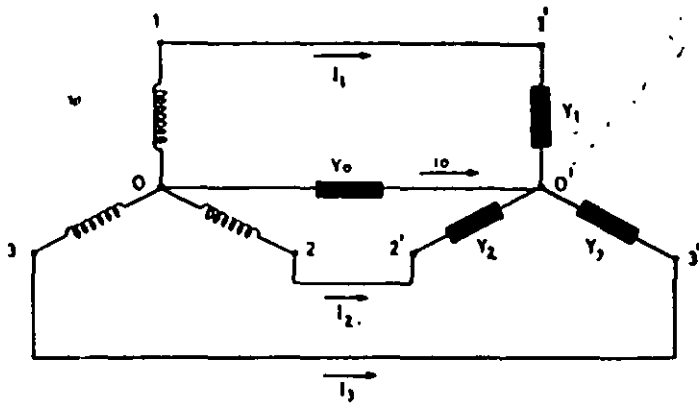


FIG. 31. Carga trifásica, en estrella con neutro conectado al neutro de la línea a través de una impedancia

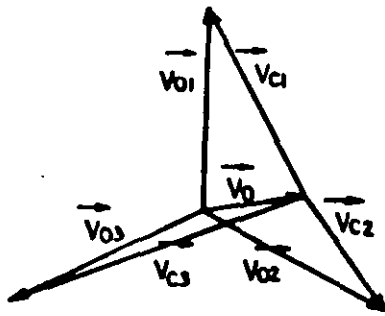


FIG. 32. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , originado en la carga por falta de simetría

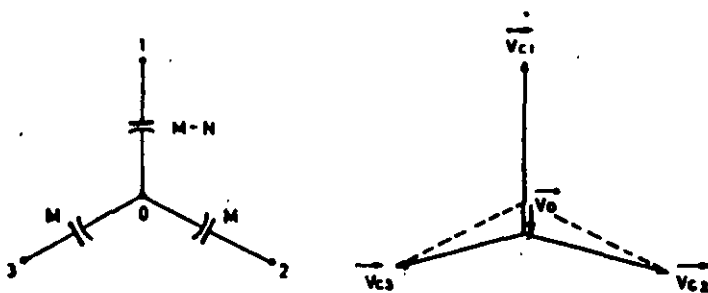


FIG. 33. Desplazamiento del neutro \vec{V}_0 , en un banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante, formado por M unidades conectadas en paralelo por cada fase y habiendo fallado N unidades en la fase 1

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 es 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:

$$S = \frac{1}{9-1} = 0.125 \equiv 12.5\%$$

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 cortocircuitos 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 desconectadores 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.

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 \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.

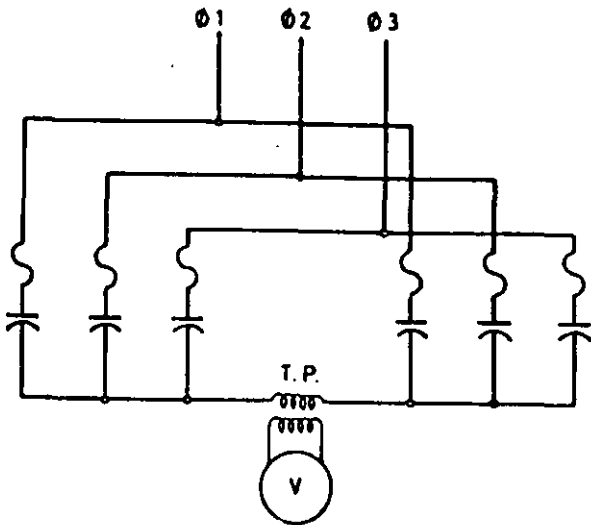


FIG. 36. Banco de capacitores dividido en dos estrellas con neutro flotante y protegido por desbalanceo, por medio de un relevador de voltaje

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] y [29].

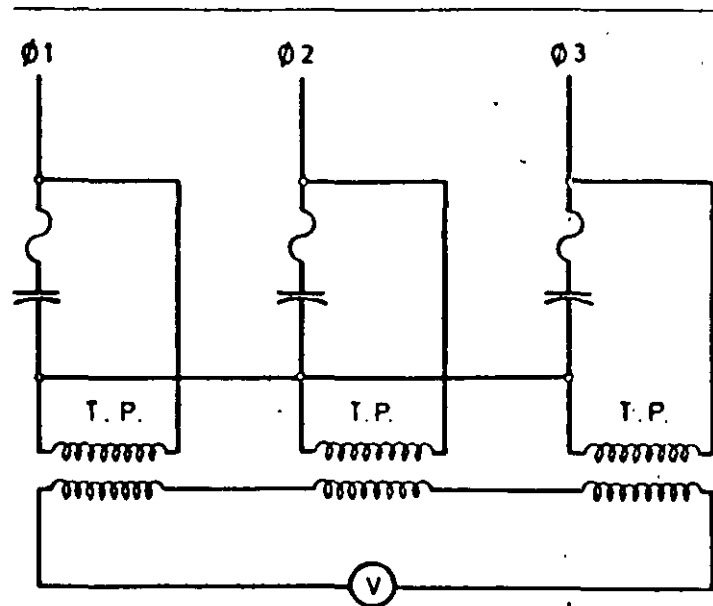


FIG. 37. Banco de capacitores conectado en estrella con neutro flotante y protegido por desbalanceo por medio de un relevador de voltaje

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, o 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 al 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 del 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 del 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 autoprotectidos, incluso para descargas eléctricas del orden de un culombio.

TABLA VI. Tamaño mínimo del banco de capacitores conectado en estrella con neutro a tierra, autoprotectido 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

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 $-\infty$.

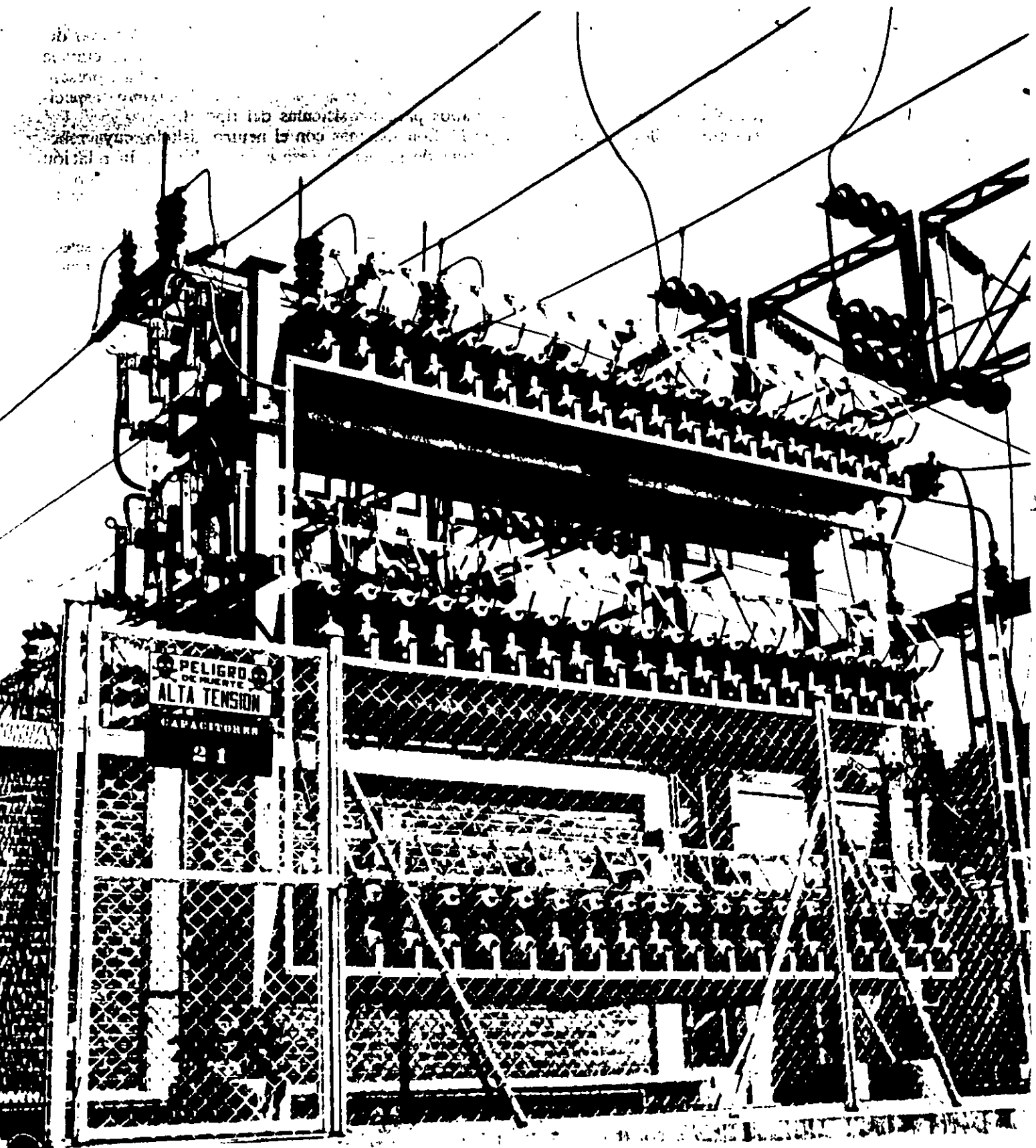
En la tabla VII se da una orientación sobre la selección del voltaje nominal de los pararrayos, en función del voltaje entre fase y fase de la línea en que se van a instalar y del tipo de línea, según la definición NEMA, en que ésta puede quedar clasificada.

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 autoprotectidos 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 ϵ , como, bien, por medio de la expresión equivalente

$$\epsilon = \frac{100}{KVA_{cc}} Q \% \quad [31]$$

donde Q sigue siendo la potencia reactiva del banco de capacitores (o de la sección) conectado a la línea y KVA_{cc} 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 condiciones 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. Estos 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. Esto puede 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 quede 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 un 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).
- CORRÊA 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).
- FRÜNGEL, 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. Sangamo 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).

NEMA (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. Cía. 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. Cía. Hidroeléctrica de San Francisco. Brasil (Octubre 1970).

PETERSON, R. W., Switching Parallel Capacitor Banks. Allis-Chalmers Mfg. Co. USA (1962).

PRETELT, 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. Cía. 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 15 Years. Informe CIGRE, No. 130 (1966).

YOUNG, J. B., 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 Capacitors. Informe CIGRE, No. 141 (1958).

ZINKE, O., Widerstände, Kondensatoren, Spulen und ihre Werkstoffe, Berlin/Heidelberg/Nueva York: Springer (1965).

ZUKERMAN, L. G., Benefit-to-Cost Ratio of Static Power Capacitors. Los Angeles, Department of Water and Power, USA (Noviembre 1969).



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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

CALCULO DE FALLAS

TEMA 6

ING: FELIPE MARTINEZ
CRUZ E.

INSTALACIONES ELECTRICAS

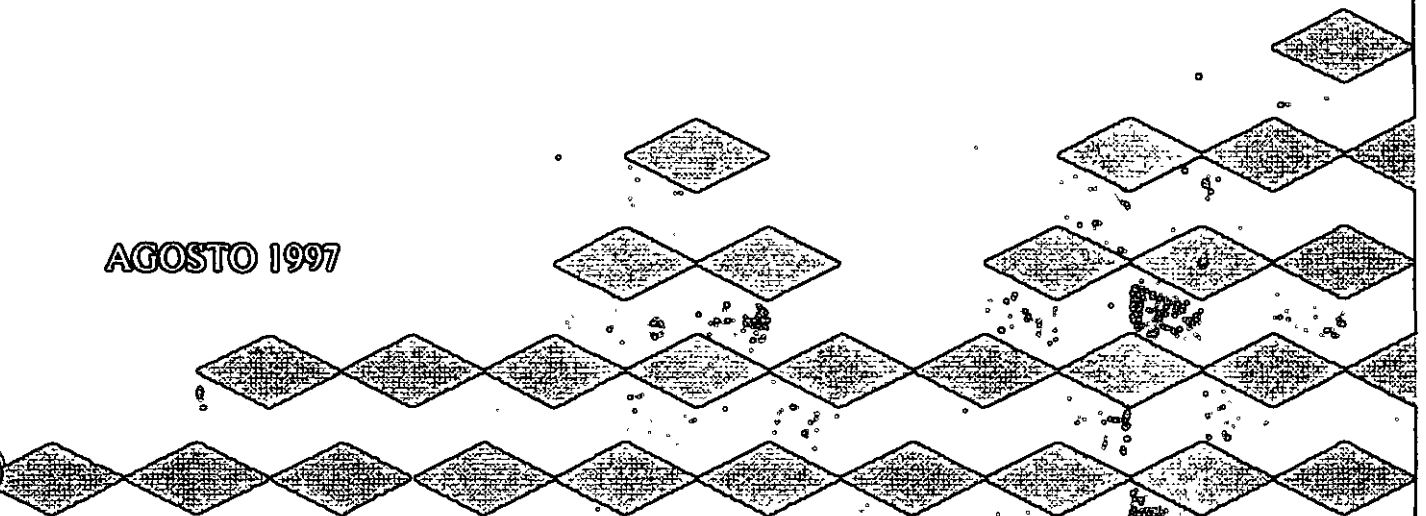
INDUSTRIALES

CALCULO DE FALLAS

TEMA 6

ING. FELIPE MARTINEZ CRUZ E.

AGOSTO 1997



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).

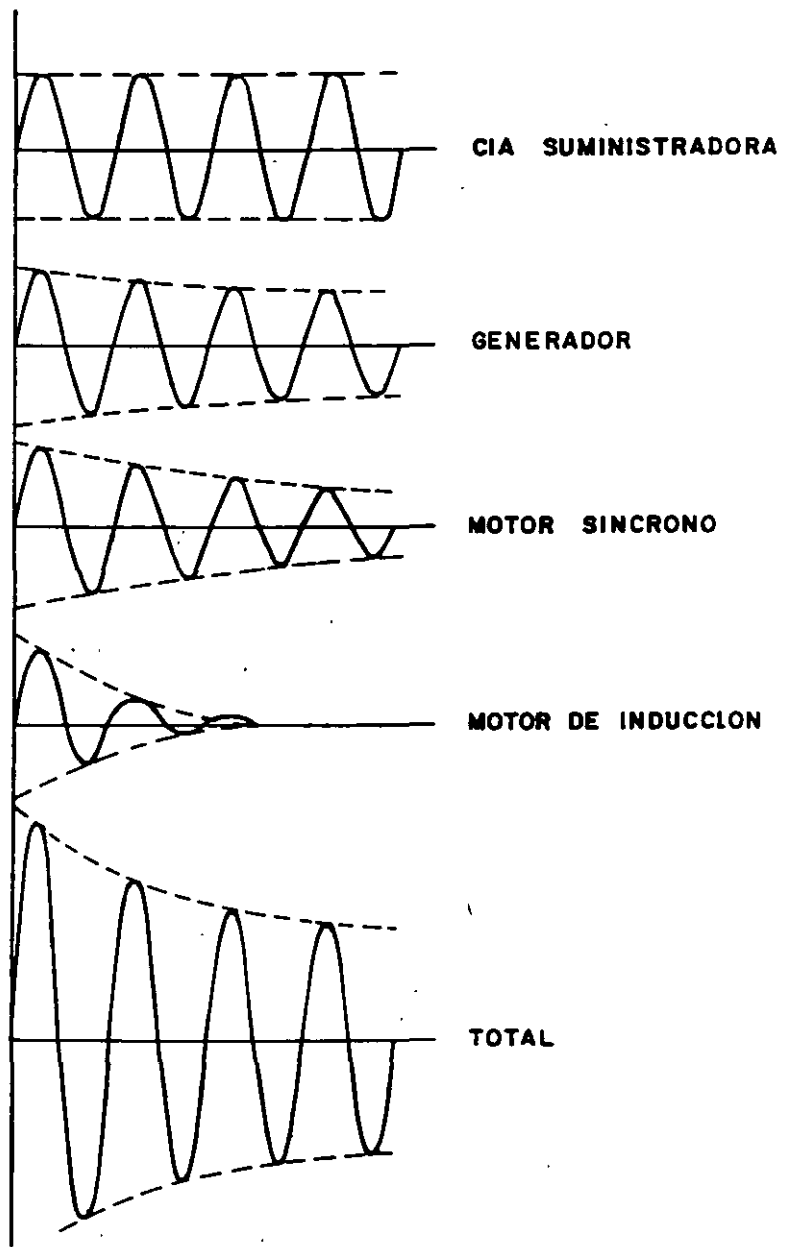


FIG. 1. CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO SIMETRICOS DE CUATRO FUENTE Y EL TOTAL .

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.

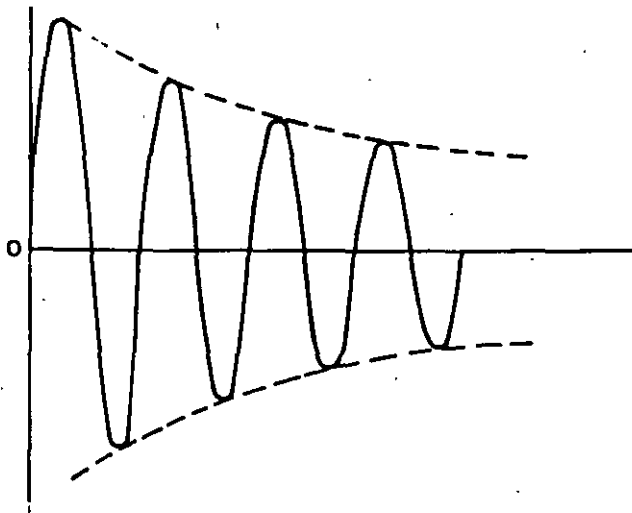


FIG. 2. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, SIMETRICA

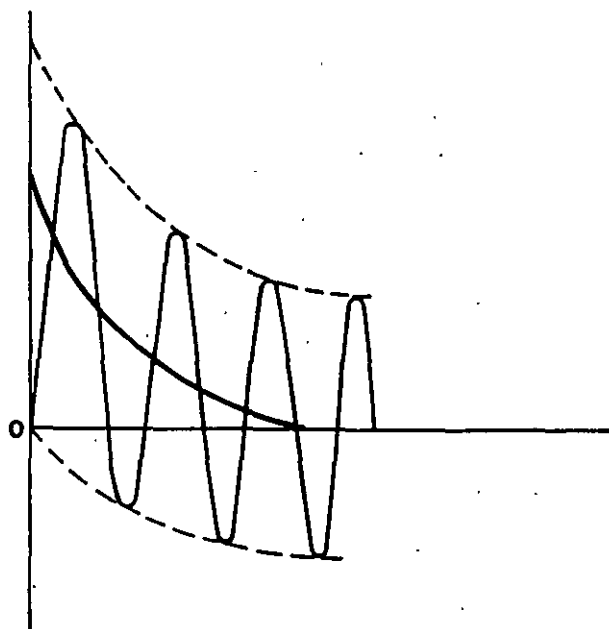


FIG. 3. CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TOTAL, ASIMETRICA

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.

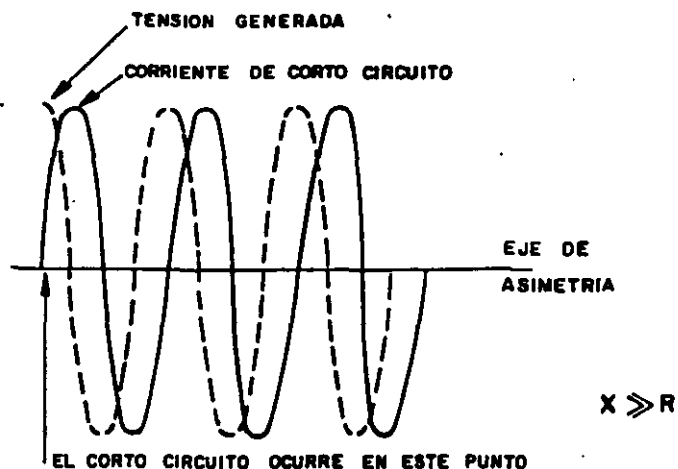


FIG. 4: ONDA DE TENSION Y CORRIENTE ASIMETRICAS EN UN CIRCUITO DE F.P. = 0

Si el corto circuito ocurre cuando la onda de tensión esta en cero, se presenta la máxima asimetría en la onda de corriente la cual se traza 90° respecto a la del voltaje, figura 5.

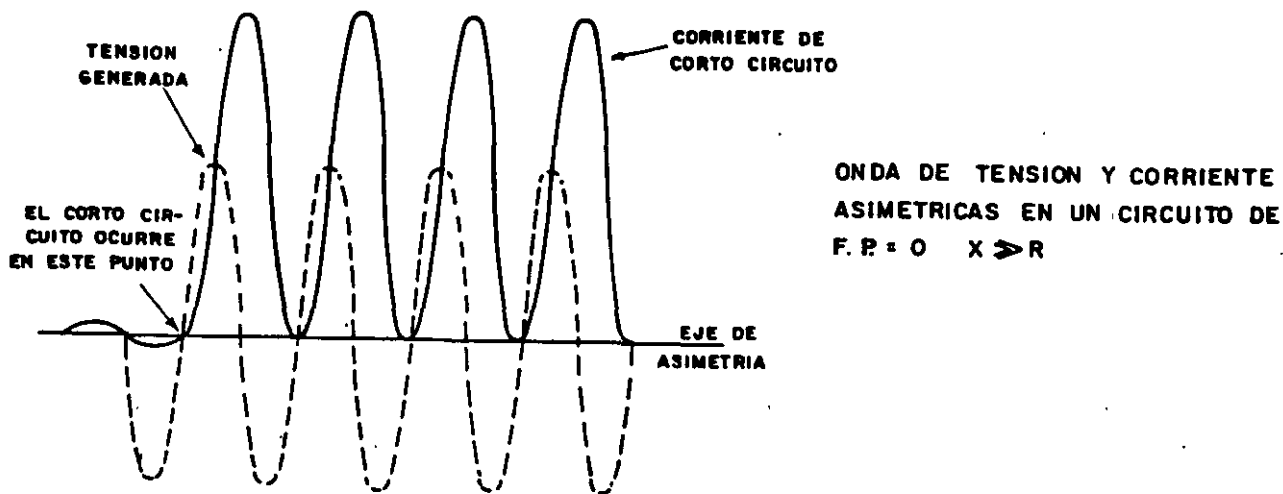


FIG. 5

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.

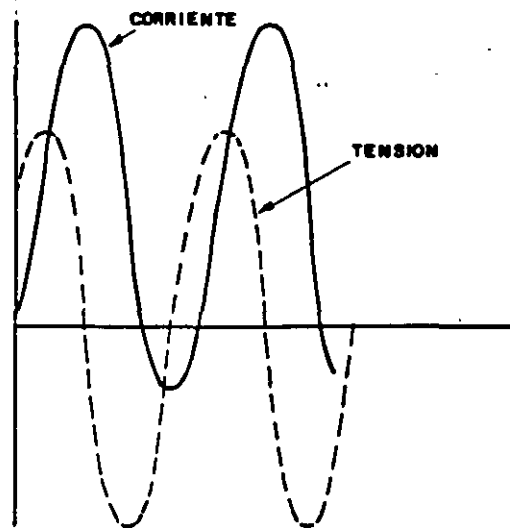


FIG. 6

La explicación de lo anterior se puede encontrar en las siguientes figuras:

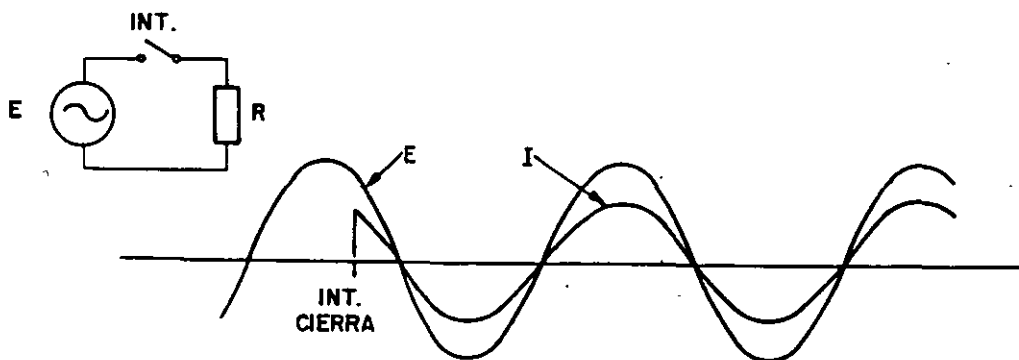


FIG. 7.- TRANSITORIO POR CONMUTACION R

En el caso de una resistencia "R", el cierre del interruptor lleva a la corriente asumir inmediatamente el valor que existirá en el estado estable.

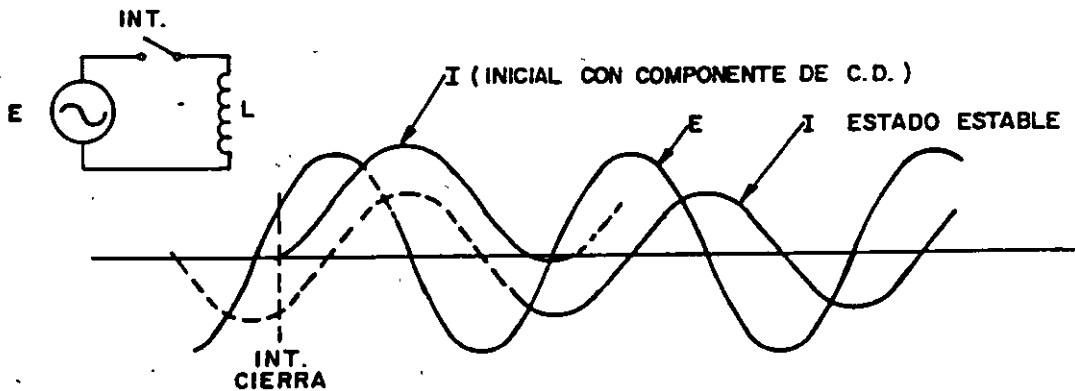


FIG. 8.- TRANSITORIO POR CONMUTACION L

En el caso de la inductancia "L", el fenómeno se comprende mejor mediante la ecuación:

$$E = L \, di / dt$$

$$di = \frac{E}{L} dt \quad \frac{di}{dt} = \frac{E}{L}$$

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.

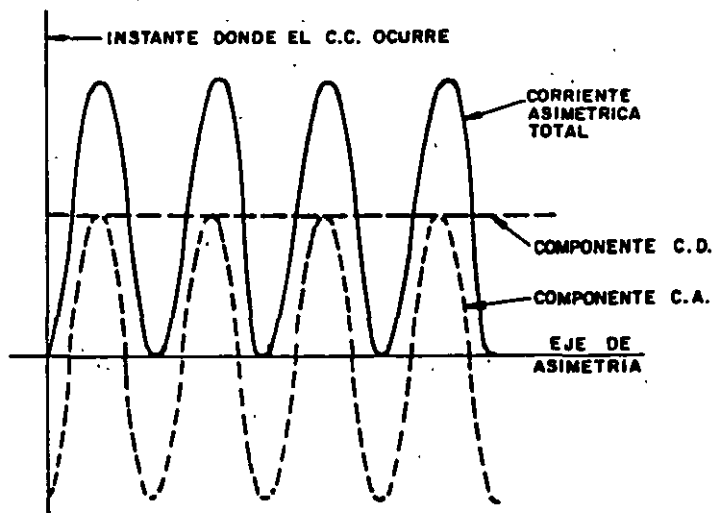


FIG.9.- COMPONENTES DE LA CORRIENTE MOSTRADA EN LA FIGURA 5

La magnitud inicial de la componente de C.D., varía 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.

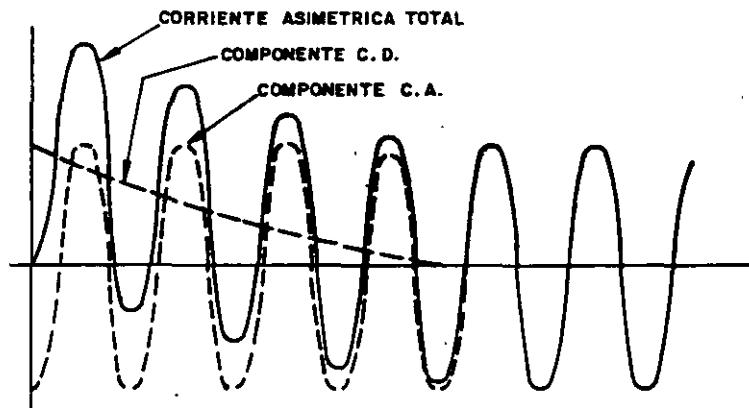


FIG. 10.- OSCILOGRAMA MOSTRANDO EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C. D. Y SU EFECTO EN LA ASIMETRIA DE CORRIENTE.

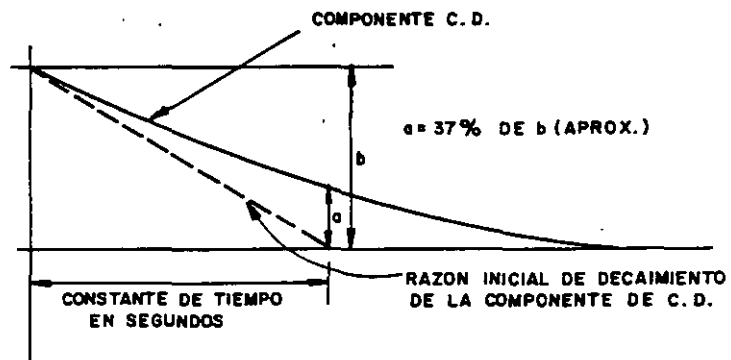


FIG. 11.- ILUSTRACION GRAFICA DE LA CONSTANTE DE TIEMPO

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.

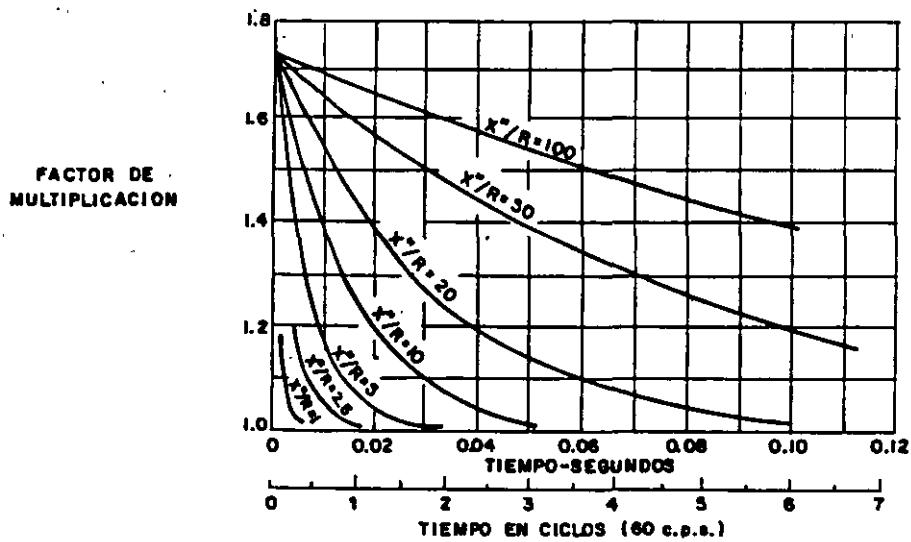


FIG. 12. FACTORES DE MULTIPLICACION PARA EL DECAIMIENTO DE LA COMPONENTE DE C.D.

TABLA 1 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 SINCROMO	MOTOR SINCROMO	MOTOR DE INDUCCION		
CAPACIDAD INTERRUPTIVA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA CON LOS SIGUIENTES TIEMPOS DE INTERRUPCION 8 CICLOS 6 CICLOS 3 CICLOS 2 CICLOS				CASO GENERAL *	CASO ESPECIAL *
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.0	1.1
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.1	1.2
	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA	NULA	1.2	1.3
CAPACIDAD MOMENTANEA PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	CASO GENERAL 1.6 **	CASO ESPECIAL 1.5 **
	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	SUBTRANSITORIA	1.0	
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 (800 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 500 V O MENOS Y SI EL CIRCUITO NO ES ALIMENTADO DIRECTAMENTE POR GENERADORES

*** USE LA COLUMNA CASO ESPECIAL SI LA TENSION DE OPERACION ES 1800 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 trifásico se observa en la figura siguiente:

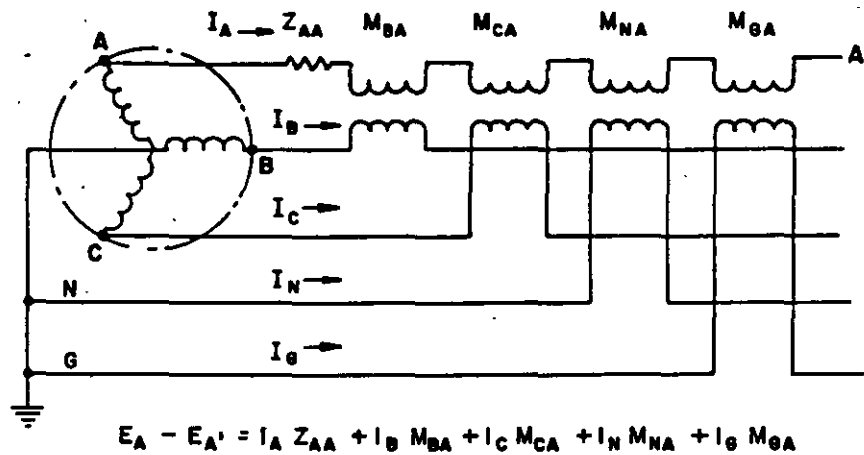
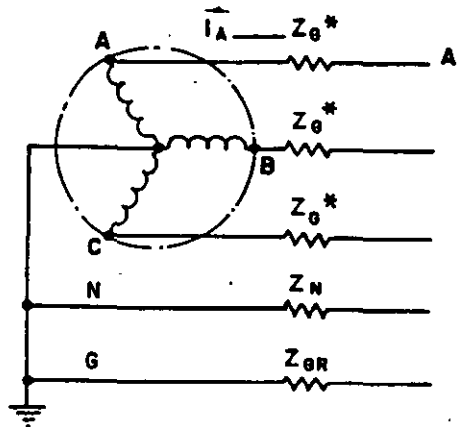


FIG. 13.- CIRCUITO TRIFASICO, 4 HILOS, CARGA DESBALANCEADA.

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_{01}
 SECUENCIA NEGATIVA Z_{02}
 SECUENCIA CERO $Z_{00} + 3Z_{0R}^*$

* BASADA EN CORRIENTE CERO EN EL CONDUCTOR N

$$E_A - E_{A'} = I_{A1} Z_{01} + I_{A2} Z_{02} + I_{A0} (Z_{00} + 3Z_{0R})$$

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:

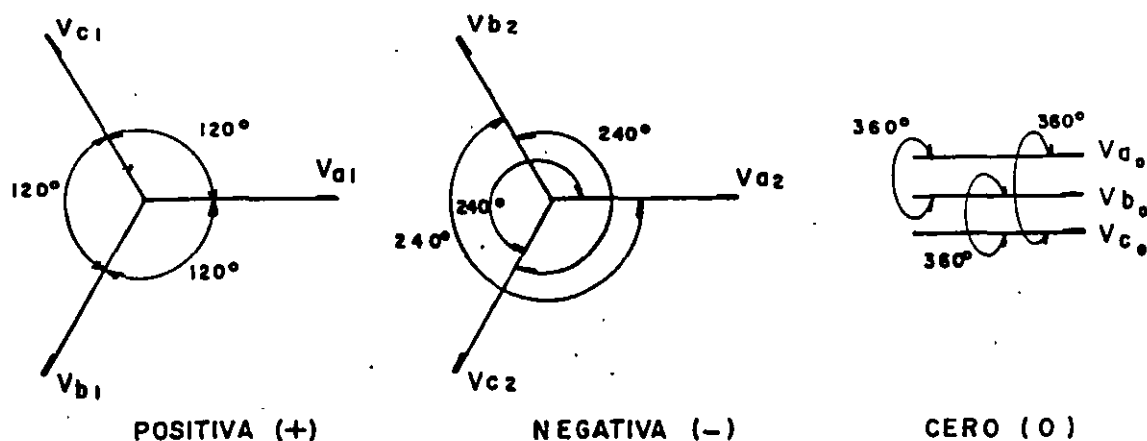


FIG. 15 COMPONENTES DE SECUENCIA DE VOLTAJES

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	SECUENCIA NEGATIVA	SECUENCIA CERO
$\dot{V}_{a1} = \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{a2} = \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{a0} = \dot{V}_{a0}$
$\dot{V}_{b1} = a^2 \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{b2} = a \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{b0} = \dot{V}_{a0}$
$\dot{V}_{c1} = a \dot{V}_{a1}$	$\dot{V}_{c2} = a^2 \dot{V}_{a2}$	$\dot{V}_{c0} = \dot{V}_{a0}$

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:

$$\begin{array}{l}
 1 + a + a^2 = 0 \quad \text{-----} \quad \textcircled{4} \\
 \text{ó} \quad \left. \begin{array}{l} 1 - a^2 = \sqrt{3} \angle 30^\circ \\ a^2 - 1 = \sqrt{3} \angle 210^\circ \end{array} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{5} \\
 \text{ó} \quad \left. \begin{array}{l} a - 1 = \sqrt{3} \angle 150^\circ \\ 1 - a = \sqrt{3} \angle -30^\circ \end{array} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{6} \\
 \text{ó} \quad \left. \begin{array}{l} a^2 - a = \sqrt{3} \angle 270^\circ \\ a - a^2 = \sqrt{3} \angle 90^\circ \end{array} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{7}
 \end{array}$$

Cualquier sistema trifasico de fasores será siempre la suma de los tres componentes :

$$\dot{V}_a = \dot{V}_{a1} + \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \quad \text{-----} \quad \textcircled{8}$$

$$\left. \begin{array}{l} \dot{V}_b = \dot{V}_{b1} + \dot{V}_{b2} + \dot{V}_{b0} \\ = a^2 \dot{V}_{a1} + a \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \end{array} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{9}$$

$$\left. \begin{array}{l} \dot{V}_c = \dot{V}_{c1} + \dot{V}_{c2} + \dot{V}_{c0} \\ = a \dot{V}_{a1} + a^2 \dot{V}_{a2} + \dot{V}_{a0} \end{array} \right\} \text{-----} \quad \textcircled{10}$$

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 :

$$\left. \begin{aligned} V_{a1} &= 1/3 (V_a + aV_b + a^2V_c) \\ I_{a1} &= 1/3 (I_a + aI_b + a^2I_c) \end{aligned} \right\} \text{----- } \textcircled{14}$$
$$\left. \begin{aligned} V_{a2} &= 1/3 (V_a + a^2V_b + aV_c) \\ I_{a2} &= 1/3 (I_a + a^2I_b + aI_c) \end{aligned} \right\} \text{----- } \textcircled{15}$$
$$\left. \begin{aligned} V_o &= 1/3 (V_a + V_b + V_c) \\ I_o &= 1/3 (I_a + I_b + I_c) \end{aligned} \right\} \text{----- } \textcircled{16}$$

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.

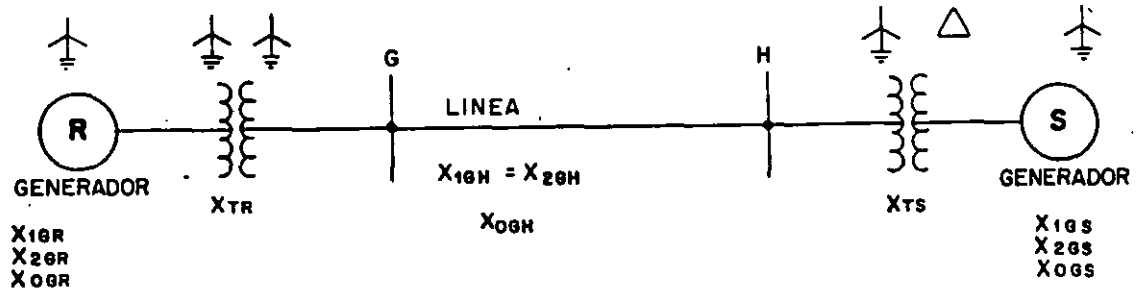


FIG. 17

RED DE SECUENCIA POSITIVA

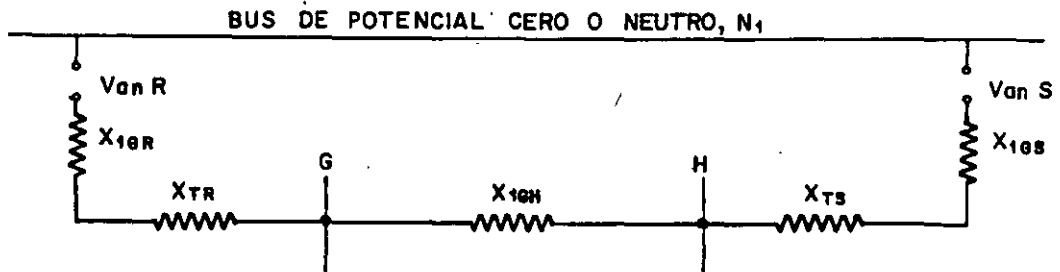


FIG. 18

RED DE SECUENCIA NEGATIVA

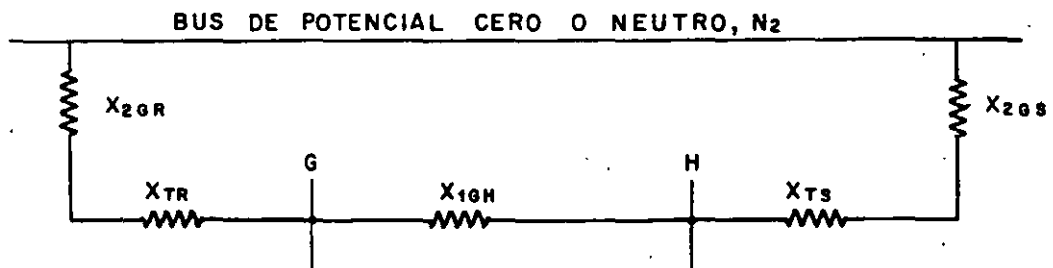


FIG. 19

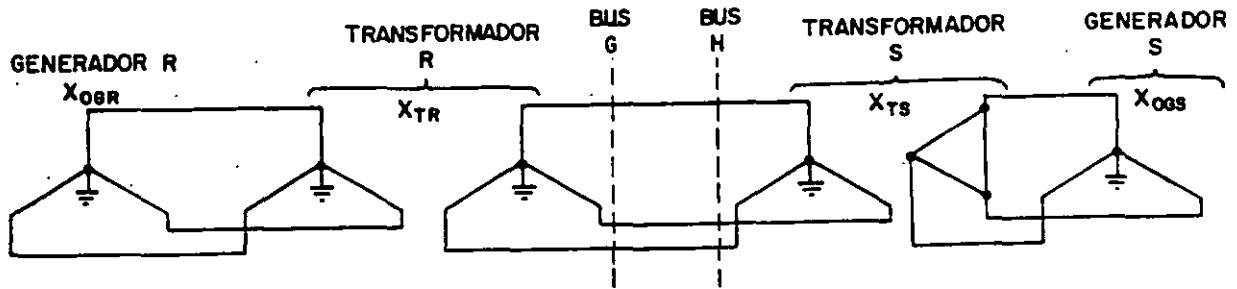


FIG. 20

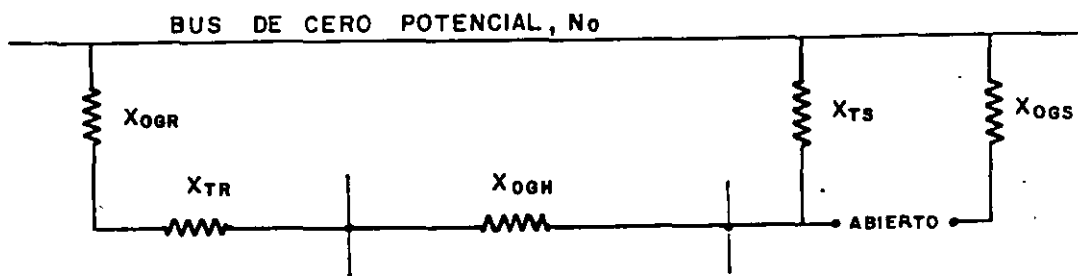


FIG. 21

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 (N1) hasta el punto donde se requiere determinar el voltaje:

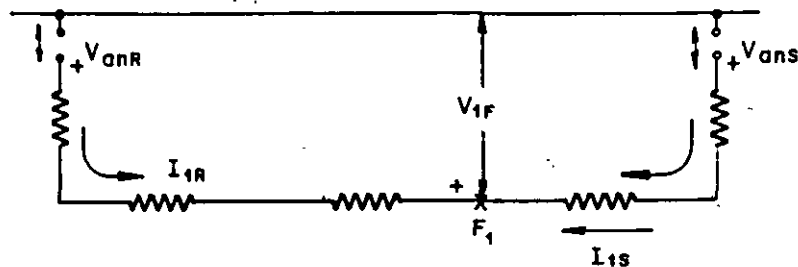


FIG. 22.

La red de secuencia negativa:

$$\dot{V}_2 = 0 - \sum i_2 \dot{Z}_2$$

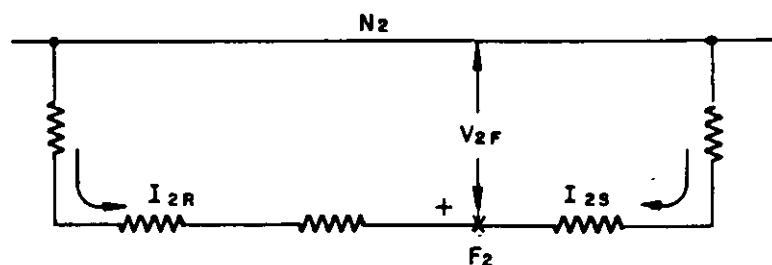


FIG. 23.

En la red de secuencia cero:

$$\dot{V}_0 = 0 - \sum i_0 \dot{Z}_0$$

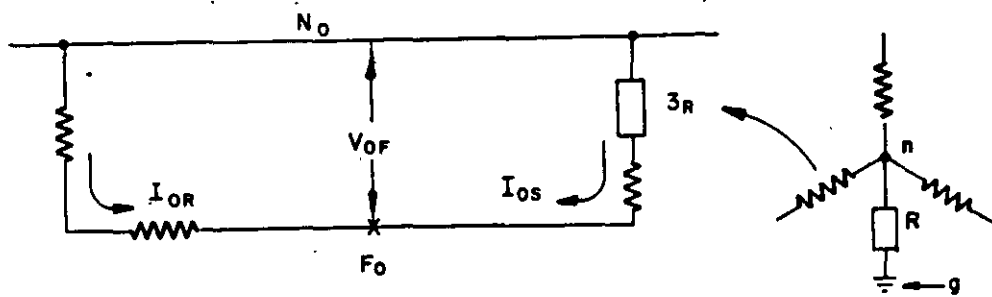


FIG. 24.

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

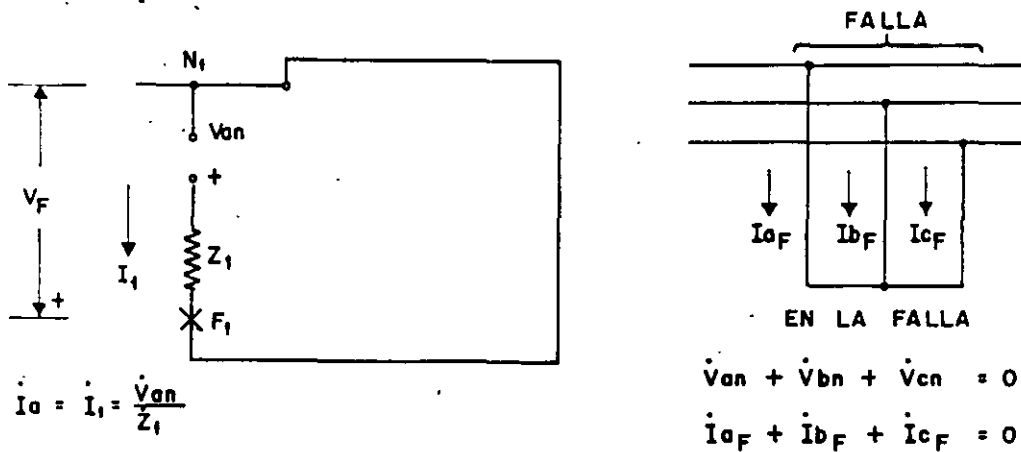


FIG. 25

Dado que la falla trifasica es simétrica, no se requieren componentes simétricos para este calculo. 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

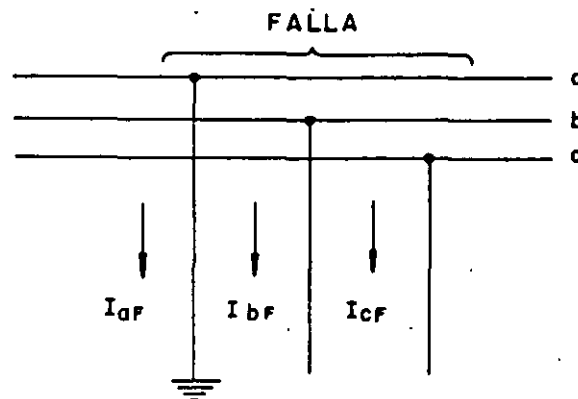
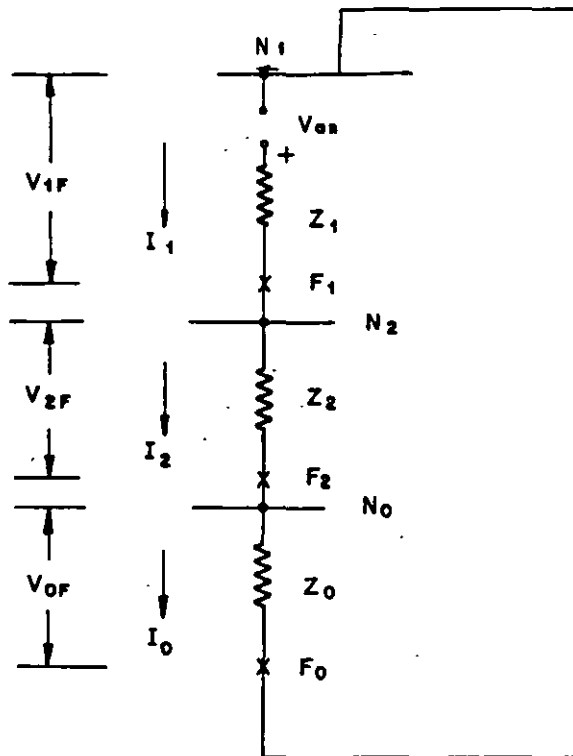


FIG. 26.

