

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS
**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y
PARA EDIFICIOS**
MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
Del 17 al 28 de octubre de 1994
DIRECTORIO DE PROFESORES

1. Ing. Augusto Octavio Hintze Valdéz
Subjefe de la Unidad de Ingeniería Esp.
Comisión Federal de Electricidad/Subd. Técnica
Edificio anexo al Museo Tecnológico 2ª sección
de Chapultepec.
Tel. 516 60 01
2. José Saul Cohen Sak
Profesor de Carrera T.C.
D.E.P.F.I., UNAM
Tel. 671 58 10
3. Ing. Manuel Vila Vivaldo
Gerente General
Vila Ortiz y Cia., S.A. de C.V.
Periférico Oriente 2516-8
Tel. 671 21 30
4. Ing. Arturo Morales Collantes
Jefe del Depto. Ingeniería Eléctrica
Fac. de Ingeniería, UNAM
Ciudad Universitaria.
Tel. 622 31 06
5. Ing. Antonio Macías Herrera
Director Técnico
Técnica Mac de México, S.A.
Av. Cafetales no. 1696
Col. Hacienda de Coyoacán
Tel. 671 16 15 y 594 91 93
6. Ing. Héctor Sánchez Ceballos
Director de Operación Eléctrica
SEMIP
Francisco Márquez no. 160-2º piso
Col. Condesa
Tel. 553 91 48 al 49 Ext. 119
7. Ing. José Antonio Martínez Méndez
Subgerente
Cia. de Luz y Fuerza
Melchor Ocampo no. 171-5º piso
Tel. 566 43 03
8. Ing. Ramón Isidro Vila Vivaldo
Investigador y Coordinador de
Especialidad en Dinámica de
Sistemas Eléctricos.
Instituto de Investigaciones Eléctricas
Dante 36- 3er piso
Col. Anzures
11590 Cuauhtémoc, Méx. D.F.
Tel. 533 44 44 y 511 32 67

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSO ABIERTOS
**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y
PARA EDIFICIOS
(SUMINISTROS Y UTILIZACION)
MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**
Del 17 al 28 de octubre de 1994.
DIRECTORIO DE ASISTENTES

1. Ing. Roberto Aguilar Mercado
Gerente General
Ramesa, Tierra y Pararrayos
Plaza de la República 48-1A
Col. Cuauhtémoc
06030 México, D.F.
Tel. 703 04 40
2. Armando Arista Luna
Electricista
ENEP Acatlán
Alcanfores s/n
Col. Sta. Cruz Acatlán
Naucalpan, Edo. de México
Tel. 623 15 69
3. Ing. Ernesto Barcenás Rangel
Director
URASE, S.A. C.V.
15 de mayo No. 2933
Col. Las Hadas
Puebla, Puebla
Tel. 30 14 96
4. Ing. Gmo. Ernesto Barrera Romero
Director Administrativo
Barrera Constructores, S.A.C.V.
Neptuno 9B
Col. Nueva Ind. Vallejo
07700 México, D.F.
Tel. 752 20 17
5. Ing. José de Jesús Cárdenas Flores
Gerente Técnico Depto. Eléctrico
Ferma Ings. Consultores, S.A.C.V.
Saltillo 19 piso 7
Col. Condesa
06140 México, D.F.
Tel. 256 04 55
6. Ing. Benjamín Cedillo Rodríguez
Jefe de Gpo. Depto. Eléctrico
Ferma Ings. Consultores, S.A. C.V.
Saltillo 19 piso 6
Col. Condesa
06140 México, D.F.
Tel. 256 04 55
7. Ing. Humberto Curiel Rodall
Aux. de Ing. Depto. Eléctrico
Dürr de México, SA. C.V.
Urbina 6
Col. Parque Industrial N.
53370 Naucalpan, Edo. de México
Tel. 300 11 88
8. Ing. Carlos Chávez Ramírez
Gerente Manto. e Instalaciones
Benito Hernández Campeche
Conquistador del cielo 39
Col. Arenal
Azcapotzalco, México, D.F.
Tel. 355 38 92
9. Víctor Manuel Díaz Ortega
Especialista Técnico
S.C.T.
Av. Hidalgo 48-B
Cuahutitlán Izcalli Edo. Méx.
Tel; 691 71 62
10. Ing. Tonatih G. GarcíaSparza Guadarrama
Ingeniero de Planta
Fabrica de Chocolates la Azteca, S.A. DE C.V
Poniente 146 no.688
Industrial Vallejo, Del. Azcapotzalco, CP.02300
Tel; 229 33 12
11. Jorge Guerrero Rodarte
Jefe de Mantenimiento
S.C.T.
Av. de las Telecomunicaciones S/N
Col. Leyes de Reforma
Del. Iztapalapa, Méx. D.F.
12. Herón Hernández Almanza
Supervisor de Mantenimiento
Sistema de Transporte Colectivo (Metro).
Delicias # 67
Col. Centro
06720 Cuauhtémoc, Méx.D.F.
Tel.627 49 01

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

(SUMINISTROS Y UTILIZACION)

MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES

Del 17 al 28 de octubre de 1994

DIRECTORIO DE ASISTENTES

- | | |
|---|---|
| <p>13. Ing. Jose Luis Carlos Hdz. Espinosa

Unidad de Verificación de Inst. Elect.
Calle R. Ramírez # 1816
Col. Maestro Federal
Tel. 9122 46 49 86</p> | <p>14. Ing. José Otho Hernández Guevara
Gerente de Proyectos
Ingel, S.A. de C.V.
Morelos 37 - 302
Col. Centro
Tel. 518 59 33</p> |
| <p>15. Ing. Pablo Hernández Jácome
Ingeniero Projectista
Dirección Gral. Obras Públicas
Francisco del paso y Troncoso # 499
Col. Magdalena Mixiuhca
Del. Venustiano Carranza, Méx.D.F.
Tel. 764 01 01</p> | <p>16. Ing. Eloy López García
Asesor
ISEBSA
Lirios # 6336
Col. Bugambilias
Puebla, Puebla
Tel. 3 30 735 (9122)</p> |
| <p>17. Hugo Horacio López Velarde
Supervisro de Obras
Gutierrez Tello y Cia. S.A. de C.V.
Dakota # 423-1º piso
Col. Nápoles, Del. Coyoacán
Tel. 543 38 73</p> | <p>18. Ing. Ernesto Martin Robles
Diseñador
Profesionista.
Mariano Escobedo # 205
Col. San Sebastian
50090 Toluca, Méx.
Tel. 15 48 71 (91-72)</p> |
| <p>19. Diego Miranda Flores
Analista Adminsitrativo
Dirección Gral. de Fomento e Inform.
Av. de las Telecomunicaciones S/N
Col. Leyes de Reforma
Iztapalapa, Méx.D.F.
Tel. 691 72 22</p> | <p>20. Ing. Juan Mora Hernández
(Persona Física)
Castaños # 3932
Col. Las Animas
72400 Puebla, Puebla
Tel. 48 88 55</p> |
| <p>21. Rodrigo Moreno Colin

Fábrica de Galletas la Moderna, S.A. de C.V.
Vialidad Naucalpan # 110
Zona Industrial, C.P. 50010
Toluca, México
Tel. 9172 72 05 73</p> | <p>22. Ing. L. David Ramírez Ramírez

Unidad de Verificación de Inst. Elect.
Eucalipto 65-2
Col. Sta. Ma. la Rivera
06400 Cuauhtémoc, Méx.D.F.
Tel. 541 34 63</p> |
| <p>23. Carlos Rios Pérez
Supervisor de Mantenimiento Nivel "A"
Sistema de Transporte Colectivo
Delicias # 67
Col. Centro
06070, Cuauhtémoc, Méx.D.F.
Tel. 512 76 86</p> | <p>24. Ing. Javier Rodríguez Arellano
Supervisor de Mantenimiento de las Inst. Fijas
Sistema de Transporte Colectivo (Metro)
Delicias # 67
Col. Centro
06070, Cuauhtémoc, Méx.D.F.
Tel. 627 49 01 y 627 49 06</p> |

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y
PARA EDIFICIOS****(ADMINISTRATIVOS Y UTILIZACION)****MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES**

Del 17 al 28 de octubre de 1994

DIRECTORIO DE ASISTENTES.

25. Ing. Ricardo Sánchez Lona
-Particular-
Felipe Villanueva # 165-A
col.
Tel. 597 58 22

26. Ing. Enrique Sánchez Malvaez

Col. Culturas
50100, Toluca, Méx.
Tel. 78 12 06

27. Rigoberto Valdéz Sandoval
Coord. de Tec. Especializados
S.C.T.
Av. de las Telecomunicaciones S/N
Col. Leyes de Reforma
Ixtapalapa, Méx. D.F.
Tel. 691 72 22

28. Ing. Victoriano Turrubiates Guillén
Gerente
Proyectos Eléctricos Especializados
Rincón de los Nogales No.36
Col. Rincón de Arboledas
Puebla, Puebla
Tel. 91 22 28 35 13

29. Carlos Zárate Leyva
Subgerente, Depto. Elect.
Durr de México, S.A. de C.V.
Urbina # 6
Col. Parque Ind. N.
53370, Naucalpan Edo.Méx.
Tel. 300 11 88

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA
CURSOS ABIERTOS
I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
Y PARA EDIFICIOS (SUMINISTROS Y UTILIZACION)
MODULO III:
INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA
Del 17 al 28 de octubre de 1994.

F E C H A	H O R A R I O	T E M A	P R O F E S O R
Lunes 17 oct.	17:00 a 21:00 hrs.	Introducción. Planeación de los Sistemas Eléctricos Industriales.	Ing. Marcos A. Macías Herrera
Martes 18	17:00 a 21:00 hrs.	Sistemas de Suministro y Producción de Energía Eléctrica. Consideraciones de Operación de los Sistemas Industriales, Regulación y Factor de Potencia.	Ing. Arturo Morales Collantes
Miércoles 19	17:00 a 21:00 hrs.	Selección de Conductores y Canalizaciones.	Ing. Manuel Vila Vivaldo
Jueves 20	17:00 a 21:00 hrs.	Armónicas en los Sistemas Eléctricos Industriales.	Ing. José Ochen Sak
Viernes 21	17:00 a 21:00 hrs.	Corto Circuito y Cálculo de Fallas.	Ing. Ramón Vila Vivaldo
Lunes 24	17:00 a 21:00 hrs.	Protección de Sistemas Eléctricos Industriales.	Ing. Augusto O. Hintze Valdéz
Martes 25	17:00 a 21:00 hrs.	Sobretensiones y Coordinación de - Aislamiento.	Ing. Víctor Hermosillo Morley
Miércoles 26	17:00 a 21:00 hrs.	Selección, Especificaciones y Mantenimiento de Equipo Eléctrico.	Ing. José Antonio Martínez Méndez
Jueves 27	17:00 a 21:00 hrs.	Consideraciones sobre la Reglamentación de las Instalaciones Eléctricas Norma Oficial Mexicana Aplicada a Instalaciones Eléctricas de Utilización y - Unidades de Verificación.	Ing. Héctor Sánchez Ceballos
Viernes 28	17:00 a 21:00hrs.	Sistemas de Tierras.	Ing. Arturo Morales Collantes

EVALUACION DEL PERSONAL DOCENTE

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS
CURSO: MOD: III INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA
FECHA: Del 17 al 28 de octubre de 1994.

CONFERENCISTA	DOMINIO DEL TEMA	USO DE AYUDAS AUDIOVISUALES	COMUNICACION CON EL ASISTENTE	PUNTUALIDAD
ING. MARCOS A. MACIAS HERRERA				
ING. ARTURO MORALES COLLANTES				
ING. MANUEL VILA VIVALDO				
ING. JOSE OCHEN SAK				
ING. RAMON VILA VIVALDO				
ING. AUGUSTO O. HINTZE VALDEZ				
ING. VICTOR HERMOSILLO MORLEY				
ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ				
ING. HECTOR SANCHEZ CEBALLOS				

EVALUACION DE LA ENSEÑANZA

ORGANIZACION Y DESARROLLO DEL CURSO	
GRADO DE PROFUNDIDAD LOGRADO EN EL CURSO	
ACTUALIZACION DEL CURSO	
APLICACION PRACTICA DEL CURSO	

EVALUACION DEL CURSO

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

ESCALA DE EVALUACION: 1 A 10

1.- ¿LE AGRADO SU ESTANCIA EN LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA?

SI	NO
----	----

SI INDICA QUE "NO" DIGA PORQUE.

2.- MEDIO A TRAVES DEL CUAL SE ENTERO DEL CURSO:

PERIODICO EXCELSIOR		FOLLETO ANUAL		GACETA UNAM		OTRO MEDIO	
PERIODICO EL UNIVERSAL		FOLLETO DEL CURSO		REVISTAS TECNICAS			

3.- ¿QUE CAMBIOS SUGERIRIA AL CURSO PARA MEJORARLO?

4.- ¿RECOMENDARIA EL CURSO A OTRA(S) PERSONA(S)?

SI		NO	
----	--	----	--

5.- ¿QUE CURSOS LE SERVIRIA QUE PROGRAMARA LA DIVISION DE EDUCACION CONTINUA.

6.- OTRAS SUGERENCIAS:



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

CURSOS ABIERTOS

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES
Y PARA EDIFICIOS (SUMINISTRO Y UTILIZACION)**

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

LA DIFERENCIA EN COSTO ENTRE UN SISTEMA

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

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

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

NO PLANEE UN SISTEMA ELECTRICO SIN PARTICIPACION DE:

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

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

EL PERSONAL DE SEGURIDAD

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

1.3 GUIA PARA LA PLANEACION DE UN SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL

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

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

LEVANTAMIENTO DE CARGAS

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

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

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

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

DENSIDADES DE CARGA ESTIMADAS EN VARIAS INDUSTRIAS

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

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

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

DETERMINACION DE LA DEMANDA

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

DEFINICIONES

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

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

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

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

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

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

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

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

MOTORES

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

SISTEMAS O ARREGLOS ELECTRICOS

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

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

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

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

LA COMPAÑIA SUMINISTRADORA DEBE PROPORCIONARLO

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

COMPANIA SUMINISTRADORA

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

DATOS QUE SE SUGIERE PROPORCIONAR

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

LOCALIZACION DE EQUIPO

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

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

SELECCION DE TENSIONES

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

G E N E R A C I O N

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

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

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

DIAGRAMA UNIFILAR

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

ANALISIS DE CORTO CIRCUITO Y PROTECCION

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

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

EXPANSION FUTURA

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

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

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

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

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

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

SEGURIDAD

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

COMUNICACIONES

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

MANTENIMIENTO

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

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

SISTEMAS ELECTRICOS DE EMERGENCIA

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1.-GENERADORES IMPULSADOS POR MOTOR DE COMBUSTION INTERNA.

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

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

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

2.- TURBO - GENERADORES:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

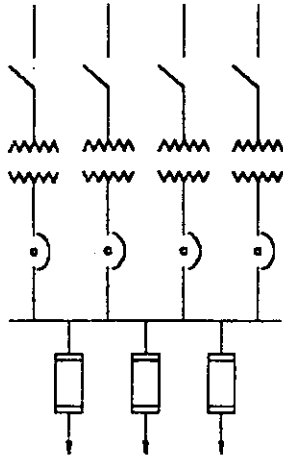
AL DISEÑAR Y SELECCIONAR UN SISTEMA DE EMERGENCIA ES NECESARIO TOMAR EN CUENTA, ADEMAS DE SU DISPONIBILIDAD, TAMBIEN SU CONFIABILIDAD. POR EJEMPLO, UN EQUIPO DE TRANSFERENCIA TIENE COMPONENTES QUE TIENEN UNA PROBABILIDAD DE FALLA EN SI MISMOS QUE EN REALIDAD REDUCE LA CONFIABILIDAD DEL CONJUNTO EN LA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

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

6.- RED SECUNDARIA CON PROTECTORES



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

ADECUADO PARA CARGAS GRANDES

COSTOSO

SI FALLA EL TABLERO SECUNDARIO, FALLA EL SISTEMA

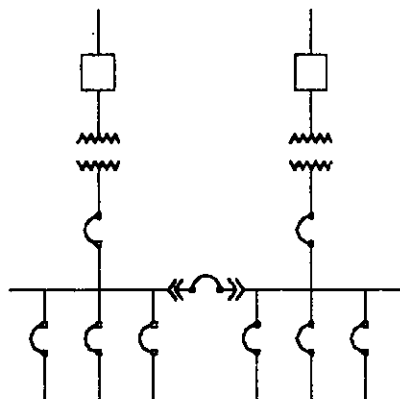
ELEVADAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

5.- SECUNDARIO SELECTIVO



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

ESTO REQUIERE:

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

COMBINADO CON EL PRIMARIO
SELECTIVO ES EL SISTEMA MAS
CONFIABLE

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

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

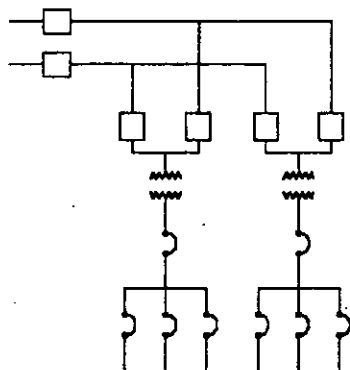
OPERACION MAS COMPLEJA

SISTEMA

VENTAJAS Y USOS

DESVENTAJAS

3.- SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

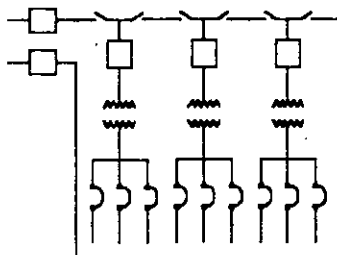


SE TIENEN DOS FUENTES DIS-
TINTAS DE ALIMENTACION EN EL
PRIMARIO

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

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

4.- PRIMARIO EN ANILLO



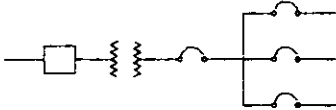
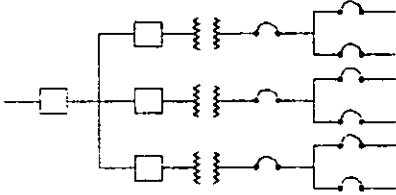
OFRECE LAS MISMAS VENTAJAS
Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA
PRIMARIO SELECTIVO

LIGERAMENTE MAS ECONOMICO
QUE EL PRIMARIO SELECTIVO

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

ES PELIGROSO PORQUE SE
PUEDE ENERGIZAR UN PUNTO
POR DOS LADOS

CARACTERISTICAS DE LOS PRINCIPALES SISTEMAS DE DISTRIBUCION ELECTRICA

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

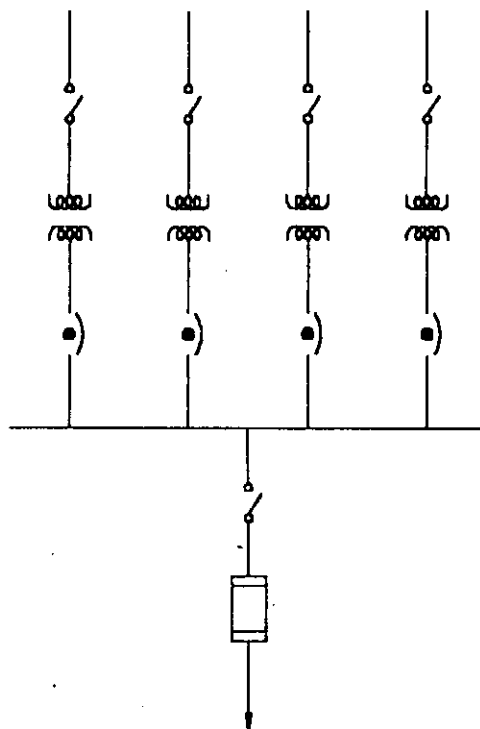
ALIMENTADORES
PRIMARIOS

DESCONECTOR

TRANSFORMADOR
DE DISTRIBUCION

PROTECTOR
DE RED

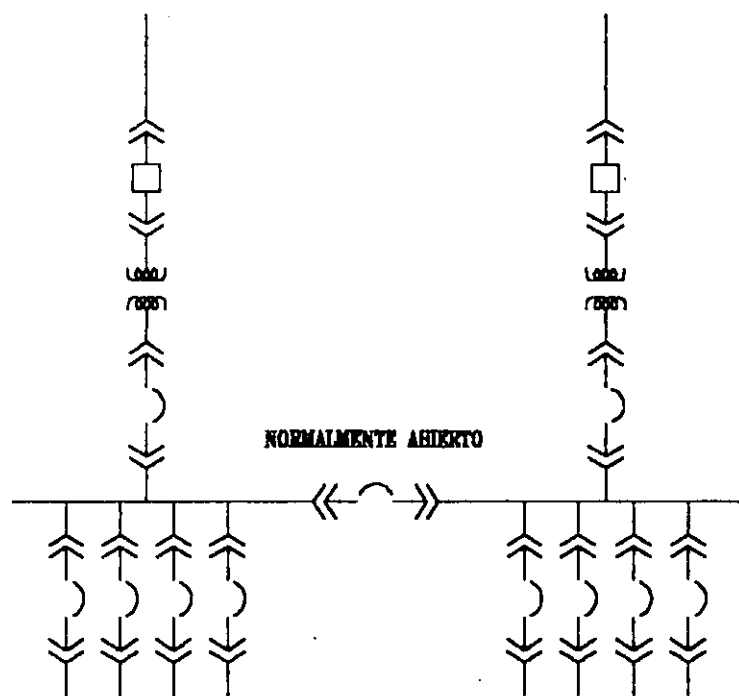
BARRA SECUNDARIA



ALIMENTADORES
SECUNDARIOS

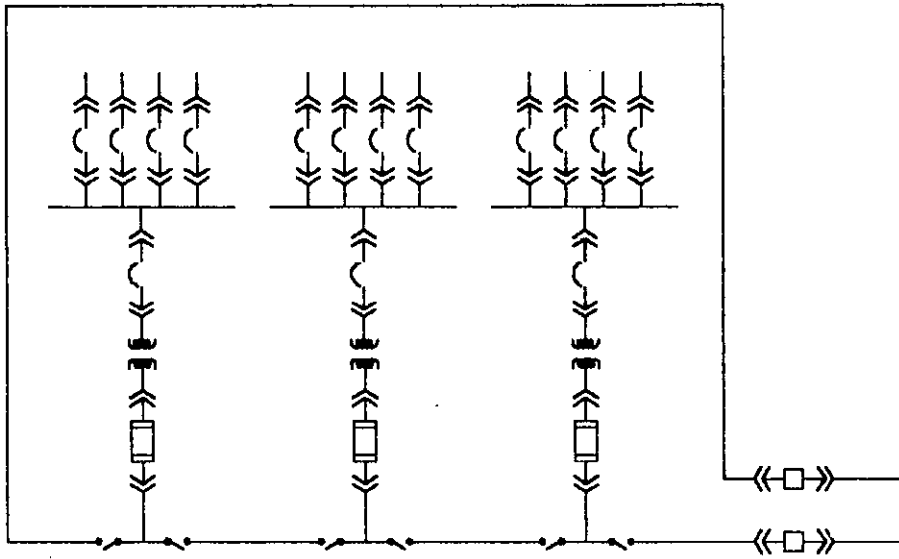
A LA CARGA

RED SECUNDARIA CON PROTECTORES

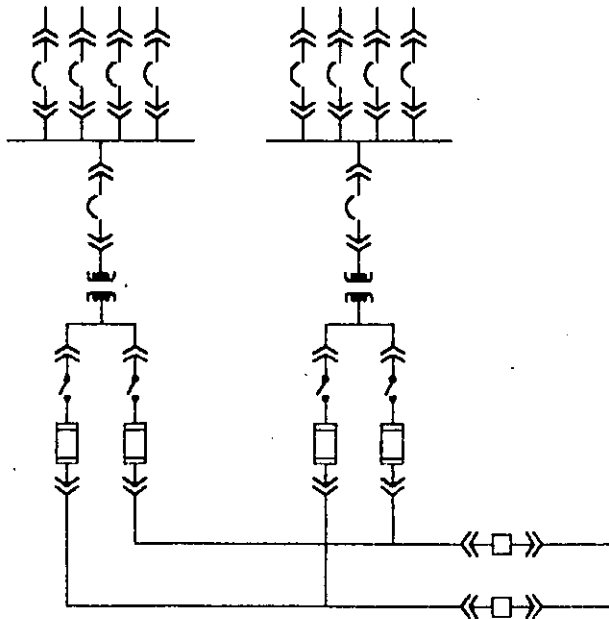


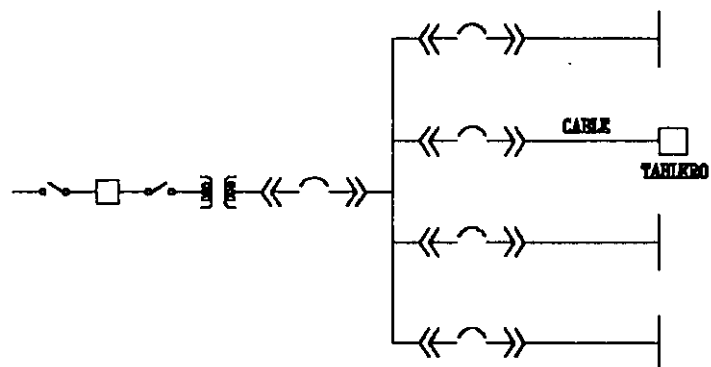
SISTEMA SECUNDARIO SELECTIVO

SISTEMA PRIMARIO EN ANTILO

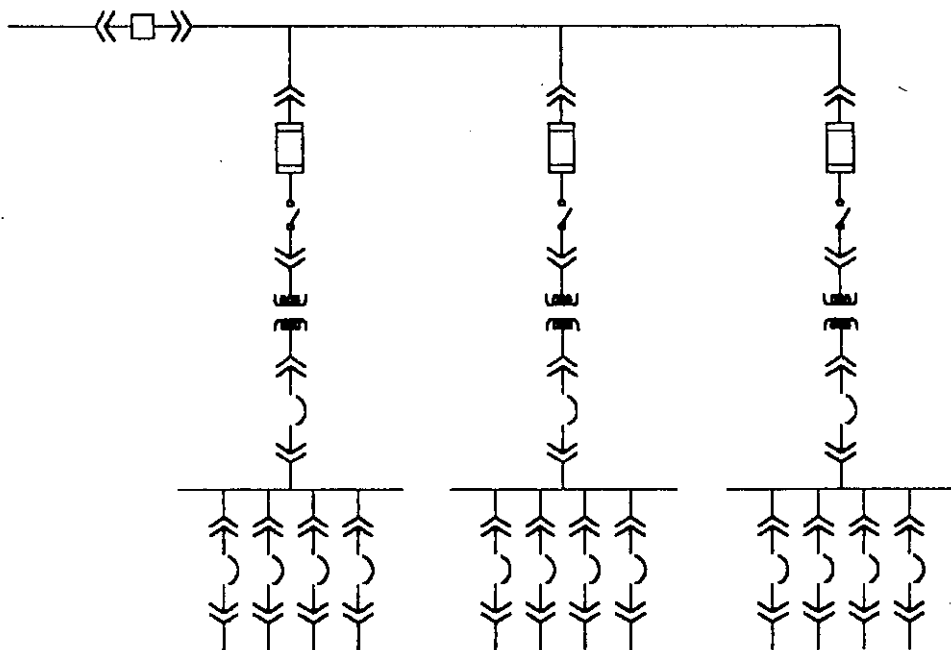


SISTEMA PRIMARIO SELECTIVO

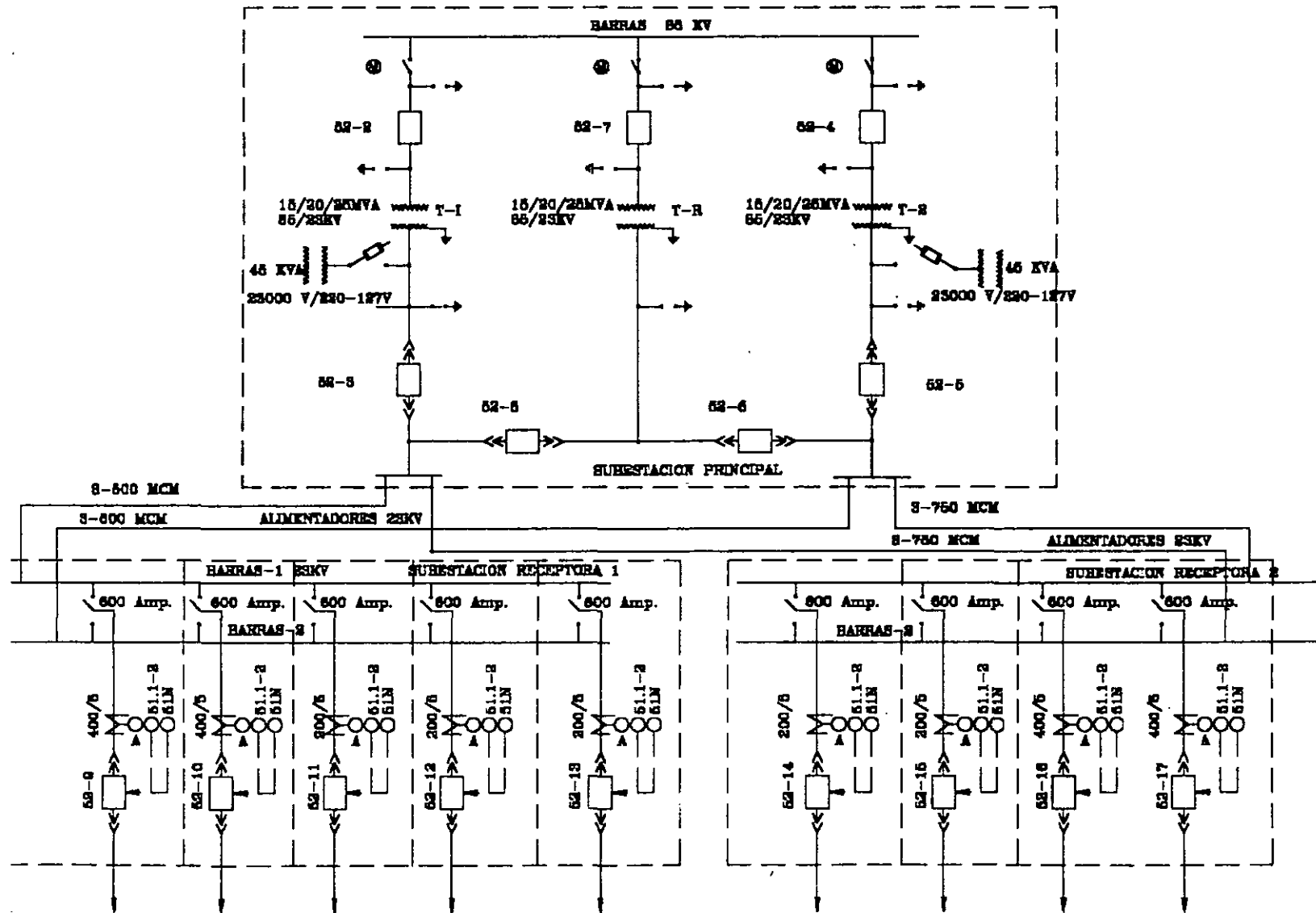




SISTEMA RADIAL SIMPLE



SISTEMA RADIAL EXPANDIDO





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

*I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES
ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA*

MODULO III

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

TEMA:

SISTEMAS DE SUMINISTRO

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

SISTEMAS DE SUMINISTRO

Tarifas eléctricas

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

Tarifa	Tipo de servicio	Demanda	Tensión
2	servicio general	25 kW	baja tensión
3	servicio general	>25 kW	baja tensión
QM	servicio general	<1000 kW	media tensión
AM	servicio general	>1000 kW	media tensión
HS	servicio general	medio uso	Tensión de subtransmisión
HSL	servicio general	alto uso	Nivel de subtransmisión
Ht	servicio general	alto uso	Nivel de transmisión

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

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

Pequeña industria es aquella que va desde 0 de algunos kW, menos de 25 kW a algunos cientos de kW.

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

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

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

Plantas grandes de más de 10 a 15 MVA

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

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

Table 1
Standard Nominal System Voltages and Voltage Ranges

VOLTAGE CLASS	NOMINAL SYSTEM VOLTAGE (Range A)			VOLTAGE RANGE A (Range B)			VOLTAGE RANGE B (Range C)			
				Maximum	Minimum		Maximum	Minimum		
	Two-wire	Three-wire	Four-wire	Utilization and Service Voltage (Range A)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage	
	Single-Phase Systems									
Low Voltage (Range 1)	120	120/208		126 120/252	114 114/228	110 110/220	127 127/254	110 110/220	106 106/212	
	Three-Phase Systems									
		208Y/120 (Range 2) 240/120 740 480 600 (Range 3)	210Y/120 252/120 757 604Y/201 604 630 (Range 4)	197Y/114 220/114 770 460Y/263 460 570	191Y/110 220/110 770 440Y/254 440 550	220Y/127 254/127 754 500Y/293 500 635 (Range 5)	191Y/110 (Range 6) 278/110 770 440Y/254 440 550	184Y/106 (Range 7) 212/106 717 424Y/248 424 530		
	Medium Voltage	7400	4160Y/7400	7570 4370 5040 7740	2340 4050Y/7340 4050 4680 6730	2160 3740Y/7160 3740 4370 6710	2540 4400Y/7540 4400 5080 7760	2780 3950Y/7280 3950 4560 6560	2080 3600/7080 3600 4160 5940	
13200		8320Y/4800 12000Y/6930 12470Y/7200 13200Y/7820 13800Y/7970	8730Y/5040 12600Y/7770 13090Y/7500 13660Y/8000 14490Y/8370 14490	8110Y/4680 11700Y/6760 12160Y/7820 12470Y/7430 13460Y/7770 13460	(Range 8)		8800Y/5080 12700Y/7330 13200Y/7820 13870Y/8070 14520Y/8380 14520	7900Y/4560 11400Y/6580 11860Y/8340 12604Y/7240 13110Y/7570 13110	(Range 9)	
21000		20780Y/12000 22660Y/13200	21820Y/12600 24000Y/13660 24150	20260Y/11700 22790Y/12870 22430	(Range 9)		22000Y/12700 24700Y/13970 21850	19740Y/11400 21720Y/12540 21850	(Range 10)	
34500		24345Y/14400 34660Y/19920	26160Y/16120 38230Y/20920 36230	24320Y/14040 33840Y/19420 33640	(Range 10)		28400Y/16240 38610Y/21090 36510	23850Y/13863 32760Y/18920 37780	(Range 11)	
46000										
88000										
				Maximum Voltage (Range 11) 48300 72600						
High Voltage		115000			121000					
		138000			146000					
		161000			169000					
	239000			242000						
(Range 12)										
		344000 608000 795000 1180000		362000 668000 880000 1200000						

NOTES: (1) Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows:

Home System Voltage	Range A	Range B
120	104	104
120/240	104/208	104/208
208Y/120	197Y/106	197Y/104
240/120	216/106	208/104
740	716	716
480Y/277	432Y/240	416Y/240
600	432	416
600	540	520

(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.

NOTES: (1) Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows:

System Voltage	Range A	Range B
120	104	104
120/240	106/212	104/208
208Y/120	197Y/106	190Y/104
240/120	216/108	208/104
240	216	208
480Y/277	432Y/240	416Y/240
600	432	416
600	540	520

(2) Many 220 volt motors were stocked 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.

Clasificación de Voltajes

En función de su nivel de intensidad los voltajes de suministro y utilización se clasifican según el estándar 141.1986 de ANSI-IEEE según la tabla 1 del estándar anexa, en México se reduce esta clasificación de la siguiente manera:

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

Los voltajes de baja tensión son empleados directamente para el abastecimiento de energía del equipo de utilización industrial, generalmente de pequeña escala en industrias pequeñas.

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

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

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

Control del voltaje en los sistemas eléctricos

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

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

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

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

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

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

* For utilization voltage of 120-600 V.

† For building wiring circuits supplying lighting equipment.

Table 3
Nominal System Voltages

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

generadoras, la propia red del sistema, los cambiadores de derivaciones de los bancos de transformadores, los bancos de reactores y capacitores, etc.. la figura 1 nos muestra un arreglo elemental de un sistema de eléctrico elemental.

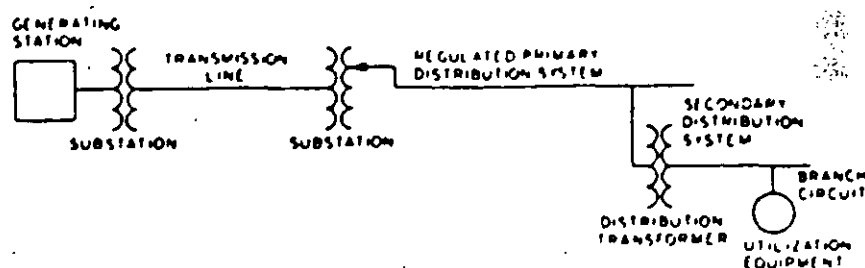


Fig. 1 Sistema típico de producción, transporte, distribución eléctrica.

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

Límites de tolerancia de la variación del voltaje

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

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

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

Respecto a los voltajes de distribución con que suministran la energía las empresas eléctricas que van desde 120 a 34,500 volts, basados en el mismo criterio se presenta la figura 13, en la cual se muestra el perfil de tensiones de los límites de rango, según la misma norma y en base de 120 volts para tensiones de 13,800 volts en media y 480 en baja tensión, así como la fig. de las relaciones de voltaje basados en rangos de voltaje ANSI C84.1-1982 del estandar 141.1986 de ANSI-IEEE anexas.

Selección del voltaje de suministro

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

Tensión nominal del equipo eléctrico de la planta

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

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

* La tabla 12 del estandar 141.1986 de ANSI-IEEE anexa muestra los niveles de voltaje recomendados para el uso de motores de acuerdo con su capacidad.

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

KVA. DEL SISTEMA	VOLTAJE DE OPERACION
HASTA 500 KVA	220 volts
500 - 1,500 KVA	440 "
1,500 a 3,000 KVA	2,400 "
1,500 a 10,000 KVA	4,160 "
10,000 a 20,000 KVA	13,800 "
MAyores de 20,000 KVA	23,000 "

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

Fig 13

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

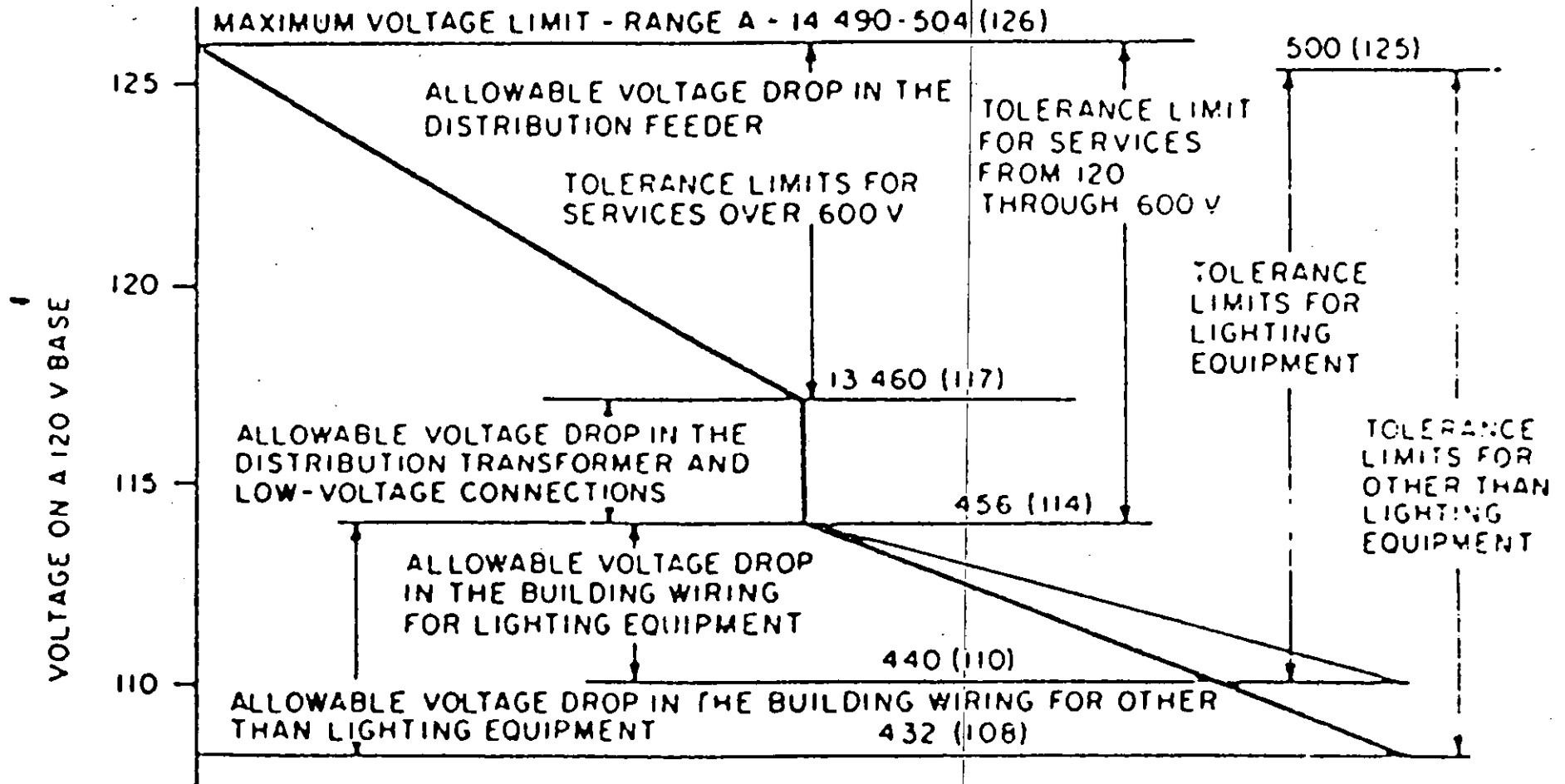
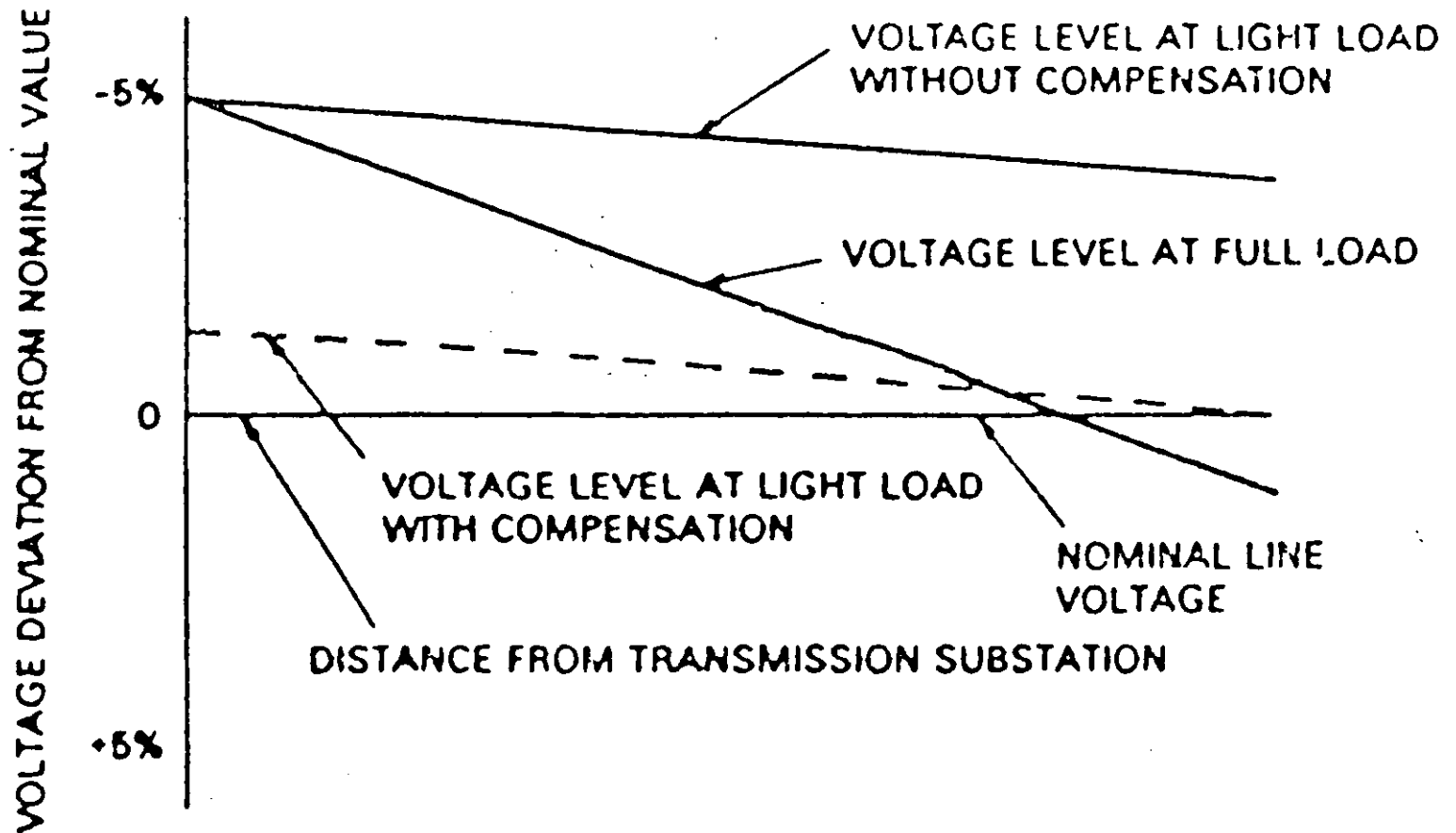


Fig 12

Effect of Regulator Compensation on Primary Distribution System V



Tensión de suministro de la compañía

Los niveles de tensión primarios en media y alta tensión son determinados por las tensiones de operación de las compañías suministradoras y debido a que la fabricación de equipo estandarizado en dichos niveles es influida por estas tensiones, también pueden usarse internamente en la planta.

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

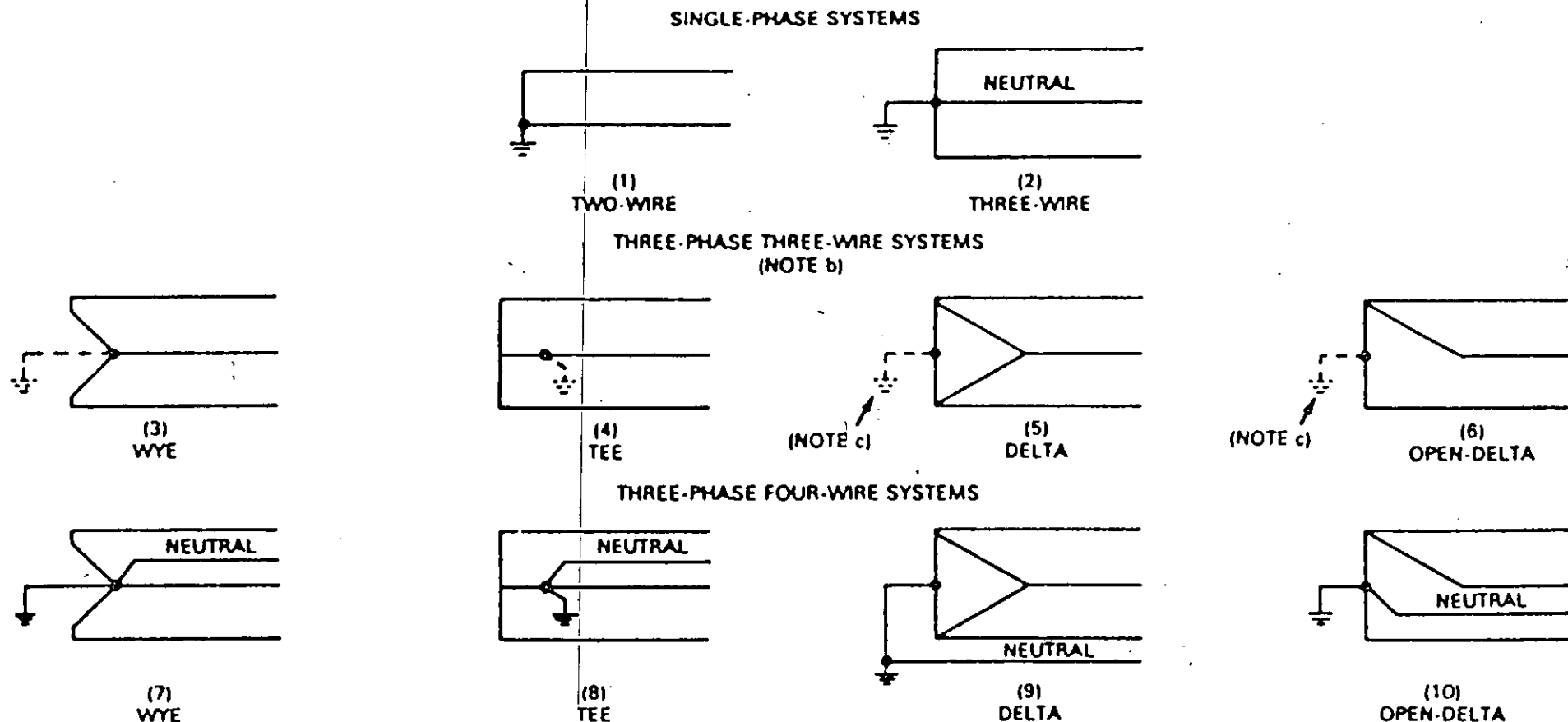
La nueva Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica establece que todos los servicios de alta tensión y concentración pública deberán ser aprobados por una Unidad de Verificación para poder ser contratados, de tal manera que de ser posible este trámite deberá iniciarse en cuanto se tenga el proyecto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

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

NOTES:

- (a) Three-phase three-wire systems are systems in which only the three-phase conductors are carried out from the source for connection of loads. The source may be derived from any type of three-phase transformer connection, grounded or ungrounded. Three-phase four-wire systems are systems in which a grounded neutral conductor is also carried out from the source for connection of loads. Four-wire systems in Table 1 are designated by the phase-to-phase voltage, followed by the letter Y (except for the 240/120 volt delta system), a slant line, and the phase-to-neutral voltage. Single-phase services and loads may be supplied from either single phase or three-phase systems. The principal transformer connections that are used to supply single-phase and three-phase systems are illustrated in Appendix A.
- (b) The voltage ranges in this table are illustrated in Appendix B.
- (c) For 120-600 volt nominal systems, voltages in this column are maximum service voltages. Maximum utilization voltages would not be expected to exceed 125 volts for the nominal system voltage of 120, nor appropriate multiples thereof for other nominal system voltages through 600 volts.
- (d) A modification of this three-phase, four-wire system is available as a 120/208Y volt service for single-phase, three-wire, open-wye applications.
- (e) Certain kinds of control and protective equipment presently available have a maximum voltage limit of 600 volts; the manufacturer or power supplier or both should be consulted to assure proper application.
- (f) Utilization equipment does not generally operate directly at these voltages. For equipment supplied through transformers refer to limits for nominal system voltage of transformer output.
- (g) For these systems Range A and Range B limits are not shown because, where they are used as service voltages, the operating voltage level on the user's system is normally adjusted by means of voltage regulation to suit their requirements.
- (h) Standard voltages reprinted from American National Standard C92.2-1981 for convenience only.

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



NOTES: (a) The above diagrams show connections of transformer secondary windings to supply the nominal system voltages of Table 1. Systems of more than 600 V are normally three-phase and supplied by connections (3), (6) ungrounded, or (7). Systems of 120-600 V may be either single-phase or three-phase and all of the connections shown are used to some extent for some systems in this voltage range.

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

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

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

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



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

*I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES
ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA*

MODULO III

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

TEMA:

FACTOR DE POTENCIA

ING. ARTURO MORALES COLLANTE

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

TIPOS DE CARGA:

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

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

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

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

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

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

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

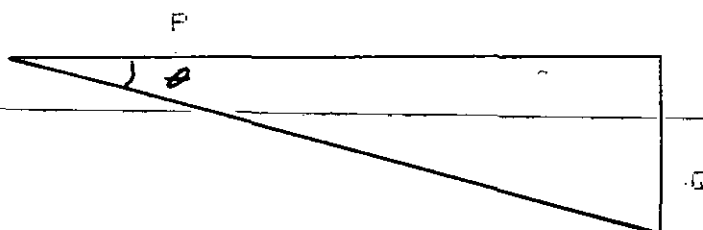
medida normalmente empleada de dicha potencia es el KVA y se designa mediante la letra "S".

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

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

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

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



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

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

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

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

Solución:

$$P = S \cos \theta$$

Pero $S = V \times I$ luego:

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

$$4000 = 220 \times 20 \cos \theta$$

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

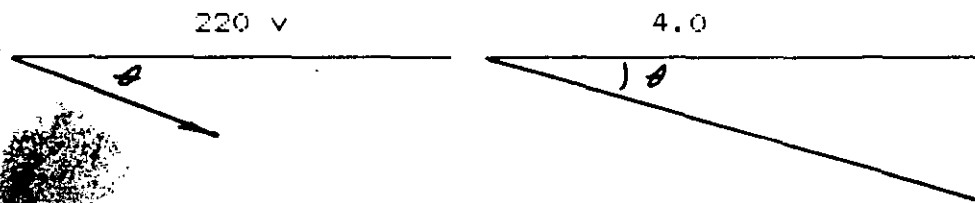
La potencia aparente se puede obtener despejándola de la primera expresión de la siguiente manera:

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

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

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

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



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

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

Solución:

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

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

Sustituyendo valores:

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

Despejando el factor de potencia:

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

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

Características del factor de potencia

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

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

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

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

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

En ellas podemos hacer las siguientes observaciones:

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

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

Corrección del factor de potencia

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

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

Para ilustrar un poco más estas consideraciones supóngase que se cuenta con un motor de 180 kw, siendo el factor de potencia de operación, de 0.65

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

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

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

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

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

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

$$I = 277.000 / (\sqrt{3} * 220)$$

$$= 726.936 \text{ amps}$$

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

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

$$= 180 \text{ kw}$$

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

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

$$= 249.3 \text{ kw}$$

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

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

$$= 181.965 \text{ amps}$$

menos, es decir la corriente de carga total será:

$$I_t = 726.936 - 181.965$$

$$= 545.07 \text{ amps solamente}$$

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

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

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

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

$$P = \sqrt{3} * V * I \cos \theta$$

$$I = P / (\sqrt{3} * V * \cos \theta)$$

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

La tabla siguiente muestra la corriente aparente y las dos componentes real o útil y reactiva o magnetizante en que se descompone, para el caso de un generador trifásico de 10,000 kw de potencia a 400 voltios.

Relación entre corriente útil (activa) y corriente magnetizante.

Factor de Potencia	Potencia suministrada KW	Corriente útil (amperios)	Corriente magnetizante (amperios)	Corriente total (amperios)
1.0	10,000	14.4	--	14.40
0.9	10,000	14.4	6.99	16.04
0.8	10,000	14.4	10.83	18.05
0.7	10,000	14.4	14.75	20.64
0.6	10,000	14.4	19.25	24.08
0.5	10,000	14.4	25.00	28.90

Obsérvese que para suministrar la misma potencia con un factor de potencia 0.5, las líneas deberán transportar una intensidad que es el doble de la que circularía si el factor de potencia fuera la unidad. Esto representa que las secciones de cobre necesarias en el generador, en la línea de transporte, en los transformadores y en realidad en todo el sistema que se extiende desde la central generadora hasta los puntos de consumo, estarán en función de la intensidad que pase a través de ellos.

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

La corriente magnetizante que aparece en la tabla anterior, ocupa parte de la sección de cobre que podría ser aprovechada para el paso de corriente útil, esto es igualmente válido para las líneas y equipos de las empresas suministradoras.

Los aparatos eléctricos se construyen para determinados valores de voltaje y corriente, es por ello que se da como característica su potencia aparente, en función de ellas y de su diseño para una determinada aplicación que demandará una cantidad de energía. La máquina suministrará una potencia mecánica que será el reflejo de la potencia eléctrica real; la potencia aparente correspondiente dependerá de esta primera y del factor de potencia, que a su vez dependerá de las condiciones de diseño de la máquina.

Los transformadores, equipo de soldar, hornos de inducción, lámparas de descarga, (fluorescentes, de vapor, de mercurio, etc.), los motores eléctricos de corriente alterna y todos los equipos eléctricos en general, consumen tanto potencia real, la cual es transformada en otra forma de energía como potencia reactiva inductiva, las que combinadas constituyen la potencia aparente mencionada atrás.

Si la combinación entre la potencia activa y la reactiva demandada por los equipos mantiene una relación de factor de potencia aceptable 0.9 (antes 0.85) para las empresas suministradoras y tan cercano a 1.0 como sea posible desde el punto de vista del consumidor, se puede considerar que la instalación se encuentra operando en forma adecuada, sin embargo si dicha relación de consumo produce un factor de potencia más bajo se hará necesario compensarlo de alguna manera.

La composición de la potencia reactiva consiste en generación de la ~~potencia reactiva opuesta a la que se desea eliminar~~, dicha compensación puede ser efectuada de las siguientes maneras:

- a) Mediante generadores rotatorios de potencia reactiva, dichos equipos son máquinas síncronas operando subexcitadas o sobreexcitadas, dependiendo los requisitos de potencia reactiva capacitiva o reactiva inductiva respectivamente, mediante lo cual es posible compensar tanto factores de potencia atrasados como adelantados.
- b) Mediante capacitores, elementos formados por grupos de placas conductoras adyacentes separadas por un material aislante, cuyo valor de capacitancia es proporcional al área de las placas en proporción inversa al espesor del dieléctrico.

Los capacitores no consumen prácticamente potencia real, por lo cual son muy populares, los condensadores síncronos consumen únicamente la energía requerida para vencer sus pérdidas, lo cual representa menos de un diez por ciento de su capacidad, por ello cuando está bien seleccionada su respuesta es muy satisfactoria.

CAPACITORES

Las fuerzas electromotrices inducidas por un generador trifásico pueden ser representadas mediante el diagrama de la siguiente figura

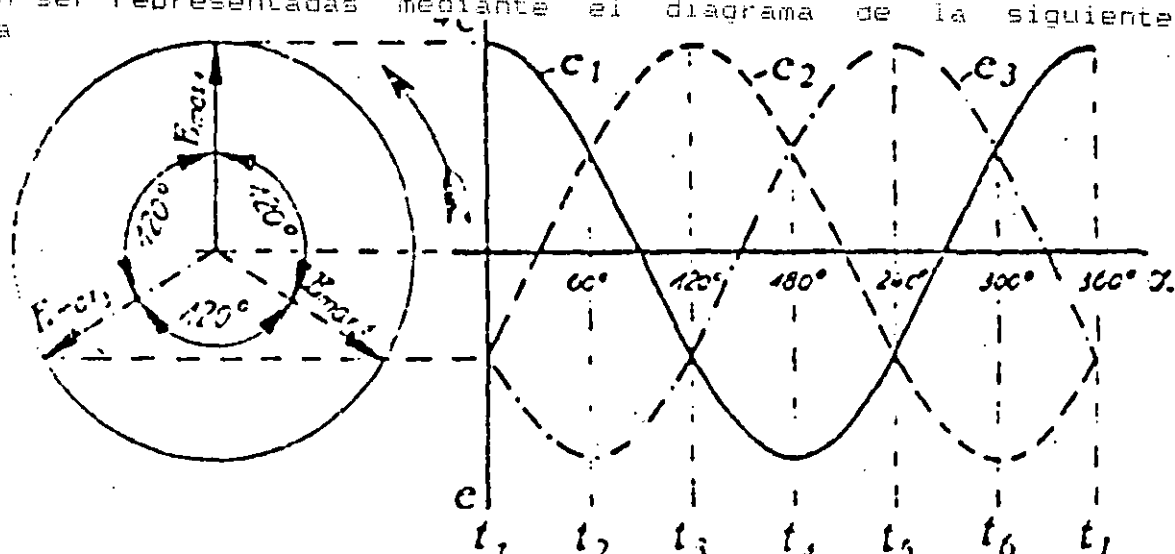


Fig. 1 Diagrama fasorial y curvas de fuerzas electromotrices inducidas de un generador trifásico

Las ecuaciones para las fems correspondientes quedan por lo tanto:

$$\begin{aligned} e_1 &= E_0 \sin \omega t \\ e_2 &= E_0 \sin (\omega t - 120^\circ) \\ e_3 &= E_0 \sin (\omega t - 240^\circ) \end{aligned} \quad (1)$$

Dichas fem pueden referirse a las diferencias de potencial del neutro a cada una de las líneas o entre líneas, consideremos solamente ondas sinusoidales de 60 Hz.

Recordaremos aquí que la fuente de suministro puede estar conectada en estrella o en delta, ya sea generador o el secundario de un transformador o banco.

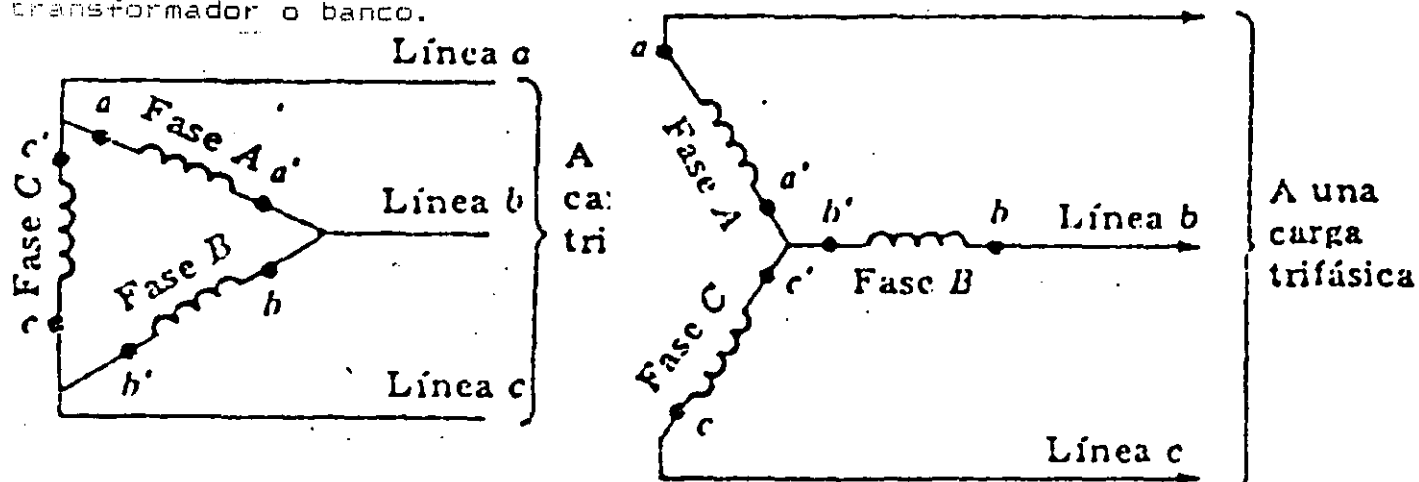


Fig. 2 Circuitos trifásicos conectados en estrella y en delta

Cuando se tiene carga conectada a un sistema trifásico las corrientes sufrirán un defasaje con respecto a la tensión aplicada o diferencia de potencial.

Dicho defasaje estará en función de las componentes resistiva R , inductiva L o capacitiva C de la carga y de la proporción en que intervienen:

1.- Para el caso único de un circuito que fuera puramente resistivo la onda de corriente y la de potencia quedan en fase con la onda de potencial.

$$i = i_0 \sin \omega t \quad (2)$$

$$p = v i = v_0 i_0 \sin^2 \omega t \quad (3)$$

$$= 0.5 v_0 i_0 (1 - \cos 2 \omega t)$$

La figura 3 nos muestra los diagramas ondulatorios de voltaje, corriente y potencia de un circuito resistivo de 25 Ohm, alimentado por una fuente de 100 volts en función del tiempo.

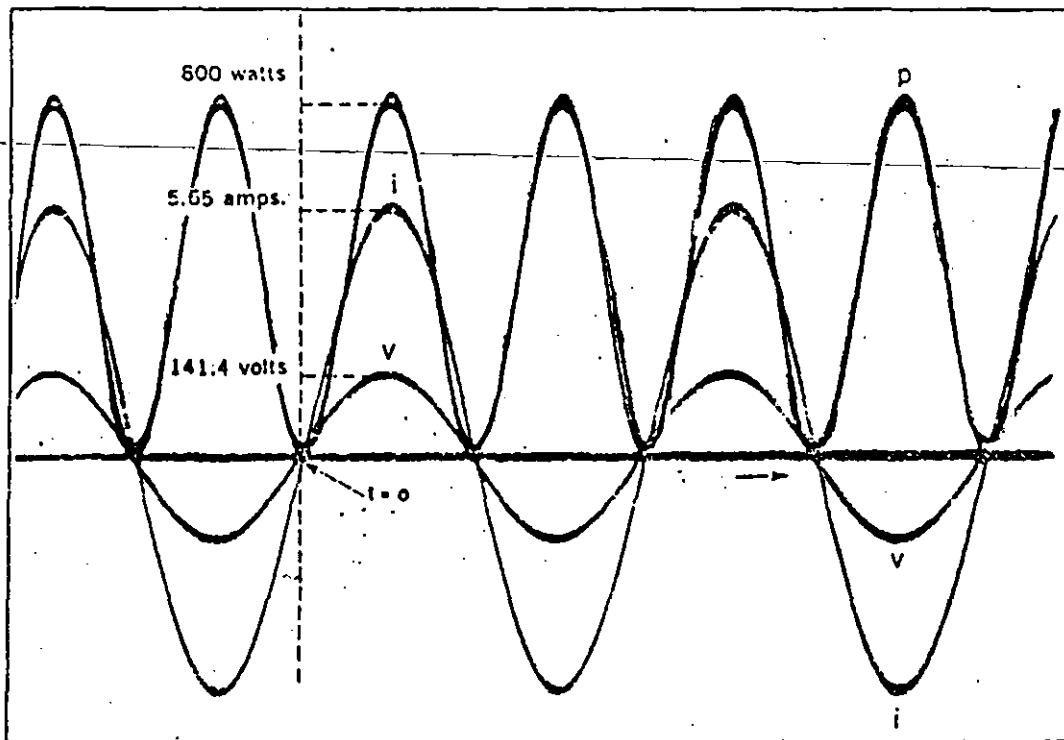


Fig. 3 Diagrama ondulatorio de voltaje, corriente y potencia para un circuito resistivo puro.

2.- Para un circuito que constará solamente de una inductancia con coeficiente de autoinducción L , para la que la onda establecida de corriente está atrasada 90° respecto de la tensión v la potencia resulta cero al ser integrada en medio ciclo.

$$i = I_0 \sin(\omega t - 90^\circ) \quad (4)$$

$$p = V_0 I_0 (-\sin \omega t \cos \omega t) \quad (5)$$

$$= -0.5 V_0 I_0 \sin 2\omega t$$

$$P_m = 0 \quad (6)$$

La figura 4 muestra los diagramas ondulatorios de voltaje, corriente y potencia de un circuito inductivo con 21.2 ohm. alimentado por una fuente de senoidal de 100 volts.

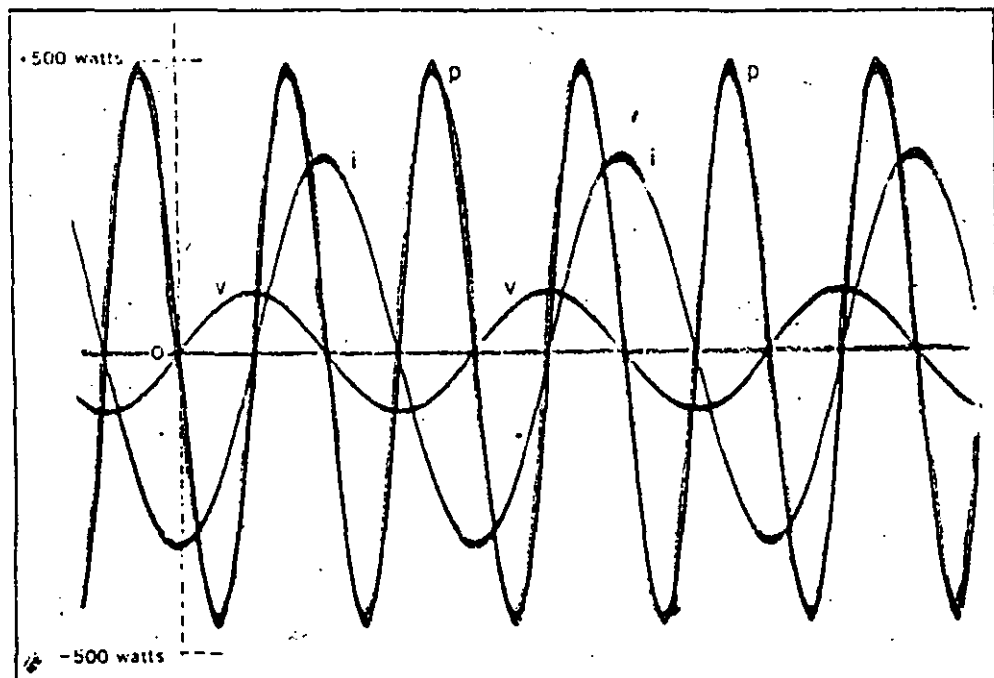


Fig. 4 Diagrama ondulatorio de voltaje, corriente y potencia para un circuito inductivo puro.

3.- Consideremos un circuito que consta solamente de capacitancia con capacidad del condensador C , la onda establecida de corriente adelantada 90° respecto de la onda de tensión y la potencia resulta cero al ser integrada en medio ciclo.

$$i = I_0 \sin (wt + 90^\circ) \quad (7)$$

$$p = V_0 I_0 \sin wt \cos wt \quad (8)$$

$$= 0.5 V_0 I_0 \sin 2 wt$$

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

La figura 5 muestra los diagramas ondulatorios para un circuito capacitivo puro con reactancia capacitiva $X_c = 21.2 \text{ ohm}$, alimentada por una fuente senoidal de 100 volts.

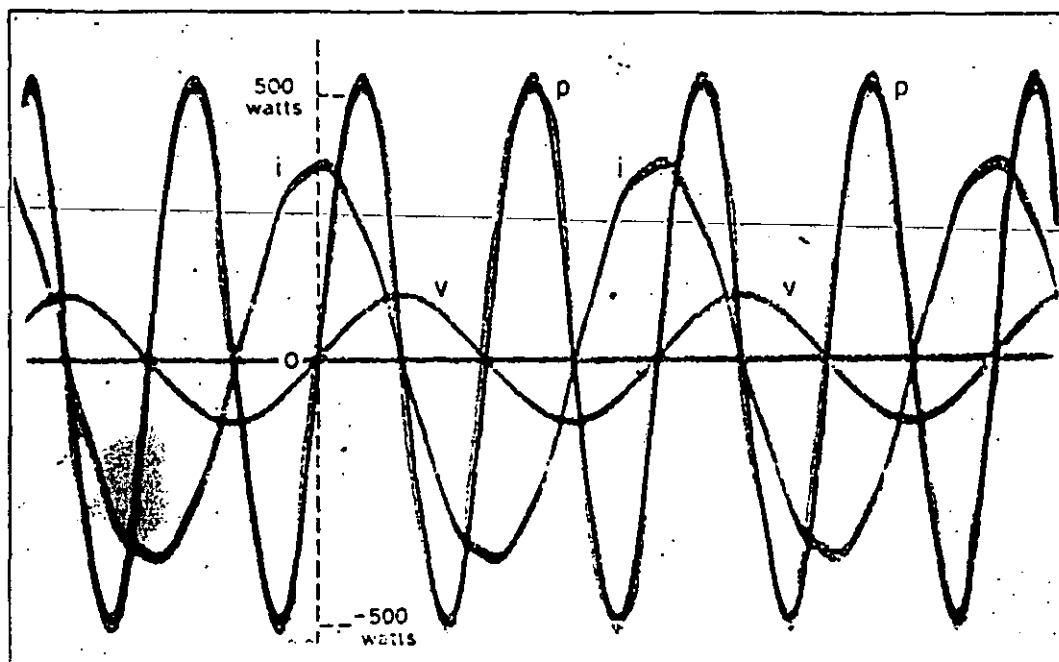


Fig. 5 Diagrama ondulatorio de tensión, corriente y potencia de un circuito capacitivo puro.

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

$$S = P + jQ$$

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

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

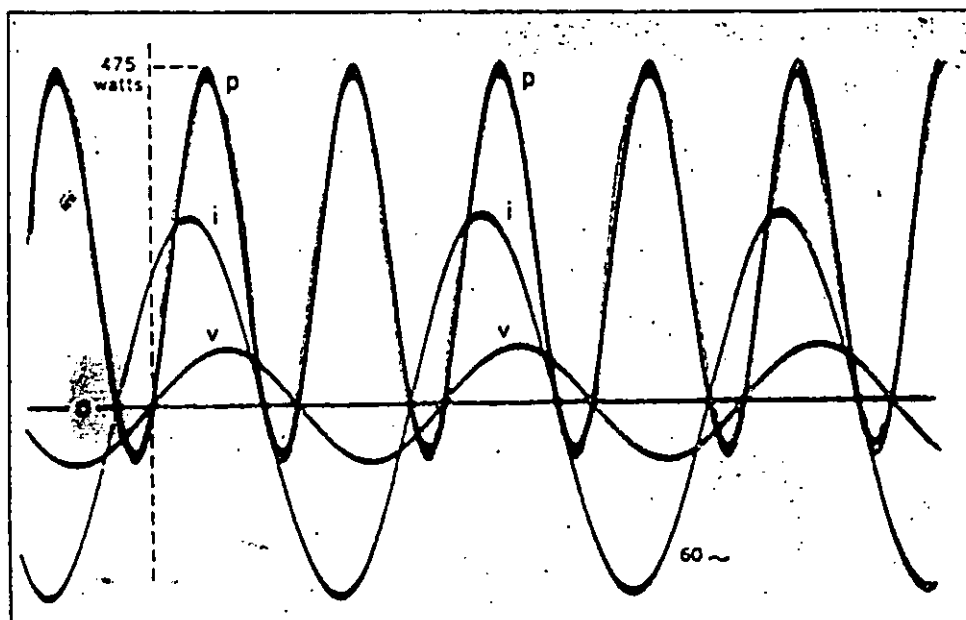


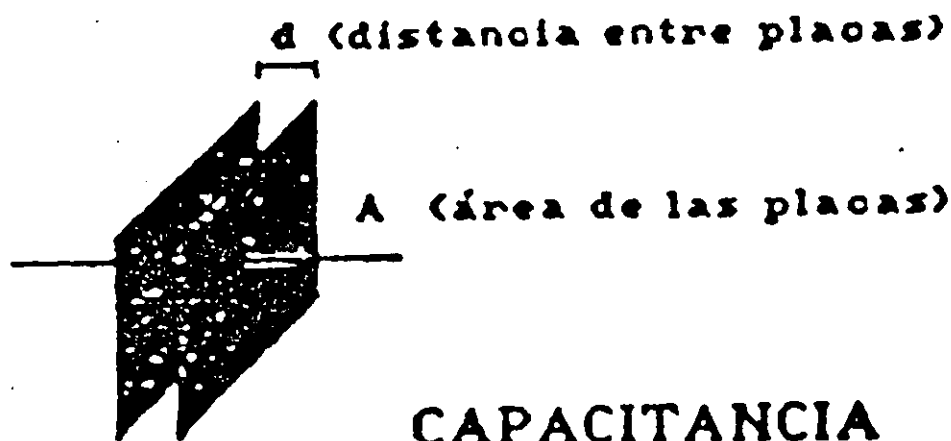
Fig. 6 Diagrama fasorial de voltaje corriente y potencia de un circuito resistivo inductivo.

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Que es un capacitor

La Norma Oficial Mexicana NOM J-203 define un capacitor eléctrico o condensador como un conjunto de dieléctrico y electrodos dentro de un recipiente con terminales, capaz de aportar capacitancia a un circuito eléctrico.

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



$$C = K * A/d$$

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

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

"d" es la distancia entre ellas.

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

$$Q = WCV^2 \text{ (vars).}$$

Capacitor en corriente directa

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

Capacitor en corriente directa

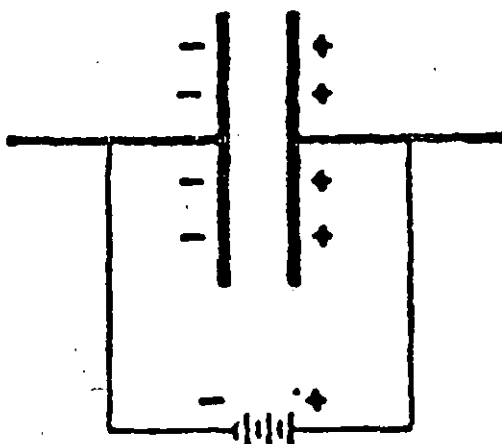


Fig. 2 Capacitor en corriente directa

Capacitor en corriente alterna

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

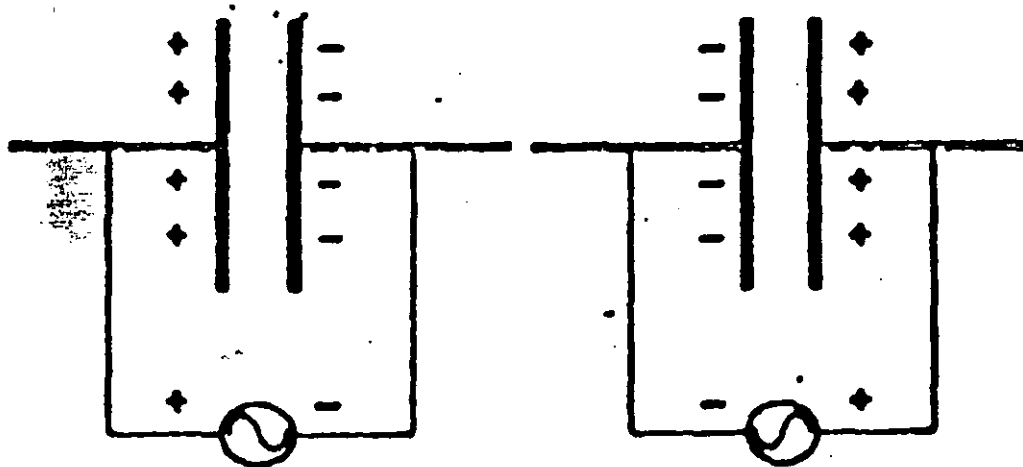


Fig. 3 Capacitor en corriente alterna

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

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

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

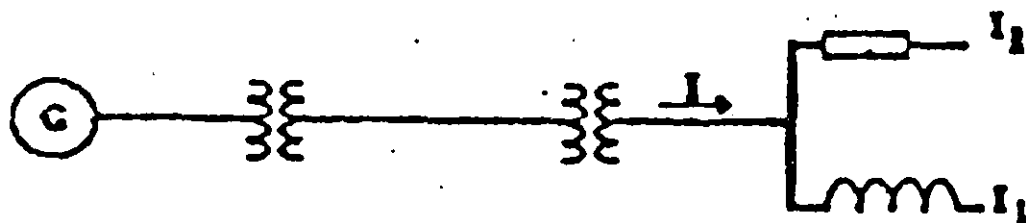


Fig. 4 Circuito eléctrico de una planta industrial

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

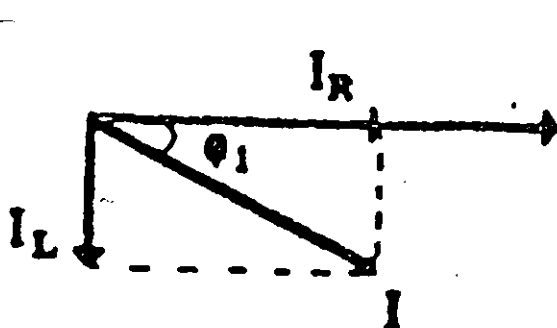


Fig. 15 Diagrama fasorial tensión corriente de una industria típica

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

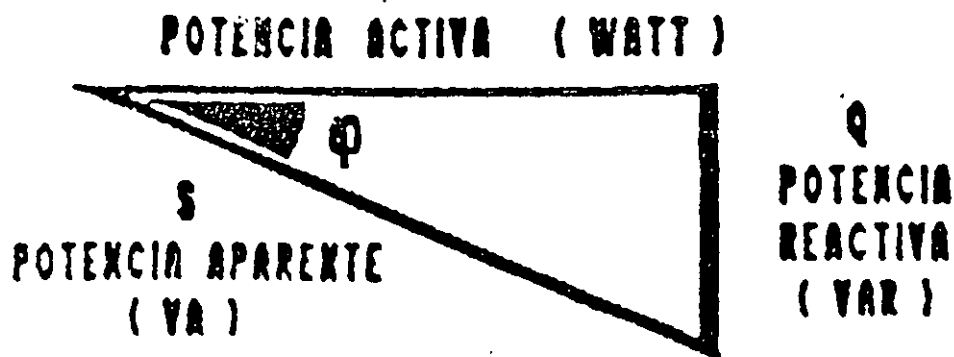


Fig 6. Triángulo de potencias real, reactiva y aparente

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

y puede expresarse también como el coseno del ángulo ϕ .

$$fp = \cos \phi$$

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

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

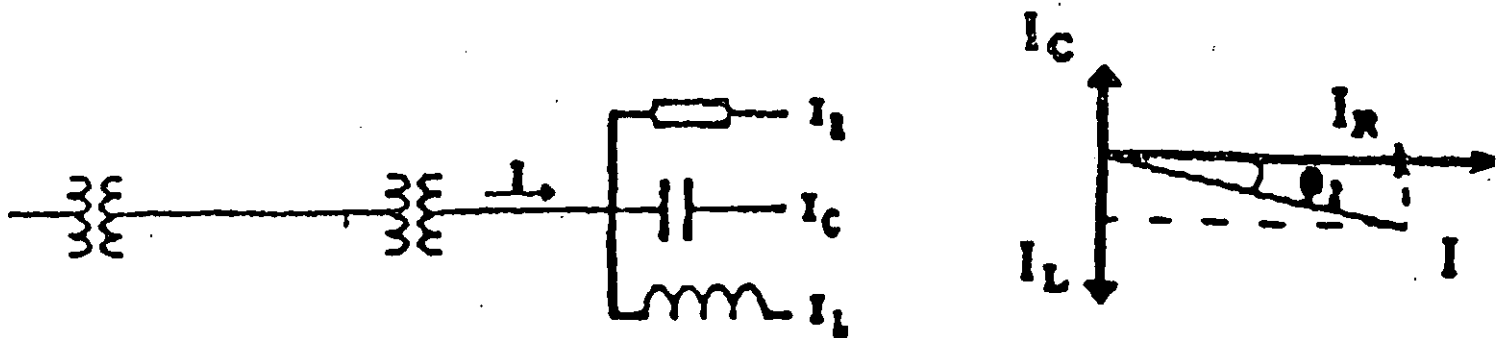
$$\text{Cargo por bajo } fp = \text{facturación} \times 3/5 (90 / fp \text{ medido}) - 1 \times 100$$

La bonificación en % se calcula con la fórmula:

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

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

Al instalar un capacitor en paralelo con la carga se presentará en el circuito una corriente capacitiva I_C en oposición con la corriente inductiva I_L . Esto significa un flujo local de corriente entre el capacitor y la carga inductiva, ocasionando una reducción de la corriente resultante en el circuito y además una reducción del ángulo θ que llamaremos ahora θ_2 fig. 3.



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

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

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

La fórmula para lograrlo es:

$$kvar = kw (tg\theta_1 - tg\theta_2)$$

Esto puede explicarse con un ejemplo:

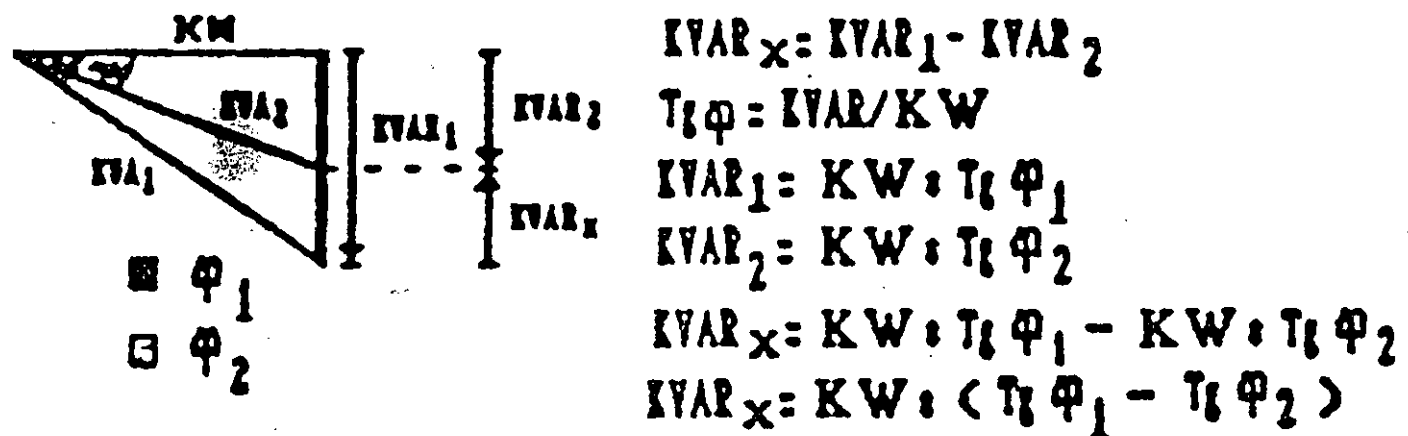


Fig. 9 Determinación del tamaño del capacitor

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

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

$$kw = 500$$

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

$$kvar = 500 (0.692)$$

$$kvar = 346$$

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

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

$$kvar = k \times kw$$

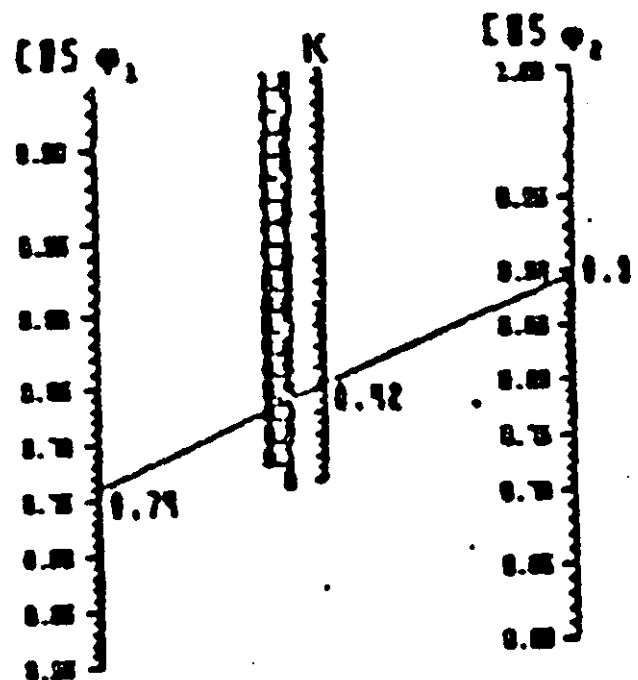


Fig. 10 Nomograma para la obtención del factor de corrección de la potencia reactiva.

TIPOS DE COMPENSACION.

De acuerdo a las necesidades de potencia reactiva de la instalación, la compensación de potencia reactiva puede hacerse desde diferentes puntos (fig. 21), ya sea que quiera compensarse toda la carga junta o que se compense localmente en los puntos que presentan mayores problemas de factor de potencia. De esta forma se identificarán diferentes formas de compensación:

- Compensación central
- Compensación en grupo
- Compensación individual
- Compensación combinada

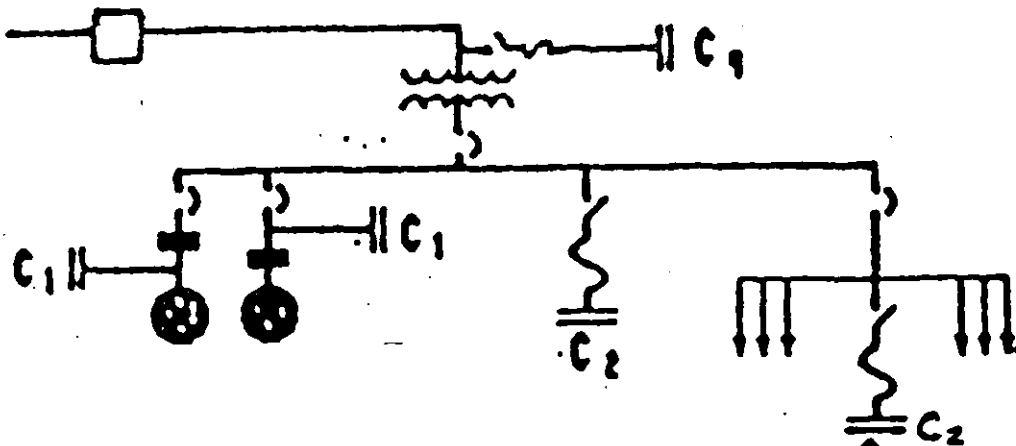


Fig 11. Diferentes formas de compensación de potencia reactiva.

3.1.1 Compensación central.

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

3.1.2 Compensación en grupo.

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

3.1.3 Compensación individual.

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

3.1.4 Compensación combinada.

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

AHORRO DE ENERGIA

Los beneficios que se obtienen al mejorar el factor de potencia en las plantas industriales son evidentes desde el punto de vista de las compañías generadoras, ya que no tendrán que proporcionar potencia aparente en exceso sino que generarán únicamente la necesaria para el consumo de los usuarios. Para el usuario las ventajas de mejorar el factor de potencia se reflejan en ahorro de dinero, ya que dejarán de pagar una energía que prácticamente no están aprovechando. Y bonificaciones económicas por mantener el $\cos \phi$ arriba del 90%.

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

Ejemplo.

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

Costo de energía eléctrica.

Tarifa	0 - M (Región Central).
Costo de kw-h	\$ 139.72
Costo de kw de demanda máxima	\$ 23,778.00
Multa por bajo factor de potencia:	

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

Datos del recibido de consumo de energía mensual.

Demanda máxima medida 350 kw	\$ 8'322,300.00
Energía activa 210 000 kw-h	\$29'341,200.00
Facturación	\$37'663,500.00
Cargo por bajo fp (0.7)	\$ 6'456,600.00
Sub-total	\$44'120,100.00
15% I V A	\$ 4'412,010.00
Total	\$48'532,110.00

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

BENEFICIOS DE CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA

Con el cambio de factor de potencia se obtendrá:

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

4.1.1 Liberación de potencia del transformador.

Potencia demandada del transformador con $fp = 0.7$

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

Potencia demandada del transformador con $fp = 0.95$

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

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

4.1.2 Reducción de corriente en alimentadores.

Corriente con $fp = 0.7$

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

Corriente con $fp = 0.95$

$$I_2 = kw \times 1000 / (1.73 \times V \times fp) = 350000 / (1.73 \times 220 \times 0.95) = 967 \text{ A}$$

$$\text{Reducción de corriente} = I_1 - I_2 = 1312 - 967 = 345 \text{ amperes}$$

4.1.3 Reducción de pérdidas en alimentadores.

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

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

Corriente por conductor con $I_2 = 965/2 = 483.5$ amperes

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

Donde R es la resistencia del conductor

El cable vinafel 2000 calibre 600 kcm tiene una resistencia de 0.0753 ohms/km a su temperatura de operación (90 °C).

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

$$R = 0.0753 \times 0.100 = 0.00753 \text{ ohms}$$

Pérdidas con I_1

$$P_1 = I_1^2 \times R = 656^2 \times 0.00753 = 3240 \text{ watts}$$

Pérdidas con I_2

$$P_2 = I_2^2 \times R = 483.5^2 \times 0.00753 = 1760 \text{ watts}$$

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

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

$$\text{Ahorro} = 1.48 \times 6 \times 20 \times 30 \times 139.723 = 744.428.00 \text{ pesos mensuales}$$

4.1.4 Disminución de la caída de tensión.

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

$$\% V = 100 - (100 \times I_2 / I_1) = 26.29\%$$

APENDICE I

PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS DE LOS BANCOS AUTOMÁTICOS

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

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

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

El regulador de VARS tiene varias funciones:

- Medición del Factor de Potencia instantáneo ($\cos \theta_1$)
- Ajuste del Factor de Potencia deseado ($\cos \theta_2$)
- Ajuste de sensibilidad (C/K)
- Control de pasos
- Secuencia de operación
- LINEAL
- CIRCULAR
- Intervalos de conmutación (40 seg).
- Desconexión en voltaje cero
- Modo de control en automático o manual
- Indicación de si la carga es inductiva o capacitiva con referencia al F.P. deseado
- Indicación de falla (2 min).

APENDICE II

DETERMINACION DEL FACTOR DE POTENCIA

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

a) A TRAVES DEL CONSUMO GLOBAL DE ENERGIA.

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

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

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

b) CON UN INDICADOR DE FACOR DE POTENCIA

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

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

d) CON UN WATTMETRO

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

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

APENDICE III

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

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

a) CON UNIDADES FIJAS:

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA MEDIO

$$KVAR = KW (Tg \phi_1 - Tg \phi_2)$$

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

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

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

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

CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA A PLENA CARGA

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

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

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

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

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

$$0.9$$

b) CON BANCOS AUTOMATICOS:

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

c) CON UNIDADES FIJAS Y BANCOS AUTOMATICOS:

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

APENDICE IV

INSTALACION DE BANCOS DE CAPACITORES

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

a) VENTILACION ADECUADA.

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

b) FRECUENCIA Y VOLTAJES NOMINALES DE OPERACION

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

Pero esto implicará una reducción de la potencia reactiva.

$$kvar \text{ SUM} = \frac{f_a}{60} * KVAR \text{ nom}$$

Análogamente para el voltaje:

$$kVARsum = \frac{V_a^2}{V_{nom}^2} * KVARnom$$

c) CORRIENTE NOMINAL DE OPERACION

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

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

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

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

e) CONDICIONES ANORMALES DE OPERACION

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

f) PRUEBAS DE FABRICA

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

- Rigidez dieléctrica ($4.3 V_n$ en CD o $2 V_n$ en CA)
- Capacidad (V_n)
- Resistencia entre bornes y gabinete
- Pérdidas o factor de disipación

§

g) MANTENIMIENTO Y PRUEBAS DE CAMPO

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

APENDICE .V

VENTAJAS Y DESVENTAJAS CON DIFERENTES COMPENSACIONES

APENDICE VI

INSPECCION Y PRUEBAS FINALES AL 100% DE LA PRODUCCION

a) CELDAS

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Cables
- Resina
- Adherencia

Pruebas eléctricas

- 100 descargas en un minuto a $0.9 V_n$ en C.D.
- $2.15 V_n$ en C.A. durante 10 seg.
- Medición de capacitancia ($0.1 \pm 10\%$)
- Medición del factor de disipación o pérdidas (0.2 watts por KVAR máximos).

b) UNIDADES

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Dimensiones
- Conexiones y resistencias

Pruebas eléctricas

- Sobretensión de corto tiempo (10 seg) entre terminales $4.3 V_n$ en C.D. entre terminales y gabinetes 3000 VCA.
- Medición de capacitancia ($0.1 \pm 10\%$)
- Medición del factor de disipación o pérdidas (0.5 watts por KVAR máximos).
- Medición de resistencia de descarga

c) BANCOS AUTOMATICOS

Inspección

- Apariencia
- Marcado
- Dimensiones
- Conexiones y resistencias
- Fusibles y calibre de conductores
- Interruptor y contactores

Pruebas eléctricas

- Sobretensión de corto tiempo (10 seg)
entre terminales $4.3 V_n$ en C.D.
entre terminales y gabinete 3000 VCA
- Medición de capacitancia ($0 \pm 10\%$)
- Medición del factor de disipación ó pérdidas (1.5 watts por
KVAR máximos)
- Medición de resistencia de descarga
- Tiempo de switches (40 seg).



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

*I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES
ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA*

MODULO III

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

TEMA:

*ARMONICAS EN LOS SISTEMAS ELECTRICOS
INDUSTRIALES*

ING. JOSE COHEN SAK

ARMONICAS EN SISTEMAS INDUSTRIALES

Contenido:

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

1. Conceptos generales y definiciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

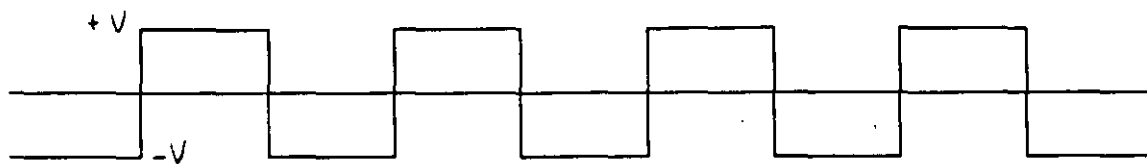
Veamos un par de ejemplos:

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

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

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

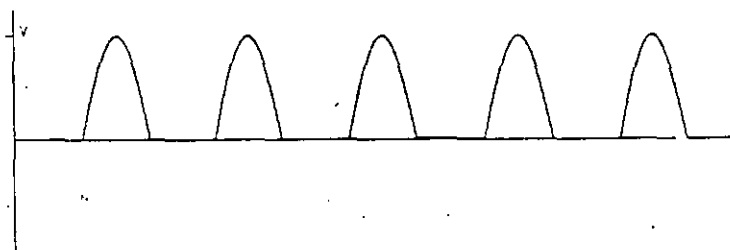
Por supuesto que en esta onda bipolar de amplitud V y $-V$ no hay componente de directa o continua.



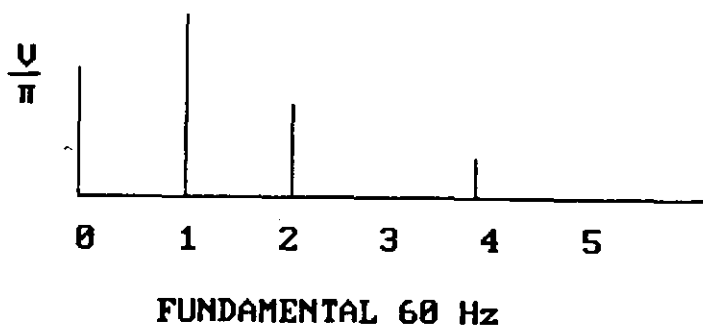
La expresión de Fourier de una onda senoidal rectificada de frecuencia f y valor de pico V es:

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

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



A partir de la expresión analítica es posible crear un gráfico en el cual se representa la amplitud de cada componente armónica en función de cada armónica. En el eje de las abscisas se ubica la frecuencia o bien un número indicando el orden de las armónicas.



Si las señales consideradas son la tensión y corriente presentes en los sistemas de distribución de energía eléctrica, la aplicación del análisis armónico o de Fourier nos permite expresar las tensiones y corrientes no senoidales que aparecen por la presencia de cargas no lineales y en muchos casos excitación no-senoidal, en función de las componentes armónicas. Estas señales son siempre periódicas y su expresión no contiene componente de tensión continua o directa y queda solamente en términos de armónicas impares.

Un parámetro que nos permite evaluar el efecto total de las diferentes armónicas es el llamado factor de distorsión. Así se definen factores de distorsión para la corriente y para la tensión.

Dados los efectos no deseables de las armónicas (los cuales se estudian en la unidad 2) los proveedores del servicio eléctrico en todo el mundo han comenzado un proceso con el fin de generar normas y recomendaciones que limiten la presencia de tensiones y corrientes armónicas en los sistemas de distribución.

En los EEUU se aplica una recomendación (norma no obligatoria) que indica que el máximo de THD no exceda el 5%.

La comunidad económica europea creó la norma, la IEC 555-2 de 1992, que fija una serie de valores máximos de corriente para cada componente de frecuencia o armónica. A modo de breve comentario diremos que al tratarse con equipo de más de 300 Watts de consumo se establece que las corrientes máximas para cada armónica son:

Armónica	I máx. (A)
3	1.08
5	0.60
7	0.45
9	0.30
...	

Si bien la norma europea se extiende hasta la armónica número 40, en la mayoría de las evaluaciones es posible reducir este estudio hasta la armónica número 25.

De lo dicho hasta este punto se comprende que un determinado patrón temporal de la presencia de armónicas depende de la forma de onda de la excitación - la señal provista por el proveedor del servicio eléctrico - y la carga conectada. Para el caso de convertidores estáticos de potencia y de controladores de corriente alterna, la operación varía temporalmente.

Igual consideración aplica en el caso de la iluminación y de equipo como fotocopiadoras, refrigeradores, calentadores, etcétera. Así, la carga no es constante y del mismo modo el patrón de presencia armónica en la red.

En el caso de la excitación existen diferencias significativas de acuerdo a la hora del día considerada. En ciertas zonas del DF, en horas tempranas de la noche, la señal eléctrica se asemeja más a una onda cuadrada que a una senoide. Como se verá en la unidad 6 de estos apuntes, los métodos de cancelación de armónicas deberán tomar en cuenta las variaciones de éstas debidas a los cambios en la carga y en la excitación del sistema.

Para concluir esta introducción comentaremos brevemente la generación de armónicas en los sistemas de iluminación.

La tendencia hacia el uso de "iluminación eficiente" que comenzó con las lámparas fluorescentes y se desarrolla hacia la utilización de balastos electrónicos junto a la creación de lámparas llamadas compactas, ha generado una serie de estudios que muestran que la distorsión de corriente excede los límites establecidos.

Estos valores van desde el 14 % para lámparas con balastos convencionales hasta el 80 % utilizando balastos electrónicos.

2. Efectos de las armónicas

Los efectos de las tensiones y corrientes armónicas en los sistemas eléctricos son variados y se puede afirmar que se afecta a todos los componentes del sistema: cables, equipo, lámparas, motores, etcétera.

En los siguientes párrafos describiremos brevemente algunos de estos efectos, así como, fórmulas sencillas para su cálculo.

La presencia de tensiones y corrientes de frecuencias múltiplo de la fundamental pueden generar, con las inductancias propias del sistema (líneas de transmisión, motores, electroimanes, etc.) y los bancos de capacitores, circuitos resonantes que producen sobretensiones cuya magnitud debe ser evaluada en cada situación. En la unidad 3 se vuelve sobre este tema.

Estas sobretensiones pueden generar daños en equipo conectado a la misma línea a la vez que someter a los aislantes de cables a esfuerzos peligrosos.

2.1. En conductores, transformadores y máquinas rotativas

La resistencia de los conductores y por ende las pérdidas, son una función de la frecuencia. Solamente mencionaremos que para un conductor típico la resistencia se duplica para la quinta armónica.

Un ejemplo ilustrativo nos indica lo siguiente

$$i(t) = 200 \sin \omega t + 12 \sin (11 \omega t + 4) \quad \text{Amperios}$$

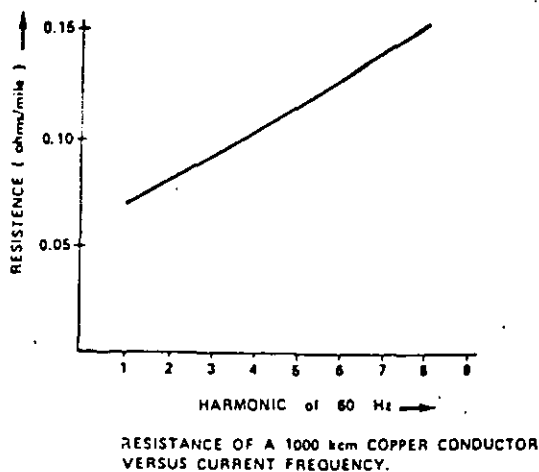
La resistencia del citado conductor es de .07 ohm/milla a 60 Hz y .165 ohm/milla a 660 Hz.

Las pérdidas totales en el conductor serán la suma de las pérdidas a la fundamental y a la armónica existente en el presente ejemplo.

De la evaluación resultó:

Pérdidas totales : 1.4 KW/milla

Pérdida debida a la armónica # 11 : 13 W/milla



Los efectos en las armónicas en los transformadores e inductores son:

- .- aumento de pérdidas en los devanados .
- .- aumento de pérdidas en el hierro
- .- posibilidad de resonancia entre los devanados del transformador y la capacitancia de la línea.
- .- esfuerzo sobre el aislamiento

Es importante notar que el aumento en las pérdidas implican necesariamente un aumento en el calor a disipar en conductores, tranformadores, equipo en general. Este esfuerzo térmico adicional deberá ser considerado escrupulosamente. La experimentación nos indica que cuando la distorsión armónica total de corriente no excede el 5%, las pérdidas adicionales en transformadores están acotadas dentro de un 5%.

Respecto al esfuerzo de aislamineto se define el Factor de Magnitud (MF) para indicar las sobretensiones a las que estarán sometidos los conductores, bajo la presencia de armónicas.

$$MF = -\frac{1}{V_1} \sum_{n=2} V_n ,$$

V_1 es la tensión a la fundamental ó 60 Hz, y V_n es la tensión a la armónica n. MF es una cota superior a la tensión en el sistema.

2.2. En plantas industriales.

En este punto se describe el efecto de las armónicas sobre dos componentes básicos del sistema eléctrico de casi cualquier planta industrial: motores y bancos de capacitores.

Para las máquinas rotativas monofásicas o trifásicas los efectos son de dos tipos: calentamiento en cobre e hierro y aparición de torques no deseados que pueden oponerse o sumarse al torque principal.

Estas pulsaciones se reflejan en el eje del motor o generador y pueden afectar tanto a la máquina eléctrica como a los dispositivos conectados a ella.

Si bien en las especificaciones de la mayoría de las máquinas rotativas no se especifica la distorsión armónica máxima admisible algunos autores reportan que este límite deberá estar ubicado por debajo del 5 %.

En los bancos de capacitores, utilizados para la compensación de las componentes reactivas del sistema eléctrico y corregir así el factor de potencia, la presencia de armónicas genera los siguientes problemas:

- .- aumento en las pérdidas en el dieléctrico y por lo tanto calentamiento
- .- condiciones de resonancia que magnifican las tensiones armónicas.
- .- sobretensiones en la línea.

Un ejemplo nos permitirá una mejor comprensión de este tópico:
La frecuencia de resonancia (capacitores e inductancia típica de la línea) viene dada por:

$$f_o = \frac{1}{2\pi (LC)^{1/2}}$$

Esta frecuencia puede coincidir con la de alguna armónica, para la cual la tensión de pico es V_n .

Para un banco de compensación de 900 kVA, la capacidad es:

$$C = 16.5 \mu F$$

En una línea típica de 12 kV, $L = 5.3 \text{ mH}$ y $R = .5 \text{ ohms}$

A partir de estos valores, $f_o = 538 \text{ Hz}$. Vemos que es muy cercana a la 9na armónica (540 Hz).

El factor de amplificación de la tensión de pico de V_9 viene dada por:

$$FA = \frac{1}{\omega R C} \quad (1)$$

Al reemplazar valores en (1) resulta que el factor de amplificación es de 35.8. Si la tensión de pico fuera de 30 Volts, se generarían sobretensiones de cerca de 1 kV.

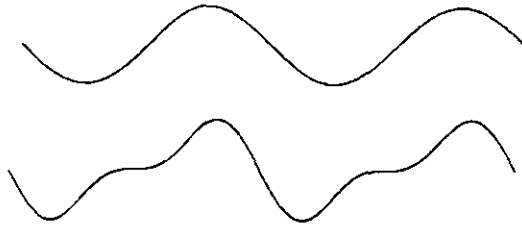
2.3. En equipo electrónico.

Si bien resulta difícil dar un criterio general acerca de la afectación de equipo electrónico en la presencia de tensiones armónicas, intentaremos dar algunos lineamientos generales a este respecto.

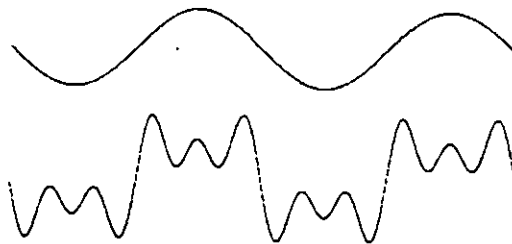
Se parte de la idea de que este equipo fué creado para funcionar bajo cierta tensión y frecuencia nominal. La presencia de

armónicas puede modificar el funcionamiento del equipo en cuestión desde su fuente de alimentación - calentamiento, daño por sobretensiones, etc. - hasta cada componente del mismo.

Un ejemplo clásico de afectación se tiene en la situación cuando la presencia de armónicas (la distorsión causada por éstas) modifica el instante de cruce por cero de la onda de la línea. Por esto, cierto equipo de control se disparará en momentos inadecuados a los fines del control deseado.



Algunos sistemas digitales utilizan la señal de la línea como referencia de contadores. La presencia de armónicas - al modificar la forma de la senoide - podrán generar errores en los contadores y así en todo el sistema.



La afectación se da también en convertidores CA-CD y CD-CA - inversores - , equipo de control, medidores, etc.

En general no existe una forma universal de abordar el problema de la afectación de equipo electrónico por la presencia de armónicas; Es un asunto complejo que requiere mucha investigación y un abordaje particular en cada situación .

La IEEE generó en 1981 una guía para solucionar parte de esta situación: IEEE Standard 519, 1981 " IEEE Guide for Harmonic Control and Reactive Compensation of Static Power Converters ".

2.4. En las comunicaciones.

La presencia de líneas de transmisión de voz o datos cerca de sistemas generadores de armónicas genera en aquellos ruido o interferencia. Este efecto se evalúa con un parámetro denominado TIF (Telephone Interference factor) y su expresión es:

En las plantas modernas las comunicaciones entre equipo de control, transductores, computadoras, etcétera, se realizan mediante fibra óptica, cable coaxial y par trenzado blindado.

2.5. En los medidores.

Uno de los aspectos que más preocupan a los proveedores del servicio eléctrico es el comportamiento de los Watthorímetros.

Los 15,000,000 de estos aparatos instalados en nuestro país son electromecánicos - equipados con el llamado motor tipo Ferranti - y su respuesta a las armónicas no está todavía suficientemente bien determinada.

La literatura reporta que bajo diferentes condiciones de carga, vale decir bajo diferente presencia de armónicas en la red de distribución, las lecturas varían entre un - 9% y + 5%.

Los medidores de factor de potencia utilizados en la práctica fueron diseñados para señales senoidales de 60 Hz. La presencia de formas de onda distorsionadas por las cargas no-lineales, modifican la respuesta de los medidores de factor de potencia y así sus lecturas están en entredicho.

Situación similar se presenta con los amperímetros y voltímetros de uso corriente. Este puede ser un problema importante en el dimensionamiento de conductores o el tipo de aislamientos a utilizar.

Una solución a este problema la ofrece la utilización de medidores que registren el valor rms "verdadero" de las variables bajo medición. En todo caso se recomienda la cuidadosa lectura de la información provista por el fabricante del instrumento, para tener una idea más real de lo que se está midiendo.

3. Mediciones

La evaluación de las componentes de tensión y corriente armónica puede realizarse mediante diferentes metodologías: desde la simple inspección visual de la forma de onda hasta el cálculo de la transformada rápida de Fourier (FFT) utilizando equipo de cómputo y algoritmos pertinentes.

- El equipo involucrado en el proceso de medición y registro de las componentes armónicas comprende: osciloscopio con memoria, analizador de espectro, voltímetros con selección de frecuencia de registro, graficadores, sistemas de cómputo, entre otros.

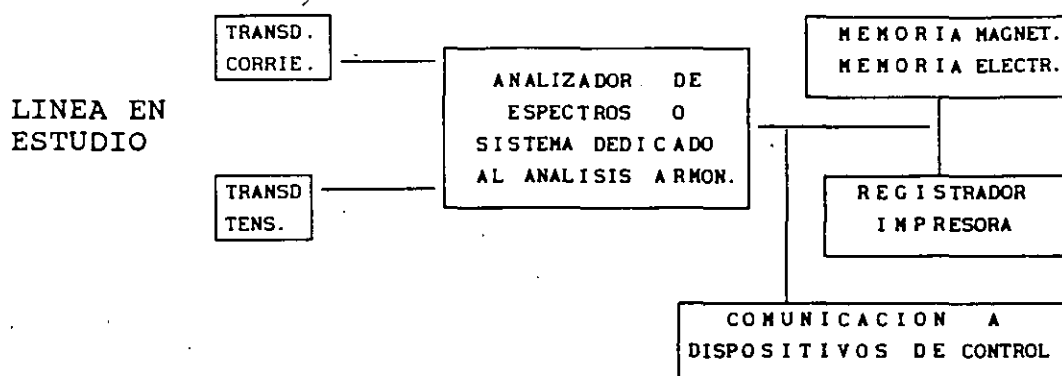
Las señales de tensión y corriente en la línea bajo análisis pueden ser monitoreadas y/o registradas a través de transductores de tensión y corriente y un sistema de registro convencional.

Alternativamente es posible evaluar, mediante la instrumentación adecuada, la distorsión armónica (THD). En este caso es importante conocer la fórmula o el algoritmo que emplea el instrumento para calcular la THD.

El conocimiento de las componentes armónicas es básico cuando se trata de compensar las armónicas, así el conocimiento de la distorsión armónica total (tensión o corriente) será solamente importante cuando se trate de cumplir con alguna norma o

recomendación oficial.

El sistema general utiliza transductores de corriente y tensión, el instrumento seleccionado y algún tipo de registrador - magnético, en papel, etc. - para registrar la salida de interés.



3.1. Transductores

Para monitorear la corriente se utiliza generalmente un "clamp" o gancho de corriente tal que su respuesta en frecuencia se extienda hasta el orden de la armónica que se desea evaluar.

El mercado ofrece una cantidad de marcas para diferentes capacidades de corriente. Estos ganchos proveen una tensión proporcional a la corriente que circula sobre el conductor en el cual se aplica el transductor de corriente.

Algunos sistemas utilizan como transductor transformadores de corriente convencionales; en estos se requiere evaluar la respuesta en frecuencia del transformador para asegurar que la lectura será útil en la evaluación de las componentes armónicas.

La señal de tensión puede ser captada a través de un transformador convencional, con la adecuada relación de transformación y carga

en el secundario suficientemente alta de modo de asegurar la respuesta en frecuencia deseada.

Otras formas para el monitoreo de la tensión es mediante divisores de tensión, resistivos o capacitivos; aquí es preciso hacer notar que se deberá tener particular cuidado en el manejo de las tierras del sistema de instrumentación y la línea bajo estudio.

3.2. Convertidor A/D y cálculo de la FFT

Las señales de tensión y corriente pueden, también, ser digitalizadas a través de un sistema de cómputo provisto de tarjeta(s) de adquisición de datos.

La información digitalizada puede ser procesada y almacenada en la computadora. Las técnicas o formas de procesamiento proporcionarán información de diversa índole: es posible calcular las diversas potencias en juego en el sistema bajo análisis, el factor de potencia, la distorsión armónica (THD), corrientes y/o tensiones eficaces y mediante un algoritmo llamado Transformada Rápida de Fourier (FFT) las componentes armónicas de tensión y/o corriente.

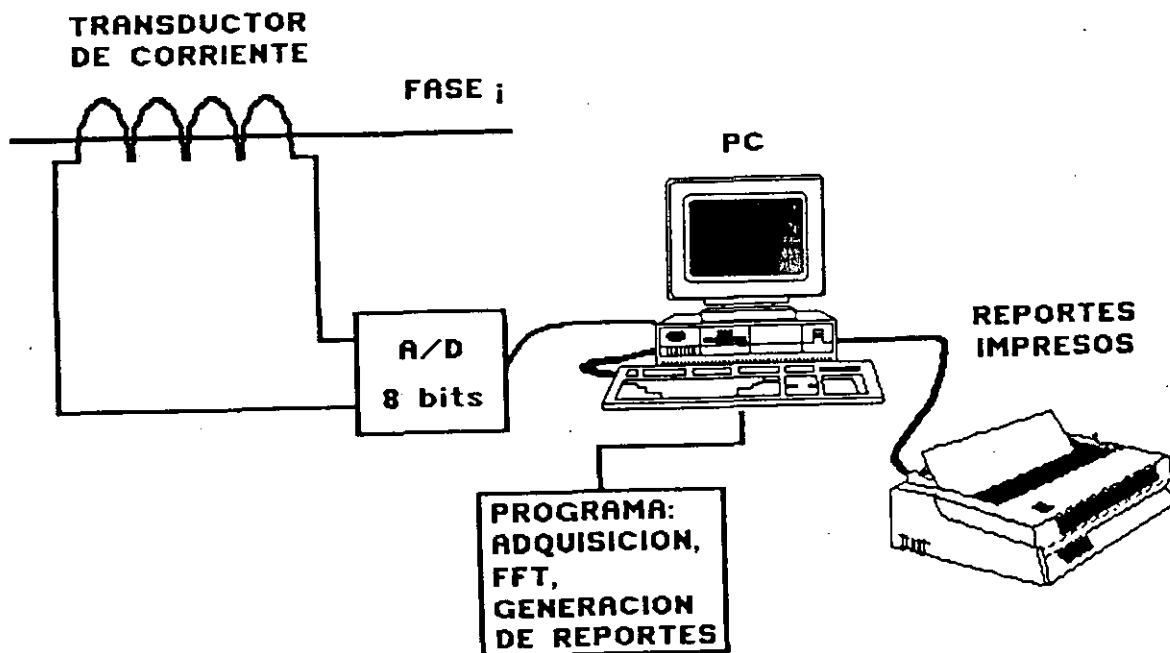
La literatura reporta una serie de programas para el cálculo de la FFT, la diferencia entre ellos estriba en la rapidez del procesamiento, la resolución y la presentación de la información. Esta puede ser en forma de una gráfica o un listado, tal como se ilustra a continuación,



THDI = 28.48 %

ORDEN DE LA ARMONICA	%
3	12.86
5	15.48
7	5.62
9	1.6
11	.5

Las posibilidades de los sistemas de cómputo permiten obtener casi en tiempo real estos resultados a la vez que realizar lecturas en momentos predefinidos de la operación del sistema bajo estudio.



4. Ejemplo de mediciones de campo.

En este apartado se suman las mediciones realizadas en una ciudad de los EEUU en 1992 . Se evaluaron cuatro diferentes situaciones de carga: área residencial, edificio de oficinas, planta fundidora y planta maquiladora de plásticos.

4.1. Area residencial.

La carga es de tipo lineal (calentadores, estufas e iluminación) y no-lineal (motores, refrigeradores, hornos, equipo electrónico en general, iluminación). El consumo oscila entre 100 y 200 kW Las mediciones se indican a continuación.

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Min.	Media	Máx.
1	116	119	121
3	0	.1	.2
5	0.05	.8	1.2
7	0	.5	.8
9	0	0.1	0.38
11	0	.06	.03
THD %	.4	1.27	1.35

Corrientes, Amperes, RMS			
Orden de la armónica	Min.	Media	Máx.
1	300	350	630
3	0	12	27
5	1	17	28
7	0	2.9	6.1
THD %	0	6.11	6.38

4.2. Edificio de oficinas.

En éste la carga la constituyen la iluminación - principalmente fluorescente - computadoras, refrigeradores - compresores - copiadoras, etcétera.

Los valores medidos son:

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máy.
1	268	276	285
3	.1	.8	3.3
5	.1	3.8	6
7	.2	1.7	3.5
9	0	.6	1.5
THD %	.22	1.56	2.84

Corrientes, Amperes, RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máy.
1	205	300	600
3	13	23	38
5	33	39	45
7	4	7.2	9.5
9	.1	1.2	3.6
11	1.8	4	6.5
THD %	17.5	15.5	10.1

En la última tabla es posible observar que la THD % de corriente excede hasta en un 350 % el máximo dado por la recomendación IEEE Std. 519 de 1990. Esto se debe a la presencia de tercera y quinta armónica, generadas principalmente por la iluminación y las fuentes de conmutación del equipo de cómputo.

4.3. Planta de fundición de tubería

La carga la constituyen resistencias, motores de DC - activados por circuitos en base a tiristores - e iluminación fluorescente. El consumo varía entre 100 kW y 400 kW.

La distorsión armónica de tensión y corriente se muestra a continuación.

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máy.
1	267	279	320
3	0	1.1	2.5
5	0	1.2	5.3
7	0	.5	4.7
9	0	.2	1.6
THD %	0	.63	2.4

Horas de Producción Noches, Sáb. Dom.					
Corrientes, Amperes, RMS					
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máy.	Mín.	Máy
1	160	280	600	25	40
3	2	6	23	1.5	6
5	2	10	45	.2	1
7	3.8	5.8	21	.1	1
9	.7	.9	13	.1	.4
THD %	3	4.7	9.4	6.1	15.5

4.4. Planta de maquinado y prensado.

La carga la constituyen principalmente motores (DC y AC) e iluminación. Los motores están controlados por inversores y convertidores y la iluminación es básicamente fluorescente.

El consumo en horas de producción se muestra en la tabla siguiente:

kW	430 a 720
KVar	40 a 480
PF	.99 a .83 en retraso

La distorsión armónica de tensión y corriente se muestra en las tablas siguientes:

Tensiones, Volts RMS			
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.
1	582	601	608
3	2.6	3.4	5
5	2	6	11
7	.2	.5	1.5
9	.03	.3	.75
THD %	.57	1.16	2.10

Horas de Producción				Noches, Sáb. Dom.	
Corrientes, Amperes, RMS					
Orden de la armónica	Mín.	Media	Máx.	Mín.	Máx
1	250	375	460	70	80
3	4	6.2	8.5	1	2.8
5	2.1	4	8.0	1	3.0
7	.5	2	7.5	1	3
9	.3	.6	1.7	.3	.6
THD %	5.1	4	4.7	6.1	13.5

En los últimos dos ejemplos es posible ver la incidencia de la tercera armónica, los fines de semana y en horarios nocturnos, generada principalmente por la iluminación fluorescente. En esta situación se ve que se excede la distorsión máxima admitida por la recomendación IEEE Std. 519.

En todos los casos se ve que la distorsión de la tensión es muy pequeña (comparada con el 5 % que fija la citada recomendación). Se recuerda que los ejemplos citados fueron registrados en una ciudad de EEUU y estos valores no son necesariamente extrapolables a nuestra realidad.

En nuestro caso deberemos evaluar la calidad de la forma de onda provista por la Compañía de Luz o la CFE en su caso, ya que se reporta que el incremento de la distorsión de tensión se traduce en un importante incremento en la distorsión de corriente. Dependiendo de la naturaleza de la carga, el citado incremento oscila entre el 15 y el 10%.

5. Compensación (eliminación) de armónicas.

Existen varias formas para eliminar las armónicas de tensión y corriente presentes en el sistema de distribución. La más utilizada es a través de filtros pasivos de diseño particular.

Si bien las armónicas presentes y significativas en los sistemas son casi siempre las impares de orden menor a 11, en instalaciones particulares es posible encontrar armónicas de magnitud considerable y orden superior al citado.

La metodología de empleo de filtros es relativamente sencilla y la especificidad de cada diseño radica en la potencia que deberá ser capaz de manejar cada filtro.

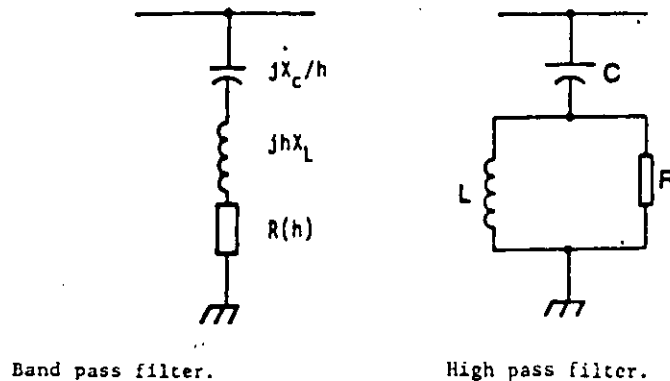
En los últimos años se han creado una serie de dispositivos activos para el filtrado de las armónicas. En esta unidad

mencionaremos brevemente esta tecnología que, si bien aún no está disponible en el mercado, sin duda será de uso corriente en los próximos años.

5.1. Filtros pasivos.

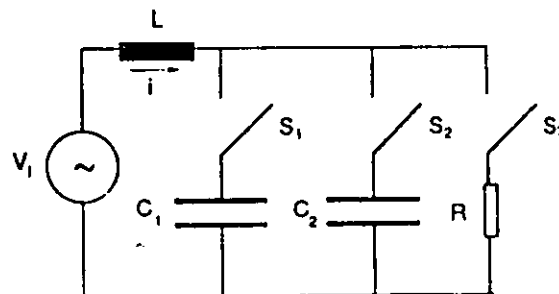
La evaluación del contenido armónico nos proporciona la proporción entre la fundamental y cada armónica. El conocimiento (medición o cálculo) de la corriente a 60 Hz, nos indica la potencia que deberá manejar el filtro de armónica(s) particular.

Es práctica común la utilización de filtros LC para las armónicas 3, 5 y 9 y un filtro pasa-altas para las armónicas de orden superior. El esquema típico se ilustra a continuación:



5.2. Dispositivos con capacitores conmutados.

El esquema general de un dispositivo de este tipo es:



Triple-switch double-capacitor circuit

La inductancia L y las diferentes capacidades generarán circuitos resonantes (baja impedancia) a las diferentes armónicas.

El dispositivo de control de los conmutadores, realizados en base a SCR"s o MOSFET de potencia, se debe basar en algún microprocesador o microcontrolador que provea de manera permanente el peso de las diferentes armónicas, ya que al cambiar las condiciones de operación del sistema eléctrico, cambia la relación entre la fundamental y las diferentes armónicas.

Si por ejemplo, para una cierta condición de carga preponderan las armónicas 5^{ta} y 9^{na} , los conmutadores S_5 y S_9 deberán estar cerrados y los otros abiertos.

Es de esperar que en pocos años los filtros pasivos utilizados actualmente serán reemplazados por este tipo de dispositivos.

Referencias.

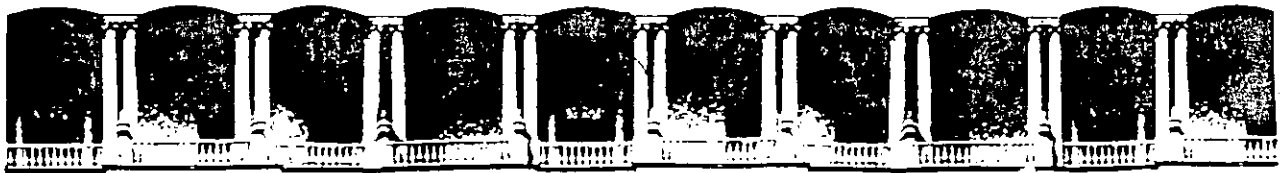
- IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Smith, R., "Application Consideration in Handling Effects of SCR Generated in Cement Plants", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Stratford, R., "Harmonic Pollution on Power Systems - A change in Philosophy", IEEE Trans. on Industry Applications, Vol IA, No 5, Sept.- Oct., 1980, pp. 617-623.
- Degeneff, R., Ihara, S. & Lindi, C., "AC Filter Design for HVDC Converter Stations, IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Sheperd, W. & Zand, P., Energy Flow And Power Factor In Nonsinusoidal Circuits, Cambridge University Press, Londres, UK, 1979.
- Grady, W., Heydt, G., Mahmoud, A. & Shultz, R. "System response to Harmonics", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- Pileggi, D., Emanuel, A. & Ortmeyer, T., "An Examination of Existing Harmonic Recommended limits, Guides and Standards", IEEE Tutorial Course, Power System Harmonics, Editor: A.A. Mahmoud, 1984.
- George, T. & Bones, D., "Harmonic Power Flow determination using the Fast Fourier Transform", IEEE trans. on Power Delevery Vool 6, No. 2, Abril 1991, pp. 530-535.
- Pryce, D., "Specialized IC's correct power factor in switching supplies", EDN, Julio 4, 1991, pp. 106-114.
- Arrillaga, J., Power System Harmonics, Wiley, N.Y., USA, 1985.
- Cohen, J., "Sistema para el monitoreo y registro del contenido armónico de la corriente en la línea de distribución de energía eléctrica, en baja tensión", presentado en la VI Reunión de Verano de Potencia, de la IEEE Sección México, Acapulco, Gro. México, Julio de 1993.
- Burwen, R., "Kilowatts on order", IEEE SPECTRUM, Febrero de 1993, pp. 32-37.
- Lowenstein, M., "Controlling Harmonics While Improving Power Factor", Electrical System Design, Marzo de 1988, pp. 38-44.