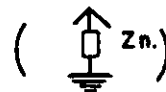


$$I_1 = I_2 = I_0 = \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2 + Z_0}$$

FIG. 27.

En el caso de que exista una impedancia al neutro del sistema.
Se tendría:

$$I_{af} = I_{a1} + I_{a2} + I_{a0} = 3I_{a1} = 3I_{a1} =$$



$$I_{af} = \frac{3 V_{an}}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3Z_n}$$

FALLA DE FASE A FASE

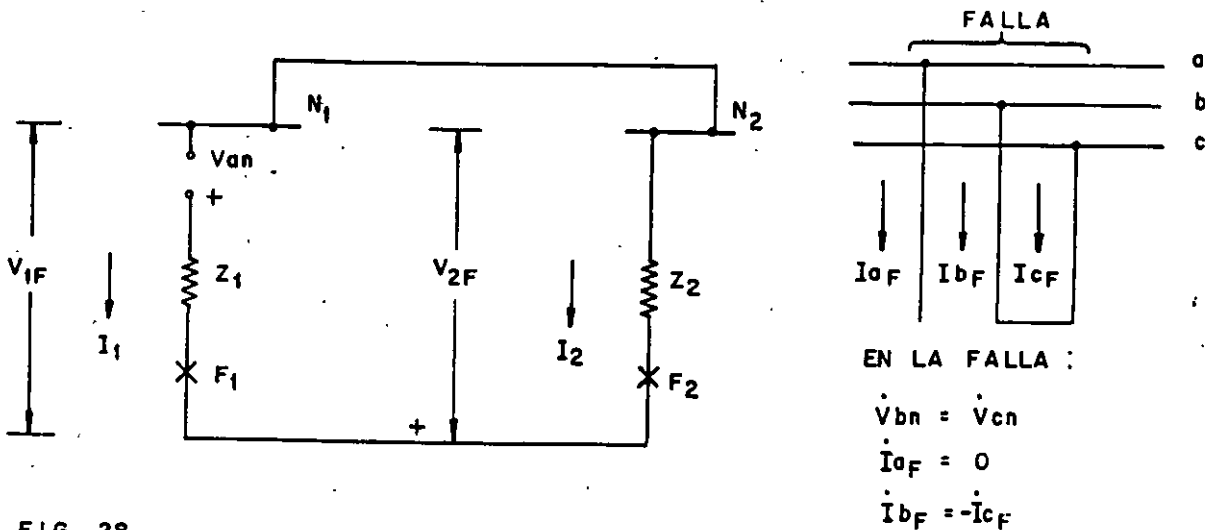


FIG. 28.

$$I_1 = -I_2 = \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2}$$

$$I_{bF} = -I_{cF} = I_{b1} + I_{b2} = (a^2 - a) I_{a1} = 3 \angle 270^\circ I_{a1}$$

$$I_{bF} = 3 \angle 270^\circ \frac{V_{an}}{Z_1 + Z_2}$$

Los estudios de falla normalmente incluyen la falla trifasica y la falla monofasica a tierra.

Las fallas trifasicas son de las mas severas, mientras que las fallas monofasicas son las mas comunes; los estudios de estas ultimas proveen información útil para ajustes de relevadores de tierra.

La falla de línea a línea es 87% de la falla trifasica.

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.

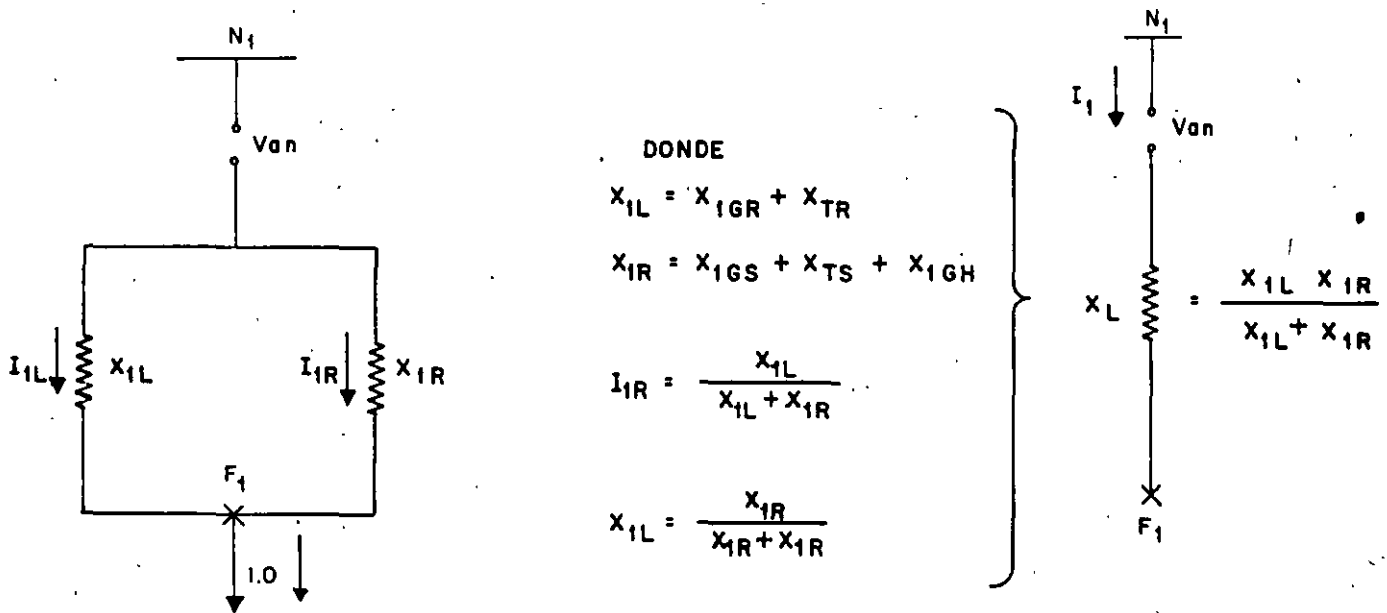
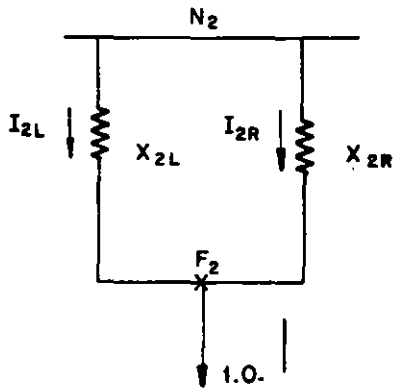


FIG. 29

REDUCCIÓN DE LA RED DE SECUENCIA POSITIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G".



DONDE

$$X_{2L} = X_{2GR} + X_{TR}$$

$$X_{2R} = X_{2GS} + X_{TS} + X_{1GH}$$

$$I_{2L} = \frac{X_{2R}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

$$I_{2R} = \frac{X_{2L}}{X_{2L} + X_{2R}}$$

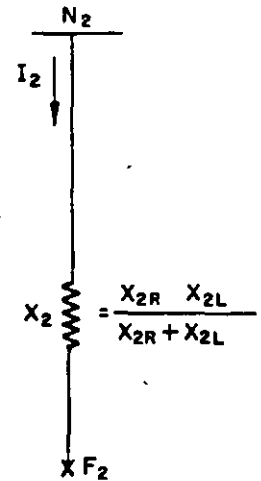
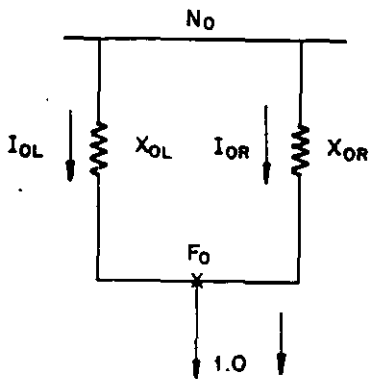


FIG. 30.

REDUCCIÓN DE LA RED DE SECUENCIA NEGATIVA PARA UNA FALLA EN EL BUS "G"



DONDE

$$X_{0L} = X_{0GR} + X_{TR}$$

$$X_{0R} = X_{TS} + X_{0GH}$$

$$I_{0L} = \frac{X_{0R}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

$$I_{0R} = \frac{X_{0L}}{X_{0L} + X_{0R}}$$

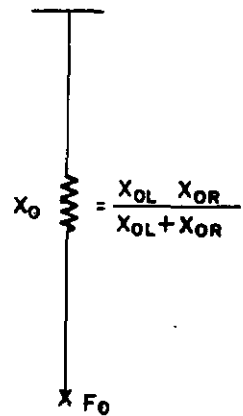


FIG. 31.

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.**

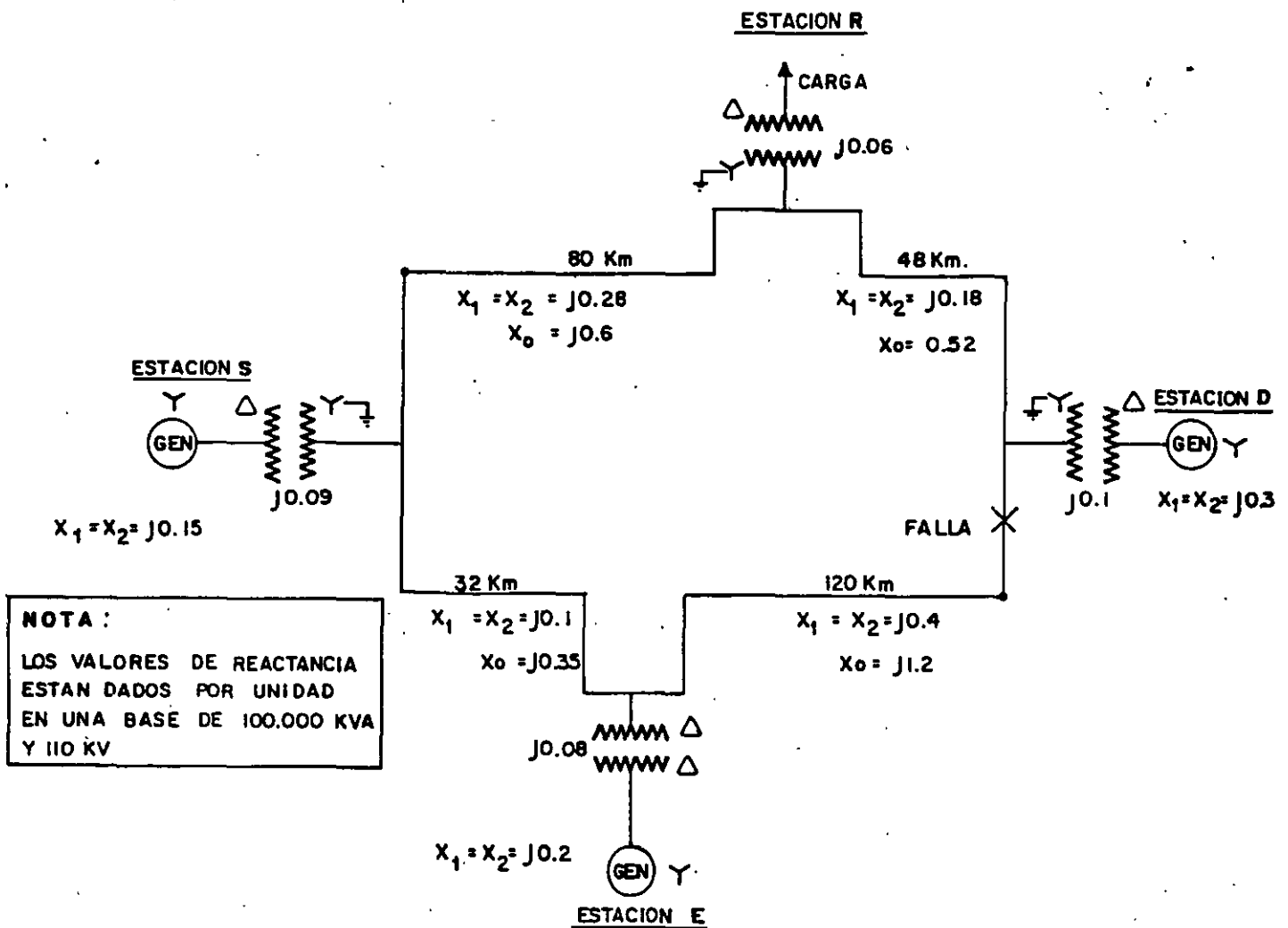
- E) Obtenga la impedancia única equivalente de cada red de secuencia, los factores de distribución de corrientes y si se desea, los voltajes equivalentes para la red de secuencia positiva.**

- 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

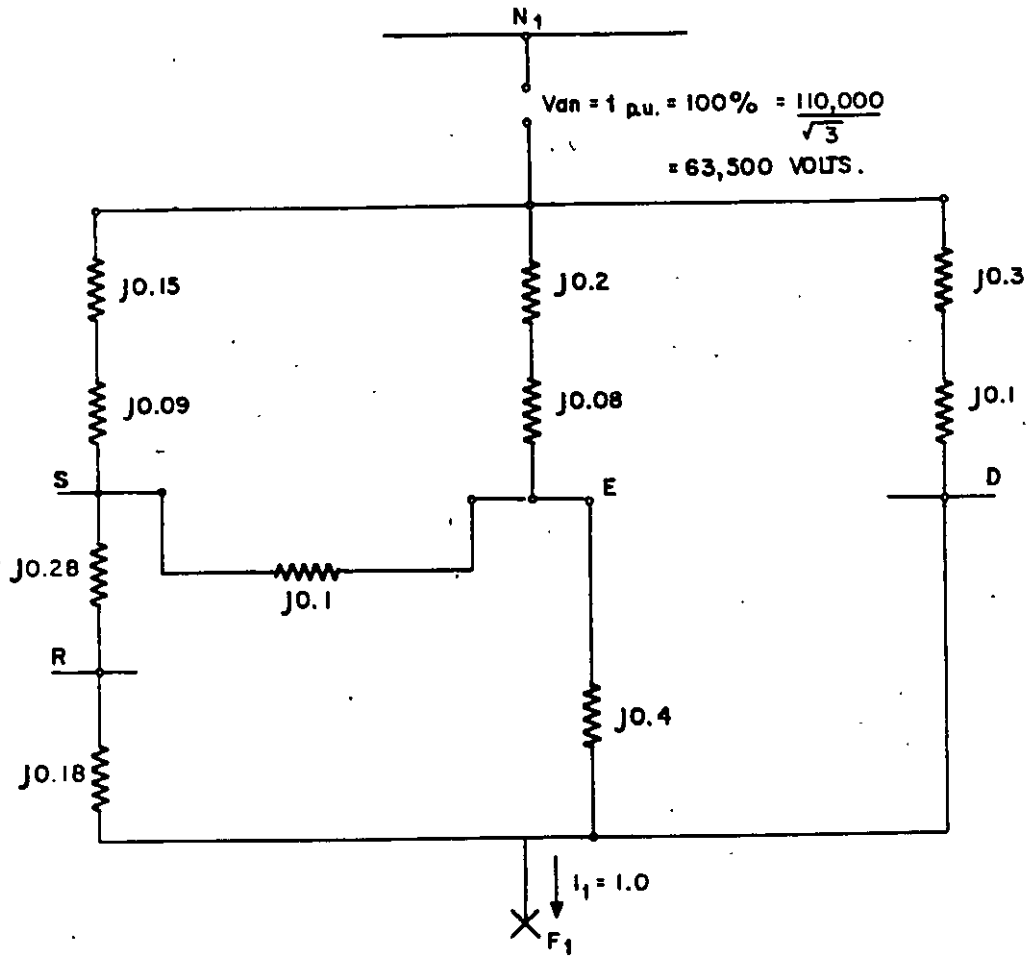


FIG. 33.

La red de secuencia negativa es igual a la secuencia positiva, excepto que no tiene voltaje V_{an} .

Red de secuencia cero

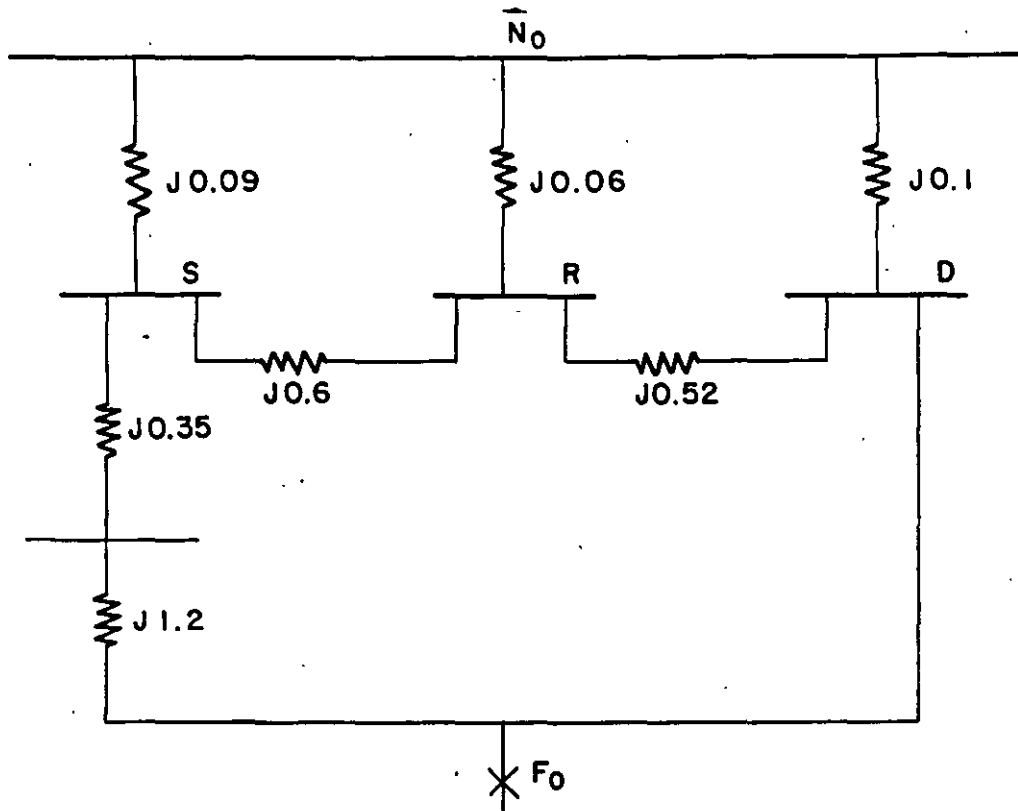


FIG. 34.

Reduciendo las redes:

Red de secuencia positiva

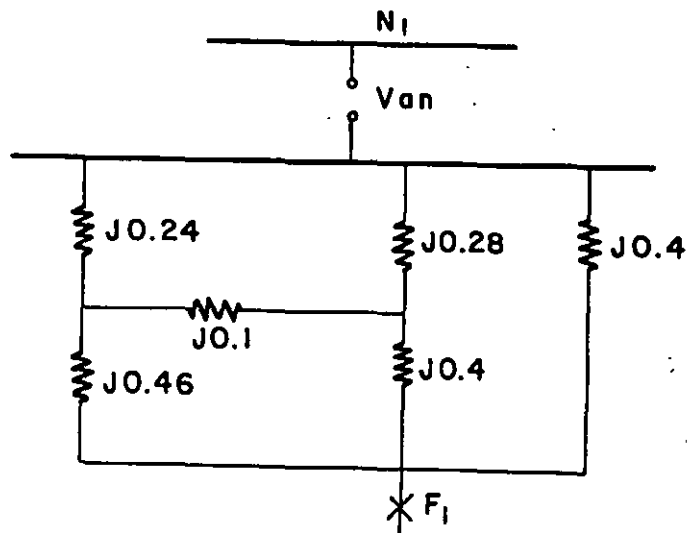
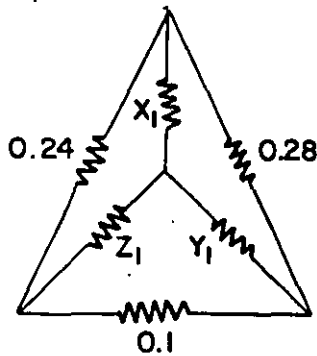


FIG. 35.

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.

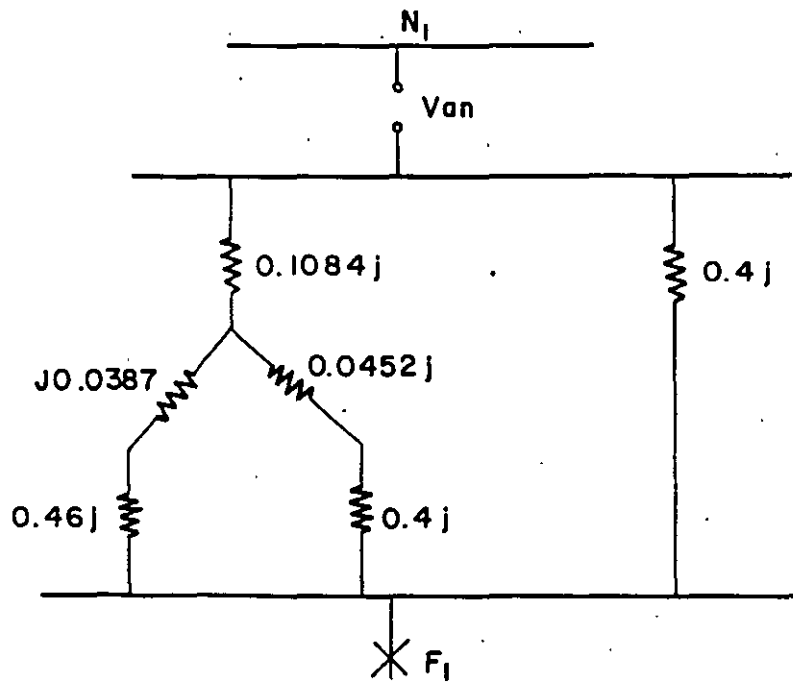


FIG. 37.

Operando y reduciendo la red :

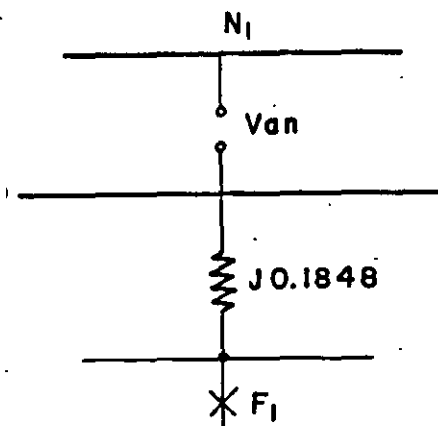


FIG. 38.

La red de secuencia cero

Operando con la red de secuencia cero en la misma forma que la de secuencia positiva.

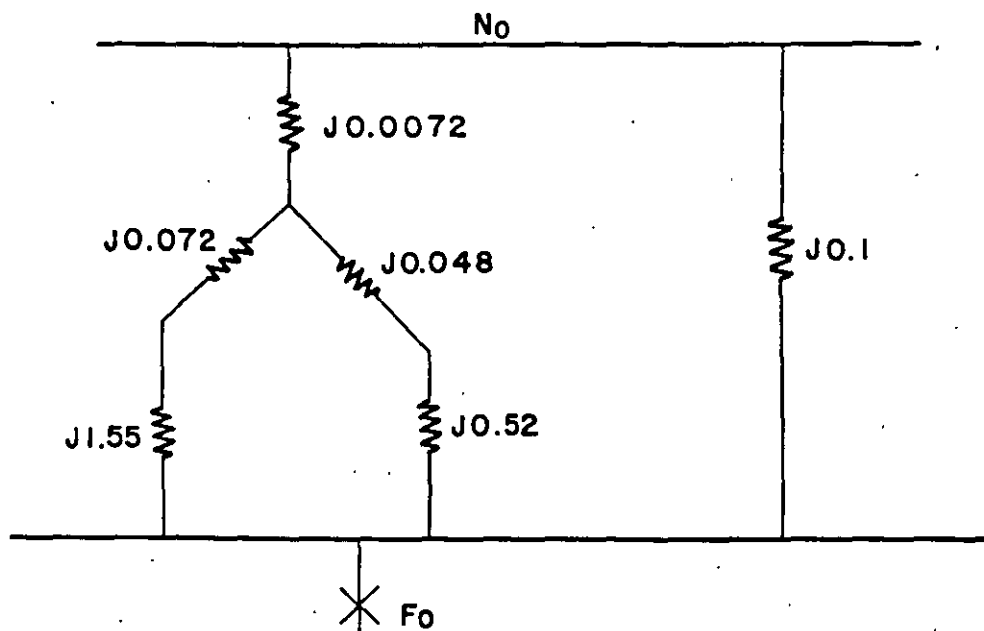


FIG. 39.

Reduciendo

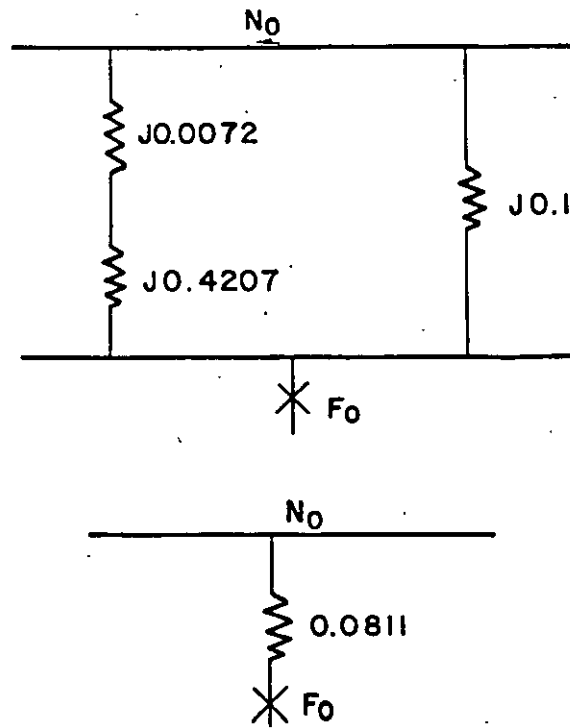


FIG. 40

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:

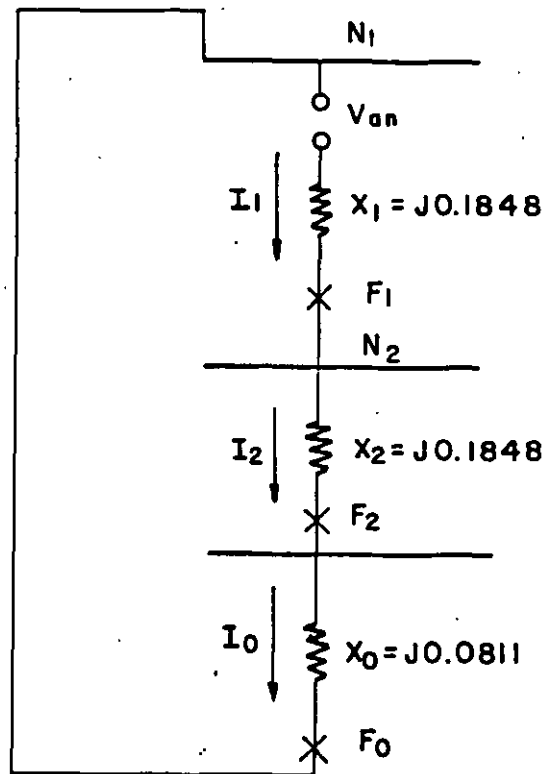


FIG. 41

$$I_{\phi-T} = \frac{3 \text{ p.u.}}{X_1 + X_2 + X_0} = \frac{3}{0.1848 + 0.1848 + 0.0811}$$

$$I_{\phi-T} = \frac{3}{0.4507} = 6.656 \text{ p.u.}$$

$$I_{\phi-T} = 6.656 \times 524.86$$

$$\underline{I_{\phi-T} = 3,493.6 \text{ A.}}$$

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 tabla 1.

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	0.00598	0.0500
No. 4 AWG.	0.0318	0.00551	0.0322
No. 2 AWG.	0.0203	0.00515	0.0209
No. 1 AWG.	0.0163	0.00500	0.0171
No. 1/0 AWG.	0.0131	0.00498	0.0140
No. 2/0 AWG.	0.0108	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 a No. 8 AWG	No. 6 a No. 0 AWG	No. 00 a 250 MCM	300 a 500 MCM	750 MCM
	0.8	1.0	0.96	0.93	0.83

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 porciento 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:

$$\text{OHMS (o/1) DE KVA B2} = \frac{\text{KVA B2}}{\text{KVA B1}} \times \text{OHMS (o/1) DE KVA B1}$$

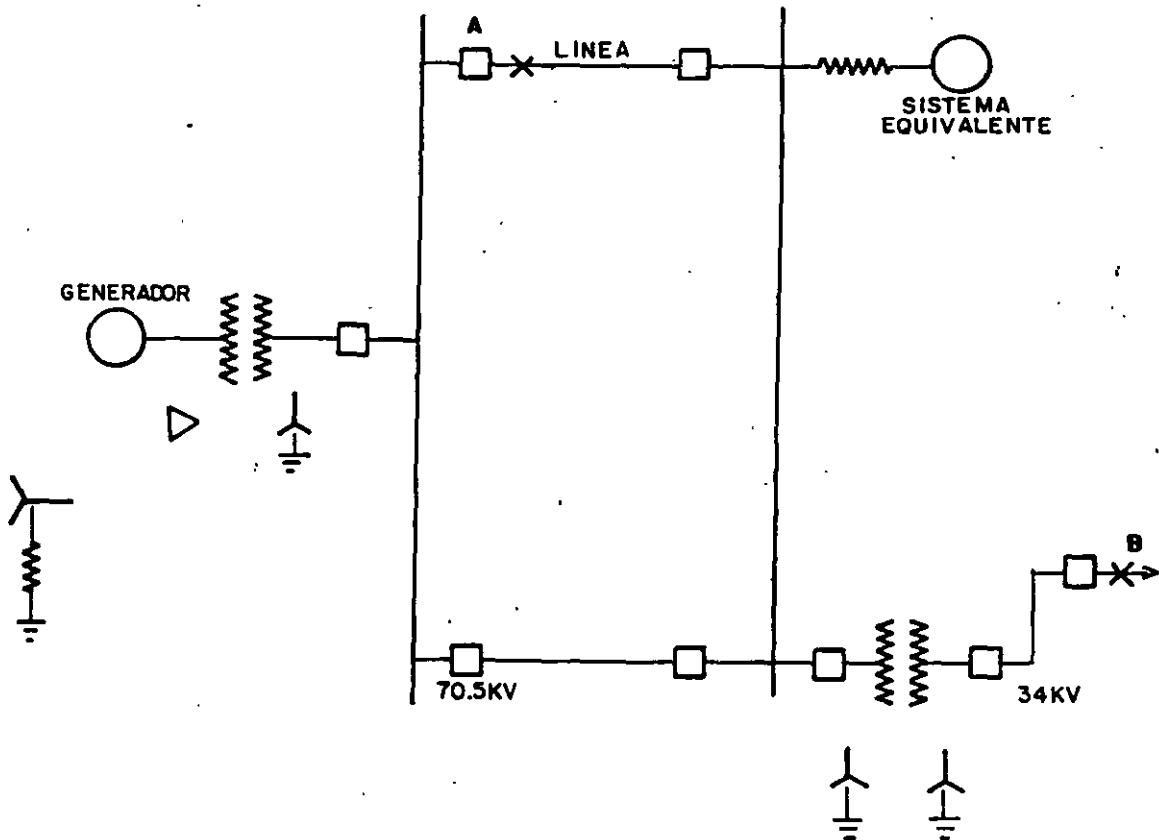
$$\frac{\text{OHMS (o/1) para VOLTS B2}}{\text{OHMS (o/1) para VOLTS B1}} = \frac{(\text{VOLTS B1})^2}{(\text{VOLTS B2})^2}$$

$$\text{OHMS (o/1) para VOLTS B2} = \text{OHMS (o/1) para B1} \times \frac{(\text{VOLTS B1})^2}{(\text{VOLTS B2})^2}$$

$$\text{OHMS (o/1) B2} = \text{OHMS (o/1) B1} \times \frac{\text{KV B1}}{\text{KV B2}} \times \frac{\text{KVA B2}}{\text{KVA B1}}$$

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 reactivas. Las bases son:

POTENCIA BASE = 100,000 KVA

VOLTAJE BASE = 69 KV

$$\text{CORRIENTE BASE} = \frac{100,000}{\sqrt{3} \cdot 69} = 837 \text{ A.}$$

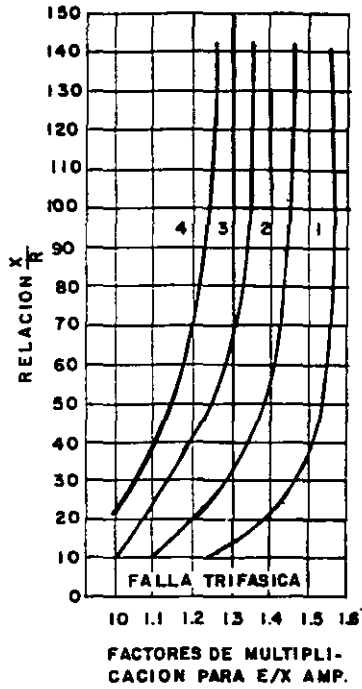


FIG. 1

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLA TRIFASICA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D.

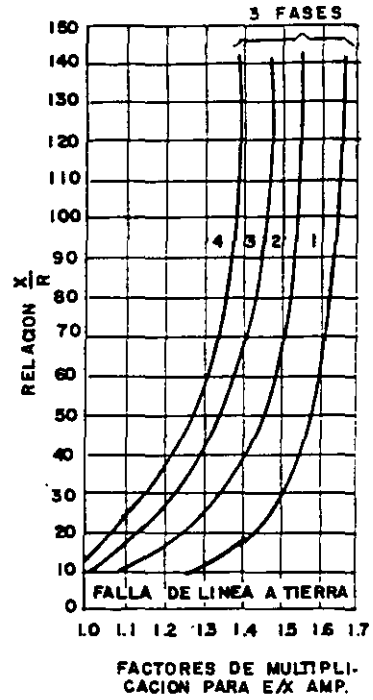


FIG. 2

FACTORES DE MULTIPLICACION PARA FALLAS DE LINEA A TIERRA INCLUYENDO EFECTOS POR EL DECREMENTO DE C.A. Y C.D.

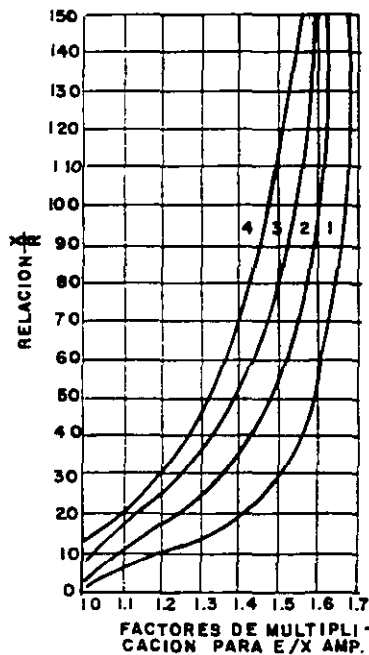
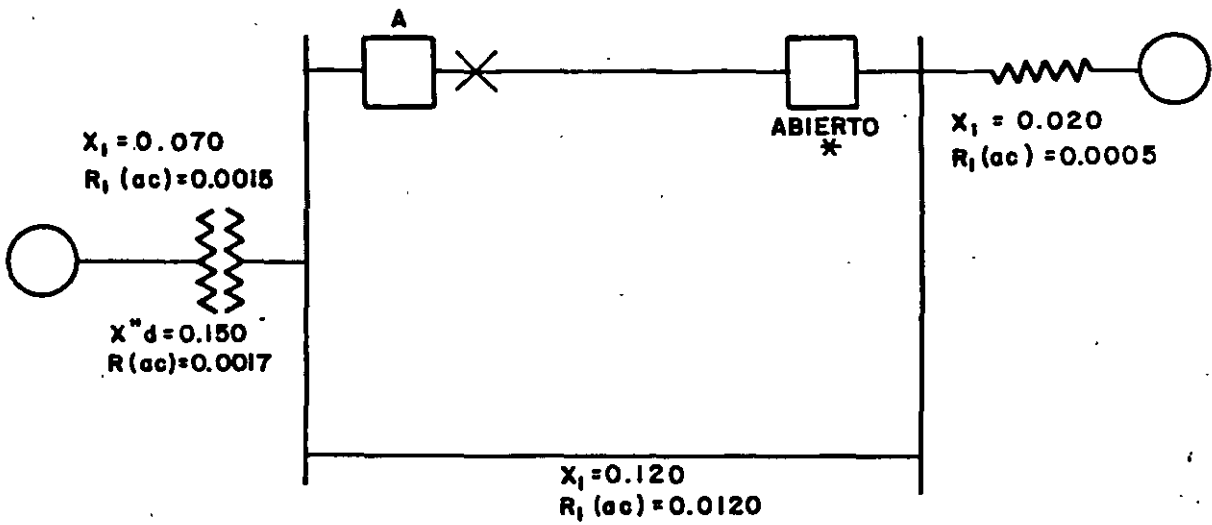


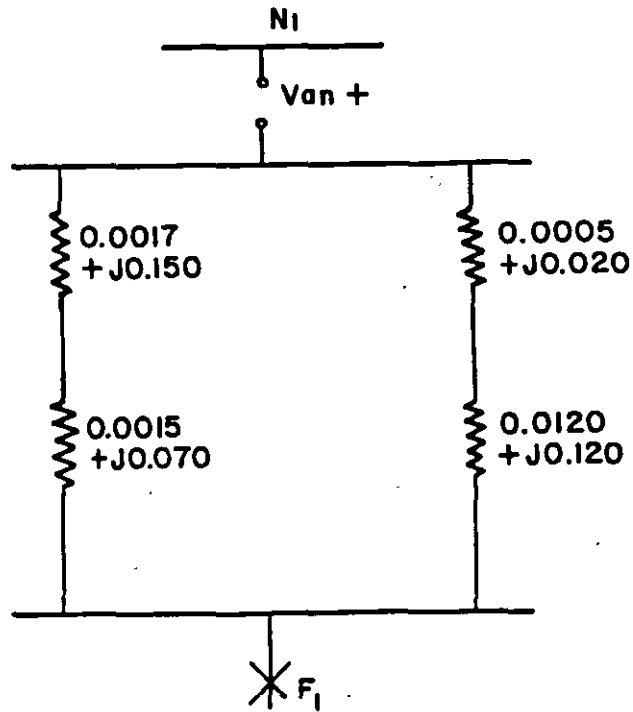
FIG. 3

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:

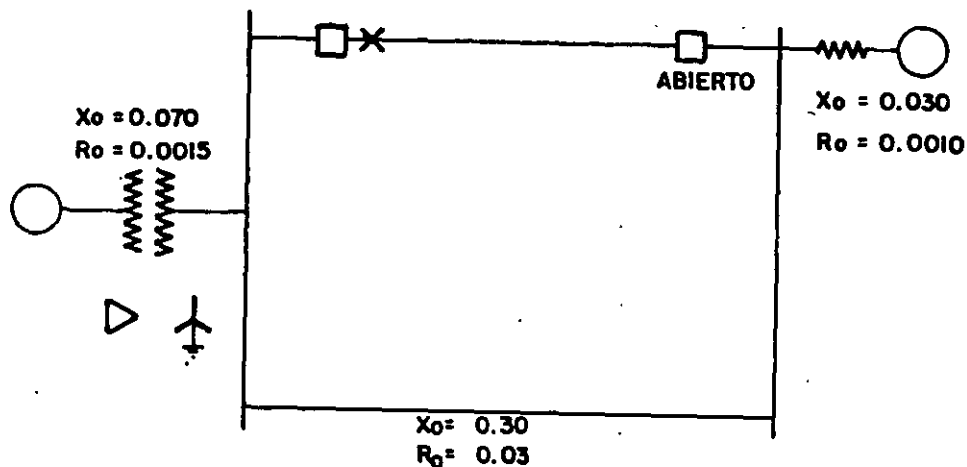
$$\text{RELACIÓN } \frac{X}{R} = \frac{0.0856}{0.00255} = 33.6$$

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 diagrama de impedancia de secuencia cero.



$$X_0 \text{ TOTAL} = \frac{(0.070) (0.030 + 0.300)}{(0.070 + 0.030 + 0.300)}$$

$$X_0 \text{ TOTAL} = 0.0578$$

$$RO \text{ TOTAL} = \frac{(0.0015) (0.0010 + 0.0300)}{(0.0015 + 0.0010 + 0.0300)}$$

$$RO \text{ TOTAL} = 0.00143$$

$$\text{RELACIÓN} \quad \frac{X}{R} = \frac{2X1 + X0}{2R1 + R0} = \frac{2 \times 0.0856 + 0.0578}{2 \times 0.00255 + 0.00143}$$

$$\text{RELACIÓN} \quad \frac{X}{R} = 35.1$$

$$I_{0-T} = \frac{3 \times 1.022}{2 \times (0.0856) + 0.0578} \times 837 = 11,200 \text{ A.}$$

De acuerdo a la tabla 4, la corriente $I_{1\phi-T}$ 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 trifásica, por lo que este último 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.

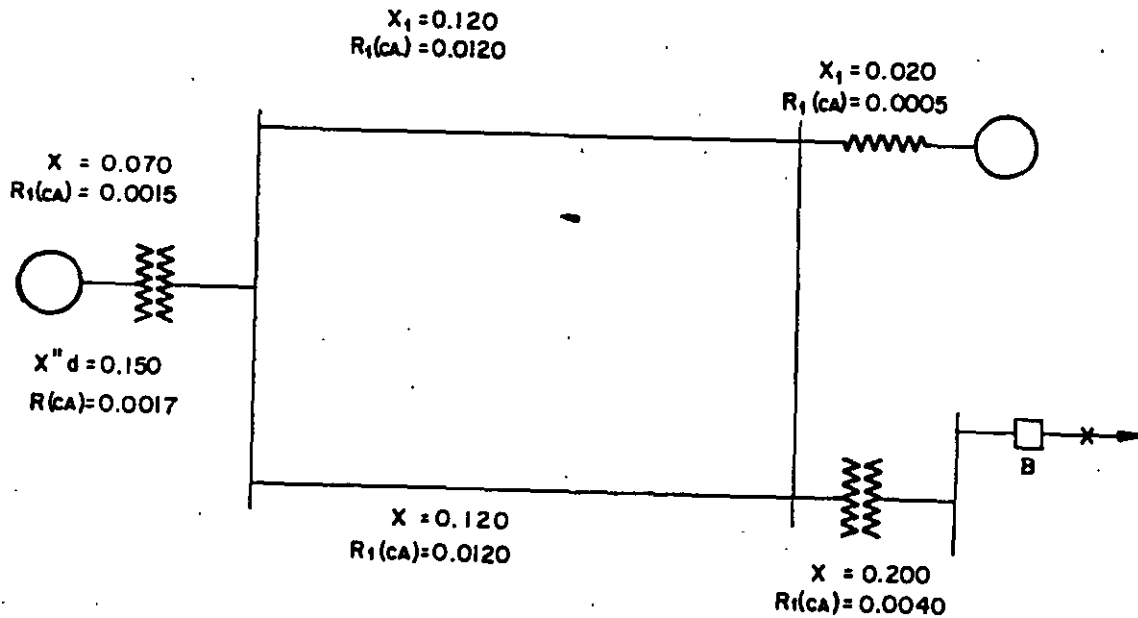
TABLA 4

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



$$X1 = \frac{(0.150 + 0.070 + (0.120/2) (0.20)}{(0.150 + 0.070 + (0.120/2) + 0.020)} + 0.200$$

$$X1 = 0.219$$

$$R1 = \frac{(0.0017 + 0.0015 + (0.0120/2) (0.0005)}{(0.0017 + 0.0015 + (0.0120/2) + 0.0005)} + 0.0040$$

$$R1 = 0.00447$$

$$\text{KV Base} = 34.5$$

$$\text{A Base} = 1670$$

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

$$\frac{X1}{R1} = \frac{0.219}{0.00447} = 49.0$$

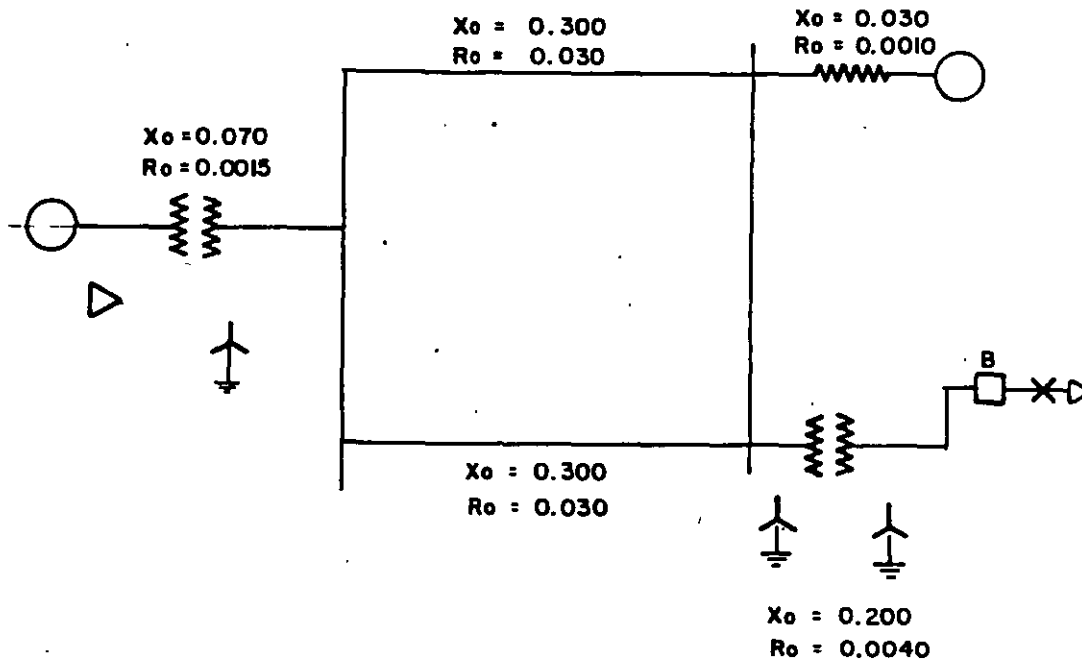
Considerando un interruptor de 8 ciclos con un tiempo mínimo de separación de contactos de 4 ciclos y dado que el interruptor se encuentra remotamente del lugar de generación con mas de una transformación de por medio, la relación (E/X) calculada deberá ser multiplicada por un factor sacado de la figura 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 trifásica excede a la falla monofásica a tierra, por lo que los valores de falla trifásica deberán emplearse para verificar la capacidad interruptiva y momentánea del interruptor en "B".

CAPACIDAD MOMENTÁNEA

Aplicando el valor de la falla trifásica 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 :

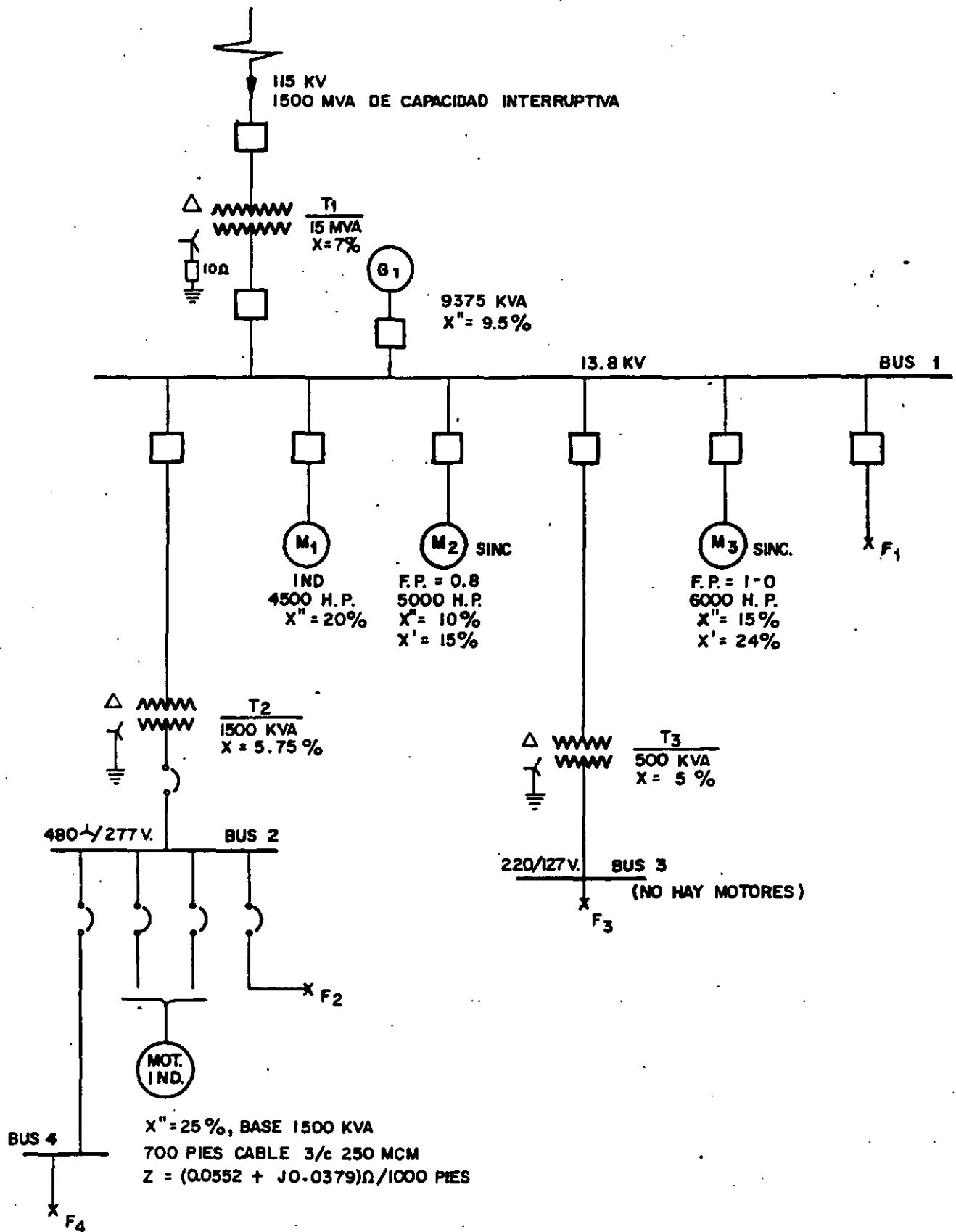
$$(34.5 / 34) \times 42 = 42.6 \text{ KA}$$

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.

$$X_{CFE} = \frac{15,000}{1,500,000} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = \frac{7(15,000)}{100 (15,000)} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = \frac{9.5 (15,000)}{100 (9,375)} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M1} = \frac{20 (15,000)}{100 (4,500)} = 0.666 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{10 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.3 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{15 (15,000)}{100 (6000 \times 0.8)} = 0.468 \text{ p.u.}$$

$$X_{M 480 V.} = \frac{25 (15,000)}{100 (1,500)} = 2.5 \text{ p.u.}$$

$$X_{T2} = \frac{5.75 (15,000)}{100 (1,500)} = 0.575 \text{ p.u.}$$

$$X_{T3} = \frac{5 (15,000)}{100 (500)} = 1.5 \text{ p.u.}$$

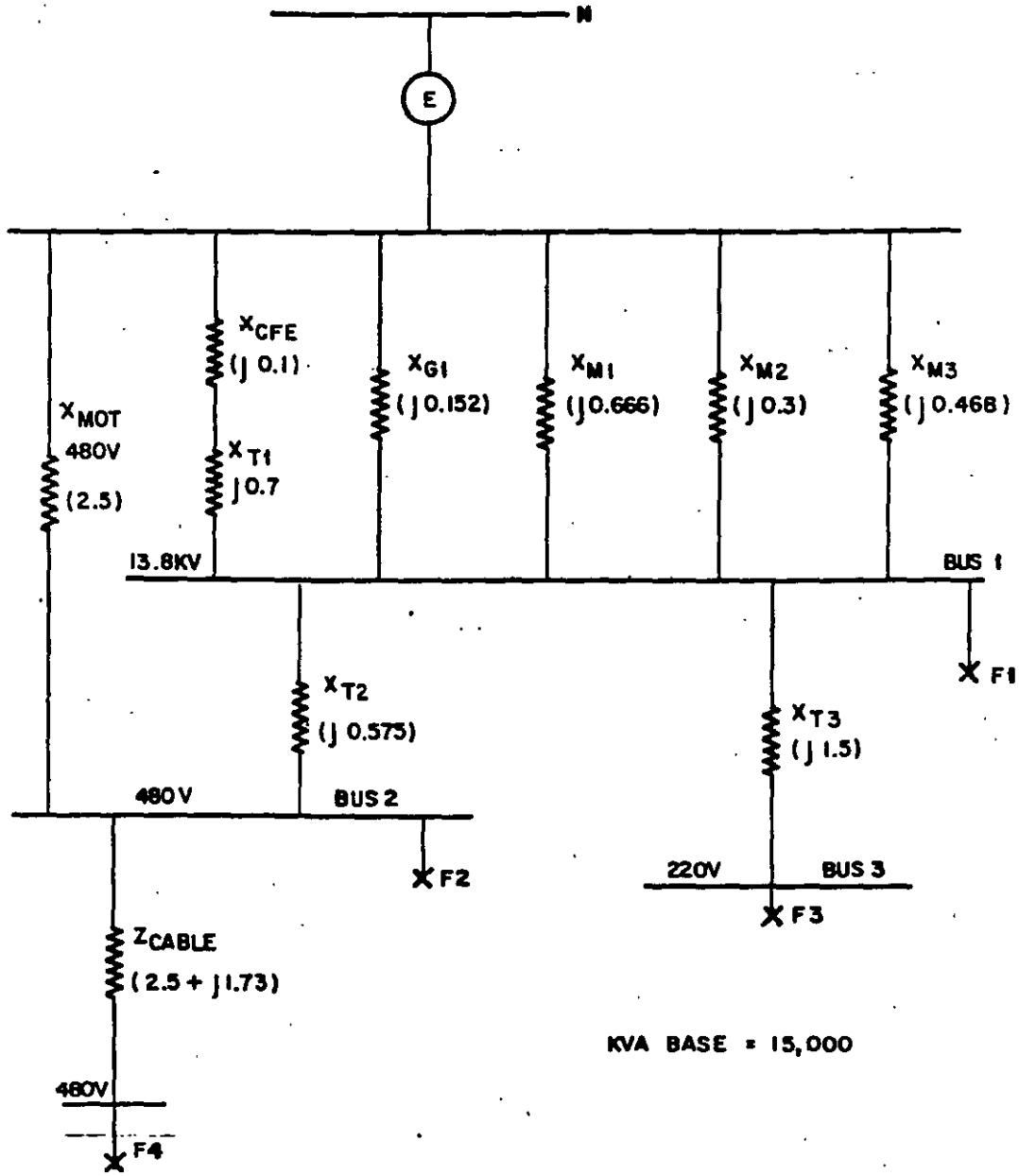
El cable entre los buses 2 y 4 :

$$Z (700 \text{ pies}) = 0.7 (0.0552 + j0.0379) = 0.0386 + j0.0265 \text{ ohm/fase}$$

$$R = \frac{0.0386(15,000)}{10,008 (0.48)^2} = 2.51 \text{ p.u.}$$

$$X = \frac{0.0265 (15,000)}{1,000 (0.48)^2} = 1.73 \text{ p.u.}$$

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.

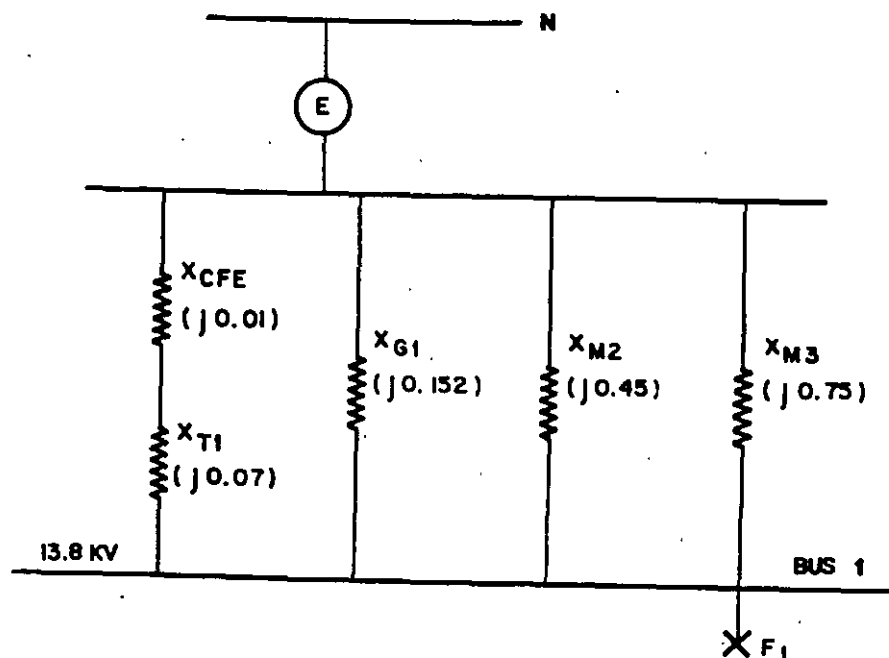
$$X_{CFE} = 0.01 \text{ p.u.}$$

$$X_{T1} = 0.07 \text{ p.u.}$$

$$X_{G1} = 0.152 \text{ p.u.}$$

$$X_{M2} = \frac{15 (15,000)}{100 (5,000)} = 0.45 \text{ p.u.}$$

$$X_{M3} = \frac{24 (15,000)}{100 (6,000 \times 0.8)} = 0.75 \text{ p.u.}$$



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 diagramase observa que calculando la impedancia hasta el bus 2 (X F2), se le suma la impedancia del cable y con ello se obtiene la impedancia al punto de falla F4.

$$X_{F3} = j 0.4925$$

$$Z_c = 2.5 + j 1.73$$

$$Z_{F4} = 2.5 + j 2.22$$

$$I = \frac{I_b}{Z_{F4}} = \frac{18,040}{2.5 + j2.22} = 5,396 \text{ A. (simétrica)}$$



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 6:

CÁLCULO DE FALLAS

NOTAS

(COMPLEMENTARIAS)

**ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ
AGOSTO 1997**

2 REACTANCIAS DE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA.

En este capítulo se estudian brevemente los componentes de un sistema eléctrico, estableciendo para cada uno, su circuito equivalente y las ecuaciones necesarias para calcular su impedancia.

2.1 CIRCUITOS EQUIVALENTES.

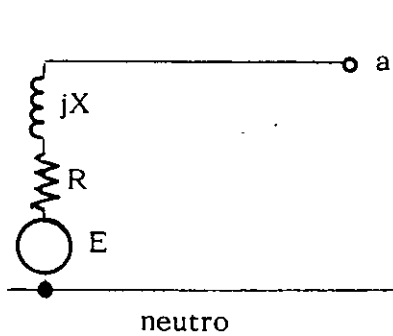
Los cuatro componentes fundamentales de un sistema eléctrico son: generadores, transformadores, líneas de transmisión y cargas. El circuito equivalente de un componente es aquella representación eléctrica monofásica que describe de manera aproximada el comportamiento real del componente. El circuito equivalente viene a constituir un modelo del elemento a representar.

Se usa un circuito monofásico debido a que se supone al sistema en estado estable equilibrado (EEE), de modo que basta resolver una sola fase. Los valores para las fases restantes se obtienen defasando 120° y 240° los valores de la fase estudiada.

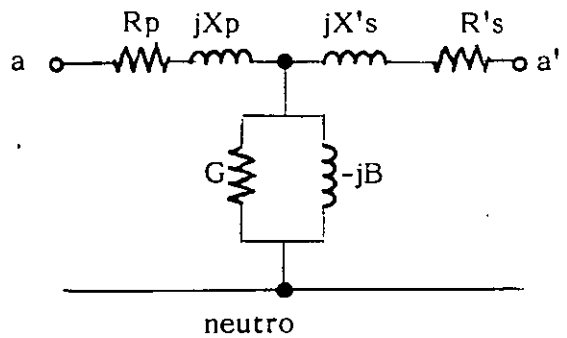
En la figura 2.1 se muestran los circuitos equivalentes correspondientes a los cuatro componentes.

2.2 EL GENERADOR.

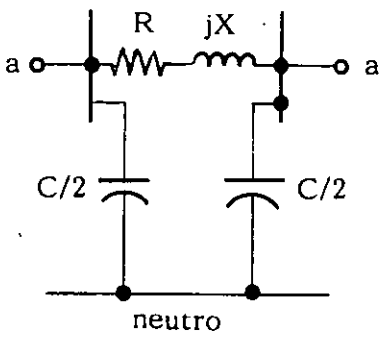
Los generadores son máquinas síncronas cuya función es la de producir la energía eléctrica que será transportada hasta los sitios de consumo. El generador es el componente más complejo de un sistema eléctrico,



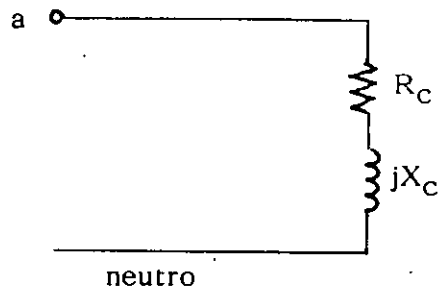
(a) GENERADOR



(b) TRANSFORMADOR



(c) LINEA DE TRANSMISION



(d) CARGA ESTATICA

Figura 2.1 Circuitos equivalentes de los componentes.

pues en el proceso de conversión de la energía se presentan fenómenos mecánicos, eléctricos y magnéticos. Su construcción varía dependiendo del tipo de primotor o turbina; existen básicamente dos tipos: de rotor cilíndrico o polos lisos para turbinas térmicas, y de polos salientes, para turbinas hidráulicas. La figura 2.2 muestra estos dos tipos.

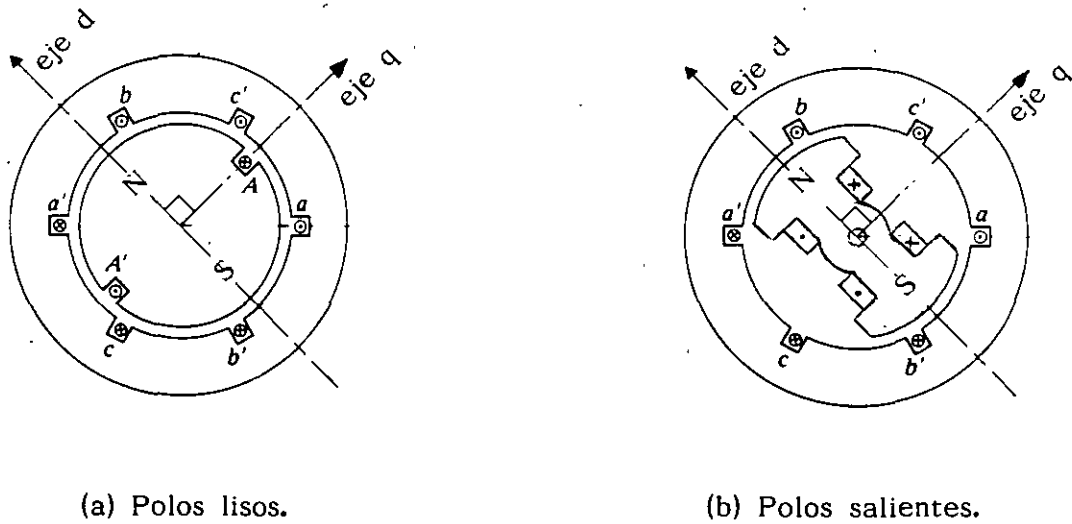


Figura 2.2 Tipos de generadores síncronos.

En ambos tipos de generadores se definen en estado estable dos reactancias: la de eje directo (X_d), asociada con el flujo en dirección del eje polar, y la reactancia de eje en cuadratura (X_q), asociada con el flujo en dirección perpendicular al eje polar. Estas dos reactancias son notablemente diferentes para hidrogeneradores 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:

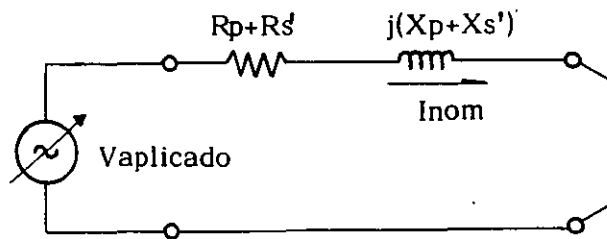


Figura 2.3 Prueba de cortocircuito de un transformador.

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.

$DMG = (dab \cdot dbc \cdot dca)^{1/3}$ = distancia media geométrica.

RMG = radio medio geométrico del conductor, valor que también se consulta en la tabla 2.3 ó 2.4.

dab, dbc, dca = distancia entre centros de conductores.

TABLA 2.3

Características de los conductores ACSR

(Aluminum Company of America)



Circular Mils or A.W.G. Aluminum	Aluminum		Steel		Copper Equivalent* Circular Mils or A.W.G.	Ultimate Strength Pounds	Weight Pounds per Mile	Geometric Mean Radius at 60 Cycles Feet	Approx. Current Carrying Capacity† Amps	Resistance R_a Ohms per Conductor per Mile												Inductive Reactance X_L Ohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing All Currents			Shunt Capacitive Reactance X_C Megohms per Conductor per Mile at 1 Ft. Spacing				
	Strands	Layer	Strand Dia. Inches	Strands						Strand Dia. Inches	25°C. (77°F.) Small Currents						50°C. (122°F.) Current Approx. 75% Capacity‡						25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles	
											d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles											
																					25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles			
1590	600	54	3	0	1716	190	10300	1.545	1000000	56000	10	7770	0.520	1.380	0	0.5870	0.5880	0.5900	0.5910	0.6460	0.6560	0.6750	0.6840	0.1495	0.299	0.359	0.19530	0.9770	0.814
1510	500	54	3	0	1673	190	10041	1.506	950000	53200	10	2370	0.507	1.340	0	0.6160	0.6190	0.6210	0.6220	0.6800	0.6900	0.7100	0.7200	0.1508	0.302	0.362	0.19710	0.9860	0.821
1431	000	54	3	0	1628	190	09771	1.465	900000	50400	9	6990	0.493	1.300	0	0.6520	0.6530	0.6550	0.6560	0.7180	0.7290	0.7490	0.7600	0.1522	0.304	0.365	0.19910	0.9960	0.830
1351	000	54	3	0	1582	190	09461	1.424	850000	47600	9	1600	0.479	1.250	0	0.6910	0.6920	0.6940	0.6950	0.7610	0.7710	0.7920	0.8030	0.1536	0.307	0.369	0.2010	1.0060	0.838
1272	000	54	3	0	1535	190	09211	1.382	800000	44800	8	6210	0.465	1.200	0	0.7340	0.7350	0.7370	0.7380	0.8080	0.8190	0.8400	0.8510	0.1551	0.310	0.372	0.2030	1.0160	0.847
1192	500	54	3	0	1486	190	08921	1.338	750000	43100	8	0820	0.450	1.160	0	0.7830	0.7840	0.7860	0.7880	0.8620	0.8720	0.8940	0.9060	0.1568	0.314	0.376	0.2060	1.0260	0.857
1113	000	54	3	0	1436	190	08621	1.293	700000	40200	7	5440	0.435	1.110	0	0.8390	0.8400	0.8420	0.8440	0.9240	0.9350	0.9570	0.9690	0.1585	0.317	0.380	0.2080	1.0400	0.867
1033	500	54	3	0	1384	190	08341	1.246	650000	37100	7	0190	0.420	1.060	0	0.9030	0.9050	0.9070	0.9090	0.9940	1.0050	1.0250	1.0330	0.1603	0.321	0.385	0.2110	1.0530	0.878
954	000	54	3	0	1329	190	08091	1.196	600000	34200	6	4790	0.403	1.010	0	0.9790	0.9800	0.9810	0.9820	1.0780	1.0890	1.1180	1.1280	0.1624	0.325	0.390	0.2140	1.0680	0.890
900	000	54	3	0	1291	190	07911	1.162	560000	32300	6	1120	0.391	0.970	0	1.0400	1.0400	1.0400	1.0400	1.1450	1.1550	1.1750	1.1850	0.1639	0.328	0.393	0.2160	1.0780	0.899
874	500	54	3	0	1273	190	07731	1.146	550000	31400	5	9400	0.386	0.950	0	1.0700	1.0700	1.0700	1.0700	1.1780	1.1880	1.2180	1.2280	0.1646	0.329	0.395	0.2170	1.0830	0.903
795	000	54	3	0	1214	190	07411	1.093	500000	28500	5	3990	0.368	0.900	0	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.2280	1.2380	1.2680	1.2780	0.1670	0.334	0.401	0.2200	1.1000	0.917
795	000	26	2	0	1749	190	13801	1.108	500000	31200	5	7700	0.375	0.900	0	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.2280	1.2380	1.2680	1.2780	0.1660	0.332	0.399	0.2190	1.0950	0.912
795	000	30	2	0	1628	190	12801	1.140	500000	36400	6	5170	0.393	0.910	0	1.1100	1.1100	1.1100	1.1100	1.2280	1.2380	1.2680	1.2780	0.1637	0.327	0.393	0.2170	1.0850	0.904
715	500	54	3	0	1151	190	07111	1.036	450000	26300	4	8590	0.349	0.830	0	1.3100	1.3100	1.3100	1.3100	1.4420	1.4520	1.4720	1.4820	0.1637	0.336	0.403	0.2240	1.1190	0.932
715	500	26	2	0	1659	190	12901	1.051	450000	28100	5	1930	0.355	0.840	0	1.3100	1.3100	1.3100	1.3100	1.4420	1.4520	1.4720	1.4820	0.1687	0.337	0.405	0.2230	1.1140	0.928
715	500	30	2	0	1549	190	12611	1.081	450000	34600	5	8650	0.372	0.840	0	1.3100	1.3100	1.3100	1.3100	1.4420	1.4520	1.4720	1.4820	0.1664	0.333	0.399	0.2210	1.1040	0.920
715	500	30	2	0	1549	190	12611	1.081	450000	34600	5	8650	0.372	0.840	0	1.3100	1.3100	1.3100	1.3100	1.4420	1.4520	1.4720	1.4820	0.1664	0.333	0.399	0.2210	1.1040	0.920
666	600	54	3	0	1111	190	07111	1.000	419000	24500	4	5270	0.337	0.800	0	1.4000	1.4000	1.4000	1.4000	1.5410	1.5710	1.5910	1.6010	0.1715	0.343	0.412	0.2260	1.1320	0.943
636	000	54	3	0	1085	190	07051	0.977	400000	23600	4	3190	0.329	0.770	0	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.6180	1.6380	1.6780	1.6880	0.1726	0.345	0.414	0.2280	1.1400	0.950
636	000	26	2	0	1564	190	12160	0.990	400000	25000	4	6160	0.335	0.780	0	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.6180	1.6380	1.6780	1.6880	0.1718	0.344	0.412	0.2270	1.1370	0.946
636	000	30	2	0	1456	190	11871	1.019	400000	31500	5	2130	0.351	0.780	0	1.4700	1.4700	1.4700	1.4700	1.6180	1.6380	1.6780	1.6880	0.1693	0.339	0.406	0.2250	1.1300	0.937
605	000	54	3	0	1059	190	07051	0.953	380500	22500	4	1090	0.321	0.750	0	1.5400	1.5400	1.5400	1.5400	1.7000	1.7200	1.7200	1.7200	0.1730	0.348	0.417	0.2290	1.1400	0.953
605	000	26	2	0	1525	190	11860	0.968	380500	24100	4	3910	0.327	0.760	0	1.5400	1.5400	1.5400	1.5400	1.7000	1.7200	1.7200	1.7200	0.1730	0.348	0.415	0.2290	1.1400	0.953
556	500	26	2	0	1463	190	11360	0.927	350000	22400	4	0390	0.313	0.730	0	1.6800	1.6800	1.6800	1.6800	1.8490	1.8590	1.8590	1.8590	0.1751	0.350	0.420	0.2320	1.1590	0.965
556	500	30	2	0	1362	190	10820	0.953	350000	27200	4	5880	0.328	0.730	0	1.6800	1.6800	1.6800	1.6800	1.8490	1.8590	1.8590	1.8590	0.1728	0.346	0.415	0.2300	1.1490	0.957
500	000	30	2	0	1291	190	10310	0.904	314500	24400	4	1220	0.311	0.690	0	1.8700	1.8700	1.8700	1.8700	2.0600	2.0600	2.0600	2.0600	0.1758	0.351	0.421	0.2340	1.1670	0.973
477	000	26	2	0	1355	190	10540	0.858	300000	19430	3	4620	0.290	0.670	0	1.9600	1.9600	1.9600	1.9600	2.1600	2.1600	2.1600	2.1600	0.1790	0.358	0.430	0.2370	1.1860	0.988
477	000	30	2	0	1261	190	10261	0.883	300000	23300	3	8330	0.304	0.670	0	1.9600	1.9600	1.9600	1.9600	2.1600	2.1600	2.1600	2.1600	0.1766	0.353	0.424	0.2440	1.2350	1.015
397	500	26	2	0	1236	190	10161	0.883	250000	16190	2	8850	0.285	0.590	0	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.5900	2.5900	2.5900	2.5900	0.1836	0.367	0.441	0.2410	1.2190	1.015
397	500	30	2	0	1151	190	09810	0.806	250000	19980	3	2770	0.278	0.560	0	2.3500	2.3500	2.3500	2.3500	2.5900	2.5900	2.5900	2.5900	0.1812	0.362	0.435	0.2420	1.2080	1.008
336	400	26	2	0	1138	190	09850	0.721	4/0	14050	2	4420	0.244	0.530	0	2.7800	2.7800	2.7800	2.7800	3.0600	3.0600	3.0600	3.0600	0.1872	0.376	0.451	0.2500	1.2480	1.039
336	400	30	2	0	1059	190	09590	0.741	4/0	17040	2	7740	0.255	0.530	0	2.7800	2.7800	2.7800	2.7800	3.0600	3.0600	3.0600	3.0600	0.1855	0.371	0.445	0.2480	1.2380	1.032
300	000	26	2	0	1074	190	09830	0.880	188700	12650	2	1780	0.230	0.490	0	3.1100	3.1100	3.1100	3.1100	3.4200	3.4200	3.4200	3.4200	0.1908	0.382	0.455	0.2540	1.2660	1.057
300	000	30	2	0	1000	190	09000	0.700	188700	15430	2	4730	0.241	0.500	0	3.1100	3.1100	3.1100	3.1100	3.4200	3.4200	3.4200	3.4200	0.1883	0.377	0.452	0.2520	1.2580	1.049
266	800	26	2	0	1013	190	09780	0.642	3/0	11250	1	9360	0.217	0.460	0	3.5000	3.5000	3.5000	3.5000	3.8500	3.8500	3.8500	3.8500	0.1936	0.387	0.465	0.2580	1.2890	1.07

TABLA 2.4

Características de los conductores de Cobre estirado en frío.



Size of Conductor	A.W.G. or B. & S.	Number of Strands	Diameter of Individual Strands Inches	Outside Diameter Inches	Breaking Strength Pounds	Weight Pounds per Mile	Approx. Current Carrying Capacity Amps	Geometric Mean Radius at 60 Cycles Feet	R_a Resistance Ohms per Conductor per Mile								X_a Inductive Reactance Ohms per Conductor Per Mile At 1 Ft. Spacing			X'_a Shunt Capacitive Reactance Megohms per Conductor Per Mile At 1 Ft Spacing		
									25°C. (77°F.)				50°C. (122°F.)				25 cycles	50 cycles	60 cycles	25 cycles	50 cycles	60 cycles
									d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles	d-c	25 cycles	50 cycles	60 cycles						
1 000 000	...	37	0.1644	1.151	43 830	16 300	300	0.0368	0.0585	0.0594	0.0620	0.0634	0.0640	0.0648	0.0672	0.0685	0.1666	0.333	0.400	0.216	0.1081	0.0901
900 000	...	37	0.1560	1.092	39 510	14 670	220	0.0349	0.0650	0.0658	0.0682	0.0695	0.0711	0.0718	0.0740	0.0752	0.1693	0.339	0.406	0.220	0.1100	0.0916
800 000	...	37	0.1470	1.029	35 120	13 040	130	0.0329	0.0731	0.0739	0.0760	0.0772	0.0800	0.0806	0.0826	0.0837	0.1722	0.344	0.413	0.224	0.1121	0.0934
750 000	...	37	0.1424	0.997	33 400	12 230	090	0.0319	0.0780	0.0787	0.0807	0.0818	0.0853	0.0859	0.0878	0.0888	0.1739	0.348	0.417	0.226	0.1132	0.0943
700 000	...	37	0.1375	0.963	31 170	11 410	040	0.0308	0.0836	0.0842	0.0861	0.0871	0.0914	0.0920	0.0937	0.0947	0.1759	0.352	0.422	0.229	0.1145	0.0954
600 000	...	37	0.1273	0.891	27 020	9 781	940	0.0285	0.0975	0.0981	0.0997	0.1006	0.1066	0.1071	0.1086	0.1095	0.1799	0.360	0.432	0.235	0.1173	0.0977
500 000	...	37	0.1162	0.814	22 510	8 151	840	0.0260	0.1170	0.1175	0.1188	0.1196	0.1280	0.1283	0.1296	0.1303	0.1845	0.369	0.443	0.241	0.1205	0.1004
500 000	...	19	0.1622	0.811	21 590	8 151	840	0.0256	0.1170	0.1175	0.1188	0.1196	0.1280	0.1283	0.1296	0.1303	0.1853	0.371	0.445	0.241	0.1206	0.1005
450 000	...	19	0.1539	0.770	19 750	7 336	780	0.0243	0.1300	0.1304	0.1316	0.1323	0.1422	0.1426	0.1437	0.1443	0.1879	0.376	0.451	0.245	0.1224	0.1020
400 000	...	19	0.1451	0.726	17 560	6 521	730	0.0229	0.1462	0.1466	0.1477	0.1484	0.1600	0.1603	0.1613	0.1619	0.1909	0.382	0.458	0.249	0.1245	0.1038
350 000	...	19	0.1357	0.679	15 590	5 706	670	0.0214	0.1671	0.1675	0.1684	0.1690	0.1828	0.1831	0.1840	0.1845	0.1943	0.389	0.466	0.254	0.1269	0.1058
350 000	...	12	0.1708	0.710	15 140	5 706	670	0.0225	0.1671	0.1675	0.1684	0.1690	0.1828	0.1831	0.1840	0.1845	0.1918	0.384	0.460	0.251	0.1253	0.1044
300 000	...	19	0.1257	0.629	13 510	4 891	610	0.01987	0.1950	0.1953	0.1961	0.1966	0.213	0.214	0.214	0.215	0.1982	0.396	0.476	0.259	0.1296	0.1080
300 000	...	12	0.1581	0.657	13 170	4 891	610	0.0209	0.1950	0.1953	0.1961	0.1966	0.213	0.214	0.214	0.215	0.1957	0.392	0.470	0.256	0.1281	0.1068
250 000	...	19	0.1147	0.574	11 360	4 076	540	0.01813	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.203	0.406	0.487	0.266	0.1329	0.1108
250 000	...	12	0.1443	0.600	11 130	4 076	540	0.01902	0.234	0.234	0.235	0.235	0.256	0.256	0.257	0.257	0.200	0.401	0.481	0.263	0.1313	0.1094
211 600	4/0	19	0.1055	0.528	9 617	3 450	480	0.01668	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.207	0.414	0.497	0.272	0.1359	0.1132
211 600	4/0	12	0.1328	0.552	9 483	3 450	490	0.01750	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.205	0.409	0.491	0.269	0.1343	0.1119
211 600	4/0	7	0.1739	0.522	9 154	3 450	480	0.01579	0.276	0.277	0.277	0.278	0.302	0.303	0.303	0.303	0.210	0.420	0.503	0.273	0.1363	0.1136
167 800	3/0	12	0.1183	0.492	7 556	2 736	420	0.01559	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.210	0.421	0.505	0.277	0.1384	0.1153
167 800	3/0	7	0.1548	0.464	7 366	2 736	420	0.01404	0.349	0.349	0.349	0.350	0.381	0.381	0.382	0.382	0.216	0.431	0.518	0.281	0.1405	0.1171
133 100	2/0	7	0.1379	0.414	5 826	2 170	360	0.01252	0.440	0.440	0.440	0.440	0.481	0.481	0.481	0.481	0.222	0.443	0.532	0.289	0.1445	0.1205
105 500	1/0	7	0.1228	0.368	4 752	1 720	310	0.01113	0.555	0.555	0.555	0.555	0.606	0.607	0.607	0.607	0.227	0.455	0.546	0.298	0.1488	0.1240
83 690	1	7	0.1093	0.328	3 804	1 364	270	0.00992	0.699	0.699	0.699	0.699	0.765				0.233	0.467	0.560	0.306	0.1528	0.1274
83 690	1	3	0.1670	0.360	3 620	1 351	270	0.01016	0.692	0.692	0.692	0.692	0.757				0.232	0.464	0.557	0.299	0.1495	0.1246
66 370	2	7	0.0974	0.292	3 045	1 082	230	0.00883	0.881	0.882	0.882	0.882	0.964				0.239	0.478	0.574	0.314	0.1570	0.1308
66 370	2	3	0.1487	0.320	2 913	1 071	240	0.00903	0.873				0.955				0.238	0.476	0.571	0.307	0.1537	0.1281
66 370	2	1	...	0.258	3 003	1 061	220	0.00836	0.864				0.945				0.242	0.484	0.581	0.323	0.1614	0.1345
52 630	3	7	0.0867	0.260	2 433	858	200	0.00787	1.112				1.216				0.245	0.490	0.588	0.322	0.1611	0.1343
52 630	3	3	0.1325	0.285	2 359	850	200	0.00805	1.101				1.204				0.244	0.488	0.585	0.316	0.1578	0.1315
52 630	3	1	...	0.229	2 439	841	190	0.00745	1.090				1.192				0.248	0.496	0.595	0.331	0.1656	0.1380
41 740	4	3	0.1180	0.254	1 879	674	180	0.00717	1.388				1.518				0.250	0.499	0.599	0.324	0.1619	0.1349
41 740	4	1	...	0.204	1 970	667	170	0.00663	1.374				1.503				0.254	0.507	0.609	0.339	0.1697	0.1415
33 100	5	3	0.1050	0.226	1 505	534	150	0.00638	1.750				1.914				0.256	0.511	0.613	0.332	0.1661	0.1384
33 100	5	1	...	0.1819	1 591	529	140	0.00590	1.733				1.895				0.260	0.519	0.623	0.348	0.1738	0.1449
28 250	6	3	0.0935	0.201	1 205	424	130	0.00568	2.21				2.41				0.262	0.523	0.628	0.341	0.1703	0.1419
28 250	6	1	...	0.1620	1 280	420	120	0.00526	2.18				2.39				0.265	0.531	0.637	0.356	0.1779	0.1483
20 820	7	1	...	0.1443	1 030	333	110	0.00468	2.75				3.01				0.271	0.542	0.651	0.364	0.1821	0.1517
16 510	8	1	...	0.1285	826	264	90	0.00417	3.47				3.80				0.277	0.554	0.665	0.372	0.1862	0.1552

* For conductor at 75°C., air at 25°C., wind 1.4 miles per hour (2 ft/sec), frequency=60 cycles.

2.5 CARGAS.

Las cargas de un sistema eléctrico pueden ser de dos tipos: estáticas (impedancias) y rotativas (motores). Este segundo tipo de cargas se estudiará más adelante.

Las cargas estáticas pueden ser: soldadoras, hornos, alumbrado, calefacción, etc. Su conexión puede ser delta o estrella. Como la representación en circuitos equivalentes es por fase, es necesario que si la carga está en delta, se obtenga la estrella equivalente para mostrar de fase a neutro una sola fase de la estrella equivalente, como se muestra en la figura 2.1.d.

Si se desea conocer el valor de la impedancia por fase de la carga, a partir de su potencia y voltaje nominales, deberá usarse la ecuación (2.5).

$$I_{nom} = \frac{V_{nom}}{Z}$$

$$S_{nom} = V_{nom} I_{nom} = \frac{(V_{nom})^2}{Z}$$

$$Z = \frac{(V_{nom \text{ por fase}})^2}{S_{nom \text{ por fase}}} \quad (2.5)$$

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).

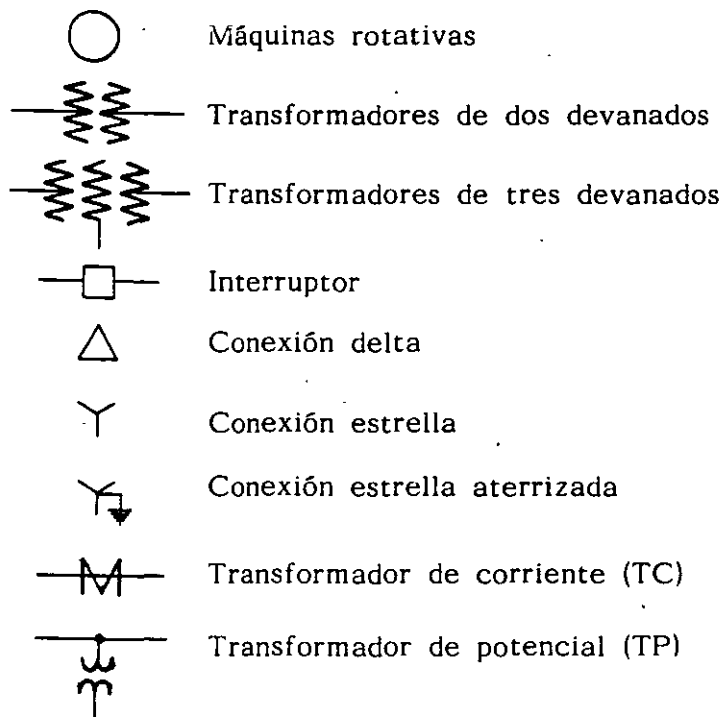


Figura 2.4 Símbolos normalizados de los componentes.

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.

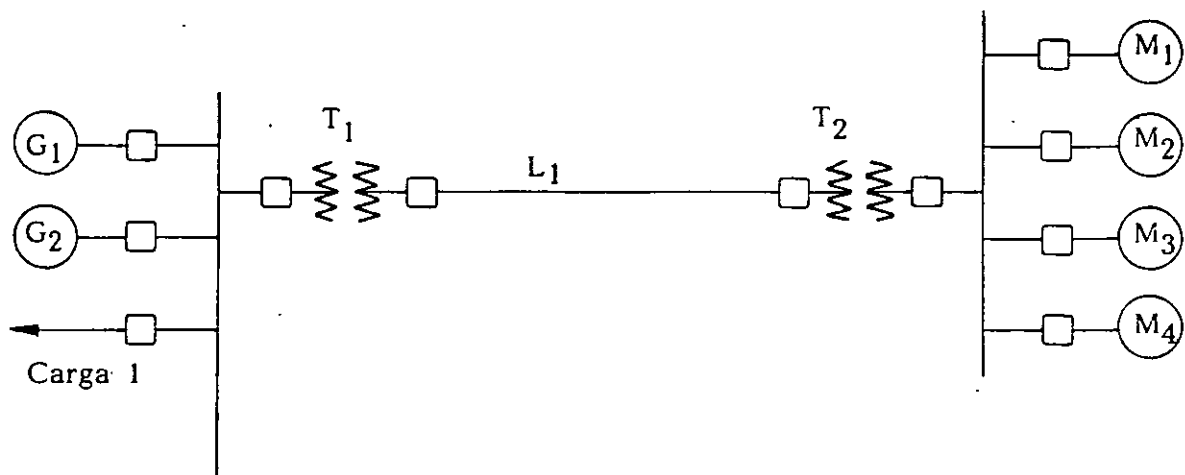


Figura 2.5 Diagrama unifilar de un sistema eléctrico.

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.

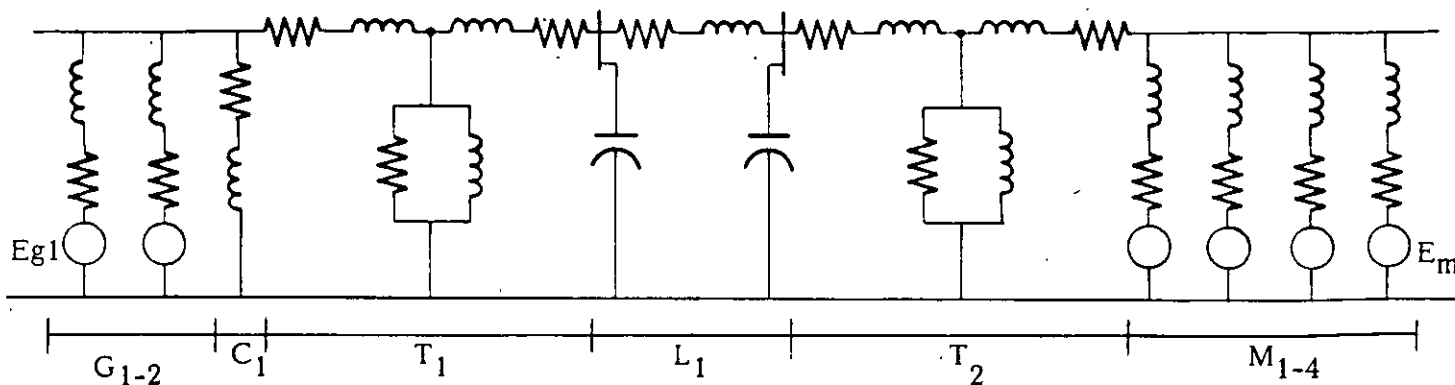


Figura 2.6 Circuito monofásico equivalente.

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.

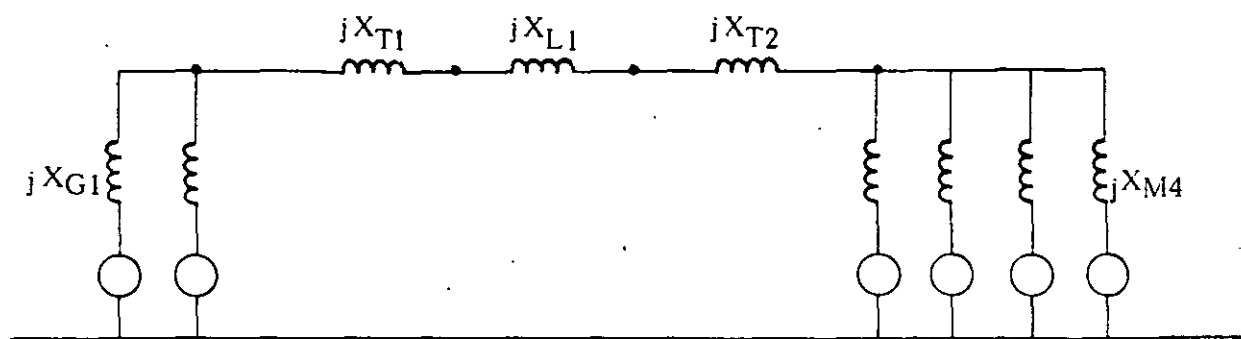


Figura 2.7 Diagrama de reactancias.

2.7 EJEMPLOS.

Ejemplo 2.1.- A un transformador trifásico de 1 000 KVA, 20 KV primarios en delta y 220-127 volts secundarios en estrella, se le hizo la prueba de cortocircuito. Cual es la impedancia de este transformador, si se puso en corto el devanado de alta tensión y circuló la corriente nominal al aplicar en el devanado de baja tensión 11 volts entre fases?

Ejemplo 2.2.- Una línea de transmisión trifásica de 115 KV tiene las distancias entre conductores mostradas en la figura 2.8. El calibre del conductor es ACSR 795 MCM (54/7). Cual es la impedancia de esta línea en ohms/km?

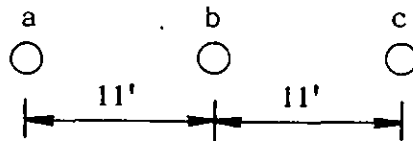


Figura 2.8 Distancias entre conductores de una línea de 115 kV.

Ejemplo 2.3.- Cual es la representación monofásica de un horno de 300 KVA cuyo voltaje nominal es de 600 volts entre fases, tiene un factor de potencia de 0.9 inductivo y su conexión es delta?

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:

$$Z_B = \frac{(V_B / 1.732)^2}{S_B / 3} \quad (3.5)$$
$$Z_B = \frac{(V_B)^2}{S_B} \quad \text{ohms}$$

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).

$$Z \text{ pu} = \frac{Z \text{ ohms}}{Z_B}$$

$$Z \text{ pu} = Z \text{ ohms} \frac{S_B}{(V_B)^2} \quad (3.6)$$

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:

$$Z \text{ (pu)} = \frac{R + jX}{Z_B} = \frac{R}{Z_B} + j \frac{X}{Z_B} \quad (3.7)$$

$$S \text{ (pu)} = \frac{P + jQ}{S_B} = \frac{P}{S_B} + j \frac{Q}{S_B} \quad (3.8)$$

3.4 CAMBIO DE BASES.

Cuando un fabricante proporciona la impedancia de un equipo en por unidad (o en %), las bases 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:

$$Z \text{ pu}_1 = Z \text{ ohms} \frac{S_{B1}}{(V_{B1})^2} \quad (3.9)$$

La misma impedancia referida a los valores base del sistema, es:

$$Z_{pu2} = \frac{S_{B2}}{(V_{B2})^2} \quad (3.10)$$

Despejando la impedancia en ohms del aparato en las ecuaciones (3.9) y (3.10), e igualando para despejar el valor de la impedancia referida a los valores base del sistema, se obtiene la ecuación:

$$Z_{pu2} = Z_{pu1} \left(\frac{V_{B1}}{V_{B2}} \right)^2 \frac{S_{B2}}{S_{B1}} \quad (3.11)$$

La cual permite realizar el cambio de bases.

3.5 UNIFORMIZACION DE BASES.

Para referir los valores de impedancia de los componentes a las bases del sistema, existen dos métodos.

Método de Transferencia de Impedancias.

1.- Se convierten las impedancias de cada equipo, generalmente dadas en valores por unidad, a valores absolutos (en ohms).

2.- Se refieren los valores en ohms a un solo punto del sistema usando las ecuaciones (1.14) y (1.15) pero usando (a') en lugar (a) para eliminar el problema de las conexiones trifásicas delta o estrella (ver ejemplo 3.2 al final de este capítulo).

3.- Aplicar la ecuación (3.6) a los valores en ohms ya referidos a un solo punto, considerando los valores base del sistema.

Método de Transferencia de bases.

1.- Se divide el sistema en tantas zonas como niveles de voltaje existan. En general, cada transformador es frontera de dos zonas.

2.- La potencia base, dada para cierta zona del sistema, se transfiere sin cambio a las demás zonas. El voltaje base dada para cierta zona del sistema se transfiere a las zonas, de acuerdo con las ecuaciones:

$$V_{BII} = V_{BI} (a') \quad (3.12)$$

$$V_{BIII} = V_{BI} (1/a') \quad (3.13)$$

donde:

$$V_{BI} = \text{Voltaje base zona I}$$

$$V_{BII} = \text{Voltaje base zona II}$$

$$V_{BIII} = \text{Voltaje base zona III}$$

$$a' = \text{Relación de tensiones}$$

Se usa la ecuación (3.12) ó (3.13) dependiendo de que la siguiente zona, sea de mayor o menor voltaje que la zona I, respectivamente.

3.- Si la impedancia de los equipos está en 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.

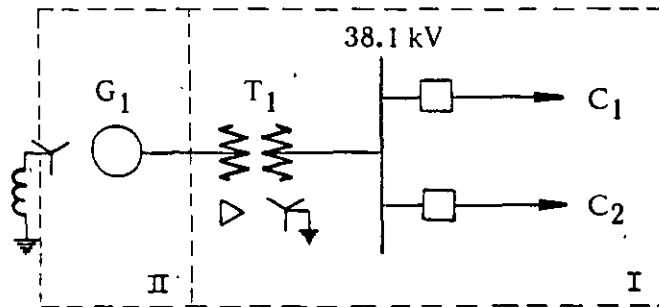
3.8 EJEMPLOS.

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.

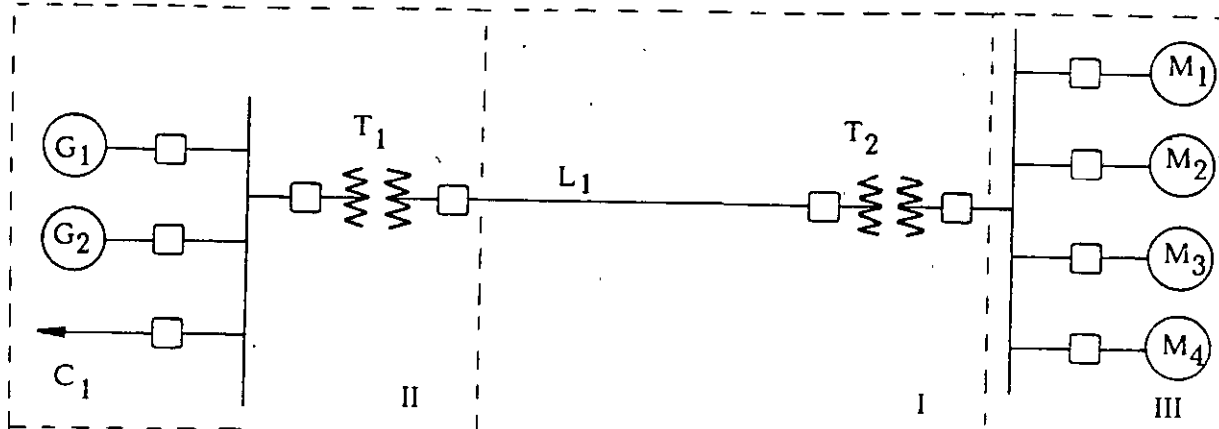
Ejemplo 3.3.- Para el sistema mostrado en la figura 3.1 obtener el diagrama de reactancias y uniformizar los valores por unidad a los valores base de 30 MVA y 66 KV en la parte de A. T. (zona I).



- 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

Ejemplo 3.4.- Ahora se analizará un sistema un poco más complejo, que es el mostrado en la figura 3.3. Encontrar para éste, el diagrama de reactancias, considerando unos valores base de 30 MVA y 69 kV en el lado de A. T.



G_1	20 MVA; 6.6 KV; $X_d'' = 0.12$ pu
G_2	10 MVA; 6.6 KV; $X_d'' = 0.12$ pu
T_1	Banco trifásico formado con U. monofásicas; cada una de: 10 MVA; 3.81/38.1 kV; $X = 0.10$ pu
T_2	30 MVA; 66/3.81 kV; $X = 0.1$ pu
L_1	$X = 17.4$ ohms
$M_{1,4}$	5 000 HP; 3.81 kV; $X_d'' = 0.2$ pu, $\cos \theta = 0.8$ ind, $\eta = 0.9$
C_1	10 Mw; 6.6 kV; $\cos \theta = 0.9$ ind

Figura 3.3 Sistema Eléctrico para el Ejemplo 3.4

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.

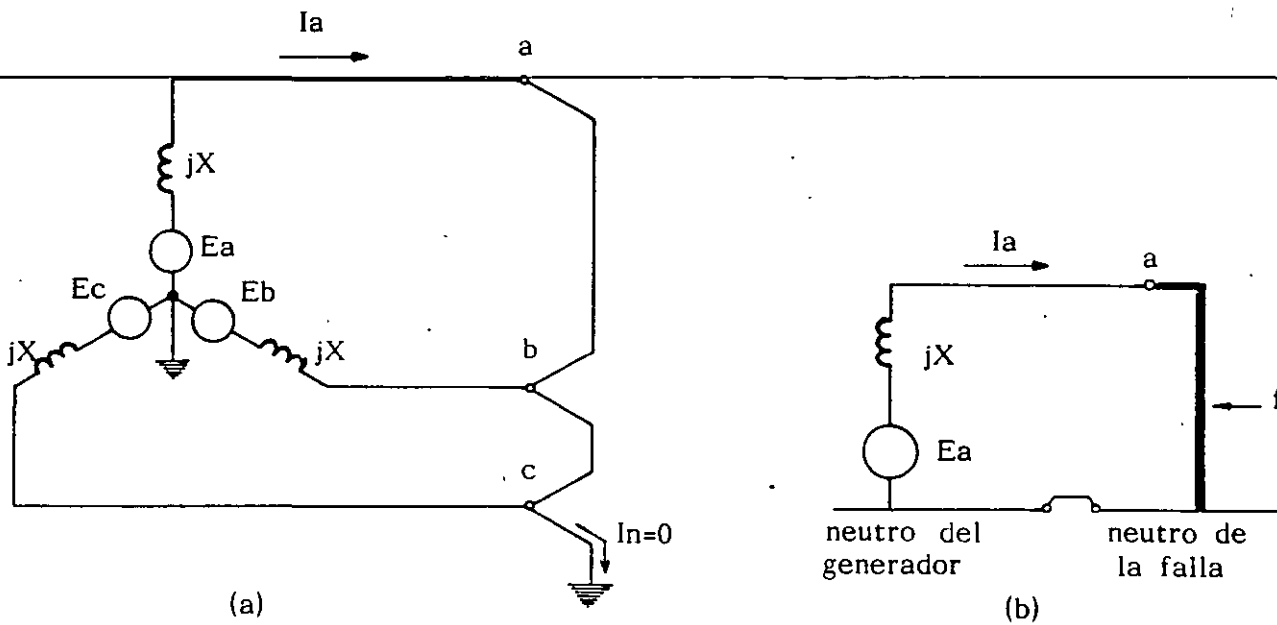


Figura 4.1 Falla Balanceada en un Generador.