IEEE Tutorial Course: NONSINUSOIDAL SITUATIONS EFFECTS ON THE PERFORMANCE OF METERS AND DEFINITION OF POWER, editor: Dr. Alexander Emanuel, USA, 1990.

Emanuel, A. , "A Survey of Harmonic Voltages and Currents at the Customer's Bus", IEEE Trans. on Power Delivery, Enero de 1993, págs. 411 a 421.

Arseneau, R. , "The Effects of Supply Harmonics on the Performance of Compact Fluorescent Lamps", IEEE Trans. on Power Delivery, Abril de 1993, Págs. 473 a 479.

Arseanu, R. , "The Performance of Demand Meters Under Varying load Conditions ", Trans. on Power Delivery, Octubre de 1993, págs. 1708-1711.



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

*I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES
ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA*

MODULO III

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

TEMA:

CORTOCIRCUITO Y CALCULO DE FALLAS

M.C. RAMON VILA VIVALDO

I CURSO INTERMEDIO DE DISTRIBUCION
INSTALACIONES ELECTRICAS PARA EDIFICIOS
V. P. 100 2

1. Instalación de equipos eléctricos

Temas:

CORTOCIRCUITO Y
CAUSAS DE FALLAS

TEORIA Y APLICACION

STD. IEEE 141-1986

M.C. RAMON VILA VIVALDO.

CORTOCIRCUITO

OBJETIVO

FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA

CANTIDADES EN POR UNIDAD

COMPONENTES SIMETRICAS

CALCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE UN GENERADOR

REDES DE SECUENCIA CERO

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

FALLA DE LINEA A TIERRA

FALLA DE LINEA A LINEA

FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

METODO DE LA NORMA ANSI/IEEE 141-1986

EJEMPLO

ANEXO 1 CALCULO DE IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD

ANEXO 2 FIGURAS Y TABLAS

BIBLIOGRAFIA

CORTOCIRCUITO

OBJETIVO

"Los valores máximos calculados de las corrientes de cortocircuito son usados para seleccionar dispositivos de una capacidad interruptiva adecuada, checar la capacidad de los componentes del sistema para resistir esfuerzos mecánicos y térmicos y para determinar la coordinación tiempo-corriente de los relevadores de protección. Los valores mínimos son usados para establecer la sensibilidad requerida de los relevadores de protección." [3]

FUENTES DE CORRIENTE DE FALLA

Las corrientes que fluyen durante una falla provienen de las máquinas eléctricas rotatorias. Para una planta industrial se pueden dividir en cuatro categorías:

- Generadores síncronos
- Motores y condensadores síncronos
- Máquinas de inducción
- Sistema de Suministro de Energía eléctrica

Generadores síncronos

"Si un cortocircuito ocurre en las terminales de un generador síncrono, la corriente de cortocircuito empieza desde un valor alto y decae hasta un valor de estado estable después de haber transcurrido un período de tiempo desde el inicio del cortocircuito. Como un generador síncrono continúa siendo movido por su primotor y tiene su campo externamente excitado, el valor de estado estable de la corriente de falla persistirá a menos que sea interrumpida por algún medio de desconexión. Para representar esta característica, uno puede usar un circuito equivalente consistente de una fuente de voltaje constante en serie con una impedancia que varía con el tiempo. Esta impedancia variable consiste principalmente de reactancia.

Para propósitos de cálculo de corrientes de falla, las normas industriales han establecido tres nombres específicos para los valores de esta reactancia variable, llamada reactancia subtransitoria, reactancia transitoria y reactancia síncrona.

X''_d = reactancia subtransitoria; determina la corriente durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla. En aproximadamente 0.10 seg la reactancia se incrementa a:

X'_d = reactancia transitoria; considerada para determinar la corriente después de varios ciclos a 60 Hz. En cerca de $\frac{1}{2}$ a 2 seg la reactancia se incrementa a:

X_d = reactancia síncrona; este es el valor que determina la corriente que fluye después que la condición de estado estable es alcanzada.

Como la mayoría de los dispositivos para protección contra fallas, tales como interruptores y fusibles, operan adecuadamente antes que las condiciones de estado estable sean alcanzadas, la reactancia síncrona del generador es rara vez usada en el cálculo de las corrientes de falla para aplicarse en esos dispositivos." [3]

Motores y condensadores síncronos

"Los motores síncronos suministran corriente a una falla casi de la misma forma que los generadores síncronos. Cuando una falla ocasiona que el voltaje del sistema caiga, el motor síncrono

recibe menos potencia del sistema para mover su carga. Al mismo tiempo el voltaje interno causa que una corriente fluya hacia la falla en el sistema. La inercia del motor y su carga actúan como un primotor y con el campo de excitación sostenido, el motor actúa como un generador que suministra corriente de falla. Esta corriente de falla disminuye conforme decae el campo magnético de la máquina.

El circuito equivalente del generador es utilizado para motores síncronos. Nuevamente, una fuente de voltaje constante y las mismas tres reactancias X''_d , X'_d y X_d son usadas para establecer valores de corriente a tres puntos de tiempo.

Los condensadores síncronos son tratados en la misma forma que los motores síncronos." [3]

Maquinas de inducción

"Un motor de inducción tipo jaula de ardilla contribuirá con corriente de falla a un circuito fallado. Esta es generada por la inercia moviendo al motor en la presencia de un flujo de campo producido por inducción del estator en vez de un devanado de campo de corriente directa. La contribución de corriente de un motor de inducción a una falla en sus terminales se reduce y desaparece completamente después de unos cuantos ciclos, pues el flujo inducido disminuye al perder la fuente de voltaje causada por una falla en las terminales del motor.

Como el campo de excitación no es sostenido, no hay valor de estado estable de la corriente de falla como en el caso de las máquinas síncronas. Nuevamente, el mismo circuito equivalente es usado, pero los valores de reactancia transitoria y síncrona se aproximan a infinito. Como una consecuencia, a los motores de inducción se les asigna sólo un valor de reactancia subtransitoria X''_d . Este valor es muy cercano al valor de reactancia de rotor bloqueado.

Para cálculo de fallas un generador de inducción puede ser tratado en la misma forma que un motor de inducción. Motores de inducción de rotor devanado normalmente operando con sus anillos del rotor cortocircuitados contribuirán con corrientes de falla en la misma forma que los motores de inducción tipo jaula de ardilla. Ocasionalmente motores grandes de rotor devanado operando con alguna resistencia externa mantenida en sus circuitos del rotor puede tener constantes de tiempo de cortocircuito lo suficientemente bajas para que su contribución a la falla no sea significativa y pueda ser despreciada. Una investigación específica debe ser hecha para determinar cuando debe despreciarse la contribución de un motor de rotor devanado." [3]

Sistema Externo de Suministro de Energía Eléctrica

"Los generadores remotos del sistema de suministro de energía eléctrica son una fuente de corriente de cortocircuito, a menudo transmitida a través de un transformador. El circuito equivalente del generador puede ser usado para representar este sistema. Los generadores del sistema eléctrico están usualmente lejos de las plantas industriales. La corriente de contribución a una falla en una planta remota representa simplemente un pequeño incremento en la corriente de carga de las grandes centrales generadoras, y esta contribución de corriente tiende a permanecer constante. El sistema eléctrico es por lo tanto usualmente representado en la planta por una impedancia equivalente de un solo valor referida al punto de conexión." [3]

CANTIDADES EN POR UNIDAD

"Una parte importante de la preparación para el cálculo de las corrientes de cortocircuito es establecer la impedancia de cada elemento del circuito, y convertirlas para que sean consistentes con todas las demás y combinarlas en serie y paralelo. Fuentes de valores de impedancia para los elementos del circuito son datos de placa, manuales, catálogos del fabricante y tablas.

Dos formas consistentes para expresar las impedancias, son en Ohms y en por unidad (por unidad difiere de por ciento sólo por un factor de 100). Las impedancias individuales de los equipos son a menudo dadas en por ciento, lo cual hace que las comparaciones sean fáciles, pero impedancias en por ciento raramente son usadas sin conversión en los cálculos del sistema. La forma en por unidad de la impedancia es usada porque es más conveniente que la forma ohmica cuando el sistema contiene varios niveles de voltaje. Impedancias expresadas en por unidad sobre una base definida pueden ser combinadas directamente, sin importar cuantos niveles de voltaje existan desde la fuente hasta la falla. Para obtener esta utilidad, el voltaje base en cada nivel de voltaje debe ser referido de acuerdo a la relación de transformación de los transformadores interconectados.

En el sistema en por unidad hay cuatro cantidades base, potencia aparente base en volts-ampere, voltaje base, corriente base e impedancia base. La relación entre cantidades base, por unidad y reales es como sigue:

$$\text{Cantidad en Por Unidad} = \text{Cantidad Real} / \text{Cantidad Base}$$

Usualmente un valor conveniente es seleccionado para la potencia aparente base en volts-ampere, y un voltaje base en un nivel es seleccionado para igualar el voltaje nominal del transformador a ese nivel. Voltajes base a otros niveles son establecidos por la relación de transformación del transformador. Corriente base e impedancia base en cada nivel son entonces obtenidas por las relaciones normales. Las siguientes formulas se aplican a sistemas trifasicos, donde el voltaje base es el voltaje fase a fase y la potencia aparente base es la potencia aparente trifasica:

$$I_{\text{base}} (\text{Amperes}) = \text{KVA}_{\text{base}} / \sqrt{3} \text{KV}_{\text{base}}$$

$$Z_{\text{base}} (\text{Ohms}) = (\text{KV}_{\text{base}})^2 / \text{MVA}_{\text{base}}$$

Las impedancias de los elementos individuales del sistema de potencia usualmente son obtenidas en formas que requieren conversión a las bases referidas para un calculo en por unidad." [3]

Para convertir a por unidad cuando se conoce el valor en Ohms se usa la siguiente expresión:

$$Z_{\text{pu}} = Z(\Omega) \text{MVA}_{\text{base}} / (\text{KV}_{\text{base}})^2$$

De la ecuación anterior se deduce que:

$$Z(\Omega) = Z_{pu} (KV_{base})^2 / MVA_{base}$$

Como el valor en Ohms de la impedancia debe permanecer constante independientemente de los valores base seleccionados (base1 o base2), se puede hacer la siguiente igualdad:

$$Z_{pu_{base1}} (KV_{base1})^2 / MVA_{base1} = Z_{pu_{base2}} (KV_{base2})^2 / MVA_{base2}$$

De la que se deriva la siguiente ecuación para el cálculo de impedancias en pu a cantidades base diferentes a las originales (convertir de base1 a base2):

$$Z_{pu_{base2}} = Z_{pu_{base1}} (MVA_{base2} / MVA_{base1}) (KV_{base1} / KV_{base2})^2$$

COMPONENTES SIMÉTRICAS

"En el año de 1918 C.L. Fortescue, presentó en una reunión del "American Institute of Electrical Engineers", un trabajo que constituye una de las herramientas más poderosas para el estudio de los circuitos polifásicos desequilibrados. El trabajo de Fortescue demuestra que un sistema desequilibrado de "n" vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en "n" sistemas de vectores equilibrados denominados componentes simétricos de los vectores originales. Los "n" vectores de cada conjunto de componentes son de igual longitud, siendo también iguales los ángulos formados por vectores adyacentes. Aunque el método es aplicable a cualquier sistema polifásico desequilibrado, limitaremos nuestro estudio a los sistemas trifásicos.

Según el teorema de Fortescue, tres vectores desequilibrados de un sistema trifásico puede descomponerse en 3 sistemas equilibrados de vectores. Los conjuntos equilibrados de componentes son:

1) Componentes de secuencia positiva, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la misma secuencia de fases que los vectores originales. (fig 1)

2) Componentes de secuencia negativa, formados por tres vectores de igual módulo, con diferencias de fase de 120° y con la secuencia de fases opuesta a la de los vectores originales. (fig 1)

3) Componentes de secuencia cero, formados por tres vectores de igual módulo y con una diferencia de fase nula." [1] (fig 1)

Suponiendo un sistema desbalanceado de tres vectores (fig 2), donde cada uno de los vectores desequilibrados originales es igual a la suma de sus componentes, los vectores originales expresados en función de sus componentes serían:

$$a = a_0 + a_1 + a_2 \quad \text{Ec. 1}$$

$$b = b_0 + b_1 + b_2 \quad \text{Ec. 2}$$

$$c = c_0 + c_1 + c_2 \quad \text{Ec. 3}$$

"En un sistema trifásico es conveniente, por los desplazamientos de fase de las componentes simétricas de tensiones y corrientes disponer de un método para indicar la rotación de 120° de un vector." [1]

La letra α se utiliza normalmente para designar al operador que origina una rotación de 120° en sentido contrario al movimiento de las manecillas del reloj. Tal operador es un número complejo de módulo unidad y argumento de 120° definido por las siguientes expresiones:

$$\alpha = \text{mag } 1 \text{ ang } 120^\circ = -0.5 + j \sqrt{3}/2$$

$$\alpha^2 = \text{mag } 1 \text{ ang } 240^\circ$$

$$\alpha^3 = 1$$

$$\alpha^4 = \alpha$$

$$\alpha^5 = \alpha^2$$

$$\alpha^2 \neq -\alpha$$

$$\alpha + \alpha^2 = -1$$

$$\alpha - \alpha^2 = j \sqrt{3}$$

$$1 + \alpha + \alpha^2 = 0$$

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

$$1 - \alpha^2 = \text{mag } \sqrt{3} \text{ ang } 30^\circ$$

$$1 + \alpha^2 = -\alpha$$

Examinando las ecuaciones 1, 2 y 3 se puede ver la descomposición de tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas.

En primer lugar se observa que el número de magnitudes desconocidas puede reducirse, expresando cada componente de b y c como el producto de una función del operador α y un componente de a. De la fig 1 se derivan las relaciones siguientes:

$$b_1 = \alpha^2 a_1 \quad \text{Ec. 4.1}$$

$$b_2 = \alpha a_2 \quad \text{Ec. 4.2}$$

$$b_0 = a_0 \quad \text{Ec. 4.3}$$

$$c_1 = \alpha a_1 \quad \text{Ec. 4.4}$$

$$c_2 = \alpha^2 a_2 \quad \text{Ec. 4.5}$$

$$c_0 = a_0 \quad \text{Ec. 4.6}$$

Sustituyendo las Ecuaciones anteriores en las Ecuaciones 1, 2 y 3, se obtiene:

$$a = a_0 + a_1 + a_2$$

$$b = a_0 + \alpha^2 a_1 + \alpha a_2$$

$$c = a_0 + \alpha a_1 + \alpha^2 a_2$$

O bien en forma matricial

$$\begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix}$$

Ec. 5

Donde:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Para encontrar a_0 , a_1 y a_2 el sistema de ecuaciones planteado en la ecuación 5 se resuelve por la regla de Cramer

$$\det \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} = (\alpha^4 - \alpha^2) - (\alpha^2 - \alpha) + (\alpha - \alpha^2) = 3(\alpha - \alpha^2)$$

$$a_0 = \frac{\det \begin{bmatrix} a & 1 & 1 \\ b & \alpha^2 & \alpha \\ c & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{a(\alpha^4 - \alpha^2) - b(\alpha^2 - \alpha) + c(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_0 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b(\alpha - \alpha^2) + c(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a+b+c)$$

$$a_1 = \frac{\det \begin{bmatrix} 1 & a & 1 \\ 1 & b & \alpha \\ 1 & c & \alpha^2 \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{-a(\alpha^2 - \alpha) + b(\alpha^2 - 1) - c(\alpha - 1)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_1 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b\alpha(\alpha - \alpha^2) + c\alpha^2(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a + b\alpha + c\alpha^2)$$

$$a_2 = \frac{\det \begin{bmatrix} 1 & 1 & a \\ 1 & \alpha^2 & b \\ 1 & \alpha & c \end{bmatrix}}{\det [A]} = \frac{a(\alpha - \alpha^2) - b(\alpha - 1) + c(\alpha^2 - 1)}{3(\alpha - \alpha^2)}$$

$$a_2 = \frac{a(\alpha - \alpha^2) + b\alpha^2(\alpha - \alpha^2) + c\alpha(\alpha - \alpha^2)}{3(\alpha - \alpha^2)} = \frac{1}{3} (a + b\alpha^2 + c\alpha)$$

Expresado en forma matricial se tiene:

$$\begin{bmatrix} a_0 \\ a_1 \\ a_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a \\ b \\ c \end{bmatrix}$$

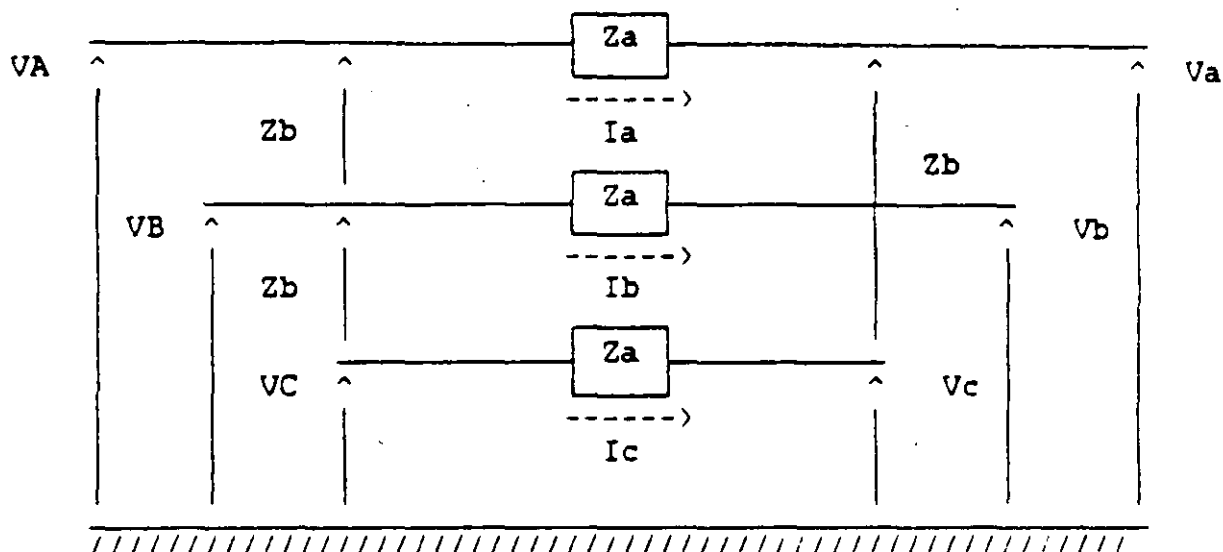
Ec. 6

Estas expresiones muestran como descomponer tres vectores asimétricos en sus componentes simétricas. Si se necesitan, los componentes b_0 , b_1 , b_2 , c_0 , c_1 y c_2 se pueden determinar por las Ecs. 4.

Toda esta teoría se aplica tanto a corrientes como a voltajes.

CALCULO DE LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS

El siguiente circuito representa las tres fases de un sistema eléctrico.



Donde Z_a y Z_b son las impedancias propias y mutuas de la línea respectivamente.

Del circuito anterior se deduce que:

$$\begin{aligned}\delta V_a &= V_A - V_a = Z_a I_a + Z_b I_b + Z_b I_c \\ \delta V_b &= V_B - V_b = Z_b I_a + Z_a I_b + Z_b I_c \\ \delta V_c &= V_C - V_c = Z_b I_a + Z_b I_b + Z_a I_c\end{aligned}$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} \delta V_a \\ \delta V_b \\ \delta V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_b \\ Z_b & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_b & Z_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{bmatrix}$$

Aplicando componentes simétricas a $[\delta V]$ e $[I]$

$$[A] [\delta V_{cs}] = [Z] [A] [I_{cs}]$$

$$[\delta V_{cs}] = [A]^{-1} [Z] [A] [I_{cs}]$$

Donde: $[\delta V_{cs}]$ = vector de caídas de voltaje de componentes simétricas

$[I_{cs}]$ = vector de corrientes de componentes simétricas

Por lo tanto la matriz de componentes simétricas resultante es:

$$[Z_{cs}] = [A]^{-1} [Z] [A]$$

Sustituyendo valores:

$$[Z_{cs}] = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_a & Z_b & Z_b \\ Z_b & Z_a & Z_b \\ Z_b & Z_b & Z_a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix}$$

Multiplicando las matrices y aplicando igualdades

$$[Z_{cs}] = \begin{bmatrix} Z_a + 2Z_b & 0 & 0 \\ 0 & Z_a - Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_a - Z_b \end{bmatrix}$$

Donde:

Z_0 = impedancia de secuencia cero (0) = $Z_a + 2Z_b$

Z_1 = impedancia de secuencia positiva (+) = $Z_a - Z_b$

Z_2 = impedancia de secuencia negativa (-) = $Z_a - Z_b$

Simplificando:

$$[Z_{cs}] = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix}$$

Si:

$$[SV_{cs}] = [Z_{cs}] [I_{cs}]$$

Sustituyendo respectivamente:

$$\begin{bmatrix} SV_0 \\ SV_1 \\ SV_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_0 & 0 & 0 \\ 0 & Z_1 & 0 \\ 0 & 0 & Z_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_0 \\ I_1 \\ I_2 \end{bmatrix}$$

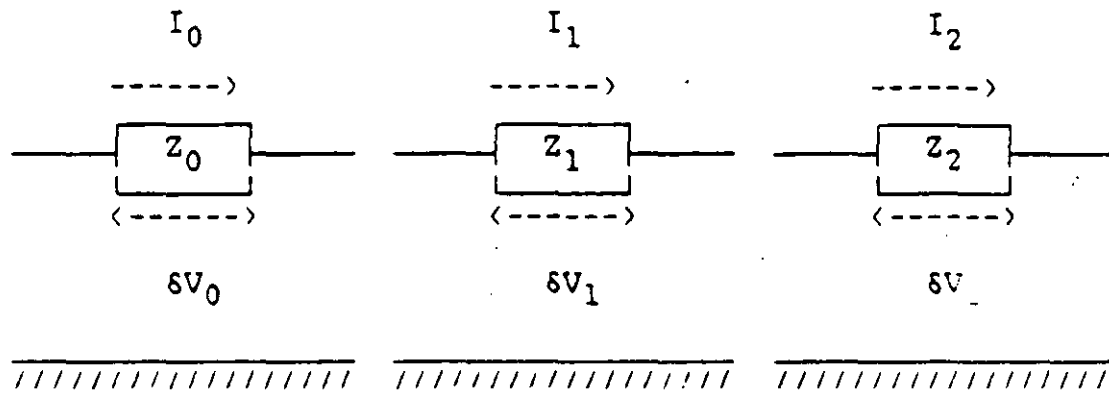
Obteniendo:

$$\delta V_0 = I_0 Z_0$$

$$\delta V_1 = I_1 Z_1$$

$$\delta V_2 = I_2 Z_2$$

Representandose electricamente a través de la siguiente figura:



Demostrando finalmente que los sistemas pueden descomponerse en tres redes independientes (secuencia cero, positiva y negativa), cada una con sus respectivos valores de secuencia.

DIAGRAMAS DE SECUENCIA DE UN GENERADOR [1]

2.2.37

En la fig 3 se muestra un generador en vacío conectado a tierra a través de una reactancia. Los sentidos de las corrientes y las redes de secuencia para el generador se muestran en la fig 4.

Por componentes simétricas:

$$I_{a0} = (I_a + I_b + I_c) \div 3 = I_n \div 3$$

Por lo tanto:

$$I_n = 3 I_{a0}$$

En la fig 4 se observa que la corriente que pasa por la impedancia Z_n entre el neutro y tierra es:

$$3I_{a0}$$

y la caída de tensión de secuencia cero, desde el punto "a" hasta tierra es:

$$-3I_{a0}Z_n - I_{a0}Z_{g0}$$

Donde Z_{g0} es la impedancia de secuencia cero por fase del generador.

La red de secuencia cero, es un circuito monofásico por el que solamente pasa la corriente de secuencia cero de una fase por una impedancia total de secuencia cero:

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0}$$

REDES DE SECUENCIA CERO [1]

Las corrientes de secuencia cero de un sistema trifásico funcionan como uno monofásico, debido a que tienen el mismo valor absoluto e igual fase en cualquier punto en todas las fases del sistema. Por consiguiente, las corrientes de secuencia cero circularán solamente si existe una trayectoria de retorno por la cual pueda completarse el circuito.

La ^{p.p. 39}fig 5 muestra las redes de secuencia cero para cargas conectadas en estrella y en delta.

Los circuitos equivalentes de secuencia cero de los transformadores trifásicos merecen una atención especial, ya que las diversas combinaciones posibles de los devanados primario y secundario conectados en estrella y delta varían la red de secuencia cero. La teoría de los transformadores hace posible la construcción del circuito equivalente de la red de secuencia cero.

Recordando que por el primario de un transformador no circulará corriente, a menos que circule por el secundario, y despreciando la pequeña corriente de magnetización, la corriente primaria estará determinada por la secundaria y la relación de transformación. Estos principios sirven de base en el análisis de los casos particulares. Se estudiarán cinco posibles conexiones de transformadores de dos devanados, representadas en la fig 6. Las flechas indican las trayectorias de circulación de la corriente de secuencia cero, cuando no exista tal indicación la conexión del transformador no permitirá la circulación de las corrientes de secuencia cero. En la misma figura, para cada conexión se representa el circuito aproximado equivalente de secuencia cero, con resistencia y una trayectoria para la corriente de magnetización omitidas. Las letras P y Q identifican los puntos correspondientes en los diagramas de conexiones y circuitos equivalentes. La justificación respectiva del circuito equivalente para cada conexión es la siguiente:

Caso 1.- Conexión estrella-estrella. Un neutro a tierra. Si uno de los dos neutros de un banco estrella-estrella no está conectado a tierra, la corriente de secuencia cero no puede circular en ninguno de los dos devanados. La ausencia de trayectoria por un devanado impide la corriente en el otro. Para la corriente de secuencia cero existe un circuito abierto entre las dos partes del sistema conectado por el transformador.

Caso 2.- Conexión estrella-estrella. Ambos neutros conectados a tierra. Cuando ambos neutros de un transformador estrella-estrella están conectados a tierra, existe trayectoria en los dos devanados para las corrientes de secuencia cero. Si la corriente de secuencia cero puede seguir un circuito completo fuera del transformador en ambos lados de éste, puede circular en ambos devanados del transformador. En la red de secuencia cero, los puntos de ambos lados del transformador se unen por la impedancia de secuencia cero del transformador.

Caso 3.- Conexión estrella-delta. Estrella conectada a tierra. Si el neutro de un transformador estrella-delta es conectado a tierra, las corrientes de secuencia cero tienen trayectoria a tierra a través de la conexión a tierra de la estrella, ya que las corrientes inducidas correspondientes pueden circular en la conexión en delta. La corriente de secuencia cero, que circula en la delta para equilibrar la corriente de secuencia cero en la estrella, no puede circular en las líneas conectadas a la delta. El circuito equivalente debe proporcionar una trayectoria desde la línea en el lado en estrella, a través de la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador, hasta la barra de referencia. Es preciso que haya un circuito abierto entre la línea y la barra de referencia en el lado de la delta. Si la conexión del neutro a tierra contiene una impedancia Z_n , el circuito equivalente de secuencia cero debe tener una impedancia $3Z_n$ en serie con la resistencia equivalente y la reactancia de pérdida del transformador para conectar la línea en el lado en estrella a tierra.

Caso 4.- Conexión estrella-delta. Sin conexión a tierra. Si la estrella no está conectada a tierra, la impedancia Z_n entre el neutro y tierra es infinita. La impedancia $3Z_n$ en el circuito equivalente del Caso 3 para la impedancia de secuencia cero, se hace infinita. La corriente de secuencia cero no puede circular en los devanados del transformador.

Caso 5.- Conexión delta-delta. Como un circuito delta-delta no proporciona trayectoria de retorno a la corriente de secuencia cero, no puede haber corriente de secuencia cero en un transformador delta-delta, aunque puede circular dentro de los devanados en delta.

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

La fig 7 representa una falla trifásica balanceada.

De donde se deduce que:

$$I_{af} + I_{bf} + I_{cf} = 0 \quad (\text{falla balanceada})$$

$$V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0 \quad (\text{fase-tierra})$$

Como el circuito es balanceado:

$$\begin{aligned} I_{bf} &= \alpha^2 I_{af} \\ I_{cf} &= \alpha I_{af} \end{aligned}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = (I_{af} + I_{bf} + I_{cf}) \div 3 = 0$$

$$\begin{aligned} I_{1f} &= (I_{af} + \alpha I_{bf} + \alpha^2 I_{cf}) \div 3 \\ &= (I_{af} + \alpha^3 I_{af} + \alpha^3 I_{af}) \div 3 = I_{af} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} I_{2f} &= (I_{af} + \alpha^2 I_{bf} + \alpha I_{cf}) \div 3 \\ &= (I_{af} + \alpha I_{af} + \alpha^2 I_{af}) \div 3 = 0 \end{aligned}$$

$$\text{Como:} \quad V_{af} = V_{bf} = V_{cf} = 0$$

$$\text{Se cumple que:} \quad V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = 0$$

Concluyendose que para una falla trifásica balanceada la única red que interviene es la de secuencia positiva. El circuito equivalente para esta falla se muestra en la fig 8.

FALLA DE LINEA A TIERRA

La fig 9 es una representación de este tipo de falla.

De donde se deduce que:

$$I_{bf} = I_{cf} = 0 \quad (\text{fases no falladas})$$

$$V_{af} = 0 \quad (\text{fase-tierra})$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Desarrollando se obtiene:

$$I_{0f} = I_{1f} = I_{2f} = I_{af} \div 3 \quad \text{Ec. 7}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ V_{bf} \\ V_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix}$$

Se obtiene:

$$0 = V_{0f} + V_{1f} + V_{2f} \quad \text{Ec. 8}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 7 y 8 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como lo indica la fig 10.

FALLA DE LINEA A LINEA

La fig 11 es una representación de este tipo de falla

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$I_{cf} = - I_{bf}$$

$$V_{bf} = V_{cf}$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ -I_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando:

$$I_{0f} = 0$$

$$I_{1f} = (\alpha - \alpha^2) I_{bf} \div 3 = j\sqrt{3} I_{bf} \div 3 = j I_{bf} / \sqrt{3}$$

$$I_{2f} = (\alpha^2 - \alpha) I_{bf} \div 3 = -j\sqrt{3} I_{bf} \div 3 = -j I_{bf} / \sqrt{3}$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$I_{1f} = - I_{2f} \quad \text{Ec. 9}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes:

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ V_{bf} \\ V_{bf} \end{bmatrix}$$

Desarrollando:

$$V_{0f} = (V_{af} + V_{bf} + V_{bf}) \div 3 = (V_{af} + 2V_{bf}) \div 3$$

$$V_{1f} = (V_{af} + \alpha V_{bf} + \alpha^2 V_{bf}) \div 3 = (V_{af} - V_{bf}) \div 3$$

$$V_{2f} = (V_{af} + \alpha^2 V_{bf} + \alpha V_{bf}) \div 3 = (V_{af} - V_{bf}) \div 3$$

De las dos ecuaciones anteriores se obtiene:

$$V_{1f} = V_{2f} \quad \text{Ec. 10}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 9 y 10 es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la fig 12.

FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

La fig 13 es una representación de este tipo de falla.

De donde se deduce que:

$$I_{af} = 0$$

$$V_{bf} = V_{cf} = 0$$

Aplicando componentes simétricas a las corrientes

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_{bf} \\ I_{cf} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{0f} \\ I_{1f} \\ I_{2f} \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$0 = I_{0f} + I_{1f} + I_{2f} \quad \text{Ec. 11}$$

Aplicando componentes simétricas a los voltajes

$$\begin{bmatrix} V_{0f} \\ V_{1f} \\ V_{2f} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \alpha & \alpha^2 \\ 1 & \alpha^2 & \alpha \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{af} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix}$$

Obteniendo:

$$V_{0f} = V_{1f} = V_{2f} = V_{af} \div 3 \quad \text{Ec. 12}$$

Para que se cumplan las condiciones planteadas en las ecuaciones 11 y 12, es necesario que los circuitos equivalentes de las secuencias se conecten como se indica en la fig 14.

METODO DE LA NORMA ANSI/IEEE 141-1986

El método consiste básicamente en la aplicación de ciertos factores de multiplicación sobre el cálculo de las corrientes de cortocircuito, mismos que dependen del punto del sistema en el cual se analiza la falla, de la relación X/R de los equivalentes correspondientes del sistema reducido, tiempo en que se inicie la apertura de los contactos primarios del interruptor y uso de la corriente calculada.

La Norma considera la elaboración de tres redes (circuitos equivalentes del sistema eléctrico) para los cálculos de las corrientes de cortocircuito. La diferencia entre cada red es el valor de la impedancia de las máquinas rotatorias, el cual varía en función de la red.

PRIMERA RED

Su finalidad consiste en obtener las corrientes de cortocircuito momentáneas, que circulan durante el primer ciclo después de haber ocurrido la falla, para elaborar esta red deberán tomarse en cuenta los valores subtransitorios de todas las fuentes de corriente que contribuyen al cortocircuito afectadas por los factores indicados en las tablas 24 y 25 de la Norma y los elementos estáticos, considerando los motores menores de 50 HP agrupados en un equivalente.

Las corrientes calculadas con esta red pueden tener diferentes usos:

- a. Para seleccionar capacidades de fusibles.
- b. Para seleccionar capacidades de interruptores.

Para ambos casos se deberán calcular corrientes de cortocircuito simétricas y asimétricas, el factor de asimetría se determina de acuerdo a los siguientes criterios:

- Para fusibles
 - 1.2 si el voltaje es menor a 15 KV y si la relación X/R es menor a 4.
 - 1.55 para los demás casos
(ANSI/IEEE C37.41-1981)
- Para interruptores en baja tensión
(menores o iguales a 1 KV)
El factor varía en función de la relación X/R
(NEMA AB 1-1986)
- Para interruptores en media y alta tensión
(arriba de 1 KV)
1.6 en todos los casos
(ANSI/IEEE C37.010-1979 y C37.5-1979)

SEGUNDA RED

Con esta red se obtiene la corriente interruptiva de cortocircuito que ocurre en el momento en que los contactos del interruptor inician su apertura, los resultados deberán usarse para selección de interruptores en media y alta tensión (arriba de 1 KV).

Durante la elaboración de esta red se deben afectar las impedancias subtransitorias de las maquinas rotatorias por los factores indicados en las tablas 24 y 25 de la Norma.

Con la relación X/R de los circuitos equivalentes interruptivos al punto de falla, se determina el factor de multiplicación utilizando las curvas de las figuras 101, 102, 103 o 104 de la Norma ANSI/IEEE 141-1986. La Norma recomienda usar siempre factores de multiplicación remotos que impondrían las condiciones más severas de falla.

En esta red se desprecian los motores agrupados de capacidades menores de 50 HP.

TERCERA RED

Con esta red se obtienen las corrientes que se requieren para el cálculo de los ajustes de relevadores con retardo de tiempo (mayor a 6 ciclos).

El circuito equivalente de la red que se utiliza, deberá elaborarse considerando únicamente los valores de impedancia transitoria de los generadores e impedancias de los equipos estáticos (cables, transformadores, reactores, etc.), instalados entre ellos y los puntos de falla, despreciando las contribuciones de todos los motores.

El factor de multiplicación para esta red es de 1.0 para todos los casos.

En los ajustes de los relevadores instantáneos se utilizan las corrientes momentáneas de cortocircuito obtenidas en la primera red.

Se recomienda mantener equivalentes separados de reactancias y resistencias para encontrar las relaciones X/R y la impedancia equivalente al punto de falla, sin embargo, para niveles de falla de arriba de 1 KV, la resistencia podrá omitirse al calcular la impedancia equivalente para fallas trifásicas balanceadas.

EJEMPLO

Siguiendo el procedimiento de la Norma IEEE/ANSI 141-1986, se desean calcular fallas trifásicas balanceadas y de línea a tierra en los buses 1 y 2 del diagrama unifilar de la fig. 15, bajo las siguientes consideraciones:

- 1.) Para las fallas trifásicas balanceadas se calcularán las corrientes de las tres redes indicadas en la Norma
- 2.) Para las fallas de línea a tierra se calcularán únicamente las corrientes de la tercera red, debido a que éstas solo se usarán para ajuste de dispositivos de protección.
- 3.) Las impedancias de secuencia (+), (-) y (0) de cada uno de los elementos del sistema son iguales
- 4.) Se utilizarán interruptores de potencia de 5 ciclos con tiempo de apertura de contactos de 3 ciclos

Los datos del ejemplo son los siguientes:

GENERADOR	25 MVA 13.8 KV $X''_d = 9 \%$ $X'_d = 13.5 \%$ $X/R = 45$
CONTRIBUCION DE CFE	1000 MVA _{cc} 69 KV $X/R = 22$
MOTOR SINCRONO	6000 HP 13.2 KV FP = 0.80 EFIC = 0.9325 720 REV/MIN $X''_d = 0.20 \text{ pu}$ $X/R = 30$
MOTOR DE INDUCCION	100 HP 460 V FP = 0.80 EFIC = 0.9325 1800 REV/MIN IRB = 6 pu $X/R = 8$
MOTORES DE INDUCCION AGRUPADOS (MENORES DE 50 HP)	100 HP (suma total) 460 V IRB = 5.9643 pu $X/R = 6.6$

TRANSFORMADOR 1 20 MVA
69-13.8 KV
Z = 7 % (dato de placa)
X/R = 21
R = 6.6 Ω (Resistencia de puesta a tierra)

TRANSFORMADOR 2 1.5 MVA
13.8-0.480 KV
Z = 5 % (dato de placa)
X/R = 8

REACTOR Z = 0.001 Ω (dato de placa)
X/R = 80

CABLE 1 cond/fase de 500 MCM
Cobre
75 °C
ducto no magnético
circuito de 25 m
DMG = 2 pulgadas

Selección de cantidades base:

100 MVA
69.0 KV para el primario del transformador 1
13.8 KV para el bus 1
0.48 KV para el bus 2

Cálculo de impedancias en por unidad (pu):

GENERADOR

primera y segunda red:

$$X''_d \text{ pu} = 0.09 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/25 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) = 0.36 \text{ pu}$$

$$R''_d \text{ pu} = 0.36 \text{ pu}/45 = 0.008 \text{ pu}$$

tercera red:

$$X'_d \text{ pu} = 0.135 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/25 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) = 0.54 \text{ pu}$$

$$R'_d \text{ pu} = 0.54 \text{ pu}/45 = 0.012 \text{ pu}$$

CONTRIBUCION DE CFE

las tres redes:

$$Z \text{ pu} = (100 \text{ MVA} / 1000 \text{ MVA}) (69 \text{ KV} / 69 \text{ KV}) \\ = 0.10 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 0.10 \text{ pu} / \sqrt{1 + 22^2} \\ = 0.0045 \text{ pu}$$

$$X \text{ pu} = 0.0045 \text{ pu} \times 22 \\ = 0.0999 \text{ pu}$$

MOTOR SINCRONO

primera red:

$$X \text{ pu} = 0.20 \text{ pu} \left[\frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 6,000 \text{ HP}} \right] \left[\frac{13.2 \text{ KV}}{13.8 \text{ KV}} \right] \\ = 3.0498 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 3.0498 \text{ pu} / 30 \\ = 0.1017 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X \text{ pu} = 1.5 \times 3.0498 \text{ pu} \\ = 4.5747 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 4.5747 \text{ pu} / 30 \\ = 0.1525 \text{ pu}$$

MOTOR DE INDUCCION

primera red:

$$Z \text{ pu} = \left[\frac{1.2}{6 \text{ pu}} \right] \left[\frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \right] \left[\frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right] \\ = 183.6806 \text{ pu}$$

$$R \text{ pu} = 183.6806 \text{ pu} / 8 \\ = 22.9601 \text{ pu}$$

segunda red:

$$X \text{ pu} = \left[\frac{3.0}{6 \text{ pu}} \right] \left[\frac{100,000 \text{ KVA} \times 0.8 \times 0.9325}{0.746 \times 100 \text{ HP}} \right] \left[\frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right] \\ = 459.2014 \text{ pu}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 459.2014 \text{ pu}/8 \\ &= 57.4002 \text{ pu} \end{aligned}$$

MOTORES DE INDUCCION AGRUPADOS (MENORES DE 50 HP)

primera red:

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= \left[\frac{1.67}{5.9643 \text{ pu}} \right] \left[\frac{100,000 \text{ KVA}}{100 \text{ HP}} \right] \left[\frac{0.46 \text{ KV}}{0.48 \text{ KV}} \right]^2 \\ &= 257.1522 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 257.1522 \text{ pu}/6.6 \\ &= 38.9624 \text{ pu} \end{aligned}$$

TRANSFORMADOR 1

las tres redes:

$$\begin{aligned} Z \text{ pu} &= 0.07 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/20 \text{ MVA}) (69 \text{ KV}/69 \text{ KV}) \\ &= 0.35 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 0.35 \text{ pu} / \sqrt{1 + 21^2} \\ &= 0.0166 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= 0.0166 \text{ pu} \times 21 \\ &= 0.3496 \text{ pu} \end{aligned}$$

TRANSFORMADOR 2

las tres redes:

$$\begin{aligned} Z \text{ pu} &= 0.05 \text{ pu} (100 \text{ MVA}/1.5 \text{ MVA}) (13.8 \text{ KV}/13.8 \text{ KV}) \\ &= 3.3333 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 3.3333 \text{ pu} / \sqrt{1 + 8^2} \\ &= 0.4134 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X \text{ pu} &= 0.4134 \text{ pu} \times 8 \\ &= 3.3076 \text{ pu} \end{aligned}$$

REACTOR

las tres redes:

$$\begin{aligned} Z \text{ pu} &= 0.001 \Omega (100 \text{ MVA}/(0.48 \text{ KV})) \\ &= 0.434 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} R \text{ pu} &= 0.434 \text{ pu} / \sqrt{1 + 80^2} \\ &= 0.0054 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$X \text{ pu} = 0.0054 \text{ pu} \times 80 \\ = 0.434 \text{ pu}$$

CABLE

las tres redes:

$$X_A = 0.0839 \Omega / 1000 \text{ pies a 1 pie de DMG (tabla N1.3)} \\ R = 0.0246 \Omega / 1000 \text{ pies a } 50^\circ \text{C y } 60 \text{ Hz (tabla N1.3)}$$

$$X_B = 0.052917 \log_{10} (2 \text{ plg}) - 0.057107 \\ = -0.0412 \Omega / 1000 \text{ pies}$$

$$25m = 25m (1 \text{ pie} / 0.3048m) \\ = 82.021 \text{ pies}$$

$$X \Omega = (0.0839 - 0.0412) (\Omega / 1000 \text{ pies}) 82.021 \text{ pies} \\ = 0.0035 \Omega$$

$$X \text{ pu} = 0.0035 \Omega (100 \text{ MVA} / (13.8 \text{ KV})^2) (1/1)^* (3/3) \\ = 0.0018 \text{ pu}$$

* se recomienda usar estos valores cuando el circuito está en ducto no magnético

$$R \Omega @ 75^\circ \text{C} = \left[\frac{0.0246 \Omega}{1000 \text{ pies}} \right] 82.021 \text{ pies} \left[\frac{234.5+75^\circ \text{C}}{234.5+50^\circ \text{C}} \right] \\ = 0.0022 \Omega$$

$$R \text{ pu} = 0.0022 \Omega (100 \text{ MVA} / (13.8 \text{ KV})^2) (3/3) \\ = 0.0012 \text{ pu}$$

A continuación se muestra una tabla con los valores calculados en por unidad:

CANTIDADES EN POR UNIDAD

ELEMENTO	1a. RED		2a. RED		3a. RED	
	R	Xi	R	Xj	R	Xj
TRANSFOR 1	0.0166	0.3496	0.0166	0.3496	0.0166	0.3496
TRANSFOR 2	0.4134	3.3076	0.4134	3.3076	0.4134	3.3076
REACTOR	0.0054	0.4340	0.0054	0.4340	0.0054	0.4340
CABLE	0.0012	0.0018	0.0012	0.0018	0.0012	0.0018
CPE	0.0045	0.0999	0.0045	0.0999	0.0045	0.0999
GENERADOR	0.0080	0.3600	0.0080	0.3600	0.0120	0.5400
MOT SIN	0.1017	3.0498	0.1525	4.5747	-----	-----
MOT IND	22.9601	183.6806	57.4002	459.2014	-----	-----
MOT AGRU	38.9624	257.1522	-----	-----	-----	-----

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

En las figuras 16, 17 y 18 se muestran los diagramas unifilares de reactancias y resistencias para cada una de las redes, respectivamente.

Los equivalentes de Thevenin a los puntos de falla y los resultados de las corrientes de cortocircuito para cada red, se muestran en la siguiente tabla:

FALLA TRIFASICA BALANCEADA

PRIMERA RED

B	Rpu	Xpu	X/R	KV	Zpu	uso	Fm	Icc(KA)	Pcc(MVA)
1	0.0055	0.1873	34.12	13.8	0.1873	I	1.600	35.740	954.270
1	0.0055	0.1873	34.12	13.8	0.1873	F	1.550	34.623	827.574
2	0.4122	3.7902	9.20	0.48	3.8126	I	1.218	38.426	31.947
2	0.4122	3.7902	9.20	0.48	3.8126	F	1.550	48.000	40.655

SEGUNDA RED

B	Rpu	Xpu	X/R	KV	INT	Fm	Icc(KA)	Pcc(MVA)
1	0.0056	0.1915	34.25	13.8	SIM	1.18	25.785	616.330
1	0.0056	0.1915	34.25	13.8	TOT	1.28	27.971	668.562

TERCERA RED

B	Rpu	Xpu	KV	Zpu	Icc(KA)
1	0.0076	0.2453	13.8	0.2453	17.055
2	0.4264	3.9869	0.48	4.0096	29.998

FALLA DE LINEA A TIERRA

Para el cálculo de las corrientes de falla de línea a tierra es necesario obtener el valor en pu de la resistencia de puesta a tierra del TRANSFORMADOR 1:

$$R_{pu} = 6.6 \Omega (100 \text{ MVA} / (13.8 \text{ KV})^2) \\ = 3.4657 \text{ pu}$$

En la fig 19 se muestran los diagramas unifilares de reactancias y resistencias de secuencia cero.

Las resistencias y reactancias equivalentes de secuencias positiva, negativa y cero requeridas para el cálculo son las siguientes:

BUS 1

$$\begin{aligned} \text{Req pu} &= 2 (0.0076 \text{ pu}) + 10.4136 \text{ pu} \\ &= 10.4288 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Xeq pu} &= 2 (0.2453 \text{ pu}) + 0.3496 \text{ pu} \\ &= 0.8402 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zeq pu} &= \sqrt{10.4288^2 + 0.8402^2} \\ &= 10.4626 \text{ pu} \end{aligned}$$

BUS 2

$$\begin{aligned} \text{Req pu} &= 2 (0.4264 \text{ pu}) + 0.4188 \text{ pu} \\ &= 1.2716 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Xeq pu} &= 2 (3.9869 \text{ pu}) + 3.7416 \text{ pu} \\ &= 11.7154 \text{ pu} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Zeq pu} &= \sqrt{1.2716^2 + 11.7154^2} \\ &= 11.7842 \text{ pu} \end{aligned}$$

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para las corrientes de falla:

FALLA DE LINEA A TIERRA

TERCERA RED

BUS	Zeq pu	KV	Icc (A)
1	10.4626	13.8	1,199.62
2	11.7842	0.48	30,620.97

ANEXO 1 CALCULO DE IMPEDANCIAS EN POR UNIDAD

1.- Aportación de cortocircuito del sistema

$$Z_{pu} = (MVAB/MVAcc) (KVcc/KVB)^2$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

MVAB	potencia base en MVA
MVAcc	potencia de cortocircuito de la contribucion en MVA
KVcc	voltaje nominal en la falla en KV
KVB	voltaje base en KV
X/R	valor de la relacion X/R

2.- Transformador de dos devanados

$$Z_{pu} = Z_{tpu} (MVAB/MVAT) (KVT/KVB)^2$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

Ztpu	impedancia del transformador en pu
MVAB	potencia base en MVA
MVAT	potencia nominal del transformador en MVA
KVB	voltaje base en KV
KVT	voltaje nominal del transformador en KV
X/R	valor de la relacion X/R

para datos tipicos multiplicar la Zpu por 0.925

3.- Motores de inducción

$$X_{pu} = (1/IRB) [(KVAB FP EFIC)/(0.746 HP)] (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

HP	potencia del motor en HP
EFIC	eficiencia del motor en pu
FP	factor de potencia del motor en pu
IRB	corriente a rotor bloqueado del motor en pu
KVM	voltaje nominal del motor en KV
KVB	voltaje base en KV
KVAB	potencia base en KVA
X/R	valor de la relacion X/R

4.- Motores sincrónicos

$$X_{pu} = X''d [(KVAB \text{ FP EFIC}) / (0.746 \text{ HP})] (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

HP	potencia del motor en HP
EFIC	eficiencia del motor en pu
FP	factor de potencia del motor en pu
X''d	reactancia subtransitoria del motor en pu
KVM	voltaje nominal del motor en KV
KVB	voltaje base en KV
KVAB	potencia base en KVA
X/R	valor de la relación X/R

5.- Cables

$$XB = 0.052917 \log_{10} D - 0.057107$$

$$X_{pu} = (XA + XB) (FT/1000) (MVAB/KVB^2) (XMG/XNMG) (3/NUC)$$

$$R_{pu} = R (FT/1000) (MVAB/KVB^2) [(K+GD)/(K+GR)] (3/NUC)$$

donde:

XB	factor de corrección por espaciamento en $\Omega/\text{cond}/1000$ pies a 60 Hz.
D	espaciamento equivalente en delta del alimentador en pulgadas
XA	reactancia del alimentador a un pie de espaciamento en $\Omega/\text{cond}/1000$ pies a 60 Hz.
FT	longitud del alimentador en pies
MVAB	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV
XMG	reactancia de un circuito trifásico típico instalado en ducto magnético en $\Omega/1000$ pies a 60 Hz.
XNMG	reactancia de un circuito trifásico típico instalado en ducto no magnético en $\Omega/1000$ pies a 60 Hz.
NUC	cantidad de conductores del alimentador
GR	temperatura en $^{\circ}\text{C}$ a la cual se encuentra la resistencia del alimentador.
GD	temperatura en $^{\circ}\text{C}$ a la cual se desea calcular la resistencia del alimentador.
R	resistencia del alimentador a la temperatura GR en $\Omega/\text{cond}/1000$ pies a 60 Hz.
K	variable en función del material del conductor

K = 234.5 para cobre recocido (100% conductividad)

K = 241.5 para cobre estirado duro (79.3% conductividad)

K = 228.1 para aluminio

6.- Reactores limitadores de corriente

$$Z_{pu} = Z_{\Omega} (MVAB/KVB^2)$$

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

Z_{Ω}	impedancia del reactor en Ω
$MVAB$	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV
X/R	valor de la relación X/R

para datos típicos multiplicar la Z_{pu} por 0.925

7.- Dato conocido en ohms

$$R_{pu} = R_{\Omega} (MVAB/KVB^2)$$

$$X_{pu} = X_{\Omega} (MVAB/KVB^2)$$

donde:

R_{Ω}	resistencia del elemento en Ω
X_{Ω}	reactancia del elemento en Ω
$MVAB$	potencia base en MVA
KVB	voltaje base en KV

8.- Generadores

$$X_{pu} = X_G (MVAB/MVAG) (KVG/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

X_G	reactancia del generador en pu
$MVAB$	potencia base en MVA
$MVAG$	potencia nominal del generador en MVA
KVB	voltaje base en KV
KVG	voltaje nominal del generador en KV
X/R	valor de la relación X/R

9.- Motores de inducción agrupados

$$X_{pu} = (1/Irb) (KVAB/\Sigma HP) (KVM/KVB)^2$$

$$R_{pu} = X_{pu} / (X/R)$$

donde:

Irb	corriente promedio a rotor bloqueado en pu del motor equivalente del grupo
ΣHP	potencia total del grupo de motores en HP
$KVAB$	potencia base en KVA
KVB	voltaje base en KV
KVM	voltaje nominal del grupo de motores en KV
X/R	valor de la relación X/R del grupo de motores

10.- Transformadores de tres devanados

$$ZPS_{pu} = ZPS (MVAB/MVAPS) (KVT/KVB)^2$$

$$ZPT_{pu} = ZPT (MVAB/MVAPT) (KVT/KVB)^2$$

$$ZST_{pu} = ZST (MVAB/MVAST) (KVT/KVB)^2$$

$$ZP_{pu} = (ZPS_{pu} + ZPT_{pu} - ZST_{pu}) \div 2$$

$$ZS_{pu} = (ZPS_{pu} + ZST_{pu} - ZPT_{pu}) \div 2$$

$$ZT_{pu} = (ZPT_{pu} + ZST_{pu} - ZPS_{pu}) \div 2$$

En cada ZP_{pu} , ZS_{pu} y ZT_{pu} habrá que aplicar:

$$R_{pu} = Z_{pu} / \sqrt{1 + (X/R)^2}$$

$$X_{pu} = R_{pu} (X/R)$$

donde:

ZPS	impedancia primario-secundario en pu
ZPT	impedancia primario-terciario en pu
ZST	impedancia secundario-terciario en pu
MVAPS	potencia base de ZPS en MVA
MVAPT	potencia base de ZPT en MVA
MVAST	potencia base de ZST en MVA
KVT	voltaje nominal del transformador en KV (primario, secundario o terciario)
KVB	voltaje base en KV (primario, secundario o terciario)
MVAB	potencia base en MVA
ZP_{pu}	impedancia del primario en pu
ZS_{pu}	impedancia del secundario en pu
ZT_{pu}	impedancia del terciario en pu
X/R	valor de la relación X/R

Cuando se utilizan datos típicos del transformador multiplicar la Z_{pu} por 0.90

11.- Dato conocido en pu

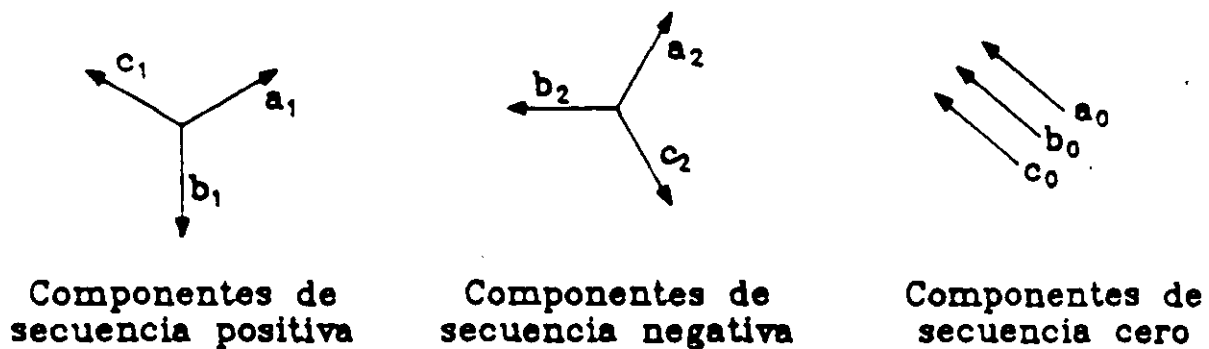
$$R_{pu} = R (MVAB/MVA) (KV/KVB)^2$$

$$X_{pu} = X (MVAB/MVA) (KV/KVB)^2$$

donde:

R	resistencia del elemento en pu @ MVA y KV
X	reactancia del elemento en pu @ MVA y KV
MVA	potencia base anterior en MVA
KV	voltaje base anterior en KV
MVAB	potencia base nueva en MVA
KVB	voltaje base nuevo en KV

ANEXO 2 FIGURAS Y TABLAS



DIAGRAMAS VECTORIALES DE COMPONENTES SIMETRICAS

fig. 1

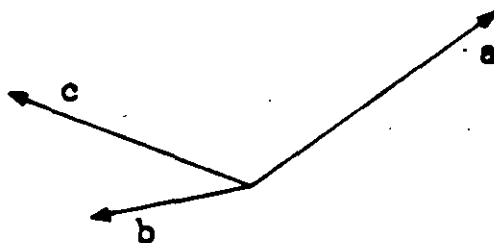


DIAGRAMA VECTORIAL DE UN SISTEMA DESBALANCEADO

fig. 2

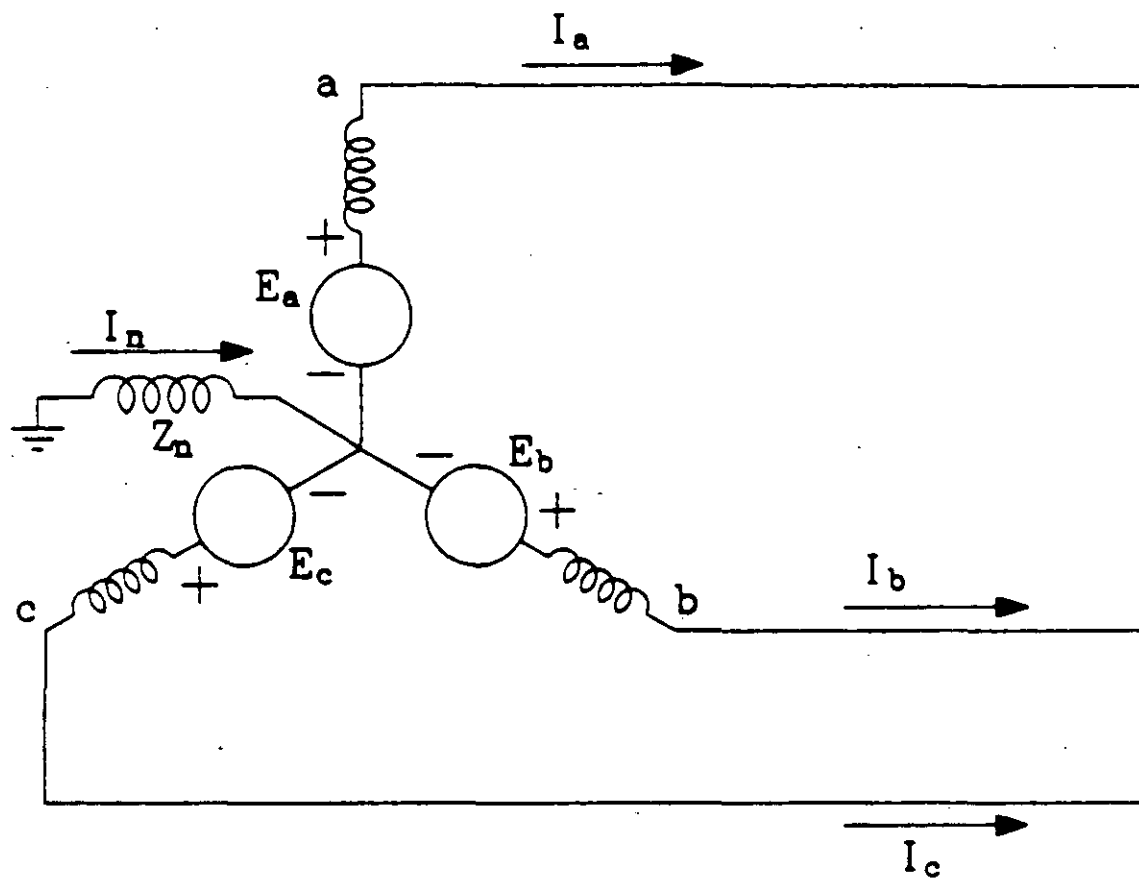
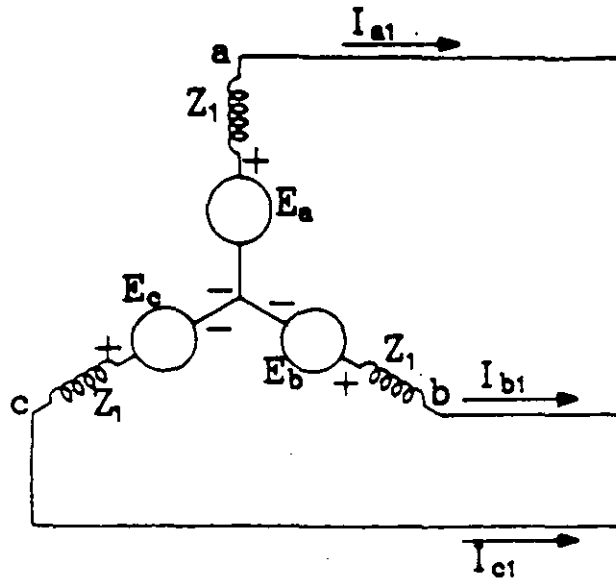
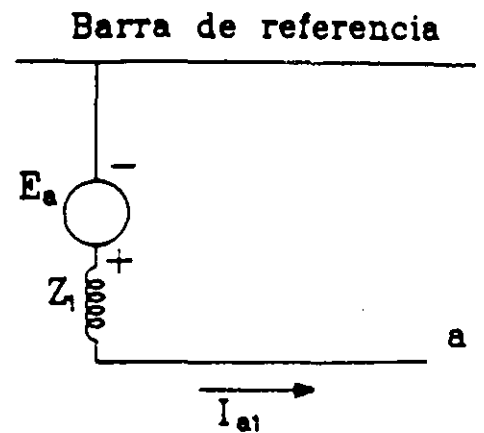


DIAGRAMA DE UN GENERADOR EN VACIO

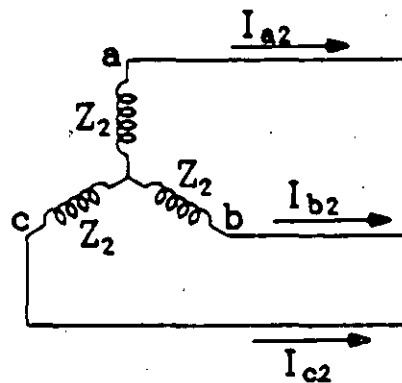
fig. 3



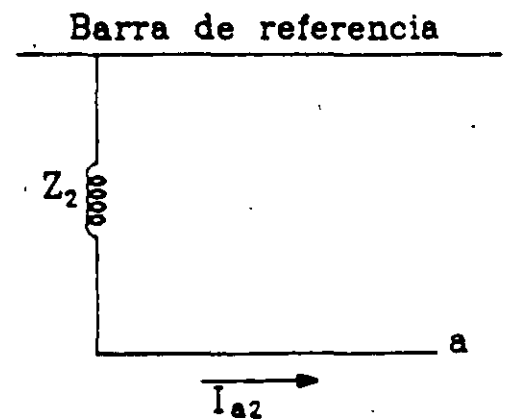
(a) Sentido de las corrientes de secuencia positiva