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.

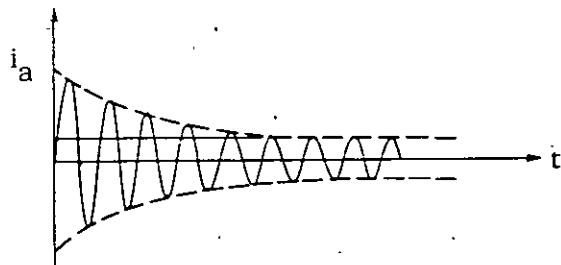
E_a = Voltaje al neutro en vacío.

X = Reactancia del generador.

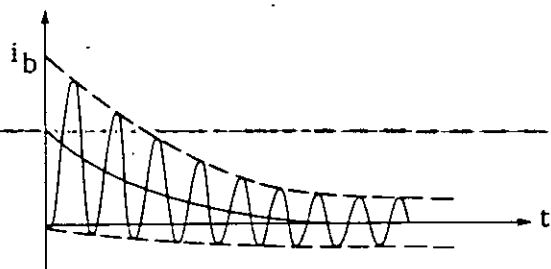
En la siguiente sección se profundizará sobre el valor que debe tomar la reactancia del generador.

4.2 REACTANCIAS DE LAS MAQUINAS SINCRONAS Y LA CORRIENTE DE FALLA.

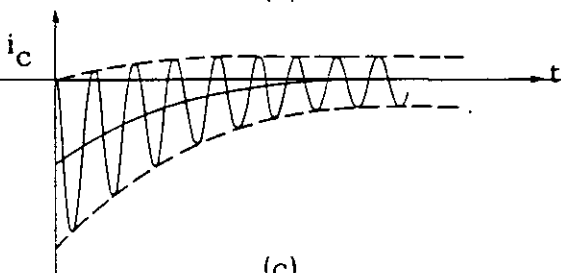
Cuando una falla balanceada ocurre en las terminales de un generador, la corriente de cortocircuito tiene en cada fase, la forma representada en la figura 4.2.



(a)



(b)



(c)

Figura 4.2 Corrientes por Fase Durante una Falla Balanceada en un Generador.

En estos oscilogramas se observan dos características fundamentales de las corrientes de falla.

- (1) - Una reducción paulatina de su amplitud,
- (2) - Cierta asimetría de la corriente con respecto al eje de las abscisas.

Para mayor facilidad, estas características se estudian separadamente. El decremento de la amplitud se analiza en este capítulo y la asimetría en el siguiente.

Si se elimina la asimetría, la corriente en cada fase tendría una forma como la del oscilograma, de la figura 4.2.a. Tal oscilograma se repite en la figura 4.3 con el fin de profundizar en ciertos detalles.

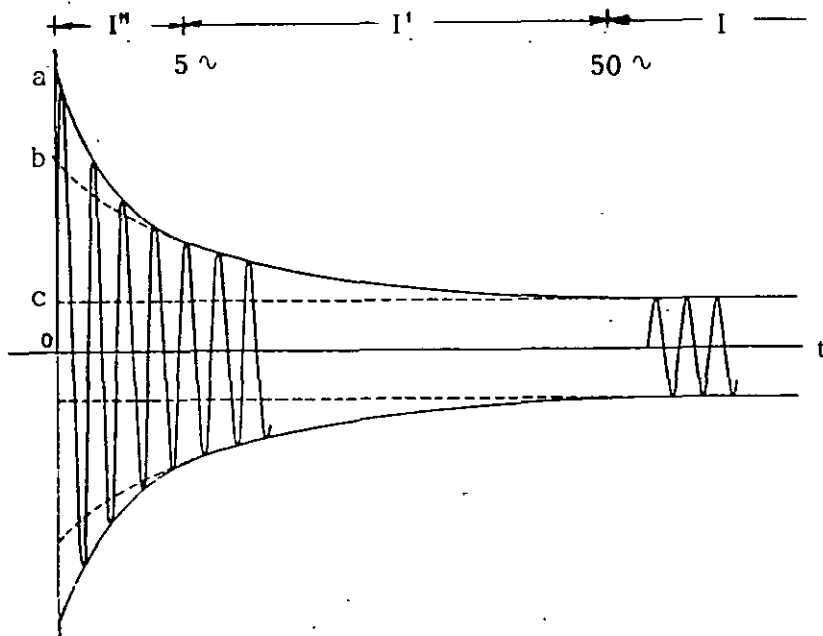


Figura 4.3 Corriente de Falla en un Generador eliminando la asimetría.

En el generador, el flujo a través del entrehierro, es mucho mayor en el instante de ocurrir el cortocircuito que unos pocos ciclos más tarde. La reducción del flujo es originada por la fuerza magnetomotriz (f.m.m.) de la corriente de falla. El fenómeno se denomina reacción de armadura. El flujo resultante a través del entrehierro se debe a la f.m.m. combinada del devanado de campo y la corriente en el estator. Es necesario cierto tiempo para que tenga lugar la disminución del flujo. Cuando el flujo en el entrehierro disminuye, la corriente de la armadura o estator también disminuye porque la tensión generada por el flujo en el entrehierro ha decre-

cido a su vez. Esto explica la disminución gradual de la corriente de falla.

Las reactancias de eje directo X''_d , X'_d y X_d introducidas en el capítulo 2, son las que se utilizan para calcular caídas de tensión originadas por la componente de la corriente de armadura que está 90° atrás con respecto a la tensión en vacío. Dado que la resistencia en un circuito real es pequeña comparada con la reactancia inductiva, la corriente de falla está siempre atrasada un ángulo cercano a 90° , por lo que estas reactancias son las que se aplican.

Corriente de cortocircuito subtransitoria.

El punto de intersección que la envolvente de la corriente de los primeros ciclos hace con el eje de las ordenadas, determina la distancia (oa), que es el valor pico de la corriente de cortocircuito subtransitoria, que equivale a:

$$I'' = 0.707 (oa) = \frac{|E_a|}{X''_d}$$

Fasorialmente:

$$I'' = \frac{E_a \angle 0^\circ}{jX''_d} \quad (4.2)$$

donde $|E_a|$ es el valor eficaz de la tensión al neutro en vacío y X''_d es la reactancia subtransitoria de eje directo del generador. Esta corriente se presenta hasta los 5 ciclos aproximadamente.

Corriente de cortocircuito transitoria.

Si la envolvente de la onda de corriente posterior a la subtransitoria, se hace retroceder hasta cortar el eje de las ordenadas, ignorando los primeros 5 ciclos en los que el decremento es muy rápido, la intersección determina la distancia (ob), que es el valor pico de la corriente transitoria. Por lo tanto:

$$I'' = 0.707 (ob) = \frac{|Ea|}{X'd}$$

Fasorialmente:

$$I' = \frac{Ea \angle 0^\circ}{jX'd} \quad (4.3)$$

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:

$$I = 0.707 (oc) = \frac{|Ea|}{X_d}$$

Fasorialmente:

$$I = \frac{Ea \angle 0^\circ}{jX_d} \quad (4.4)$$

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:

$$SCC = \sqrt{3} V_{nom} I_{cc} \times 10^{-6} \quad (4.5)$$

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.

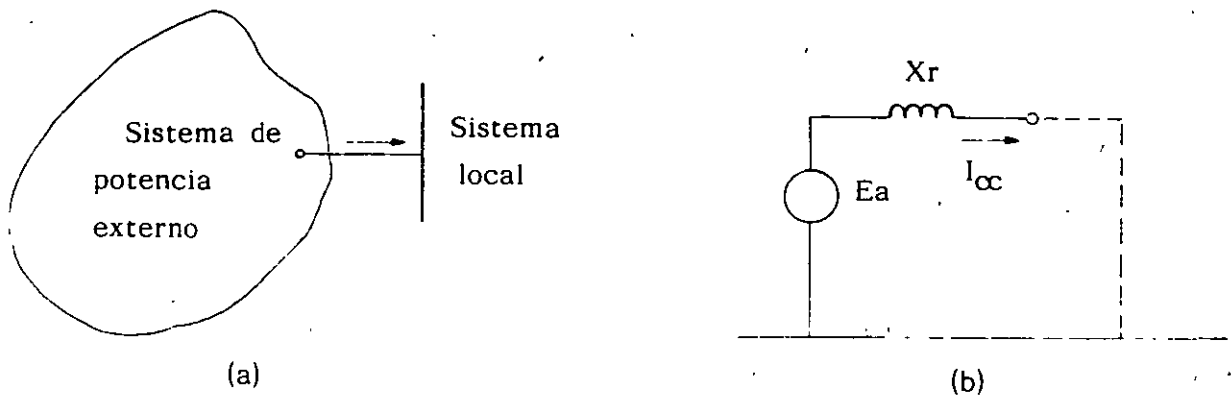


Figura 4.4 Equivalente de un Sistema Externo.

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:

$$X_r \text{ (pu)} = \frac{S_B}{SCC} \tag{4.9}$$

La ecuación (4.9) es la expresión clásica para calcular la reactancia - equivalente del sistema externo. El valor de la fuente en pu es:

$$E_a \text{ (pu)} = \frac{E_a \text{ (volts)}}{V_B / \sqrt{3}} \tag{4.10}$$

Como generalmente E_a coincide con el voltaje nominal y el voltaje base, entonces es común ver que toma el valor de 1.0 pu.

Cuando no se conozca el nivel de cortocircuito, puede utilizarse un valor estimado, o bien, considerar que el sistema externo es un bus infinito, con lo que la potencia de cortocircuito es infinita y el valor de

X_r es cero. Esta última consideración arroja un resultado conservador, ligeramente más alto al obtenido con el valor correcto de X_r .

4.5 FALLAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES.

En los sistemas industriales la corriente de falla proviene de cuatro fuentes posibles:

- 1.- Sistema externo de la Cía. de suministro.
- 2.- Generadores locales.
- 3.- Motores síncronos.
- 4.- Motores de inducción.

Los motores síncronos y los de inducción funcionan como generadores durante la falla, debido a que la inercia de la carga mecánica impulsa al rotor del motor, enviando corriente a la falla por varios ciclos.

Los motores de inducción no tienen un devanado de campo excitado con corriente directa, como los motores síncronos, pero existe un flujo en el rotor durante su operación normal. Este flujo existe mientras se aplique al estator un voltaje desde una fuente externa. Si esta fuente fuera eliminada súbitamente, como sucede en un cortocircuito, el flujo del rotor no puede caer instantáneamente, y puesto que la carga mecánica impulsa al rotor, entonces se genera un voltaje en el estator, causando una corriente de cortocircuito fluya hacia la falla hasta que el flujo del rotor se haga cero. En los motores de inducción, esta corriente desaparece en unos 4 ciclos, ya que no existe corriente de campo sostenida. No obstante, la aportación dura lo suficiente para ser considerada.

En la figura 4.5 se muestran los oscilogramas de las corrientes aportadas por cada fuente y el de la corriente total.

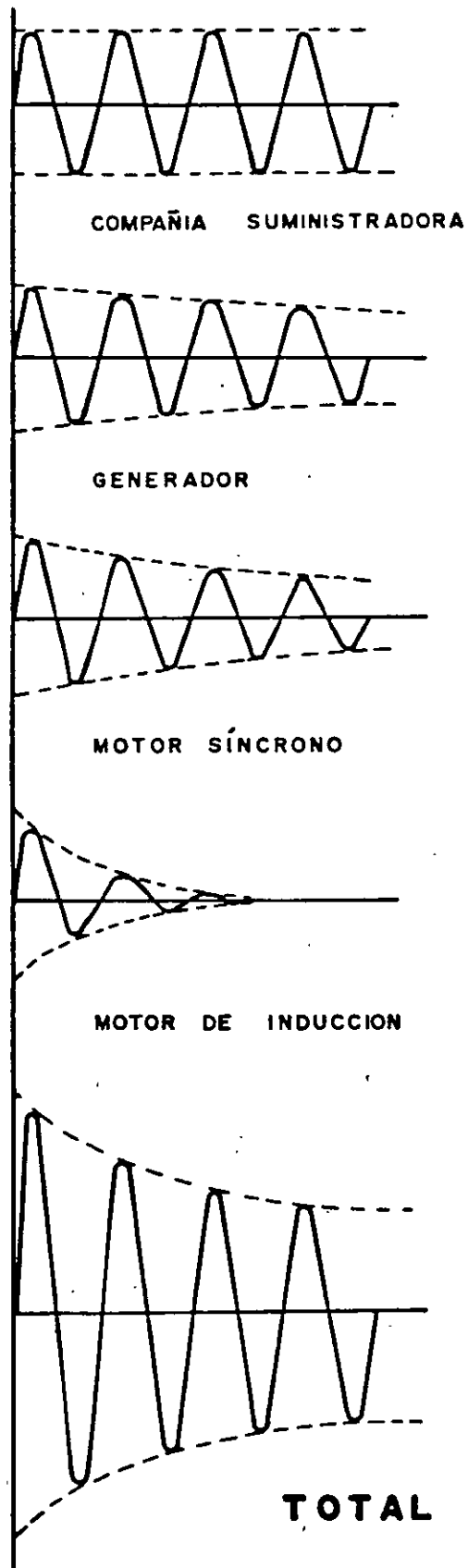


Figura 4.5 Aportaciones a la corriente de falla.

Como los motores de inducción no tienen un devanado de campo, con alimentación sostenida, no tienen reactancia transitoria. Su reactancia subtransitoria típica se muestra en la tabla 4.1.

TABLA 4.1

Valores típicos de reactancia subtransitoria para motores de inducción.

Caso	X"d
Motores mayores de 50 HP (generalmente arriba de 600 V)	0.17 pu
Grupo de motores, cada uno menor de 50 HP (generalmente en 600 V ó menos)	0.25

El valor de reactancia para un grupo es mayor para compensar el decremento muy rápido de la corriente de cortocircuito en los motores pequeños.

Por su duración, la aportación de los motores de inducción solo tiene efecto en la corriente subtransitoria.

4.6 FALLAS EN SISTEMAS DE POTENCIA.

Los estudios de cortocircuito en un sistema real formado por decenas de generadores, decenas de líneas y transformadores, ya no es posible realizarlos manualmente, sino que se requiere utilizar la computadora digital. Sin embargo, en algunos sistemas más simples, es posible realizar los estudios aplicando los conceptos establecidos en este capítulo.

Una vez que todas las reactancias del sistema están uniformizadas a unas mismas bases, el siguiente paso es realizar reducciones serie-paralelo, (y en ocasiones transformaciones delta-estrella) hasta obtener el equivalente de Thevenin del sistema de potencia. Una vez obtenido el equivalente, la corriente en el punto de falla se calcula aplicando las ecuaciones para cortocircuito en las terminales de un generador.

Algunas veces, no es suficiente determinar la corriente en el punto de falla, sino también las corrientes que circulan en cada elemento del sistema durante la falla. Para ello es necesario utilizar los llamados "factores de distribución".

El factor de distribución de cierta rama del diagrama de reactancias se define como la relación de la corriente en esa rama y la corriente en el punto de falla. La manera más conveniente para obtener estos factores es suponer una corriente unitaria en el punto de falla y determinar la distribución de corriente por la red, tomando el camino inverso, es decir, del equivalente hacia el diagrama de reactancias original. Un principio útil - para ello es el de la división de corrientes, el cual se basa en el hecho de que la corriente se divide en razón inversa a las impedancias. El ejemplo 4.3 ilustra con claridad el procedimiento.

4.4 EJEMPLOS.

Ejemplo 4.1.- Calcular la corriente de falla subtransitoria para cortocircuitos trifásicos en los puntos F_1 y F_2 del sistema que se muestra en la figura 4.6.a (el mismo del ejemplo 3.3). Antes de ocurridas las fallas, el voltaje en alta tensión es de 64 kV.

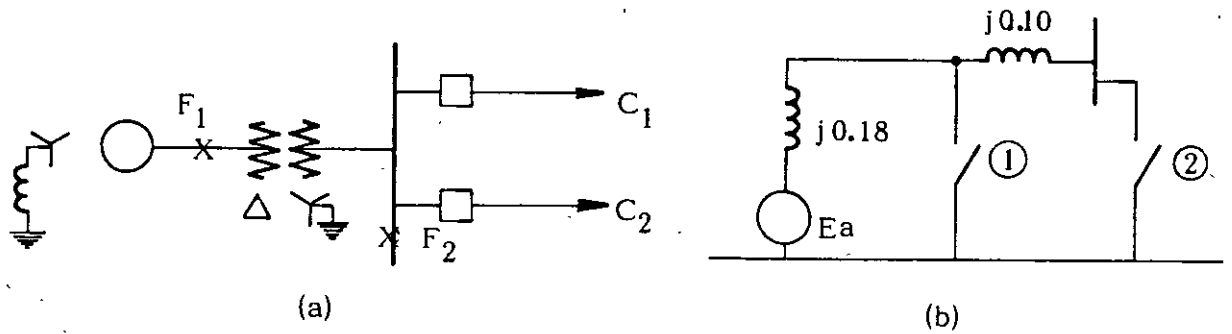


Figura 4.6 Diagrama unifilar y de reactancias.

Ejemplo 4.2.- Una industria va a alimentarse en 20 Kv, la potencia de cortocircuito en el punto de conexión es de 500 MVA simétricos. Calcular la corriente de cortocircuito subtransitoria con fallas en los puntos F_1 y F_2 para los siguientes casos:

- Considerando el valor real de X_r y la aportación de los motores.
- Suponiendo que el sistema externo es un bus infinito e incluyendo la aportación de los motores.
- Considerando el valor real de X_r y despreciando la aportación de los motores.

Las bases del problema son 1 000 KVA y 220 V en el lado de baja tensión del transformador. El diagrama unifilar del sistema se muestra en la figura 4.7.

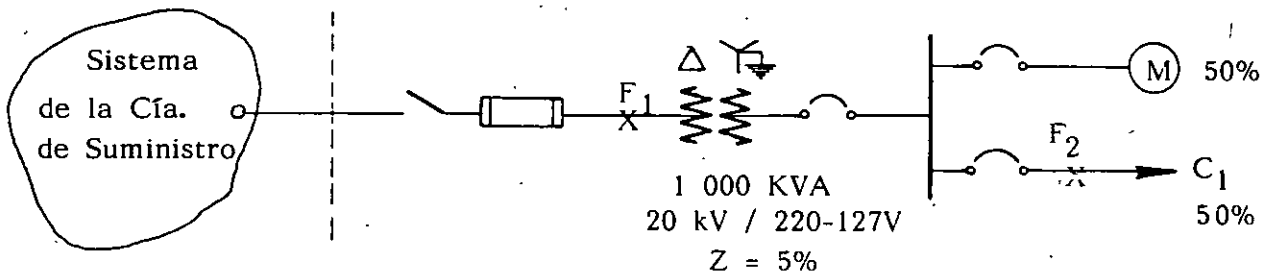
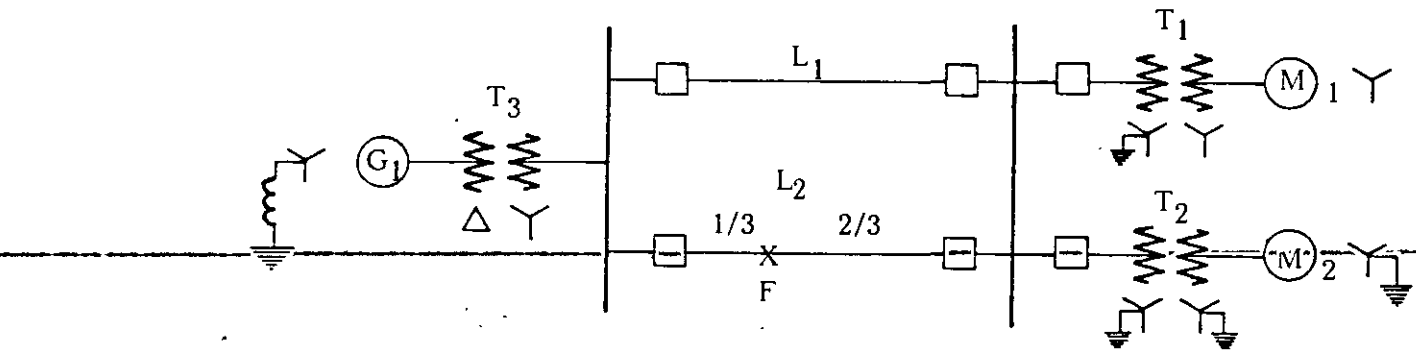


Figura 4.7 Diagrama unifilar del sistema de una fábrica alimentada en 20 Kv.

Ejemplo 4.3.- Para el sistema de potencia mostrado en la figura 4.8 , obtener:

- El circuito equivalente de Thevenin.
- La corriente de falla para un cortocircuito 3ϕ en el punto F.
- Los factores de distribución.
- La corriente de falla en la línea L_1 .



G1	-	30 MVA, 13.2 Kv, $X'' = 15\%$, $X_{G0} = 6\%$, $X_n = 30\%$
T3	-	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.

5 ASIMETRIA DE LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.

En el capítulo 4 se estudió una de las características de las corrientes de cortocircuito que es la disminución de su amplitud debido a la variación de la reactancia de las máquinas síncronas. Toca ahora revisar la característica de la asimetría en las corrientes de falla, la cual se analiza suponiendo que la amplitud de la corriente de falla es constante, en otras palabras, considerando que la reactancia de las máquinas no varía.

5.1 ASPECTO CUALITATIVO.

El voltaje del sistema y la corriente de falla son ondas sinusoidales defasadas por el ángulo de la impedancia existente entre la fuente y el punto de falla. Puesto que la resistencia es generalmente despreciable comparada con la reactancia, la corriente de falla estará atrasada del voltaje por casi 90° . Los sistemas con voltajes inferiores a 600 volts tienen mayor porcentaje de resistencia, por lo que la corriente de falla estará atrás del voltaje un ángulo menor a 90° .

Si ocurre un cortocircuito en un sistema que solo contiene reactancias inductivas y la onda de voltaje está en su valor pico, la corriente de falla empieza en cero y traza una onda sinusoidal que es simétrica con respecto al eje de las abscisas, tal como se observa en la figura 5.1.

Si el cortocircuito ocurre cuando la onda de voltaje está en cero (y siguen valores positivos), la corriente de cortocircuito empieza en cero (debido a que antes de la falla no hay corriente), pero no podrá seguir una onda sinusoidal simétrica, porque la corriente debe estar atrasada 90° del voltaje. Esto solo puede suceder si la corriente está desplazada del eje de las abscisas como se muestra en la figura 5.2.

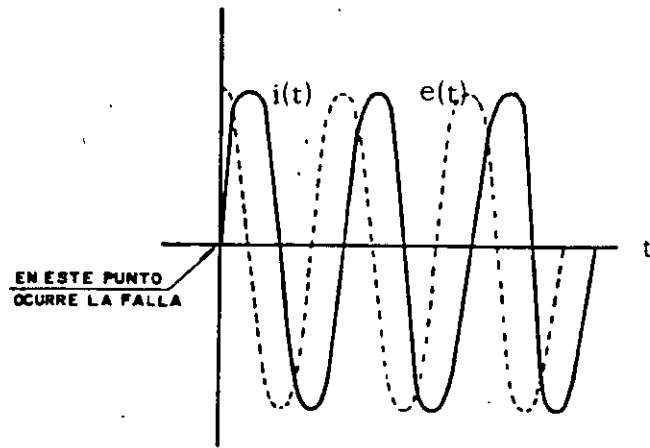


Figura 5.1 Corriente de falla simétrica.

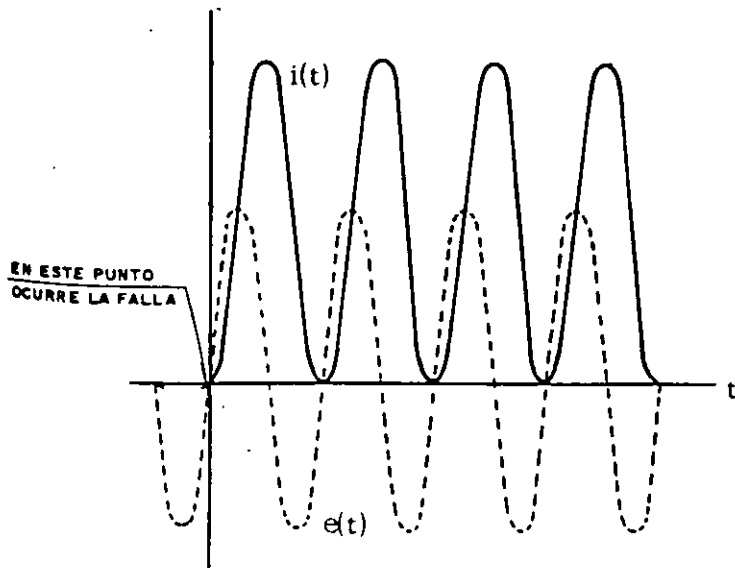


Figura 5.2 Corriente de falla asimétrica.

Los dos casos anteriores son extremos; el primero muestra una corriente completamente simétrica, y el segundo, una corriente completamente asimétrica. Si la falla ocurre en cualquier punto de la onda de voltaje entre cero y su valor pico, la corriente de falla será asimétrica en un grado intermedio.

Las corrientes asimétricas se analizan en términos de dos componentes: una corriente simétrica o componente de c.a. y una componente de c.d. (figura 5.3). La componente de c.a. alcanza su valor máximo en el momento de inicio de la falla y la componente de c.d. toma un valor simétrico para garantizar que su suma sea cero y cumpla con el requisito físico de corriente cero en el inicio de la falla.

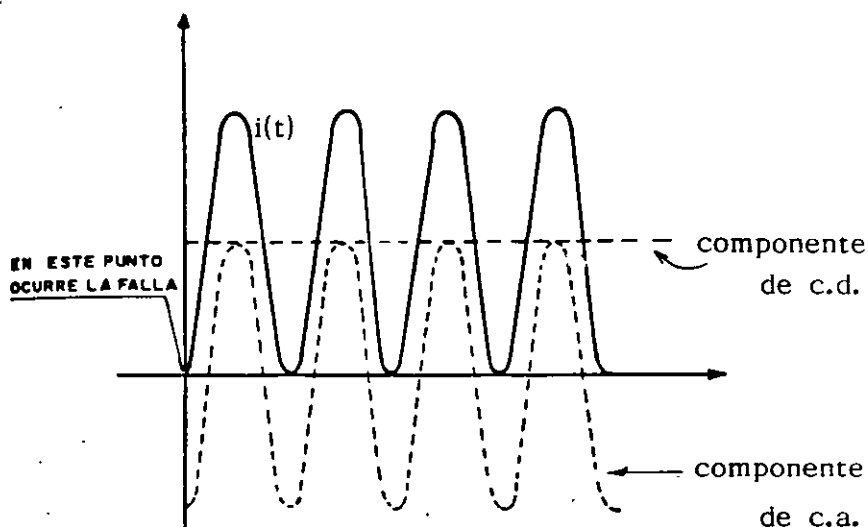


Figura 5.3 Componentes de una corriente asimétrica.

En un sistema ideal con resistencia cero, la componente de c.d. permanece constante. Sin embargo, en un sistema real donde la resistencia está presente, la componente de c.d. decae a cero y su energía es disipada como pérdidas por efecto Joule (figura 5.4). El decremento de esta componente es función de la resistencia y la reactancia del sistema.

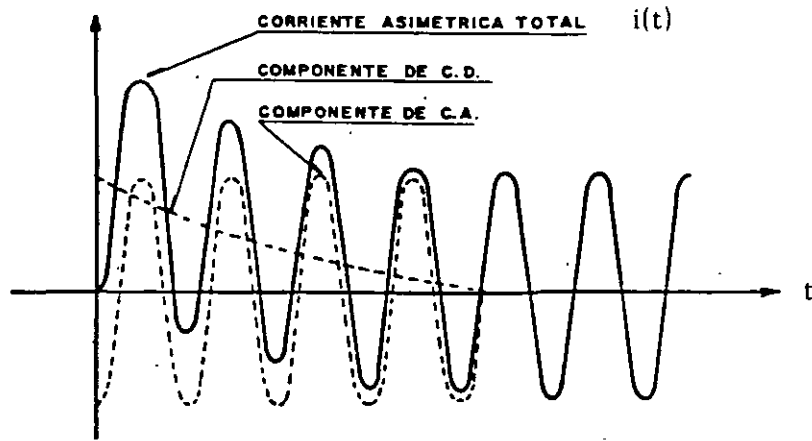


Figura 5.4 La componente de c.d. decae a cero en un sistema real.

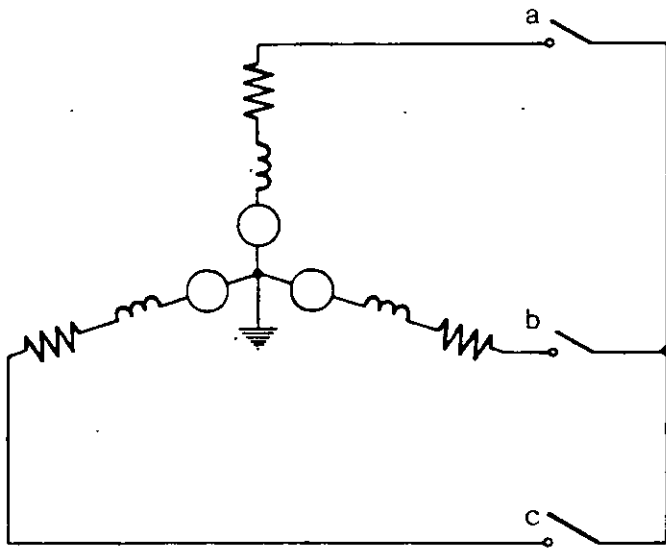
5.2. ASPECTO CUANTITATIVO.

Con el objeto de evaluar el grado de asimetría de la corriente de cortocircuito en las terminales de un generador, se parte del comportamiento del circuito R-L equivalente cuando se le aplica una tensión alterna, considerando constantes la resistencia y la inductancia (ver figura 5.5).

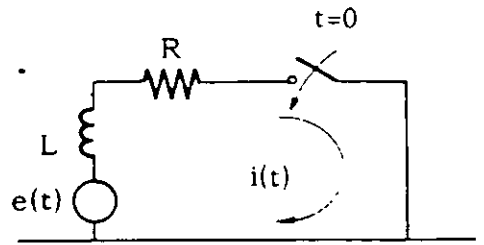
La tensión $e(t)$ en las terminales del generador en vacío antes de la falla está dada por:

$$e(t) = E_m \sin(\omega t + \alpha)$$

Como t es igual a cero en el momento de ocurrir la falla (y aplicar la tensión), entonces α determina el valor de la tensión $e(t)$



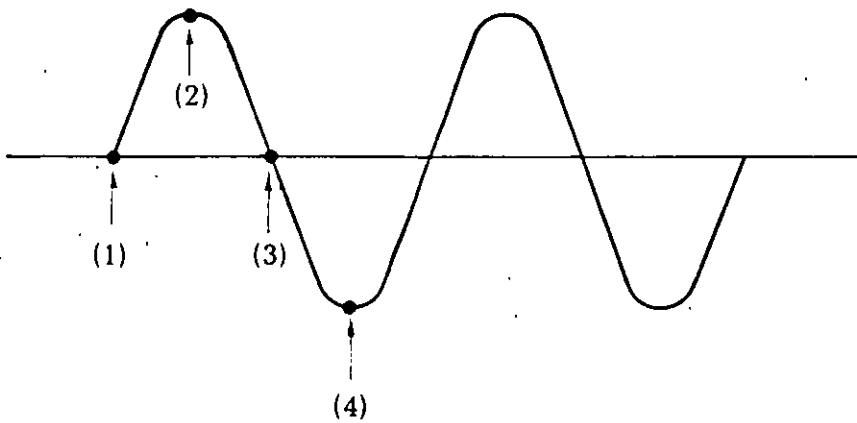
(a) - Circuito trifásico



(b) - Circuito monofásico equiv.

Figura 5.5 Simulación de una falla trifásica en las terminales de un generador.

al cerrar el circuito. La figura 5.6 muestra algunos casos típicos.



- | | |
|------------------------|---------------|
| (1) $\alpha = 0,$ | $e(0) = 0$ |
| (2) $\alpha = \pi/2,$ | $e(0) = E_m$ |
| (3) $\alpha = \pi,$ | $e(0) = 0$ |
| (4) $\alpha = 3\pi/2,$ | $e(0) = -E_m$ |

Figura 5.6 El ángulo de fase α determina $e(0)$.

Aplicando la ley de voltajes de Kirchhoff al circuito monofásico equivalente se tiene:

$$E_m \sin(\omega t + \alpha) = Ri(t) + L \frac{di(t)}{dt}$$

Ecuación diferencial que tiene como solución:

$$i(t) = \text{Im} \left\{ \sin(\omega t + \alpha - \theta) - e^{-(R/L)t} \sin(\alpha - \theta) \right\} \quad (5.1)$$

donde:

$$\text{Im} = E_m / |Z|$$

$$|Z| = \left[R^2 + (\omega L)^2 \right]^{1/2}$$

$$\theta = \tan^{-1}(\omega L/R).$$

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

$$i_{ca} = \text{Im} \sin(\omega t + \alpha - \theta) \quad (5.2)$$

2.- Componente de c.d. (respuesta natural del circuito)

$$i_{cd} = - \text{Im} e^{-(R/L)t} \sin(\alpha - \theta) \quad (5.3)$$

La componente de c.d. es una exponencial decreciente y la de c.a. es una onda sinusoidal simétrica. Si el valor de i_{ca} no es cero en $t=0$, aparece la componente de c.d. con igual magnitud y signo contrario, para satisfacer el requisito físico de que la corriente en el instante de producirse el cortocircuito sea cero:

$$i(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = 0 \quad (5.4)$$

Un caso particular de interés se presenta cuando no hay asimetría en la corriente de cortocircuito, esto es, cuando la componente c.d. es nula. De la ecuación (5.3) se observa, que esto sucede si el circuito se cierra, o mejor dicho, si el cortocircuito ocurre en un punto de la onda de voltaje tal que:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = 0$$

Es decir, cuando:

$$(\alpha - \theta) = 0 \rightarrow \alpha = \theta \quad (5.5)$$

$$(\alpha - \theta) = \pi \rightarrow \alpha = \pi + \theta$$

Si se considera que la resistencia es despreciable, el ángulo θ es próximo a 90° ó $\pi/2$. En estas condiciones, no habrá componente de c.d. si el cortocircuito ocurre cuando la onda de voltaje está en su valor pico, ya que si $\theta = \pi/2$, entonces:

$$\alpha = \pi/2 \quad (\text{punto 2 de la figura 5.6})$$

$$\alpha = 3\pi/2 \quad (\text{punto 4 de la figura 5.6})$$

resultados que concuerdan con lo explicado en la sección anterior.

Otro caso particular, el más importante, es aquél en el que la corriente tiene una asimetría máxima. De la ecuación (5.3) se observa, que esto ocurre si:

$$\text{sen}(\alpha - \theta) = \pm 1$$

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:

$$i_{cd}(0) = +Im \quad (5.7)$$

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:

$$i(0) = i_{ca}(0) + i_{cd}(0) = -Im + Im = 0$$

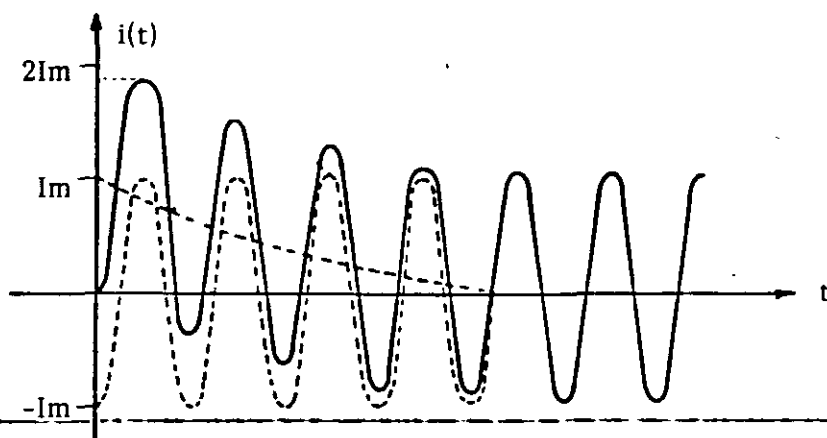


Figura 5.7 Corriente de falla total con asimetría máxima.

Resumiendo, para los casos anteriormente explicados y sus dos variantes, se tiene:

TABLA 5.1.

Casos de asimetría máxima y nula de la corriente de falla

Punto de la onda	$\alpha(*)$	$(\alpha - \theta)$	$-\text{sen}(\alpha - \theta)$	Caso
1	0	$3\pi/2$	+1	Máxima Asimetría (pos)
2	$\pi/2$	0	0	Asimetría Nula
3	π	$\pi/2$	-1	Máxima Asimetría (neg)
4	$3\pi/2$	π	0	Asimetría Nula

(*) Considerando que $\theta = \pi/2$.

Si con los conceptos vistos hasta el momento, se observa nuevamente la figura 4.2, definitivamente que ahora se tendrá un conocimiento más completo de lo que representan estos oscilogramas.

5.3 FACTOR DE ASIMETRIA.

Para la selección de un interruptor es necesario conocer el valor de la corriente de falla inicial y la corriente de falla en el momento de apertura del circuito, para asegurar que el interruptor tiene la capacidad suficiente para soportar los esfuerzos dinámicos y térmicos asociados con estas dos corrientes.

Una forma de determinar la corriente de falla en estos dos momentos es usar las ecuaciones (5.2) y (5.3) para el instante deseado y sumar las dos componentes, tal como se indica en el ejemplo 5.1.

Un procedimiento más práctico es utilizar el llamado "factor de asimetría" el cual se define como:

$$K_a = \frac{\Delta I_{asim} (rms)}{I_{sim} (rms)} \quad (5.8)$$

el cual permite conocer el valor eficaz ó rms de la corriente asimétrica, a partir del valor eficaz o rms de la corriente simétrica ó componente de c.a.

$$I_{asim} (rms) = K_a \left[I_{sim} (rms) \right] \quad (5.9)$$

A continuación se deduce la expresión para calcular este factor.

Recordando la ecuación (5.1) que proporciona la expresión de la corriente de falla total, se tiene:

$$i(t) = I_m \left(\sin (\omega t + \alpha - \theta) - e^{-\frac{R}{L}t} \sin(\alpha - \theta) \right) \quad (5.1)$$

Si se supone que la asimetría máxima positiva se presenta en al menos una de las fases, entonces $(\alpha - \theta) = 3\pi/2$, con lo que la ecuación (5.1) se transforma en:

$$i(t) = \text{Im} \left[\text{sen } \omega t \cos(\alpha - \theta) + \text{sen}(\alpha - \theta) \cos \omega t - e^{-(R/L)t} \text{sen}(\alpha - \theta) \right]$$

$$i(t) = \text{Im} \left[-\cos \omega t + e^{-(R/L)t} \right] \quad (5.10)$$

El objetivo es encontrar el valor eficaz o rms de la corriente de falla total o asimétrica $i(t)$ en cada ciclo. Por lo tanto:

$$I_{\text{asim}} (\text{rms}) = \sqrt{I_{\text{ca}}(\text{rms})^2 + I_{\text{cd}}(\text{rms})^2} \quad (5.11)$$

El valor eficaz de cada componente es:

$$I_{\text{ca}} (\text{rms}) = I_{\text{sim}} (\text{rms}) = \frac{I_m}{\sqrt{2}} \quad (5.12)$$

$$I_{\text{cd}} (\text{rms}) = I_m e^{-(R/L)t} \quad (5.13)$$

Sustituyendo las ecuaciones (5.12) y (5.13) en (5.11):

$$\begin{aligned} I_{\text{asim}} (\text{rms}) &= \sqrt{\left(\frac{I_m}{\sqrt{2}}\right)^2 + \left(I_m e^{-(R/L)t}\right)^2} \\ &= I_m \sqrt{\frac{1}{2} + e^{-(2R/L)t}} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Despejando de (5.12) el valor de I_m y sustituyendo en (5.14), se tiene:

$$I_{\text{asim}} (\text{rms}) = \sqrt{2} I_{\text{sim}} (\text{rms}) \sqrt{\frac{1}{2} + e^{-(2R/L)t}}$$

$$I_{asim} (rms) = I_{sim} (rms) \sqrt{1 + 2e^{-(2R/L)t}} \quad (5.15)$$

Comparando las ecuaciones (5.15) y (5.9) se concluye que el factor de asimetría en cualquier instante, está dado por:

$$K_a = \sqrt{1 + 2e^{-(2R/L)t}} \quad (5.16)$$

factor que tiene un valor máximo teórico igual a:

$$K_a (\max) = \sqrt{1 + 2e^0} = \sqrt{3} = 1.732$$

5.4 RELACION X/R.

El factor de asimetría en los momentos iniciales depende del valor que tenga la onda de voltaje en el instante de ocurrir la falla, pero varios ciclos después, la asimetría depende básicamente del exponente $-(2R/L)t$, el cual es función de la relación X/R:

$$\begin{aligned} -\frac{2R}{L} t &= -\frac{2\omega R}{\omega L} t = -\frac{2\omega R}{X} t \\ &= -\left(\frac{2\omega}{X/R}\right) t \end{aligned} \quad (5.18)$$

Cuando la relación X/R (vista desde el punto de falla) tiene un valor grande, el exponente es pequeño y el decaimiento de la componente de c.d. es lento; pero si X/R es pequeña, el decaimiento es rápido.

La tabla 5.2 contiene valores típicos de la relación X/R.

TABLA 5.2
Valores típicos de la relación X/R

Tipo de circuito	Rango
(1) Máquinas síncronas conectadas al bus directamente.	40 - 120
(2) Máquinas síncronas conectadas al bus a través de transformadores de 100 MVA ó más.	40 - 60
(3) Máquinas síncronas conectadas a través de transformadores de 25 a 100 MVA	30 - 50
(4) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 100 MVA ó más y dónde los transformadores proporcionan el 90 % ó más de la reactancia equivalente.	30 - 50
(5) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de transformadores de 10 a 100 MVA y dónde los transformadores proporcionan el 90 % ó más de la reactancia equivalente.	15 - 40
(6) Máquinas síncronas remotas conectadas a través de otros tipos de circuitos como transformadores de 10 MVA o menores, líneas de transmisión, alimentadores de distribución, etc.	15 ó menos

Referencia: Norma ANSI/IEEE C37.010-1979.

Un procedimiento sencillo para determinar el factor de asimetría, es el usado en la norma ANSI C37.010, el cual utiliza la figura 5.8. Este método requiere:

- conocer la relación X/R en el punto de falla.
- El tiempo en ciclos en el que se desea evaluar el factor de asimetría.

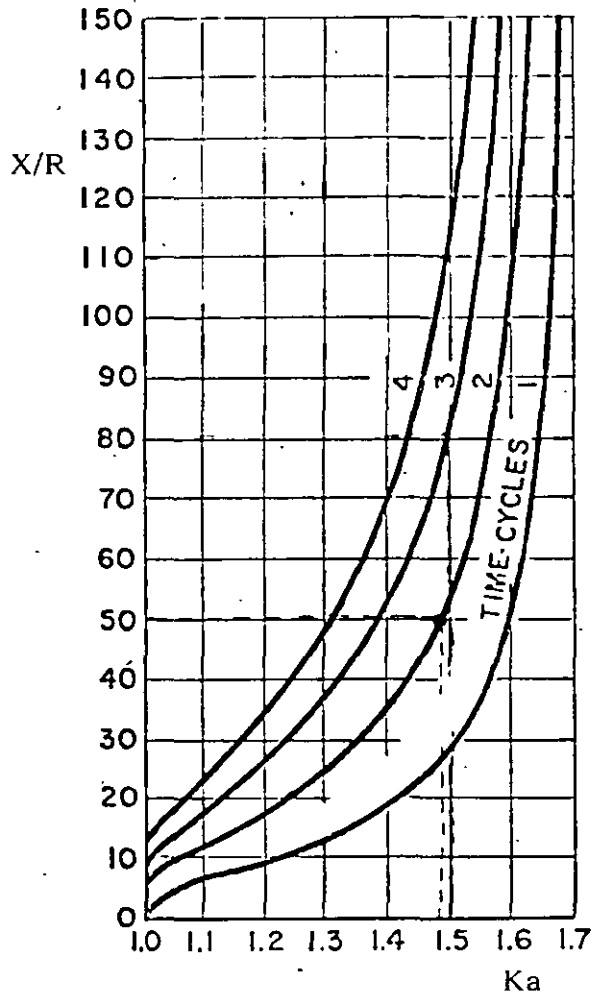


Figura 4.5 Método gráfico para obtener el factor de asimetría.

Suponiendo que se desea conocer el factor de asimetría dos ciclos después de ocurrida la falla y que la relación X/R es igual a 50, el factor de asimetría se obtiene de la siguiente manera: en el eje de las ordenadas se localiza la relación (X/R), sobre la línea horizontal de $X/R = 50$ se desplaza una línea hasta cortar la curva para un tiempo de 2 ciclos; en el punto de intersección se traza una vertical hacia el eje de las abscisas,

para leer en este eje el factor de asimetría, que para este caso es 1.49.

Este procedimiento gráfico y los anteriores no toman en cuenta la reducción en amplitud de la corriente de falla por la variación de la reactancia de las máquinas síncronas.

En el ejemplo 4.2 se demuestra que analíticamente se obtiene el mismo resultado, después de aplicar la ecuación (5.16).

5.5 EJEMPLOS

Ejemplo 5.1.- En el sistema industrial del ejemplo 4.2 considere $X/R = 8.5$ en el nivel 220 V. Para este sistema calcular :

- a) Las componentes de c.a. y c.d. los primeros 5 ciclos.
- b) El factor de asimetría para $t = \frac{1}{2}$ ciclo.
- c) El valor eficaz de la corriente asimétrica inicial ($t = \frac{1}{2}$ ciclo).
- d) El valor instantáneo de la corriente simétrica inicial.
- e) El valor instantáneo de la corriente asimétrica inicial.

6

Ejemplo 5.2.- Obtener el factor de asimetría de la corriente de falla en el momento inicial (1/2 ciclo) y en el de apertura del interruptor, si:

$$X/R = 50$$

$$t_{\text{total}} = t_{\text{int}} + t_{\text{rel}} = 1 + 1 = 2 \text{ ciclos.}$$

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 "frias".

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 I _r
1 000	1.00	1.00
1 500	0.95	0.99
3 000	0.80	0.96

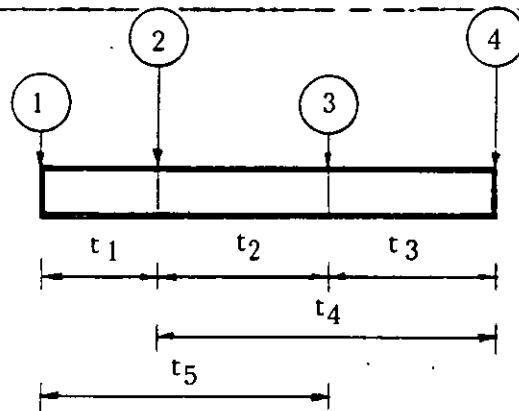
TABLA 8.2
Factores de corrección por temperatura ambiente para la corriente de servicio continuo.

Temperatura máxima ambiente (°C)	Factor de corrección
60	0.54
50	0.79
40	1.00
30	1.08
25	1.12
10	1.16

8.3 TIEMPOS DE UN INTERRUPTOR.

La figura 8.1 muestra los eventos que se presentan en el proceso de interrupción, los cuales dan lugar a los cinco tiempos siguientes:

- t_1 = retardo de disparo (tiempo del relevador).
- t_2 = tiempo de apertura (opening time).
- t_3 = tiempo de arqueo (arcing time).
- t_4 = tiempo de interrupción (interrupting time).
- t_5 = tiempo de partida de contactos (contact parting time).



- (1) - Inicio del cortocircuito.
- (2) - Energización del circuito de disparo.
- (3) - Inicio de apertura de contactos.
- (4) - Extinción del arco.

Figura 8.1 Tiempos de un interruptor.

La tabla (8.3) contiene los valores típicos del tiempo de interrupción y el tiempo de apertura para diferentes tensiones nominales.

TABLA 8.3
Tiempos típicos de interrupción y de apertura.

Voltaje Nominal (Kv)	Tiempo de Interrupción (ciclos)	Tiempo de apertura (ciclos)
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:

$$K = \frac{\text{Voltaje máximonominal}}{\text{Límite inferior del rango de voltaje}} \quad (8.1)$$

Lo normal es conocer K y V_{max} , con lo cual es posible determinar el límite inferior de voltaje hasta el que se garantiza que las capacidades simétricas y asimétricas en amperes, varían en proporción inversa al voltaje real de operación.

Capacidad Interruptiva Simétrica.

La máxima capacidad interruptiva simétrica que un interruptor debe tener es K veces la corriente nominal de cortocircuito. Entre el voltaje máximo nominal y el límite inferior del rango, la capacidad interruptiva simétrica está dado por:

$$I_{CC}(sim) = I_{CC}(nom) \frac{V_{max}}{V_{op}} \quad (8.1)$$

donde:

$I_{CC}(sim)$ = Capacidad interruptiva simétrica, en amperes rms.

$I_{CC}(nom)$ = Corriente nominal de cortocircuito, en amperes - rms.

V_{max} = Voltaje máximo nominal.

V_{op} = Voltaje de operación.

El ejemplo 8.1 complementa estos conceptos. Para fallas de fase a tierra, la capacidad interruptiva simétrica es de 15% más alta, pero en ningún caso mayor a K veces la corriente nominal de cortocircuito.

Capacidad Interruptiva Asimétrica.

Los interruptores están diseñados para interrumpir satisfactoriamente las corrientes asimétricas cuyo factor de asimetría está dado por la figura 8.2.

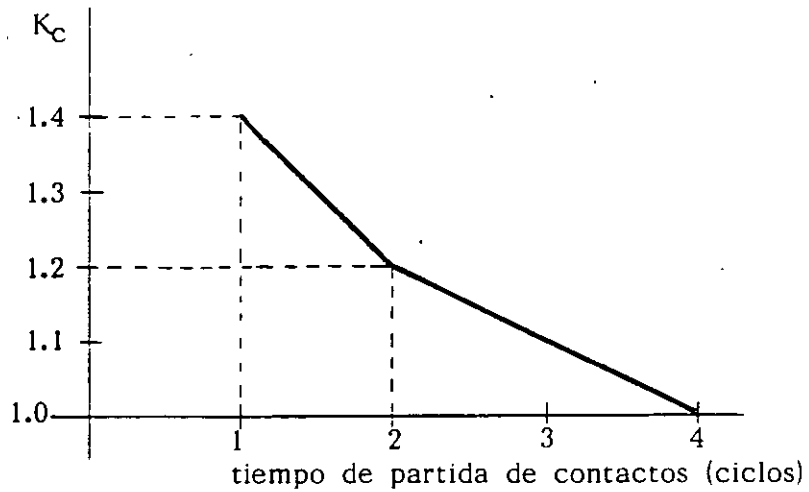


Figura 8.2 Requerimientos de diseño de un interruptor.