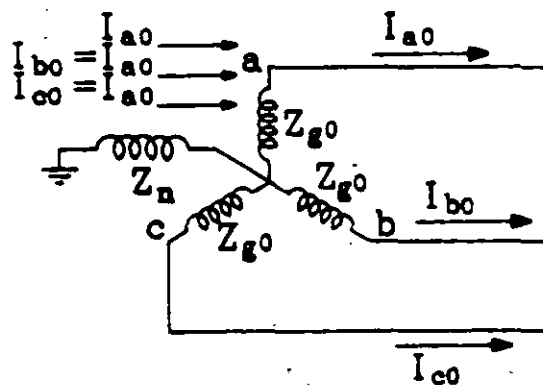
(b) Red de secuencia positiva



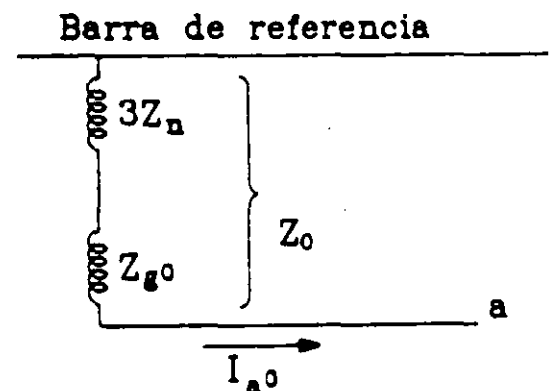
(c) Sentido de las corrientes de secuencia negativa



(d) Red de secuencia negativa

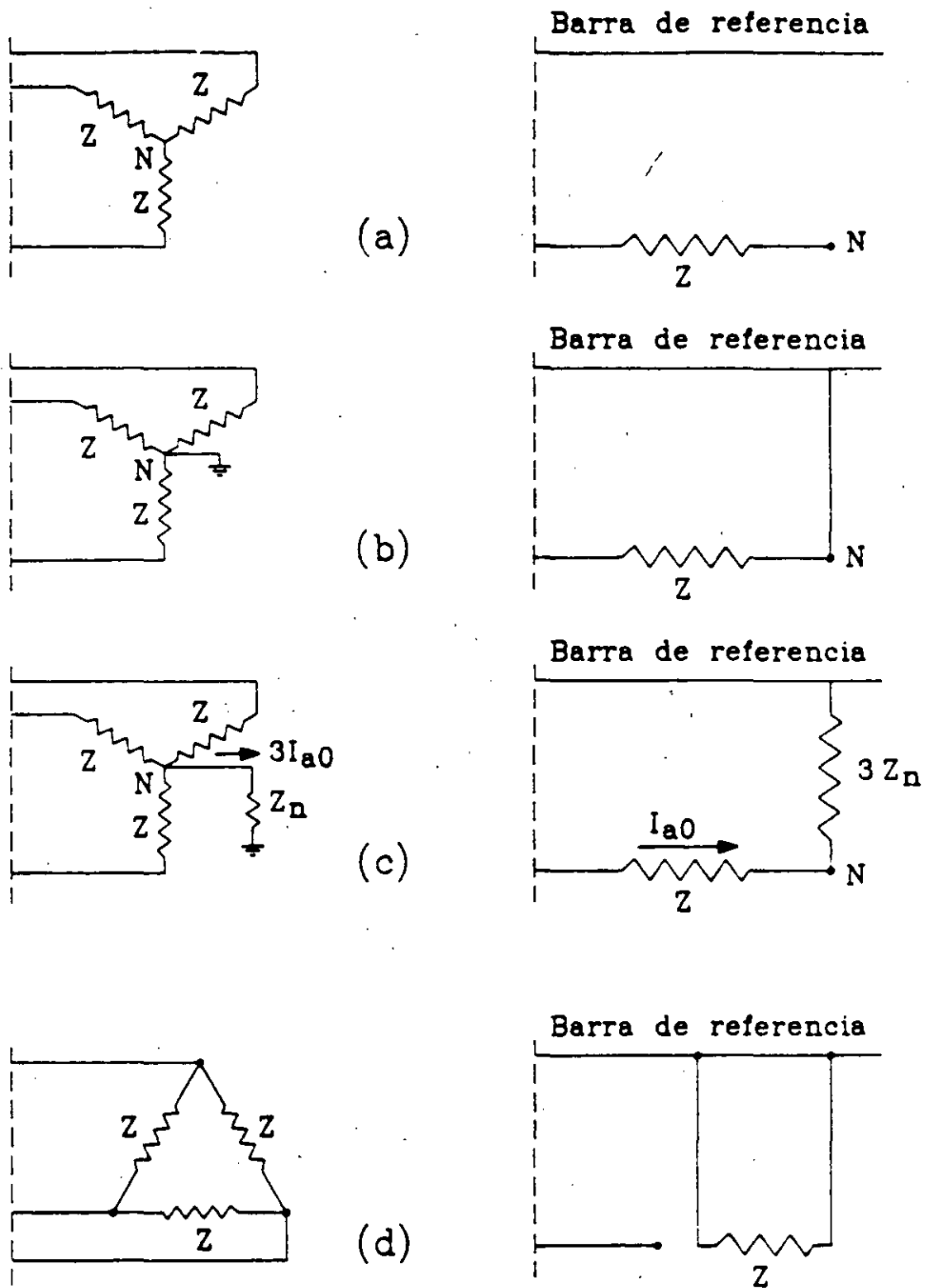


(e) Sentido de las corrientes de secuencia cero



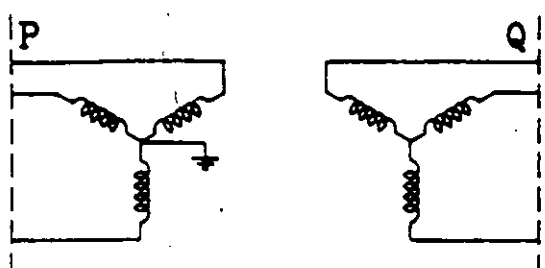
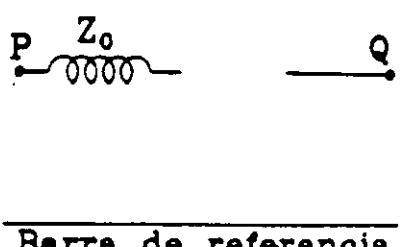
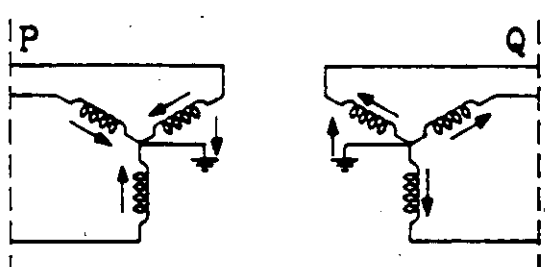
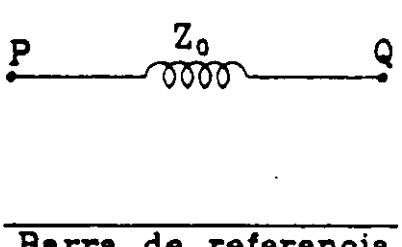
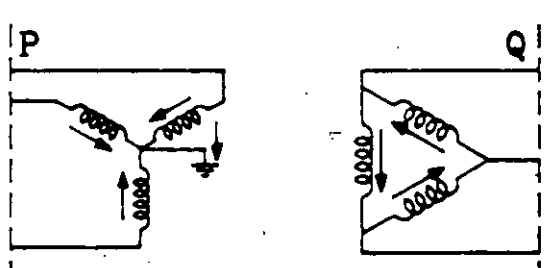
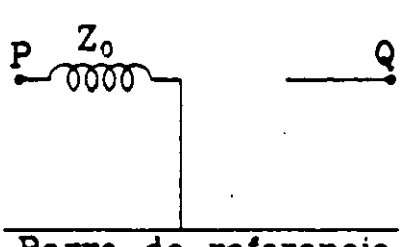
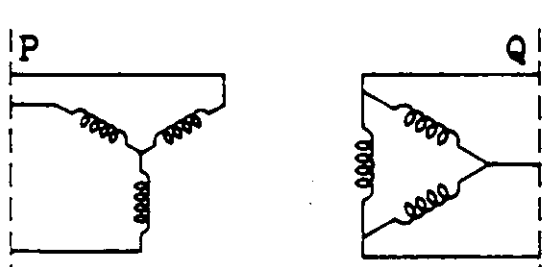
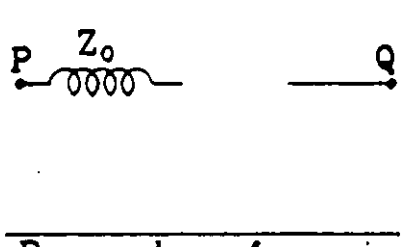
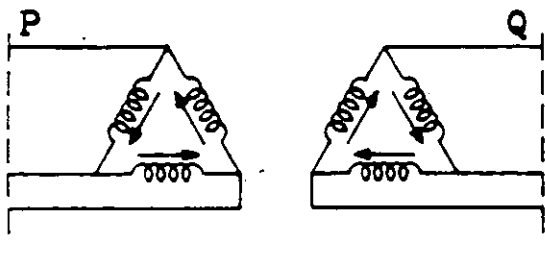
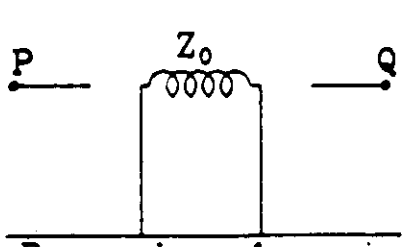
(f) Red de secuencia cero

REDES DE SECUENCIA PARA UN GENERADOR TRIFASICO

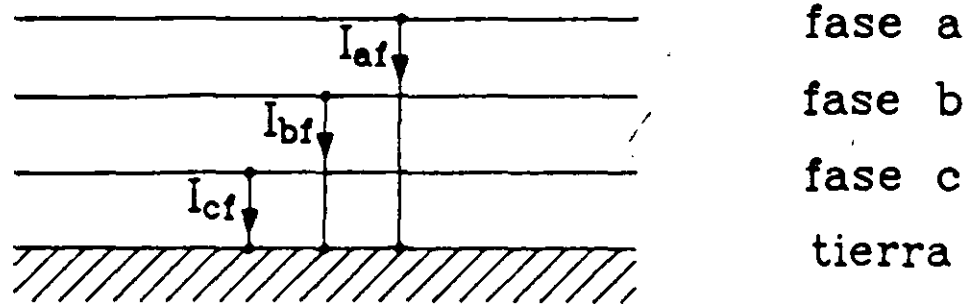


REDES DE SECUENCIA CERO PARA CARGAS
CONECTADAS EN ESTRELLA Y DELTA

fig. 5

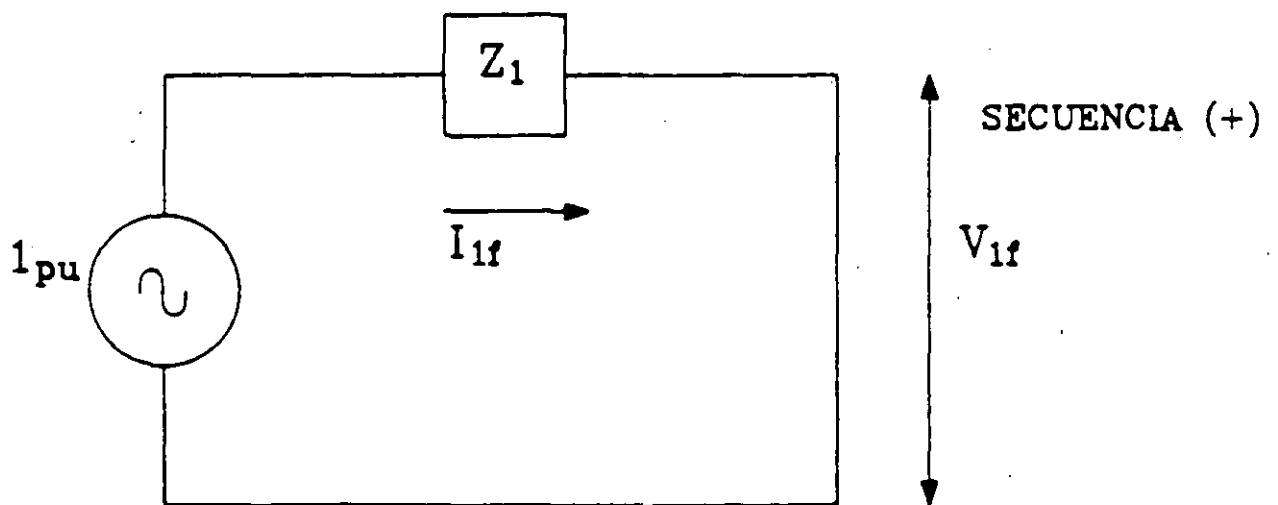
ESQUEMAS DE CONEXIONES	CIRCUITOS EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia
	 Barra de referencia

EQUIVALENTES DE SECUENCIA CERO
DE TRANSFORMADORES TRIFASICOS



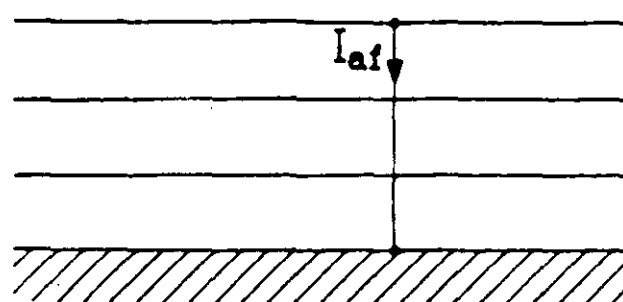
ESQUEMA DE UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

fig. 7



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA TRIFASICA BALANCEADA

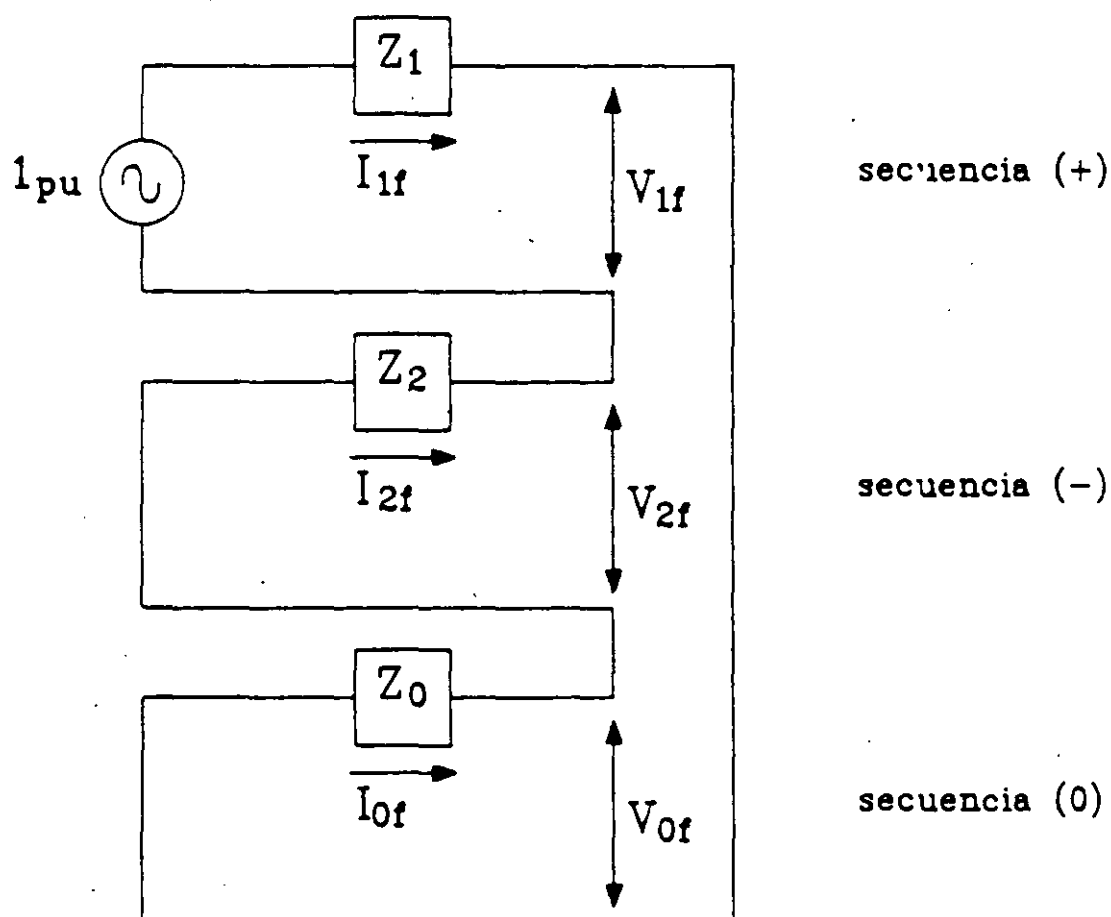
fig. 8



fase a
fase b
fase c
tierra

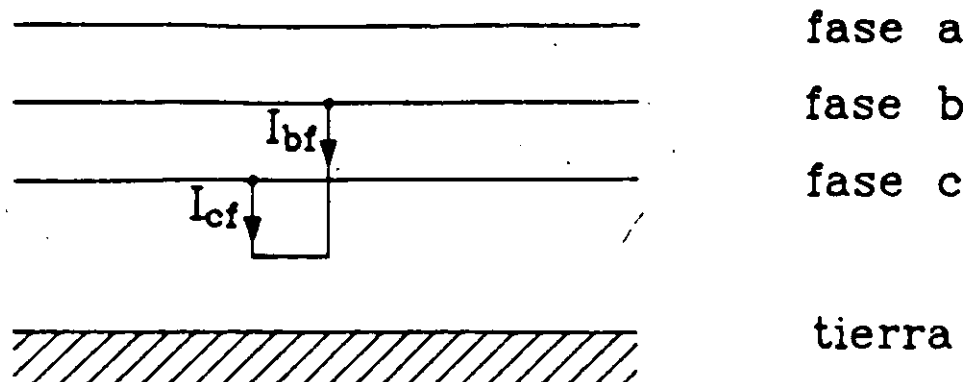
ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

fig. 9



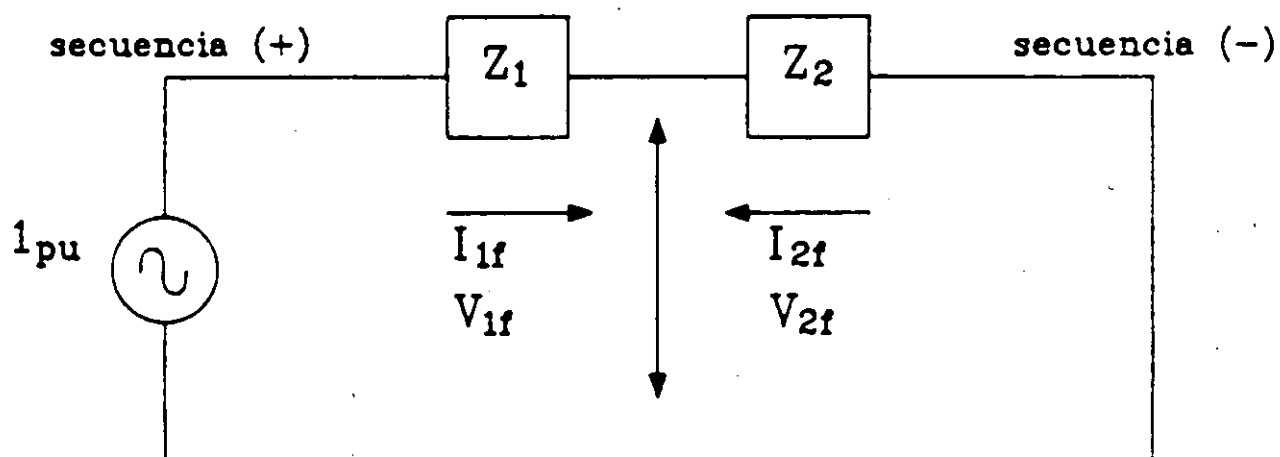
CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A TIERRA

fig. 10



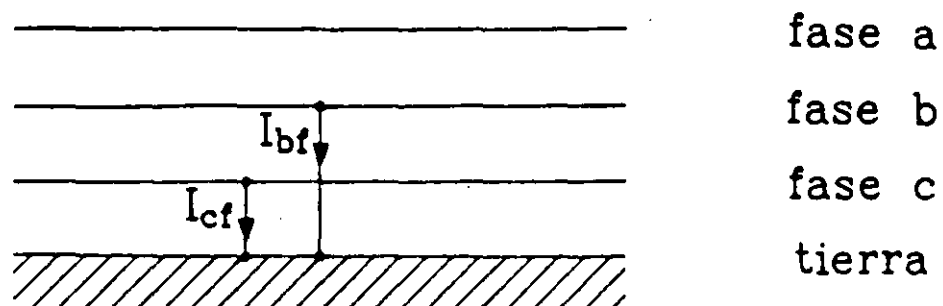
ESQUEMA DE UNA FALLA DE LINEA A LINEA

fig. 11



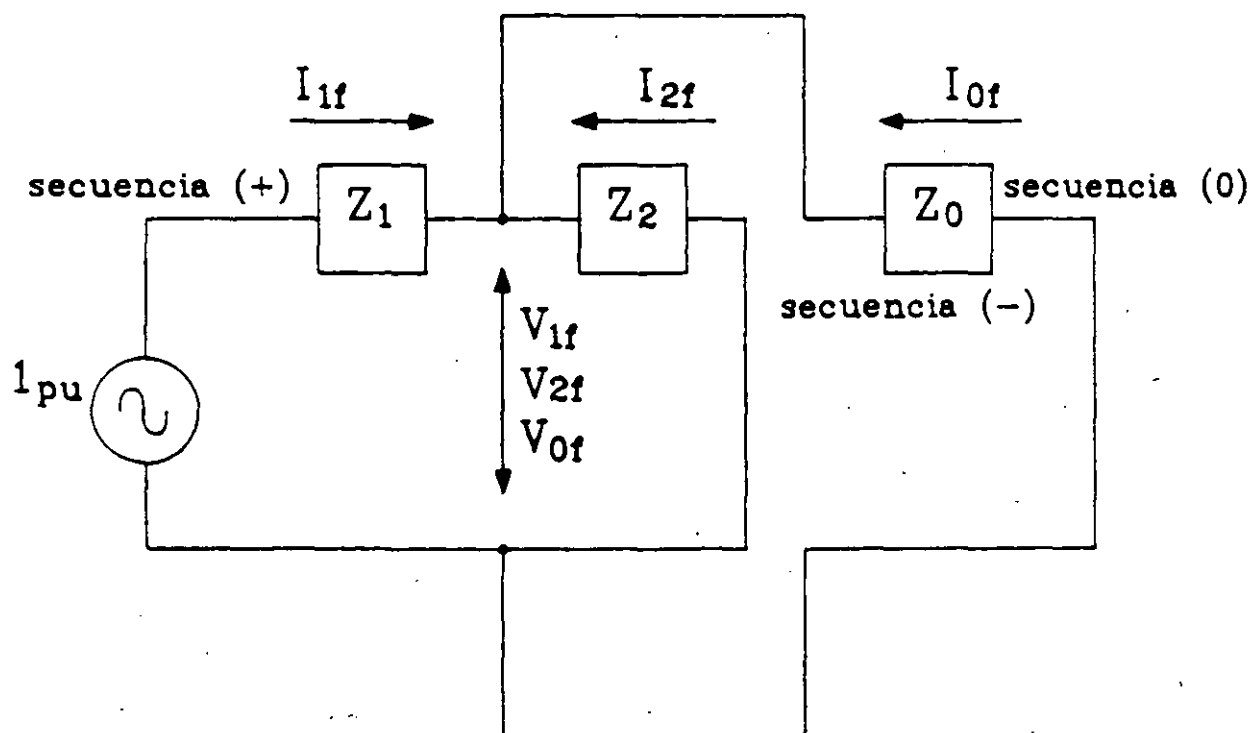
CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE LINEA A LINEA

fig. 12



ESQUEMA DE UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

fig. 13



CIRCUITO EQUIVALENTE PARA UNA FALLA DE DOBLE LINEA A TIERRA

fig. 14

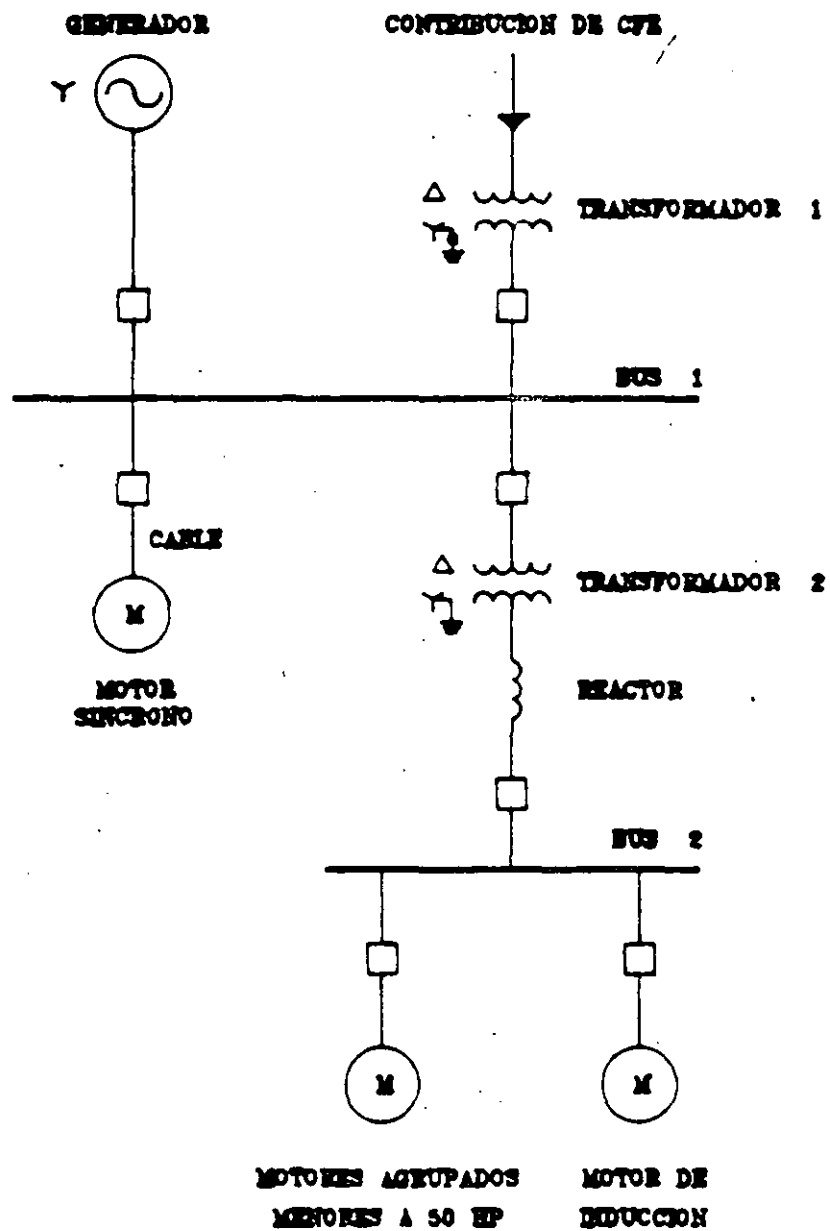
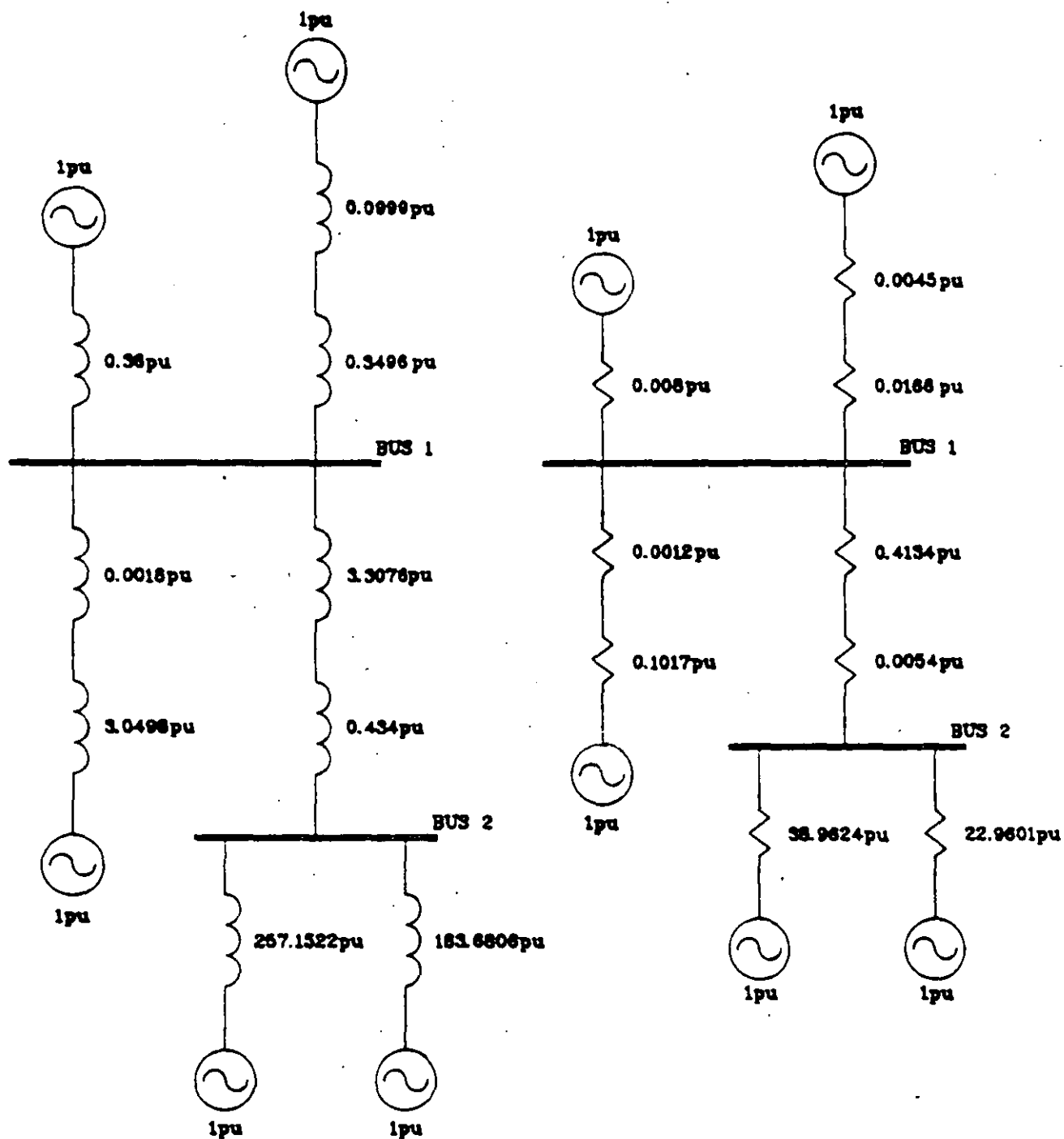


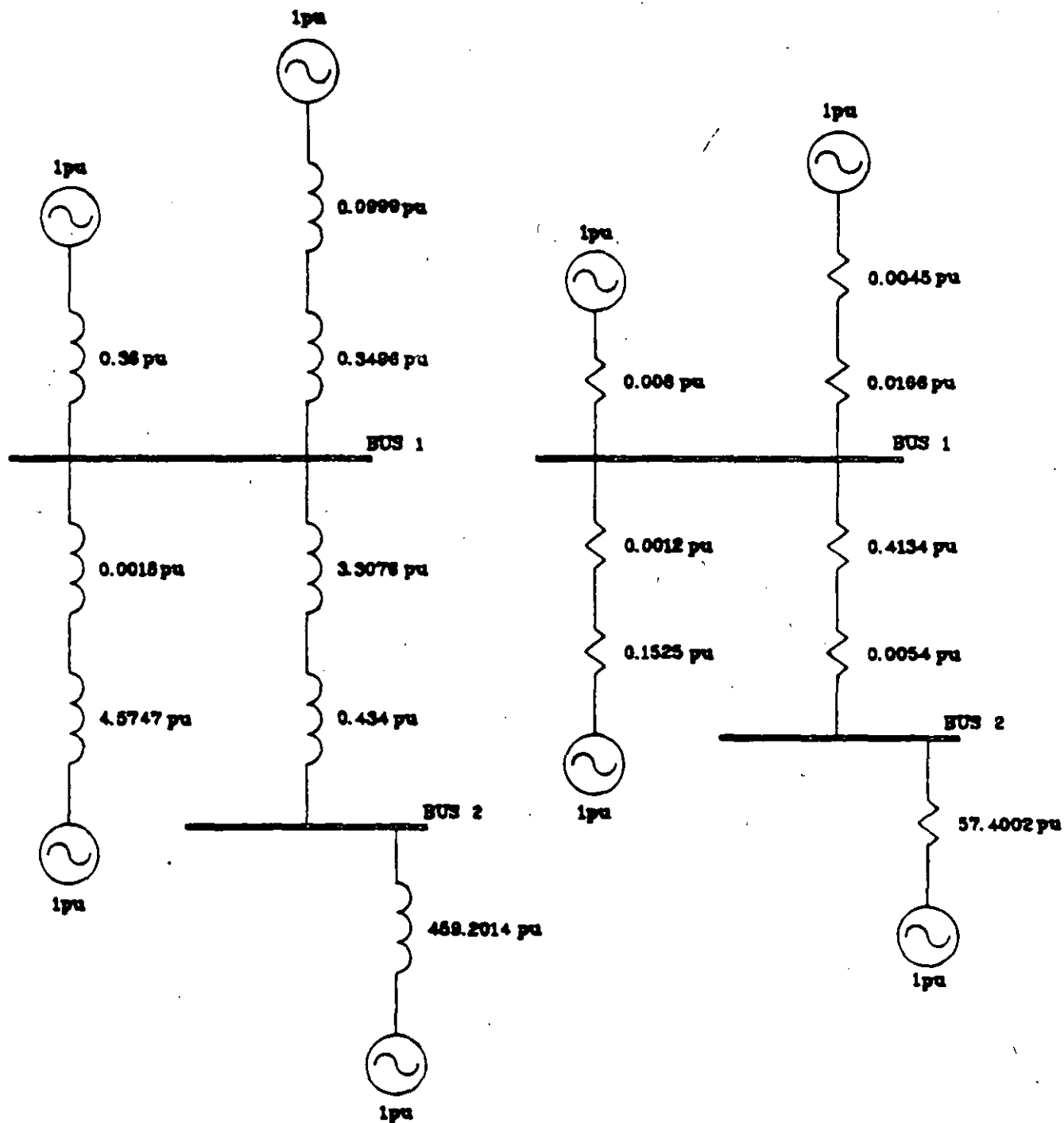
DIAGRAMA UNIFILAR DEL EJEMPLO

fig. 15



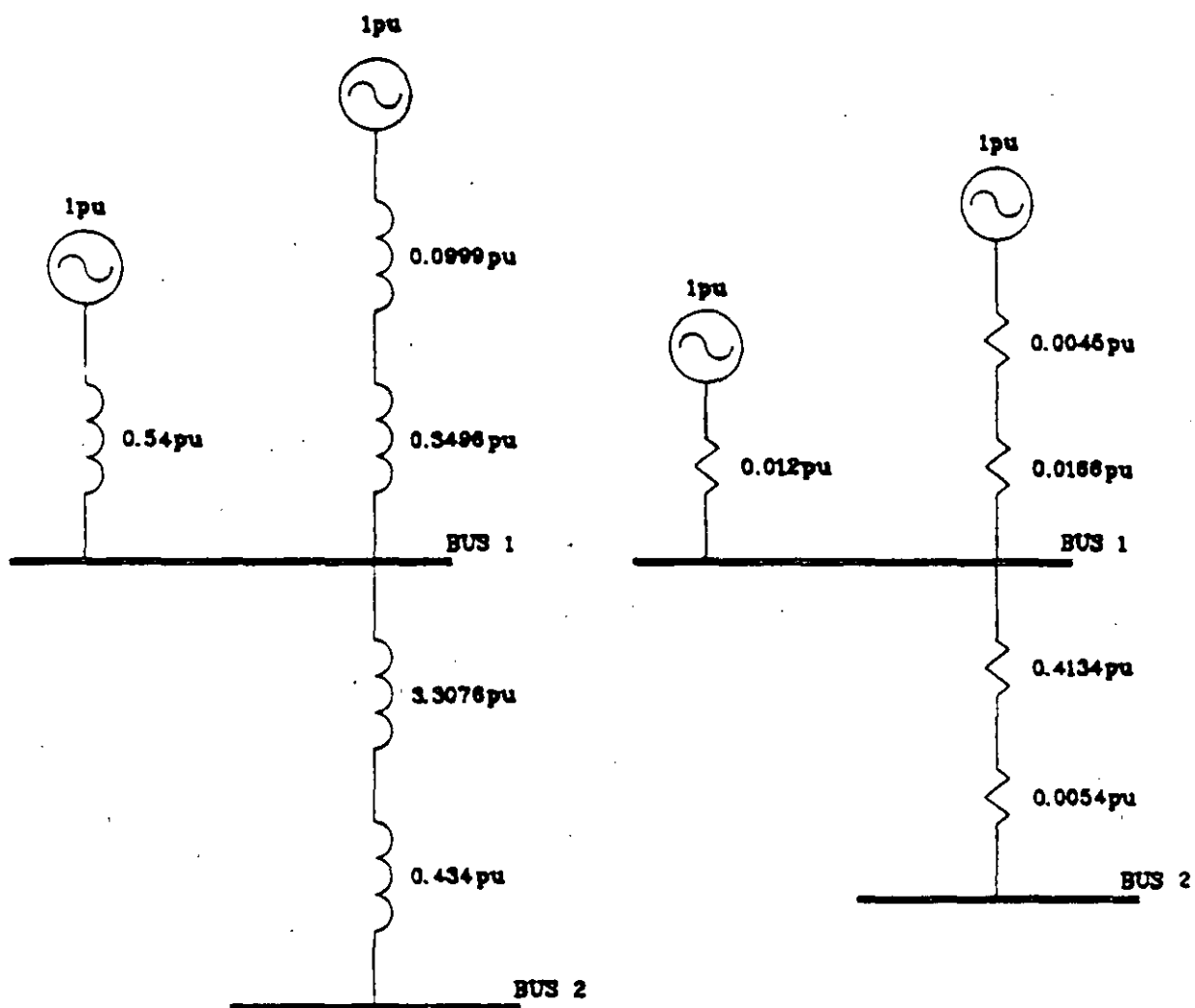
DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
POSITIVA PARA PRIMERA RED

fig. 16



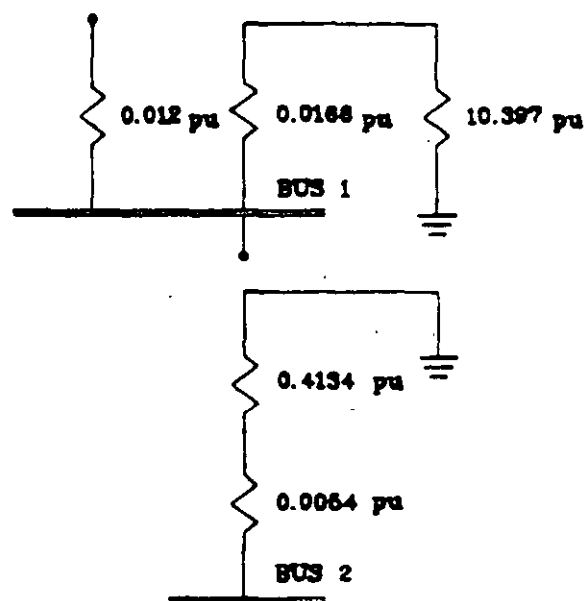
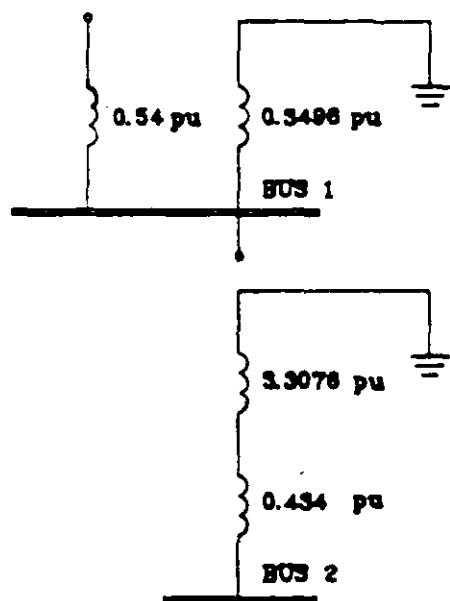
DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
POSITIVA PARA SEGUNDA RED

fig. 17



DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
POSITIVA PARA TERCERA RED

fig. 18



DIAGRAMAS DE REACTANCIAS Y RESISTENCIAS DE SECUENCIA
CERO PARA TERCERA RED

fig. 19

Typical System Fault Current

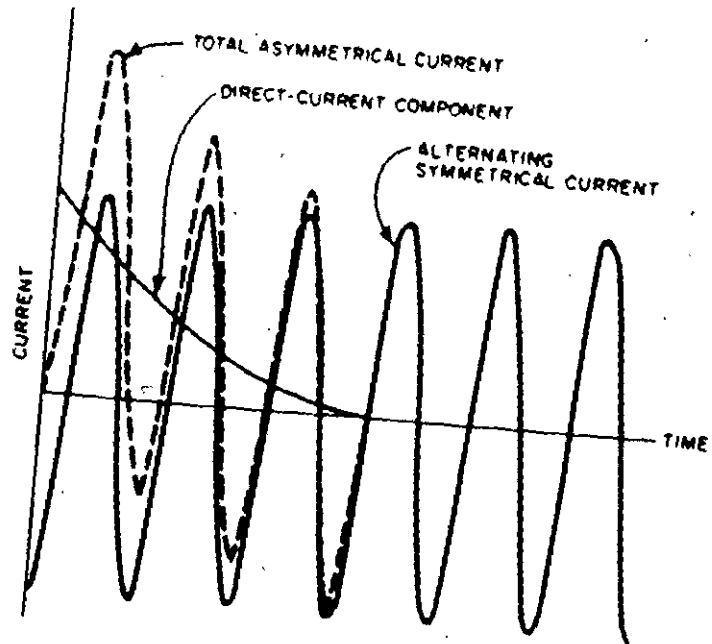


Table 24
Rotating-Machine Reactance (or Impedance) Multipliers

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
All turbine generators; all hydrogenerators with amortisseur windings, all condensers	$1.0 X_d'$	$1.0 X_d'$
Hydrogenerators without amortisseur windings	$0.75 X_d'$	$0.75 X_d'$
All synchronous motors	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Induction motors		
Above 1000 hp at 1800 r/min or less	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
Above 250 hp at 3600 r/min	$1.0 X_d'$	$1.5 X_d'$
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'$	$3.0 X_d'$
All smaller than 50 hp	Neglect	Neglect

From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2] and ANSI/IEEE C37.5-1979 [3].

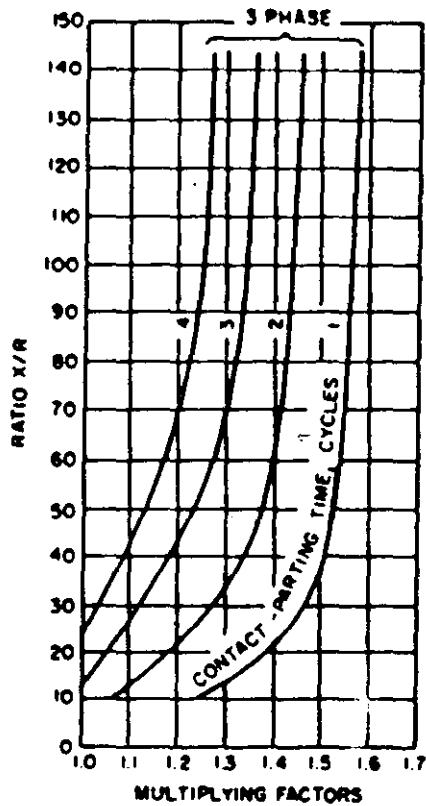
Table 25
Combined Network Rotating Machine Reactance (or Impedance) Multipliers
(Changes to Table 24 for Comprehensive Multivoltage System Calculations)

Type of Rotating Machine	First-Cycle Network	Interrupting Network
Induction Motors		
All others, 50 hp and above	$1.2 X_d'^*$	$3.0 X_d'^{\dagger}$
All smaller than 50 hp	$1.67 X_d'^{\ddagger}$	Neglect

* or estimate the first-cycle network $X = 0.20$ per unit based on motor rating

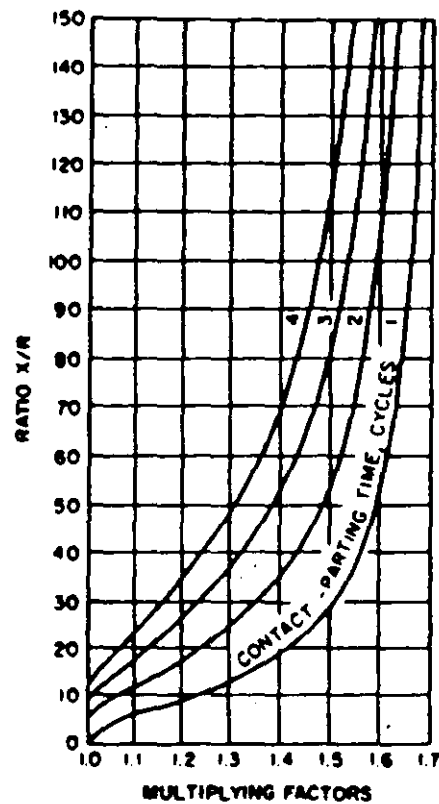
† or estimate the first-cycle network $X = 0.28$ per unit based on motor rating

‡ or estimate the interrupting network $X = 0.50$ per unit based on motor rating



NOTE: Fed predominantly from generators through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

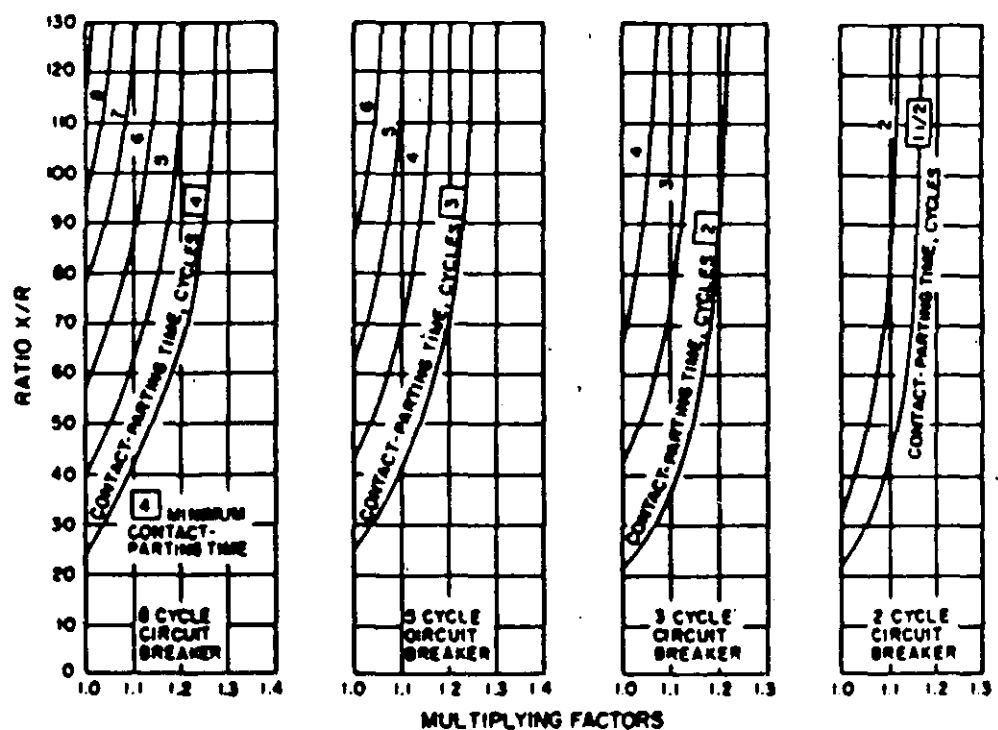
Fig 101
Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase Faults



NOTE: Fed predominantly through two or more transformations or with external reactance in series equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.5-1979 [3])

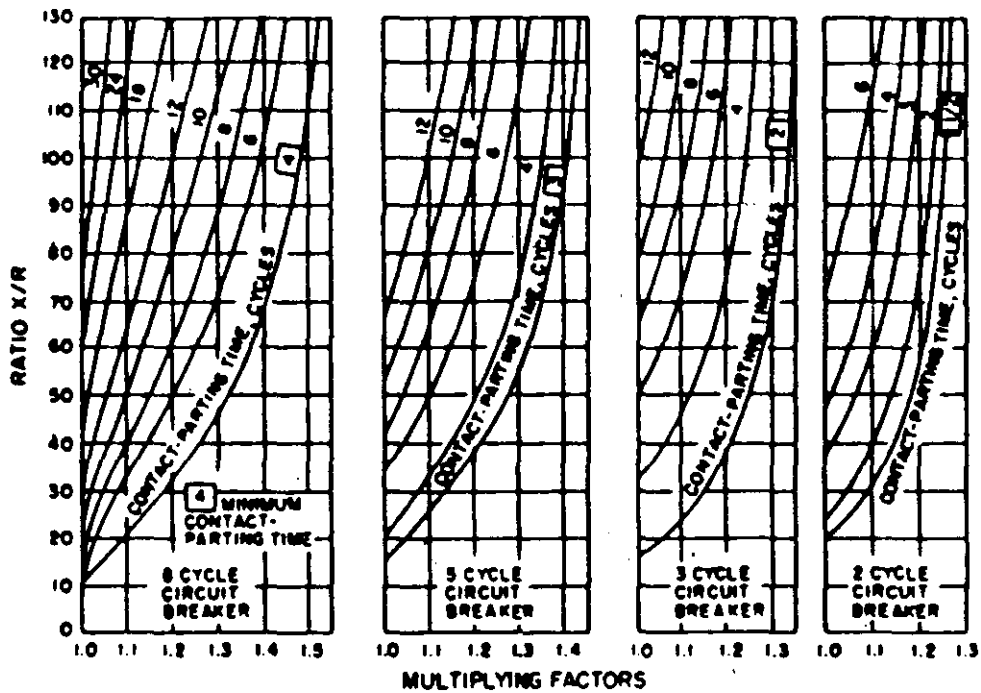
Fig 102
Multiplying Factors (Total Current Rating Basis) for Three-Phase and Line-to-Ground Faults

Fig 103
Multiplying Factors for Three-Phase Faults Fed Predominantly from Generators

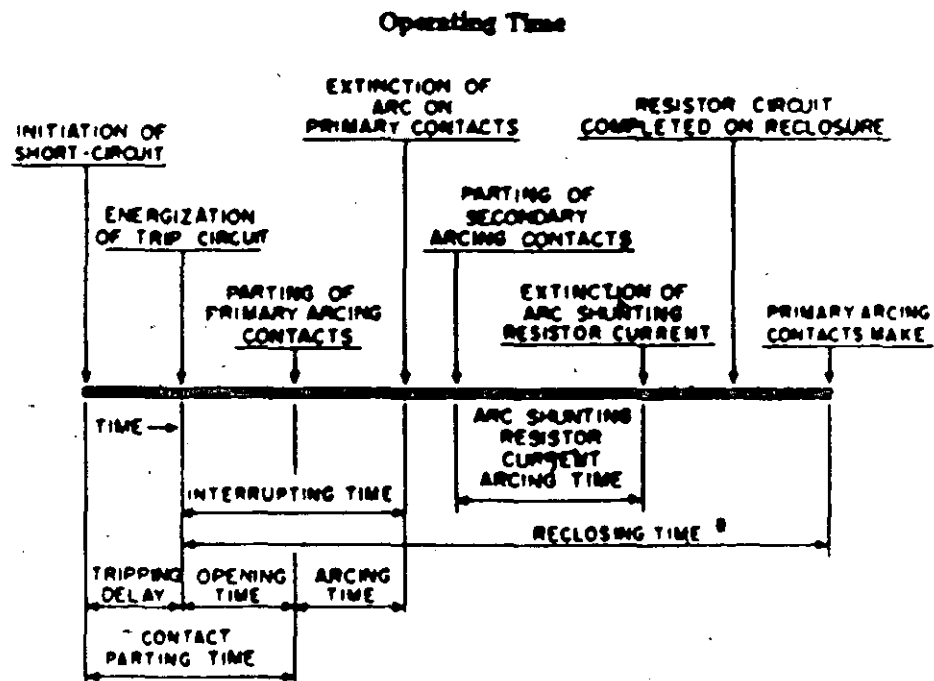


NOTE: Through no more than one transformation or with external reactance in series that is less than 1.5 times generator subtransient reactance (local) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Fig 104
Multiplying Factors for Three-Phase and Line-to-Ground Faults
Fed Predominantly from Generators



NOTE: Through two or more transformations or with external reactance in series that is equal to or above 1.5 times generator subtransient reactance (remote) (ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])



(*) RECLOSING TIME IS THE TIME INTERVAL BETWEEN ENERGIZATION OF THE TRIP CIRCUIT AND MAKING OF THE PRIMARY ARCING CONTACTS WHERE LOW OHMIC RESISTORS ARE USED, MAKING OF THE RESISTOR CONTACT ON RECLOSURE MAY BE MORE SIGNIFICANT.

Table N1.1
Typical Reactance Values for Induction and Synchronous
Machines, in Per-Unit of Machine kVA Ratings*

	X_d'	X_d''
Turbine generators†		
2 poles	0.09	0.15
4 poles	0.15	0.23
Salient-pole generators with damper windings†		
12 poles or less	0.16	0.33
14 poles or more	0.21	0.33
Synchronous motors		
6 poles	0.15	0.23
8-14 poles	0.20	0.30
16 poles or more	0.28	0.40
Synchronous condensers†	0.24	0.37
Synchronous converters†		
600 V direct current	0.20	—
250 V direct current	0.33	—
Individual large induction motors, usually above 600 V	0.17	—
Smaller motors, usually 600 V and below	See Tables 24 and 25 in text.	

NOTE: Approximate synchronous motor kVA bases can be found from motor horsepower ratings as follows:

0.8 power factor motor - kVA base = hp rating

1.0 power factor motor - kVA base = 0.8 · hp rating

* Use manufacturer's specified values if available.

† X_d' not normally used in short-circuit calculations.

Table N1.2
Representative Conductor Spacings
for Overhead Lines

Nominal System Voltage (volts)	Equivalent Delta Spacing (inches)
120	12
240	12
480	18
600	18
2400	30
4160	30
6900	36
13 800	42
23 000	48
34 500	54
69 000	96
115 000	204

NOTE:

When the cross section indicates conductors are arranged at points of a triangle with spacings A, B, and C between pairs of conductors, the following formula may be used:

$$\text{equivalent delta spacing} = \sqrt{A \cdot B \cdot C}$$

When the conductors are located in one plane and the outside conductors are equally spaced at distance A from the middle conductor, the equivalent is 1.26 times the distance A:

$$\begin{aligned} \text{equivalent delta spacing} &= \sqrt{A \cdot A \cdot 2A} \\ &= 1.26 A \end{aligned}$$

Table N1.3
Constants of Copper Conductors for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cmil)	(AWG No.)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω /conductor/1000 ft)
1 000 000		0.0130	0.0758
900 000		0.0142	0.0769
800 000		0.0159	0.0782
750 000		0.0168	0.0790
700 000		0.0179	0.0800
600 000		0.0206	0.0818
500 000		0.0246	0.0839
450 000		0.0273	0.0864
400 000		0.0307	0.0867
350 000		0.0348	0.0883
300 000		0.0407	0.0902
250 000		0.0487	0.0922
211 600	4/0	0.0574	0.0953
167 800	3/0	0.0724	0.0981
133 100	2/0	0.0911	0.101
106 500	1/0	0.115	0.103
83 690	1	0.145	0.106
66 370	2	0.181	0.108
52 630	3	0.227	0.111
41 740	4	0.288	0.113
33 100	5	0.362	0.116
26 250	6	0.453	0.121
20 800	7	0.570	0.123
16 510	8	0.720	0.126

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of X_B of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.4
Constants of Aluminum Cable, Steel Reinforced (ACSR),
for 1 ft Symmetrical Spacing*

Size of Conductor (cm ²)	(AWG No)	Resistance R at 50 °C, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)	Reactance X_A at 1 ft Spacing, 60 Hz (Ω/conductor/1000 ft)
1 590 000		0.0129	0.0679
1 431 000		0.0144	0.0692
1 272 000		0.0161	0.0704
1 192 500		0.0171	0.0712
1 113 000		0.0183	0.0719
954 000		0.0213	0.0738
795 000		0.0243	0.0744
715 500		0.0273	0.0756
636 000		0.0307	0.0768
556 500		0.0352	0.0786
477 000		0.0371	0.0802
397 500		0.0445	0.0824
336 400		0.0526	0.0843
266 800		0.0662	0.0945
	4/0	0.0835	0.1099
	3/0	0.1052	0.1175
	2/0	0.1330	0.1212
	1/0	0.1674	0.1242
	1	0.2120	0.1259
	2	0.2670	0.1215
	3	0.3370	0.1251
	4	0.4240	0.1240
	5	0.5340	0.1259
	6	0.6740	0.1273

NOTE: For a three-phase circuit the total impedance, line to neutral, is

$$Z = R + j(X_A + X_B)$$

* Use spacing factors of X_B of Tables N1.5 and N1.6 for other spacings.

Table N1.5
60 Hz Reactance Spacing Factor X_p , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(feet)	Separation (inches)											
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	—	-0.0571	-0.0412	-0.0319	-0.0252	-0.0201	-0.0159	-0.0124	-0.0093	-0.0066	-0.0042	-0.0020
1	—	0.0018	0.0035	0.0051	0.0061	0.0080	0.0093	0.0106	0.0117	0.0129	0.0139	0.0149
2	0.0159	0.0169	0.0178	0.0186	0.0195	0.0203	0.0211	0.0218	0.0225	0.0232	0.0239	0.0246
3	0.0252	0.0259	0.0265	0.0271	0.0277	0.0282	0.0288	0.0293	0.0299	0.0304	0.0309	0.0314
4	0.0319	0.0323	0.0328	0.0333	0.0337	0.0341	0.0346	0.0350	0.0354	0.0358	0.0362	0.0366
5	0.0370	0.0374	0.0377	0.0381	0.0385	0.0388	0.0392	0.0395	0.0399	0.0402	0.0405	0.0409
6	0.0412	0.0415	0.0418	0.0421	0.0424	0.0427	0.0430	0.0433	0.0436	0.0439	0.0442	0.0445
7	0.0447	0.0450	0.0453	0.0455	0.0458	0.0460	0.0463	0.0466	0.0468	0.0471	0.0473	0.0476
8	0.0478											

Table N1.6
60 Hz Reactance Spacing Factor X_p , in Ohms per Conductor per 1000 ft

(inches)	Separation (quarter inches)			
	0	1/4	2/4	3/4
0	—	—	—0.072 9	—0.063 6
1	—0.0571	—0.051 9	—0.047 7	—0.044 3
2	—0.0412	—0.038 4	—0.035 9	—0.033 9
3	—0.0319	—0.030 1	—0.028 2	—0.026 7
4	—0.0252	—0.023 8	—0.022 5	—0.021 2
5	—0.0201	—0.017 96	—0.017 96	—0.016 64
6	—0.0159	—0.014 94	—0.013 99	—0.013 23
7	—0.0124	—0.011 52	—0.010 78	—0.010 02
8	—0.0093	—0.008 52	—0.007 94	—0.007 19
9	—0.0066	—0.006 06	—0.005 29	—0.004 74
10	—0.0042	—	—	—
11	—0.0020	—	—	—
12	—	—	—	—

Table N1.7
60 Hz Reactance of Typical Three-Phase Cable Circuits, in Ohms per 1000 ft

Cable Size	System Voltage				
	600 V	2400 V	4160 V	6900 V	13 800 V
4 to 1					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0530	0.0620	0.0618	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0381	0.0384	0.0384	0.0522	0.0526
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0310	0.0335	0.0335	0.0453	0.0457
1/0 to 4/0					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0490	0.0550	0.0550	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0360	0.0346	0.0346	0.0448	0.0452
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0290	0.0300	0.0300	0.0366	0.0360
250-750 kcmil					
3 single-conductor cables in magnetic conduit	0.0450	0.0500	0.0500	—	—
1 three-conductor cable in magnetic conduit	0.0325	0.0310	0.0310	0.0378	0.0381
1 three-conductor cable in nonmagnetic duct	0.0270	0.0275	0.0275	0.0332	0.0337

NOTE: These values may also be used for magnetic and nonmagnetic armored cables.