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.

8.5 CORRIENTE INICIAL DE CORTOCIRCUITO.

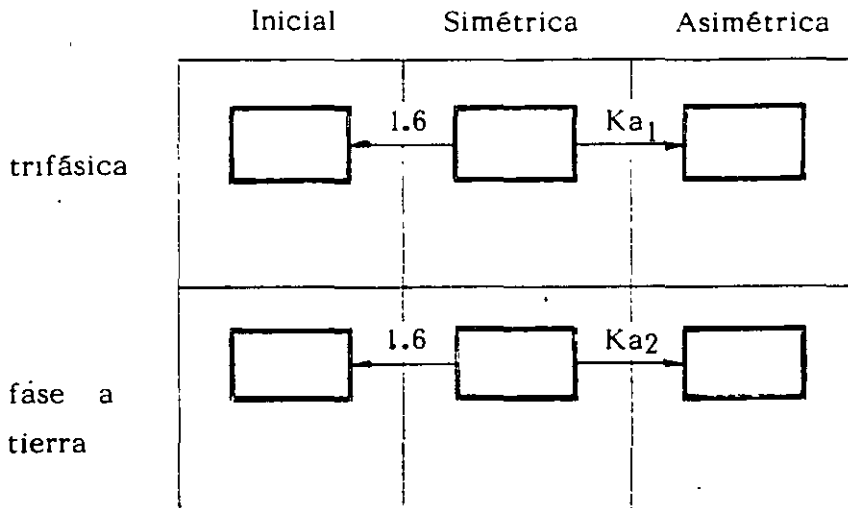
Este valor nominal constituye la corriente de cortocircuito más alta que un interruptor debe soportar. ~~Ocurre en el primer medio ciclo,~~ y como se observó en el capítulo 5, puede alcanzar valores instantáneos próximos a dos veces el valor pico de la corriente simétrica. Este valor de corriente determina el dimensionamiento mecánico del interruptor, ya que origina los máximos esfuerzos dinámicos, proporcionales al cuadrado del valor de la corriente.

Al designar esta corriente con un valor eficaz o rms, su magnitud teórica máxima es de 1.73 veces la corriente simétrica. Los interruptores, de acuerdo con las normas, deben estar diseñados para soportar una corriente inicial igual a 1.6 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

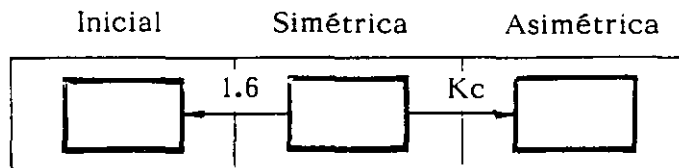


Figura 8.3 Corrientes de falla y capacidades de un interruptor.

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.

$$I_{\text{sim}}(I_0) = \frac{3 E_a}{j (2X_1 + X_0)} I_B \quad (8.3)$$

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

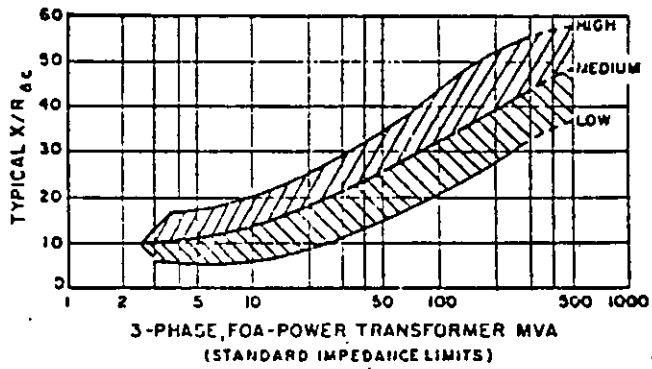


Figura 8.4 Rango de X/R para transformadores.

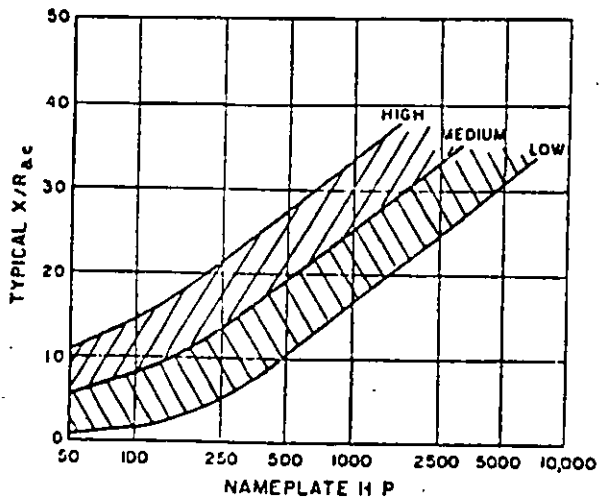


Figura 8.5 Rango de X/R para motores de inducción.

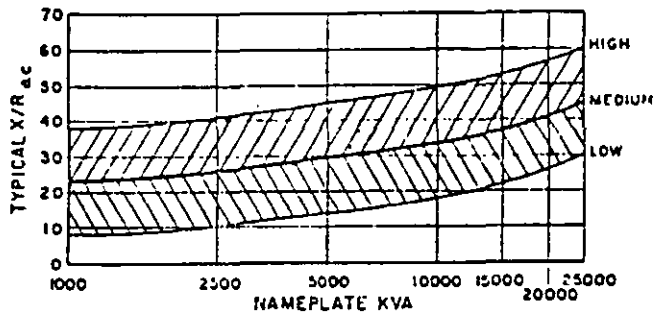


Figura 8.6 Rango para generadores pequeños y motores síncronos.

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 K_c 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.

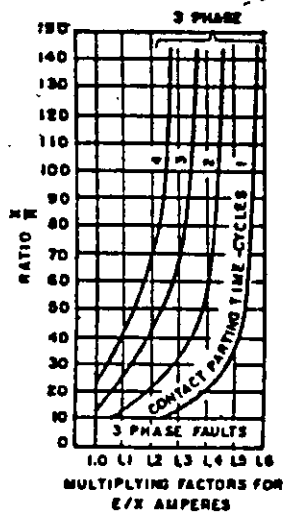


Figura 8.7

Factor de asimetría para fallas trifásicas que incluyen los efectos del decremento de las componentes de c.a. y c.d.

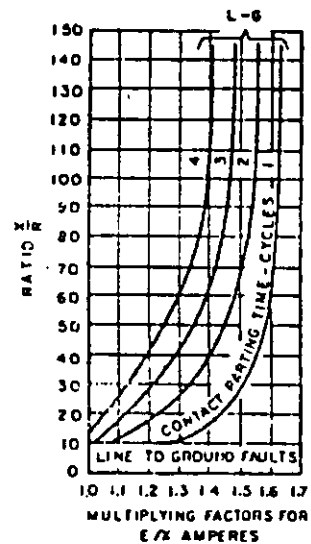


Figura 8.8

Factor de asimetría para fallas de fase a tierra que incluye los efectos del decremento de las componentes de c.a. y c.d.

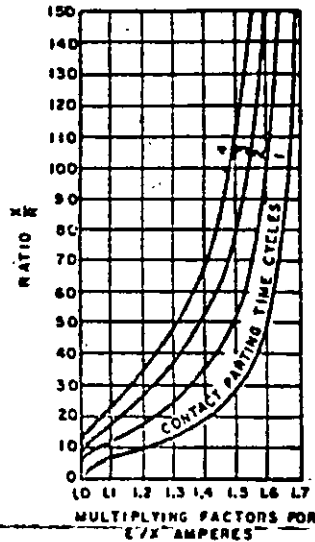


Figura 8.9

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.

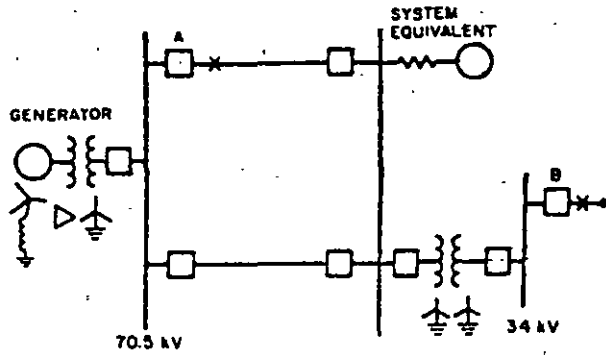
Con el objeto de tener una buena referencia de los valores normalizados que se tienen disponibles en la práctica, se presenta en el anexo A un compendio de las tablas contenidas en la norma ANSI C37.06-1971. En las tablas aparecen, para cada voltaje máximo nominal, los valores de corriente nominal de 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.

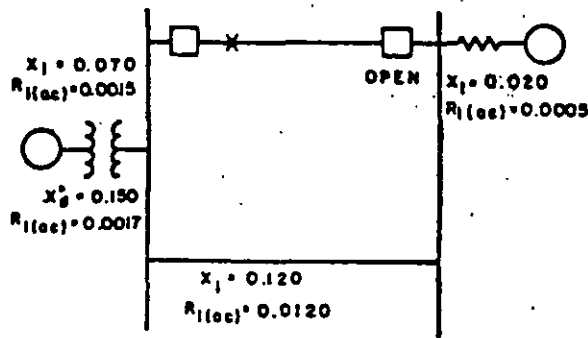
Ejemplo 8.1.- Considere un interruptor que tiene una corriente nominal de cortocircuito de 37 000 A al voltaje máximo nominal de 15 kV. Calcular la capacidad interruptiva simétrica cuando el interruptor opera a un voltaje de 13.2 kV y a un voltaje de 11.0 kV.

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

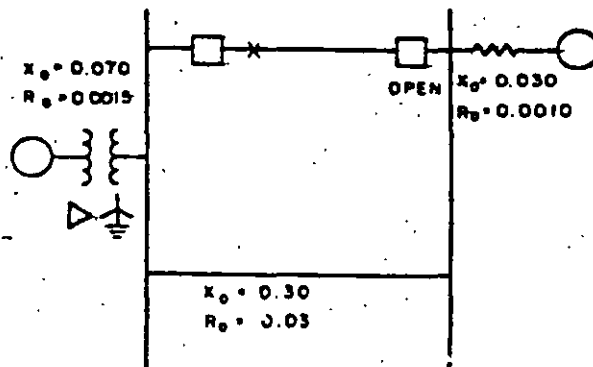


Figura 8.10

Ejemplo 8.3.- Verificar si el interruptor C del sistema mostrado en la figura 8.11 es adecuado para instalarlo en ese punto. Los valores nominales del aparato son:

Corriente de servicio contínuo = 1 200 A.

Voltaje máximo nominal = 4.76 kV.

$K = 1.36$

Tiempo de interrupción = 5 ciclos.

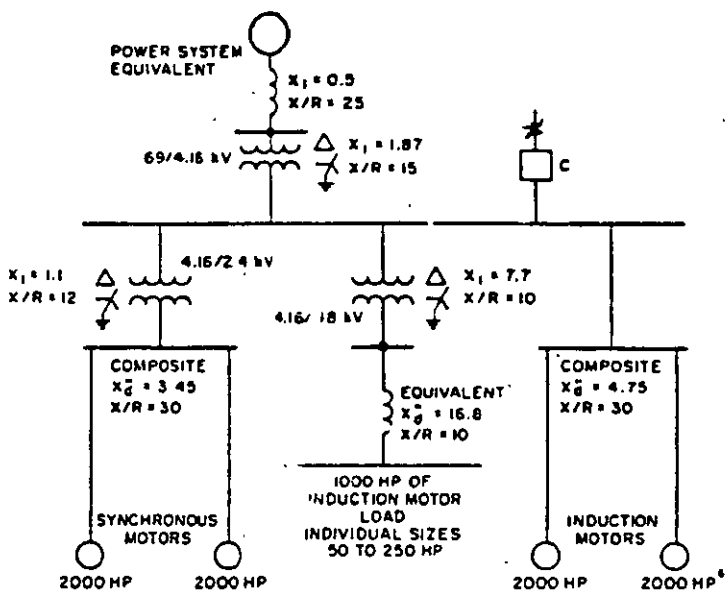


Figura 8.11

ANEXO A

VÁLORES NOMINALES NORMALIZADOS

(Compendio de tablas de la Norma ANSI C37.06-1971).

Table 4
Schedule of Preferred Ratings for Outdoor Oilless Circuit Breakers
(Symmetrical Current Basis of Rating)

Line No.	Identification		Rated Values									Related Required Capabilities		
	Nominal Voltage Class (1)* kV, rms	Nominal 3 Phase MVA Class (1)	Voltage		Insulation Level		Rated Continuous Current at 60 Hz (5) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (6) (7) kA, rms	Rated Interrupting Time (8) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay, Y Seconds	Rated Max Voltage Divided by K kV, rms	Current Values		
			Rated Max Voltage (2) kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (3)	Rated Withstand Test Voltage (4)							Max Symmetrical Interrupting Capability (9) kA, rms	3 Second Short-Time Current Carrying Capability (10) kA, rms	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (10) (11) kA, rms
					Low Frequency kV, rms	Impulse kV, Crest								
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	
1	34.5	1500	38	1.65	See Note 4	See Note 4	1200	22	5	2	23	36	36	58
2	69	5000	72.5	1.10	Note 4	Note 4	2000	37	3	2	66	41	41	65

Table 3
Schedule of Preferred Ratings for Outdoor Oil Circuit Breakers
(Symmetrical Current Basis of Rating)

Line No.	Identification		Rated Values					Related Required Capabilities						
	Nominal Voltage Class (1)* kV, rms	Nominal 3 Phase MVA Class (1)	Voltage		Insulation Level		Rated Continuous Current at 60 Hz (5) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (6) (7) kA, rms	Rated Interrupting Time (8) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay, Y Seconds	Rated Max Voltage Divided by K kV rms	Current Values		
			Rated Max. Voltage (2) kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (3)	Rated Withstand Test Voltage (4)							Max Symmetrical Interrupting Capability (9) kA rms	3 Second Short-Time Current Carrying Capability (10) kA rms	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (10) (11)
					Low Frequency kV, rms	Impulse kV, Crest								
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	
1	14.4	250	15.5	2.67	See	See	600	8.9	5	2	5.8	24	24	38
2	14.4	500	15.5	1.29			1200	18	5	2	12	23	23	37
3	23	300	25.8	2.15	Note	Note	1200	22	5	2	12	24	24	38
4	34.5	1500	38	1.65			1200	27	5	2	23	36	36	58
5	46	1500	48.3	1.21	4	4	1200	17	5	2	40	21	21	33
6	69	2500	72.5	1.21			1200	19	5	2	60	23	23	37

Table 1
Schedule of Preferred Ratings for Indoor Oil Circuit Breakers
(Symmetrical Current Basis of Rating)

Line No.	Identification		Rated Values								Related Required Capabilities			
	Nominal Voltage; Class (1)* kV, rms	Nominal 3 Phase MVA Class (1)	Voltage		Insulation Level		Current			Rated Permissible Tripping Delay, Y (12) Seconds	Rated Max Voltage Divided by K kV, rms	Current Values		Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (10) (11) kA, rms
			Rated Max Voltage (2) kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (3)	Rated Withstand Test Voltage		Rated Continuous Current at 60 Hz (5) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (6) (7) (12) kA rms	Rated Interrupting Time (8) Cycles			Max Symmetrical Interrupting Capability (9) (12) kA, rms	3 Second Short-Time Current Carrying Capability (10) kA, rms	
					Low Frequency kV, rms	Impulse kV, Crest								
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	
1	4.15	50	4.76	2.07	19	60	1200	6.1	8	See	23	13	13	See
2	7.2	50	8.25	3.59	26	75	600	3.5	8		23	13	13	
3	7.2	100	8.25	3.59	26	75	500	7.0	8	Note	23	25	25	Note
4	7.2	100	8.25	3.59	26	75	1200	7.0	8		23	25	25	
5	7.2	100	8.25	3.59	26	75	2000	7.0	3		23	25	25	
6	13.8	150	15.0	3.75	36	95	600	5.8	8		4.0	22	22	
7	13.8	150	15.0	3.75	36	95	1200	5.8	8	12	4.0	22	22	12
8	13.8	250	15.0	3.75	36	95	1200	9.8	8		4.0	37	37	
9	13.8	500	15.0	2.27	36	95	1200	19	8		5.5	43	43	
10	13.8	500	15.0	2.27	36	95	2000	19	8		5.5	43	43	

Table 2
Schedule of Preferred Ratings for Indoor Oilless Circuit Breakers
(Symmetrical Current Basis of Rating)

Line No.	Identification		Rated Values					Current		Related Required Capabilities				
	Nominal Voltage Class (1)* kV, rms	Nominal 3 Phase MVA Class (1)	Voltage		Insulation Level		Rated Continuous Current at 60 Hz (5) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (6) (7) kA, rms	Rated Interrupting Time (8) Cycles	Rated Permissible Tripping Delay, Y Seconds	Rated Max Voltage Divided by K (9) kV, rms	Current Values		
			Rated Max Voltage (2) kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (3)	Rated Withstand Test Voltage							Max Symmetrical Interrupting Capability (9) kA, rms	3 Second Short-Time Current Carrying Capability (10) kA, rms	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (10) (11) kA, rms
					Low Frequency kV, rms	Impulse kV, Crest								
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	
1	4.16	75	4.76	1.36	19	60	1200	8.8	5	2	3.5	12	12	19
2	4.16	150	4.76	1.36	19	60	1200	18	5	2	3.5	24	24	39
3	4.16	250	4.76	1.24	19	60	1200	29	5	2	3.85	36	36	58
4	4.16	250	4.76	1.24	19	60	2000	29	5	2	3.85	36	36	58
5	4.16	350	4.76	1.19	19	60	1200	41	5	2	4.0	49	49	78
6	4.16	350	4.76	1.19	19	60	3000	41	5	2	4.0	49	49	78
7	7.2	250	8.25	1.79	36	95	1200	17	5	2	4.6	30	30	49
8	7.2	500	8.25	1.25	36	95	1200	33	5	2	6.6	41	41	66
9	7.2	500	8.25	1.25	36	95	2000	33	6	2	6.6	41	41	66
10	13.8	250	15	2.27	36	95	1200	9.3	5	2	5.5	21	21	34
11	13.8	500	15	1.30	36	95	1200	18	5	2	11.5	23	23	37
12	13.8	500	15	1.30	36	95	2000	18	5	2	11.5	23	23	37
13	13.8	750	15	1.30	36	95	1200	28	5	2	11.5	36	36	58
14	13.8	750	15	1.30	36	95	2000	28	5	2	11.5	36	36	58
15	13.8	1000	15	1.30	36	95	1200	37	5	2	11.5	48	48	77
16	13.8	1000	15	1.30	36	95	3000	37	5	2	11.5	48	48	77

Tabl 4A
Schedule of Preferred Ratings for Outdoor Circuit Breakers (Symmetrical Current Basis of Rating)

Line No.	Identification		Rated Values								Related Required Capabilities			
	Nominal Voltage Class (1)* kV, rms	Nominal 3 Phase MVA Class	Voltage		Insulation Level		Current			Rated Max Voltage Divided by K kV, rms	Current Values			
			Rated Max Voltage (2) kV, rms	Rated Voltage Range Factor, K (3)	Rated Withstand Test Voltage (4)		Rated Continuous Current at 60 Hz (5) Amperes, rms	Rated Short-Circuit Current (at Rated Max kV) (6) kA, rms	Rated Interrupting Time (7) Cycles		Rated Permissible Tripping Delay, Y Seconds	Max Symmetrical Interrupting Capability (8)	3 Second Short-Time Current Carrying Capability (9)	Closing and Latching Capability 1.6 K Times Rated Short-Circuit Current (9) (10) kA, rms
					Low Frequency kV, rms	Impulse kV, Crest								
Col 1	Col 2	Col 3	Col 4	Col 5	Col 6	Col 7	Col 8	Col 9	Col 10	Col 11	Col 12	Col 13	Col 14	
1	115		121	1.0			1200	20	3	1	121	20	20	32
2	115		121	1.0			1600	40	3	1	121	40	40	64
3	115		121	1.0			2000	40	3	1	121	40	40	64
4	115		121	1.0			2000	63	3	1	121	63	63	101
5	115		121	1.0	See	See	3000	40	3	1	121	40	40	64
6	115		121	1.0			3000	63	3	1	121	63	63	101
7	138		145	1.0			1200	20	3	1	145	20	20	32
8	138	Not	145	1.0	Note	Note	1600	40	3	1	145	40	40	64
9	138		145	1.0			2000	40	3	1	145	40	40	64
10	138		145	1.0	4	4	2000	63	3	1	145	63	63	101
11	138		145	1.0			2000	80	3	1	145	80	80	128
12	138	Applica-	145	1.0			3000	40	3	1	145	40	40	64
13	138		145	1.0			3000	63	3	1	145	63	63	101
14	138		145	1.0			3000	80	3	1	145	80	80	128
15	161	ble	169	1.0			1200	16	3	1	169	16	16	26
16	161		169	1.0			1600	31.5	3	1	169	31.5	31.5	50
17	161		169	1.0			2000	40	3	1	169	40	40	64
18	161		169	1.0			2000	50	3	1	169	50	50	80
19	230(11)		242(11)	1.0			1600	31.5	3	1	242	31.5	31.5	50
20	230(11)		242(11)	1.0			2000	31.5	3	1	242	31.5	31.5	50
21	230(11)		242(11)	1.0			3000	31.5	3	1	242	31.5	31.5	50
22	230(11)		242(11)	1.0			2000	40	3	1	242	40	40	64
23	230(11)		242(11)	1.0			3000	40	3	1	242	40	40	64
24	230(11)		242(11)	1.0			3000	63	3	1	242	63	63	101
25	345(11)		362(11)	1.0			2000	40	3	1	362	40	40	64
26	345(11)		362(11)	1.0			3000	40	3	1	362	40	40	64
27	500(11)		550(11)	1.0			2000	40	2	1	550	40	40	64
28	500(11)		550(11)	1.0			3000	40	2	1	550	40	40	64
29	700(11)		765(11)	1.0			2000	40	2	1	765	40	40	64
30	700(11)		765(11)	1.0			3000	40	2	1	765	40	40	64

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.

ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

TEMARIO

- 1 Introducción.
- 2 Reactancias de los componentes de un SEP.
- 3 Valores en p. u.
- 4 Fallas balanceadas.
- 5 Asimetría de la corriente de cortocircuito.
- 6,7 Componentes simétricas.
- 8 Selección de interruptores.
- 9 Ejemplo (s).
- 10 Conclusiones.

INTRODUCCION

■ CARACTERIZACION:

- Régimen permanente
- 0.5 a 5 ciclos (1 a 8 ms)

■ MAGNITUD TIPICA:

- 7 a 15 veces la corriente nominal

■ APLICACIONES BASICAS:

- Dimensionamiento mecánico
- Dimensionamiento térmico (cap. interruptiva)
- Ajuste y coordinación de protecciones

■ VALORES NOMINALES DE UN INTERRUPTOR

- Voltaje nominal.
- Voltaje máximo.
- Corriente de uso continuo.
- Corriente de c.c. nominal (a V_{max})
- Corriente de c.c. de corta duración (1/2 ciclo).

INTRODUCCION

(continuación)

■ DIFERENCIACION DE TERMINOS:

- Por el tipo de valor: I_{rms} ó I_{pico}
- Por el tiempo: $I(1/2 \text{ ciclo})$ ó $I(1mt)$
- Por la presencia de la componente de c.d.: I_{sim} ó I_{asim} .
 - » Ejemplo: 50 KA sim, rms, de 1/2 ciclo.

■ EFECTO DE LA TENSION DE OPERACION SOBRE LA CAPACIDAD INTERRUPTIVA:

- 1) Si $V_{op} < V_{max \text{ nom}}$
- 2) Entonces:
 - » $I_{cc} = I_{cc \text{ nom}} (V_{max \text{ nom}} / V_{op})$
- 3) Siempre y cuando:
 - » $V_{op} > V_{max \text{ nom}} / K$

SECUENCIA DE ACTIVIDADES AL REALIZAR UN ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO

- Previa selección de los puntos de falla y las condiciones de operación críticas.
- 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 o 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”.

NIVELES DE UN INGENIERO

- 1 Ingeniero de tablas.
- 2 Ingeniero de normas (inglés).
- 3 Ingeniero de ecuaciones.
 - » Dominio de las matemáticas.
 - » Estudio de libros especializados.
 - » Estudio de artículos técnicos.
- 4 Ingeniero integral.
 - » Bases técnicas y conceptos firmes.
 - » Uso del ingenio (creatividad).
 - » Interacción con otras especialidades.
 - » Buen dominio de la Ing. Económica.
- 5 Ingeniero holístico.
 - » Conduce grupos y forma hombres.
 - » Liderazgo.
 - » Administración.
 - » Psicología.
 - » Filosofía.
 - » Ética. Estética. Ecología. etc.
- Por lo anterior es necesaria una adecuada planeación personal para lograr las metas fijadas, previo análisis de la EXTENSION y PROFUNDIDAD de los campos a estudiar (QUE? y HASTA DONDE?).
- Una vez decidido, HACERLO (Just Do it).

USO DEL RECURSO TIEMPO PARA MEJORAR EL RUMBO Y LA VELOCIDAD DE NUESTRAS METAS

(II)

LO IMPORTANTE

(1)

◆ LO URGENTE

(TRABAJO REACTIVO 10% DEL TIEMPO)

CUADRANTE DE LA CRISIS

- PROBLEMAS Y PRESIONES
- LO CORRECTIVO
- COMPROMISOS CON FECHA PROXIMA
- SITUACIONES IMPREVISTAS
(RESULTADO DE LA FALTA DE PLANEACION)

◆ LO NO URGENTE

(TRABAJO PLANIFICADO 80% DEL TIEMPO)

CUADRANTE DE LA CALIDAD

- CLARIFICACION DE VALORES
- TRABAJO PROGRAMADO O PREVENTIVO
- PLANEACION
- LECTURA Y PREPARACION
- CONSTRUCCION DE RELACIONES
- PLAN DE VIDA Y CARRERA

(III)

LO NO IMPORTANTE

(IV)

■ LO URGENTE

(10% DEL TIEMPO)

CUAD. DE LO IMPORTANTE P/OTROS

- INTERRUPCIONES
- ALGUNOS REPORTES Y JUNTAS
- ALGUNOS REPORTES Y JUNTAS
- ALGUNAS LLAMADAS
- VISITANTES INESPERADOS
- ALTAS PRIORIDADES PARA OTROS

■ LO NO URGENTE

(TIEMPO NULO)

CUADRANTE DE LO TRIVIAL

- LECTURA CHATARRA.
- OCIO.
- PROGRAMAS DE TV IRRELEVANTES.
- PLATICAS DESTRUCTIVAS Y/O PROLONGADAS.

1.-LO URGENTE MATA LA CREATIVIDAD !! NO LA MATEMOS !!

2.-¿HAY algo en mi vida personal o profesional que NO sea SEA URGENTE, pero que si lo hago CADA semana DURANTE TODO EL AÑO, impactaría significativamente mi efectividad ? (ver cuadrante 1)

3.-El éxito debe lograrse en la empresa y en la familia.

Fuente: "El Tiempo y la Excelencia", por Emilio Albarrán Reyes, publicado en la Revista Excelencia de noviembre de 1991 (FMC-Julio de 1993)

**LOS 36 CAMPOS DEL DESARROLLO HUMANO
NECESARIOS PARA UN EJECUTIVO**

- 36.- DESARROLLO DE COLABORADORES (24)
- 35.- LEALTAD(X)
- 34.- NACIONALISMO (X)
- 33.- PERSUASIÓN(18)
- 32.- LIDERAZGO (7)
- 31.- SENSIBILIDAD (9) (28) (28)
- 30.- EMPATIA Y ASERTIVIDAD(X)
- 29.- ESPIRITU DE SERVICIO
- 28.- CONTROL Y AUTOCONTROL (17)
- 27.- CAPACIDAD DE ESCUCHAR (10)
- 26.- TRABAJO BAJO PRESION (3)
- 25.- VISION INTEGRAL (profundidad y diversidad de intereses)(2)
- 24.- FLEXIBILIDAD (ajuste a las circunstancias)(10)
- 23.- VALOR ESTETICO (X)
- 22.- IDIOMAS (acceso a otras fuentes de información)(27)
- 21.- FINANZAS (costos, selección económica)(25)
- 20.- MOTIVACION Y AUTOMOTIVACION (4)
- 19.- DELEGACION(de funciones y autoridad)(16)
- 18.- JUICIO (criterio, estabilidad emocional, análisis y solución de problemas) (18 Y 19)
- 17.- AUTONOMIA (capacidad de decisión)(14 Y 20)
- 16.- CAPACIDAD DE TRABAJO EN EQUIPO(energía)(+)
- 15.- COMUNICACION EFECTIVA (oral y escrita)(+)
- 14.- ENTUSIASMO(optimismo, empuje y energía)(X)
- 13.- CREATIVIDAD(originalidad, inventiva e ingenio) (1)
- 12.- CALIDAD (resultados en tiempo y forma, responsabilidad, valor agregado)(15)
- 11.- AUTOESTIMA (autoaceptación y autodesarrollo)(X)
- 10.- DEFINICION DE VALORES (revisión de principios y convicciones)(X)
- 9.- INICIATIVA (hacer las cosas sin esperar una orden)(13)
- 8.- PLANEACION (visionaria, provisión, anticipación y predicción) (15)
- 7.- SALUD (el ojo de toda acción y presentación (+))
- 6.- ESTUDIO (preparación continua y diversificada)(18)(21)
- 5.- VALENTIA (seguridad en uno mismo, toma de riesgos, autoconfianza)(12)
- 4.- RESPETO Y JUSTICIA(dar dar a cada uno lo que le corresponde)(X)
- 3.- VOLUNTAD (perseverancia, constancia, disciplina, tolerancia a las derrotas) (22)
- 2.- LABORIOSIDAD (trabajo, esfuerzo y dinamismo)(+)
- 1.- HONESTIDAD (integridad, honradez y ética)(23)

() NUMERO USADO EN EL CURSO (MODULO 00)

(+) CARACTERISTICAS ADICIONALES MENCIONADAS EN LAS PAG. 76/77

(X) CARACTERISTICAS PROPORCIONADAS POR EL GRUPO

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.

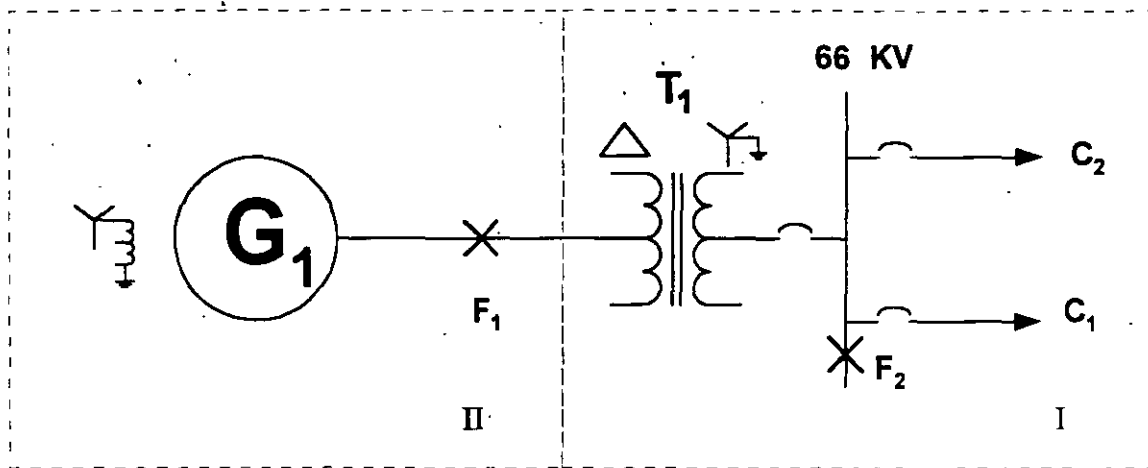


Figura. Diagrama unifilar para el problema.

Donde:

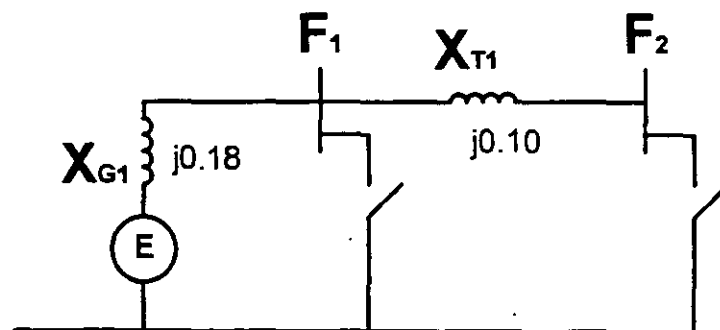
$G_1 = 20 \text{ MVA}, 3.81 \text{ KV}, X_{d''} = 0.12 \text{ pu}$

$T_1 =$ Banco trifásico formado con unidades monofásicas, cada una de 10 MVA, 3.81/38.1 KV, $X = 0.1 \text{ pu}$.

$C_1, C_2 = 7.5 \text{ MW}, 66 \text{ KV}, \text{COS } \phi = 0.9 \text{ inductivo}$

Solución.

1. Diagrama de reactancias.



2. Valores base en cada nivel de tensión.

Zona de A.T. (Zona I)

$$S_{B_I} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{B_I} = 66 \text{ KV}$$

$$I_{B_I} = \frac{(30)(1000)}{(\sqrt{3})(66)} = 262 \text{ A}$$

Zona de M.T. (Zona II)

$$S_{B_{II}} = 30 \text{ MVA}$$

$$V_{B_{II}} = 66 * \left(\frac{3.81}{38.1 * \sqrt{3}} \right) = 3.81 \text{ KV}$$

$$I_{B_{II}} = \frac{(30)(1000)}{(\sqrt{3})(3.81)} = 4546 \text{ A}$$

3. Uniformación de valores de reactancias

$$X_{G_1} = 0.12 * \left(\frac{30}{20} \right) \left(\frac{3.81}{3.81} \right)^2 = 0.18 \text{ pu}$$

$$X_{G_2} = 0.10 * \left(\frac{30}{30} \right) \left(\frac{38.1 * \sqrt{3}}{66} \right)^2 = 0.10 \text{ pu}$$

4. Corrección de reactancias de elementos rotativos.

En este caso el factor de corrección para el generador es 1.0

5. Reactancias vistas desde el punto de falla.

$$X_{F1} = 0.18 \text{ pu}$$

$$X_{F2} = 0.18 + 0.10 = 0.28 \text{ pu}$$

6. Cálculo del valor simétrico de las corrientes de falla.

$$E = \frac{V_{op}}{V_b} = \frac{64}{66} = 0.97$$

$$I_{\infty}(F_1) = \frac{0.97}{0.18}(4546) = 5.39(4546) = 24503 A$$

$$\cong 24.5 \text{ KA}_{\text{sim}}, \text{ rms, int.}$$

$$I_{\infty}(F_2) = \frac{0.97}{0.28}(262) = 907 \text{ A}_{\text{sim}}, \text{ rms, int.}$$

7. Valores asimétricos de la corriente de falla.

Valores típicos de la relación $\frac{X}{R}$;

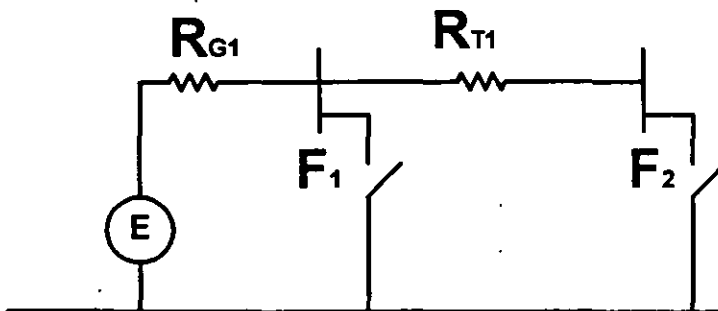
$$\text{Generador } \frac{X}{R} = 60$$

$$\text{Transformador(FOA)} \frac{X}{R} = 20$$

$$\frac{X}{R} = \left(\frac{X}{R}\right) \rightarrow R = \frac{X}{\frac{X}{R}}$$

$$R_{G1} = \frac{0.18}{60} = 0.003$$

$$R_{T1} = \frac{0.10}{20} = 0.005$$



$$R_{F1} = 0.003$$

$$R_{F2} = 0.003 + 0.005 = 0.008$$

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.

$$\frac{X}{R} = 40 \text{ (solo el generador)}$$

$$K_a = 1.1$$

$$I_{CC}(F_1 \text{ Asim}) = (24.5)(1.10) = 26.95 \text{ KA}_{\text{asim}}, \text{ rms, int.}$$

Falla F₂ (66 KV)

Tiempo de partida de contactos 3 ciclos.

$$\frac{X}{R} = \frac{0.28}{0.008} = 35$$

$$K_a = 1.15$$

$$I_{CC}(F_2 \text{ Asim}) = (907)(1.15) = 1043 \text{ A}_{\text{asim}}, \text{ rms, int.}$$

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.

Ejemplo 4.2 (página 56)

Una industria va alimentarse en 20 KV, siendo la potencia de corto circuito en el punto de acometida de 500 MVA simétricas. 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).	real	Si
(b)	bus infinito	Si
(c)	real	No
(d)	bus infinito	No

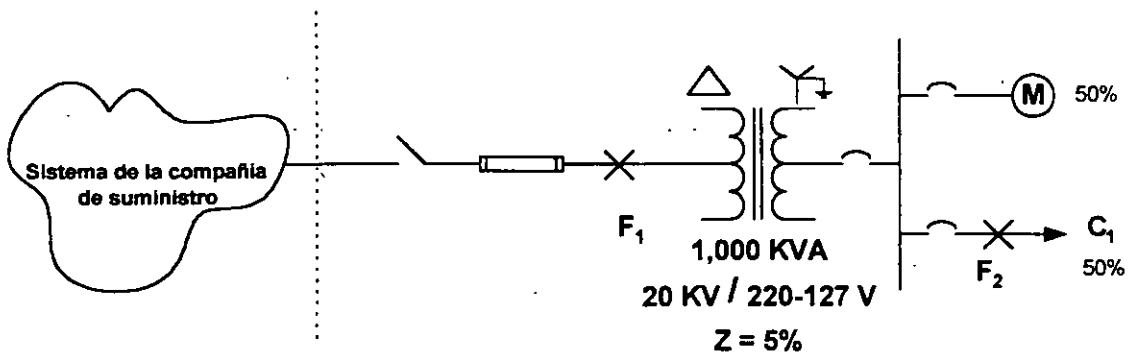
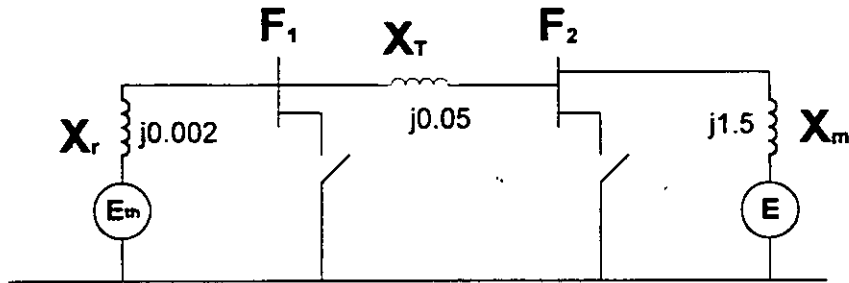


Figura. Diagrama unifilar de una fábrica alimentada en 20 KV.

Solución.

1.- Diagrama de reactancias.



2.- Valores base en cada nivel de tensión.

Zona de Baja tensión (220 V)

$$S_{B_I} = 1000 \text{ KVA} \cong 1 \text{ MVA}$$

$$V_{B_I} = 220 \text{ V} \cong 0.22 \text{ KV}$$

$$I_{B_I} = \frac{1000}{(\sqrt{3})(0.22)} = 2624 \text{ A}$$

Zona de M.T. (Zona II)

$$S_{B_{II}} = 1000 \text{ KVA} \cong 1 \text{ MVA}$$

$$V_{B_{II}} = 0.22 \left(\frac{20}{0.22} \right) = 20 \text{ kV}$$

$$I_{B_{II}} = \frac{1000}{(\sqrt{3})(20)} = 288.7 \text{ A}$$

3.- Uniformación de valores de reactancia.

$$X_r = \frac{S_B}{S_{CC}} = \frac{1}{500} = 0.002 \text{ p.u.}$$

$$X_T = 0.05$$

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 de 50 a 250 HP.

$$X_M = 3 * X_d' = 3 * (0.25) = 0.75$$

Cambio de base.

$$50\%(1000) = 500 \text{ KVA}$$

$$X_M = 0.75 \frac{1000}{500} = 1.5 \text{ pu}$$

5.- Reactancias vistas desde el punto de falla.

Falla 1

$$\text{a) } XF_2 = \frac{(0.002)(0.05 + 1.5)}{(0.002) + (0.05 + 1.5)} = 0.002 \text{ pu}$$

$$\text{b) Sin sentido (valor infinito } (\infty))$$

$$\text{c) } XF_2 = 0.002 + 0.05 = 0.052 \text{ pu}$$

$$\text{d) Sin sentido (valor infinito } (\infty))$$

Falla 2

$$\text{a) } XF_2 = \frac{(1.5)(0.05 + 0.002)}{(1.5) + (0.05 + 0.002)} = 0.05025 \text{ pu}$$

$$\text{b) } XF_2 = \frac{(1.5)(0.05)}{(1.5) + (0.05)} = 0.0484 \text{ pu}$$

$$\text{c) } XF_2 = 0.002 + 0.05 = 0.052 \text{ pu}$$

$$\text{d) } XF_2 = 0.05 \text{ pu}$$

6. Cálculo del valor simétrico de las corrientes de falla.

Falla 1

$$a) I_{cc} = \frac{1}{0.001997}(28.87) = 14,454 A$$

$$S_{cc} = (KV)(I_{cc})\sqrt{3} = (20)(14,454)\sqrt{3} = 500.7 MVA$$

$$b) I_{cc} = S_{cc} = \infty$$

$$c) I_{cc} = \frac{1}{0.002}(28.87) = 14,435 A$$

$$S_{cc} = (20)(14,435)\sqrt{3} = 500 MVA$$

$$d) I_{cc} = S_{cc} = \infty$$

Falla 2

$$a) I_{cc} = \frac{1}{0.05020}(2624) = 52,219 A$$

$$S_{cc} = (KV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(52,219)\sqrt{3} = 19.9 MVA$$

$$b) I_{cc} = \frac{1}{0.04838}(2624) = 54,237 A$$

$$S_{cc} = (KV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(54,237)\sqrt{3} = 20.7 MVA$$

$$c) I_{cc} = \frac{1}{0.052}(2624) = 50,462 A$$

$$S_{cc} = (KV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(50,462)\sqrt{3} = 19.2 MVA$$

$$d) I_{cc} = \frac{1}{0.05}(2624) = 52,480 A$$

$$S_{cc} = (KV)(I_{cc})\sqrt{3} = (0.22)(52,480)\sqrt{3} = 20 MVA$$

RESUMEN.

Falla 1 (20 Kv)

CASO	I_{cc} (kA)	S_{cc} (MVA)
a) $X_r = 0.002$ + aportaciones de motores	14.454	500.7
b) $X_r = 0$ + aportaciones de motores.	∞	∞
c) $X_r = 0.002$ sin aportaciones de motores.	14.435	500.00
d) $X_r = 0$ sin aportaciones de motores.	∞	∞

Falla 2 (220 V)

CASO	I_{cc} (kA)	S_{cc} (MVA)
a) $X_r = 0.002$ + aportaciones de motores	52.219	19.9
b) $X_r = 0$ + aportaciones de motores.	54.237	20.7
c) $X_r = 0.002$ sin aportaciones de motores.	50.462	19.2
d) $X_r = 0$ sin aportaciones de motores.	52.480	20.0

CAPACIDADES INTERRUPTIVAS DE INTERRUPTORES EN BAJA TENSION

INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS EN CAJA MOLDEADA

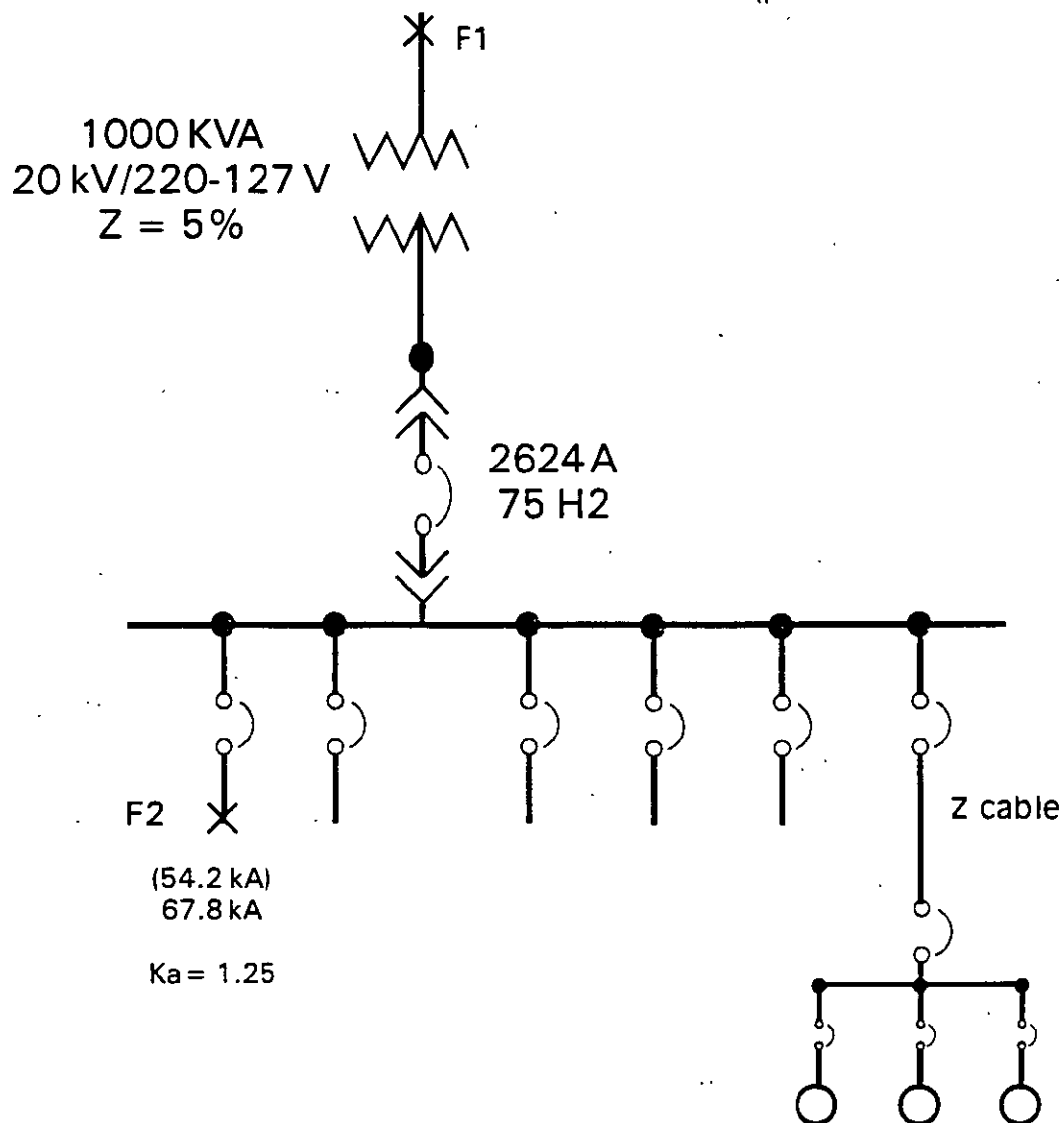
El valor entre paréntesis está dado en A simétricos

MARCO	A	240 V	480 V	MARCO	240 V	480 V
NEF	15-100	20 kA (18 kA)	15 kA (14 kA)	HEF	75 kA (65 kA)	30 kA (25 kA)
NFJ	70-225	30 kA (25 kA)	25 kA (22 kA)	HFJ		
NJL	70-500	50 kA (42 kA)	35 kA (30 kA)	HJL		40 kA (35 kA)
NM	125-1000			HM		

INTERRUPTORES ELECTROMAGNETICOS

MARCO	A	240 V	480 V
25 H2	100-600	50 kA	25 kA
50 H2	200-1600	75 kA	50 kA
65 H2	300-2000	100 kA	75 kA
75 H2	1600-4000	100 kA	75 kA
100 H2	2000-4000	150 kA	100 kA

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



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

CURSOS ABIERTOS

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA:

ANEXO

1997

No obstante que los explosores se coloquen dentro de un recipiente hermético de porcelana y que como consecuencia sean más controlables las características de disparo, se tienen las desventajas mencionadas anteriormente.

2.2 Resistencia no lineal limitadora de corriente

Con la finalidad de eliminar la necesidad de que los electrodos sean robustos y el hecho de que el interruptor libre la falla, se requiere el uso en forma adicional de una resistencia con características no lineales en serie con los explosores encerrados en un recipiente hermético.

La resistencia no lineal tiene por un lado la función de presentar una alta resistencia para limitar a valores aceptables, la corriente después de la descarga y por otro la de oponer una baja resistencia para que la corriente de la descarga atmosférica (rayo), no provoque una onda de tensión elevada que pueda ser perjudicial al equipo eléctrico.

3.3 Apartarrayos

Un apartarrayos debe actuar como un interruptor muy rápido, de manera casi instantánea para proteger los aislamientos de un equipo eléctrico, el cual se encuentra normalmente abierto, pero dispuesto a cerrar en el momento que aparezca una sobretensión transitoria de un valor prefijado y a reabrir rápidamente en cuanto el transitorio desaparece.

El apartarrayos se define como un dispositivo de protección que sirve para limitar una sobretensión transitoria en un equipo eléctrico, derivando a tierra la corriente transitoria asociada a la onda de tensión.

Un apartarrayos está constituido básicamente por los componentes siguientes, tal como se muestra en la Fig.7.

- a) Explosores de arqueo
- b) Sistema de extinción del arco
- c) Resistencia no lineal limitadora de corriente
($I = kE^n$)
- d) Resistencia en derivación no lineal.

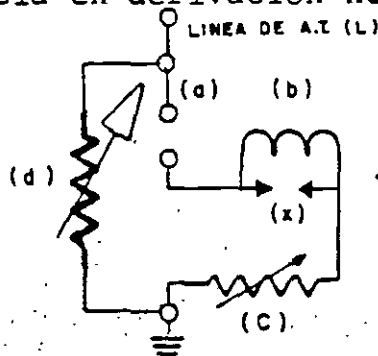


FIG. 7.- COMPONENTES PRINCIPALES DE UN APARTARRAYOS

En la Fig. 9 se muestra una gráfica de la tensión de las otras fases debido a la falla de una fase a tierra contra relación X_0/X_1 para diferentes valores de R_0/X_1 .

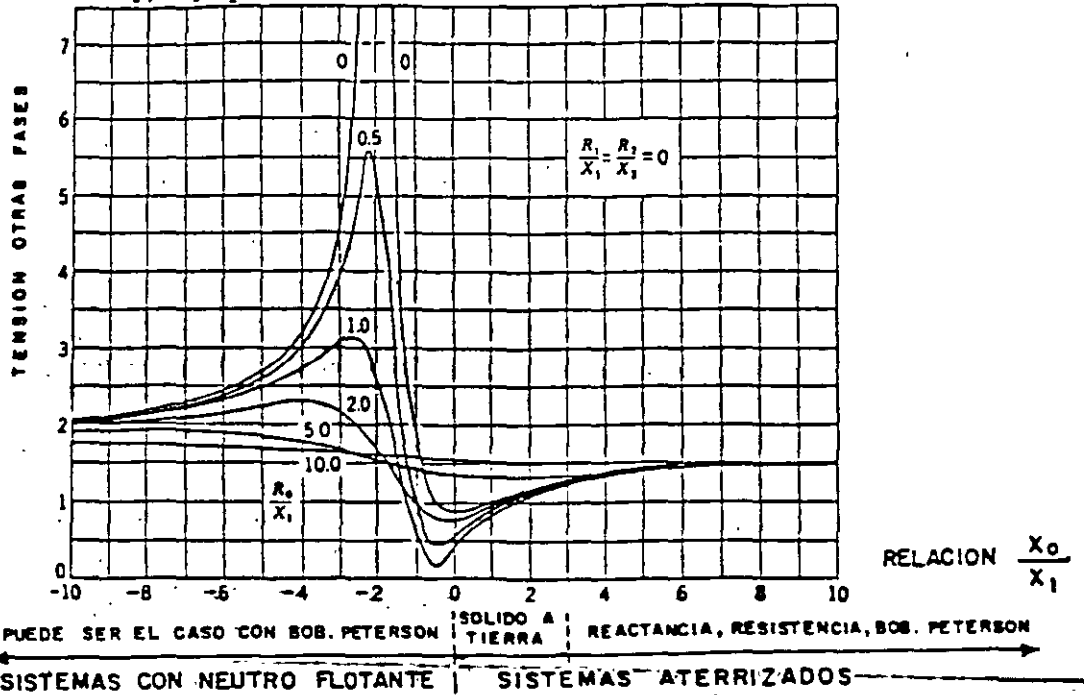


FIG. 9.- TENSION OTRAS FASES DEBIDO A LA FALLA DE UNA FASE A TIERRA VS RELACION X_0/X_1 .

Suponiendo que $R_1=R_2=0$ entonces $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ y se puede construir para la relación $\frac{R_0}{X_1} = 0$, 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
$\pm \infty$	$\sqrt{3}$

b) Tensión nominal (rating voltage)

Una vez que se sabe la forma en que se encuentra conectado el 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 --

- a) - De la importancia de la instalación
- b) - De la probabilidad de ocurrencia de las más altas corrientes
- c) - Del nivel de aislamiento de la línea.

Un criterio conservativo consiste en considerar una corriente de descarga de 20 kA. Existe otro menos conservativo que considera una corriente de 10 kA.

Para facilitar la selección de un apartarrayos, en el Cuadro 2 se dan las características típicas de los apartarrayos de distribución.

LINEA A TIERRA TENSION NOMINAL kV (rms)	MAXIMA DESCARGA FRENTE ONDA NORMA ANSI		MAXIMA DESCARGA ONDA	MAXIMA DESCARGA ONDA	MINIMA DESCARGA A 60 Hz kV cresta	TENSION MAXIMA DE DESCARGA PARA UNA CORRIENTE DE DESCARGA 8/20 μ s					
	C62.1 1971	C62.1 1974	1.2/50 μ s kV cresta	250/2500 μ s kV cresta		1.5 kA	5.0 kA	10.0 kA	15.0 kA	20.0 kA	40.0 kA
	3	11	11	10		8.25	4.5	5	6.4	7.3	7.8
4.5	16.5	16.5	15	12.4	6.8	7.4	9.5	10.8	11.6	12.3	15
6	19	19	16	15.5	9	9.8	12.6	14.3	15.3	16.3	20
7.5	24	24	20	19.5	11.3	12.2	15.7	17.7	19	20.3	25
	28.5	28.5	24	23.5	13.5	14.6	18.8	21.2	22.7	24.3	30
	37	37	32	31	18	19.4	24.9	28.1	30.2	32.1	35
15	46.5	46.5	40	39	22.5	24.2	31	35	37.5	40	45
18	55.5	55.5	48	46.5	27	28.9	37.1	41.8	44.8	47.8	55
21	65	65	56	55.5	31.5	33.7	43.2	48.7	52.3	55.5	65
24	74	74	64	62	36	38.4	49.2	55.5	59.5	63.5	75
27	83	83	72	70	40.5	43.1	55.3	62.5	67	71.2	85
30	92	92	80	78	45	47.8	61.5	69.5	74.5	79	95

d) Coordinación de aislamientos

En la práctica por razones de tipo económico en los sistemas eléctricos, siempre se tiene el riesgo de que presente un disturbio por sobretensiones, que puede dañar algunos de los componentes del circuito y como consecuencia ocasionar una interrupción en el servicio.

Las técnicas y medidas adoptadas para reducir razonablemente este riesgo se conoce como coordinación de aislamientos.

Para una instalación de distribución, es suficiente la coordinación de los aislamientos para descargas atmosféricas (frente de onda y tensión residual), de acuerdo al criterio siguiente:

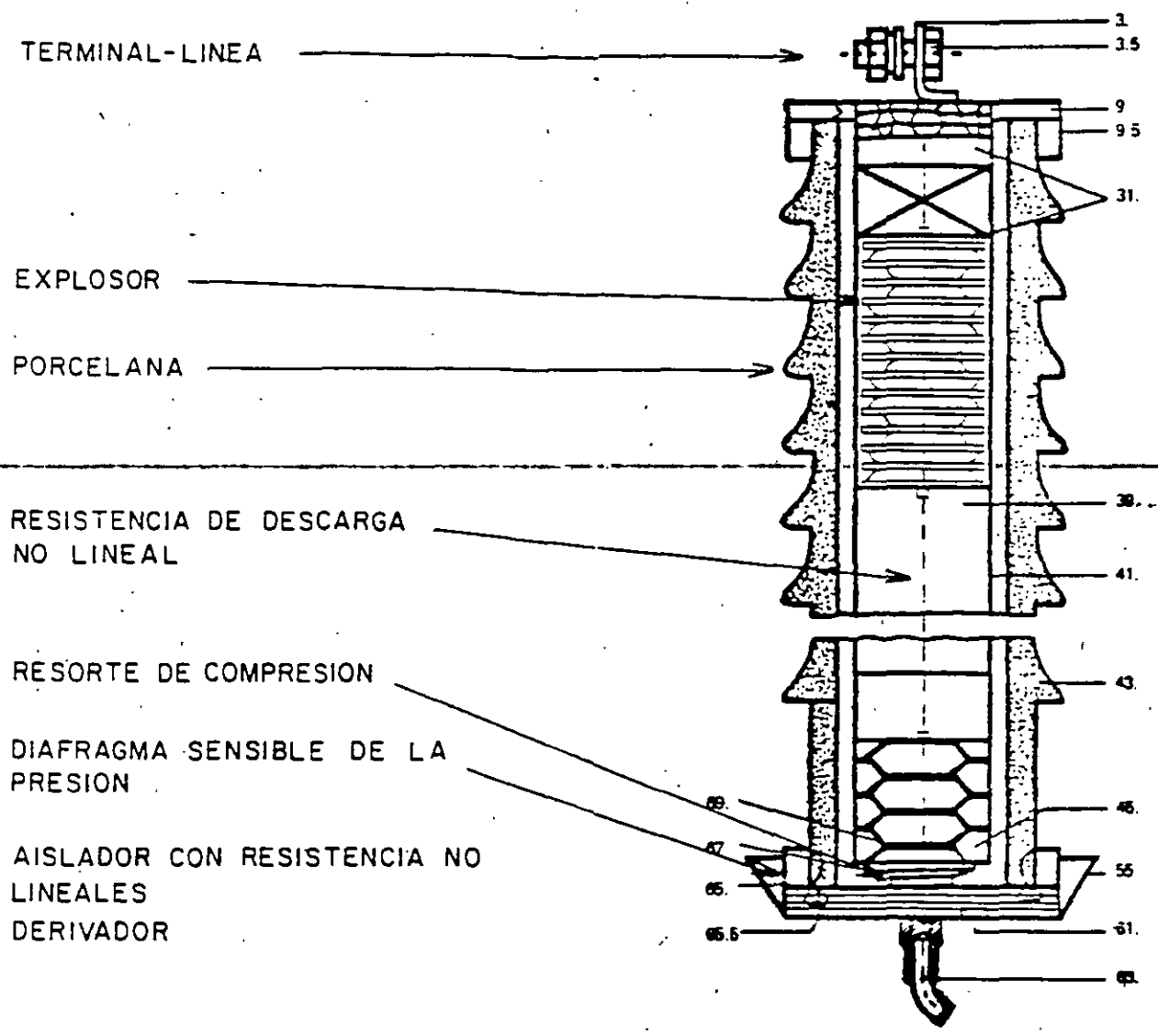
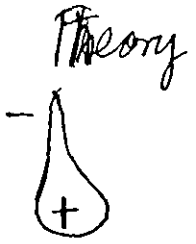
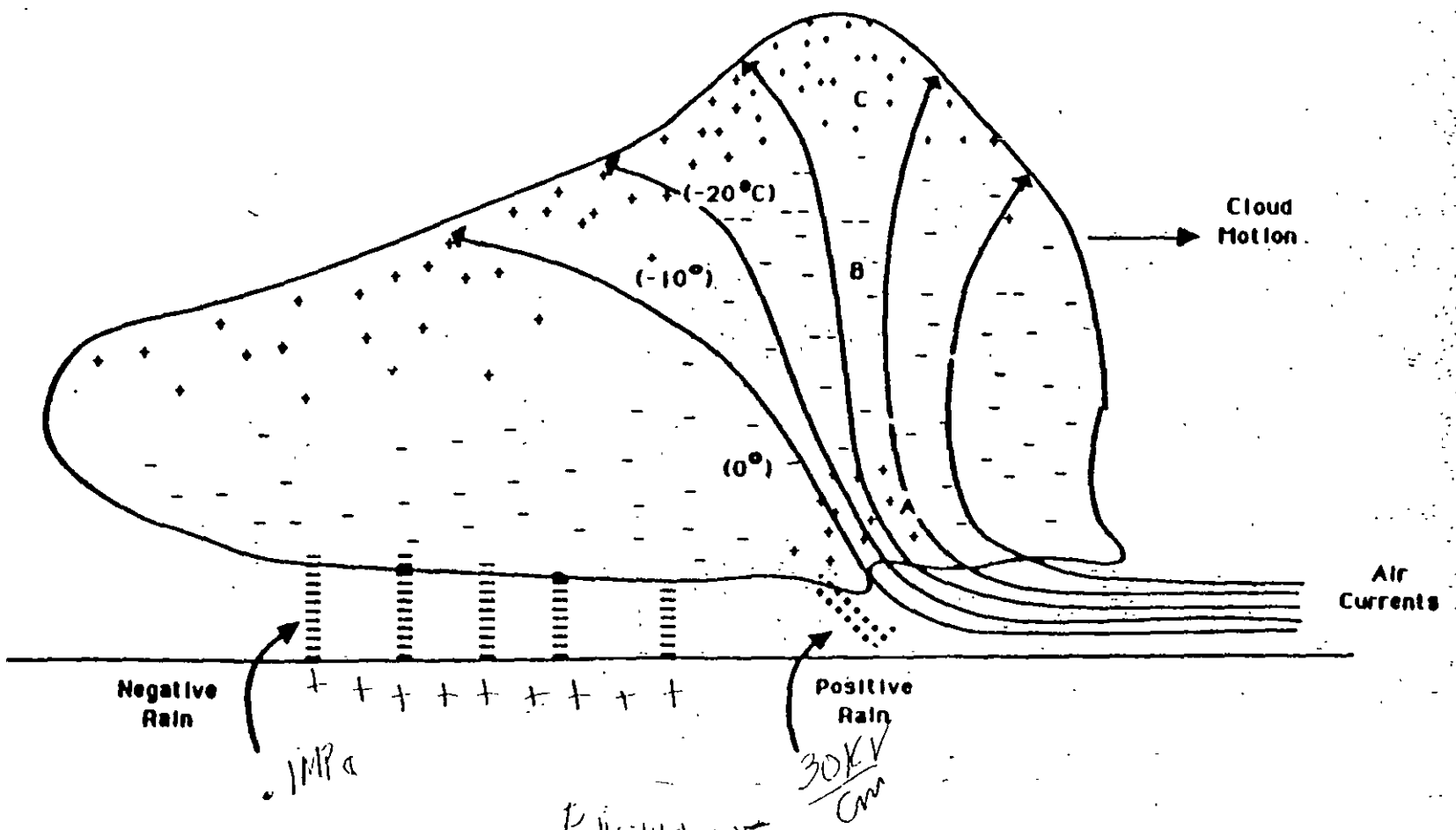


FIGURA. VISTA DE CORTE DE UN APARTARRAYOS.



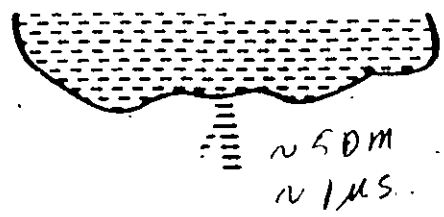
earth net
 Charge = $5 \times 10^5 \text{ C}$
 $E = 0.13 \frac{\text{KV}}{\text{m}}$
 ↓ ↓ ↓

CHARGE DISTRIBUTION WITHIN A CLOUD

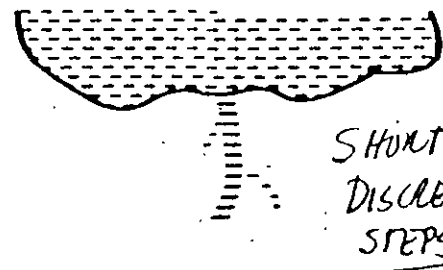


7.2

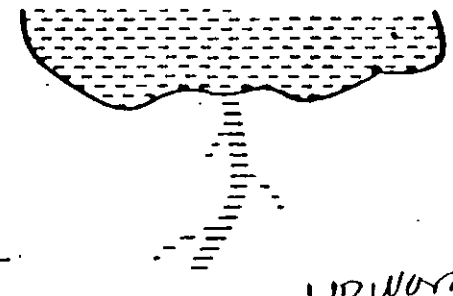
GENERATION OF A LIGHTNING FLASH $C = \frac{5}{7}(E+32)$



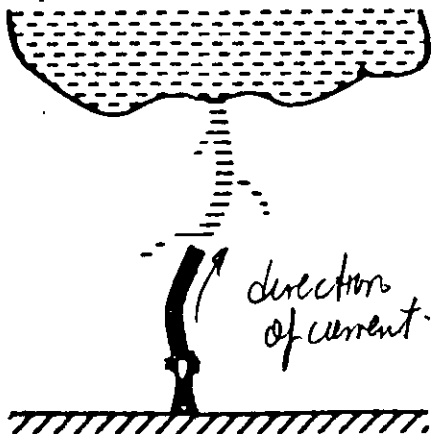
a) Downward Progression of the Leader



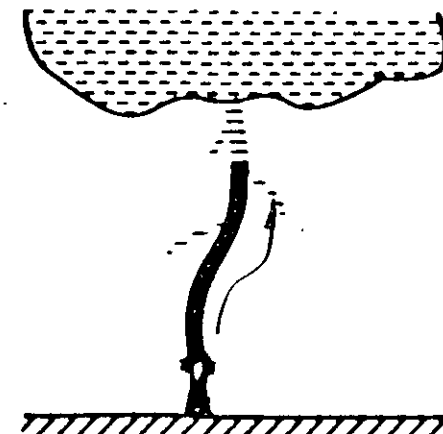
b) Downward Progression of the Leader



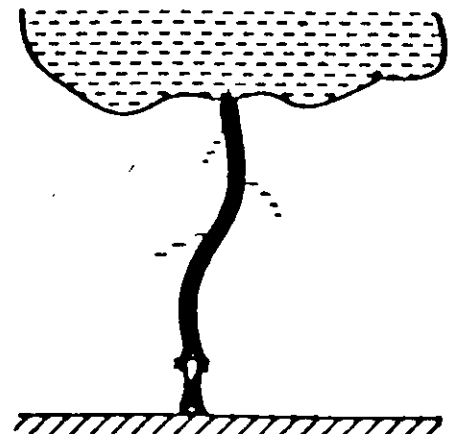
c) Development of an Upward Leader



d) Junction of Downward and Upward Leaders and Beginning of Return Stroke



e) Continued Growth of the Return Stroke



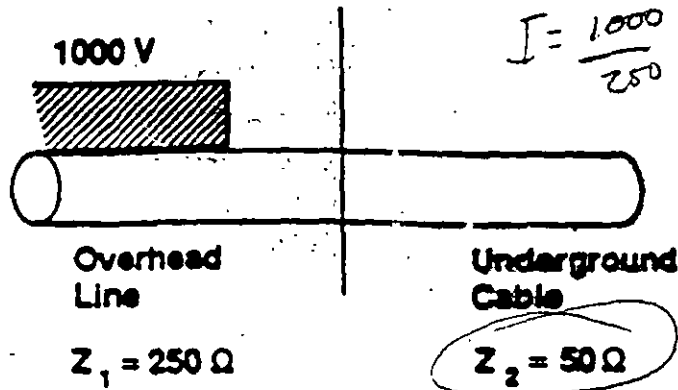
f) Continued Growth of the Return Stroke

Estm. Total Charge = $5 \times 10^5 C$
 $E = 0.13 \frac{KV}{m}$

7.2

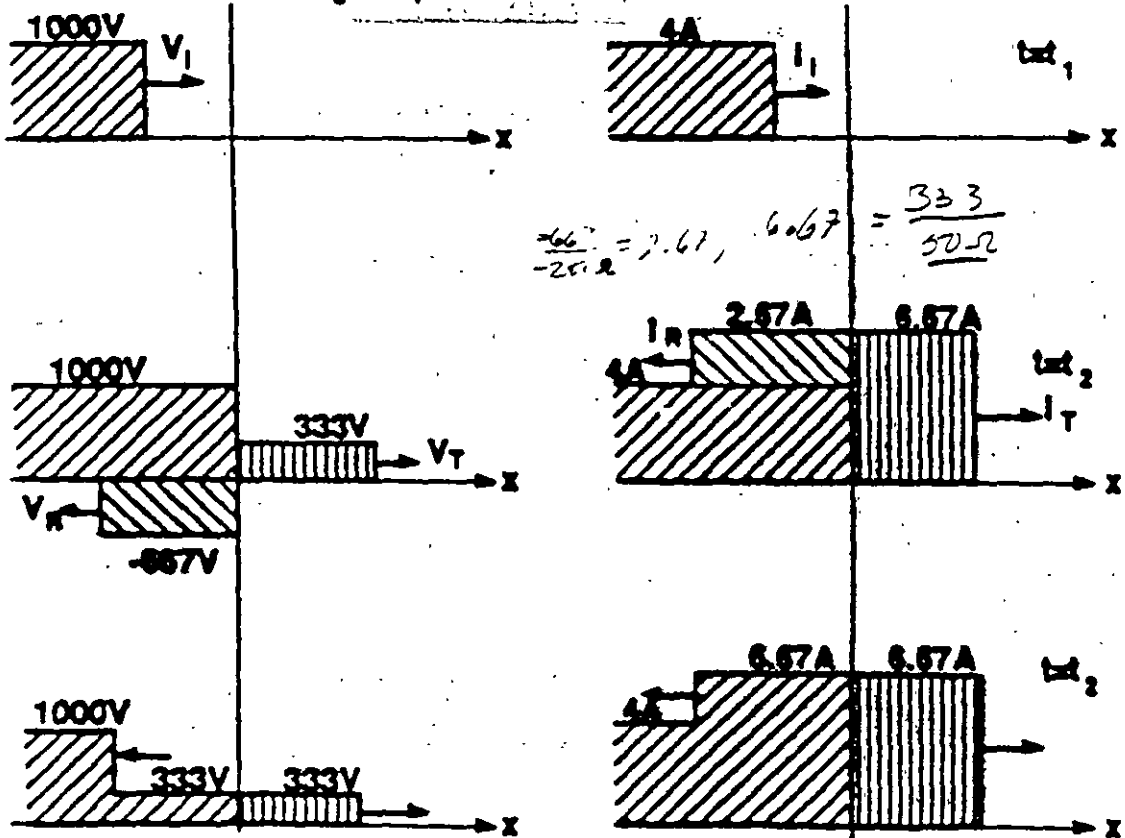
TYPICAL CASES:

A) LINE - CABLE JUNCTION, $Z_1 > Z_2$

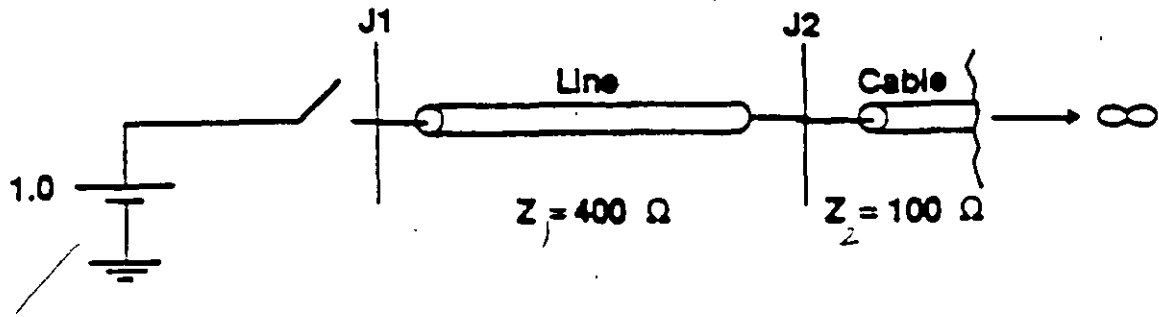


Spacial Plot $\Gamma = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} = -\frac{2}{3}$

$1 + \Gamma = \frac{1}{3}$



Numerical Example:



impedance is 0

$$\Gamma_1 = -1$$

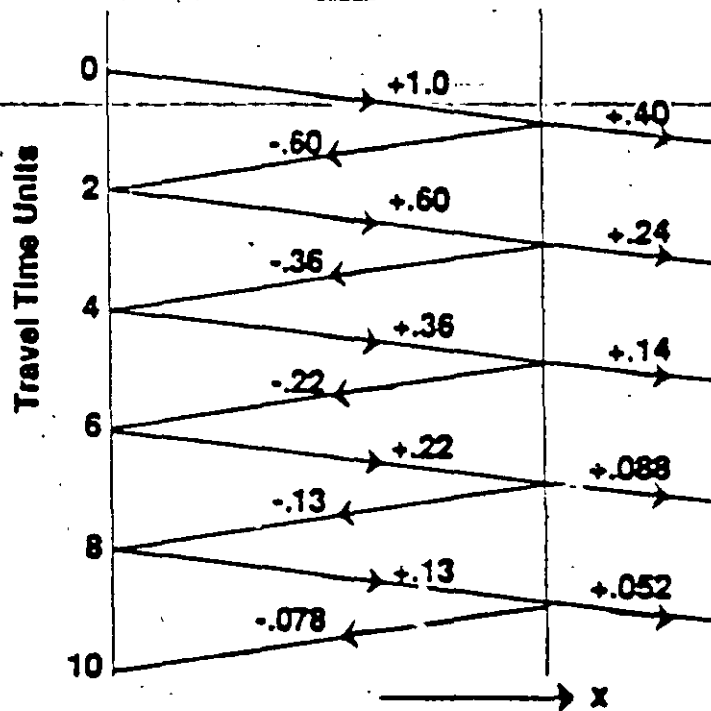
$$\Gamma_2 = -0.6$$

$$\lambda_1 = 0$$

$$\lambda_2 = 0.4$$

$$(1 + \Gamma_1) = 1 - 1 = 0$$

$$\lambda_2 = (1 + \Gamma) = (1 - 0.6) = 0.4$$



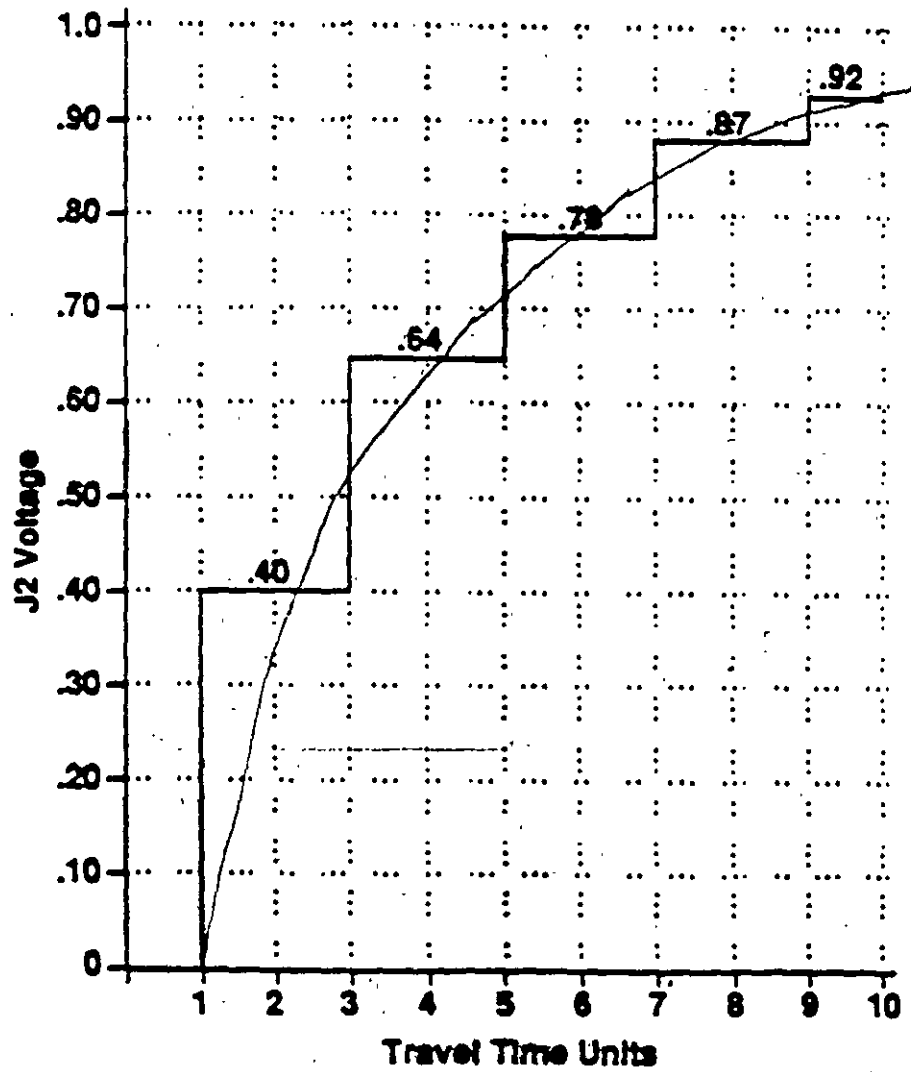
Voltage Lattice Diagram

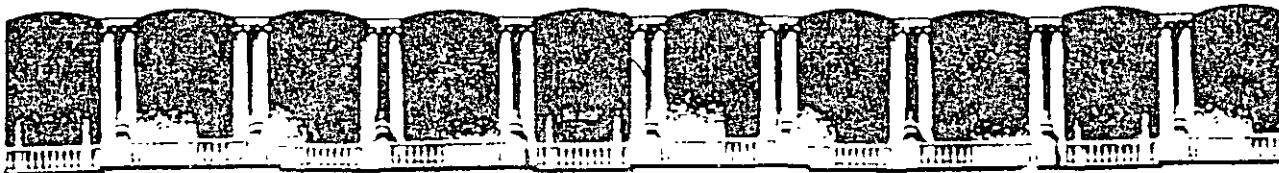
$$\Gamma_2 = \frac{100 - 400}{100 + 400} = -0.6$$

$$\Gamma_1 = \frac{0 - 400}{0 + 400} = -1$$



VOLTAGE AT LINE-CABLE JUNCTION





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

INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

TABLE 12-10

Table 12-10
FULL-LOAD EFFICIENCIES OF ENERGY EFFICIENT MOTORS

OPEN MOTORS								
Hp	2 POLE		4 POLE		6 POLE		8 POLE	
	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency
1.0	—	—	82.5	80.0	80.0	77.0	74.0	70.0
1.5	82.5	80.0	84.0	81.5	84.0	81.5	75.5	72.0
2.0	84.0	81.5	84.0	81.5	85.5	82.5	85.5	82.5
3.0	84.0	81.5	86.5	84.0	86.5	84.0	86.5	84.0
5.0	85.5	82.5	87.5	85.5	87.5	85.5	87.5	85.5
7.5	87.5	85.5	88.5	86.5	88.5	86.5	88.5	86.5
10.0	88.5	86.5	89.5	87.5	90.2	88.5	89.5	87.5
15.0	89.5	87.5	91.0	89.5	90.2	88.5	89.5	87.5
20.0	90.2	88.5	91.0	89.5	91.0	89.5	90.2	88.5
25.0	91.0	89.5	91.7	90.2	91.7	90.2	90.2	88.5
30.0	91.0	89.5	92.4	91.0	92.4	91.0	91.0	89.5
40.0	91.7	90.2	93.0	91.7	93.0	91.7	91.0	89.5
50.0	92.4	91.0	93.0	91.7	93.0	91.7	91.7	90.2
60.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.6	92.4	92.4	91.0
75.0	93.0	91.7	94.1	93.0	93.6	92.4	93.6	92.4
100.0	93.0	91.7	94.1	93.0	94.1	93.0	93.6	92.4
125.0	93.6	92.4	94.5	93.6	94.1	93.0	93.6	92.4
150.0	93.6	92.4	95.0	94.1	94.5	93.6	93.6	92.4
200.0	94.5	93.6	95.0	94.1	94.5	93.6	93.6	92.4
250.0	94.5	93.6	95.4	94.3	95.4	94.5	94.5	93.6
300.0	95.0	94.1	95.4	94.5	95.4	94.5	—	—
350.0	95.0	94.1	95.4	94.5	95.4	94.5	—	—
400.0	95.4	94.5	95.4	94.5	—	—	—	—
450.0	95.8	95.0	95.8	95.0	—	—	—	—
500.0	95.8	95.0	95.8	95.0	—	—	—	—

ENCLOSED MOTORS								
Hp	2 POLE		4 POLE		6 POLE		8 POLE	
	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency
1.0	75.5	72.0	82.5	80.0	80.0	77.0	74.0	70.0
1.5	82.5	80.0	84.0	81.5	85.5	82.5	77.0	74.0
2.0	84.0	81.5	84.0	81.5	86.5	84.0	82.5	80.0
3.0	85.5	82.5	87.5	85.5	87.5	85.5	84.0	81.5
5.0	87.5	85.5	87.5	85.5	87.5	85.5	85.5	82.5
7.5	88.5	86.5	89.5	87.5	89.5	87.5	85.5	82.5
10.0	89.5	87.5	89.5	87.5	89.5	87.5	88.5	86.5
15.0	90.2	88.5	91.0	89.5	90.2	88.5	88.5	86.5
20.0	90.2	88.5	91.0	89.5	90.2	88.5	89.5	87.5
25.0	91.0	89.5	92.4	91.0	91.7	90.2	89.5	87.5
30.0	91.0	89.5	92.4	91.0	91.7	90.2	91.0	89.5
40.0	91.7	90.2	93.0	91.7	93.0	91.7	91.0	89.5
50.0	92.4	91.0	93.0	91.7	93.0	91.7	91.7	90.2
60.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.6	92.4	91.7	90.2
75.0	93.0	91.7	94.1	93.0	93.6	92.4	93.0	91.7

Continued

Table 12-10 continued

ENCLOSED MOTORS								
Hp	2 POLE		4 POLE		6 POLE		8 POLE	
	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency
100.0	93.6	92.4	94.5	93.6	94.1	93.0	93.0	91.7
125.0	94.5	93.6	94.5	93.6	94.1	93.0	93.6	92.4
150.0	94.5	93.6	95.0	94.1	95.0	94.1	93.6	92.4
200.0	95.0	94.1	95.0	94.1	95.0	94.1	94.1	93.0
250.0	95.4	94.5	95.0	94.1	95.0	94.1	94.5	93.6
300.0	95.4	94.5	95.4	94.5	95.0	94.1	—	—
350.0	95.4	94.5	95.4	94.5	95.0	94.1	—	—
400.0	95.4	94.5	95.4	94.5	—	—	—	—
450.0	95.4	94.5	95.4	94.5	—	—	—	—
500.0	95.4	94.5	95.8	95.0	—	—	—	—

Table 12-11
FULL-LOAD EFFICIENCIES OF DESIGN E MOTORS

OPEN MOTORS								
Hp	2 POLE		4 POLE		6 POLE		8 POLE	
	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency
0.75	—	—	—	—	82.5	80.0	—	—
1.0	—	—	86.5	84.0	84.0	81.5	78.5	75.5
1.5	86.5	84.0	87.5	85.5	87.5	85.5	81.5	78.5
2.0	87.5	85.5	87.5	85.5	88.5	86.5	88.5	86.5
3.0	87.5	85.5	89.5	87.5	89.5	87.5	89.5	87.5
5.0	88.5	86.5	90.2	88.5	90.2	88.5	90.2	88.5
7.5	90.2	88.5	91.0	89.5	91.0	89.5	91.0	89.5
10.0	91.0	89.5	91.7	90.2	92.4	91.0	91.7	90.2
15.0	91.0	89.5	92.4	91.0	92.4	91.0	91.7	90.2
20.0	92.4	91.0	93.0	91.7	92.4	91.0	92.4	91.0
25.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.6	92.4	92.4	91.0
30.0	93.0	91.7	94.1	93.0	93.6	92.4	93.0	91.7
40.0	93.6	92.4	94.5	93.6	94.5	93.6	93.0	91.7
50.0	93.6	92.4	95.4	94.5	94.5	93.6	93.6	92.4
60.0	93.6	92.4	95.4	94.5	95.0	94.1	94.1	93.0
75.0	94.5	93.6	95.4	94.5	95.4	94.5	95.0	94.1
100.0	95.0	94.1	95.4	94.5	95.4	94.5	95.0	94.1
125.0	95.4	94.5	95.4	94.5	95.4	94.5	95.0	94.1
150.0	95.8	95.0	95.8	95.0	95.8	95.0	95.4	94.5
200.0	95.8	95.0	95.8	95.0	95.8	95.0	95.4	94.5
250.0	95.8	95.0	96.2	95.4	96.2	95.4	95.8	95.0
300.0	96.2	95.4	96.2	95.4	96.2	95.4	—	—
350.0	96.2	95.4	96.5	95.8	96.5	95.8	—	—
400.0	96.5	95.8	96.5	95.8	—	—	—	—
450.0	96.5	95.8	96.8	96.2	—	—	—	—
500.0	96.8	96.2	96.8	96.2	—	—	—	—

Continued

Table 12-11 continued

Hp	ENCLOSED MOTORS							
	2 POLE		4 POLE		6 POLE		8 POLE	
	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency	Nominal Efficiency	Minimum Efficiency
0.75	—	—	—	—	82.5	80.0	—	—
1.0	—	—	86.5	84.0	84.0	81.5	78.5	75.5
1.5	86.5	82.5	87.5	85.5	86.5	84.0	82.5	80.0
2.0	87.5	86.5	87.5	85.5	88.5	86.5	86.5	84.0
3.0	88.5	85.5	88.5	86.5	89.5	87.5	88.5	86.5
5.0	90.2	88.5	89.5	87.5	90.2	88.5	89.5	87.5
7.5	91.0	89.5	90.2	88.5	91.7	90.2	89.5	87.5
10.0	91.0	89.5	91.0	89.5	92.4	91.0	91.0	89.5
15.0	91.7	90.2	92.4	91.0	92.4	91.0	91.0	89.5
20.0	92.4	91.0	93.0	91.7	92.4	91.0	91.7	90.2
25.0	93.0	91.7	93.6	92.4	93.6	92.4	91.7	90.2
30.0	93.6	92.4	94.1	93.0	93.6	92.4	92.4	91.0
40.0	94.1	93.0	94.5	93.6	94.1	93.0	92.4	91.0
50.0	94.5	93.6	95.0	94.1	94.1	93.0	93.0	91.7
60.0	94.5	93.6	95.0	94.1	95.0	94.1	93.0	91.7
75.0	94.5	93.6	95.4	94.5	95.0	94.1	93.6	92.4
100.0	95.0	94.1	95.4	94.5	95.4	94.5	93.6	92.4
125.0	95.4	94.5	95.8	95.0	95.4	94.5	94.5	93.6
150.0	95.8	95.0	95.8	95.0	95.8	95.0	94.5	93.6
200.0	96.2	95.4	96.2	95.4	96.2	95.4	95.0	94.1
250.0	96.2	95.4	96.2	95.4	96.2	95.4	95.4	94.5
300.0	96.2	95.4	96.2	95.4	96.2	95.4	—	—
350.0	96.5	95.8	96.5	95.8	96.5	95.8	—	—
400.0	96.5	95.8	96.5	95.8	—	—	—	—
450.0	96.5	95.8	96.8	96.2	—	—	—	—
500.0	96.8	96.2	96.8	96.2	—	—	—	—

- b. Using 500 volts direct current, take a 10-minute insulation resistance measurement. The insulation resistance value shall be not less than the minimum recommended in IEEE Std 43. (Insulation resistance in megohms \geq machine rated kilovolts plus 1.)
- c. Subject the winding to a 60-hertz high potential test of 1.15 times the rated line-to-line rms voltage for 1 minute. Water must be at ground potential during this test.
- d. Using 500 volts direct current, take a 1-minute insulation resistance measurement. The insulation resistance value shall not be less than the minimum recommended in IEEE Std 43. (Insulation resistance in megohms \geq machine rated kilovolts plus 1.)
- e. Remove winding from water, rinse if necessary, dry, and apply other tests as may be required.

12.63 MACHINE WITH MOISTURE RESISTANT WINDINGS—CONFORMANCE TEST

An alternating-current squirrel-cage machine with moisture resistant windings shall be capable of passing the following test.

- a. After the stator is completed, join all leads together and place it in a chamber with 100 percent relative humidity and 40°C temperature for 168 hours, during which time visible condensation shall be standing on the winding.
- b. After 168 hours remove the stator winding from the chamber and within 5 minutes using 500 volt direct current take a 1 minute insulation resistance measurement following the procedure as outlined in IEEE Std 43. The insulation resistance value shall not be less than 1.5 megohms.

NOTES

- 1—The above test is recommended as a test on a representative sample or prototype and should not be construed as a production test.
- 2—The sealed winding conformance test in 20.49 shall be permitted to be used in place of this test procedure to demonstrate moisture resistance of a prototype.



El ahorro anual en costo para dos motores de diferentes eficiencias operando a la misma carga puede calcularse como sigue:

$$S = 0.746 \times CP \times P \times H \left(\frac{100}{E_2} - \frac{100}{E_1} \right)$$

donde:

S = Ahorro anual (\$/año)

CP = caballos de potencia del motor

P = Costo de energía (\$/kWhr)

H = Tiempo de trabajo, (hr/año)

E₁, E₂ = eficiencias de los motores o sistemas a ser comparados.

Si consideramos el ejemplo de un motor de 40 CP operando 4000 hrs/año a un costo de energía de \$200.00/kWhr. Calculamos el ahorro anual para un motor con 91.7% de eficiencia nominal contra otro de 89.0% de eficiencia nominal.

$$\begin{aligned} S &= 0.746 \times 40 \times 200 \times 4000 \left(\frac{100}{89} - \frac{100}{91.7} \right) \\ &= \$789,757.00/\text{año} \end{aligned}$$



Se pueden calcular los años para recuperar la inversión:

$$\text{Recuperación en años} = \frac{\text{Premio en costo}}{\text{Ahorro anual}}$$

Donde Premio en Costo = diferencia en costo entre los dos motores o sistemas a ser comparados. Para el motor de 40 CP de nuestro ejemplo:

Motor estándar HTCCVE= \$3,880,000.00

Motor de alta eficiencia HTCCVE= \$4,660,000.00

$$\text{Recuperación en años} = \frac{4,660,000.00 - 3,880,000.00}{789,757}$$

$$= 0.99 \text{ años} \approx 1 \text{ año.}$$



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

CURSOS ABIERTOS

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA:

PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS

**EXPOSITOR: ING. ENRIQUE JIMÉNEZ OLMOS
1997**

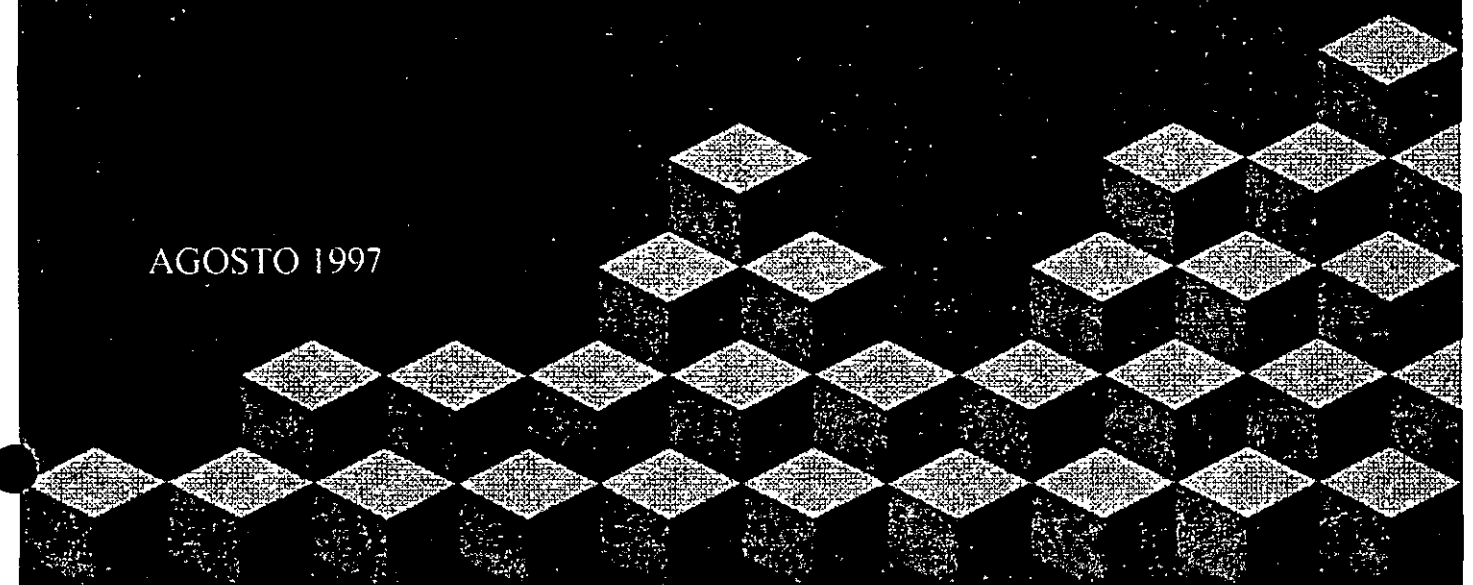
INSTALACIONES ELECTRICAS
INDUSTRIALES

PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS

TEMA 10

ING. ENRIQUE JIMENEZ OLMOS

AGOSTO 1997



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 se 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

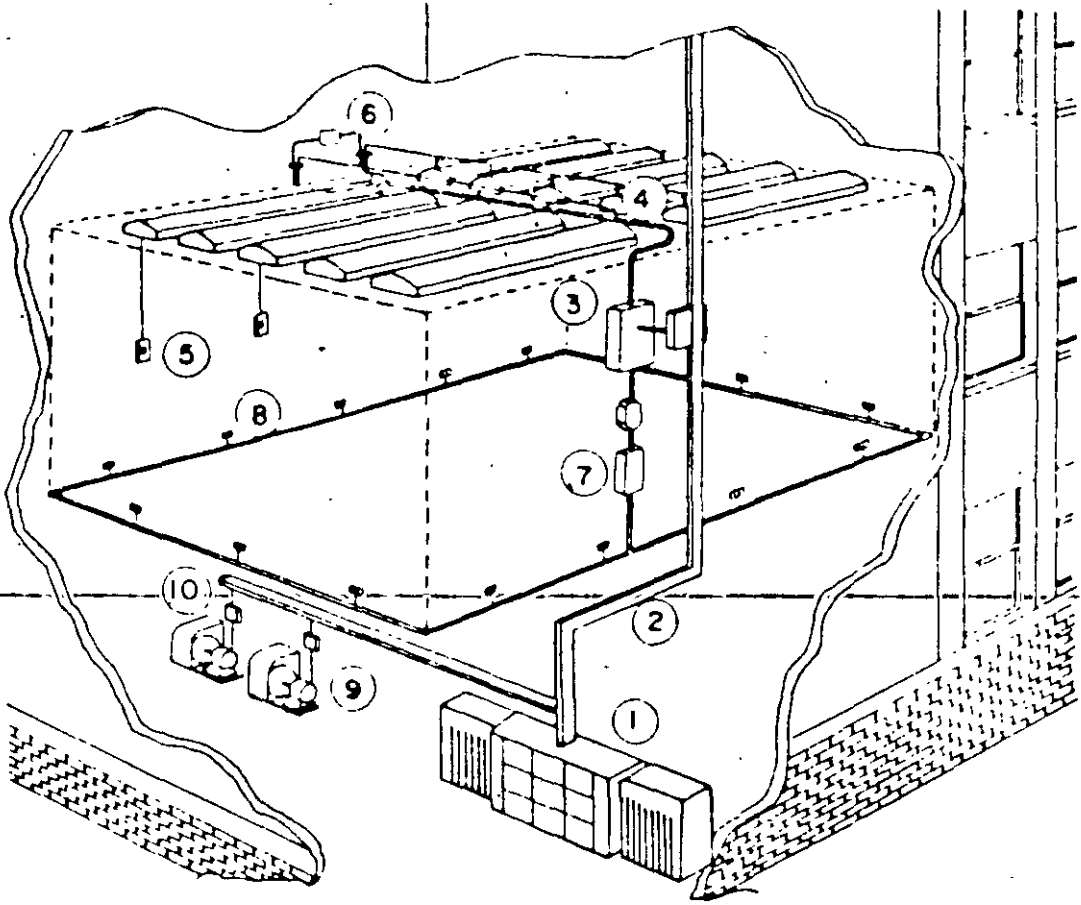
g) MEDIDOR DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

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 megaoohms 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

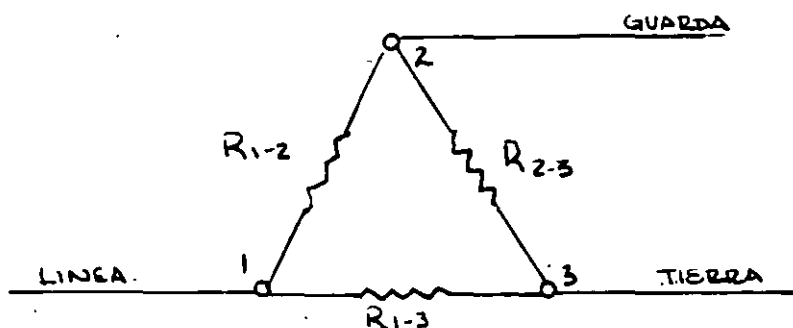
$$R_c = K_t \times R_t$$
 - R_c= Resistencia de aislamiento en megaohms corregida a la temperatura base.
 - R_t= Resistencia de aislamiento a la temperatura que se efectuó la prueba.
 - K_t= Coeficiente de corrección por temperatura.

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) Aterrixe 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 periodo 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 limite, 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 :

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MVA leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

$$\text{MVA actuales} = 0.16 \times \text{MW leídos} \times (\text{KV pba})^2$$

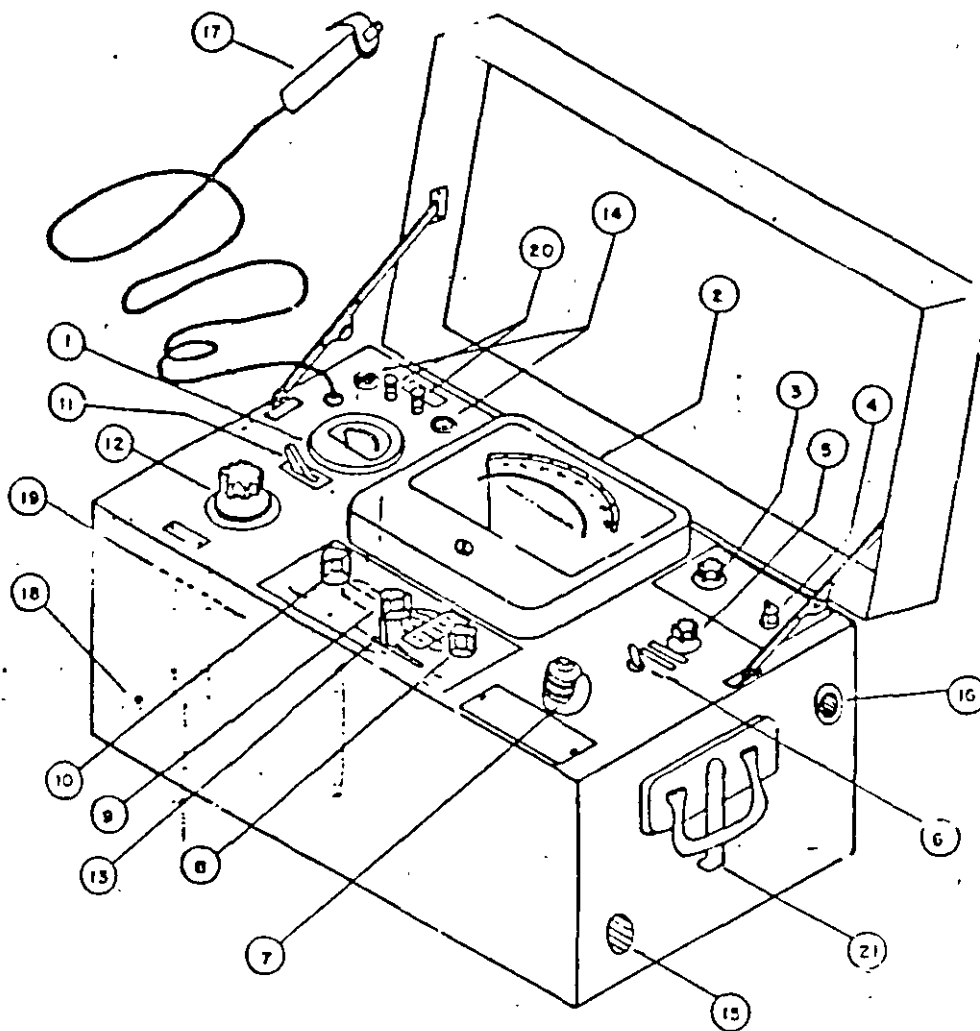
3.1- PROCEDIMIENTO DE OPERACION DEL EQUIPO MEU.