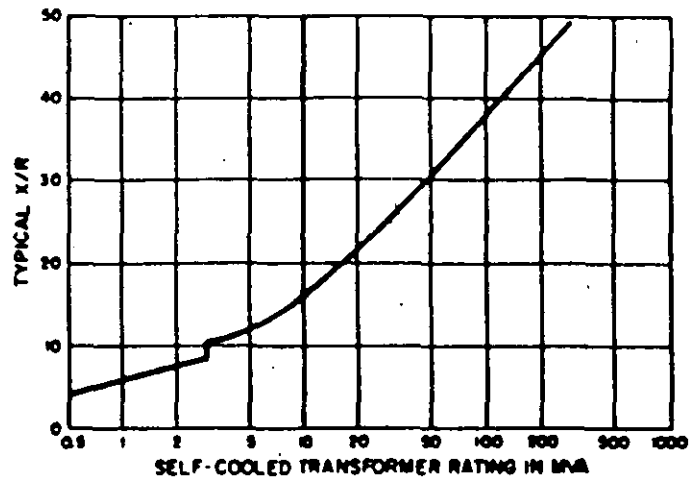


Fig N1.1
X/R Ratio of Transformers (Based on ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

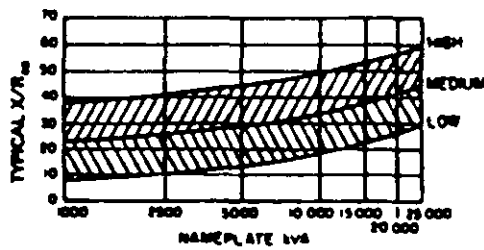


Fig N1.2
X/R Range for Small Generators and Synchronous Motors (Solid Rotor and Salient Pole)
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

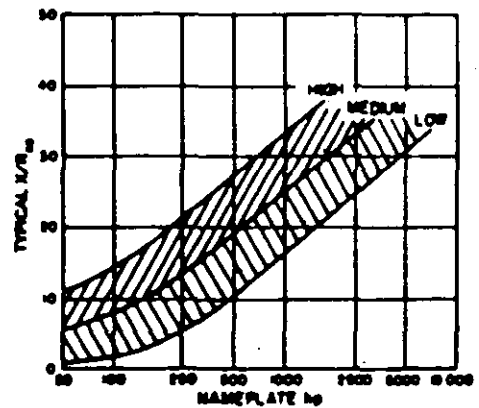


Fig N1.3
X/R Range for Three-Phase Induction Motors
(From ANSI/IEEE C37.010-1979 [2])

Table 71
Copper-Cable Impedance Data, in Ohms per 1000 ft at 75 °C*

(a) Three Single Conductors

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0754	0.814	0.811	0.0860	0.816	0.811	0.0603	0.813	0.811	0.0688	0.814
8 (solid)	0.786	0.0754	0.790	0.786	0.0860	0.791	0.786	0.0603	0.788	0.786	0.0688	0.789
6	0.510	0.0685	0.515	0.510	0.0796	0.516	0.510	0.0548	0.513	0.510	0.0636	0.514
6 (solid)	0.496	0.0685	0.501	0.496	0.0796	0.502	0.496	0.0548	0.499	0.496	0.0636	0.500
4	0.321	0.0632	0.327	0.321	0.0742	0.329	0.321	0.0506	0.325	0.321	0.0594	0.326
4 (solid)	0.312	0.0632	0.318	0.312	0.0742	0.321	0.312	0.0506	0.316	0.312	0.0594	0.318
2	0.202	0.0585	0.210	0.202	0.0685	0.214	0.202	0.0487	0.207	0.202	0.0547	0.209
1	0.160	0.0570	0.170	0.160	0.0675	0.174	0.160	0.0456	0.166	0.160	0.0540	0.169
1/0	0.128	0.0540	0.139	0.128	0.0635	0.143	0.127	0.0432	0.134	0.128	0.0507	0.138
2/0	0.102	0.0533	0.115	0.103	0.0630	0.121	0.101	0.0426	0.110	0.102	0.0504	0.114
3/0	0.0805	0.0519	0.0958	0.0814	0.0605	0.101	0.0766	0.0415	0.0871	0.0805	0.0484	0.0939
4/0	0.0640	0.0497	0.0810	0.0650	0.0583	0.0929	0.0633	0.0398	0.0748	0.0640	0.0466	0.0792
250	0.0552	0.0495	0.0742	0.0557	0.0570	0.0797	0.0541	0.0396	0.0670	0.0547	0.0456	0.0712
300	0.0464	0.0493	0.0677	0.0473	0.0564	0.0736	0.0451	0.0394	0.0599	0.0460	0.0451	0.0641
350	0.0378	0.0491	0.0617	0.0386	0.0562	0.0681	0.0368	0.0393	0.0536	0.0375	0.0450	0.0586
400	0.0356	0.0490	0.0606	0.0362	0.0548	0.0657	0.0342	0.0392	0.0520	0.0348	0.0438	0.0559
450	0.0322	0.0480	0.0578	0.0328	0.0538	0.0630	0.0304	0.0384	0.0490	0.0312	0.0430	0.0531
500	0.0294	0.0466	0.0551	0.0300	0.0526	0.0506	0.0276	0.0371	0.0464	0.0284	0.0421	0.0504
600	0.0257	0.0463	0.0530	0.0264	0.0516	0.0580	0.0237	0.0371	0.0440	0.0246	0.0412	0.0479
750	0.0216	0.0445	0.0495	0.0223	0.0497	0.0545	0.0194	0.0356	0.0405	0.0203	0.0396	0.0445

*Resistance values (R_L) at lower copper temperatures (T_L) are obtained by using the formula $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$

Table 71 (Continued)
Copper-Cable Impedance Data, in Ohms per 1000 ft at 75 °C*

(b) Three-Conductor Cable

AWG or kcmil	In Magnetic Duct and Steel Interlocked Armor						In Nonmagnetic Duct and Aluminum Interlocked Armor					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
8	0.811	0.0577	0.813	0.811	0.0658	0.814	0.811	0.0503	0.812	0.811	0.0574	0.813
8 (solid)	0.786	0.0577	0.788	0.786	0.0658	0.789	0.786	0.0503	0.787	0.786	0.0574	0.788
6	0.510	0.0525	0.513	0.510	0.0610	0.514	0.510	0.0457	0.512	0.510	0.0531	0.513
6 (solid)	0.496	0.0525	0.499	0.496	0.0610	0.500	0.496	0.0457	0.498	0.496	0.0531	0.499
4	0.321	0.0483	0.325	0.321	0.0568	0.326	0.321	0.0422	0.324	0.321	0.0495	0.325
4 (solid)	0.312	0.0483	0.316	0.312	0.0568	0.317	0.312	0.0422	0.315	0.312	0.0495	0.316
2	0.202	0.0448	0.207	0.202	0.0524	0.209	0.202	0.0390	0.206	0.202	0.0457	0.207
1	0.160	0.0436	0.166	0.160	0.0516	0.168	0.160	0.0380	0.164	0.160	0.0450	0.166
1/0	0.128	0.0414	0.136	0.128	0.0486	0.137	0.127	0.0360	0.132	0.128	0.0423	0.135
2/0	0.102	0.0407	0.110	0.103	0.0482	0.114	0.101	0.0355	0.107	0.102	0.0420	0.110
3/0	0.0805	0.0397	0.0898	0.0814	0.0463	0.0936	0.0766	0.0346	0.0841	0.0805	0.0403	0.090
4/0	0.0640	0.0381	0.0745	0.0650	0.0446	0.0788	0.0633	0.0332	0.0715	0.0640	0.0389	0.0749
250	0.0552	0.0378	0.0670	0.0557	0.0436	0.0707	0.0541	0.0330	0.0634	0.0547	0.0380	0.0686
300	0.0464	0.0377	0.0598	0.0473	0.0431	0.0640	0.0451	0.0329	0.0559	0.0460	0.0376	0.0596
350	0.0378	0.0373	0.0539	0.0386	0.0427	0.0576	0.0368	0.0328	0.0492	0.0375	0.0375	0.0530
400	0.0356	0.0371	0.0514	0.0362	0.0415	0.0551	0.0342	0.0327	0.0475	0.0348	0.0366	0.0505
450	0.0322	0.0361	0.0484	0.0328	0.0404	0.0520	0.0304	0.0320	0.0441	0.0312	0.0359	0.0476
500	0.0294	0.0349	0.0456	0.0300	0.0394	0.0495	0.0276	0.0311	0.0416	0.0284	0.0351	0.0453
600	0.0257	0.0343	0.0429	0.0264	0.0382	0.0464	0.0237	0.0309	0.0389	0.0246	0.0344	0.0422
750	0.0216	0.0326	0.0391	0.0223	0.0364	0.0427	0.0197	0.0297	0.0365	0.0203	0.0332	0.0389

NOTE: Resistance based on tinned copper at 60 Hz. 600 V and 5 kV nonshielded cable based on varnished cambric insulation. 5 kV shielded and 15 kV cable based on neoprene insulation.

*Resistance values (R_L) at lower copper temperatures (T_L) are obtained by using the formula $R_L = \frac{R_{75} (234.5 + T_L)}{309.5}$

Table 72
Aluminum-Cable Impedance Data, in Approximate Ohms per 1000 ft at 90 °C*
(Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable)

(a) Three Single Conductors

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.847	0.053	0.849	—	—	—	0.847	0.042	0.848	—	—	—
4	0.532	0.050	0.534	0.532	0.068	0.536	0.532	0.040	0.534	0.532	0.054	0.535
2	0.335	0.046	0.338	0.335	0.063	0.341	0.335	0.037	0.337	0.335	0.050	0.339
1	0.265	0.048	0.269	0.265	0.059	0.271	0.265	0.035	0.267	0.265	0.047	0.269
1/0	0.210	0.043	0.214	0.210	0.056	0.217	0.210	0.034	0.213	0.210	0.045	0.218
2/0	0.167	0.041	0.172	0.167	0.055	0.176	0.167	0.033	0.170	0.167	0.044	0.173
3/0	0.133	0.040	0.139	0.133	0.053	0.142	0.133	0.037	0.137	0.132	0.042	0.139
4/0	0.106	0.039	0.113	0.105	0.051	0.117	0.105	0.031	0.109	0.105	0.041	0.113
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0892	0.0495	0.102	0.0894	0.0307	0.0945	0.0891	0.0396	0.0975
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0746	0.0479	0.0887	0.0746	0.0300	0.0804	0.0744	0.0383	0.0837
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0640	0.0468	0.0793	0.0640	0.0245	0.0705	0.0638	0.0374	0.0740
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0563	0.0459	0.0726	0.0563	0.0291	0.0634	0.0560	0.0367	0.0700
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0453	0.0444	0.0634	0.0453	0.0284	0.0535	0.0450	0.0355	0.0573
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0381	0.0431	0.0575	0.0381	0.0287	0.0477	0.0377	0.0345	0.0511
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0332	0.0423	0.0538	0.0330	0.0280	0.0433	0.0328	0.0338	0.0470
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0310	0.0419	0.0521	0.0309	0.0273	0.0412	0.0304	0.0335	0.0452
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0243	0.0414	0.0480	0.0239	0.0273	0.0363	0.0234	0.0331	0.0405

*Resistance values (R_L) at lower aluminum temperatures (T_L) are obtained by the formula $R_L = \frac{R_{90}(228.1 + T_L)}{318.1}$

Table 72 (Continued)
Aluminum-Cable Impedance Data, in Approximate Ohms per 1000 ft at 90 °C*
(Cross-Linked Polyethylene Insulated Cable)

(b) Three-Conductor Cable

AWG or kcmil	In Magnetic Duct						In Nonmagnetic Duct					
	600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV			600 V and 5 kV Nonshielded			5 kV Shielded and 15 kV		
	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z	R	X	Z
6	0.847	0.053	0.849	—	—	—	0.847	0.042	0.848	—	—	—
4	0.532	0.050	0.534	—	—	—	0.532	0.040	0.534	—	—	—
2	0.335	0.046	0.338	0.335	0.056	0.340	0.335	0.037	0.337	0.335	0.045	0.338
1	0.265	0.048	0.269	0.265	0.053	0.270	0.265	0.035	0.267	0.265	0.042	0.268
1/0	0.210	0.043	0.214	0.210	0.050	0.218	0.210	0.034	0.213	0.210	0.040	0.214
2/0	0.167	0.041	0.172	0.167	0.049	0.174	0.167	0.033	0.170	0.167	0.039	0.171
3/0	0.133	0.040	0.139	0.133	0.048	0.141	0.133	0.037	0.137	0.133	0.038	0.138
4/0	0.106	0.039	0.113	0.105	0.045	0.114	0.105	0.031	0.109	0.105	0.036	0.111
250	0.0896	0.0384	0.0975	0.0895	0.0438	0.100	0.0894	0.0307	0.0946	0.0893	0.0349	0.0955
300	0.0750	0.0375	0.0839	0.0748	0.0424	0.0860	0.0746	0.0300	0.0804	0.0745	0.0340	0.0815
350	0.0644	0.0369	0.0742	0.0643	0.0418	0.0767	0.0640	0.0245	0.0705	0.0640	0.0334	0.0725
400	0.0568	0.0364	0.0675	0.0564	0.0411	0.0700	0.0563	0.0291	0.0634	0.0561	0.0329	0.0654
500	0.0459	0.0355	0.0580	0.0457	0.0399	0.0607	0.0453	0.0284	0.0535	0.0452	0.0319	0.0555
600	0.0388	0.0359	0.0529	0.0386	0.0390	0.0549	0.0381	0.0287	0.0477	0.0380	0.0312	0.0495
700	0.0338	0.0350	0.0487	0.0338	0.0381	0.0507	0.0330	0.0280	0.0433	0.0328	0.0305	0.0441
750	0.0318	0.0341	0.0466	0.0315	0.0379	0.0493	0.0309	0.0273	0.0412	0.0307	0.0303	0.0437
1000	0.0252	0.0341	0.0424	0.0248	0.0368	0.0444	0.0239	0.0273	0.0363	0.0237	0.0294	0.0371

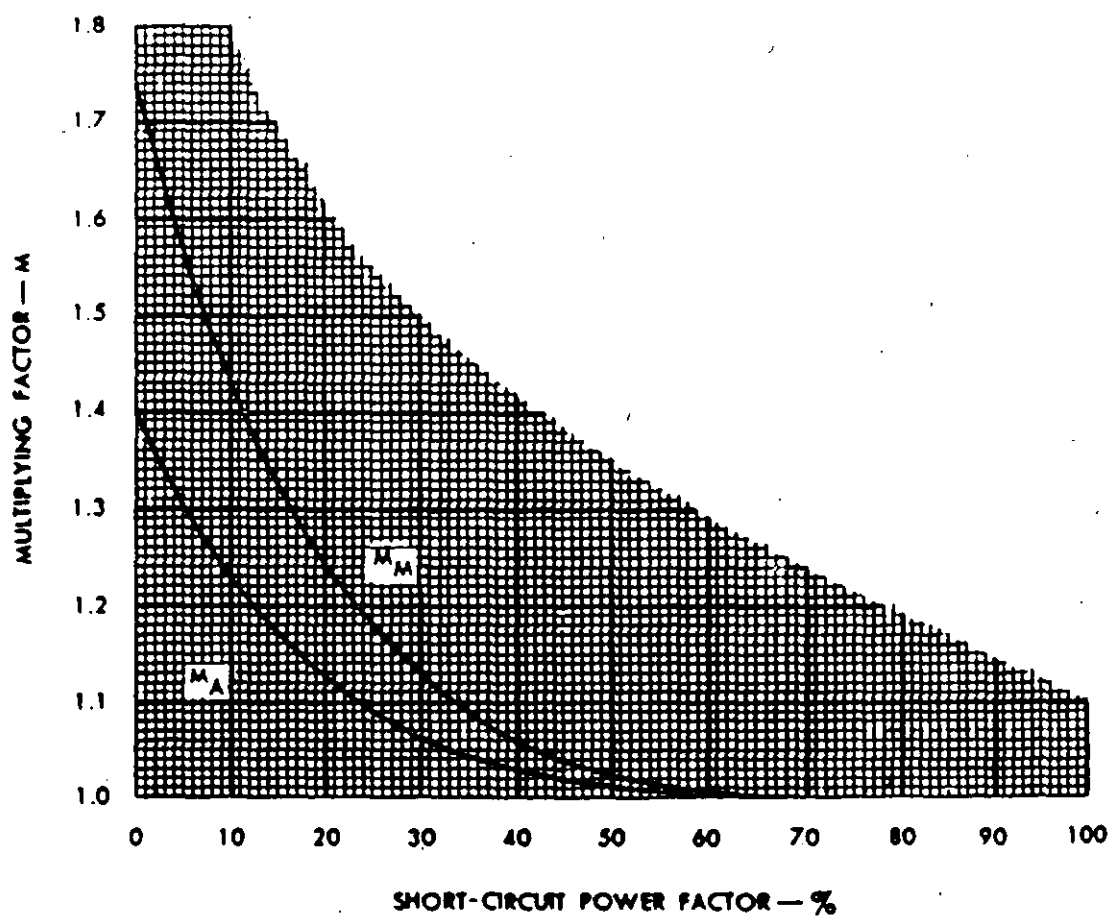
*Resistance values (R_L) at lower aluminum temperatures (T_L) are obtained by the formula $R_L = \frac{R_{90}(228.1 + T_L)}{318.1}$

From Kaiser Aluminum Electrical Products Division.

Table 74
Asymmetrical Factors

Short-Circuit Power Factor (%)	Short-Circuit X/R	Ratio to Symmetrical RMS Current		
		Maximum Single-Phase Instantaneous Peak Current M_p	Maximum Single-Phase RMS Current at Half-Cycle M_m	Average Three-Phase RMS Current at Half-Cycle M_a
0	∞	2.828	1.732	1.394
1	100.00	2.785	1.696	1.374
2	49.993	2.743	1.665	1.356
3	33.322	2.702	1.630	1.336
4	24.979	2.663	1.598	1.318
5	19.974	2.625	1.568	1.301
6	16.623	2.589	1.540	1.285
7	14.261	2.554	1.511	1.270
8	12.460	2.520	1.485	1.256
9	11.066	2.487	1.460	1.241
10	9.950	2.455	1.436	1.229
11	9.0354	2.424	1.413	1.216
12	8.2733	2.394	1.391	1.204
13	7.6271	2.364	1.372	1.193
14	7.0721	2.336	1.350	1.182
15	6.5912	2.309	1.330	1.171
16	6.1695	2.282	1.312	1.161
17	5.7947	2.256	1.294	1.152
18	5.4649	2.231	1.277	1.143
19	5.1672	2.207	1.262	1.135
20	4.8990	2.183	1.247	1.127
21	4.6557	2.160	1.232	1.119
22	4.4341	2.138	1.218	1.112
23	4.2313	2.11	1.205	1.105
24	4.0450	2.095	1.192	1.099
25	3.8730	2.074	1.181	1.093
26	3.7138	2.054	1.170	1.087
27	3.5661	2.034	1.159	1.081
28	3.4286	2.015	1.149	1.075
29	3.3001	1.996	1.139	1.070
30	3.1798	1.978	1.130	1.066
31	3.0669	1.960	1.121	1.062
32	2.9608	1.943	1.113	1.057
33	2.8606	1.926	1.105	1.053
34	2.7660	1.910	1.098	1.049
35	2.6764	1.894	1.091	1.046
36	2.5916	1.878	1.084	1.043
37	2.5109	1.863	1.078	1.039
38	2.4341	1.848	1.073	1.036
39	2.3611	1.833	1.068	1.033
40	2.2913	1.819	1.062	1.031
41	2.2246	1.805	1.057	1.028
42	2.1608	1.791	1.053	1.026
43	2.0996	1.778	1.049	1.024
44	2.0409	1.765	1.045	1.022
45	1.9845	1.753	1.041	1.020
46	1.9303	1.740	1.038	1.019
47	1.8780	1.728	1.034	1.017
48	1.8277	1.716	1.031	1.016
49	1.7791	1.705	1.029	1.014
50	1.7321	1.694	1.026	1.013
55	1.5185	1.641	1.015	1.008
60	1.3333	1.594	1.009	1.004
65	1.1691	1.553	1.004	1.002
70	1.0202	1.517	1.002	1.001
75	0.8819	1.486	1.0008	1.0004
80	0.7500	1.460	1.0002	1.00005
85	0.6198	1.439	1.00004	1.00002
100	0.0000	1.414	1.00000	1.00000

From NEMA AB 1-1969 (12) pt 3, pp 4, 5.



Multiplying factors to obtain short circuit asymmetrical current from symmetrical values, at an instant one-half cycle (on a 60-cycle basis) after initiation of a fault.

Fig. 2-4

B I B L I O G R A F I A

1. STEVENSON, W.D. Jr., Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia, McGraw-Hill, 1982
2. ANDERSON Analysis of Faulted Power Systems, Iowa State University Press
3. ANSI/IEEE Std 141-1986, IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants (Red Book).
4. ANSI/IEEE C37.010-1979, IEEE Application Guide for AC High Voltage Circuit Breakers Rated on a Symmetrical Current Basis.
5. Electrical Transmission and Distribution Reference Book, East Pittsburgh, PA: Westinghouse Electric Corporation, 1964.
6. HUENING, W. C., Jr. Interpretation of New American National Standards for Power Circuit Breaker Applications. IEEE Transactions on Industry and General Applications, Vol IGA 5 No 5, Sep/Oct 1969.
7. BEEMAN, D. L., Industrial Power Systems Handbook. New York, McGraw-Hill, 1955.
8. LAZAR, I., Electrical Systems Analysis and Design for Industrial Plants, McGraw-Hill, 1980.
9. ANSI/IEEE Std 241-1983, IEEE Recommended Practice for Electric Power Systems in Commercial Buildings (Gray Book).



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

*I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES
ELECTRICAS PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA*

MODULO III

INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

TEMA:

REGULACION DE VOLTAJE

*ING. ARTURO MORALES
COLLANTES*

REGULACION DE VOLTAJE

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

$$\% \text{ reg} = \frac{\text{voltaje sin carga} - \text{voltaje a plena carga}}{\text{voltaje a plena carga}} \times 100$$

en que los voltajes son medidos en las terminales de generador.

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

$$\% \text{ reg} = \frac{V_t - V_r}{V_r} \times 100$$

en que:

V_t : voltaje en el extremo transmisor o fuente

V_r : voltaje en el extremo receptor o carga

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

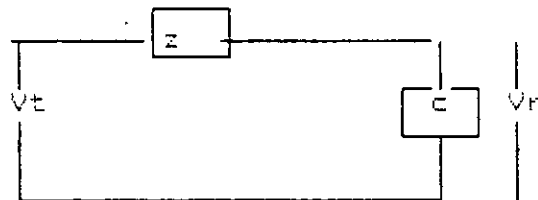


Fig 1. Diagrama unifilar de un circuito simplificado de un sistema

La ecuación de equilibrio de voltaje correspondiente es:

$$V_t = V_r + Z \times I$$

$$V_t = V_r + (R + jX) \times I$$

y el diagrama vectorial correspondiente:

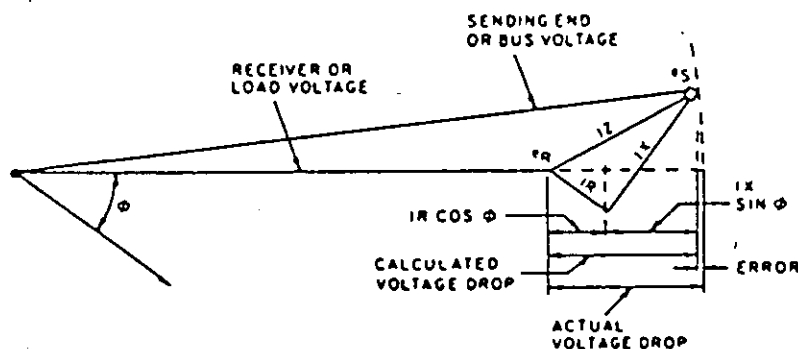


Fig 2. Diagrama vectorial de voltaje de un circuito

VOLTAGE CONSIDERATIONS

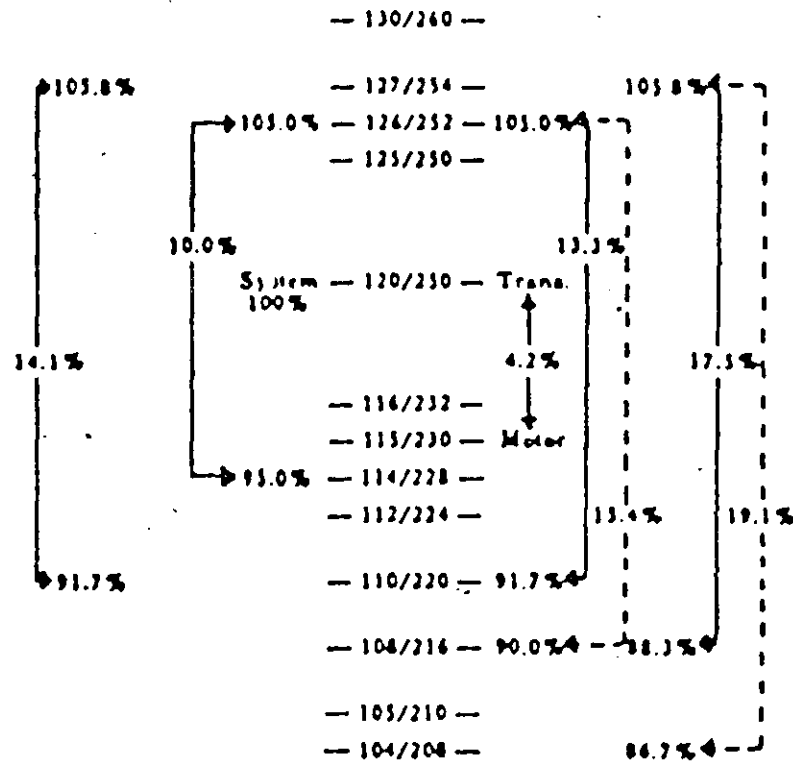
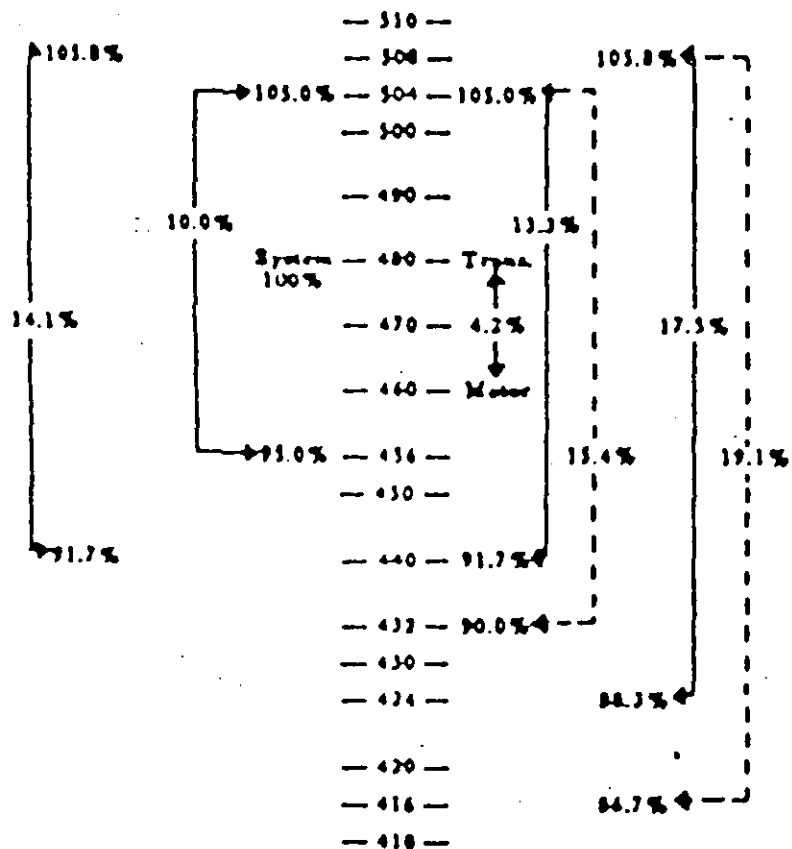
ANSI/IEEE
Std 141-1986

480 V Three-Phase System

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

Voltage at Point of Service Entrance			Voltage at Point of Utilization Equipment		
Range B	Range A	Voltage	Range A	Range B	

Voltage at Point of Service Entrance			Voltage at Point of Utilization Equipment		
Range B	Range A	Voltage	Range A	Range B	



—— Lighting or Combination Lighting and Power Circuits
--- Power Circuits

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

$$Z * I = V_t - V_r$$

o mediante el diagrama vectorial de la figura 2 por:

$$Z * I = \{ (R \cos \theta + X \sin \theta)^2 + (R \sin \theta + X \cos \theta)^2 \}^{1/2}$$

en que:

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

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

$$Z * I = V_t - V_r$$

o mediante el diagrama vectorial de la figura 2 por:

$$Z * I = \{ (R \cos \theta + X \sin \theta)^2 + (R \sin \theta + X \cos \theta)^2 \}^{1/2}$$

en que:

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

determinación de la regulación mediante uso de tablas y graficas

La determinación de la caída de tensión se puede llevar a cabo en forma muy aproximada mediante el empleo de las tablas y graficas que se publican en el estandar 141-1986 de ANSI IEEE que se presentan para cuatro opciones conductores de cobre en ductos magnéticos, conductores de cobre en ductos no magnéticos, conductores de aluminio en ductos magnéticos y conductores de aluminio en ductos no magnéticos; los valores de la tabla están dados para la caída que se produce en conductores de diferentes calibres con 10,000 ampere-pie y diferentes factores de potencia.

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

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

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

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

*Solid Conductor. Other conductors are stranded.

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

longitud

- 2.- Obtener la relación entre los ampere-pie del circuito y los especificados para la tabla del estandar
- 3.- Afectar por la constante correspondiente indicada en la tabla, según se trate de alguno de los tipos de sistemas de conexión especificados

El resultado de completar estos tres pasos sera la caída de potencial del circuito dado.

Ejemplo considere un circuito con conductores de cobre calibre 500 kcm en tubería conduit (magnética), la longitud del circuito es de 200 pie y carga de 800 ampers a un factor de potencia de 80%, cuál es la caída de tensión al neutro?

ampers-pie del circuito:

$$300 \text{ A} \times 200 \text{ m} = 60,000 \text{ A-pie}$$

Segun la tabla de calculo de caída de potencial la caída de tensión para 10000 A-pie, 500 kcm, factor de potencia de 0.8 y ducto magnético es 5.1 Volts, por lo que para la caída de potencial será:

$$5.1 \times .577 = 2.9 \text{ volts al neutro}$$

Caída de tensión en transformadores

Se usan las gráficas de caída de voltaje aproximada para transformadores trifasicos de 225 a 10,000 kVA, 5 a 25 kV y 1,500 a 10,000 kVA, 34.5 KV anexas con impedancias de 5.5 y 6 % respectivamente.

Ejemplo considere un transformador trifásico de relación 4,160/480 V, 2,000 kVA con carga de 1500 kVA a factor de potencia 0.85.

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

$$\text{Porcentaje de caída a plena carga} = 3.67$$

$$\begin{aligned} \text{Porcentaje de caída a 1,500 kVA} &= 3.67 \times 1,500/2,000 \\ &= 2.75 \end{aligned}$$

La caída de tension real en baja tensión será:

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

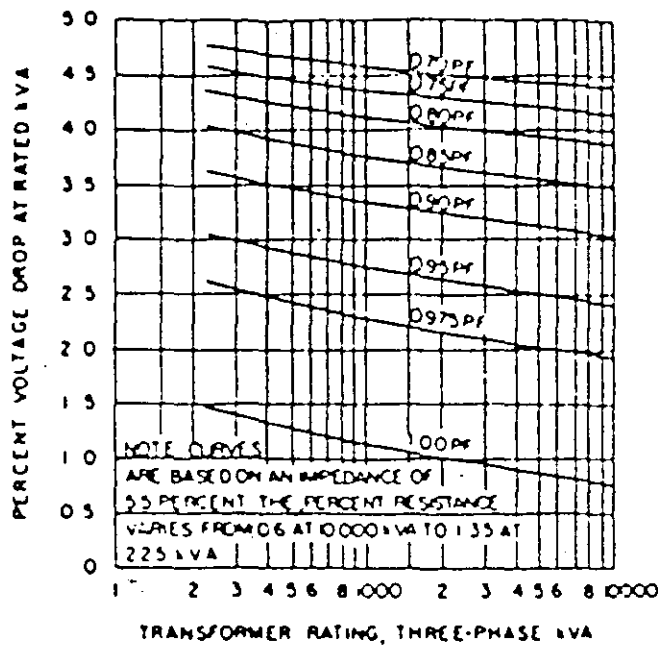


Fig 18
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 225-10 000 kVA, 5-25 kV

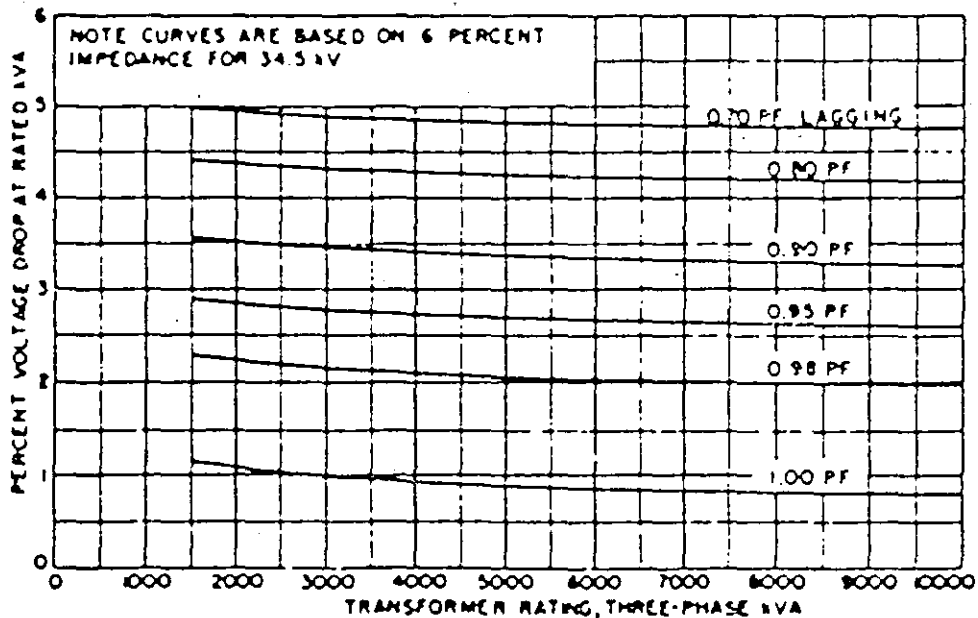


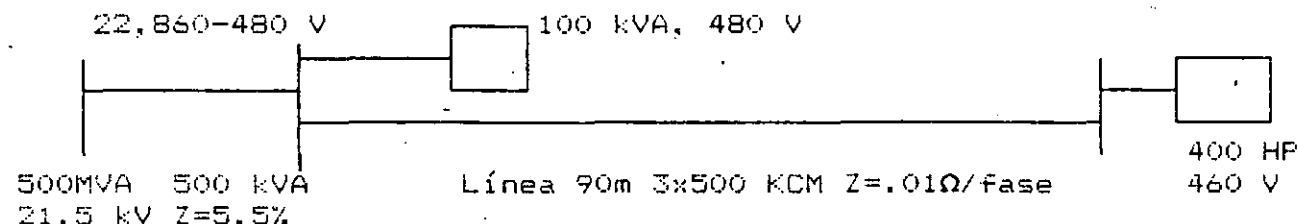
Fig 19
Approximate Voltage Drop Curves for Three-Phase Transformers, 1500-10 000 kVA, 34.5 kV

El valor de la regulación de voltaje es sumamente importante en la operación de los equipos, un equipo abastecido con un voltaje igual o muy cercano a su voltaje nominal de operación, será capaz de dar su máxima eficiencia con un mínimo de pérdidas, mientras que un equipo abastecido a través de un circuito que opere con un bajo valor de regulación se sobrecargará y consumirá mas energía.

Las empresas suministradoras de energía eléctrica en nuestro país, Compañía de luz y Fuerza en el centro y Comisión Federal de Electricidad en el interior de la República, debido a la interconexión de sus sistemas de transmisión y subtransmisión a nivel nacional, no son capaces de satisfacer condiciones adecuadas de voltaje de suministro, ya que sus elementos de control a nivel nacional estan tan dispersos que es casi imposible mantener perfiles de voltaje satisfactorios para cada uno de los usuarios.

Por tal motivo es fundamental que desde la concepción del proyecto sea satisfecho esta anomalia, haciendo una adecuada selección de los equipos y dispositivos necesarios para lograr una optima operación de la planta

Para ilustrar las consideraciones anteriores supongamos la necesidad de conocer un perfil de voltajes de suministro y utilización, que se esperan para una industria cuya subestación de alimentación eléctrica será de 500 kVA en 23 kV, como se muestra en la figura.



Los tres puntos a considerar son:

- La subestación de la compañía suministradora y su red de distribución en 23 KV
- El transformador de distribución de la empresa industrial.
- La red de distribución en baja tensión dentro de la Fábrica.

a) Compañía Suministradora.

Las empresas suministradoras cuentan en los transformadores de las subestaciones de distribución, con cambiadores de derivaciones que automáticamente mantienen el nivel de tensión en las terminales de los transformadores, en el valor adecuado para suministrar al cliente dicho voltaje dentro de un rango que mantenga una variación no mayor del 5%, en el área de control central dicho valor oscila entre 20 y 23 kV segun sea la zona de suministro, pudiendo dar variaciones de 2.5% para compensar las variaciones producidas por el comportamiento de la carga.

Transformador en media y baja tensión de la industria

Transformador Trifásico delta-estrella; 500 KVA, 22,860-480/277 volts, con cambiador de derivaciones en 4 pasos de 2.5% cada uno, dos arriba y dos abajo, e impedancia 5.5%.

Considerando como 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 será:

$$a = \frac{22\,860 \times 0.95}{480} = \frac{21,717}{480} = 45.244$$

La caída de tensión en el transformador la obtenemos mediante la gráfica del estandar 141-1986 de ANSI/IEEE.

Considerando que el transformador está trabajando a plena carga con un factor de potencia de 0.8 atras, para el cual el porcentaje de caída de tensión es de 4.25%.

c) Red en baja tensión.

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

El perfil de tensión de la figura se hace referido al valor en baja tensión que se tendría en el punto de suministro; la variación en la línea de 21,500 a 22,000 se refleja en baja tensión

$$V_2 = \frac{21,717}{n} = \frac{21,717}{45.244} = 479.997 \text{ volts}$$

Aplicando la caída de tensión de 4.25 obtenida antes para el transformador de 500 KVA, a la tensión de 479.997 volts:

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

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

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

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

$$\Delta V = 459.597 \times .05 = 22.97 \text{ volts}$$

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

$$V_{eq} = 459.597 - 22.97 = 436.627 \text{ volts}$$

que representa 5% abajo de la tensión nominal de 460 volts, lo cual es un valor aceptable para abastecer motores eléctricos.

Efecto de la variación de la tensión en los equipos eléctricos

Motores de Inducción

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

La tabla 8 anexa corresponde al estandar 141-1986 de ANSI-IEEE, en ella se muestra la variación de las características de los motores de inducción en función de la variación de voltaje normalizada.

Si además los voltajes son desequilibrados el problema se agrava de acuerdo con el porcentaje de desequilibrio, el desvalance de fase sucede cuando existen cargas monofásicas y no se encuentran bien distribuidas, dicho desvalance se expresa mediante la siguiente expresión:

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

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

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

Las corrientes de secuencia negativa que circulan internamente en el motor, producen un calentamiento como se observa en la tabla 11 del estandar 141.1986 ANSI-IEEE anexa.

Motores Sincronos

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

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

(a) U-Frame Motors

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

(b) T-Frame Motors

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

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

Table 11
Effect of Phase-Voltage Unbalance on Motor Temperature Rise

Motor Type	Load	Percent Voltage Unbalance	Percent Added Heating	Insulation System Class	Temperature Rise (°C)
U-frame	Rated	0	0	A	60
	Rated	2	8	A	65
	Rated	3 $\frac{1}{2}$	25	A	75
T-frame	Rated	0	0	B	80
	Rated	2	8	B	86.4
	Rated	3 $\frac{1}{2}$	25	B	100

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

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

Reactores. Capacitores y relevadores magnéticos

Como la Potencia reactiva varía directamente al cuadrado del voltaje, variaciones notables de la tensión provocan variaciones importantes de potencia reactiva en estos equipos, limitando las ventajas que suministra al sistema eléctrico su utilización.

Efectos del arranque de los motores eléctricos en sistemas industriales

La corriente de arranque de los motores eléctricos cuyo valor oscila entre 5 y 7 veces la corriente nominal, de acuerdo a sus letras de código son tratadas en el artículo 430 del National Electrical Code.

Dicha corriente provocará caídas de tensión en los circuitos eléctricos asociados, incluyendo los transformadores y causará perturbaciones a otros equipos de la planta.

La caída de tensión del sistema depende de las características del equipo instalado y de los elementos de abastecimiento, vista desde el punto de suministro incluye a los transformadores, circuitos alimentadores primarios y secundarios tanto principales como derivados, tomando en cuenta cada uno de los elementos involucrados en el circuito podrá determinarse si se cumple con las recomendaciones normalizadas.

Es conveniente hacer notar que la integración de la carga al sistema será menos severa cuanto mas paulatinamente se aplique, de tal manera que la secuencia de arranque de los motores es importante; si se recomienda reducir la corriente de arranque podrán aplicarse alguno de los métodos, cuyos beneficios se resumen en la tabla 14 de comparación de métodos de arranque para motores eléctricos del estándar 141-1986 de ANSI-IEEE anexa.

Para ilustrar lo expuesto consideremos el análisis de un proceso de arranque de motores de una industria.

Se desea conocer cual será la tensión de suministro V_1 en la barra adyacente al transformador de 500 KVA, durante el arranque del motor de 400 HP ubicado en un punto remoto y cuál será la tensión en el bus V_2 del propio motor durante su arranque.

Solución

Explicaremos el sistema por unidad para la solución del presente problema, seleccionando como valores base los siguientes:

$S_b = 500 \text{ KVA}$

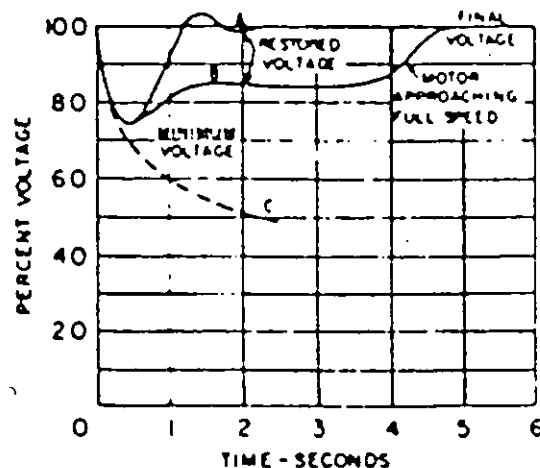
$V_b = 1.48 \text{ KV}$

Table 14
Comparison of Motor-Starting Methods

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

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

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



Motor starting kVA = 100% of
generator rating

A — No initial load on generator

B — 50% initial load on generator

C — No regulator

Determinación de las impedancias del sistema

Para simplificar la solución supondremos los valores dados en el ejemplo como reactivos puros, con objeto de que se puedan manejar aritméticamente sin tomar en cuenta los ángulos, si la solución requiriere mayor precisión, se recomienda tomar en cuenta los valores vectoriales.

Sistema

$$Z_{\text{sis t}} = \frac{500}{50\,000} = 0.001 \text{ p.u.}$$

Transformador

$$Z_t = 0.055 \text{ pu}$$

Carga en el bus 1

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

$$Z_c = \frac{V}{I} = \frac{480 / \sqrt{3}}{120} = 2.3 \text{ (Ohms)}$$

$$Z_c = \frac{Z_{\text{ohm}} \times \text{kVA}}{1,000 \times \text{kV}} = \frac{2.3 \times 500}{1,000 \times 0.6928} = 5 \text{ pu}$$

Línea de baja tensión

$$Z_L = \frac{0.01 \times 500}{1,000 \times 0.6928} = .0217 \text{ pu}$$

Carga el bus 2

Se considera que 1 H.P. = 1 KVA y que la corriente de arranque de 6 veces la nominal, por lo que si la tensión nominal del motor es de 480 volts la corriente de carga será:

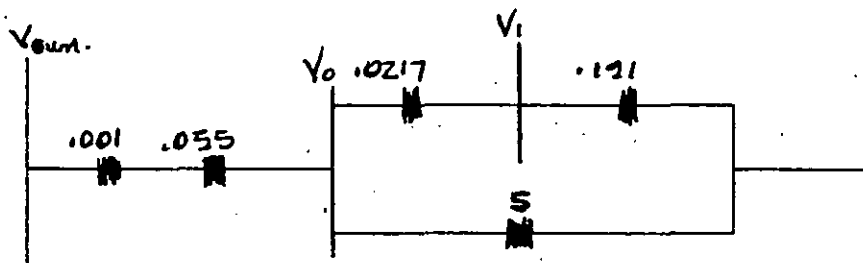
$$I_{\text{NOM}} = \frac{400}{\sqrt{3} \times 0.46} = 502.04 \text{ amp}$$

$$Z_M = \frac{V_{f-n}}{I_{nom} \times 6} = \frac{460 / \sqrt{3}}{502.04 \times 6}$$

$$Z_M = 0.088 \text{ (ohms)}$$

$$Z_2 = \frac{0.088 \times 500}{(0.48)^2 \times 1000} = .191 \text{ pu}$$

El diagrama de impedancia equivalente del sistema:



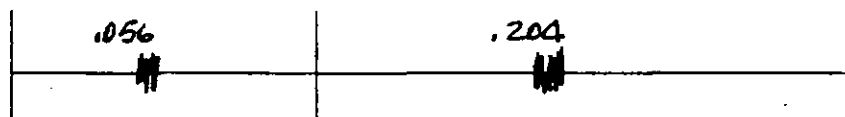
Resolviendo el paralelo tenemos:

$$Z_s = Z_T = 0.001 + 0.055 = 0.056$$

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

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

El diagrama queda reducido



La tensión V_1 :

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

$$V_1 = 1.0 - 3.846 (0.056)$$

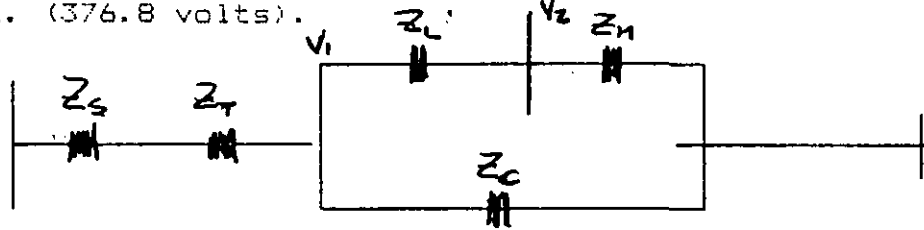
$$V_1 = 0.785 \text{ p.u.}$$

$$V_1 = (0.785) V_B = (0.785) (480)$$

$$V_1 = 376.8 \text{ volts}$$

Cálculo de la tensión V_2 :

Primero se calcula el valor real de la corriente de arranque del motor, considerando que al mismo arranque, la tensión en V_1 es 0.785 p.u. (376.8 volts).



$$I_M = \frac{V_1}{Z_L + Z_{MA}} = \frac{0.785}{0.0217 + 0.191} = 3.69 \text{ pu}$$

La tensión V_2 :

$$V_2 = V_1 - Z_L I_{MA} = 0.785 - (0.0217) (3.69) = .709 \text{ pu}$$

$$V_2 = 0.7049 \times 480 = 338 \text{ volts}$$

La tensión nominal de 460 volts yendra un decremento del orden:

$$\%e = \frac{460 - 338}{460} \times 100 = 26$$

la caída de Tensión	aceptable
Términos del motor	80%
Otros motores por reacelerar	71%
Contactores (cierre de bobina)	85%
Contactores (retención de bobina)	90%
Controles estáticos	90%
Cambios notados en el alumbrado	31% de variación de voltaje

Equipo de alumbrado

Para las lámparas incandescentes los efectos son severos, altos voltajes las deterioran rápidamente y bajos voltajes inciden notablemente en su luminosidad y eficiencia; las lámparas fluorescentes pueden operar satisfactoriamente con rangos de más o menos 10%, mayores variaciones incidiran en la generación de luz; las lámparas de alta intensidad de descarga cuando no cuentan con balastros reguladas y la tensión varía en más de 10% la intensidad de luz variará en aproximadamente 30%, pero si se usan balastros de potencia constante con la misma variación de tensión, la intensidad de luz será del 98% aproximadamente. Cuando se presenta una variación del 20% por abajo del voltaje nominal, el arco se extingue, si esto sucede frecuentemente, se disminuye sensiblemente la vida de la lámpara.

Las tablas 4, 5 y 6 del estandar 141.1966 de ANSI-IEEE muestran los límites de tolerancias para circuitos de alumbrado, motores trifásicos, y balastros de lámparas fluorescentes.

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

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

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

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

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

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

Table 7
Nameplate Voltage Ratings of
Standard Induction Motors

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

Table 9
Effect of Voltage Variations on Incandescent Lamps

Applied Voltage (volts)	Percent Life	Lamp Rating 120 V		125 V		130 V	
		Percent Light	Percent Life	Percent Light	Percent Life	Percent Light	Percent Life
105	575	64	880	55	—	—	—
110	310	74	525	65	880	575	—
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	—

3.3.5 Fluorescent Lamps. Fluorescent lamps, unlike incandescent lamps, operate satisfactorily over a range of $\pm 10\%$ of the ballast nameplate voltage rating. Light output varies approximately in direct proportion to the applied voltage. Thus a 1% increase in applied voltage will increase the light output by 1% and, conversely, a 1% decrease in applied voltage will reduce the light output by 1%. The life of



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

I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA EDIFICIOS

MCD. III - INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

SELECCION DE CONDUCTORES Y CANALIZACIONES

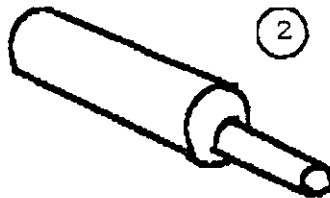
ING. MANUEL VILA VIVALDO

CALCULO Y SELECCION DE CONDUCTORES EN BAJA TENSION

- * Por capacidad de corriente ó ampacidad.
- * Por caída de tensión ó Impedancia (Resistencia + Reactancia Inductiva).
- * Por cortocircuito.

- Los principales factores que se deben considerar al calcular el calibre mínimo para un conductor son:

③ Que la caída de tensión esté dentro de Normas



② Que la temperatura del conductor no dañe el aislamiento

① Que la sección del conductor pueda conducir la corriente necesaria

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

A) Si la sección del cobre es menor:

- El conductor tendrá una mayor resistencia eléctrica, aumentando las pérdidas de energía.
- El conductor tendrá una mayor temperatura de operación, aumentando una vez más la resistencia eléctrica y deteriorando el aislamiento.
- La caída de tensión en la línea será mayor a la permitida, lo cual puede afectar la operación en el punto de carga y dañar los siguientes equipos:

b) Si no se protege el aislamiento.

- El aislamiento sufrirá deterioro por alta temperatura, aumentando el riesgo de fugas de corriente y cortocircuitos.

c) Si no se cuida que la tensión sea correcta.

- El circuito y los conductores trabajarán fuera de normas.

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

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

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

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

* DATOS NECESARIOS PARA EL CALCULO.

A) Conductor de corriente

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

B) Protección del Aislamiento

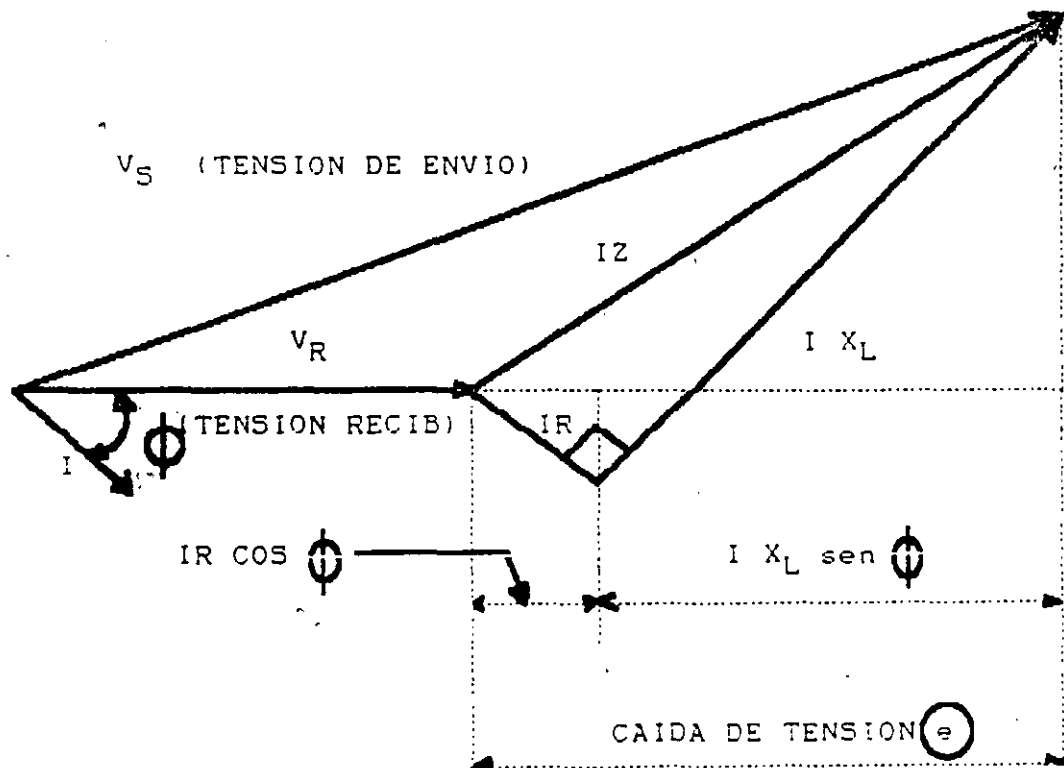
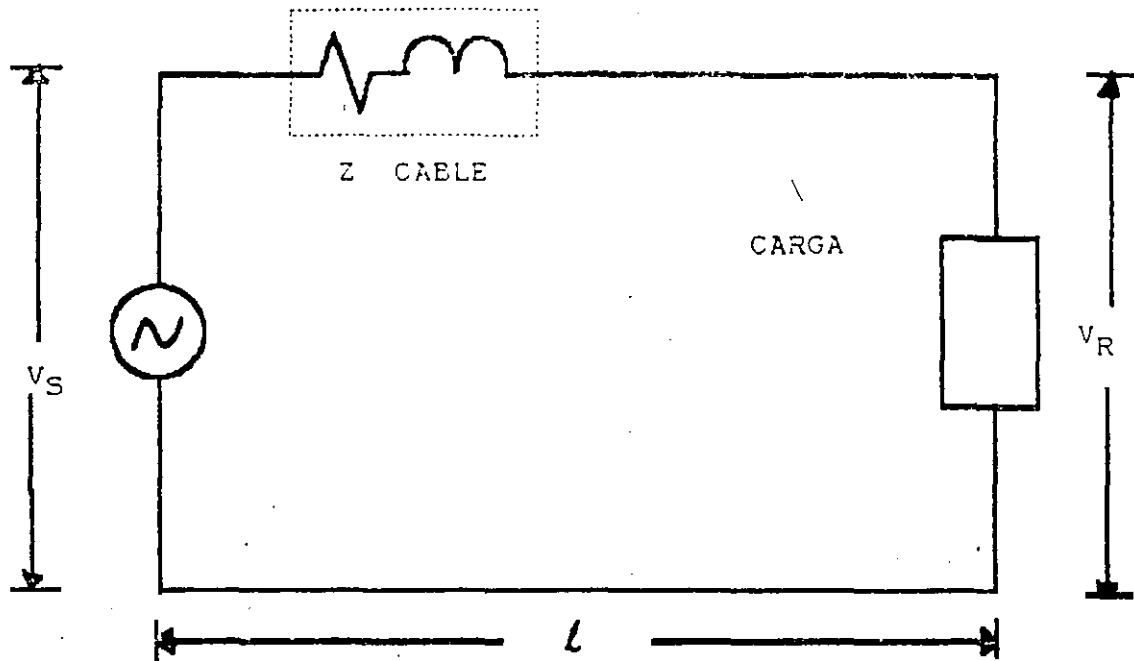
- Tipo de instalación, al aire libre, conduit, charola, enterrado.
- Tipo de servicio 24 Hrs. arranque-paro, continuo, servicio nocturno.
- Temperatura ambiente del local

C) Caída de Tensión

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

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

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



En el Circuito anterior, se tiene que:

La resistencia Ohmica

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

La reactancia inductiva

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

De un cable de longitud

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

Por el que pasa una corriente

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

En un sistema, originan una caída de tensión.

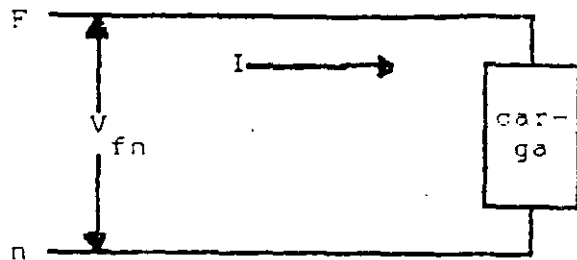
$$e \quad (\text{EN VOLTS})$$

FACTOR DE POTENCIA $\cos \theta$

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

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA MONOFASICO A DOS HILOS



I = Corriente que circula por el circuito
 V_{Fn} = Voltaje de fase a neutro
 F = Fase
 n = Neutro
 e = Caída de tensión
 $e\%$ = Caída de tensión en por ciento

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

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

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

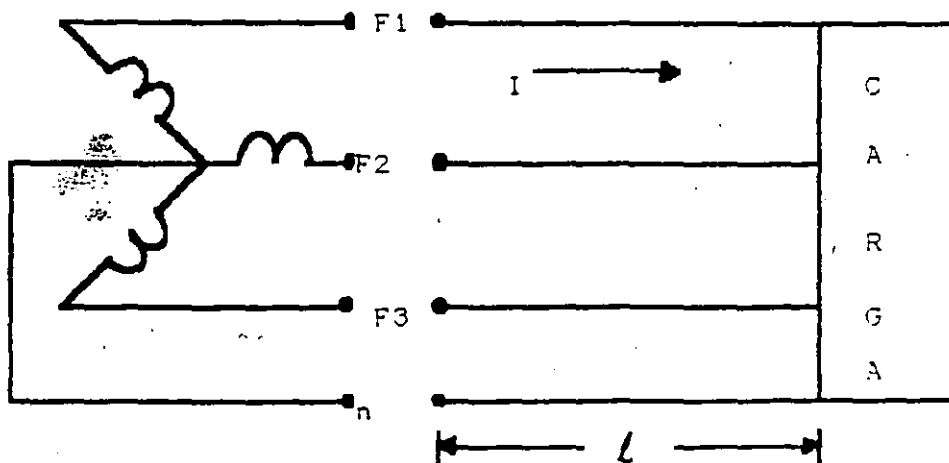
$$e\% = \frac{2 Z I l \times 100}{V_{Fn}}$$

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

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

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA MONOFASICO A 3 HILOS



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

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

Sust. (1) en ec (2)

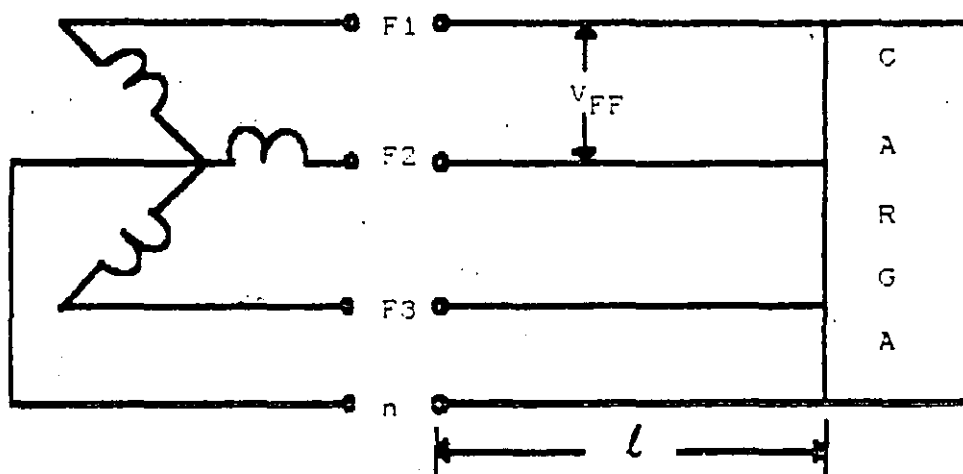
$$e\% = \frac{Z I l}{V_{Fn}} \times 100$$

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

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

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA TRIFASICO DE 3 HILOS



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

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

SUST. ec (1) en ec (2)

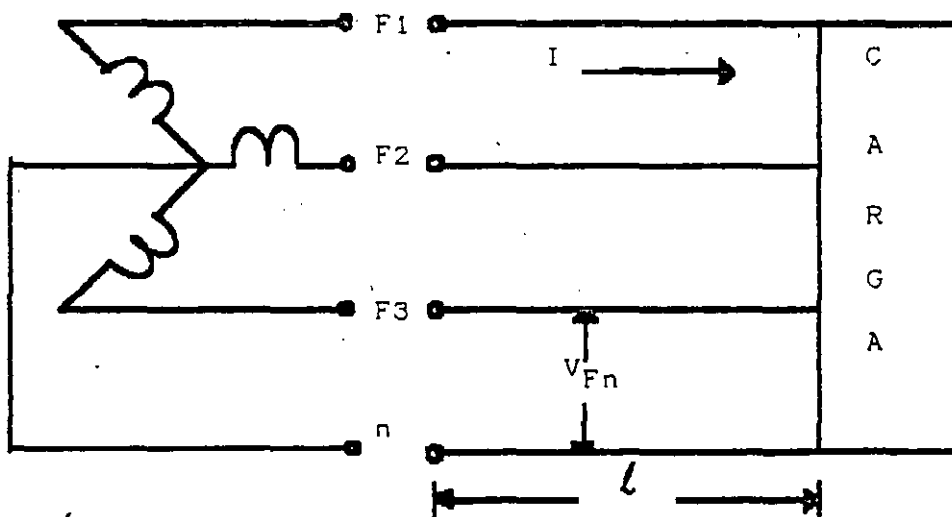
$$e\% = \frac{\sqrt{3} \cdot I \cdot l \cdot Z \times \text{sen } 100}{V_{FF}}$$

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

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

* CAIDA DE TENSION EN UN

+ SISTEMA TRIFASICO A CUATRO HILOS.



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

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

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

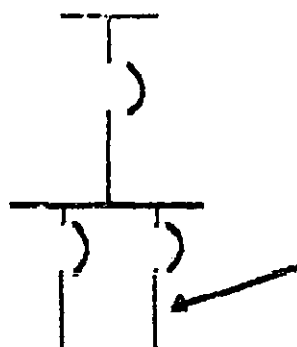
$$e\% = \frac{Z I l}{V_{Fn}} \times 100$$

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

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

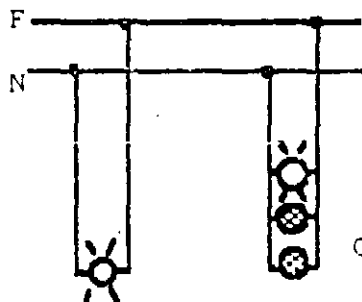
ART. 202.7 CONDUCTORES DE CIRCUITOS DERIVADOS.

- CAPACIDAD DE CORRIENTE.



1 CONDUCTOR $\geq$ CAPACIDAD NOMINAL DEL CIRCUITO.

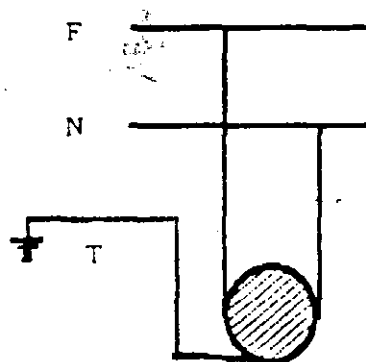
- CALIBRE MINIMO.



CONDUCTOR $\geq$ CALIBRE No. 14 awg.

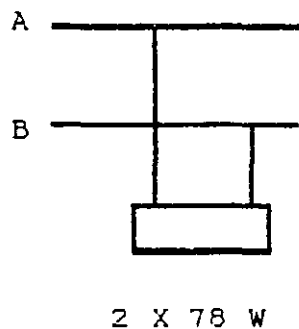
CALEFACCION

- CARGAS INDEFINIDAS - CONTACTOS.