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 MILLIWATTS (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 :

$$C = 0.425 \times MVA \quad (\text{pf a } 2.5 \text{ KV})$$

Otra característica que puede medir el equipo de prueba es la resistencia equivalente en C.A. a través de la siguiente expresión

$$R = \frac{6250}{MW} \quad \text{Megaohm a } 2.5 \text{ KV}$$

FACTORS FOR USE IN CONVERTING POWER LOSS
AT TEST TEMPERATURE TO POWER FACTORS AT 20°C

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 T and U	Types COI, COS, SOT
87	79	1.24	1.00	0	32.0	1.09	.93	1.00	1.18	1.26	1.02	
88	81	1.22	↑	2	35.6	1.09	.95	1.00	1.16	1.24	1.02	
91	83	1.20	↑	4	39.2	1.09	.97	1.00	1.15	1.21	1.02	
92	85	1.17	↑	6	42.8	1.08	.98	1.00	1.13	1.19	1.01	
93	87	1.15	↑	8	46.4	1.08	.99	1.00	1.11	1.16	1.01	
94	89	1.12	↑	10	50.0	1.07	.99	1.00	1.10	1.14	1.01	0.88
95	92	1.10	↑	12	53.6	1.06	.99	1.00	1.08	1.11	1.01	0.90
96	94	1.06	↑	14	57.2	1.05	1.00	1.00	1.06	1.08	1.01	0.93
98	95	1.05	↑	16	60.8	1.04	1.00	1.00	1.04	1.06	1.00	0.95
99	98	1.03	↑	18	64.4	1.02	1.00	1.00	1.02	1.03	1.00	0.98
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
1.01	1.03	.98	↓	22	71.6	.97	.99	.99	.97	.97	1.00	1.02
1.02	1.05	.96	↓	24	75.2	.93	.97	.99	.94	.93	1.00	1.04
1.03	1.07	.94	↓	26	78.8	.90	.96	.98	.91	.90	.99	1.07
1.04	1.09	.91	↓	28	82.4	.85	.94	.97	.88	.87	.99	1.09
1.05	1.12	.88	↓	30	86.0	.81	.92	.96	.86	.84	.98	1.11
1.06	1.14	.86	↓	32	89.6	.77	.89	.95	.83	.81	.97	1.13
1.07	1.17	.84	↓	34	93.2	.73	.87	.94	.80	.77	.97	1.15
1.07	1.19	.82	↓	36	96.8	.69	.84	.93	.77	.74	.96	1.17
1.08	1.21	.80	↓	38	100.4	.65	.81	.91	.74	.70	.95	1.19
1.08	1.23	.78	↓	40	104.0	.61	.78	.89	.70	.67	.94	1.21
1.09	1.26	.76	↓	42	107.6		.74	.87	.67	.63	.93	1.22
1.10	1.28	.74	↓	44	111.2		.70	.85	.63	.60	.91	1.24
1.10	1.30	.72	↓	46	114.8		.64	.83	.61	.56	.89	1.25
1.11	1.31	.70	↓	48	118.4		.58	.82	.58	.53	.87	1.26
1.11	1.33	.68	↓	50	122.0		.52	.80	.56	.50	.86	1.27
1.11	1.34	.66	↓	52	125.6			.79	.53	.47	.84	1.28
1.11	1.36	.64	↓	54	129.2			.78	.51	.44	.82	1.29
1.11	1.37	.62	↓	56	132.8			.77	.49	.41	.79	1.30
1.12	1.37	.60	↓	58	136.4			.76	.46	.38	.77	1.31
1.12	1.38	.58	1.00	60	140.0			.74	.44	.36	.75	1.32



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		OHIO BRASS				PASSONI VILLA	WESTINGHOUSE		
Class PRC 15-69 kV	Class POC 15-765 kV	Types P, PA, PB	Types WTxF	25-69 kV	Above 69 kV	°C	°F	Class G or L 46-138 kV	Class L 7.5 34.5 kV	Class GK 15. 500 kV	Class 1K 15 69 kV	Types PTAO, 3 PVF 25-230 kV	Con- densor, except Type O	Types O O AI OC	Types O + and O + C
.81	1.00	.68	--	1.55	1.13	0	32.0	1.54	1.29	.90	.85	.65	1.61	.88	.87
.83	↑	.70	--	1.49	1.11	2	35.6	1.47	1.26	.91	.86	.69	1.52	.89	.89
.86	↑	.72	--	1.43	1.10	4	39.2	1.40	1.24	.91	.87	.74	1.44	.90	.91
.88	↑	.76	--	1.37	1.08	6	42.8	1.34	1.21	.92	.89	.78	1.36	.91	.92
.89	↑	.79	--	1.31	1.07	8	46.4	1.29	1.19	.92	.90	.82	1.30	.93	.93
.92	↑	.82	--	1.25	1.06	10	50.0	1.24	1.16	.93	.92	.86	1.23	.94	.94
.94	↑	.85	--	1.20	1.05	12	53.6	1.18	1.12	.94	.93	.89	1.18	.95	.95
.95	↑	.87	1.00	1.15	1.04	14	57.2	1.14	1.09	.95	.95	.92	1.13	.96	.96
.97	↑	.93	1.00	1.10	1.02	16	60.8	1.09	1.06	.97	.96	.95	1.09	.98	.98
.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	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.00	↓	1.02	↓	.96	.91	22	71.6	.95	.97	1.02	1.02	1.02	.96	1.01	1.01
1.03	↓	1.10	↓	.91	.90	24	75.2	.91	.94	1.04	1.04	1.05	.92	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
1.07	↓	1.18	↓	.84	.95	28	82.4	.84	.88	1.09	1.08	1.09	.84	1.05	1.04
1.10	↓	1.24	↓	.80	.94	30	86.0	.80	.86	1.11	1.10	1.11	.81	1.06	1.05
1.11	↓	1.29	↓	.77	.93	32	89.6	.77	.83	1.13	1.12	1.13	.77	1.07	1.06
1.12	↓	1.32	↓	.74	.92	34	93.2	.74	.80	1.15	1.14	1.16	.74	1.08	1.07
1.13	↓	1.36	1.00	.70	.90	36	96.8	.71	.78	1.17	1.15	1.17	.70	1.08	1.07
1.14	↓	1.41	.99	.67	.89	38	100.4	.68	.75	1.19	1.17	1.18	.67	1.09	1.08
1.15	↓	1.45	.98	.64	.88	40	104.0	.65	.72	1.21	1.18	1.18	.64	1.09	1.08
1.15	↓	1.50	.98	.61	.87	42	107.6			1.22	1.19	1.20	.62	1.10	1.09
1.15	↓	1.55	.97	.58	.86	44	111.2			1.24	1.20	1.22	.59	1.11	1.10
1.15	↓	1.58	.97	.55	.85	46	114.8			1.26	1.21	1.24	.56	1.11	1.10
1.14	↓	1.61	.96	.52	.84	48	118.4			1.27	1.21	1.24	.53	1.10	1.11
1.13	↓	1.65	.95	.50	.83	50	122.0			1.29	1.22	1.25	.51	1.10	1.11
1.11	↓	1.67	.94	--	--	52	125.6			1.30	1.22	1.26	.50	1.10	1.11
1.09	↓	1.67	.94	--	--	54	129.2			1.31	1.22	1.26	.48	1.09	1.11
1.07	↓	1.67	.90	--	--	56	132.8			1.33	1.22	1.26	.47	1.08	1.11
.06	↓	1.68	.90	--	--	58	136.4			1.34	1.21	1.26	.46	1.07	1.12
.05	1.00	1.68	.92	--	--	60	140.0			1.35	1.21	1.25	.45	.06	1.12

Is applicable to those ERC bushings which were manufactured after March 1967 (S/N 3530 or higher).



TABLE OF MULTIPLIER, OR 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		HV/EHV Shunt Reactors (Oil-Filled)		Voltage Regulators (Oil-Filled)		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	1.00	—	—	1.31	1.19	—	12	53.6	100	1.31	—	1.19	1.30		
—	1.24	1.14	1.01	—	—	1.24	1.14	—	14	57.2	101	1.24	—	1.14	1.23		
—	1.16	1.09	1.01	—	—	1.16	1.09	—	16	60.8	101	1.16	—	1.09	1.16		
—	1.08	1.05	1.00	—	—	1.08	1.05	—	18	64.4	100	1.08	—	1.05	1.08		
100	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	100	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	.81	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	—		

TMCF-3960

©1993 Doble Engineering Company
All rights reserved

21

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 medición.

EN LA POSICION GUARD (GUARDA).-

La corriente del cable de guarda es discriminada la derivarse sin pasar por el circuito de medición y solamente es medida la corriente que regresa al aparato por su conexión a tierra , solo mide T .

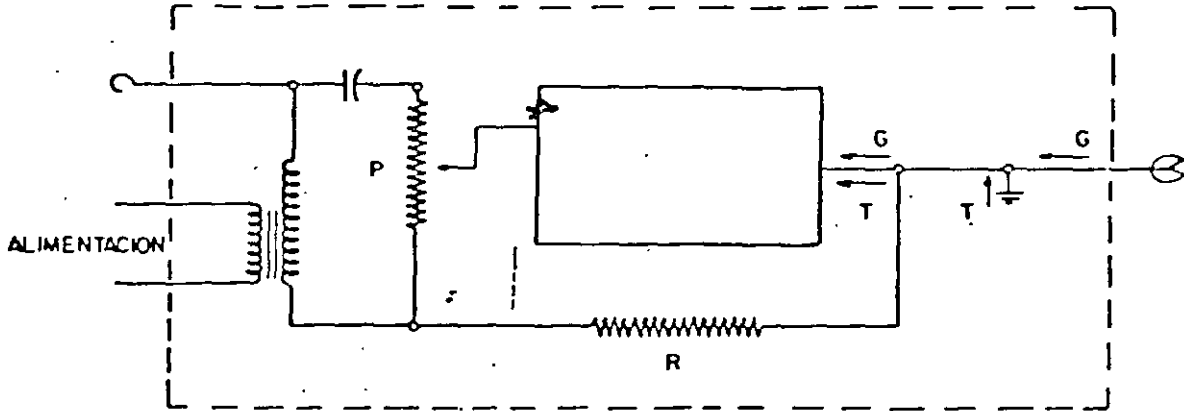
EN LA POSICION UST (MUESTRA SIN CONEXION A TIERRA).-

Se mide solamente la corriente que regresa al aparato por el cable de guarda y queda derivada sin pasar por el circuito de medición la corriente que regresa por tierra .

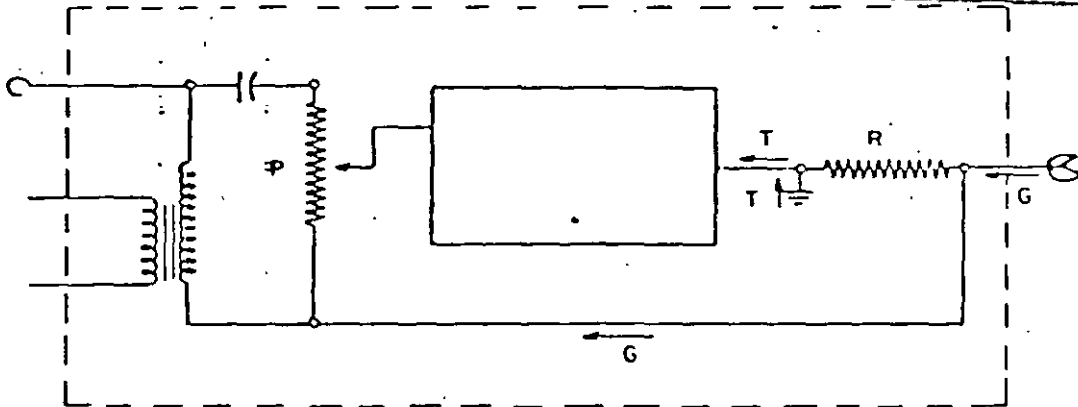
PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

MEDICIONES DEL MEU

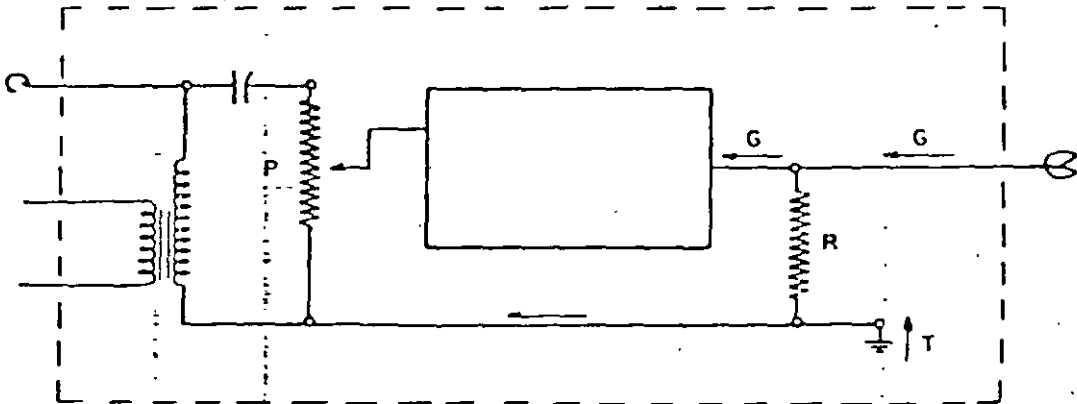
MEDICION EN GROUND



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 y 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.-

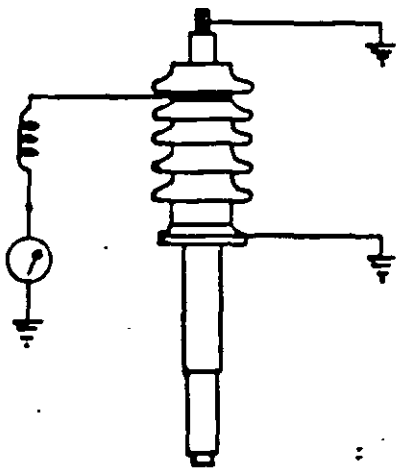
El fabricante del equipo de prueba marca Doble recomienda :

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.

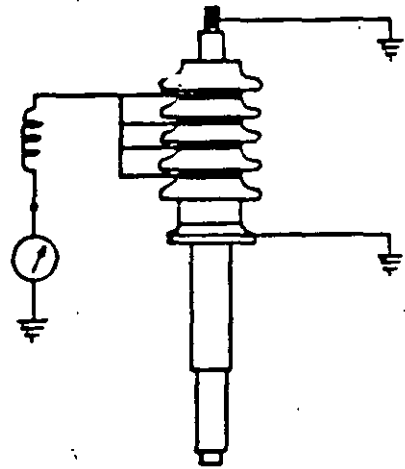
4.- PRUEBAS DE RELACION DE TRANSFORMACION

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



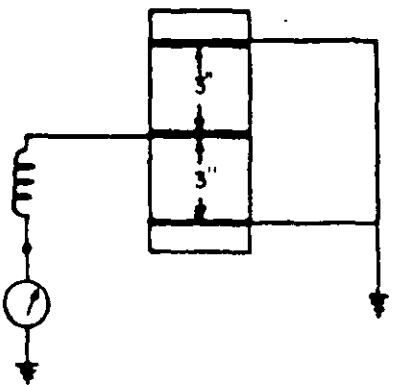
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE

FIGURA 1



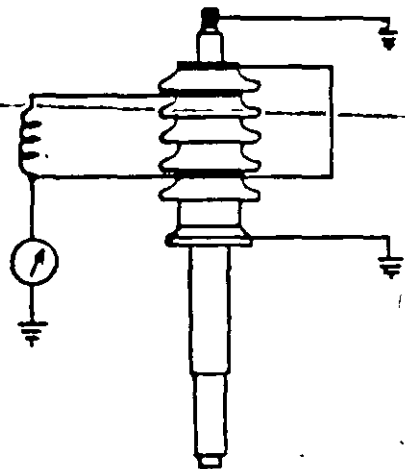
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE MULTIPLE

FIGURA 2



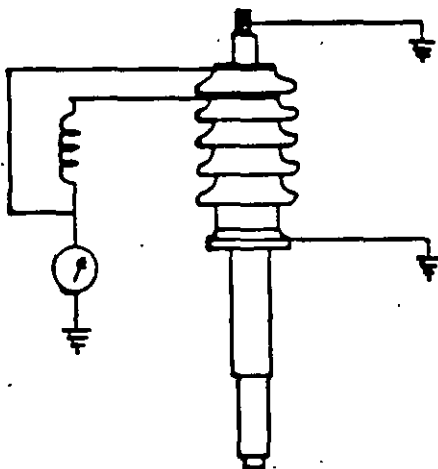
PROCEDIMIENTO DE PRUEBA TRES ELECTRODOS

FIGURA 3



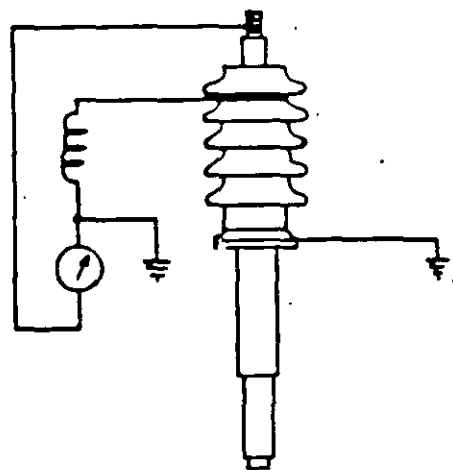
PRUEBA DE COLLAR CALIENTE SIMPLE DOBLE GUARDA

FIGURA 4(a)



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) Voltmetro 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 :

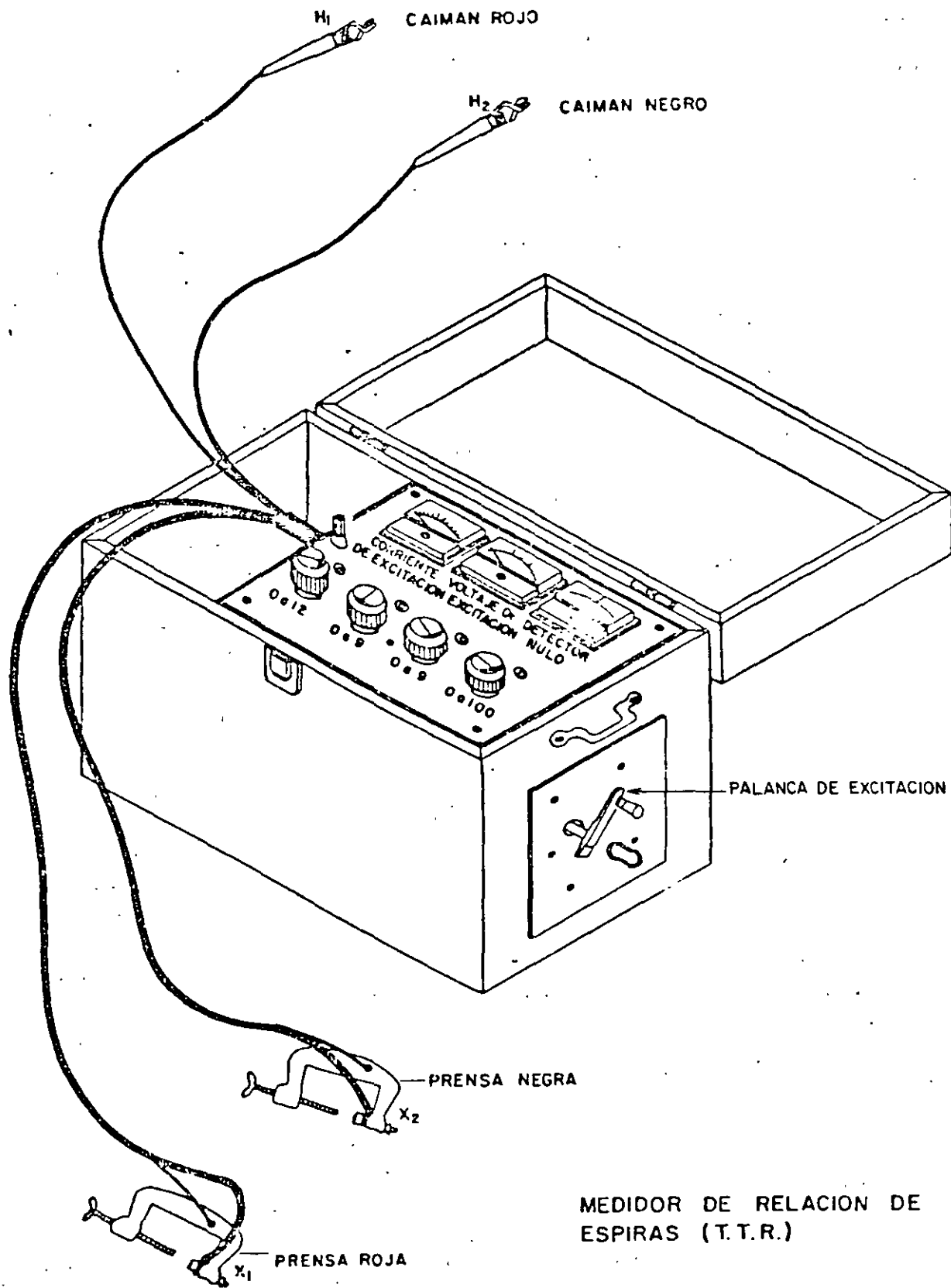
- a) Relación de transformación
- b) Polaridad
- c) Devanados en circuito abierto
- d) Devanados en circuito corto

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



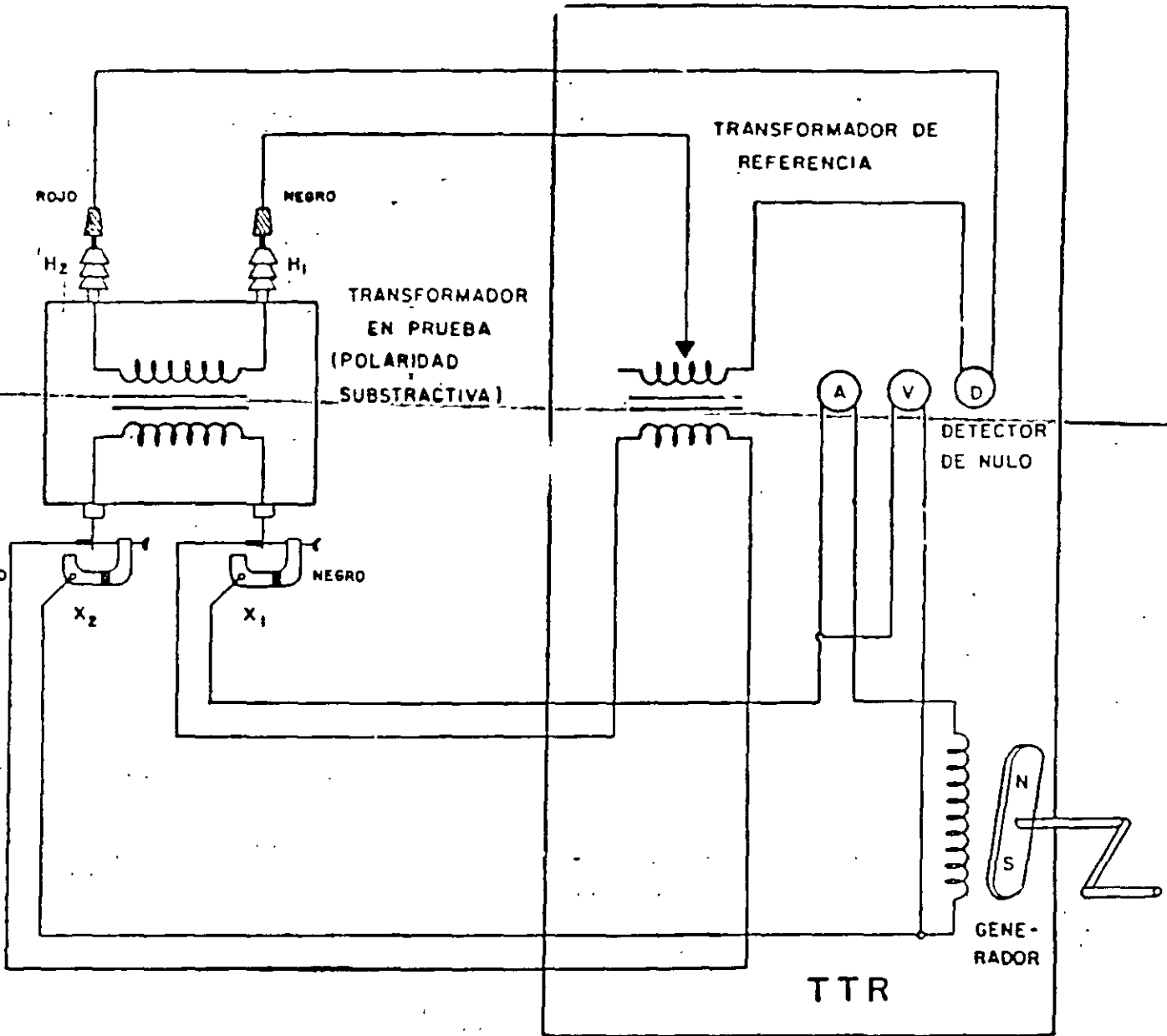


DIAGRAMA ESQUEMATICO SIMPLIFICADO DEL TTR.
(TRANSFORMER RATIO TEST.)

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.

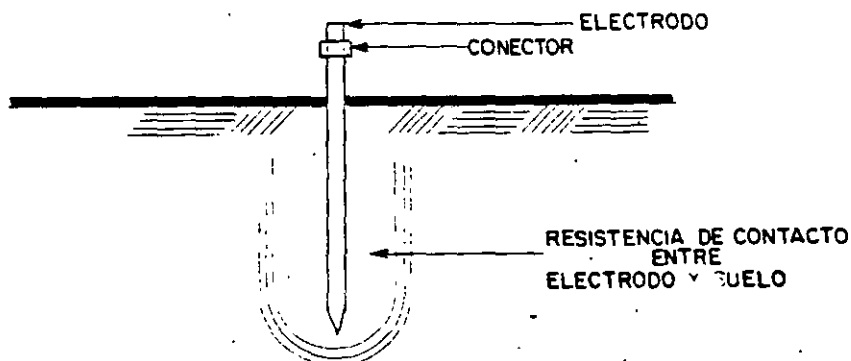
La tierra proporciona :

- 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

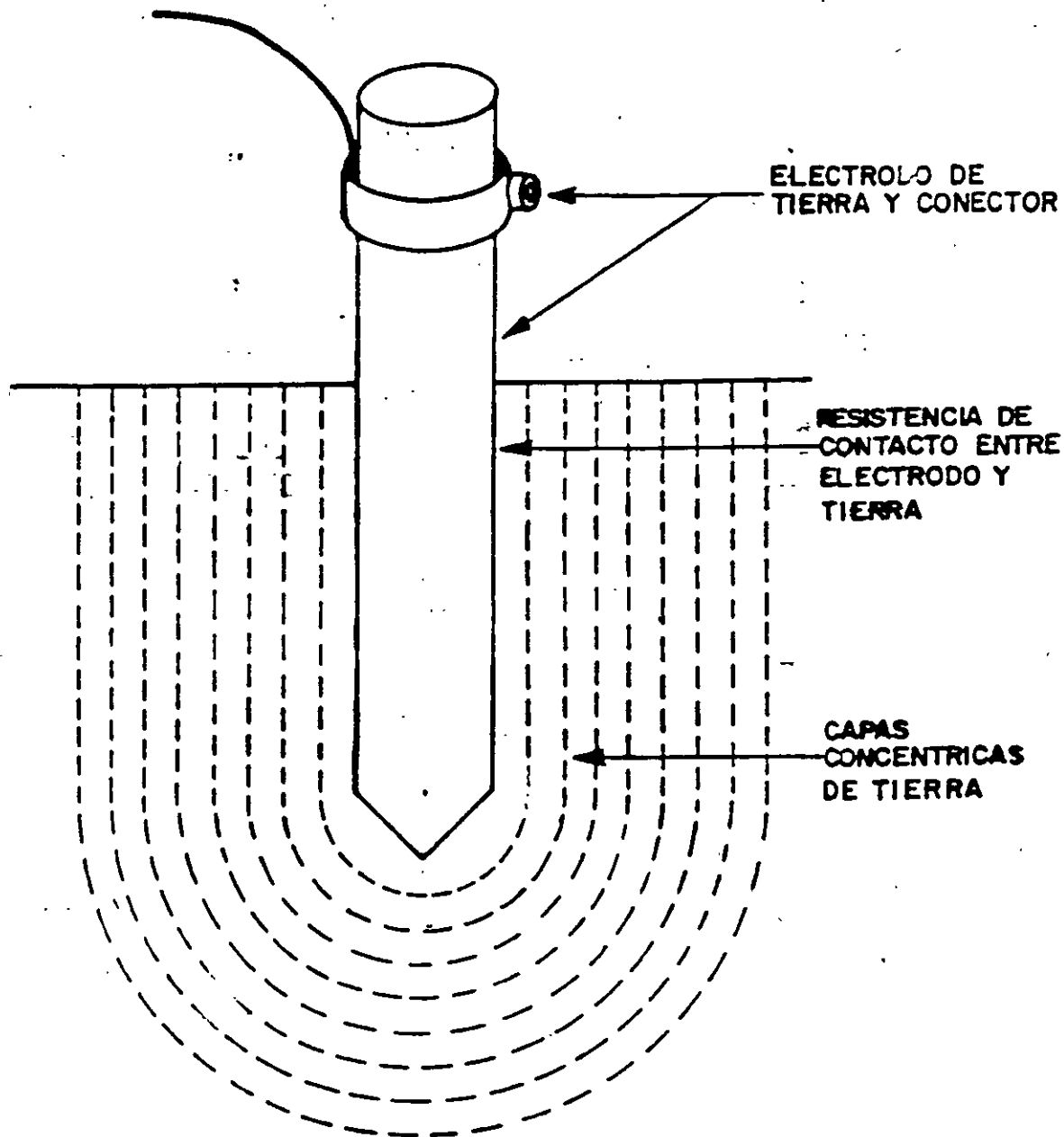
- a) La resistencia del metal y las conexiones a este
- b) La resistencia de contacto del electrodo y el suelo
- c) La resistencia del terreno



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.

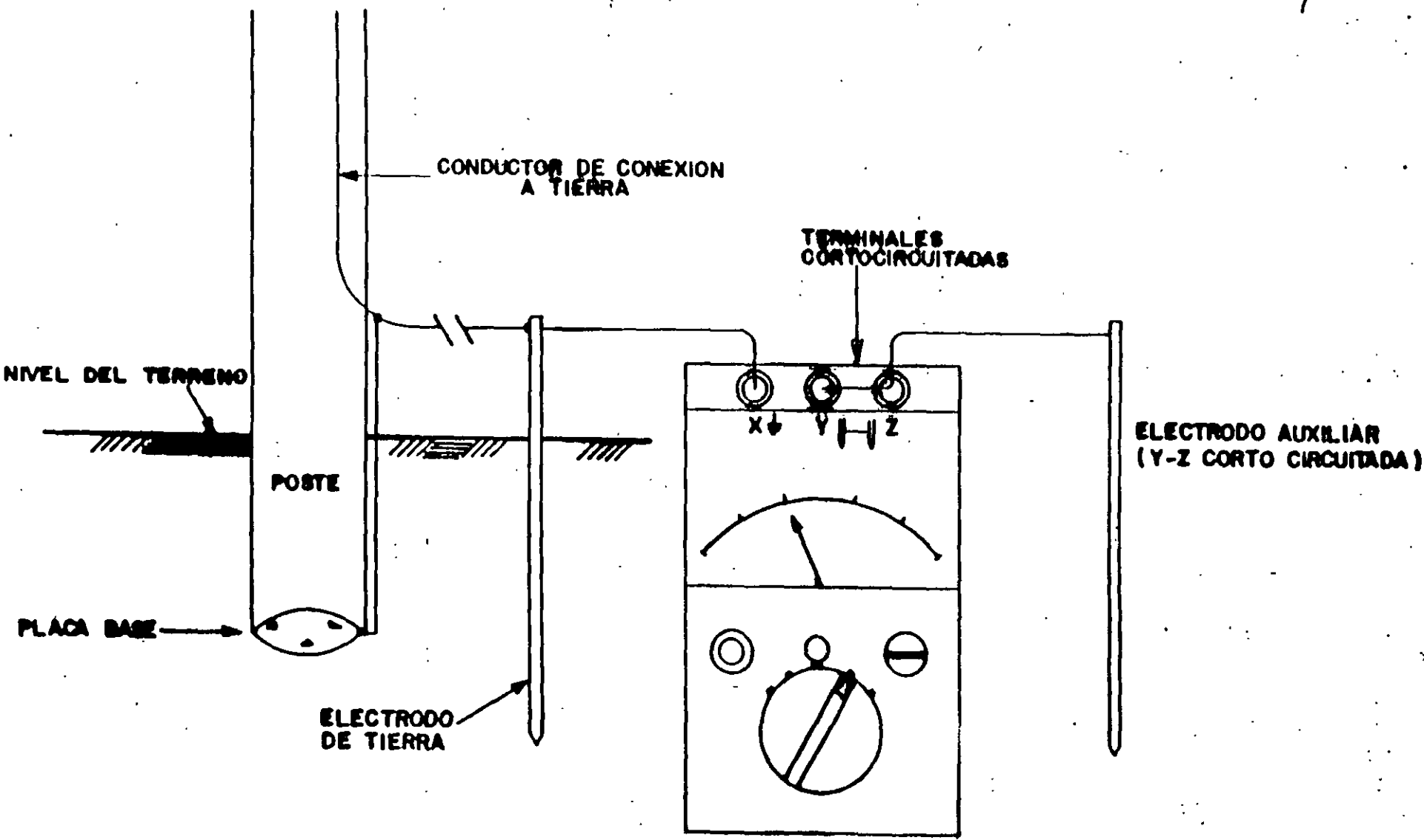
PRINCIPIO GENERAL.-El probador contiene un generador de c.a., impulsado a mano , el cual hace circular una corriente a través de la resistencia bajo prueba conectada entre las terminales C1 y C2 .

~~La caída de potencial en la resistencia se aplica a las terminales P1 y P2 , provocando una deflección del galvanómetro. 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 conectándose de la siguiente manera :

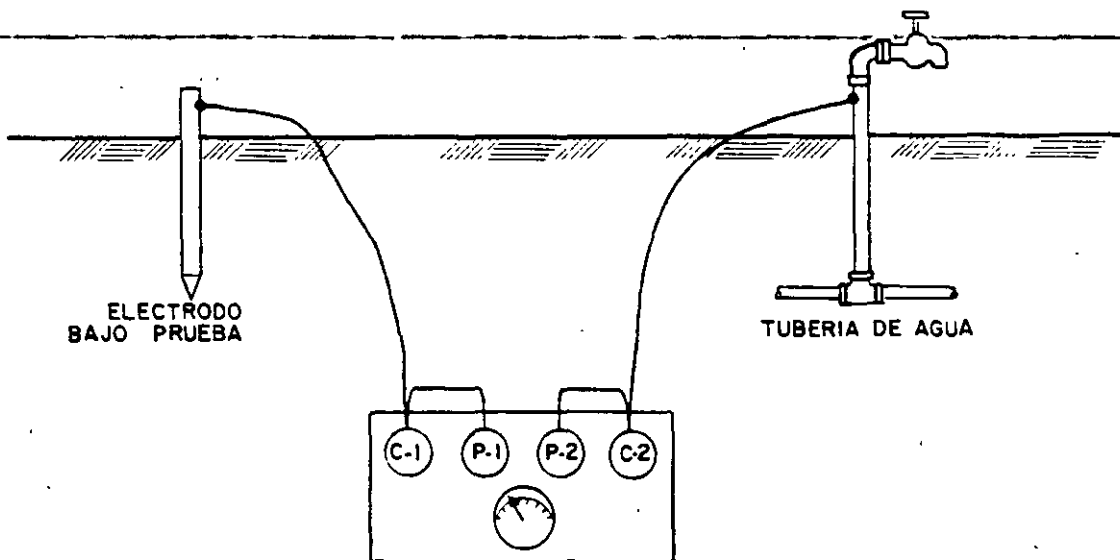
Conectando los electrodos cortos a las terminales P1 y C2 como se muestra en la figura anterior el aparato deberá conectarse a una distancia media entre C1 y P2 .



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.

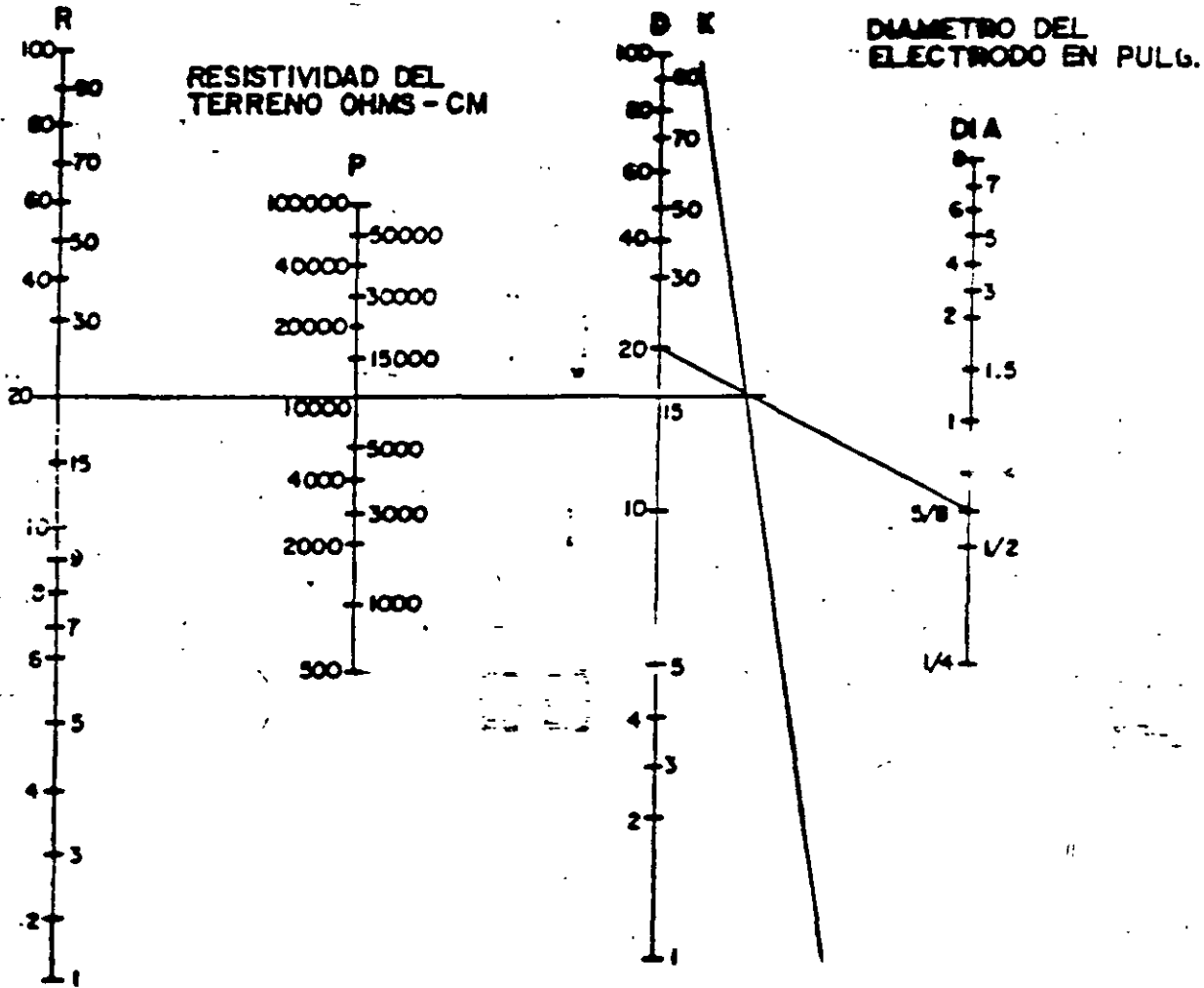
Esta prueba nos da la resistencia de tierra del electrodo de prueba mas la resistencia de la tubería y si esta ultima es despreciable entonces las lecturas se toman como la de resistencia a tierra del electrodo.



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.



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

**CURSOS
ABIERTOS**

**INSTALACIONES ELÉCTRICAS
INDUSTRIALES**

TEMA 10:

**PRUEBAS DE CAMPO A EQUIPOS
(SEGUNDA PARTE)**

**ING. ENRIQUE JIMÉNEZ OLMOS
AGOSTO 1997**

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 limite 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 semiesféricos 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 limite 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 perdidas 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 pérdida del ángulo , para un químico es la medición de la pérdida 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 877	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 8.8.1.	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 esta 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 .

$$R = \frac{E}{I} \quad (\text{OHMS})$$

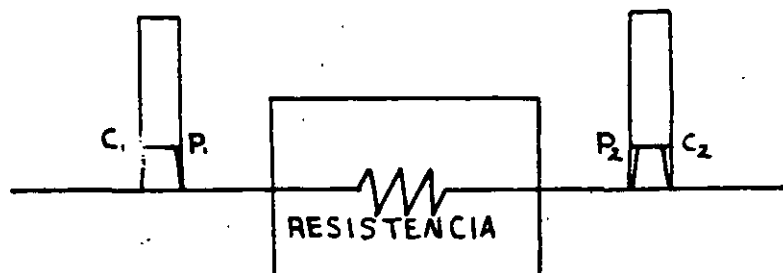
En general , la resistencia óhmica de cualquier circuito eléctrico es la oposición que presenta éste al paso de la corriente eléctrica cuando se aplica una diferencia de potencial.

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 :

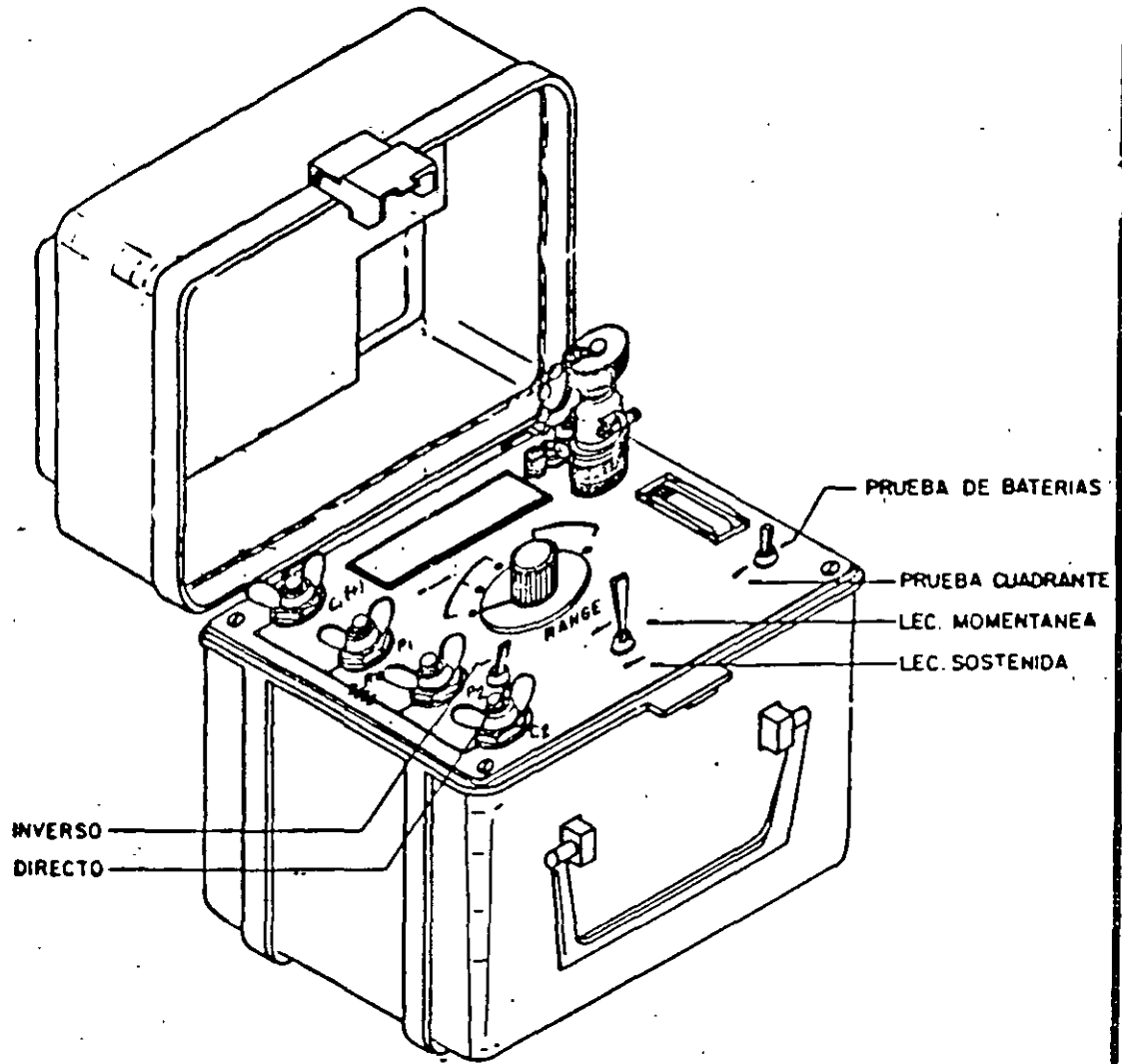
- a) Equipo Delle Alsthom
- b) Planta de soldar

Dicho equipo se muestran en las siguientes figuras .