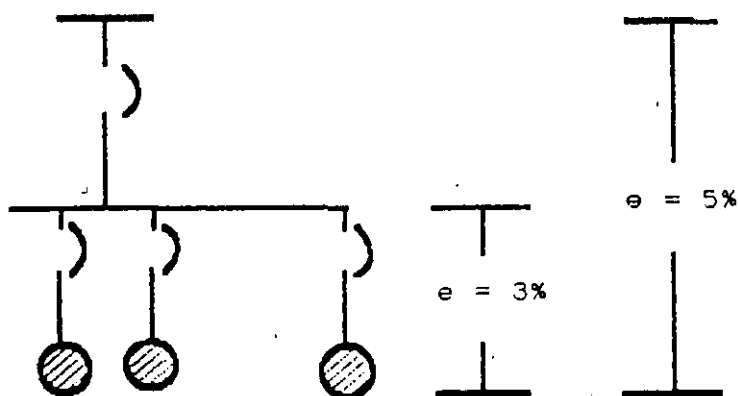
CONDUCTOR CALIBRE No. 12 awg

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



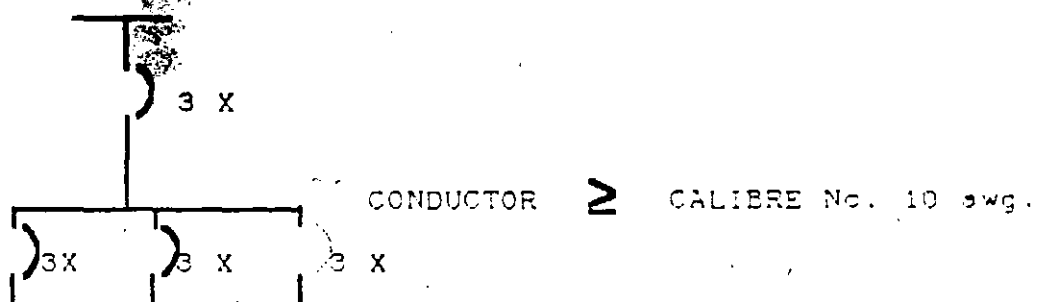
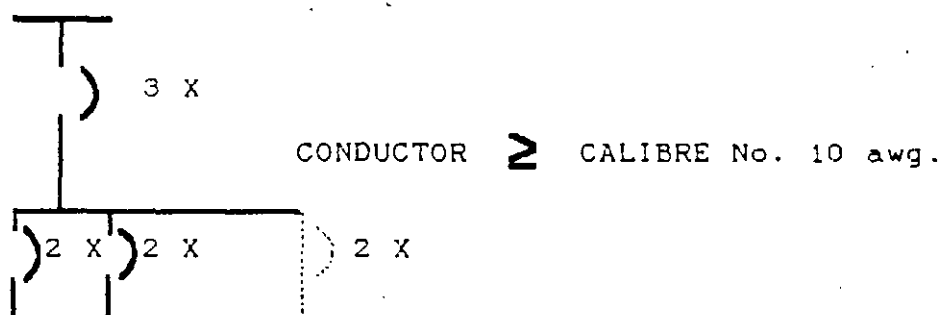
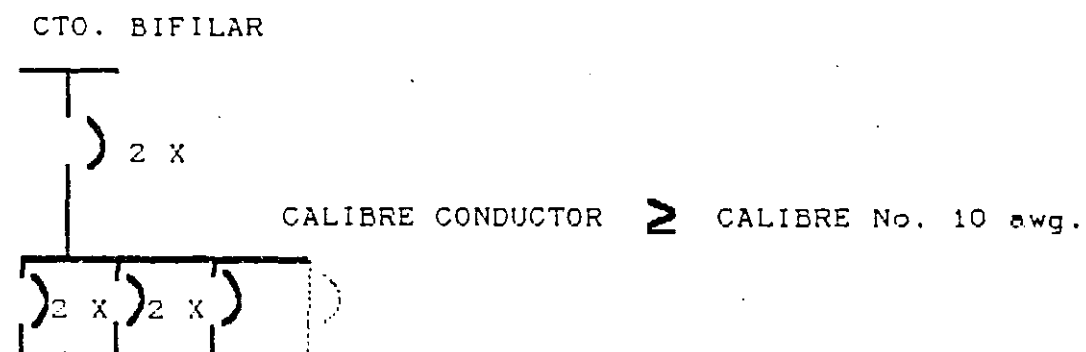
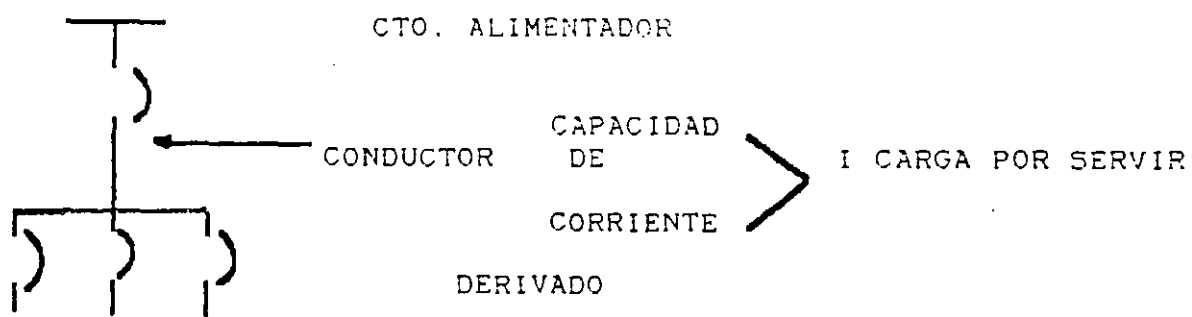
$$I_C = 1.25 \times I_n$$

202. CAIDA DE TENSION.

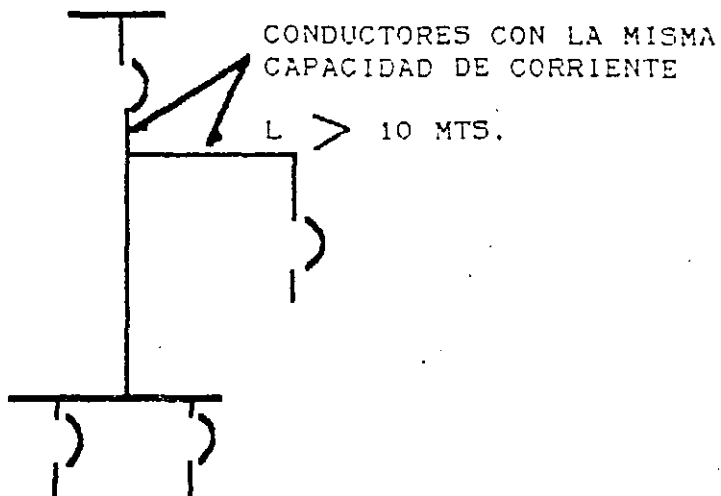


SECCION 203 CTOS. ALIMENTADORES

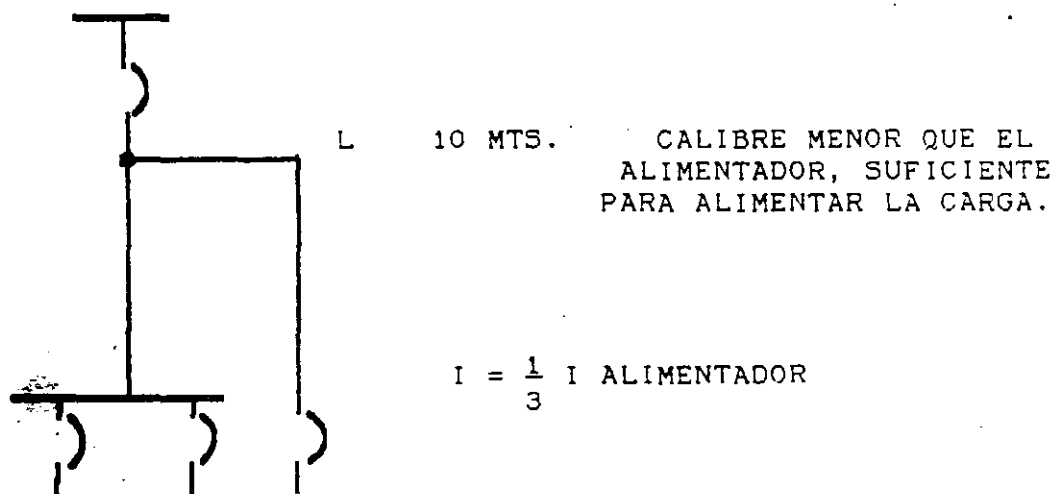
203.2 CALIBRE DE LOS CONDUCTORES.



A)



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



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

302.4 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE CONDUCTORES AISLADOS.

TABLA 302.1 TUBERIA Y CHAROLA DUCTO

303.9 CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CORDON O CABLE.

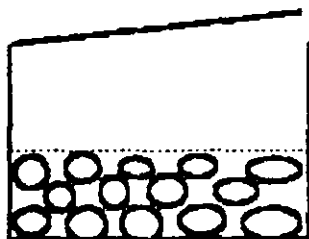
TABLA 303.9

CABLES FLEXIBLES 3 CONDUCTORES q' TRANSPORTA CORRIENTE

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

SECCION 308 pág.. 102

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



40% DE SECCION

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

SECCION 311 CHAROLAS PARA CABLES.

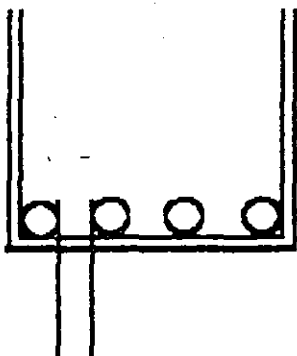
311.10 CAPACIDAD DE CORRIENTE.

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

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

b) CABLES DE UN SOLO CONDUCTOR

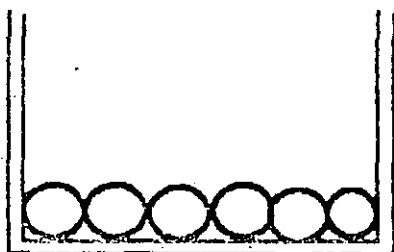
b.1



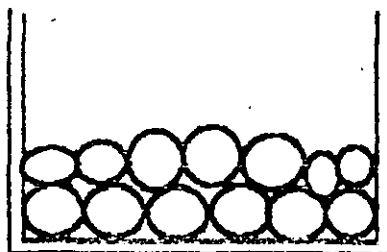
$d \geq$ DIAMETRO DEL CABLE DE SECCION MAYOR

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

UNA CAPA



DOS CAPAS



- CABLES SIN SEPARACION

- I PERMISIBLE

75%

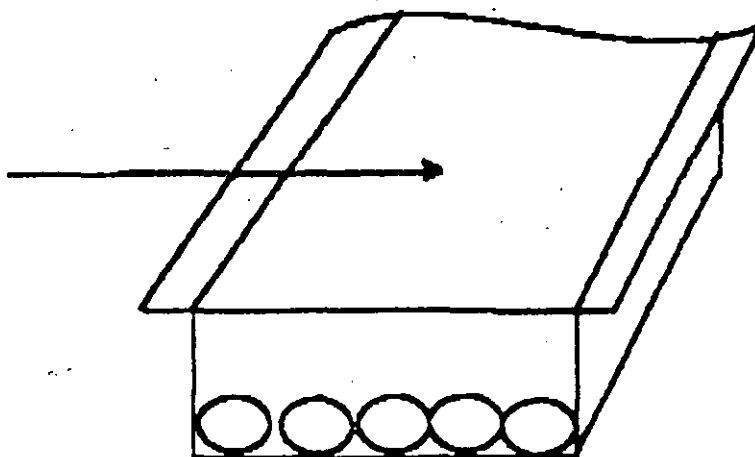
DE LOS VALORES DE LA TABLA 302.4
DE LA COLUMNA TITULADA "AL AIRE"

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

LOS VALORES DE I PERMISIBLE

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

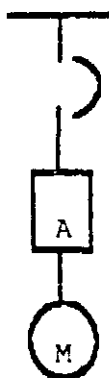
TAPA



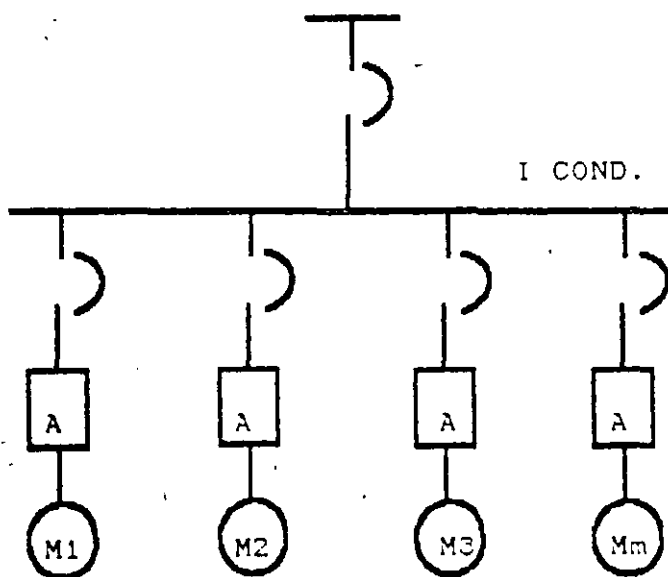
SECCION 403 MOTORES.

B) CONDUCTORES PARA CIRCUITOS DE MOTORES.

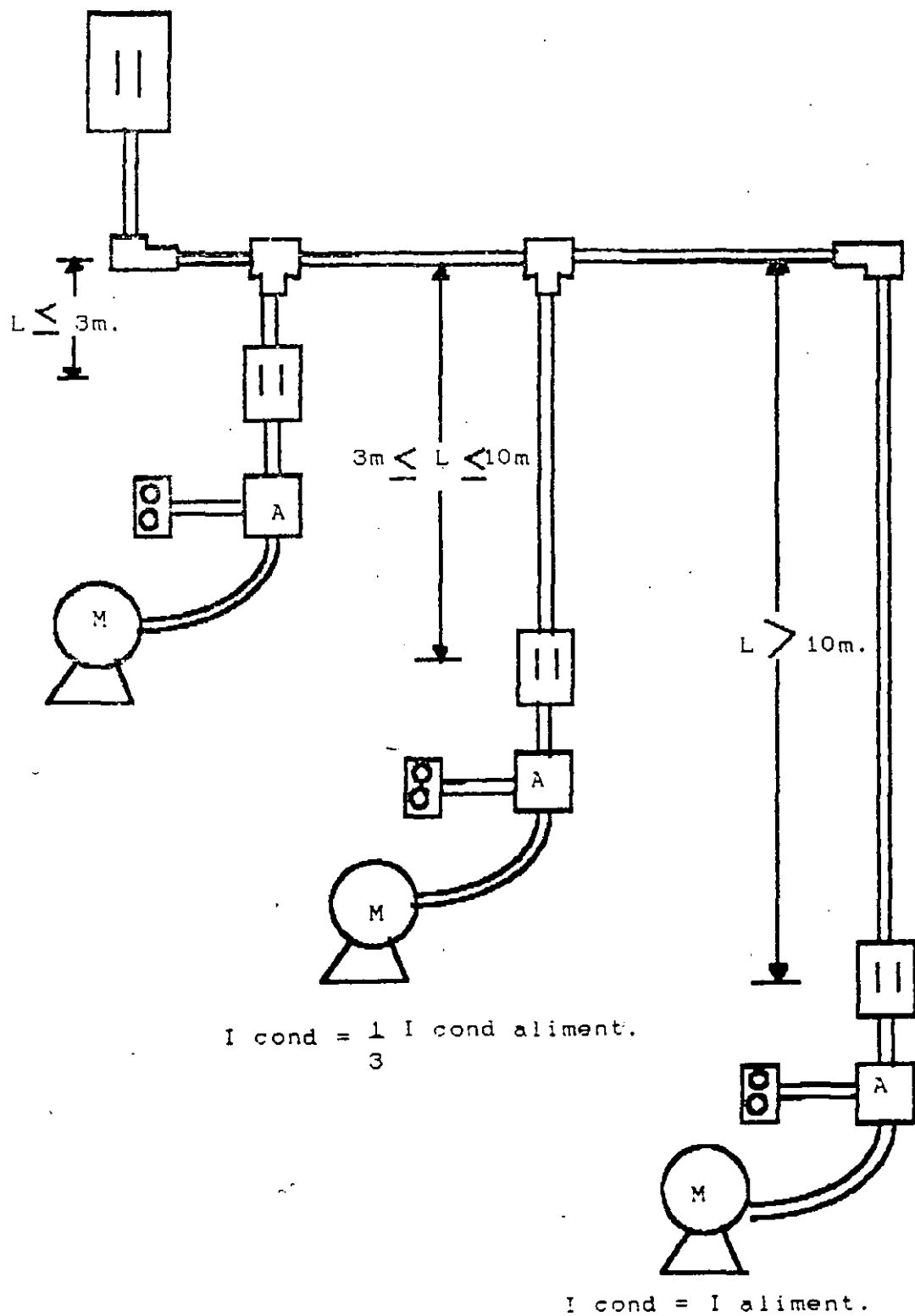
403.14 CONDUCTORES QUE ALIMENTAN UN SOLO MOTOR.



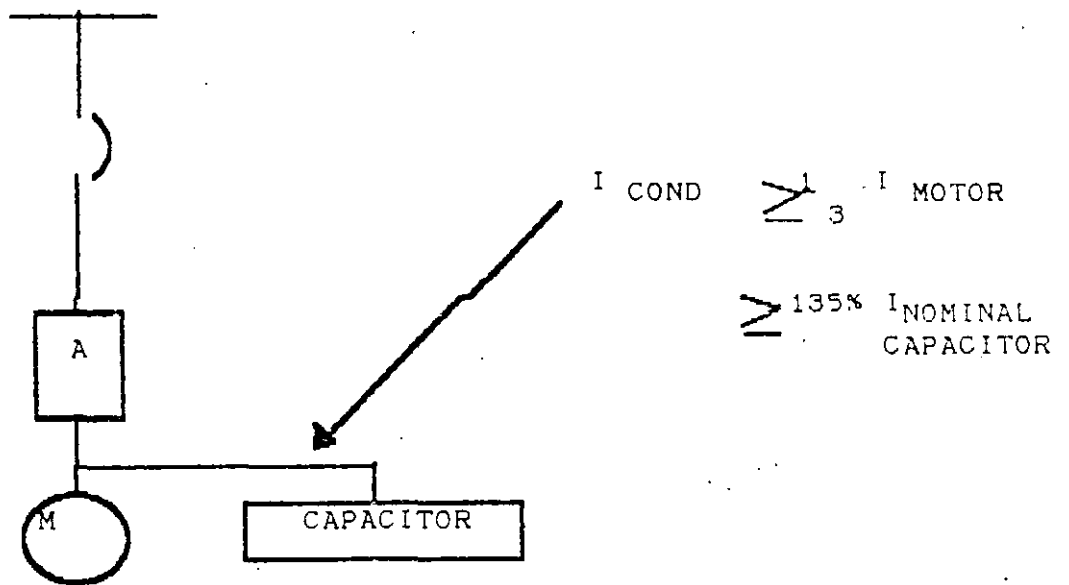
403.16 CONDUCTORES QUE ALIMENTEN VARIOS MOTORES.



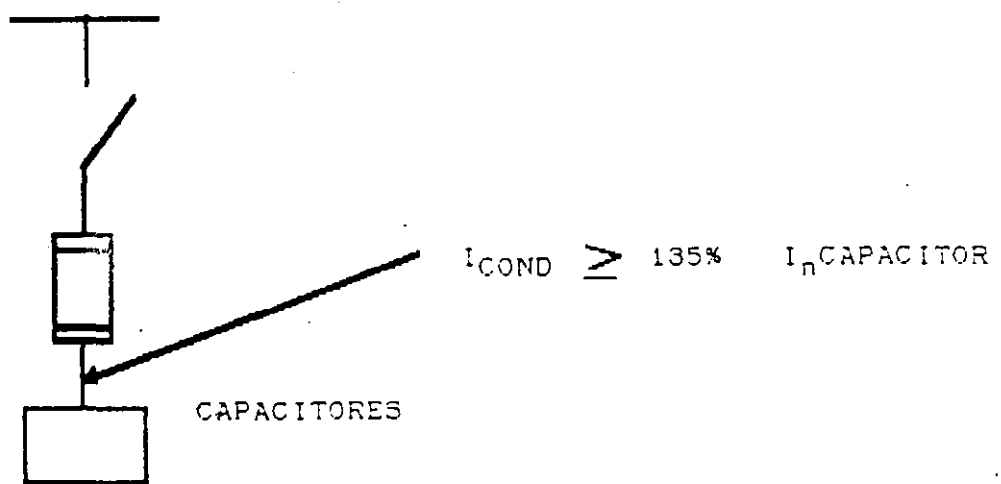
$$I \text{ COND.} = I_{M1} + I_{M2} + I_{M3} + 1.25 I \text{ MOTOR MAYOR}$$



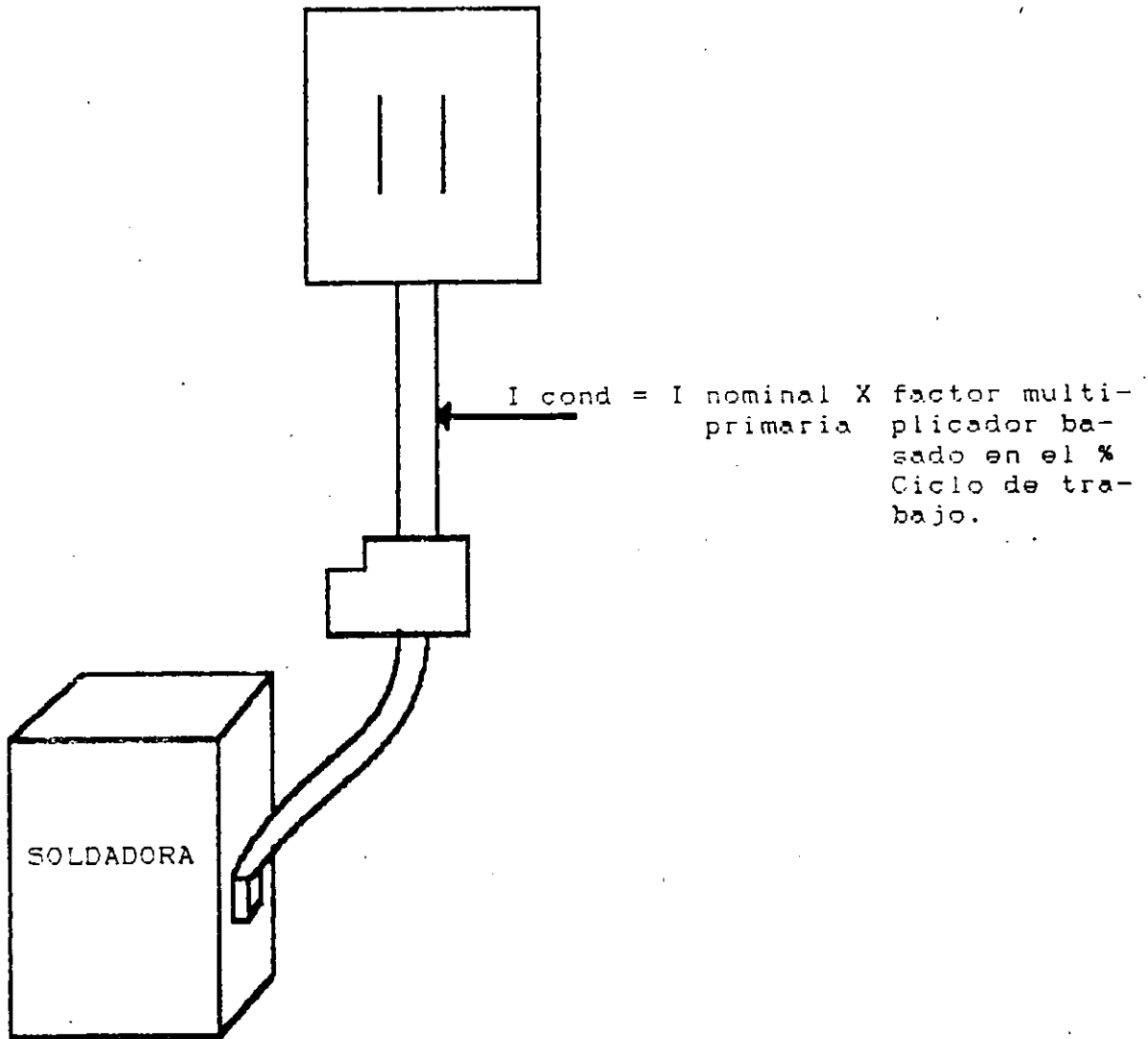
403.19

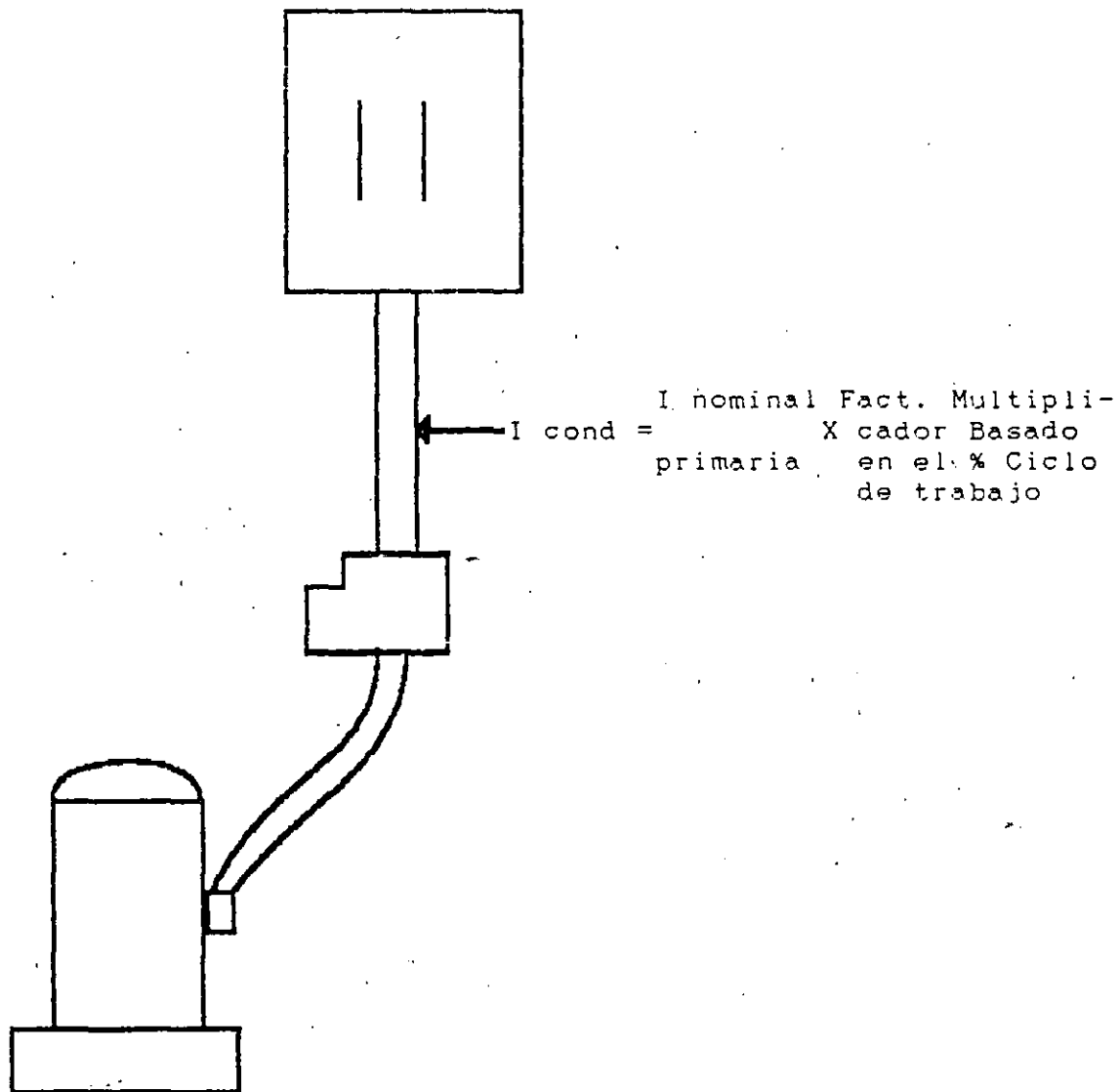


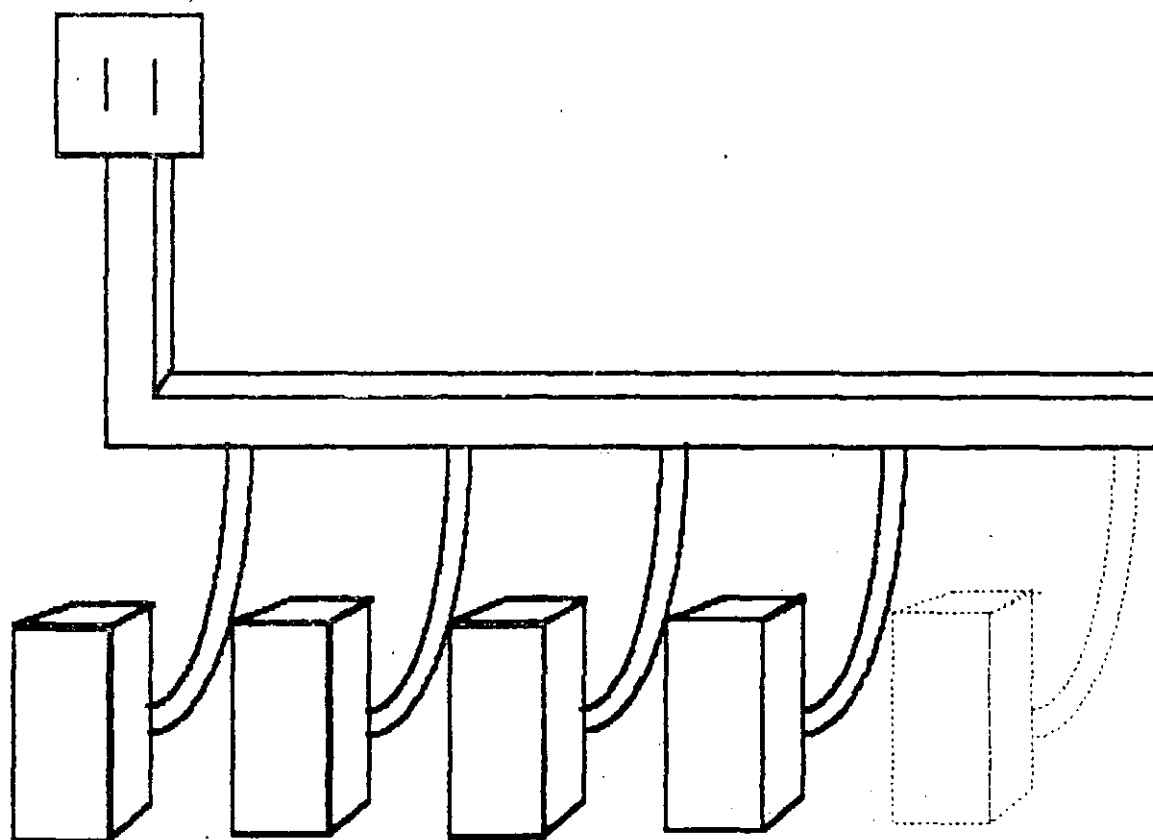
406.7 CAPACITORES.



510.5 a) SOLDADORAS INDIVIDUALES







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

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

CALCULO DE CONDUCTORES PARA ALUMBRADO Y CONTACTOS

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

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

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

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

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

POR CAPACIDAD:

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

POR CAIDA DE TENSION:

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

EJEMPLO:

Calcular el conductor de un circuito de alumbrado que tiene ocho luminarios de 2 x 74W, 125V, cuyo control está a 30 metros de distancia y los conductores estarán alojados en un Tubo Conduit que aloja en total 6 conductores y pasan por una zona cuya temperatura es de 31° C, aproximadamente.

SOLUCION:

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

Por lo tanto:

8 luminarios de 2 x 74W (185 W) - 1480 W

POR CAPACIDAD:

1.- Aplicando la Ley de Watt

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

2.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) de las NOM-EM-001-SEMP-1993 dice que para 6 Conductores en un solo tubo, la capacidad se afecta al 60% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$\frac{11.65}{0.6} = 14.56 \text{ Amperes}$$

3.- Aplicando el FACTOR DE TEMPERATURA:

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

Por consiguiente:

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

Por lo tanto:

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

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

5.- CALCULO POR CAIDA DE VOLTAJE:

Empleamos la formula de IF, 2H

$$\%e = \frac{200 \times I \times L \times 2}{En}$$

En donde:

L = Distancia del circuito en km = 0.030

I = Corriente nominal (I_n) = 11.65 A

En = Voltaje de Fase a Neutro = 127V.

e = Caída de Voltaje en % = 3%.

2 = Impedancia del Conductor.

Substituyendo valores:

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

En virtud de que el alambre 12 AWG tiene una impedancia de 6.002782, se selecciona el No. 10 AWG, que tiene una impedancia de 3.633424.

CONDUCTOR POR CAIDA : cable TW - 10 AWG.

CONDUCTOR SELECCIONADO : cable THW - 10 AWG.

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

CALCULO DE CONDUCTORES PARA UN SOLO MOTOR

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

POR CAPACIDAD:

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

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

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

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

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

POR CAIDA DE TENSION:

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

EJEMPLO:

Calcular el Conductor de:

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

SOLUCION POR CAPACIDAD:

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

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

En donde:

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

Sustituyendo valores:

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

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

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

$$29.13 + 7.28 = 39.41 \text{ Amperes}$$

- 3.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

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

Por consiguiente:

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

4.- Aplicando en FACTOR POR TEMPERATURA:

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

Por consiguiente:

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

Por lo tanto:

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

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

CABLE - TW-4AWG

6.- Cálculo por CAÍDA DE VOLTAJE

Empleamos la fórmula 3F, 3H

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

En donde:

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

Sustituyendo valores:

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

$$Z = 2.7285$$

Que corresponde al cable 8 AWG (Z=2.396128)

CONDUCTOR POR CAÍDA: Cable TW-8 AWG.

Por lo tanto, seleccionamos el conductor mayor que es:

CONDUCTOR SELECCIONADO POR CAPACIDAD: CABLE THW - 4 AWG

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

CALCULO DE CONDUCTORES QUE ALIMENTAN A VARIOS MOTORES

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

POR CAPACIDAD

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

$$I = I_n + 0.25 I_M$$

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

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

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

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

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

POR CAIDA DE TENSION

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

EJEMPLO:

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

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

SOLUCION POR CAPACIDAD:

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

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

En donde:

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

Sustituyendo valores:

$$\text{Motor de 5 C.P. } I_5 = \frac{5 \times 746}{220 \times 1.73 \times 0.80 \times 0.84} = 14.57 \text{ A}$$

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

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

2.- Sumando las Corrientes Nominales de los motores:

$$I = 14.57 + 21.35 + 29.13 = I_n$$

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

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

Aplicando la fórmula: $I = i + i_M$

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

Sustituyendo valores:

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

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

4.- Aplicando el FACTOR DE AGRUPAMIENTO:

En la tabla 302.4 a) NOM-EM--001-SEMP-1993, dice que para 6 conductores en un solo tubo, la capacidad afecta al 80% de lo indicado.

Por consiguiente:

$$72.83 / 0.80 = 91.04 \text{ amperes}$$

5.- Aplicando el FACTOR DE TEMPERATURA:

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

Por consiguiente:

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

Por lo tanto:

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

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

CABLE TW - 1/0 AWG

Por CAPACIDAD corresponde:

CABLE TW - 1/0 AWG

7.- Cálculo por CAIDA DE VOLTAJE

Empleemos la fórmula de 3F, 3H

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

En donde:

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

Sustituyendo valores:

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

$$Z = 0.537258$$

Que corresponde al calibre No. 1/0 AWG

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

COMO PROYECTAR UNA INSTALACION ELECTRICA

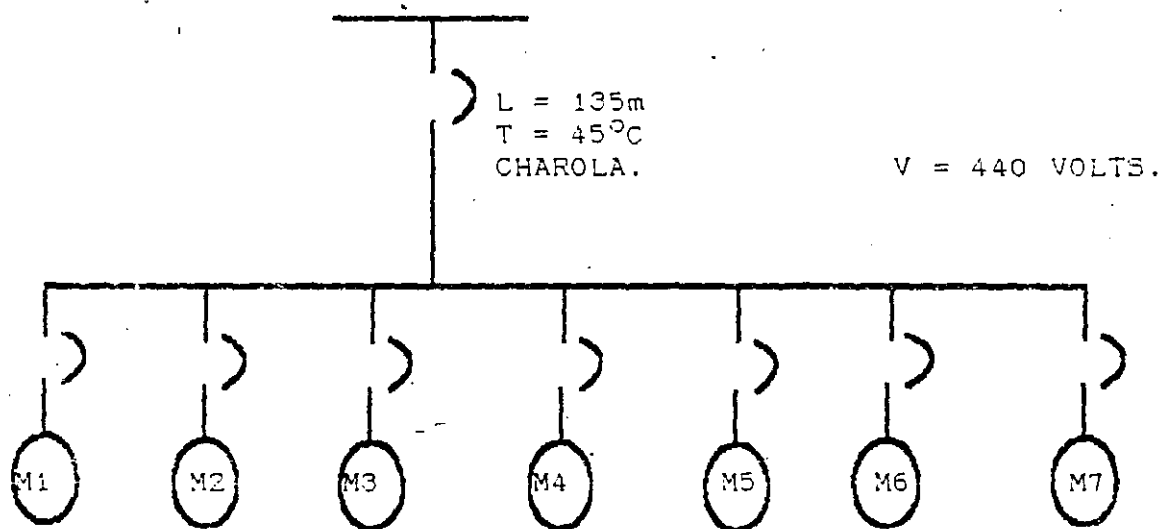
El proyecto de Instalación Eléctrica de una industria, requiere primeramente, de una serie de datos, por ejemplo:

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

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

EJEMPLO EN CHAROLA.

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



5 HP	5 HP	5 HP	5 HP	5 HP	5 HP	5 HP
FP=0.85	FP=0.85	FP=0.85	FP=0.85	FP=0.78	FP=0.78	FP=0.78
N=0.73	N=0.73	N=0.69	N= 0.69	N=0.84	N=0.84	N=0.84

+ Calculando la corriente en cada motor se tienen.

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

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

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

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

+ Calculando la corriente total del circuito.

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

+ Aplicando los requisitos de la sección.

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

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

- Aplicando factores de corrección por temperatura.

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

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

- $I_c = 90.91$, consultando la tabla 302.4 en la columna el aire nos da el calibre No. 5 Awg.

- Calculo del conductor por caída de tensión entre fases.

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

Considerando $e = 2\%$

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

Consultando la tabla No. 9 del NEC: se obtiene

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

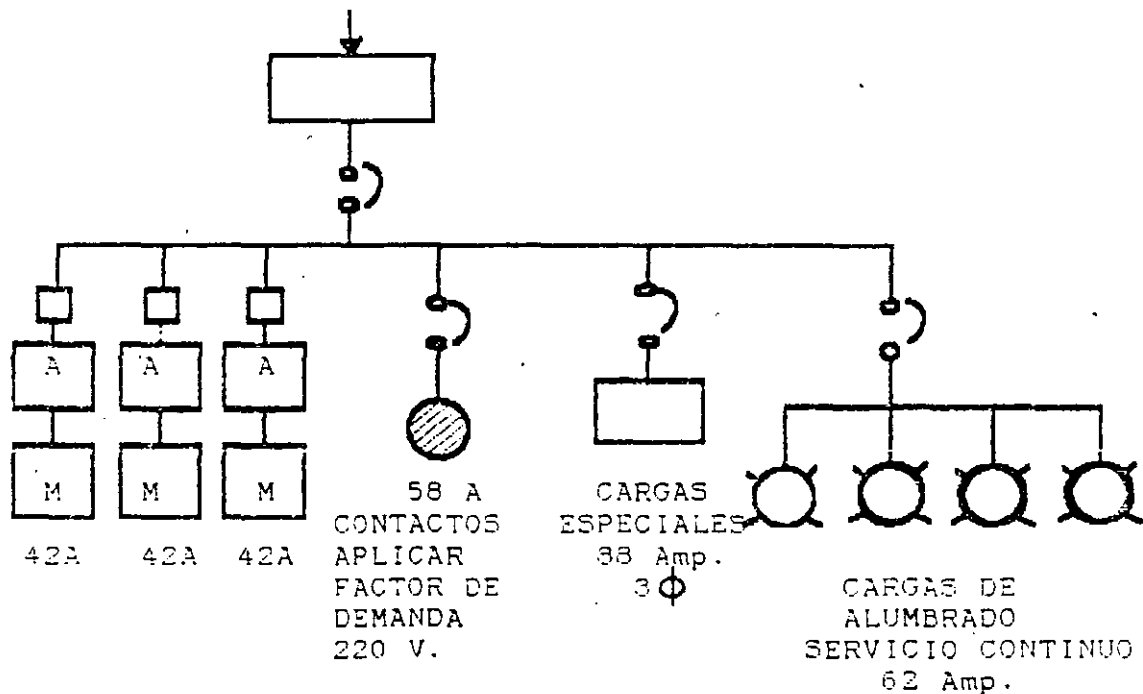
+ Sustituyendo el valor Z , para obtener la nueva caída de tensión, se tiene..

$$e\% = \frac{173 \times 74.55 \times 0.135 \text{ Km} \times 0.43351}{440} = 1.69\%$$

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

Calibre No. 1/0 AWG THW.

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



1) Para la carga de alumbrado.

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

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

$$POT = 58 \times \sqrt{3} = 22.100 \text{ VA}$$

Aplicando los factores de demanda de la tabla 204.3:

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

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

3) Para las cargas especiales.

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

4) Para los motores, aplicando Art. 403.16 y 403.17

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

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

5) La suma total de las cargas es:

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

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

Calibre No. 400 KCM AWG THW 75°C

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

Carga de alumbrado: 77.5 A

Carga de contactos: 56.34 Amp.

133.84 Amp.

Consultando la tabla 302.4, el calibre adecuado es:

Calibre No. 170 AWG THW 75°C

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

TABLA 9 (NEC)

RESISTENCIA Y REACTANCIA PARA CABLES DE 600 VOLTS
60 C.P.S., 75°C

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

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

NTIE-01

Notas de la Tabla 302.4

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

Tabla 302.4a) Factores de corrección por agrupamiento

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

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

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

Nota 2. Los valores de la Tabla 302.4 deben corregirse para temperatura ambiente (del local o del lugar en que se encuentren los conductores) mayores de 30°C, de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 302.4-1 Factores de corrección por temperatura ambiente

Temperatura ambiente °C	Temperatura máxima permisible en el aislamiento, °C						
	60	75	85	90	110	125	200
31-40	0.92	0.88	0.90	0.91	0.94	0.95	-
41-45	0.91	0.82	0.85	0.87	0.90	0.92	-
46-50	0.90	0.75	0.80	0.82	0.87	0.89	-
51-55	0.89	0.67	0.74	0.76	0.83	0.86	-
56-60	-	0.58	0.67	0.71	0.79	0.83	0.91
61-70	-	0.55	0.52	0.58	0.71	0.76	0.87
71-80	-	-	0.50	0.61	0.61	0.68	0.84
81-90	-	-	-	-	0.50	0.61	0.80
91-100	-	-	-	-	-	0.51	0.77
101-120	-	-	-	-	-	-	0.69
121-140	-	-	-	-	-	-	0.59

Tabla 1.3
Número máximo de conductores que pueden alojarse en tubo con bit

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

*Alambres.

Notas:

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

Tabla 1.4

Resistencia eléctrica de conductores de cobre

		Calibre AWG MCM	Área de la sección transversal (mm ²)	Número de hilos	Resistencia eléctrica C.D. 20°C (ohms/km)
A L A M B R E S		18	0.823	-	21.0
		16	1.308	-	13.2
		14	2.08	-	8.27
		12	3.31	-	5.22
		10	5.26	-	3.28
C A B L E S		18	0.823	7	21.3
		16	1.308	7	13.42
		14	2.08	7	8.45
		12	3.31	7	5.32
		10	5.26	7	3.35
		8	8.37	7	2.10
		6	13.30	7	1.322
		4	21.15	7	0.830
		2	33.6	7	0.523
		1/0	53.5	19	0.329
		2/0	67.4	19	0.261
		3/0	85.0	19	0.207
		4/0	107.2	19	0.1640
		250	126.7	37	0.1390
		300	152.0	37	0.1157
		350	177.4	37	0.0991
		400	202.7	37	0.0867
		500	253.3	37	0.0695
		600	304.1	61	0.0570
		750	380.0	61	0.0463
		1 000	506.7	61	0.0340
		1 250	633.3	91	0.0278
		1 500	760.1	91	0.0232

+ CALCULO DE CONDUCTORES POR CORTO CIRCUITO EN BAJA TENSION.

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

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

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

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

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

I = Corriente máxima de corto circuito permitida, Amp.

K = Cte. del material del conductor.

A = Sección transversal del conductor, circular mils.

t = Tiempo de duración del corto circuito, seg.

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

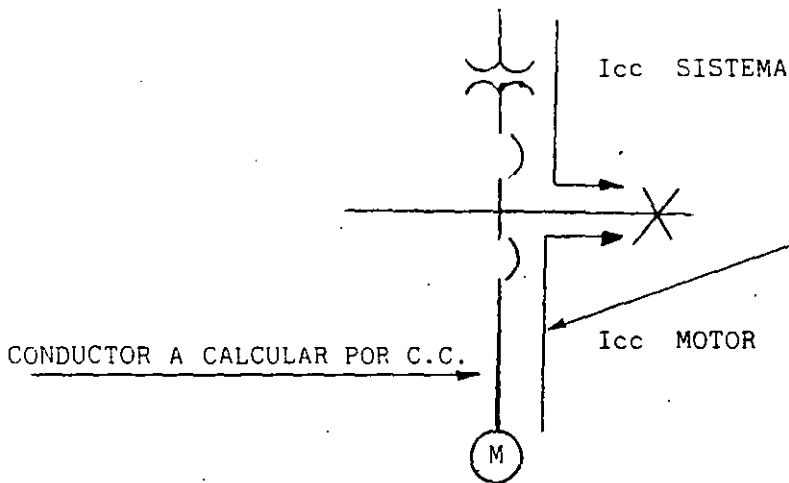
T1 = Temp. inicial del conductor, °C.

T2 = Temp. final del conductor, °C.

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

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

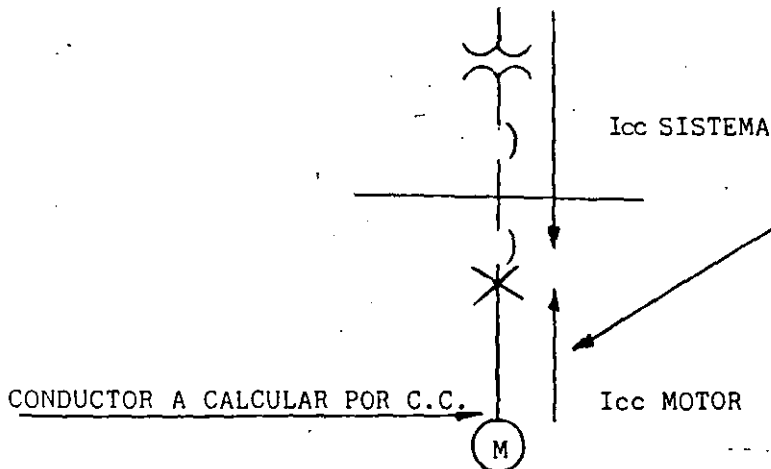
A)



ES INCORRECTO
CONSIDERAR ESTA I_{cc} MOTOR

$$I_{cc} = I_{cc} \text{ SISTEMA} + I_{cc} \text{ MOTOR}$$

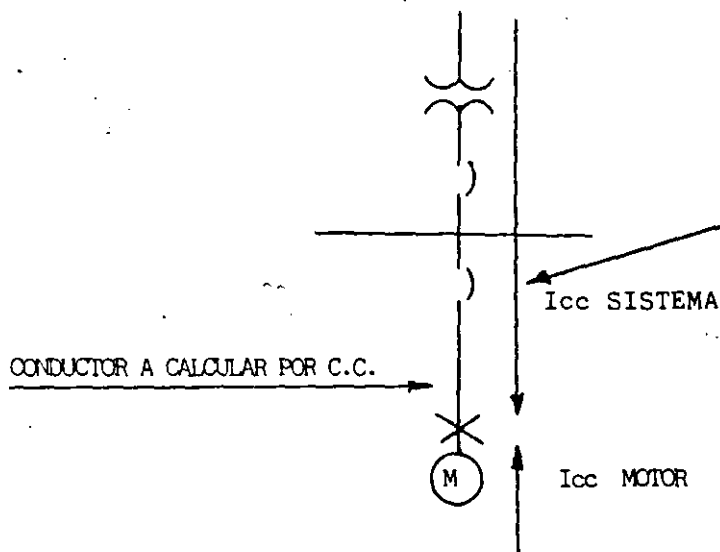
B)



ES INCORRECTO
CONSIDERAR ESTA I_{cc} MOTOR

$$I_{cc} = I_{cc} \text{ SIST.} + I_{cc} \text{ MOTOR}$$

C)

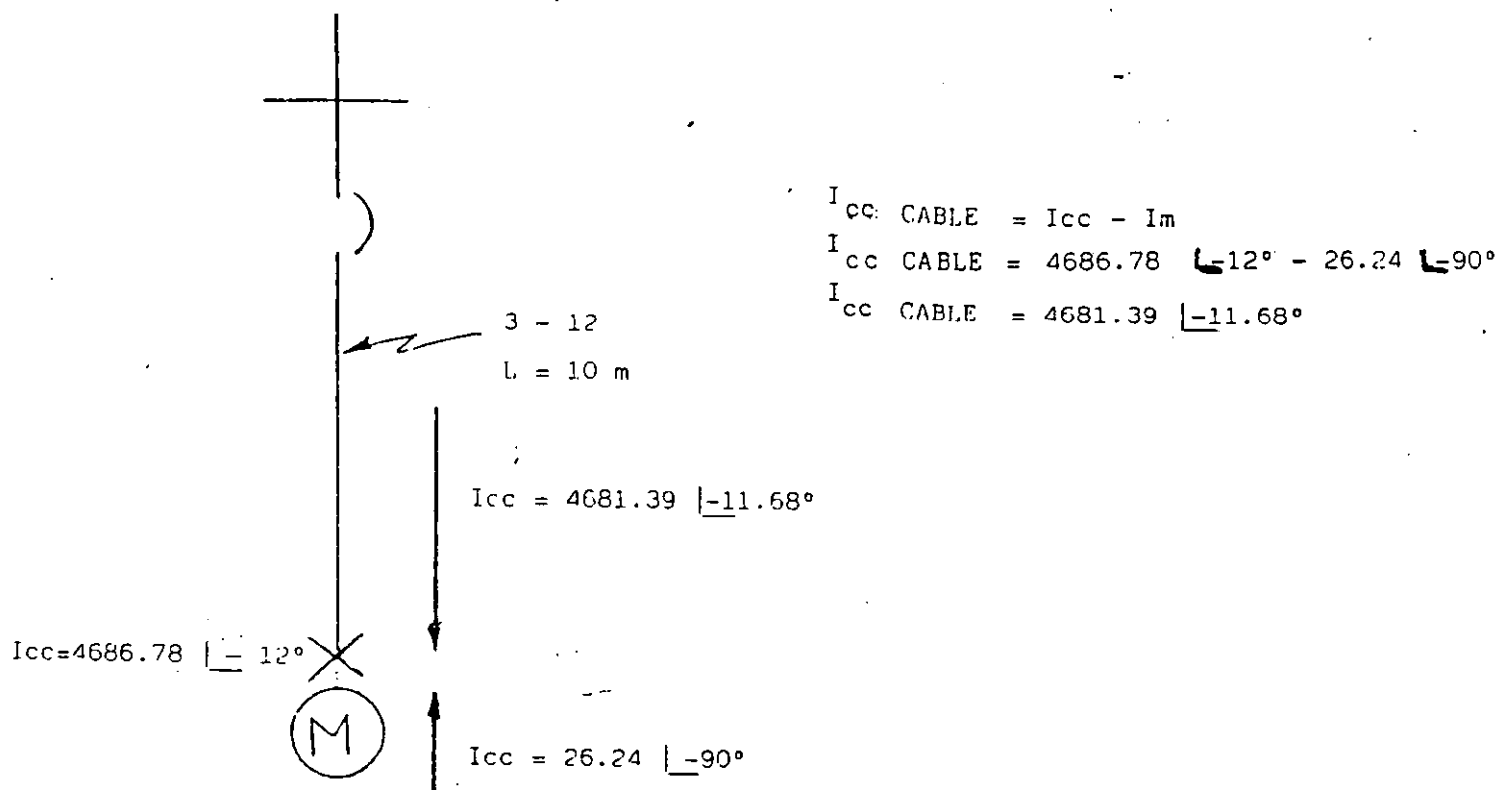


ES CORRECTO CONSIDERAR ESTA I_{cc} .

$$I_{cc} = I_{cc} \text{ SIST} + I_{cc} \text{ MOTOR}$$

$$I \text{ CABLE} = I_{cc} - I_{cc} \text{ MOTOR}$$

EJEMPLO: CALCULO DEL CONDUCTOR POR CORTO CIRCUITO



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- limitar la corriente de corto circuito, esto es:

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

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

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

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

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

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

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

$$\left[\frac{4681.35}{A} \right] (4.16 \times 10^3)^3 = 0.0297 \log \left[\frac{150 + 234}{.75 + 234} \right]$$

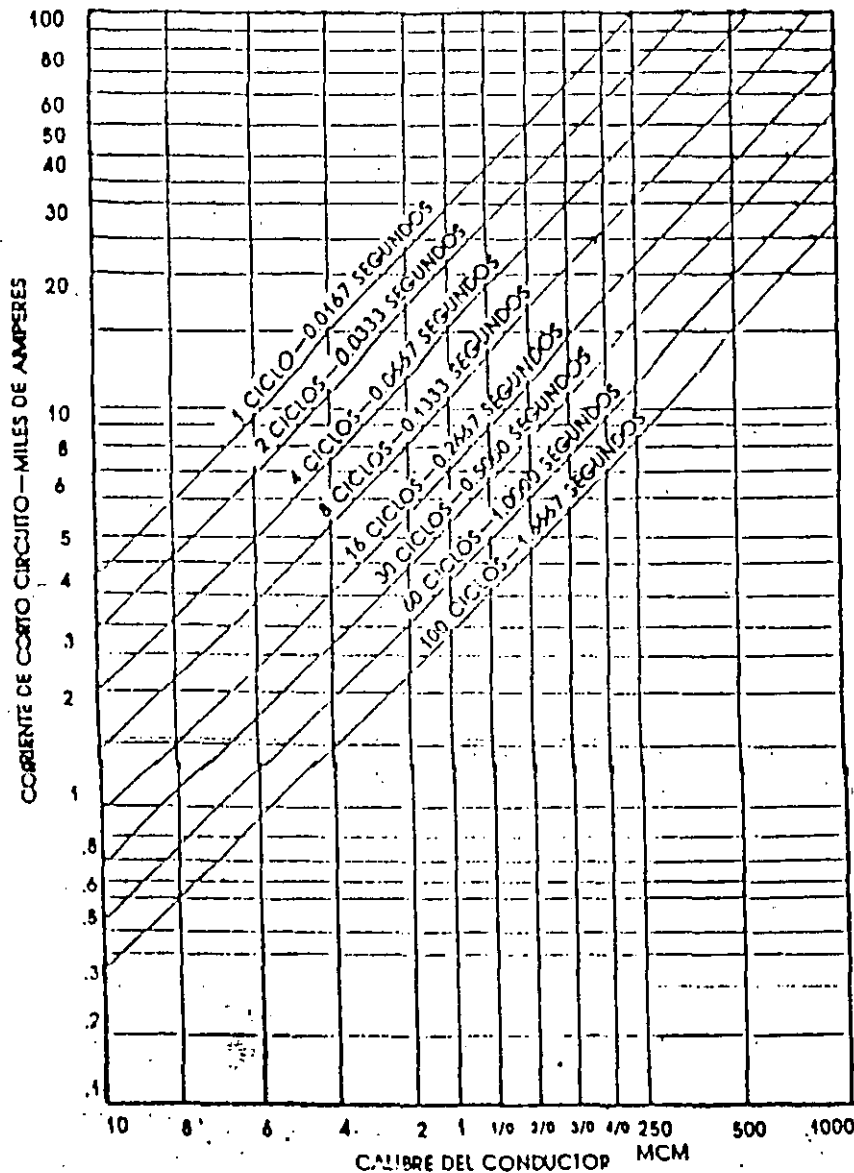
Obteniendose, $A = 5,703.21 \text{ CM}$

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

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

GRAFICA 1

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



CONDUCTOR DE COBRE
AISLAMIENTO TERMO PLASTICO (PVC)

FORMULA

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

DONDE:
I - Corriente de corto circuito amperes.
A - Area del conductor circular mils.
t - Tiempo de corto circuito segundos.
t₁ = temperatura máxima de operación - 90°C
t₂ = temperatura máxima de corto circuito - 180°C

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

I en Amperes

Area en Circular Mils

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

DATOS DE REFERENCIA

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mills.	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.60
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.50
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,330	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

TABLA No. B AREAS DE CONDUCTORES

CALCULO Y SELECCION DE CANALIZACIONES

CANALIZACIONES

Hasta 100 V a menos que otra cosa se especifique.

301.3 Construcción y Protección.

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

301.4 Protección Mecánica de Conductores.

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

301.5 Continuidad Eléctrica y Mecánica.

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

301.8 Cajas.- Donde se Requieren.

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

301.9 Conductores de Diferentes Sistemas.

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

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

301.10 Número de Conductores en una Canalización.

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

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

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

301.15 Prevención Contra la Propagación de Incendios.

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

SECCION 304. TUBO METALICO RIGIDO.

- * Material : Acero
Aluminio
Aleaciones especiales.

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

304.3 Diámetro minimo 13 MM.

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

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

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

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

304.21 Diámetro Máximo.- Hasta 51 MM.

304.22 Accesorios.

- * Deben asegurar la continuidad eléctrica.

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

SECCION 306.- TUBO NO METALICO.

306.1 General.

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

306.5 Uniones.

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

306.6 Monitores y Boquillas.

- * Utilizarse al entrar a una caja o gabinete.

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

306.9 Igual a la Sección 304.7 y 304.8.

306.11 Conductor de Puesta a Tierra.

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

306.8 TUBO RIGIDO DE PVC.

306.14 General.

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

306.15 Uso Permitido.

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

306.16 Uso no Permitido.

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

306.17 Soportes.

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

306.18 Juntas de Expansión.

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

COMPARACION DE ESPESORES * : USA VS MEX.

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

GRC = GALVANIZED RIGID CONDUIT.

IMC = INTERMEDIATE METAL CONDUIT.

EMT = ELECTRIC METALLIC TUBE.

* VALORES EN mm

SECCION 308.- DUCTOS METALICOS CON TAPA.

308.2 Uso permitido :

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

308.3 Uso no permitido:

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

308.5 Número máximo de Conductores.

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

308. Empalmes y Derivaciones.

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

Ejemplos:

Calcular la tubería para alojar los siguientes conductores THW:

4-4

3-8

1-8D

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

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

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

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

Area ocupada por los conductores 379.97 mm².

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

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

7-4/0

1-4D

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

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

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

Area total ocupada po los conductores 1783.75 mm²

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

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

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

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

4-350 KCM

12-750 KCM

8-1/0

8-2

1-4D

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

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

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

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

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

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

Longitud total ocupada por los conductores 675.58 mm.

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

$$18 \times 31.7 = 570.6 \text{ mm.}$$

Ancho total de la charola necesaria:

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

SECCION 311. - CHAROLAS PARA CABLES.

311.3 Usos permitidos.

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

311.4 Uso no permitido.

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

311.6 Instalación.

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

311.9 Número de cables.

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

311.10 Capacidad de corriente.

- A) Cables multiconductores, según tabla 302.4 en la columna "Tubería o Cable".

- B) De un solo conductor.

B.1) En una sola capa, según 302.4 en charola descubierta y con separación no menor de un diametro del cable de mayor sección.

B.2) En una o dos capas en charola descubierta y sin separación: 75% de lo indicado en la tabla 302.4 columna "Aire".

Si esta cubierta más de 1.80 m. Aplicar el 70%.



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

CURSOS ABIERTOS

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA
EDIFICIOS (SUMINISTROS Y UTILIZACION)**

MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

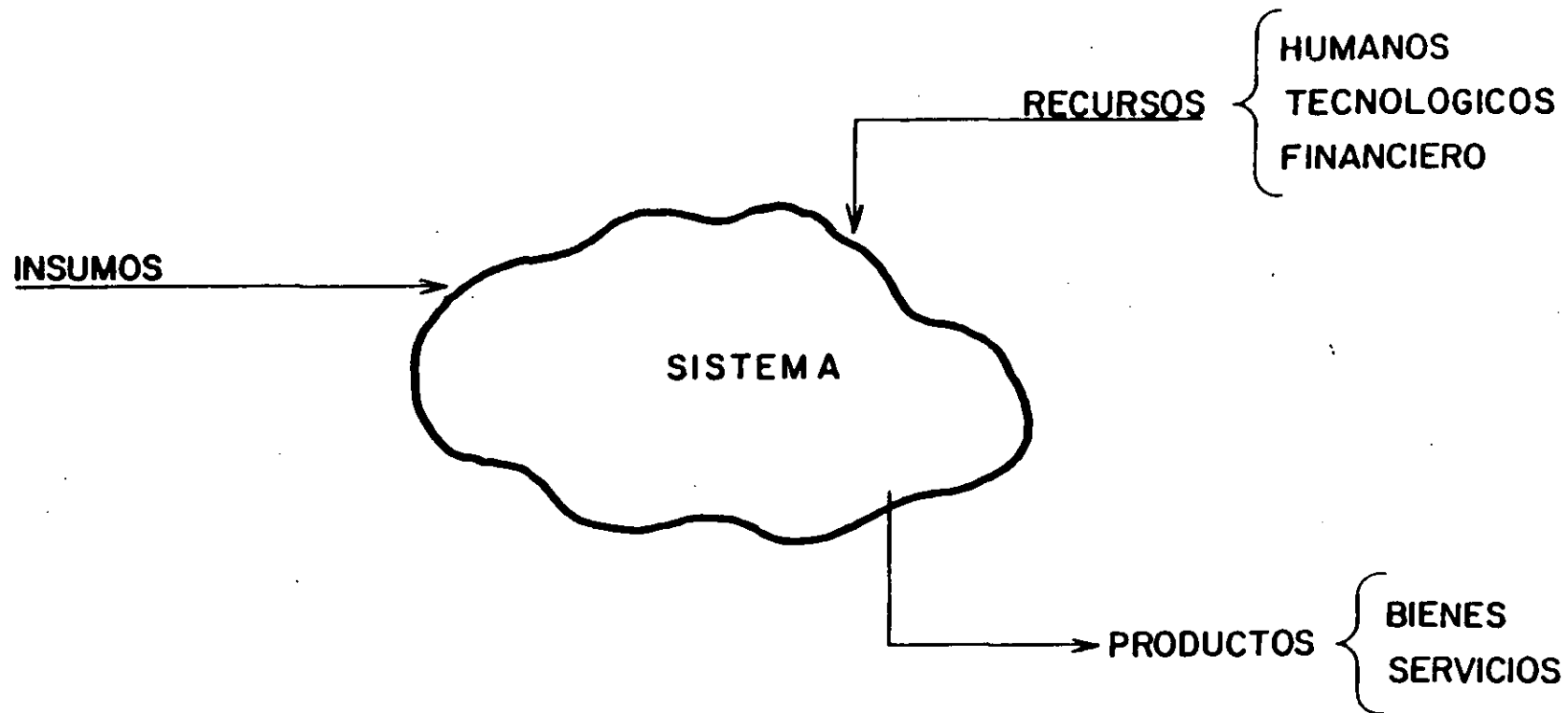
SELECCION Y MANTENIMIENTO DE EQUIPO ELECTRICO

ING. JOSE ANTONIO MARTINEZ MENDEZ

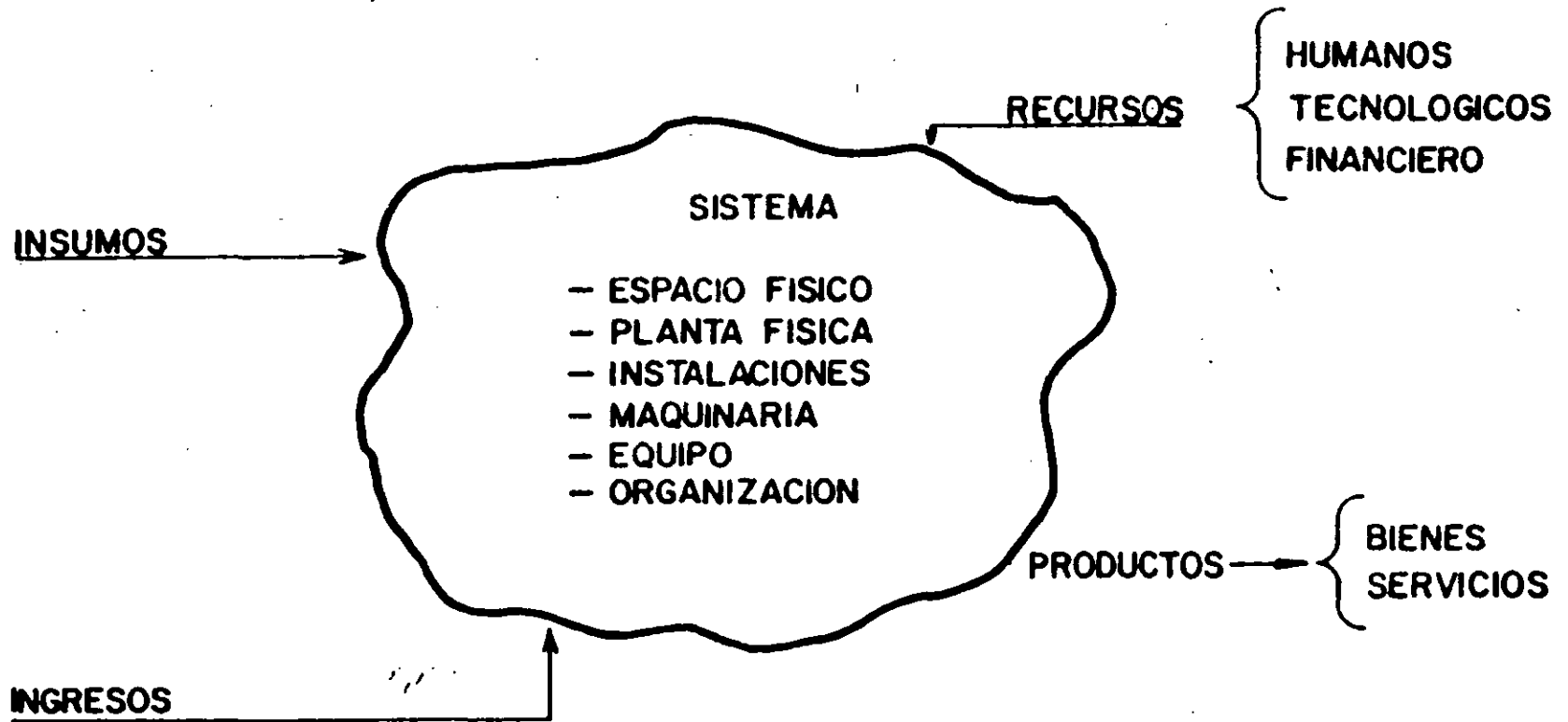
¿ COMO SE DIVIDEN LOS SISTEMAS ?



¿ QUE ES UN SISTEMA ?



¿COMO ES UN SISTEMA PRODUCTIVO?



PASOS A SEGUIR PARA CORREGIR LOS SISTEMAS

MODELO GENERAL DE PROCESO DE SOLUCION.

- 1.- ANALISIS**
- 2.- EVALUACION (EX-POST.)**
- 3.- DIAGNOSTICO**
- 4.- IDENTIFICACION DE OPCIONES**
- 5.- EVALUACION DE OPCIONES (EX-ANTE.)**
- 6.- SELECCION**
- 7.- IMPLANTACION**
- 8.- CONTROL**

1.- ANALISIS

a).- SE DEBE SEGREGAR CADA PARTE DEL SISTEMA

b).- SE DEBE DESCOMPONER A SU MINIMA EXPRESION CADA PARTE

2.- EVALUACION EX-POST.

a).- HACER LAS SIGUIENTES PREGUNTAS

a1).- ¿ EL SISTEMA SATISFACE LOS OBJETIVOS PARA LO QUE FUE CONCEBIDO ?

a2).- ¿ EL SISTEMA OPERA A SU MAXIMA PRODUCTIVIDAD ?

3.- DIAGNOSTICO

a).- HAY QUE HACERCE UNA PREGUNTA.

a1).- ¿ POR QUE ?

4.- IDENTIFICACION DE OPCIONES

a).- PARA ENCONTRAR LAS OPCIONES, HAY QUE HACER 2 COSAS QUE SON:

a1).- REMOVER EFECTOS

a2).- REMOVER CAUSAS

5.- EVALUACION DE OPCIONES (EX-ANTE.)

a).- EN ESTA SECCION ES DONDE SE DEBEN USAR TODAS LAS HERRAMIENTAS DE LA INVESTIGACION DE OPERACIONES.

6.- SELECCION

a).- SE DESIGNARA LA MEJOR OPCION DE ACUERDO A LAS POLITICAS DE LA EMPRESA QUE PUEDEN SER:

a1).- OPCION DE MAYOR RENDIMIENTO.

a2).- OPCION DE MENOR INVERSION.

a3).- OPCION DE MAXIMA PRODUCCION.

a4).- ETC.

7.- IMPLANTACION

ES LA PUESTA EN FUNCIONES DE LA OPCION SELECCIONADA.

8.- CONTROL

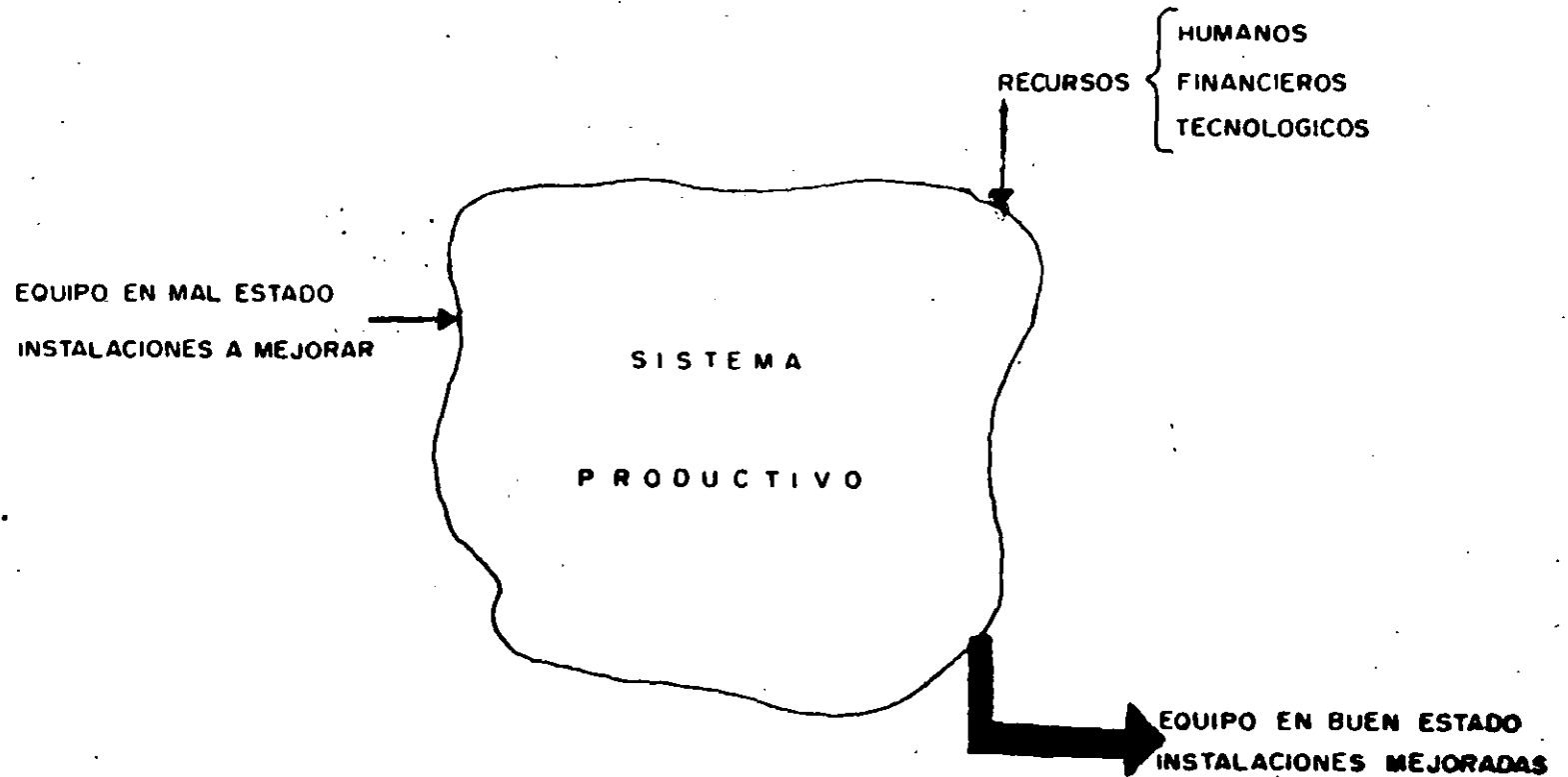
a).- SE CREAN LAS AYUDAS PARA LOGRAR LOS OBJETIVOS.

b).- SE VE QUE SE CUMPLAN CON EL TIEMPO

c).- SE CHECA QUE LA INVERSION SEA LA PREVISTA.

d).- SE ASEGURA QUE LAS METAS DESEADAS SEAN ALCANZADAS.

DEPARTAMENTO DE MANTENIMIENTO Y TALLERES



Selección de equipo

INDICE

1. INTRODUCCION
2. TERRENOS Y MALLA DE TIERRA
3. DISEÑO SISTEMA ELECTRICO
4. INTERRUPTORES
5. TRANSFORMADORES
6. PARARRAYOS
7. PROTECCIONES Y CONTROL
8. SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMA C.C.
9. ALUMBRADO
10. AUTOMATISMO
11. BIBLIOGRAFIA

- TABLA 1 REVISION TRIENAL DE INT. Y SECC. EN HH
- TABLA 2 HORAS HOMBRE INVERTIDAS EN CONSERVACION DE INTERRUPTORES DURANTE 6 AÑOS.
- TABLA 3 CARACTERISTICAS DE LAMPARAS DE ALUMBRADO
- TABLA 4 ILUMINANCIAS
- FIGURA 1 DISPOSICIONES DE ESQUEMA ELECTRICO
- FIGURA 2 DIFERENTES REALIZACIONES DE ESTRUCTURA SOPORTE DEL SISTEMA ELECTRICO.
- FIGURA 3 ESQUEMA ELECTRICO PROTECCION SOBRECARGA INSTANTANEA TRANSFORMADOR.
- FIGURA 4 DIFERENTES TIPOS DE APARATOS DE ALUMBRADO CONVENCIONAL.
- FIGURA 5 DISTRIBUCION DE APARATOS CON DISPOSICION CONVENCIONAL Y HORIZONTAL CON PROYECTORES.
- FIGURA 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR
- FIGURA 7 FOTOGRAFIAS DE SISTEMAS DE ALUMBRADOS COMPARADOS

1. INTRODUCCION

Al comparar el diseño y tecnologías aplicadas en instalaciones de transformación realizados en los años 50 con las que se están construyendo en la actualidad, encontraremos diferencias muy notables.

Las realizaciones actuales además de instalar aparatos de mayor calidad, tiene en cuenta el futuro ahorro en la conservación de los equipos y es más exigente en cuanto a disponibilidad.

Es frecuente en instalaciones de antiguos diseños, no hacer mas modificaciones que las que vienen impuestas por la evolución de la demanda con aumento de transformación o, sustitución de interruptores por falta de potencia de cortocircuito.

Trataremos de plantear en estas notas el interés que tiene hacer modificaciones, en muchas ocasiones con una repercusión económica directa, en otras con mejora de la seguridad de las personas o de calidad de servicio, si es que no afectan a los tres factores enunciados.

2. TERRENOS Y MALLA DE TIERRA

En instalaciones situadas en la cornisa cantábrica era frecuente la disposición del parque de salida de líneas en hierba ya que, por la humedad de la zona, se mantenían con un bonito aspecto, sin importar los cortes periódicos, muchas veces sin coste por aprovecharse como alimento para el ganado.

Si al año se precisan unos cinco cortes de hierba, resulta un costo anual de unas 125 ptas/m².

La realización de un desmonte de unos 15 cm y su posterior relleno con grava, tiene un coste aproximado de 1.000/- ptas/m².

Como ventajas adicionales obtenemos reducir la tensión de paso y contacto es decir mejorar la seguridad de las personas. También evitaremos posibles incidentes del personal dedicado a la siega sistemática. La instalación queda más segura por no ser posible la propagación de probables incendios, al no tener hierba que en verano podría estar alta y seca.

Es aconsejable, antes de decidir la implantación de la capa de grava, estudiar la malla de puesta a tierra y hacer una medición de tensión de paso y contacto por si fue-

ra necesario algún refuerzo en el sistema de puesta a tierra, para quedar dentro de lo exigido por el Reglamento.

También debemos mencionar la malla metálica de limitación de la instalación. Si esta malla tiene su pintura en mal estado no se debe proceder a su repintado. El m² de pintura puede costar por encima de 1.000 ptas/m², por ambas caras. La malla metálica de Al o galvanizada plastificada, cuesta unas 900 ptas/m² por lo que es claro el interés de la sustitución de la malla, pintando solo los tubos soporte, aunque haya que agregar la mano de obra para la sustitución.

3. DISEÑO SISTEMA ELECTRICO

El diseño del esquema eléctrico ha variado radicalmente debido a dos factores principalmente: mayor fiabilidad de los interruptores y tener los sistemas mallados.

Anteriormente, primaba la colocación del by-pass con diseños con una o dos barras como pueden ser los A, B, C, D, de la fig. 1. Actualmente es muy raro instalar by-pass, yendo a esquemas como los M, N, P, Q.

Pudiera razonarse que, aunque si se hiciera nueva la instalación, no se configuraría con by-pass, deben utilizarse

en instalaciones que lo tienen, ya que el desembolso está hecho.

Si comparamos el esquema A con el M la diferencia es de 7 seccionadores a 4. Es decir la eliminación del by-pass implica la de tres seccionadores.

En la tabla siguiente se indica las horas hombre (hh) utilizadas en una revisión trienal de interruptor y seccionador para diferentes tensiones.

	<u>220 kV</u>	<u>132 kV</u>	<u>46-30 kV</u>	<u>13 kV</u>
Seccionador	29	19	15	5
Interruptor	82	62	36	26
Posición con by-pass (7 sec)	285	195	141	61
Posición sin by-pass (4 sec)	198	138	96	46
DIFERENCIA	87	57	45	15

TABLA 1 REVISION TRIENAL INT. Y SECC. hh

De esta tabla se deducen dos consecuencias importantes:

~~1a~~ No se mejora la disponibilidad, ya que la revisión de tres seccionadores más, es similar a la de un interruptor.

2a Un ahorro de hh entre un 42 y un 33%, según tensiones.

Excepcionalmente no se quitarán by-pass existentes en posiciones de líneas en antena o de bancos cuando es único.

En disposiciones de barra auxiliar como la C, se deberá considerar la posibilidad de modificarlo a doble barra como la M figura 1, con lo que se obtiene una mayor disponibilidad y flexibilidad. En dicha disposición si se impone la necesidad de by-pass, se puede estudiar la posibilidad de modificarlo con la fórmula D, para proteger las líneas por parejas, cortando la continuidad de la barra. Esta disposición tiene la ventaja que en caso de falta (en la línea sin interruptor), no haría disparar a todas las alimentaciones lo que produciría un 0 de tensión. En la situación planteada como alternativa, la falta de una línea solo afecta a la pareja.

Los by-pass suelen obligar a la disposición de otro plano de barras, al eliminarlos se quitan los aparatos situados a mayor nivel.

El nivel de riesgo personal no solo disminuye por quitar los elementos a mayor altura, o ser menos los elementos a revisar, sino por quitar puntos de tensión que pueden dar lugar a equívocos.

La realización de maniobras se simplifica.

Al estar menos elementos en tensión es menor la probabilidad de averías.

Es muy sencillo el diseño de bloqueos que eviten falsas maniobras.

Puede eliminarse parte de la estructura soporte con el consiguiente ahorro en pintura.

Se simplifica el control.

Si se desmontan seccionadores de buena calidad y estado, pueden utilizarse para sustituir otros que esten en mala situación.

Es muy sencillo, con aisladores procedentes de un by-pass, hacer un juego de puentes, que estaría previsto para puentear algún interruptor que sufriera una seria avería o fuera preciso sustituir.

En la figura 2 se ven tres disposiciones de estructura en celosía en sistema de 220 kV y una de sección variable en 132 kV. Son realizaciones del año 1958, 1974, 1989 y 1992 respectivamente.

Debe notarse, comparando la vista A con cualquiera de las otras, que la desaparición del by-pass, implica anular el llamado "seccionador de carro", seccionador situado en altura que aísla ambos lados del interruptor. Este seccionador siempre ha sido de conservación muy problemática por la transmisión con cadena para conseguir la traslación de ambas columnas de seccionadores. Anulado el by-pass es sencillo la ubicación de seccionador de línea como se ve en las secciones B, C o D de dicha figura y eliminar un pilar de la estructura.

4. INTERRUPTORES

Aunque los interruptores actuales existentes en el mercado tienen grandes ventajas respecto a fiabilidad y coste de conservación, respecto a los de hace 40 años, la amortización de la inversión no justificaría la sustitución de interruptores en buen estado y para los que se cuenta con repuestos.

Vamos no obstante a plantear la situación de instalaciones en las que estaban instalados interruptores de seccionamiento y ruptura por aire comprimido con el consiguiente equipo de aire centralizado.

Se reflejan horas hombre empleadas en el mantenimiento de interruptores durante un período de seis años, separando interruptores de aire comprimido con un sistema de producción y almacenamiento del aire centralizado, de interruptores de pequeño volumen de aceite (Tabla 2).

6 AÑOS

	<u>Nº</u>	<u>MANT.</u>	<u>AVER.</u>	<u>R.A.P.</u>	<u>TOTAL</u>	<u>MEDIA</u>	<u>MEDIA/2</u>
Sist. Aire	21	19.086	1.451	3.881	24.418	1.162	581
380 kV	11	3.901	134	12	4.047	368	184
AIRE 220 kV	73	18.882	1.384	341	21.607	296	148
132 kV	51	5.659	436	280	6.375	125	62
TOTAL	135	37.528	3.084	4.514	56.447	418	209
380 kV	25	7.204	297		7.513	300	150
FEQ. 220 kV	138	25.276	275		25.954	188	94
VOL. 132 kV	195	27.805	2.281		30.104	154	77
ACEITE TOTAL	358	60.285	3.153		63.571	177	88

MANT.: Revisión periódica

AVER.: Reparación averías

R.A.P.: Pruebas para cumplimentar el reglamento aparato a presión.

TABLA 2: HORAS HOMBRE INVERTIDAS EN CONSERVACION DE INTERRUPTORES DURANTE 6 AÑOS.

De su estudio podemos sacar varias consecuencias. Entre ellas señalaremos comparando los de aire con los de pequeño volumen:

Precisan de un 30 a un 60% más hh de revisión.

Necesitan el 50% más de mantenimiento correctivo.

Si hacemos recaer, proporcionalmente al número y tensión de interruptores el trabajo empleado en el sistema centralizado de aire y se agregan el tiempo empleado en R.A.P., las horas hombre necesarias por trienio serían:

- Int. 380 kV 184 + 159 = 343 hh
- " 220 kV 148 + 106 = 254 hh
- " 132 kV 125 + 53 = 178 hh

El 240% superior a los interruptores de pequeño volumen.

En instalaciones donde se han ido sustituyendo interruptores de aire comprimido, quedando solo uno ó dos, debe considerarse su sustitución, para eliminar totalmente el aire, ya que las 581 hh trienales de conservación del sistema de aire recaerán sobre el único interruptor que esté instalado.

5. TRANSFORMADORES

Con la utilización de chapa magnética de grano orientado a partir de 1960 y un diseño más detallado, se han reducido notablemente las pérdidas de los transformadores, tanto en el hierro como en el cobre.

Se puede considerar un 50% en el hierro y un 30% en el cobre la reducción de pérdidas de un transformador de fabricación actual respecto a uno comprado hace cuarenta años.

Se han hecho estudios sobre un numeroso parque de máquinas de más de cuarenta años en servicio, no siendo rentable su sustitución (considerando 7 ptas. el coste del kWh), a pesar de considerar el precio como chatarra del transformador viejo, atendiendo solo a mejora de pérdidas. No obstante este término hace decidir, sin duda, la sustitución de transformadores muy antiguos, con una fiabilidad en descenso.

Se debe sin embargo atender a mejorar el equipo de control de refrigeración y regulación. La inversión para la sustitución de fusibles por interruptores magnetotérmicos, sustitución de contactores o termostatos en mal estado, es rentable en cuanto se considere pueda evitar la avería de un solo motor.

6. PARARRAYOS

Actualmente es admitido el óxido de Cinz como el producto mejor para la limitación de tensión de autoválvulas.

El elemento que fundamentalmente debe protegerse de sobretensiones, en un parque, es el transformador de potencia.

Hoy día está totalmente admitido que una correcta protección de los transformadores se realiza instalando autoválvulas en todos los devanados de la máquina y situados inmediatos a ella (15-20 m. como máximo). Es muy importante que la unión a la malla de tierra de las autoválvulas, neutro y cuba del transformador, sea lo más directa posible.

En proyectos antiguos era habitual la disposición de las autoválvulas sobre barras generales. La modificación de situación o colocación de pararrayos individualizado para cada transformador es siempre una inversión rentable. Debe hacerse notar que el precio, tensión y potencia de un transformador es normal esten en la misma proporción. El precio de un pararrayos está muy condicionado por la tensión, por lo que aún en transformadores de poca potencia, es rentable una inversión que puede evitar una seria avería y el deterioro de la calidad de servicio.

7. PROTECCIONES Y CONTROL

Naturalmente que se ha alcanzado un avance en este tema considerable, consiguiendo con los relés electrónicos una sensibilidad y precisión muy superior a la conseguida con los electromecánicos.

No obstante no parece, hablando de sustituciones parciales, una inversión muy rentable la que se hiciera en este tema. No es recomendable la renovación generalizada de relés salvo que esté enfocada dentro de una total sustitución del control. Los relés electrónicos tienen unas exigencias para no ser influidos por radiaciones electromagnéticas que en relés electromagnéticos no tienen importancia.

Es sin embargo interesante y de poco coste la sustitución de fusibles de control por interruptores con protección magnetotérmica y contacto auxiliar.

En diseños antiguos era muy frecuente dotar las posiciones de elementos de medida con una gran profusión. La instalación de contadores, megavatímetro, amperímetros, etc., en cada posición, era frecuente.

Actualmente se montan los aparatos de medida indispensables. Un amperímetro con maxímetro es suficiente por lí-

nea. Contadores solo se instalarán en líneas de alta y en transformador donde también es interesante la medida de energía reactiva. Salvo que la línea sea para un cliente y se facture con su contador, no tiene porque ser necesaria la medida generalizada en líneas de salida.

Es interesante anular las conexiones de todos los elementos de medida, que no se utilicen, ya que con ello, además de lograr reducir los circuitos y por tanto la posibilidad de avería, se descarga los t.t., evitando las caídas de tensión, que puede afectar a los contadores realmente importantes, sobre todo si son de facturación. En los circuitos de intensidad también es interesante la eliminación de aparatos sin utilización para mejorar la clase del t.i al reducir la impedancia de salida.

Puede ser interesante mejorar la protección de transformadores como se indica:

Es casi habitual tener las protecciones de sobreintensidad instantánea de los transformadores anulada. Como es sabido es muy difícil conseguir la selectividad necesaria para que, en un cortocircuito cercano sobre una línea, disparen sus relés instantáneos sin que actúe el disparo instantáneo de trafo.

Bastantes cortocircuitos se producen por olvidos de puestas a tierra y, en todo caso, un disparo por falta en barras, si no hay líneas con retorno, se tendrá que ratificar volviendo a dar tensión con el banco. Con el planteamiento que vamos a describir, se llega a la conclusión de que puede compatibilizarse la intervención del elemento instantáneo sin actuaciones inoportunas por falta de selección. Para ello se agrega un relé temporizado que permite la actuación de los relés instantáneos de sobreintensidad del neutro, durante un breve tiempo después de la energización o reenganches. Transcurrido ese tiempo la protección instantánea se bloquea, como se ve en esquema de la fig. 3.

8. SERVICIOS AUXILIARES Y SISTEMA DE C.C.

El buen diseño de estos elementos, como de cualquier infraestructura, es fundamental para el funcionamiento fluido de los componentes principales.

Hace unos años era generalizada la protección de circuitos auxiliares tanto de corriente alterna como de continua a base de fusibles con los grandes inconvenientes que pueden presentar su fusión: para sustituir por el correcto, identificarlo o posible avería en motores.

El diseño de cuadro de servicios auxiliares y c.c. nuevo, en base de salidas protegidas por pequeños interruptores, con protección magnetotérmica, es una inversión que por su poco monto e importante repercusión en la buena actuación del conjunto da una gran rentabilidad y es básico en instalaciones desatendidas. La distribución de alimentaciones y alumbrado de edificios irán protegidos con pequeños cuadros comerciales con salidas protegidas con magnetotérmicos y diferenciales en los que lo precisen.

Se debe sustituir el cableado de distribución eléctrica, en edificios antiguos, cuando su aislamiento sea a base de componentes asfálticos que se degradan con el tiempo.

Sería inconcebible tener un incendio en una instalación eléctrica por un cortocircuito en los circuitos de alumbrado.

9. ALUMBRADO

Este tema podemos dividirlo en dos apartados con problemática totalmente diferenciada según sea intemperie o interior.

T I P O	RENDIMIENTO 1 m/W	VIDA MEDIA h.	TIEMPO RECOMENDADO	EQUIPO ABRILQUE	COLOR	PRECIO 250 W			RELACION precio/vida pts. 1000/h	RELACION precio/ vida Pts €	POTENCIA INSTALADA 100 m2 100 lux W	GASTO ANUAL 10 h/día 100 m2 100 lux Pts
						LAMPARA		Equipo Pts				
						W	Pts		Pts			
FILAMENTO	8-20	1000	Instantáneo	Ninguno	Dfa	250	400	0	400	28,5	714	17.973
HALOGENA INCANDESCENTE	14-22	2000	Instantáneo	Ninguno	Dfa	250	1650	0	825	43,47	524	13.255
FLUORESCENTE	35-60	9000	Rápido	R.C.CE	Diversas	36	300	1.500	33	0,7	210,5	5.306
FLUORESCENTE SL.	47-55	5000	Rápido	Ninguno	Blanco	25	2500	0	500	9,8	196	4.399
LUZ MEZCLA	19-32,5	6000	3'	Ninguno	Algo azulado	250	2140	0	356	13,70	374	9.425
VAPOR MERCURIO A.P.	40-65	15000	5'	R.C.	Blanco Azulado	250	2500	6.000	166	3,19	190,5	4.801
HALOGENURAS	67-80	6000	6'	R.C.CE	Dfa	250	9500	17.800	1.583	21,34	136	3.427
SODIO A.P.	90-120	12000	6'	R.C.CE	Amarillento	250	6500	10.000	541	5,15	92	2.318
SODIO B.P.	130-180	9000	7'	R.C.CE	Amarillo	250	13500	20.000	1.500	9,68	64,5	1.625

Potencia Instalada= $10000/E_{medio}$

Precio kWh: 7 B

Gasto Anual= $W \times 10 \times 360 \times 7/1000 = W,25,2$

Tabla 3 CARACTERISTICAS LAMPARAS ALUMBRADO

El alumbrado con lámpara incandescente debe proscribirse por antieconómico respecto a consumo y reposición y poco confortable. El empleo de lámparas fluorescentes 36 W es claramente el que mejores condiciones reúne para interiores. Para exteriores observando la tabla 3 se advierte la clara ventaja del alumbrado con lámparas de sodio alta presión, su color amarillo es interesante para la penetración en situación de niebla.

El color amarillo haría a estas lámparas desechables para utilizar con idea decorativa, si hay elementos vegetales.

Los alumbrados que se proyectaban hasta hace no muchos años eran con muchos puntos de luz repartidos entre el aparellaje y situados entre 3 y 5 m. de altura, como se indica en fig. 4.

Las lámparas se fueron cambiando las primitivas incandescentes por luz mezcla, o, en todo caso, vapor de mercurio, pero sin modificar aparatos.

Para fijar ideas vamos a reflejar datos comparativos del alumbrado de una superficie de 9625 m² con dos disposiciones:

Convencional: 47 luminarias

3 farolas

Lámpara vapor de mercurio 250 W

Proyectores: 18 proyectores haz disperso

Lámpara bulbo sodio alta presión 250

La distribución de puntos de luz para ambas disposiciones se representa en fig. 5.

Comparemos bajo el punto de vista de la iluminación ambas disposiciones:

	CONVENCIONAL		PROYECTORES	
	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>
0,5 m horizontal	5,58	29,19	6,97	186,76
" vertical	6,33	17,94	17,86	252,54
3,5 m horizontal	6,13	352,83	11,73	344,02
" vertical	13,18	234,89	20,13	368,57
6,5 m. horizontal	6,93	79,05	12,24	56,59
" vertical	7,20	54,87	15,35	76,80

	CONVENCIONAL		PROYECTORES	
	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>	<u>Media</u>	<u>Máxima</u>
Media horizontal	6,21		10,31	
" vertical	8,90		17,78	
" conjunta	7,92		14,05	

Tabla 4 ILUMINANCIA (lux).

De la tabla, en la que se resumen los valores de Iluminancia en planos a diferentes alturas del suelo, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

Con los proyectores se alcanza casi el 180% de Iluminancia.

Sólo a 0,5 m. de altura hay valores máximos en alumbrado de proyectores que pudieran dar lugar a deslumbramiento.

Realicemos la comparación de ambos alumbrados respecto a costes de construcción.

El punto de luz por proyector, considerando conducción, fundación, soporte y proyector, tiene un coste de

89.400 ptas.

En alumbrado convencional con los mismos componentes dan un coste entre material y montaje para la luminaria de:

75.370 ptas.

y para la farola de:

84.750 ptas.

El coste total será:

Para 29 proyectores 2.592.600 ptas.

Para 47 luminarias y 3 farolas 3.796.640 "

Casi un 50% más de costo para el alumbrado convencional.

Consideremos los costos de funcionamiento exclusivamente en costo de energía, suponiendo 10 h. de funcionamiento diario y 7 ptas. el coste del kWh. El coste de la energía consumida anualmente por los reflectores será:

$29 \times 0,250 \times 10 \times 360 \times 7 = 182.700 \text{ ptas.}$

Siendo el gasto anual en energía del alumbrado convencional:

$$50 \times 0,250 \times 10 \times 360 \times 7 = 315.000 \text{ ptas.}$$

Lo que representa un ahorro anual de 132.300 ptas. en caso del alumbrado con reflectores.

Si se tiene en cuenta el ahorro en material y mano de obra de reposición, la adopción de célula fotoeléctrica para gobierno automático del alumbrado, la disposición de dos circuitos para habitualmente disponer del 50% del alumbrado, puede llegar a hacer rentable la inversión de sustitución del alumbrado.

Se han considerado diferentes tipos de proyecto con varias potencias y situados a alturas diferentes. Naturalmente puede realizarse un alumbrado más barato utilizando menos reflectores de más potencia, pero iría en detrimento de la calidad del alumbrado al aumentar el deslumbramiento.

Se ha seleccionado un proyector de haz muy disperso y con una potencia de 250 W en sodio alta presión que consideramos discreta. Este reflector está dotado de giro en plano vertical y en el horizontal hasta 360°, lo que nos da una gran versatilidad en el alumbrado al poder variar su dirección según la necesidad.

También la altura elegida con un soporte muy sencillo de 1,5 m. es fruto de varios tanteos. La altura de 1,7 a la que resulta situado el punto de luz es muy buena para la actuación sobre él en cuanto a conservación y movimiento cuando se precisa. Esta altura también es apropiada para lograr un bajo deslumbramiento.

En la fig. 6 se representa la curva fotométrica del reflector viéndose en las fotografías de fig. 7, el aspecto del conjunto de este alumbrado con reflectores y un caso de alumbrado convencional.

10. AUTOMATISMO

El ahorro que supone evitar el personal, a pié de instalación, para realizar la operación y resolver las incidencias que puedan producirse, es muy alto.

El gasto de personal continuado es muy caro y con la calidad y estabilidad actual de instalaciones y sistemas, sólo es justificable para el control de conjuntos de instalaciones.

La automatización de las instalaciones para poder dejarlas sin atención directa y continuada es barata y de una gran rentabilidad.

No vamos a profundizar en el diseño de una automatización, pero sí apuntaremos que debe ser muy sencilla para conseguir una gran seguridad.

En alimentaciones o líneas de alta además de contemplar el reenganche en caso de disparo se debe prever un cero de tensión debiendo disparar el automatismo todas las líneas, para poder seleccionar y aislar la línea que pudiera tener la falta que ocasione el 0 de tensión.

En media tensión somos partidarios en pro de la sencillez indicada, de disponer sólo reenganches en líneas y uno sólo en transformador.

Con estos automatismos y una transmisión de alarmas para poder acudir personal en caso de anomalías, es posible la eliminación de la atención continua. Naturalmente lo ideal es disponer de un telecontrol que pueda controlar la instalación desde un Centro de Control general.

Debe tenerse en cuenta que la renovación y puesta al día de los temas que se han examinado en este artículo son esenciales para poder abandonar con éxito las instalaciones.

11. BIBLIOGRAFIA

ESTUDIOS COSTE/BENEFICIO PLAN DE AREA DIGET DE IBERDROLA.

SISTEMA INTEGRADO DE MANTENIMIENTO.

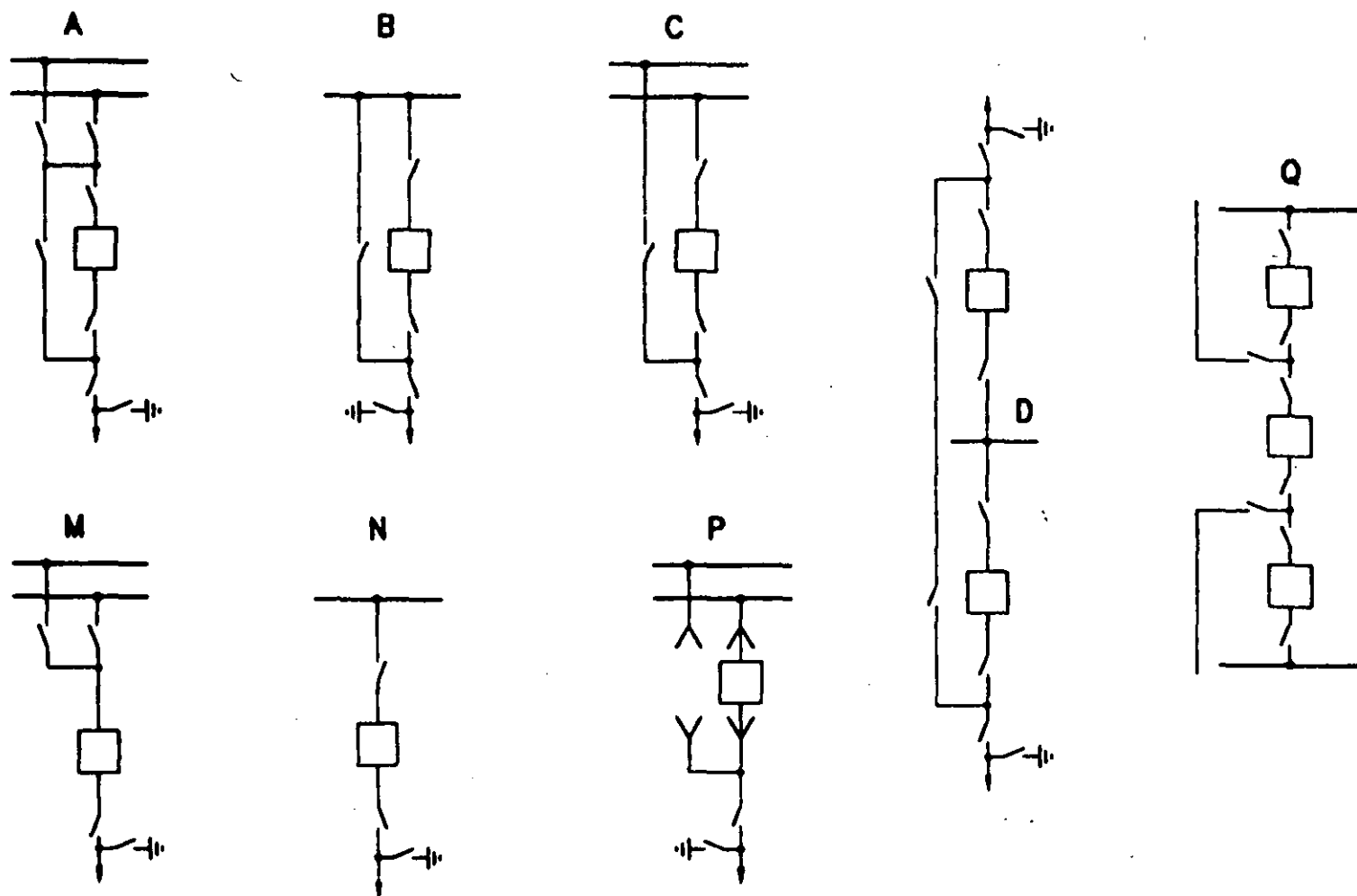


Fig.1 DIFERENTES DISEÑOS DE SISTEMAS ELECTRICOS

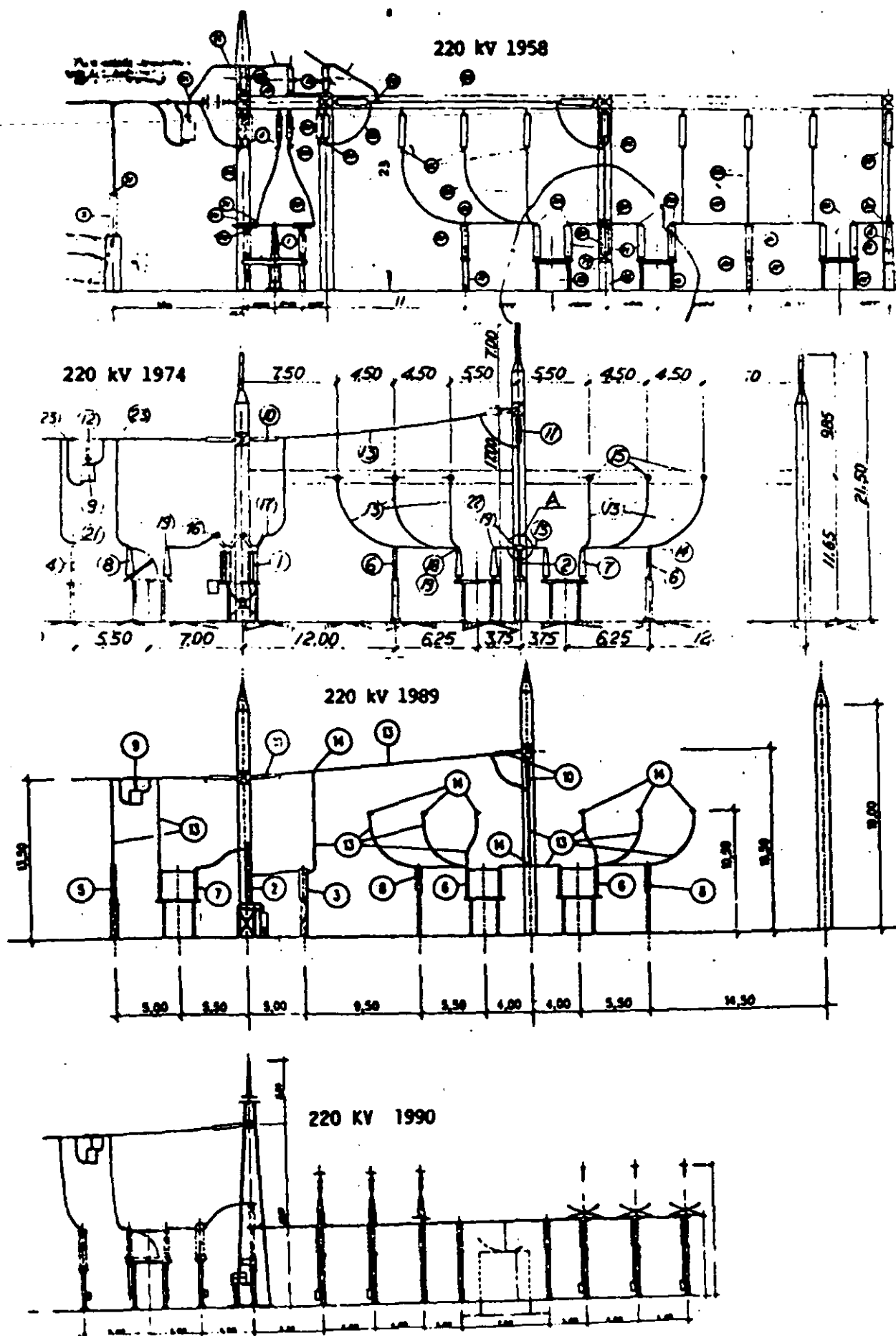


Fig. 2 DIFERENTES REALIZACIONES DE ESTRUCTURA SOPORTE DEL SISTEMA ELECTRICO

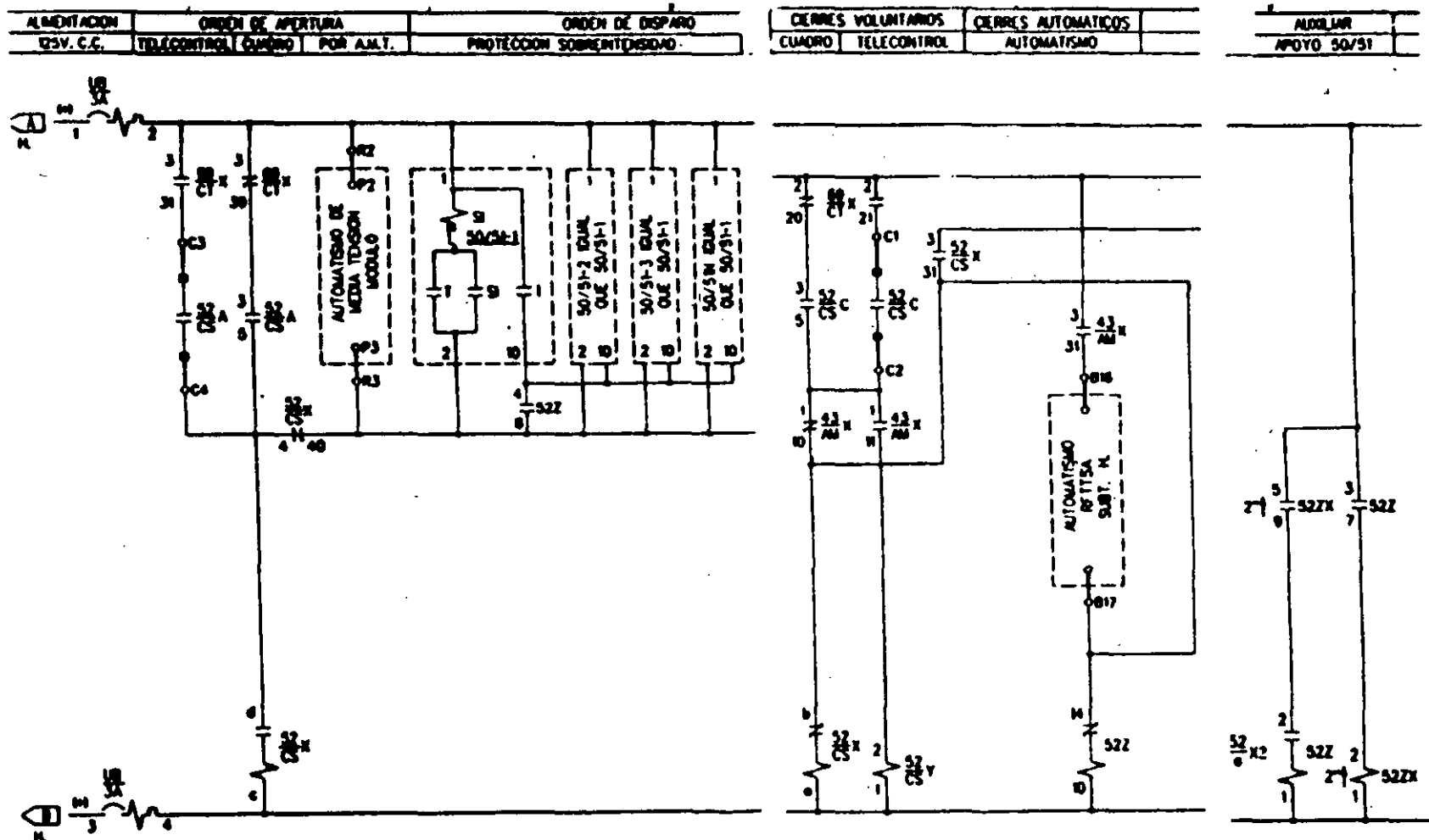


Fig. 3 ESQUEMA ELECTRICO PROTECCION SOBRECARGA INSTANTANEA TRANSFORMADOR

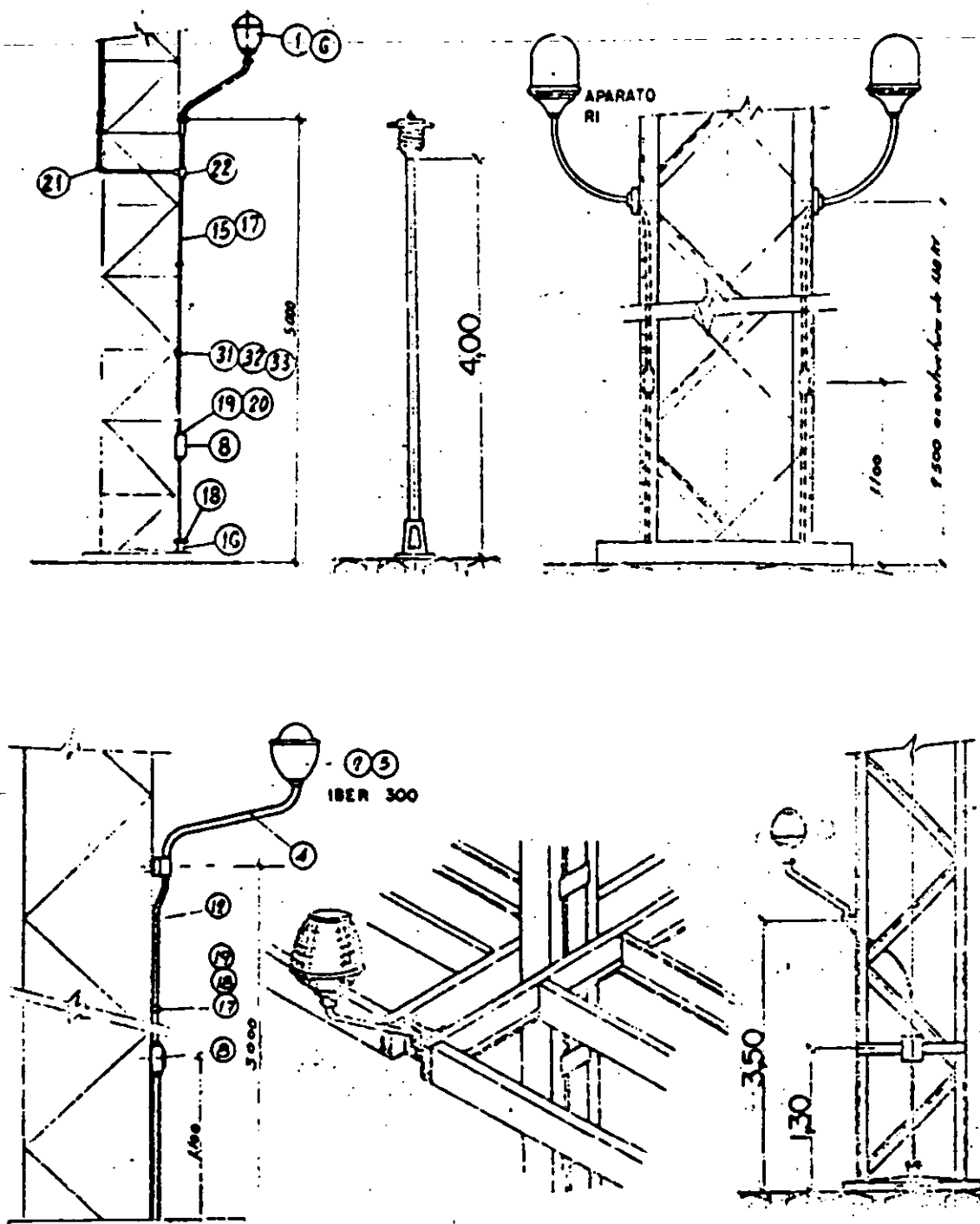
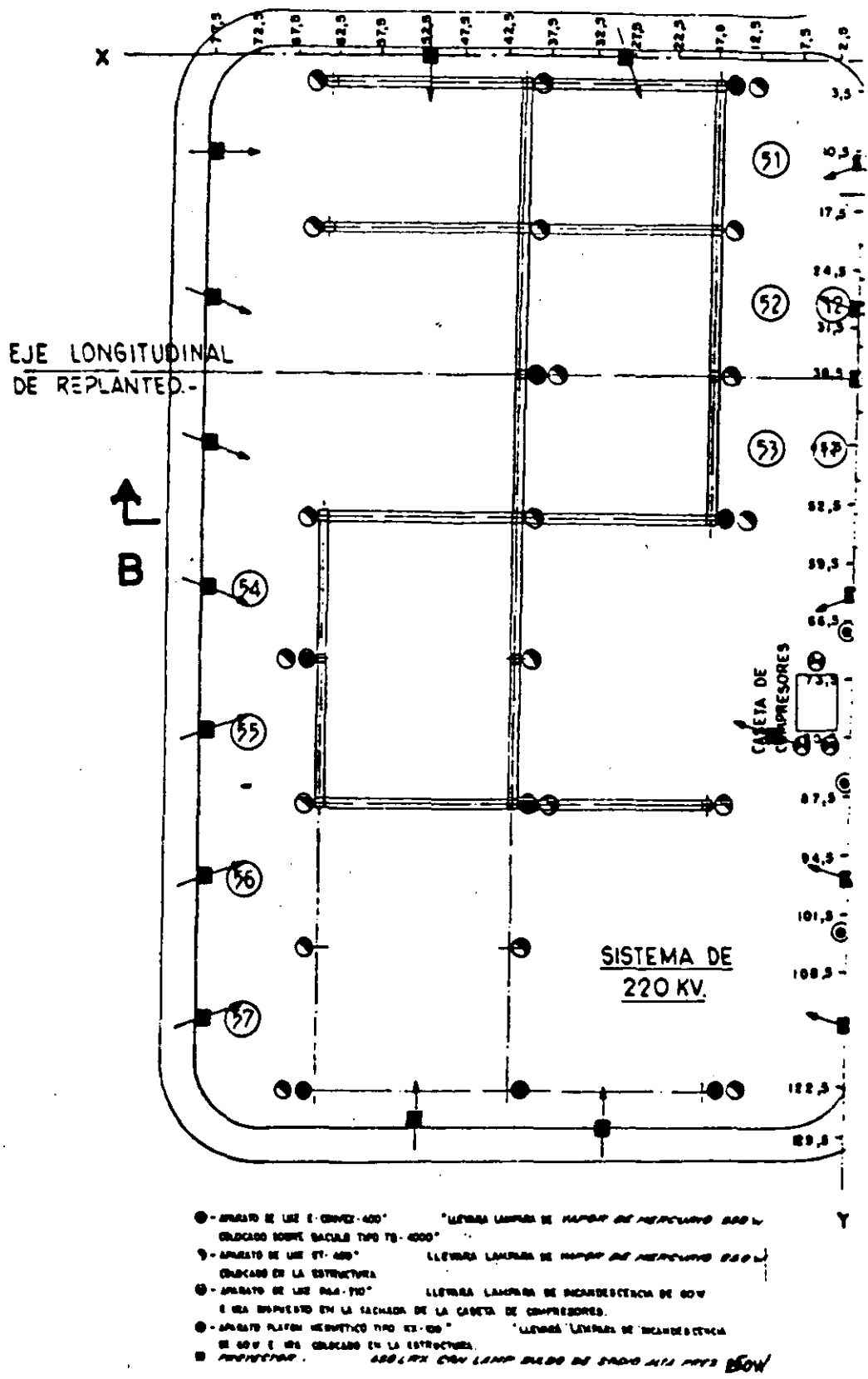


Fig. 4 DIFERENTES DISPOSICIONES DE APARATOS DE ALUMBRADO CONVENCIONAL



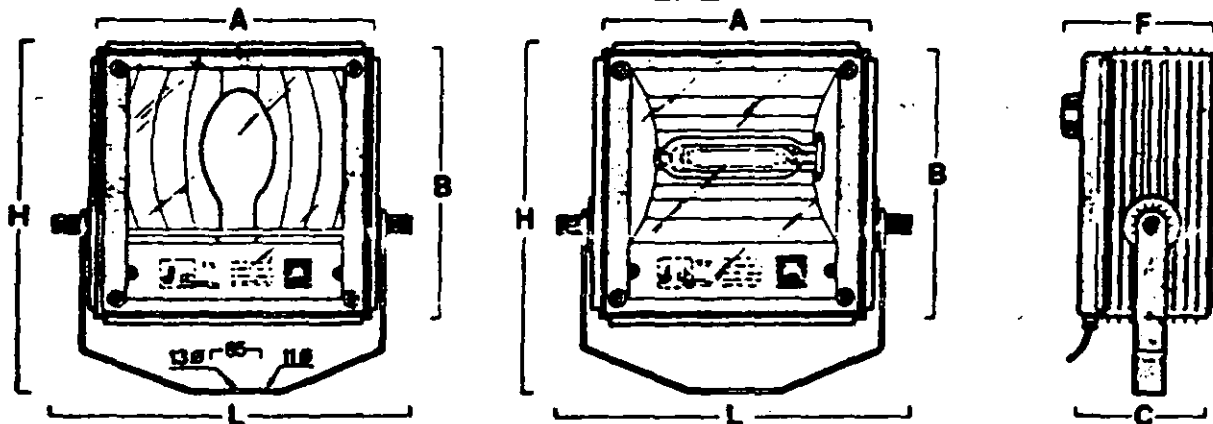
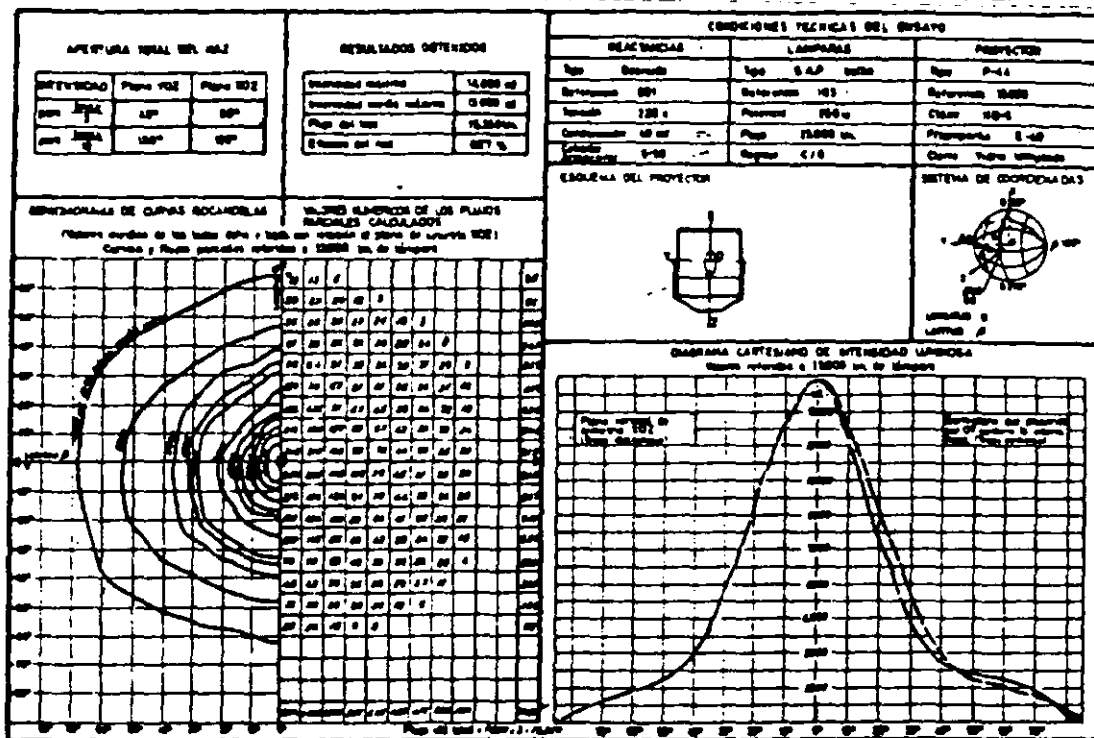
**Fig. 5 DISTRIBUCION DE APARATOS
DISPOSICION CONVENCIONAL Y HORIZONTAL CON PROYECTORES**

250 w.

DOCUMENTACION FOTOMETRICA PARA PROYECTORES

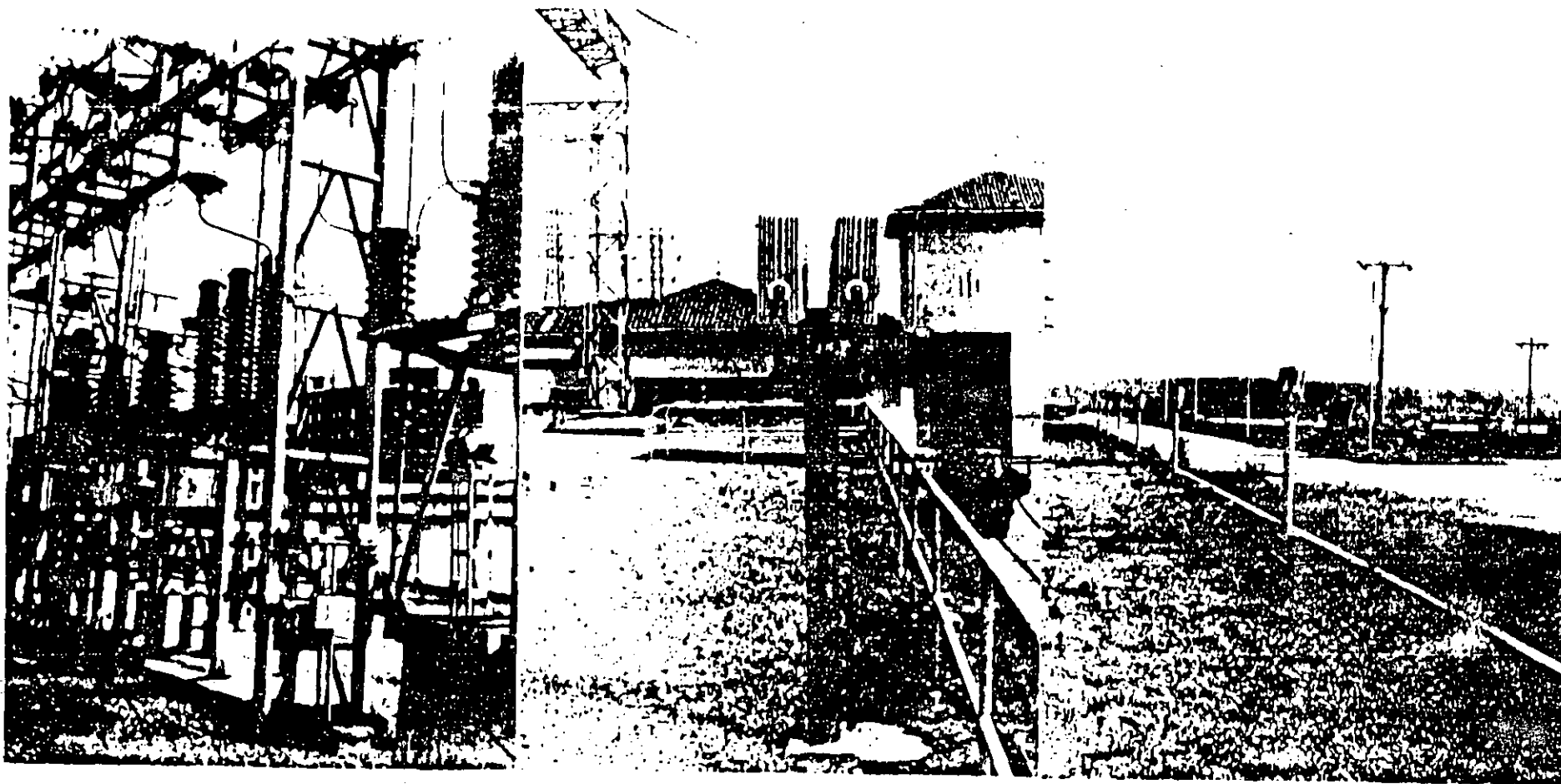
Paso 1.1.73
10 de mayo 1978

RESULTADOS DE ACUERDO CON LOS METODOS RECOMENDADOS PARA LA FOTOMETRIA DE LAMPARAS Y APARATOS DE ILUMINACION - Norma IFE-74-001



MODELO	Referencia	Lámpara	P/lámparas	A	B	C	F	L	H	Peso Kg.	Observaciones
450-LRX	36800	250 W 400 W	E-40	450	450	210	250	580	600	12,500	Con alojamiento para los accesorios de encendido

Fig. 6 CURVAS FOTOMETRICAS Y DIMENSIONES PROYECTOR



Alumbrado convencional distribuido

Alumbrado horizontal con reflectores

Fig. 7 - FOTOGRAFIAS DE SISTEMA DE ALUMBRADO COMPARADOS

OBSTACULOS QUE PROVOCAN PERDIDAS DE RECURSOS Y
TIEMPO EN UNA OBRA

- 1.- No tener plan definido de trabajo
- 2.- No tener proyecto definido para la obra
- 3.- Que no se tengan especificaciones completas para los trabajos.
- 4.- Que falten planos y catálogos actualizados
- 5.- No tener la lista de materiales necesarios a tiempo
- 6.- No tener el material suficiente a tiempo en la obra.
- 7.- No tener medios para obtener el material a tiempo
- 8.- No hacer anticipadamente las requisiciones de materiales equipo, herramientas, etc., que se van necesitando.
- 9.- No especificar detalladamente en la requisición los materiales o equipos.
- 10.- No hacer a tiempo las órdenes de compra para la adquisición de material
- 11.- Material mal surtido en cuanto a especificaciones
- 12.- Material con falta de calidad
- 13.- Material defectuoso que origine trabajos adicionales no recuperables o que causen vicios ocultos.
- 14.- Pedir más material del necesario
- 15.- Tener que comprar, localmente materiales, sin créditos y en casas que no den los descuentos para contratistas.
- 16.- Compras de emergencia
- 17.- Compras de pánico
- 18.- Sustracciones, desperdicios y pérdidas en la obra.
- 19.- Escasez real o ficticia de material en el mercado
- 20.- No tener contratada la gente a tiempo.

- 21.- No tener bien programada la cantidad de personal de acuerdo con las áreas que se pueden atacar.
- 22.- No tener la gente debidamente contratada
- 23.- No tener el personal obrero adecuado
- 24.- No tener el supervisor idóneo para la obra
- 25.- Que el supervisor no este debidamente enterado de sus funciones, de lo que se pretende, de los trámites de costos, presupuestos, etc.
- 26.- No tener el supervisor personas que le ayuden a labores varias.
- 27.- Bajo rendimiento de personal
- 28.- Ausentismo en la obra (principalmente foránea), por días festivos, puentes, vacaciones, etc.
- 29.- Que no haya visitas periódicas de sobre supervisión
- 30.- Problemas con sindicatos
- 31.- No tener programa de obra para las instalaciones
- 32.- No tener un control adecuado para el embarque de los materiales.
- 33.- No tener un control adecuado para el recibo de los materiales
- 34.- No llevar un control adecuado para la entrega de materiales al personal
- 35.- No llevar control de avance de obra
- 36.- No tener sistemas y procedimientos adecuados
- 37.- No tener la papelería necesaria
- 38.- Que no haya coordinación con las otras secciones
- 39.- Que los receptores no tengan el personal necesario
- 40.- Que operación no tome decisiones oportunas
- 41.- Falta de bitacora en obra

- 42.- Fallas con la programación de áreas por atacar
- 43.- Falta de control adecuado de los trabajos extras, en bitácora de obra.
- 44.- No hacer las anotaciones procedentes y suficientes en bitácora
- 45.- No lograr la firma de las personas responsables, en bitácora
- 46.- No cumplir con las fechas estipuladas.
- 47.- No obtener constancia de trabajos terminados parcial y totalmente.
- 48.- Que no se cumplan las instrucciones dictadas
- 49.- Falta de balances periódicos de costos contra obra terminada
- 50.- Falta de programas para tomar decisiones
- 51.- Cambios de proyectos por fallas de diseño
- 52.- Desperfectos causados a las instalaciones por otras secciones.
- 53.- Falta de coordinación en los proyectos de las instalaciones principalmente, lo que origina interferencias
- 54.- Falta de bitácora en obra
- 55.- Que no se tengan buenas relaciones en obra
- 56.- Que no haya medidas disciplinarias con el personal
- 57.- Falta de intereses del personal
- 58.- No deslindar responsabilidades a tiempo
- 59.- No aceptar responsabilidades
- 60.- Falta de colaboración de la oficina central con los supervisores.
- 61.- No tener suministro de energía eléctrica, agua y otros elementos en el momento adecuado.
- 62.- Hacer trabajos que no correspondan a instalaciones (obra civil, taladros, resanes, etc.)