7.3.-ANALISIS DE RESULTADOS

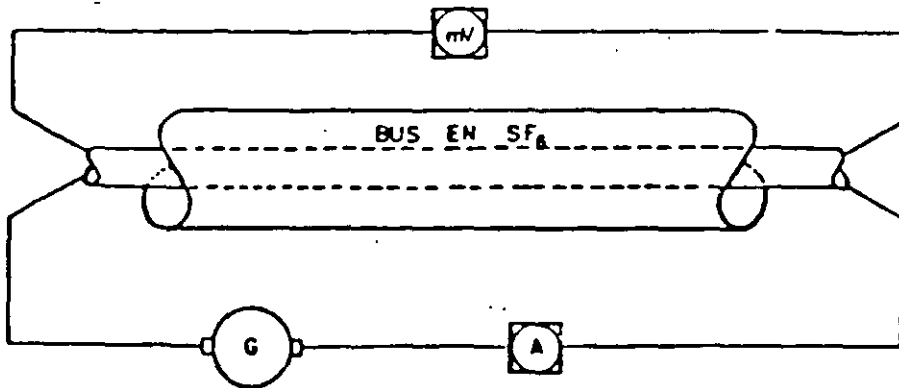
En general al realizar las pruebas de resistencia de contactos tanto en interruptores como en cuchillas desconectoras no existen normas de las cuales nos indiquen los valores máximos

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



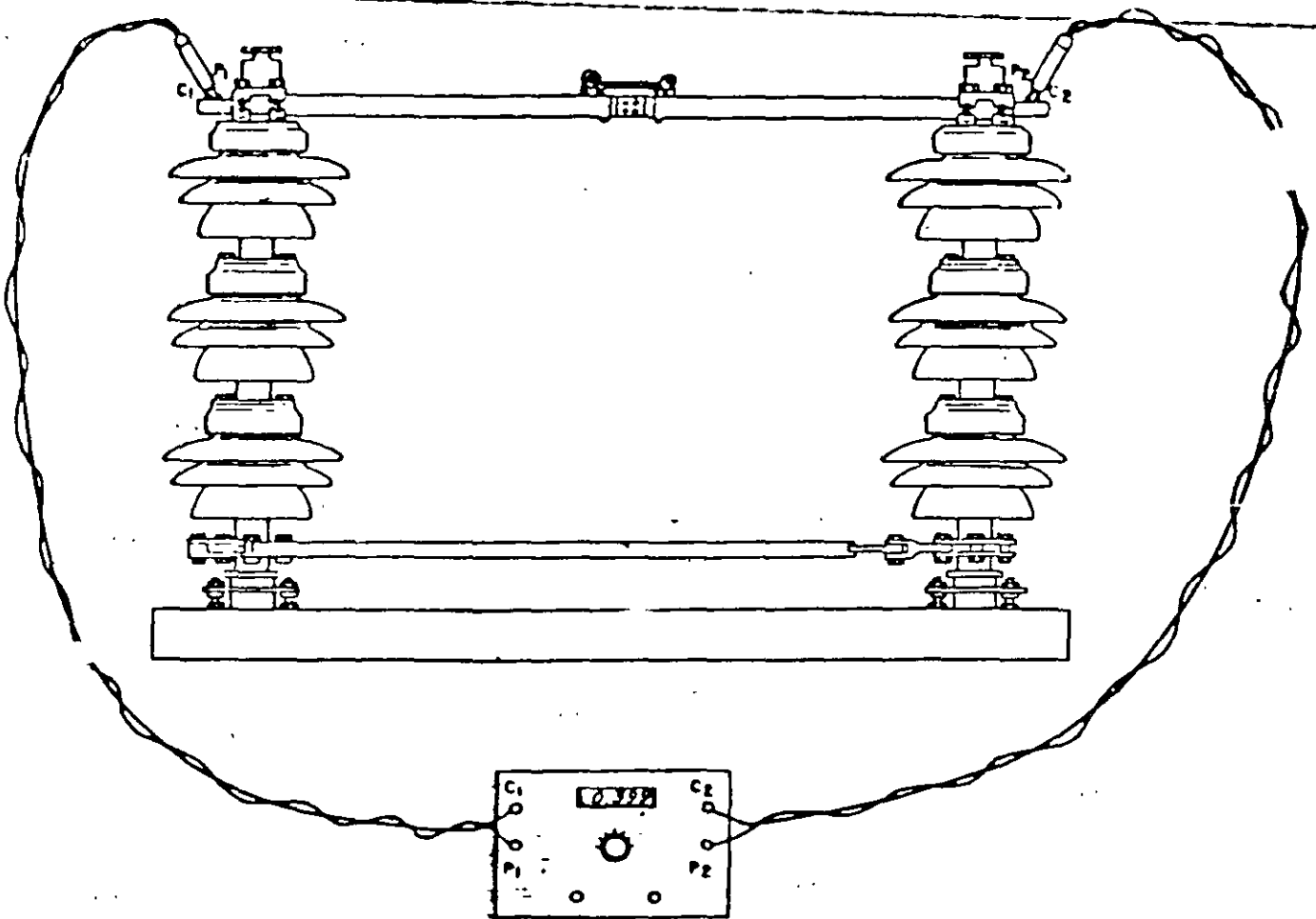
OHMETRO DIGITAL DE BAJAS RESISTENCIAS O DUCTER MARCA BIDDLE

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS



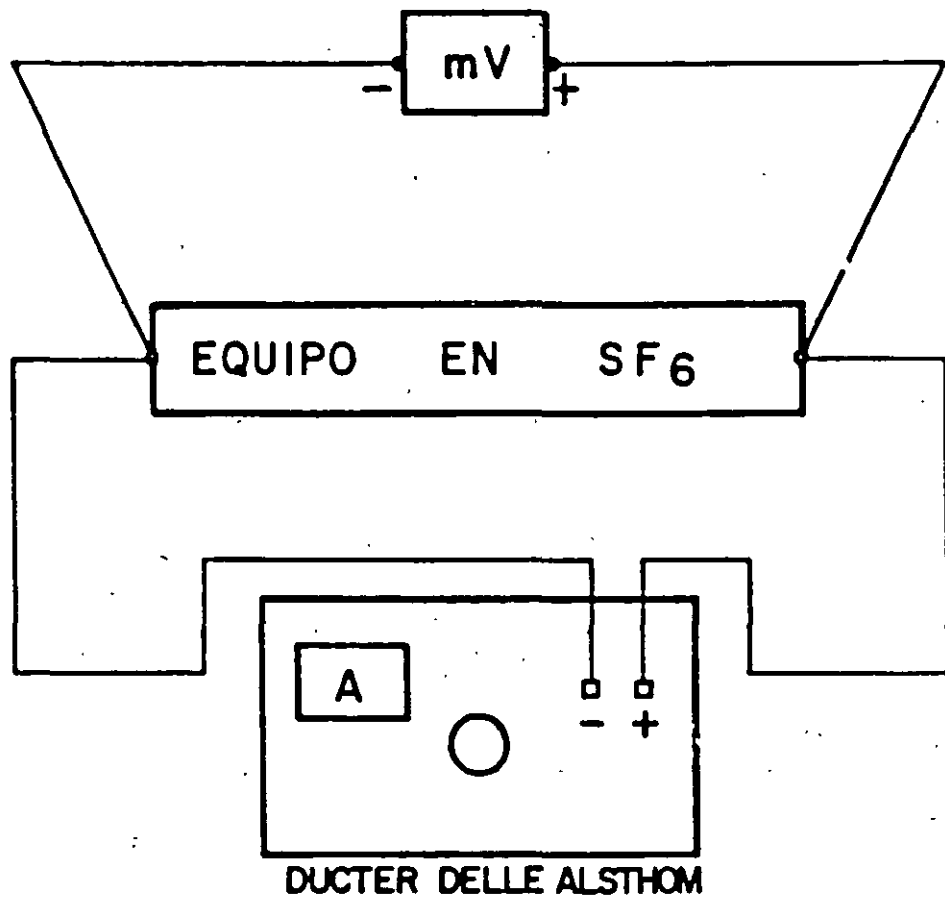
$$R = \frac{V}{I}$$

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 $R = \frac{V}{I}$

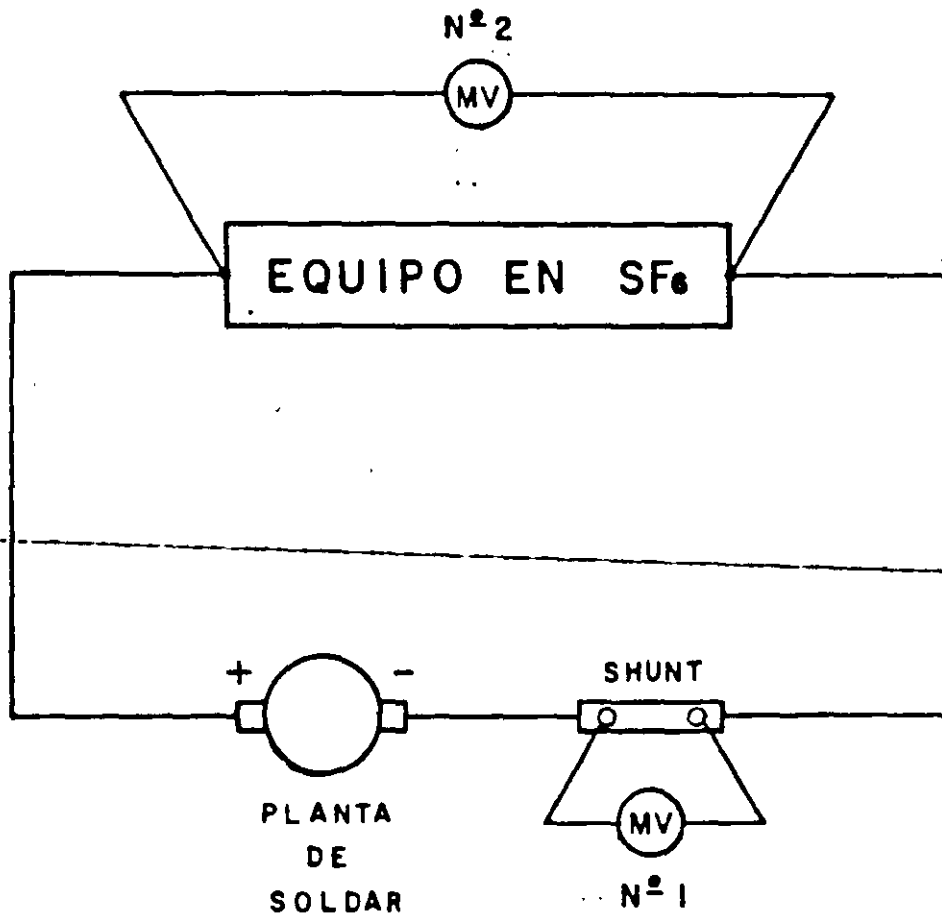
EJEMPLO:

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 Milligraph .

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 cabeza 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

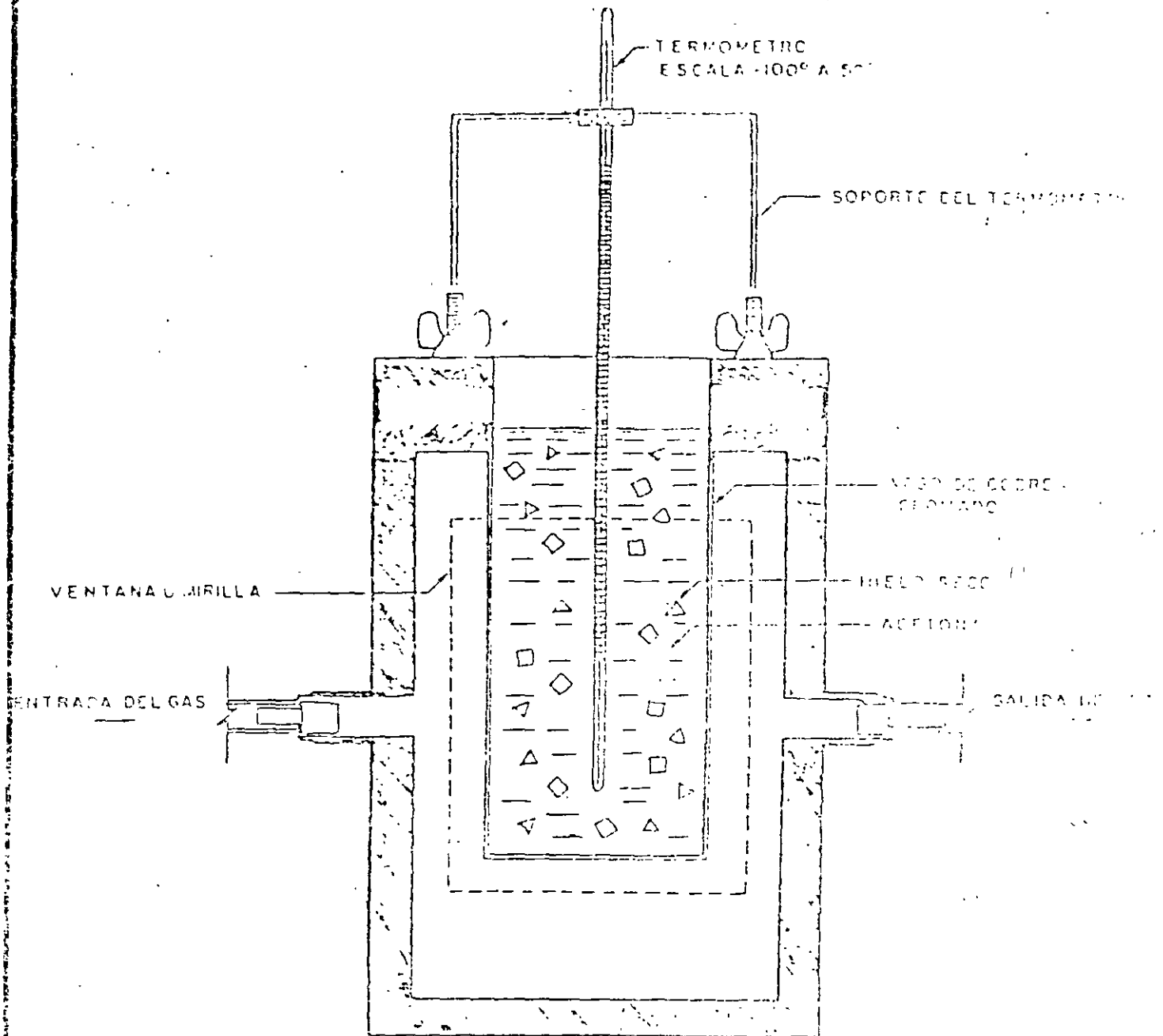
- 1) Inyectar un flujo de gas a través del higrometro hacia la atmósfera.
- 2) Dentro del vaso se coloca un termómetro con escala de 50 a -100 °C
- 3) Se vierte acetona pura hasta la mitad del vaso , cuidando que el bulbo del termómetro este completamente sumergido en la acetona.
- 4) Se van agregando 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

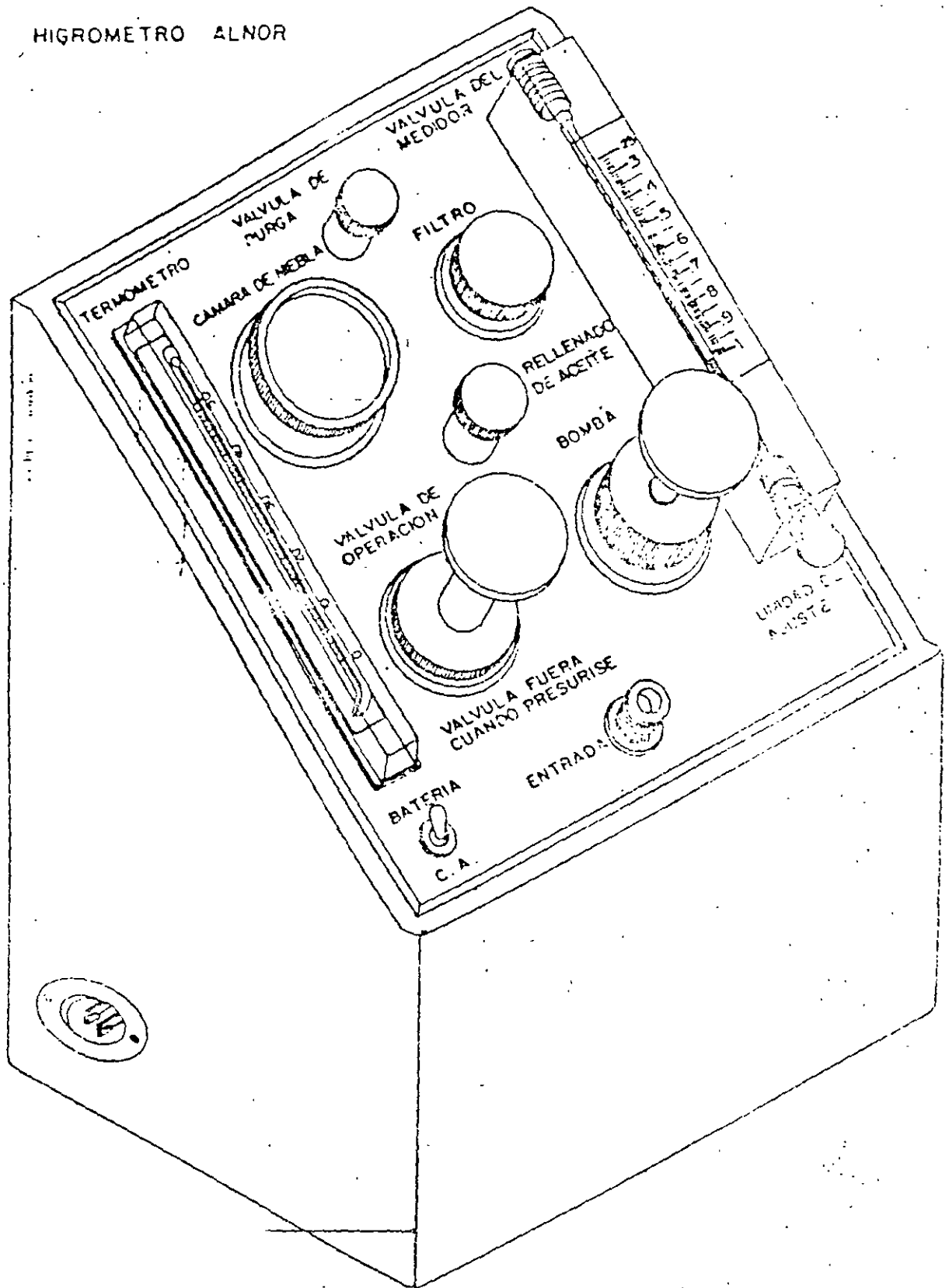
$$1 \text{ BAR} = 14.5 \text{ LB/PULG}^2$$

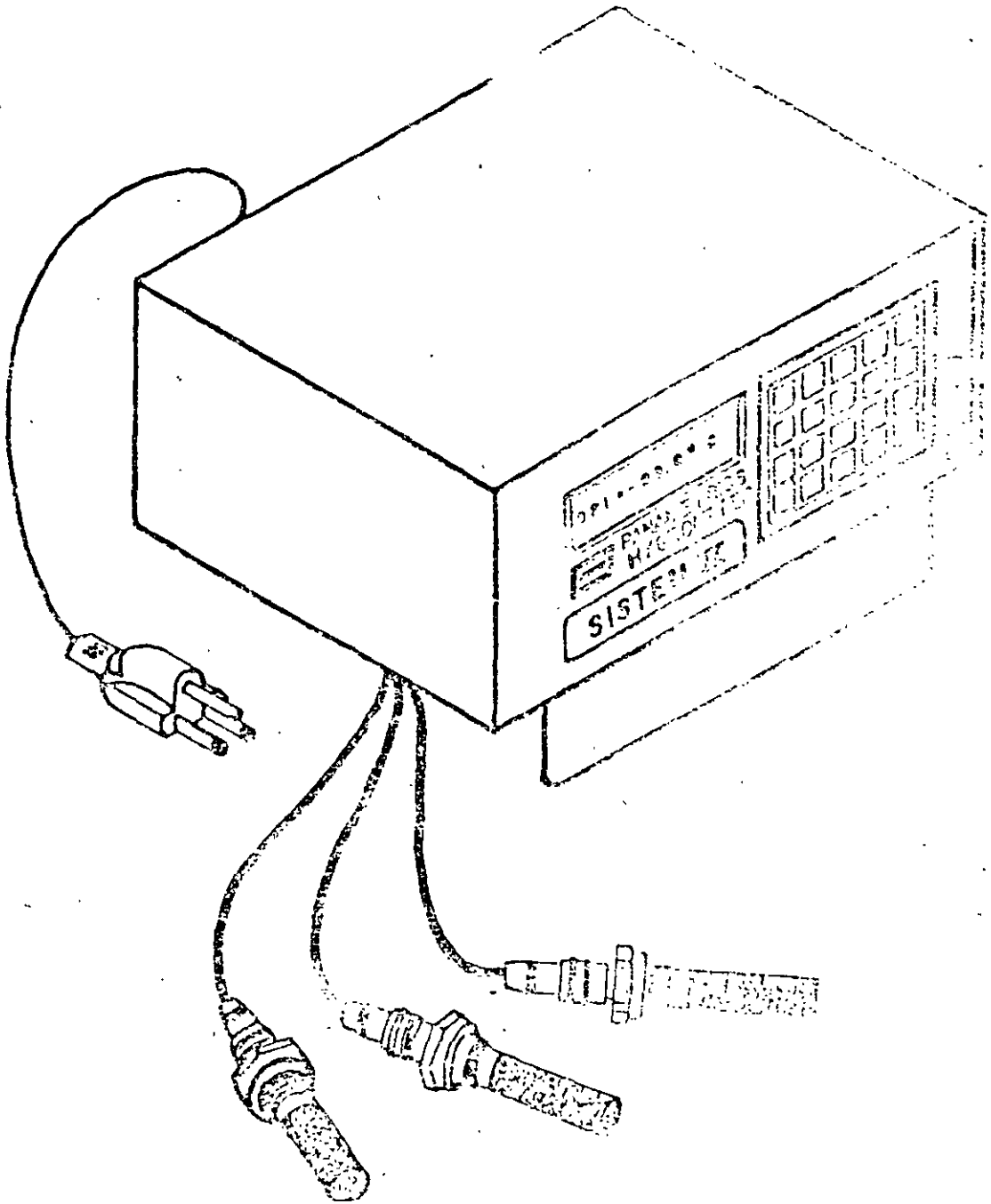
$$1 \text{ KG/CM}^2 = 14.22 \text{ LB/PULG}^2$$

$$1 \text{ KG/CM}^2 = 735.5 \text{ mm Hg}$$

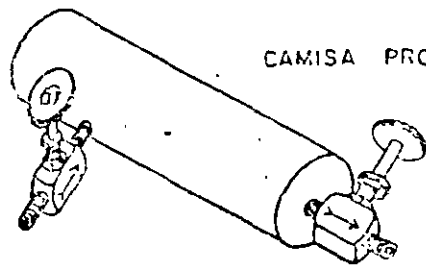
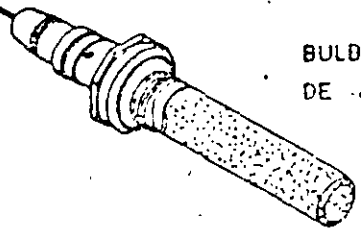
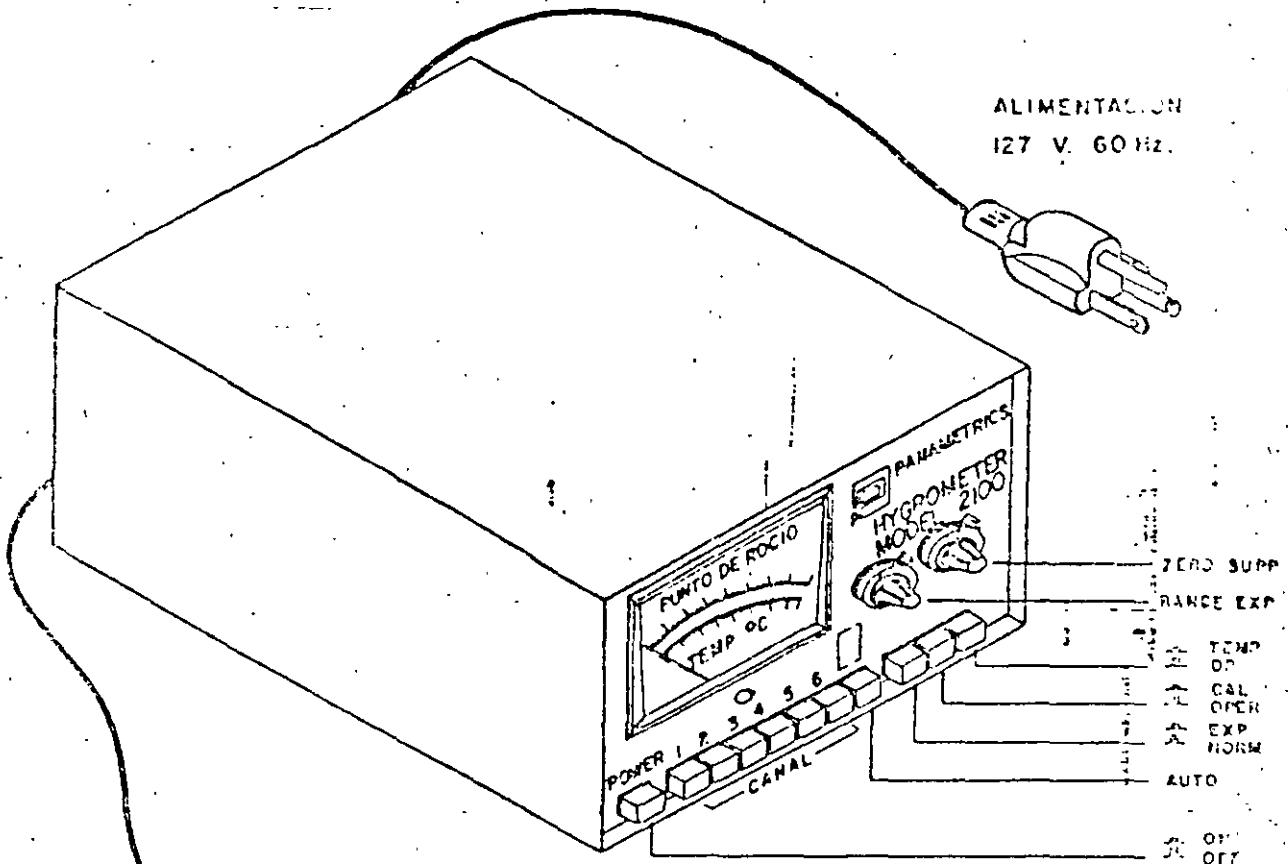
$$1 \text{ LB/PULG}^2 = 51.7 \text{ mm Hg}$$

HIGROMETRO ALNOR





HIGROMETRO PANAMETRICS SISTEMA II



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.

- a) Pruebas de operación manual
- b) 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 :

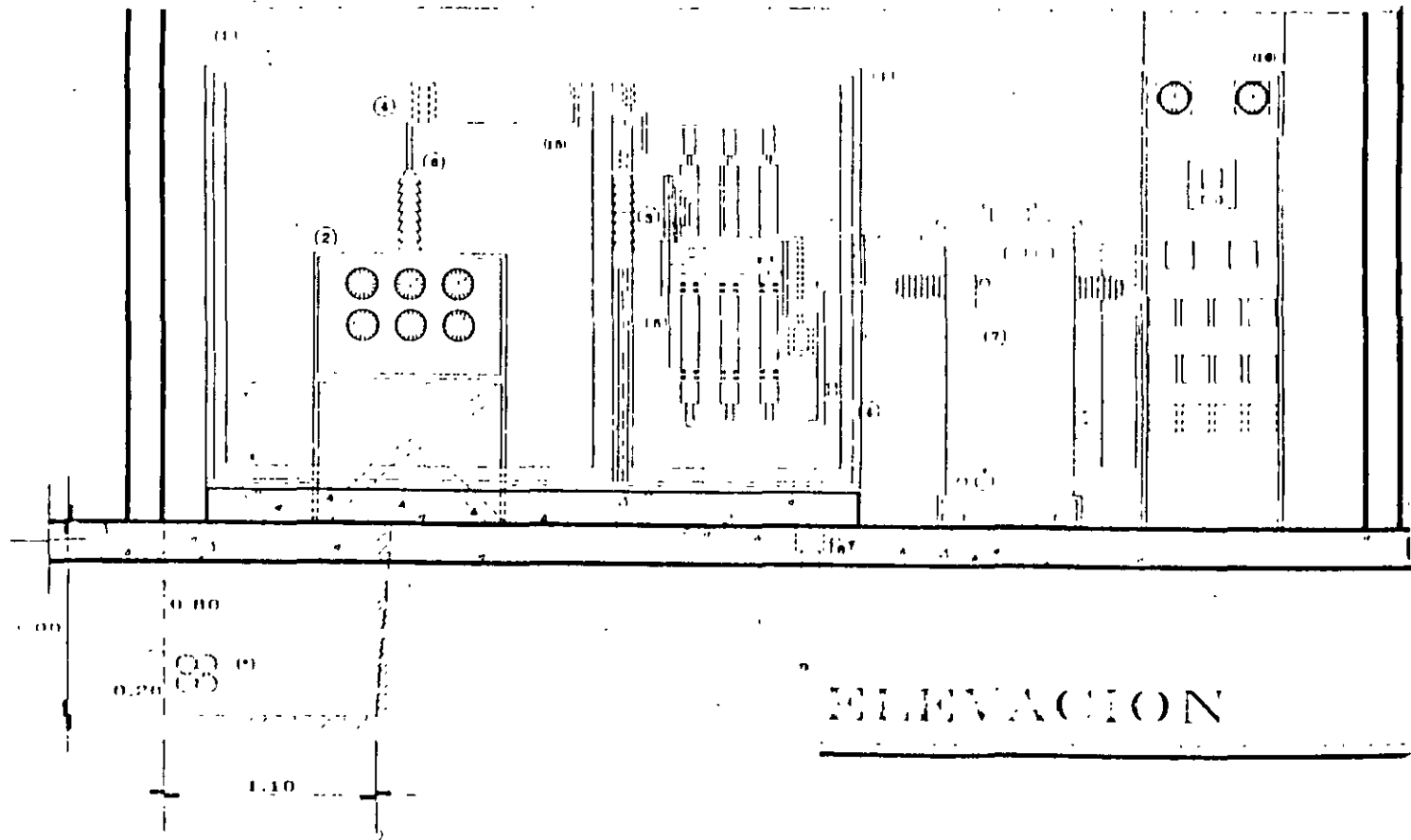
Resistencia de aislamiento = mayor de 10,000 mega-ohms

Factor de potencia = menor al 10%

d) DESCONECTADOR 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



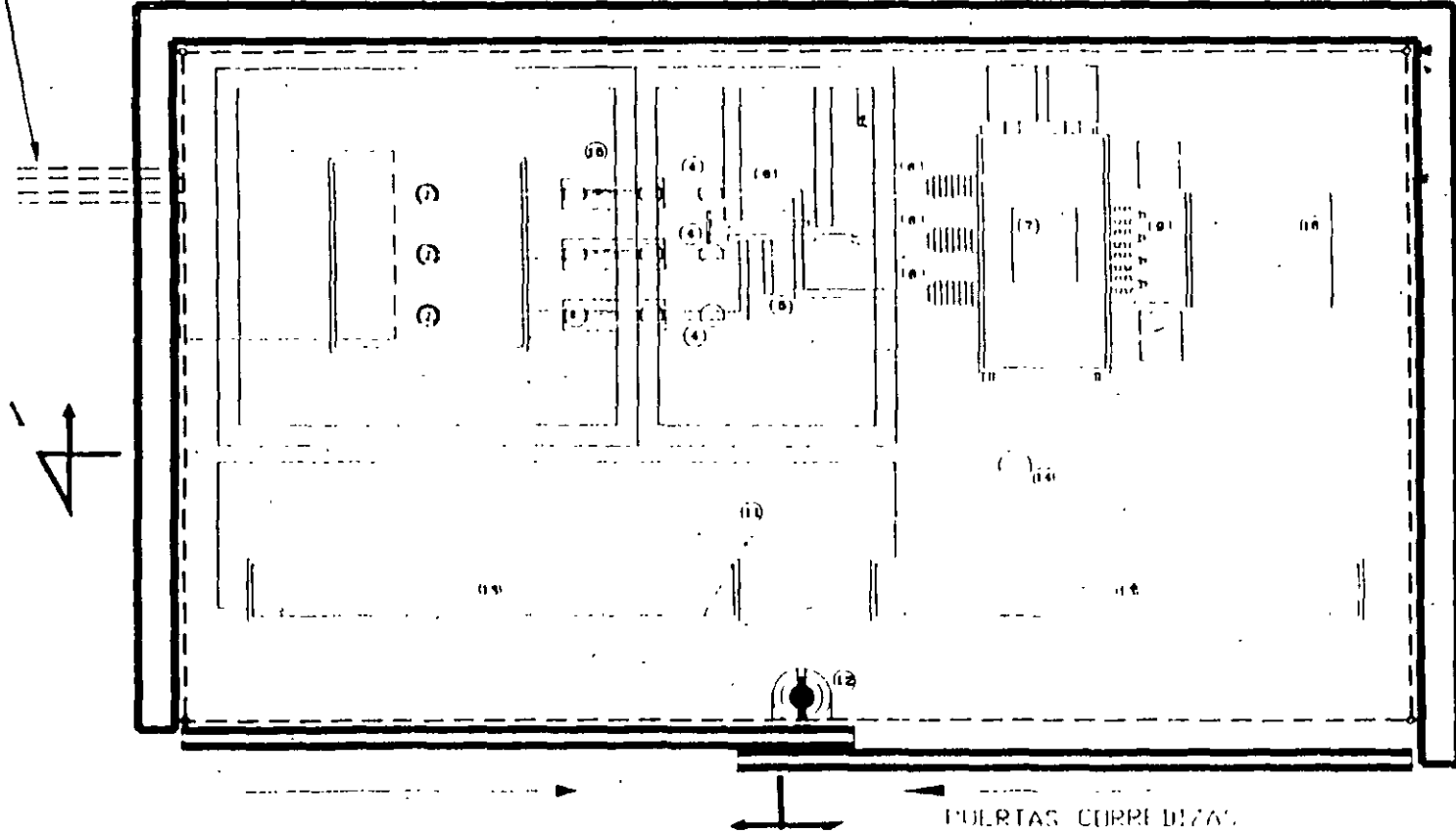
(5)
 4 DUCTOS DE ASBESTO CEMENTO
 10cms DE DIAMETRO A 80cms
 ADIJO DEL NIVEL DE BANQUETA
 Y HASTA 1m FUERA DEL MURO
 EXTERIOR DEL LOCAL DE LA SUB
 ESTACION PARA CABLES DE A T
 DE C.L.F.

B



VARILLA COPPERWELL
 3.05 x 1.50cms Ø
 2R D'ALLE No 1

CALIBRE 4/0
 ENTERRADO A
 50cms DE N.P.T.



PUERTAS CORRIEZAS

PLANTA

96

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 3ø 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 ABRAN 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 .**

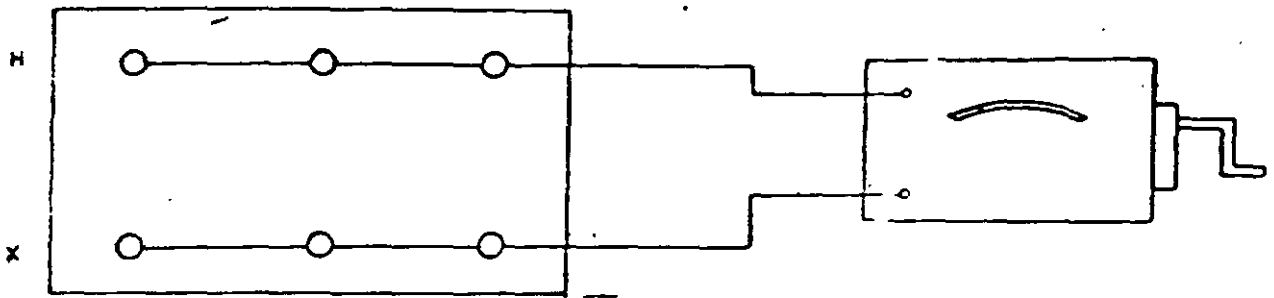
CLASE DE AISLAMIENTO EN K.V.	MEGA-OHMS
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.7	230
15.0	410
25.0	670
34.5	930
46.0	1240
69.0	1860
92.0	2480
115.0	3100
138.0	3720
161.0	4350
196.0	5300
230.0	6200
287.0	7750
345.0	9300
400.0	10800

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.

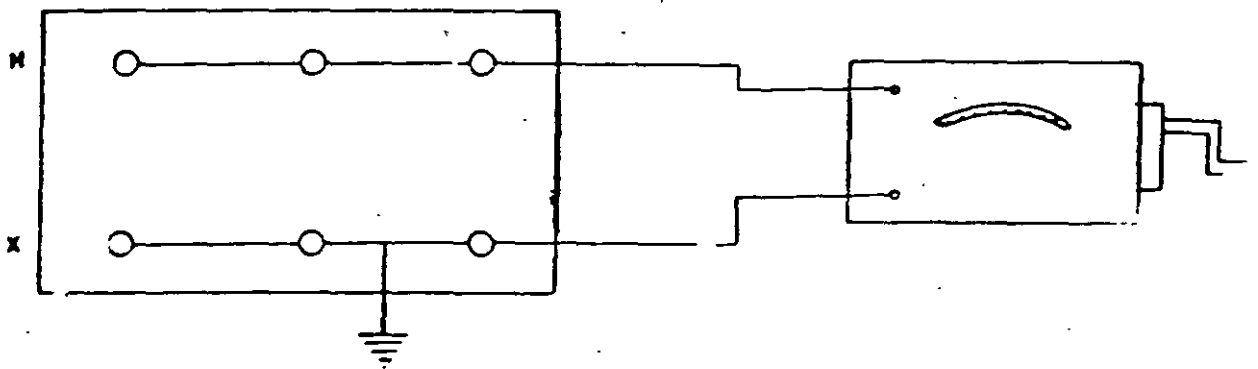
Otra consideración que se debe tomarse en cuenta es el valor de la resistencia de aislamiento de un transformador decrece al aumentar la temperatura, se recomienda hacer las mediciones en un rango de 0 a 40 grados centígrados .

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

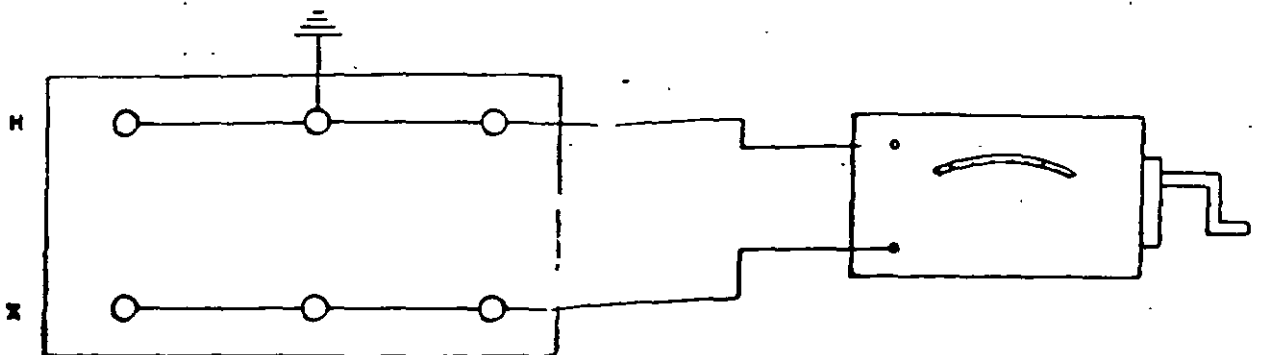
TRANSFORMADOR



DEVANADO DE ALTO VOLTAJE vs. DEVANADO DE BAJO VOLTAJE

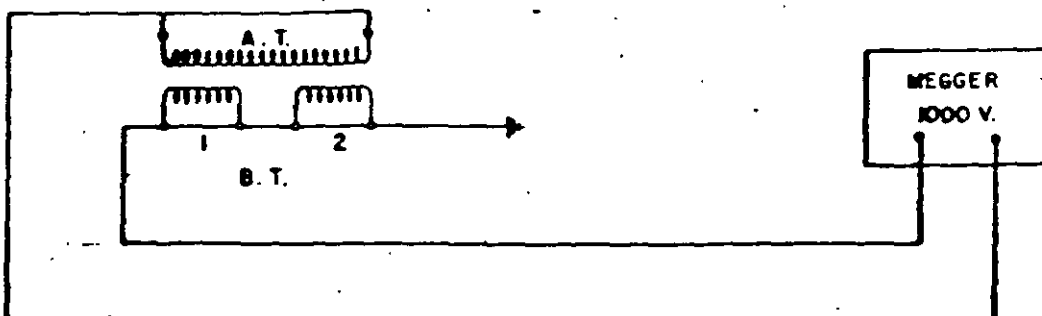
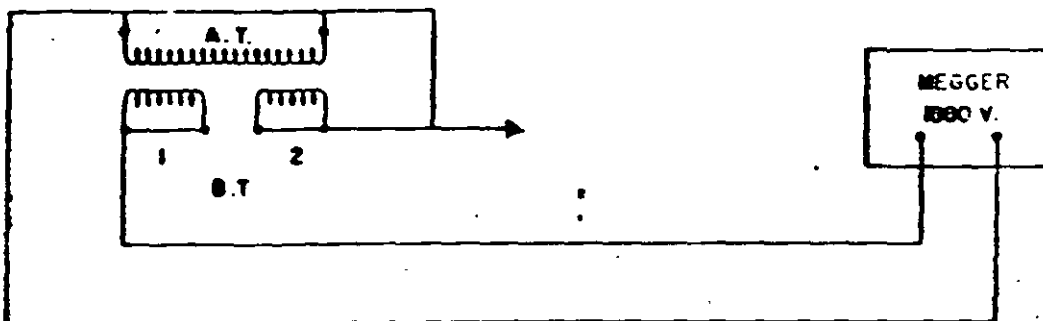
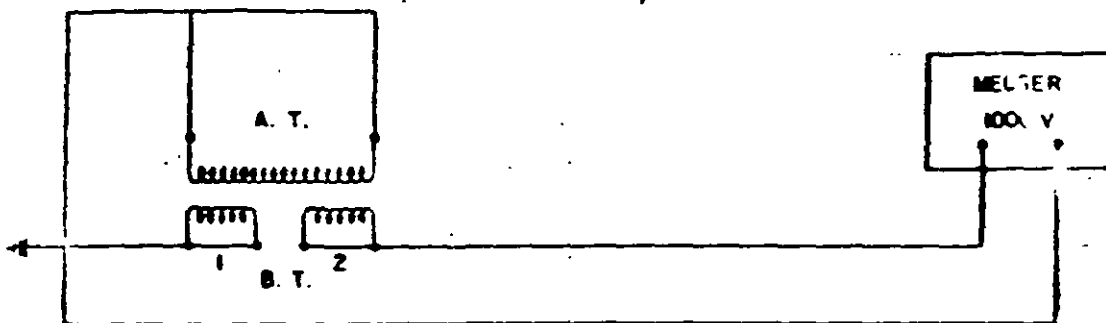


ALTO VOLTAJE vs. BAJO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA

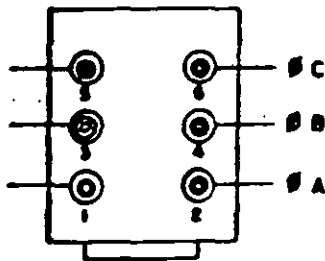
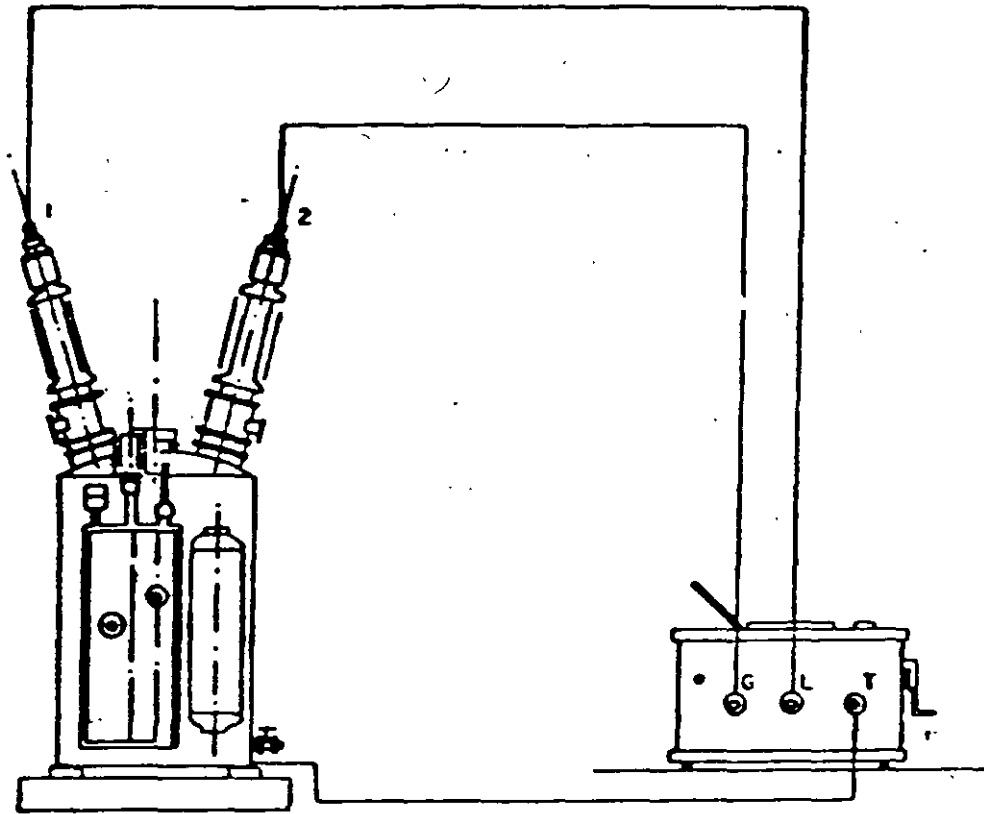


ALTO VOLTAJE + TANQUE A TIERRA vs. BAJO VOLTAJE

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"

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A INTERRUPTORES EN ACEITE

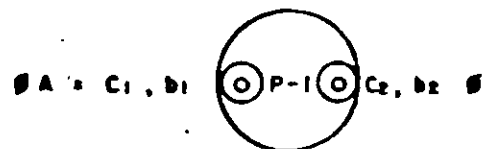
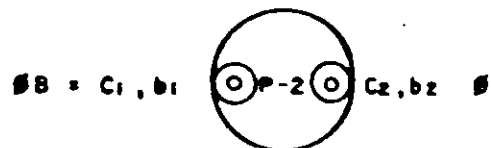
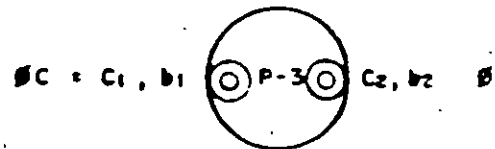
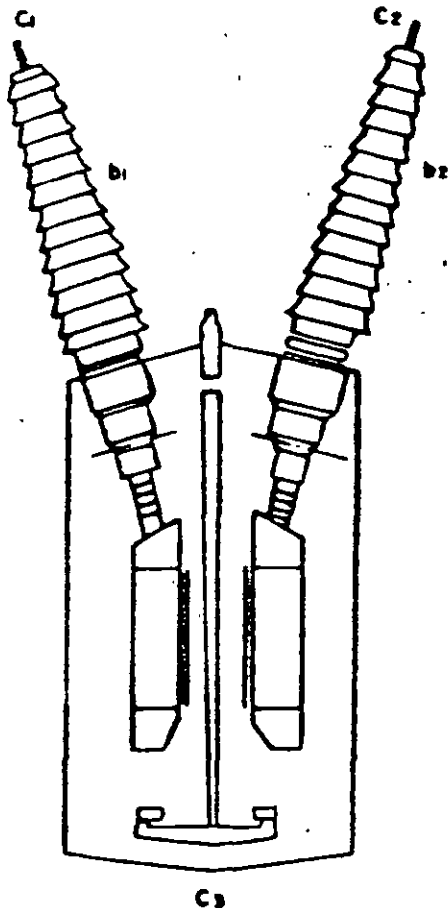
NOMENCLATURA

C₁ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 1
C₂ ENSAMBLAMIENTO DEL CONTACTO FIJO 2
C = C₁ + C₂ + C₃

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.



C-3 MECANISMO

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 perdidas dielectricas 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 liquido 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 si 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 liquido 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 es 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	DE 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 menciono anteriormente las pruebas en campo al aceite del transformador son :

- a) RIGIDEZ DIELECTRICA .- Basada en el procedimiento y la norma detalladas en el capitulo 10.
- b) FACTOR DE POTENCIA.- Basado en los procedimiento y la norma detalladas en el capitulo 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	10800	15000
	K=48	K=27	K=37.5

CORRECCION POR TEMPERATURA

$$R_c = K_t \times R_t$$

DONDE.-

R_c.- RESISTENCIA DE AISLAMIENTO CORREGIDA

K_t.- COEFICIENTE DE CORRECCION POR TEMPERATURA

R_t.- 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 .- .5 %
 CABLES DE ENERGIA USADOS .- .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 :

LIMITE SUPERIOR = RELACION TEORICA X 1.005

LIMITE INFERIOR = RELACION TEORICA X 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 .

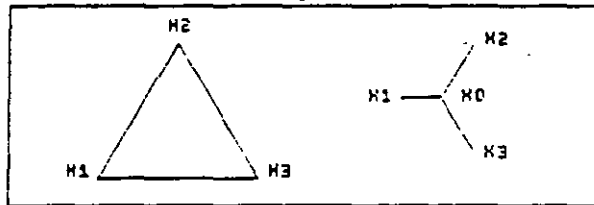
S.E. _____ CIRCUITO _____ FECHA _____

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			BIEN
H - X + T			"
X - H + T			"
H - T			"
X - T			"

OBSERVACIONES : _____

EFECTUO LA PRUEBA
 ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

 Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR
 ING. _____

 Nombre y Firma

PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :
 Marca BIDDLE

No. Serie _____
 Fecha _____

POS. CAM DER	ALTA TENSION TENSION	BAJA TENSION 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 BODIILLAS

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca DOBLE
 Tension de Prueba 2.5 KV.
 Fecha _____

No. Serie _____
 Temp. Ambiente _____ °C
 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 I C A M E D I D O	RESULTADO DE LA PRUEBA	
	DEBARRADO				MV AMPERES			M WATTS			MEDIDO	20 C			
	ENERG.	GROUND	GUARRO	UST	LECTURA	MULTIPLI.	MV AMP.	LECTURA	MULTIPLI.	M WATT					
1	ALTA	BAJA													B I E N
2	ALTA		BAJA												CH
3	ALTA			BAJA											"
	CALCULOS		PRUEBAS DE ACEITE											CHX	"
4	MUESTRA DE ACEITE														"

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca RESEARCH
 Temp. Aceite _____ °C

No. Serie _____
 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	B I E N

OBSERVACIONES : _____

EJECUTO LA PRUEBA

DEPTO. RECEPTOR

Nombre Firma

Nombre y Firma

S.E. _____ CIRCUITO _____ FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____
 Tension Nominal _____
 Corriente nominal _____
 Tipo _____
 Mecanismo _____
 No. Serie _____

Nuevo
 Usado
 Pruebas Preliminares
 Pruebas Finales

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. RECEPTO
 ING. _____

 Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

1 DE 4

S.E. _____

CIRCUITO _____

FECHA _____

DATOS DE PLACA :

Marca _____

Tension Nominal: _____

Corriente nominal: _____

Tipo _____

Mecanismo _____

No. Serie _____

Nuevo

Usado

Pruebas Preliminares

Pruebas Finales

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca NORMA

No. de Serie _____

Tension de Prueba 1000 V

Temp. Ambiente _____ °C

Tiempo de Prueba 1 MINUTO

Temp. Aceite _____ °C

EFSE	PRUEBAS	LECTURAS EN MΩ		RESULTADO DE LA PRUEBA
		ANTES DEL REFIL.	CORREGIDAS A 20 °C	
R	H - T			
P	H - T			
E	H - T			

► INT. CERRADO

OBSERVACIONES : _____

EFECTUO LA PRUEBA

ING. ENRIQUE JIMENEZ G.

Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR

INS. _____

Nombre y Firma

PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA AL ACEITE

DATOS EQUIPO DE PRUEBA :

Marca _____

No. de Serie _____

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. Bulbo _____

Presion del Sist. _____

Temp. Ambiente _____ °C

Tipo de gas _____

Temp. Gas _____ °C

LECTURA DEL PUNTO DE ROCIO	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
CIEPRE		
DISPARO No. 1		
DISPARO No. 2		

QUI EFECTUO LA PRUEBA

ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR

ING.

Nombre y Firma

INTERRUPTOR DE POTENCIA

IEPSA

3 DE -

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.	
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 : _____

EFECTUO LA PRUEBA
 ING. ENRIQUE JIMENEZ O.

 Nombre y Firma

DEPTO. RECEPTOR
 ING.

 Nombre y Firma

BIBLIOGRAFIA:

- 1 - Procedimientos para pruebas de Resistencia de Aislamiento en equipo electrico "MEGGER" C.F.E
- 2- Inspection and Test of Electrical Equipment
Westinghouse Electric Service Division
- 3- Installation Maintenance of Power Transformers
Westinghouse Electric Co
- 4 - Annual Book of ASTM Standards
Electrical Insulating Materials
- 5 - Normas Tecnicas para instalaciones Electricas
Secretaria de patrimonio y fomento industrial
Directorio general de Normas
- 6 - National Electrical Code
National Fire Protection Assocn
- 7 - Testing and Maintenance of Morded cable circuit breakers
General Electric
- 8 - Instructional Book Middle transformer
James C. Bird's Co
- 9 - Instruction book
Doble Electrical Equipment
- 10 - Installation and Maintenance Instructions
11 - Line SWITCHBOARDS GENERAL ELECTRIC
12 - Distributore di Energia
Barnes L.A
- 13 - IEEE Standard test code for distribution power and traingular transtomter

057-00-1971
RECEIVED

8/1/71

1971
10/1/71

NORMAS CONNIE DE CONSULTA.

NUMERO	DESCRIPCION
2 13	Metodos de pruebas de transformadores de Distribucion y Potencia
2 14	Transformadores de Distribucion Subteranea tipo pedestal
3 21	Metodos de prueba y funcionamiento de acumuladores Electricos Industriales tipo plomo acido
5 31	Definicion de con Vocablos y Tecnicos usados en interruptores de potencia
5 62	Caracteristicas Nominales de Interruptores de Alta tension para C.A.
6 31	Metodos de pruebas y fusibles y cortos circuitos
6 34	Aisladores de porcelana tipo outdoor para baja tension
7 12	Metodos de pruebas para determinacion de la Rigidez Dielectrica de Materiales aislantes Electricos
7 31	Aceite aislante no inflamable para transformadores
8 11	Norma de Calidad para Tableros electricos de Distribucion
8 12	Norma de Nomenclaturas, abreviaturas, numeros, y simbolos usados en planos y diagramas electricos
8 13	Metodos de pruebas para tableros electricos
8 17	Tableros de alta tension