- 63.- Cambio del residente por parte del diseñador o de producción.
- 64.- Retraso en las obras imputables a las líneas de fletes y extravío o daño de los materiales y equipo.
- 65.- Falta de seguros de transporte, de maniobra de instalación, etc.
- 66.- No tener el precio unitario de los trabajos a ejecutar.
- 67.- No comprar a buen precio.
- 68.- Falta de equipo y herramienta adecuada.
- 69.- Que el presupuesto no considere el alza del precio en el material y obra de mano.
- 70.- No tener catálogo depurado de materiales y mano de obra para poder presupuestar a tiempo.
- 71.- No presupuestar los extras a tiempo.
- 72.- Gastos adicionales no previstos, como indirectos, otras áreas como auxilio, etc.
- 73.- Alto índice de imprevistos.
- 74.- Gastos fijos elevados.
- 75.- No considerar el valor real de financiamientos.
- 76.- Retraso de pagos a proveedores que reduce créditos.

M A N T E N I M I E N T O

1. PREDICTIVO
2. PREVENTIVO
3. CORRECTIVO

OBJETIVO INMEDIATO:

El objetivo inmediato del mantenimiento es conservar en condiciones de funcionamiento seguro, eficiente y confiable las propiedades de la Compañía para no demorar ni interrumpir sus servicios.

OBJETIVOS BASICOS:

El objetivo básico del mantenimiento es contribuir con los medios disponibles a sostener lo más bajo posible el costo de operación de las propiedades de la Compañía.

MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1. Los trabajos están señalados en la fecha debida
2. Da tiempo para programar y preparar refacciones
3. Da como resultado un funcionamiento eficiente
4. Aumenta la productividad
5. Uniformidad en la carga de trabajo
6. Disminución del tiempo muerto
7. Disminución de las existencias de almacén
8. Confiabilidad
9. Mayor vida útil
10. Costo de reparación global menor

PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO

1. ¿ Que debe inspeccionarse ?
2. ¿ Con qué frecuencia ?
3. ¿ A qué debe dársele servicio ?
4. ¿ Con qué frecuencia ?
5. ¿ A qué componenets debe asignársele una vida útil ?
6. ¿ Cuanto debe ser la vida útil ?
7. Reparaciones
8. Cambio de unidades.

¿ Qué debe inspeccionarse ?:

Todo lo que sea suceptible de falla mecánica como:
(desgaste, corrosión, vibración).

Todo lo que está expuesto a falla por acumulación de materias extrañas como:
(Filtros separadores de agua, drenes de tanques y depósitos).

Todo lo que sea suceptible de fuga como:
(sistemas de combustibles),
(sistemas hidráulicos),
(sistemas neumáticos),
(tuberías).

S E R V I C I O :

Se define como servicio aquéllos trabajos de mantenimiento sin los -
cuales es imposible mantener la buena apariencia y el buen funcionamiento
de las prioridades físicas del equipo tales como:

Limpieza ,
pintura,
tratamiento anticorrosivo,
lubricación,
carga de flúidos,
etc.

REPARACION :

Las reparaciones abarcan trabajos necesarios para corregir una anomalía ó falla sin recurrir al cambio de unidades.

CAMBIO DE UNIDADES:

Es necesario para establecer un plan de mantenimiento preventivo, para determinar las unidades o componentes de un equipo que deben cambiarse - - habiendo operado determinado tiempo.

Para determinar los puntos anteriores, se recurre a lo siguiente:

- Recomendaciones del fabricante.
- Recomendaciones de operadores o trabajadores por su experiencia.
- Análisis y estudio detallado del equipo, sus características de construcción y operación y las condiciones en que va a operar.

De lo cual se deduce los puntos que deben inspeccionarse

FACTORES DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El encargado de mantenimiento preventivo deberá procurar seguir los pasos - siguientes:

1. Conocer y analizar los objetivos básicos del lugar para poder definir el objetivo de mantenimiento.
2. Conocer a fondo el equipo que se maneja y también las necesidades, planes períodos y tipo de servicio.
3. Estudiar y tomar en cuenta la capacidad y la habilidad del personal.
4. Establecer programas de adiestramiento en caso que sea necesario.
5. Estudiar los diferentes planes de mantenimiento aplicables a cada equipo en particular.
6. Establecer los controles necesarios e indispensables para que el plan - prefijado se cumpla.
7. Estudiar cada 3, 6 ó 12 meses, los beneficios, dificultades y fracasos de períodos pasados.
8. Tomando en cuenta las conclusiones obtenidas en el punto anterior, iniciar una nueva acción, que afine, corrija o modifique el plan inicial.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Consiste en corregir fallas cuando se presentan, ya sea por síntomas - claros y avanzados o por paro del equipo.

Este sistema de mantenimiento, es el más generalizado por ser el que menos conocimiento y organización requiere.

El empleo único de mantenimiento correctivo origina cargas de trabajo - incontrolables, que causan actividad intensa y lapsos sin trabajo.

Cuando las necesidades son imperiosas, obligan al pago de horas extras, se interrumpe el servicio.

Hay que comprar todos los materiales en un momento dado, en resumen, son las consecuencias lógicas que se presentan cuando se sufre un accidente inesperado.

Esta forma de aplicar el mantenimiento impide al diagnóstico exacto de las causas que provocan la falla, pues se ignora si falló por mal trato, por abandono, por desconocimiento de manejo o por desgaste natural.

Son muchos los aspectos negativos que trae consigo este sistema y solo debe aplicarse como emergencia.

MOTOR Y GENERADOR CA

Utilice la Lista de Revisión siguiente, califique cada partida como sigue:

2= Aceptable

1= Manténgase bajo observación

0= Requiere atención inmediata

ARMADURA

a _____ Condición de aislamiento

b _____ Compactamiento del embobinado

c _____ Limpieza

d _____ Condición de la laminación

e _____ Condición de los contactos

f _____ Claro

g _____ Temperatura del embobinado

ROTOR

h _____ Condición de aislamiento
i _____ Compactamiento del embobinado
j _____ Limpieza
k _____ Láminas/polos
l _____ Contactos
m _____ Anillos colectores
n _____ Escobillas
o _____ Sistema Portaescobillas
p _____ Conmutador
q _____ Cojinetes
r _____ Acoplamiento flecha-diferencial
s _____ Vibración
t _____ Lubricación

Comentarios (Describa la condición de todas las partidas calificadas con cero): _____

Calificación = Suma de partidas

(40 máx.)

MOTOR JAULA DE ARDILLA-AC

Utilizando la lista siguiente de revisión, califique la partida como sigue:

2= Aceptable

1= Manténgase bajo observación

0= Requiere atención inmediata

Si no se aplica ninguna partida, califíquela con 2.

ARMADURA

- a. _____ Condición del aislamiento
- b. _____ Compactamiento del embobinado
- c. _____ Limpieza
- d. _____ Condición de las láminas
- e. _____ Condición de los contactos
- f. _____ Claro
- g. _____ Temperatura del embobinado

ROTOR

- h. _____ Compactamiento del embobinado
- i. _____ Limpieza
- j. _____ Láminas/polos
- k. _____ Cojinetes
- l. _____ Acoplamiento flecha-diferencial
- m. _____ Vibración
- n. _____ Lubricación

Comentarios (Describa la condición de todas las partidas calificadas con 0): _____

Calificación = Suma de partidas

(28 máx)

- DIFERENTES CONDICIONES DE TRABAJO DE LAS PIEZAS
- UTILIZACION DE DIFERENTES TIPO DE MATERIALES ENTRE LAS PIEZAS, A CAUSA DE LA NECESIDAD DE DISMINUIR LAS PERDIDAS DE ENERGIA POR FRICCION.
- EXISTENCIA DE VARIACIONES EN LAS PROPIEDADES DE LOS MATERIALES, TOLERANCIA DE FABRICACION Y LAS CON-
DICIONES DE LINEALIDAD, PARALELISMO, PERPENDICULARIDAD.
- INFLUENCIAS DIVERSAS DE LAS CONDICIONES DE EXPLOTACION SOBRE LAS DISTINTAS PIEZAS
- RESPETAR LOS FACTORES DE SEGURIDAD DE LOS QUE EN EL DISEÑO JERARQUIZAN LOS ELEMENTOS INTEGRANTES DEL EQUIPO.

1º DEBEMOS PREFIJAR LOS DIFERENTES PERIODOS DE TRABAJO DE LAS PIEZAS EN FORMA OPTIMA SIN PERMITIR A QUE LLEGUEN A SU PERIODO DE NO REUSO. (TODAS SIN EXCEPCION)

2º SE DEBE PREPARAR UN PROGRAMA DE SUBSTITUCION DE PIEZAS EL CUAL DEBE COINCIDIR FORZOSAMENTE EN LA OPTIMIZACION Y ECONOMIA DE LOS PAROS RUTINARIOS QUE SE TENGAN PREPARADOS PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO, PARA LO CUAL SE DEBE TENER LOS ELEMENTOS LISTOS PARA NO HACER MAYOR LA INTERRUPCION A LA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

COSTO DE FABRICACION DEL EQUIPO NUEVO

$$C = \frac{Q_1 + \sum q_1}{L_1} = \frac{Q + \sum q}{L}$$

DONDE:

$\sum q$ = GASTOS POR MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y REPARACIONES EVENTUALES

L = PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO NUEVO EN HORAS, DIAS O AÑOS DE TRABAJO

Q_1 = GASTOS PARA LA RECUPERACION DEL EQUIPO

$\sum q_1$ = GASTOS PARA EL MANTENIMIENTO PREVENTIVO DEL EQUIPO DURANTE UN NUEVO PERIODO DE EXPLOTACION.

L_1 = PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO DESPUES DE LA RECUPERACION GENERAL PARA UNA NUEVA EXPLOTACION

EN LA PRACTICA PODEMOS EXPRESAR QUE CUANDO

$$Q_1 < Q, \sum q_1 > \sum q \quad \text{o} \quad L_1 < L$$

, LA PRIMERA IGUALDAD SERA POSITIVA Y CONSTANTE NO ASI CON LAS OTRAS DOS DESIGUALDADES.

PRIMER GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} < t$

DONDE:

t_{DESG} = PERIODO DE SERVICIO DE LAS PIEZAS POR DESGASTE

t_{SOL} = PERIODO DE SERVICIO DE LAS PIEZAS POR SOLIDEZ

t = REPARACION GENERAL

SEGUNDO GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} = t$

TERCER GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{DESG}} = t_{\text{SOL}} > t$ EN ESTE CASO:

$$\frac{t_{\text{DESG}}}{t} = \frac{t_{\text{SOL}}}{t} > 1$$

CUARTO GRUPO

LAS PIEZAS EN QUE $t_{\text{SOL}} > t_{\text{DESG}} < t$ DE DONDE TENEMOS:

$$\frac{t_{\text{DESG}}}{t} = k_1 \quad \text{y} \quad \frac{t_{\text{SOL}}}{t} = k_2$$

DONDE: k_1 y k_2 SON NUMEROS MAYORES QUE 1

$$\alpha_t = \frac{t}{t + t_r} \times 100$$

DONDE:

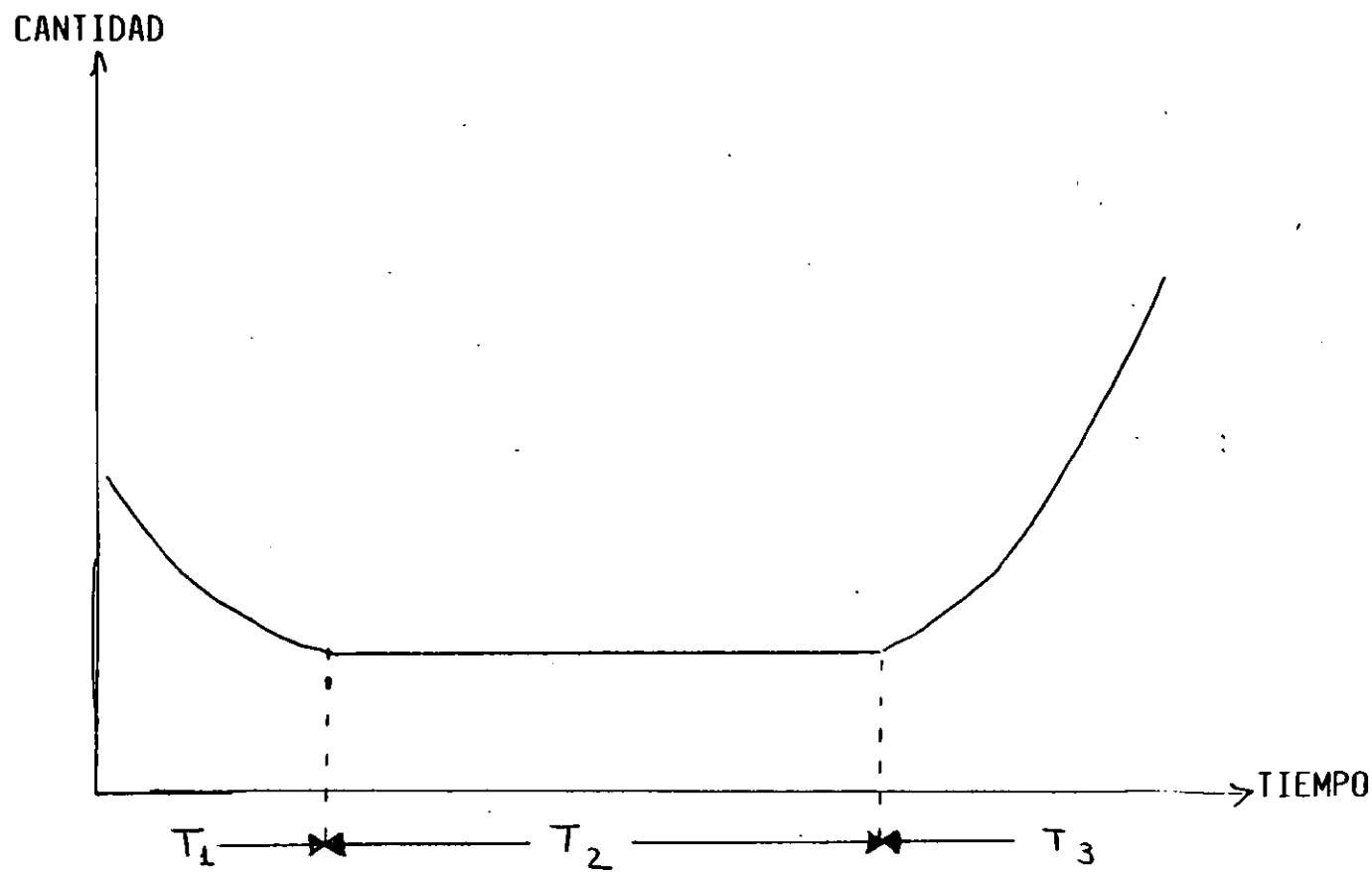
t = TIEMPO PROMEDIO DE TRABAJO SIN ROTURAS (EN HORAS, DIAS, AÑOS).

t_r = TIEMPO PROMEDIO DE LA REPARACION

DURANTE EL PERIODO DE SERVICIO DEL EQUIPO, ESTE COEFICIENTE VA DISMINUYENDO Y ALCANZA SU MINIMO VALOR EN EL TERCER PERIODO SEGUN GRAFICA.

LAS PROPIEDADES DE LAS PIEZAS ESTAN RELACIONADAS ENTRE SI.

LA PIEZA PUEDE PERDER LA RESISTENCIA AL DESGASTE, PERO CONSERVAN LA SOLIDEZ;Y AL MISMO TIEMPO EN MUCHOS CASOS OCURRE TAMBIEN LA PERDIDA DE LA RIGIDEZ, ESTO NOS LLEVE A LA FORMACION DE CUATRO GRUPOS.



- h) El número de grupos de mantenimiento de algunas líneas aéreas, mantenimiento eléctrico o mecánico.

LA TEORIA DE LINEA DE ESPERA TIENE LOS SIGUIENTES OBJETIVOS:

- a) Caracterizar cuantitativa y cualitativamente a una cola
- b) Determinar los niveles adecuados de ciertos parámetros del sistema que balancean el costo social de la espera con el costo asociado al consumo de recursos.

La teoría de línea de espera es un intento matemático que tiene como objetivo contestar preguntas como las siguientes:

- a) El número de médicos que deben atender el servicio de emergencia de un hospital, variando ese número en el tiempo y en el espacio.
- b) El número de camas que debe tener el pabellón gineco-obstétrico de un hospital.
- c) El número de cajas que deben operar en un banco o en una tienda de auto servicio, en función de la hora y el día de la semana.
- d) El número de autotransportes que deben distribuir productos perecederos en una región.
- e) El número de operadores de tráfico aéreo, que varían en el tiempo y en el lugar.
- f) La secuenciación automática de encendido de semáforos a lo largo de una avenida.
- g) El número de operadores que atienden llamadas de larga distancia durante un turno.

TEORIA DE COLAS
(T. DE ESPERA)

EJEMPLOS DE TEORIA DE COLAS.

- a) Regreso a la ciudad de México un domingo en la tarde por la fabulosa autopista Cuernavaca-México (70 kms, en 2 hrs., si es semana santa, 4 horas).
- b) Trayecto de la casa al trabajo en la ciudad de México por el flamante periférico (entre las 7.30 a.m. y 9.00 a.m. 13 kms. en 1 1/2 hrs.)
- c) Solicitud de un teléfono por parte de un habitante de alguna colonia popular de la ciudad de México (1 a 2 años, si hay líneas).
- d) Asistencia al cine a ver King Kong, El Padrino o, a la India María - (3 ó 4 horas esperando en la cola de la taquilla de boletos, si no se agotaron las localidades).
- e) Recepción de una carta (15 a 30 días, si no se pierde).

- 4 -

ALGUNOS CASOS DE CARACTERIZACION DE LINEA DE ESPERA

CLIENTE	ESTABLECIMIENTO	SERVICIO	SERVIDOR
Paciente	Servicio de Emergencia	Tratamiento médico	Médicos y/o enfermera.
Ciudadano	Central Telefónica	Larga distancia	Operadora- Telefónica
Ciudadano	Banco	Bancario	Cajero
Ciudadano	Tienda de autoservicio	Pago de Mercancía	Cajera
Barco	Muelle	Carga/descarga	Grúas
Avión	Pista de aterrizaje	Permiso e instrucc- ciones.	Operador de Tráfico aéreo.
Avión	Taller de Mantenimiento	Revisión y Manteni- miento.	Mecánicos expertos
Parturienta	Sala de Labor y de partos.	Partos	Ginecólogo
Paciente	Quirófano	Cirugía	Cirujano.

ILUSTRACION DE VARIOS SISTEMAS:

1.- Una cola- un servidor.

La taquilla de un cine en donde se venden boletos de acuerdo a como llegan los espectadores.

2.- Una cola-servidores múltiples en paralelo.

Una peluquería con 5 sillones (5 peluqueros), que prestan sus servicios siguiendo una política de atender a los clientes en el orden con que llegan al establecimiento (no se aceptan reservaciones).

3.- Filas múltiples-servidores múltiples en paralelo, con cambio de colas.

Es el caso de un banco, donde existen 18 cajas y los clientes se forman en la cola que más les convenga, con la opción de cambiarse de una cola a otra.

4.- Filas múltiples-servidores múltiples en paralelo, sin cambio de colas.

Es el caso de cualquier trámite burocrático, por ejemplo, la oficina de préstamos a corto plazo del BUCUPEDE (Burócratas - Cumplidos Pensantes y Dedicados) donde existen 5 ventanillas de recepción de documentos, de acuerdo a la inicial del apellido paterno (A-E, F-J, K-O, P-T, U-Z).

5) Una fila-servidores múltiples en serie.

En una embotelladora, las botellas usadas se esterilizan, después pasan al llenado del líquido, encorcholatado, etiquetado y empaquetado. Se cuenta con una sola esterilizadora, una sola máquina de llenado, una -- encorcholatadora, una etiquetadora y una empaquetadora.

6) Filas múltiples-servidores múltiples en sistema mixto.

El mismo ejemplo anterior, pero con más de una unidad de las diferentes máquinas que se mencionaron.

VER FIGURA 1.

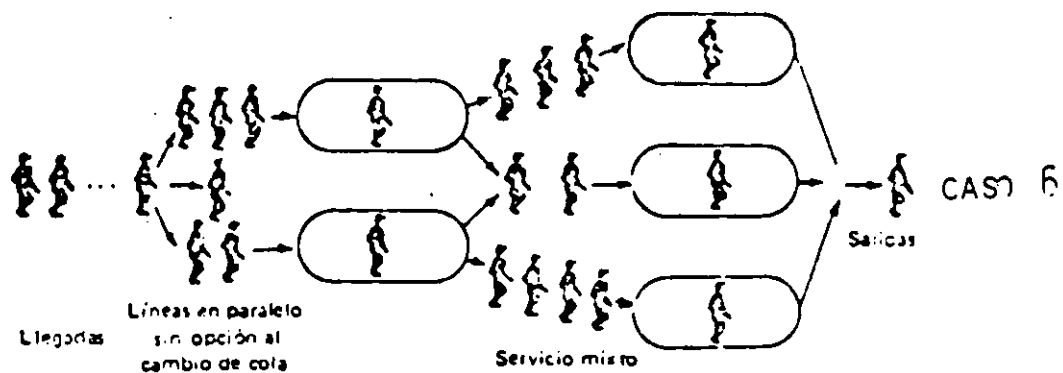
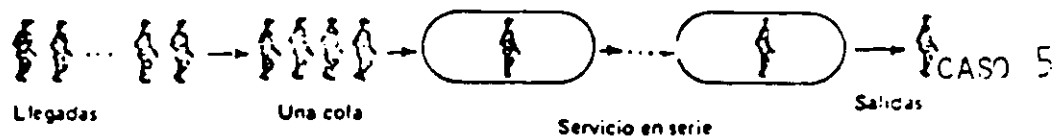
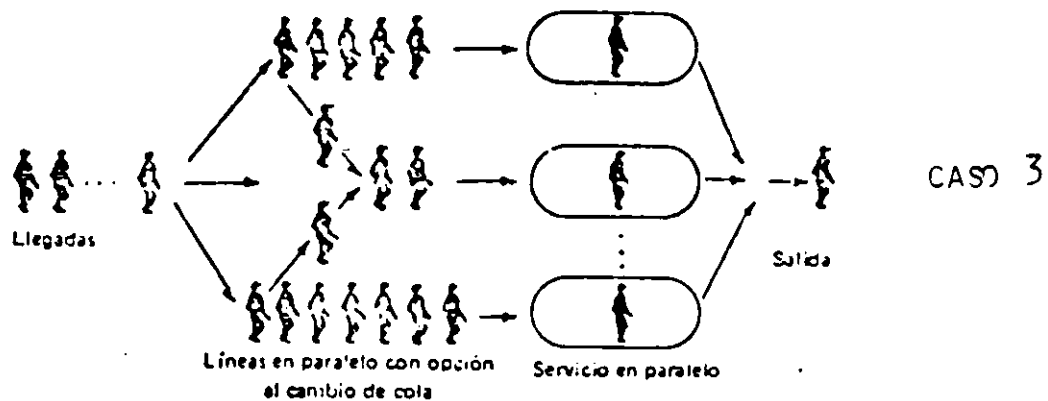
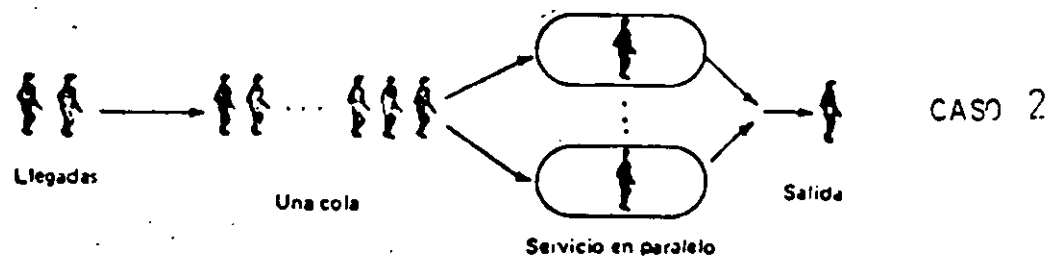
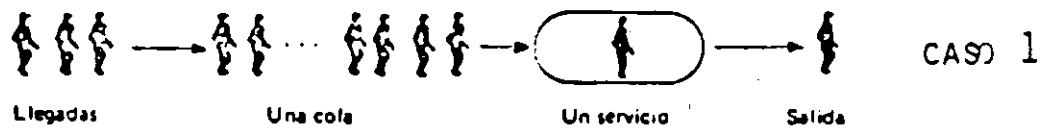


FIGURA 1

NOTACION.

λ : Número promedio de llegadas al sistema por unidad de tiempo

μ : Número promedio de servicios por unidad de tiempo

$\rho = \lambda/\mu$: Factor de utilización del sistema con un servidor

S : Número de servidores en el sistema

$P_s = \lambda / (S\mu)$: Factor de utilización de un sistema con servidores múltiples

T_s : Esperanza⁵ del tiempo de espera para que se proporcione servicio a la última llegada de la cola

T_w : Esperanza del tiempo de espera para que la última llegada de la cola abandone el sistema una vez que se le haya proporcionado el servicio

$1/\lambda$: Tiempo promedio que transcurre entre dos llegadas consecutivas

$1/\mu$: Tiempo promedio de servicio de un cliente

λ_n : Número esperado de llegadas de nuevos clientes por unidad de tiempo, cuando ya existen n en el sistema

μ_n : Número esperado de servicios por unidad de tiempo, cuando existen n clientes en el sistema. Representa la tasa combinada de servicios a la cual trabajan todos los servidores ocupados.

L : Valor esperado del número de gentes formadas en la cola

W : Valor esperado del número de gentes en el sistema, es decir, esperando en la cola y recibiendo un servicio

$P_m(t)$: Probabilidad de que en el momento t de arriba a la cola se encuentren m personas en el sistema, S recibiendo servicio, en el caso de S ($S \geq 1$) servidores, y $m-S$ formados en la cola

$P_0(t)$: Probabilidad de que en el momento t de arriba a la cola, el sistema se encuentre vacío

C_s : Número esperado de clientes que no requieren de un servicio en el momento de arribar al sistema⁶

μ_s : Utilización promedio de cada uno de los S servidores ($S \geq 1$), dada en porcentaje de tiempo

UNA COLA-UN SERVIDOR POBLACION INFINITA

Suponga una línea de espera y un servidor. La disciplina de la cola es "primero que llega primero que se le proporciona servicio".

TEORIA DE LINEAS DE ESPERA

Se supone una población infinita y una sala de espera de capacidad ilimitada. El tiempo de llegada tiene una distribución de Poisson, con media $1/\lambda$. Esto quiere decir que si, por ejemplo, llegan 5 clientes en promedio cada minuto ($\lambda = 5$), la media de la distribución es 0.2 minutos ($1/\lambda$), es decir, 12 minutos. La media $1/\lambda$ representa el tiempo promedio que transcurre entre llegadas. El tiempo de servicio tiene una distribución exponencial negativa con tiempo medio de servicio $1/\mu$.

Matemáticamente, lo anterior quiere decir que si $A(t)$ es el número de llegadas en un intervalo de tiempo T , con una distribución de Poisson, entonces la probabilidad de que $A(t)$ sea igual a k llegadas está por:

$$P\{A(t) = k\} = e^{-\lambda t} (\lambda t)^k$$

Por inducción matemática se puede llegar a que:

$$P_m(t) = \left(\frac{h}{u}\right)^m P_0(t)$$

$$P_0(t) = \frac{u-h}{u} = 1 - \frac{h}{u}$$

$$P_m = \left(\frac{h}{u}\right)^m \left(\frac{u-h}{u}\right) = \rho^m (1-\rho)$$

$$W = \frac{h}{u-h}$$

$$L = \frac{h^2}{u(u-h)}$$

$$B_s = \rho$$

$$T_s = \frac{h}{u(u-h)}$$

$$T_w = T_s + \frac{1}{u}$$

Ejemplo 3.1: Petróleos Mexicanos estudia la utilización de la gasolinera que se encuentra en el kilómetro 70 de la carretera estatal Toluca-Valle de Bravo, en el Estado de México. La gasolinera tiene 6 bombas, 4 para gasolina nova, 1 para gasolina extra y otra para diesel.

Las llegadas de autobuses que cargan diesel muestran una distribución que se aproxima a la de Poisson, mientras que el servicio muestra una distribución exponencial.

El promedio de llegadas a la bomba diesel es de 5 autobuses por hora, mientras que los servicios promedios en esa bomba son de 7 por hora.

Sólo se puede dar servicio en esa bomba a un autobús a la vez, y se sirve a los autobuses en el orden en que llegan a la bomba.

Encuentre todos los parámetros que describen cuantitativamente a esta bomba diesel, para que posteriormente se pueda tomar una decisión, acerca de la instalación de otras bombas diesel en ese lugar.

$$\lambda = 5$$

$$\mu = 7$$

$$\rho = \frac{5}{7} < 1$$

Se puede aplicar la teoría de espera.

$$P_0(t) = 1 - \frac{5}{7} = 0.29$$

- a) Considerar 1 autobús cargando y otros 2 esperando

$$P_0(t) = \left(\frac{1}{\mu}\right)^3 P_0(t) = \left(\frac{5}{7}\right)^3 0.29 = 0.11$$

- b) Número esperado de autobuses en la cola:

$$L = \frac{1^2}{\mu(\mu - \lambda)} = \frac{5^2}{7(7-5)} = \frac{25}{14} = 1.79 \text{ autobuses}$$

- c) Vehículos en la cola

$$W = \frac{1}{\mu - \lambda} = \frac{5}{7-5} = 2.5 \text{ autobuses}$$

- d) Tiempo promedio en la cola

$$T_s = \frac{1}{\mu(\mu - \lambda)} = \frac{5}{7(7-5)} = 0.36 \text{ de hora} \approx 22 \text{ minutos}$$

- e) Tiempo para cargar diesel y abandonar

$$T_w = T_s + \frac{1}{\mu} = 0.36 + \frac{1}{7} = 0.5 \text{ de hora} \approx 30 \text{ minutos}$$

- f) Probabilidad de encontrar 3 autobuses

$$P(T_s > 0.75) = \frac{5}{7} e^{-7(1-\frac{5}{7}) \times 0.75} = 0.16$$

- g) Probabilidad de esperar 1 hora o más en el sistema

$$P(T_w > 1) = e^{-7(1-\frac{5}{7})^1} = 0.14$$

Cada autobús de la línea "El Saltito de Mota, S.A." hace 6 recorridos diarios Valle de Bravo-Toluca-Valle de Bravo. El recorrido es tal que obliga a los autobuses a rellenar sus tanques de diesel cada tercer viaje redondo. El tiempo promedio de espera en el sistema para cargar diesel por autobús es de 30 minutos. El costo de operación mensual de un autobús (sueldos del operador, gasolina, aceite, mantenimiento, refacciones, seguros, depreciación, otros) es de 50 mil pesos y opera 22 - - días por mes, 18 horas por día, por lo tanto, el costo diario (cada 24 horas), por esperar a cargar diesel por autobús es:

$$\frac{\text{cargas}}{\text{día}} \times \frac{1/2 \text{ hora de espera}}{\text{carqa}} \times \frac{50 \text{ mil pesos}}{\text{mes}} \times \frac{1 \text{ mes}}{22 \text{ días}} \times \frac{1 \text{ día}}{18 \text{ horas}} =$$

126.26 pesos/día (costo por esperar).

REEMPLAZO EN GRUPO

Este sistema se usa cuando el costo de reemplazo individual después de una falla es alto y la probabilidad de que ocurra dicha falla se incrementa con el tiempo.

G =Costo de reemplazo individual

I(t) =Recursos fallan

t =Período transcurrido desde el último reemplazo

DT =Período de reemplazo

C =Costo total por reemplazo

$$C = (G + I(t)) \frac{1}{T}$$

EJEMPLO:

Suponga que el tramo de salida de la carretera Toluca-Morelia tiene 150 lámparas de sodio, cada una con valor de \$100 y se les puede reemplazar durante la noche del domingo a un costo fijo de \$5,000 por lo tanto el costo de reemplazo de todo el -- grupo es:

$$100(150) + 5,000 = 20,000$$

Para reemplazar una unidad cuesta \$ 300

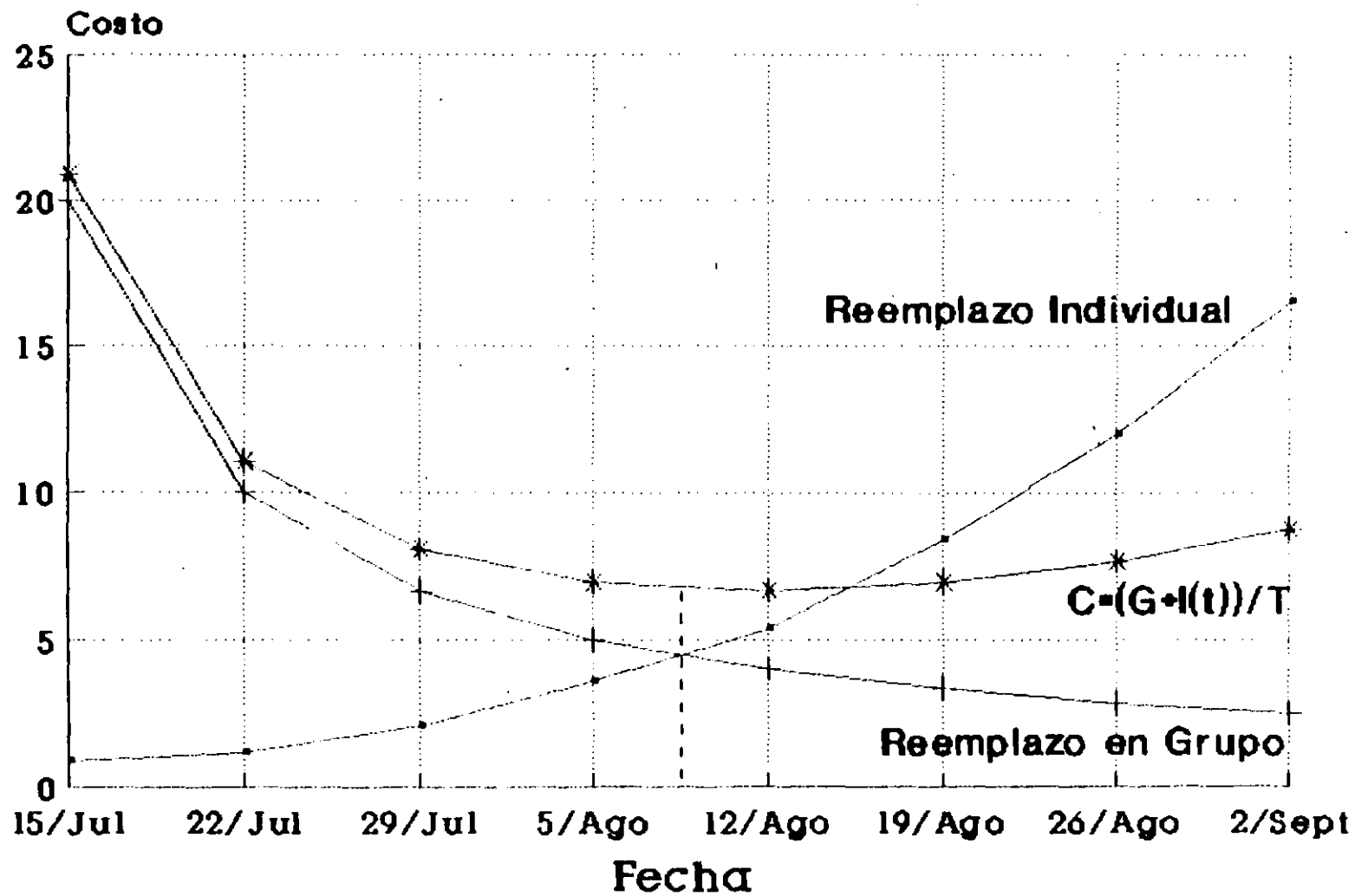
Se tiene un registro estadístico de las fallas ocurridas en las últimas 8 semanas, fecha en la que se instalaron por última vez los focos nuevos, como se aprecia en la Tabla.

SEMANA QUE FINALIZA	No.DE FOCOS REEMPLAZADOS	T
Jul. 15	3	1
22	4	2
29	7	3
Ago. 5	12	4
12	18	5
19	28	6
26	40	7
Sept. 2	55	8
9	43	9
16	40	10

SEMANA QUE FINALIZA	#DE FOCOS REEMPLAZADOS	T	COSTO PROMEDIO DE REEMPLAZO $G = \frac{20,000}{T}$	COSTO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL $300 \times \#$	COSTO DE REEMPLAZO INDIVIDUAL ACUMULADO. I	$\frac{I}{T}$	$\frac{G + I}{T}$
Jul. 15	3	1	20,000	900	900	900	20,900
22	4	2	10,000	1,200	2,100	1,050	11,050
29	7	3	6,666	2,100	4,200	1,400	8,066
Ago. 5	12	4	5,000	3,600	7,800	1,950	6,950
12	18	5	4,000	5,400	13,200	2,640	6,640
19	28	6	3,333	8,400	21,600	3,600	6,933
26	40	7	2,857	12,000	33,600	4,800	7,657
Sept. 2	55	8	2,500	16,500	50,100	6,262	8,762
9	43	9					
16	40	10					

PUNTO OPTIMO EN LA SEMANA 6 CAMBIAR TODOS LAS LAMPARAS

Reemplazo en Grupo





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

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

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA
EDIFICIOS (SUMINISTROS Y UTILIZACION)
MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA**

PROTECCION DE SISTEMAS INDUSTRIALES

ING. AUGUSTO O. HINTZE VALDEZ

FACULTAD DE INGENIERIA

DIVISION DE EDUCACION CONTINUA

PROTECCION DE SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES

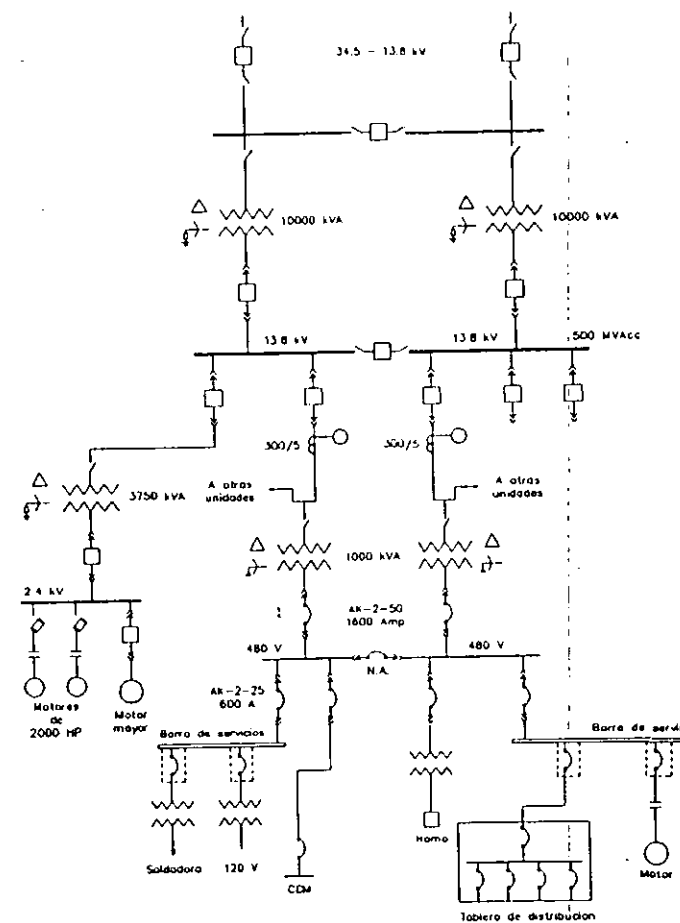


Fig. 1.1 Diagrama unifilar ilustrativo de un sistema de distribución de potencia industrial.

OBJETIVO:

**PROTECCION
DE
SISTEMAS ELECTRICOS
INDUSTRIALES**

**QUE LOS PARTICIPANTES
ACTUALIZEN SUS CONOCIMIENTOS
SOBRE LA
APLICACION DE PROTECCIONES
A LOS DIVERSOS
ELEMENTOS QUE CONFORMAN
UN
SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL**

CONTENIDO:

- 1.- INTRODUCCION**
- 2.- ELEMENTOS DE UN SEI**
- 3.- ELEMENTOS DE PROTECCION DE UN SEI**
- 4.- PROTECCION DE:**
 - 4.1.- MOTORES**
 - 4.2.- CABLES**
 - 4.3.- CENTROS DE CONTROL DE MOTORES**
 - 4.4.- TRANSFORMADORES**
 - 4.5.- GENERADORES**
 - 4.6.- BARRAS COLECTORAS**
- 5.- TOPICOS DE ACTUALIDAD**

1.- INTRODUCCION

SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL (SEI)

**ES EL CONJUNTO DE ELEMENTOS
UTILIZADOS**

PARA:

**PRODUCIR,
TRANSFORMAR,
TRANSMITIR,
DISTRIBUIR Y
UTILIZAR LA ENERGIA ELECTRICA,
DE TAL MANERA,**

**QUE TODO ESTO SE LOGRE
CON LA MAS ALTA CALIDAD
Y AL MENOR COSTO POSIBLE**

LOS ELEMENTOS PRINCIPALES DE UN

SEI SON:

MOTORES

CABLES Y LINEAS DE DISTRIBUCION

CENTROS DE CONTROL DE MOTORES

TRANSFORMADORES

GENERADORES (SI SE APLICA)

BARRAS COLECTORAS

REACTORES

CAPACITORES

ETC.

CUALQUIERA DE LOS ELEMENTOS DE UN SEI PUEDE FALLAR

PARA QUE UN ELEMENTO DE UN SEI TENGA UN COSTO DE FABRICACION ECONOMICO, SE DEJA LA POSIBILIDAD ESTADISTICA PARA QUE, EN DETERMINADAS CONDICIONES, EL ELEMENTO FALLE.

UN ELEMENTO PUEDE VERSE SOMETIDO A CONDICIONES DE OPERACION FUERA DE SU TOLERANCIA O PUEDE QUEDAR EXPUESTO A FENOMENOS TRANSITORIOS SEVEROS QUE, AUNQUE REMOTOS, SE PRESENTAN.

CUANDO UN ELEMENTO DEL SISTEMA FALLA,
TODO EL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL
LO SIENTE

ANTE LA POSIBILIDAD DE QUE LA FALLA SE
PROPAGUE A OTROS ELEMENTOS DEL
SISTEMA, ES NECESARIO AISLAR EL
ELEMENTO PARA:

1) MANTENER LA INTEGRIDAD DEL
SEI

2) MINIMIZAR EL DAÑO EN EL
ELEMENTO FALLADO

PARA DETECTAR Y EVALUAR LAS
CONDICIONES EN LAS QUE OPERA UN
ELEMENTO DEL SEI SE USAN LOS
SENSORES, LOS TRANSFORMADORES DE
INSTRUMENTO Y LOS RELEVADORES.

PARA DESCONECTAR EL ELEMENTO FALLADO
DEL SISTEMA ELECTRICO INDUSTRIAL SE
UTILIZAN LOS FUSIBLES, LOS
INTERRUPTORES TERMOMAGNETICOS Y LOS
INTERRUPTORES DE POTENCIA

LOS SENSORES, TC'S, TP'S, FUSIBLES,

RELEVADORES Y

**LOS INTERRUPTORES FORMAN EL SISTEMA
DE PROTECCION DEL ELEMENTO.**

FALLAS

FALLAS EN EL SEI

**A CUALQUIER CAMBIO EN LA RED QUE
NO HA SIDO PLANEADO SE LE LLAMA :**

DISTURBIO

SU CAUSA PUEDE SER:

- 1) FALLA DE UN ELEMENTO DEL SEI**
- 2) FALLA DE UN EQUIPO AUXILIAR**
- 3) FALLA EN LA RED**

CAUSAS DE UNA FALLA

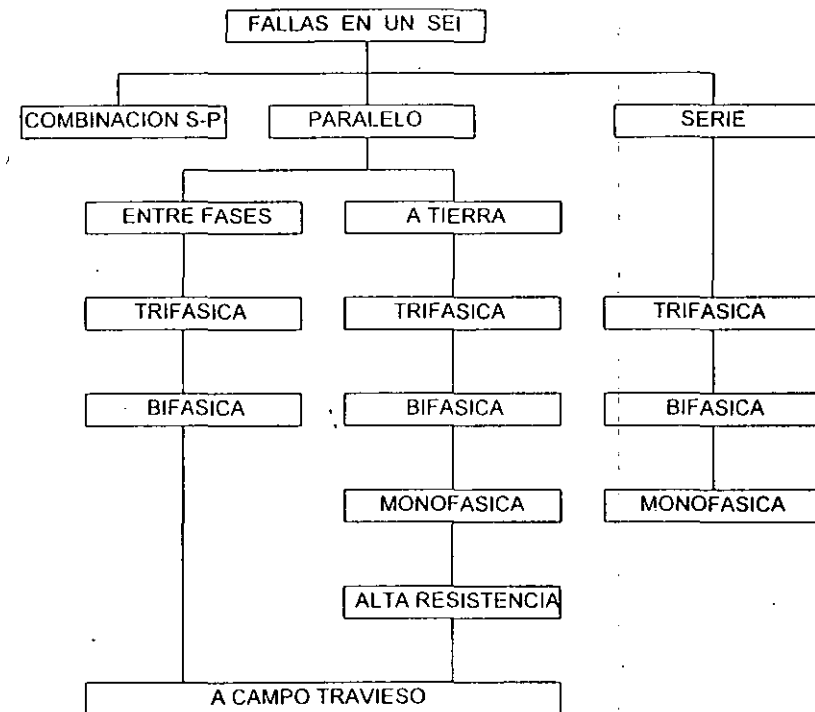
(EJEMPLO TIPICO)

CAUSA	% DEL TOTAL
DESCARGAS ATMOSFERICAS	30
CONTAMINACION	15
EQUIPO PRINCIPAL	20
EQUIPO DE CONTROL	18
PERSONAL TRABAJANDO	5
OTROS	12
TOTAL	100

"OTROS" PUEDE SER:

VANDALISMO, SABOTAJE, ETC.

TIPOS DE FALLAS



FILOSOFIA DE LA PROTECCION

- ✧ **ZONAS PRIMARIAS**
- ✧ **ZONAS DE RESPALDO**
- ✧ **ZONAS DE DETECCION**
(POR FU's, TC's Y TP's)
- ✧ **ZONAS DE LIBRAMIENTO**
(POR FU's, INTERRUPTORES O
POR CESE DE EXCITACION)
- ✧ **CARACTERISTICAS DE LOS**
ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

HECHO:

LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN NO SON
INFALIBLES

CONSECUENCIA:

TODOS LOS ELEMENTOS DE UN SEI DEBEN
CONTAR CON UNA PROTECCION DE
RESPALDO, ADEMÁS DE LA PROTECCION
PRIMARIA.

LA FALLA DE CUALQUIER ESLABÓN EN LA
CADENA QUE CONSTITUYE EL ESQUEMA
DE PROTECCIÓN, IMPLICA LA FALLA DE LA
CADENA.

**LAS CAUSAS QUE CONTRIBUYEN A LA
FALLA DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION
SON (EN ORDEN DE APARICION):**

- 1.- PERDIDA DE LAS CARACTERISTICAS
DE LOS FUSIBLES.**
- 2.- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE Y
SUS CIRCUITOS ASOCIADOS.**
- 3.- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL Y
SUS CIRCUITOS ASOCIADOS.**

**4.- PÉRDIDA DE ALIMENTACIÓN AUXILIAR
DE C.D. Y/O C.A. POR:**

A) CORTO CIRCUITO

B) CIRCUITO ABIERTO

C) FALLA DE SWITCHES AUXILIARES

5.- FALLA DE RELEVADORES

**LOS ESQUEMAS DE PROTECCION SE
ESLABONAN FINALMENTE A LOS
INTERRUPTORES PARA AISLAR LA
FALLA. ESTOS TAMBIEN FALLAN
OCASIONALMENTE. LAS CAUSAS DE SUS
FALLAS SON (EN ORDEN DE APARICION):**

- 1.- PÉRDIDA DE LA FUENTE AUX. DE CD**
 - 2.- BOBINA DE DISPARO ABIERTA**
 - 3.- BOBINA DE DISPARO EN CORTO CTO.**
 - 4.- FALLA DEL MECANISMO DE DISPARO**
 - 5.- INCAPACIDAD DE LOS CONTACTOS**
- PRINCIPALES PARA INTERRUMPIR LA
CORRIENTE.**

CARACTERISTICAS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCION

- RAPIDEZ**
- SENSIBILIDAD**
- SELECTIVIDAD**
- CONFIABILIDAD**
- ECONOMIA**

- RAPIDEZ

- MEJORA LA ESTABILIDAD
- MEJORA TIEMPOS DE PROTECCION DE RESPALDO
- DISMINUYE EL DAÑO AL EQUIPO Y POR LO
TANTO, REDUCE LOS TIEMPOS DE REPARACION

SI BIEN ES DESEABLE QUE UN ESQUEMA DE PROTECCIONES TOME UNA ACCION RÁPIDA PARA AISLAR O ELIMINAR UNA FALLA, TAMBIEN ES CIERTO, QUE EL ÚNICO METODO CONOCIDO PARA PODER OBTENER UN BALANCE ADECUADO ENTRE CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD, CONSISTE EN PERMITIR QUE EL ESQUEMA ANALICE LAS

VARIABLES DURANTE UN LAPSO DE TIEMPO SUFICIENTE (POR CORTO QUE ESTE SEA).

EN PROTECCIÓN EL ADJETIVO "INSTANTÁNEO" SE USA PARA INDICAR QUE UN ELEMENTO, O UNA PARTE DE UN ESQUEMA ESTÁ LIBRE DE RETRASOS INTENCIONALES.

- SENSIBILIDAD

**ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES
O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA
DETECTAR TODAS LAS FALLAS QUE SE
PRESENTAN DENTRO DE LOS LIMITES DE
OPERACION DEL SISTEMA Y DE LAS
CONDICIONES DE FALLA ESPERADAS**

CONSIDERAR:

GENERACION MINIMA

GENERACION MAXIMA

FALLAS DE ALTA IMPEDANCIA

- SELECTIVIDAD

**HABILIDAD DE LOS RELEVADORES Y DE LOS
SISTEMAS DE PROTECCION PARA
DISCRIMINAR ENTRE LAS FALLAS DENTRO DE
LA ZONA PROTEGIDA Y LAS FALLAS
EXTERNAS U OTRAS CONDICIONES DE
OPERACION DEL SISTEMA.**

**LA SELECTIVIDAD TRATA DE EVITAR EL
DISPARO INNECESARIO DE ALGUNOS
ELEMENTOS DEL SISTEMA QUE REDUCIRIA
LA CONFIABILIDAD GENERAL.**

- CONFIABILIDAD

**ES UNA MEDIDA DEL GRADO DE CERTEZA
QUE EL RELEVADOR O EL SISTEMA DE
PROTECCION SE COMPORTARA
CORRECTAMENTE.**

**LO DESEABLE SERIA 100% DE CONFIABILIDAD
100% DEL TIEMPO.**

**NOS PODEMOS ACERCAR A ESTA META
UTILIZANDO SISTEMAS DE PROTECCION
ADECUADOS.**

**EN PROTECCION LA CONFIABILIDAD TIENE
DOS ELEMENTOS:**

DEPENDABILIDAD Y SEGURIDAD

**LA DEPENDABILIDAD ES LA HABILIDAD DE
UN RELEVADOR O SISTEMA DE PROTECCION
PARA OPERAR CORRECTAMENTE CUANDO SE
REQUIERE.**

**PUEDE CONDUCIR A LA DESTRUCCION
COMPLETA DE UN ELEMENTO O A UN
COLAPSO TOTAL DEL SEI.**

**FACTORES QUE AFECTAN LA
DEPENDABILIDAD:**

- **DISEÑO DEL RELE O DEL SISTEMA DE PROTECCION:**
 - **CARACTERISTICA,**
 - **SENSIBILIDAD,**
 - **INVULNERABILIDAD A CONDICIONES AMBIENTALES ADVERSAS**
- **DISPONIBILIDAD (MUCHO MANTENIMIENTO POCA DISPONIBILIDAD)**
- **CANTIDAD Y ARREGLO DEL EQUIPO**

-SEGURIDAD

ES LA HABILIDAD DE LOS RELEVADORES O DE LOS SISTEMAS DE PROTECCION PARA NUNCA OPERAR INCORRECTAMENTE.

PUEDE SER ADVERSAMENTE AFECTADA POR:

- **TRANSITORIOS EN TC's Y EN TP's**
- **TRANSITORIOS EN CAPACITORES SERIE**
- **SOBREVOLTAJES POR MANIOBRA EN ALTO VOLTAJE O EN VOLTAJE DE CONTROL (IEM)**

**LA SEGURIDAD SE PUEDE INCREMENTAR
UTILIZANDO RELEVADORES O ESQUEMAS
DISEÑADOS PARA COMPORTARSE
CORRECTAMENTE EN LOS AMBIENTES
ELECTRICAMENTE HOSTILES DE LAS SE's**

FIN DEL CAPITULO 1

PROTECCION DE TRANSFORMADORES INDUSTRIALES

CONTENIDO

- 1.- GENERALIDADES.
- 2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION.
- 3.- OBJETIVO DE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
- 4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES.
- 5.- SISTEMAS DE PRESERVACION.
- 6.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION PARA LOS SISTEMAS DE PRESERVACION DE TRANSFORMADORES EN LIQUIDO.
- 7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION DE TRANSFORMADORES.
- 8.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELECTRICOS.
- 9.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE.
- 10.- CONCLUSIONES.
- 11.- REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFIA.

1.- GENERALIDADES.

El uso cada vez mayor de la potencia eléctrica en plantas industriales ha estado requiriendo mas grandes y mas caros transformadores tanto primarios como secundarios. Estas notas van enfocadas hacia la selección apropiada de las protecciones de este tipo de transformadores.

La capacidad de los transformadores primarios cae en el rango de los 1,000 a los 12,000 kVA con tensiones primarias entre los 2,400 y los 13,800 V. Los transformadores secundarios vienen en capacidades de 300 a 2,500 kVA con tensiones secundarias de 208, 240 o 480 V. Aunque las protecciones que aquí discutiremos también pueden ser aplicadas a transformadores mas grandes.

2.- NECESIDAD DE LA PROTECCION.

La falla de un transformador puede resultar en la pérdida del servicio. Sin embargo, una desconexión rápida del transformador, además de minimizar el daño y el costo de la reparación, comúnmente minimiza el disturbio del sistema, la magnitud del área sin servicio y la duración de la pérdida del servicio. El rápido aislamiento de la falla generalmente previene un daño catastrófico. De aquí que sea importante proporcionarle una protección adecuada a los transformadores de cualquier tamaño, aun cuando ellos pueden ser los componentes mas sencillos y mas confiables del sistema eléctrico de la planta.

Un estudio previo (1) indica que los transformadores de más de 500 kVA tiene una relación de fallas mas baja que la mayoría de los otros componentes del sistema eléctrico. En este estudio, los transformadores promediaron solamente 76 fallas por cada 10,000 años-transformador. Tal vez esto se pueda tomar incorrectamente e implicar que poca o ninguna protección se requiere para el transformador, sin embargo, si consideramos el promedio de horas fuera de servicio a causa de una falla interna en un transformador, la necesidad de la protección es ampliamente recomendada.

Las fallas en los transformadores pueden ser originadas por cualquiera de las condiciones internas o externas que hagan que el banco no pueda llevar a cabo su función en forma apropiada, ya sea por problemas eléctricos o mecánicos. Las fallas en los transformadores se pueden agrupar como sigue:

- A) **Fallas en los devanados:**
 - deterioro de los aislamientos
 - defectos de fabricación
 - sobrecalentamiento
 - esfuerzos mecánicos
 - vibración
 - sobretensiones

- B) Fallas en los conectores y en los cambiadores de derivaciones sin carga:
 - ensamble inapropiado
 - daños durante el transporte
 - vibración excesiva
 - diseño inadecuado
- C) Fallas en los bushings
 - vandalismo
 - contaminación
 - envejecimiento
 - fracturado, agrietamiento
 - animales
- D) Fallas en los cambiadores de derivaciones bajo carga.
 - mal funcionamiento del mecanismo
 - problemas de contacto
 - contaminación de líquido aislante
 - vibración
 - ensamble inapropiado
 - esfuerzos internos excesivos
- E) Fallas misceláneas
 - pérdida de aislamiento del núcleo*
 - falla en los transformadores de corriente de bushing
 - fugas del líquido aislante por malas soldaduras o
 - daño en el tanque
 - daños durante el transporte y materiales extraños dentro del tanque.

Es conveniente observar que los cambiadores de derivaciones bajo carga son mas bien utilizados en los sistemas de alta tensión de las compañías suministradoras y poco en los sistemas eléctricos industriales.

Las fallas de otros equipos dentro de la zona de protección del transformador pueden ser la causa de la pérdida del transformador para el sistema. Entre estos equipos podrian estar cualquiera de los instalados entre el siguiente dispositivo de protección hacia la fuente y el siguiente dispositivo de protección hacia la carga. Pueden quedar incluidos componentes tales como cables, buses ductos, interruptores, cuchillas, transformadores de instrumento, apartarrayos y dispositivos para conectar el neutro a tierra.

3.- OBJETIVOS DE LA PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

Una buena protección se logra con una combinación adecuada del diseño del sistema, de la disposición física y de los dispositivos de protección necesarios para satisfacer económicamente los requisitos de la aplicación y para:

- 1) Proteger al sistema eléctrico contra los efectos de una falla en el transformador.

- 2) Proteger al transformador contra disturbios que ocurran en el sistema eléctrico al cual esta conectado.
- 3) Proteger al transformador tanto como sea posible contra algún mal funcionamiento interno del propio transformador.
- 4) Proteger al transformador contra las condiciones físicas del medio ambiente que puedan afectar el comportamiento confiable.

4.- TIPOS DE TRANSFORMADORES.

En una clasificación muy burda de transformadores, podemos decir que hay dos tipos que se usan ampliamente en los sistemas eléctricos industriales y comerciales: tipo seco y tipo líquido. Este último esta construido para que los elementos esenciales, el núcleo y las bobinas, queden dentro de un contenedor lleno de líquido, en donde este líquido proporciona el medio aislante y el medio para la transferencia de calor necesarios para el funcionamiento del transformador. Los transformadores tipo seco se construyen para que su núcleo y sus bobinas queden rodeadas por una atmósfera, que puede ser el aire que los rodea, libre de circular desde el exterior al interior del lugar donde se encuentra. Los devanados del tipo seco pueden ser del tipo convencional con conductores aislados o del tipo encapsulado, donde las bobinas estan embebidas al vacio en resina epóxica.

Una alternativa para el transformador tipo seco con el aire circulando desde el exterior a través de él, es el tenerlo encerrado en una caja llena con gas o vapor. En cualquier caso, este medio circundante actúa tanto, como un medio aislante y como un medio para transferir el calor generado en las bobinas y en el núcleo, hacia el exterior. Es muy importante, que tanto en los transformadores tipo seco como en los tipo líquido, se monitore la calidad y el funcionamiento del medio circundante para evitar daños al núcleo y a las estructuras de las bobinas. En los renglones siguientes veremos los sistemas para preservar o proteger el medio que rodea al núcleo y a las bobinas.

5.- SISTEMAS DE PRESERVACION.

5.1.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO SECO.

Los sistemas para preservar el medio aislante se usan para asegurar el suministro adecuado de aire limpio para ventilación a una temperatura ambiente aceptable. Una contaminación de los ductos de aislamiento dentro del transformador puede conducir a una reducción de la capacidad disruptiva del medio aislante y tal vez a un severo sobrecalentamiento. El método de protección mas comúnmente empleado en aplicaciones comerciales, consiste de un dispositivo indicador de temperatura con sensores instalados en los ductos de los devanados del transformador, con contactos que darán la señal de alarma audible y visual, cuando la temperatura

alcance un valor peligrosamente alto.

Los tipos de sistemas de preservación para transformadores tipo seco mas utilizados son los siguientes:

- 1) Ventilación abierta.
- 2) Ventilación filtrada.
- 3) Totalmente encerrados, sin ventilación.
- 4) Sellado con aire o con gas

5.2.- SISTEMAS DE PRESERVACION DEL MEDIO AISLANTE PARA TRANSFORMADORES TIPO LIQUIDO.

Los sistemas para preservar el líquido se utilizan para preservar la cantidad de líquido y para prevenir su contaminación por la atmósfera circundante que puede introducir humedad y Oxígeno que conduciría a la reducción o pérdida de su capacidad de aislamiento y a la formación de lodos en los ductos de enfriamiento.

La importancia de mantener la pureza del aceite aislante se hace mas critica a tensiones mas altas debido al mayor esfuerzo eléctrico en el aceite aislante.

En aplicaciones industriales y comerciales la tendencia actual es a usar preferentemente el sistema con tanque sellado, aunque en el campo se encuentran también los siguientes tipos de sistemas:

- 1) Tanque sellado.
- 2) Gas inerte a presión positiva.
- 3) Sello de gas-aceite.
- 4) Tanque conservador

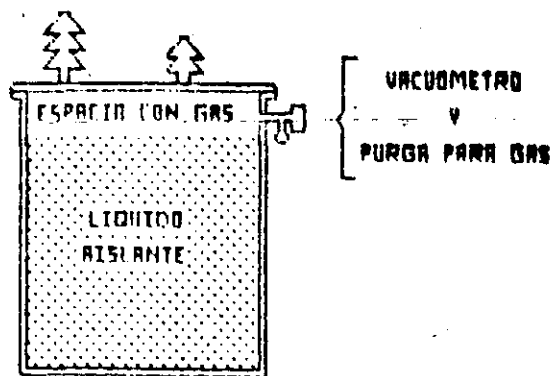
Los sistemas de preservación del tipo líquido han sido llamados históricamente sistemas de enfriamiento por aceite, aunque el medio fuese askarel o un sustituto para el askarel.

- 1) Tanque sellado.

El diseño con tanque sellado es el mas comúnmente utilizado y es estandar en casi todas las instalaciones de transformadores de subestación. Como su nombre lo indica, el tanque del transformador está sellado, aislándolo de la atmósfera exterior.

Se mantiene un espacio de gas igual a una decima parte del volumen del líquido para permitir las expansiones térmicas. Este espacio **esta** libre de aire y se llena de Nitrógeno.

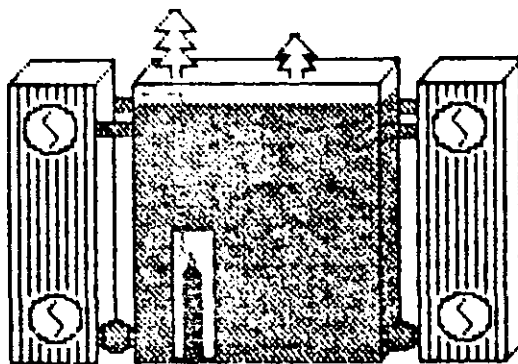
Se puede **acoplar** al tanque un dispositivo para respirar y medir la presión / vacío y que permita monitorear la presión interna o el vacío y liberar cualquier sobrepresión que se genere internamente y que pueda llevar a dañar el tanque o provocar la operación de la válvula de liberación de presión. El sistema es el mas simple y el que menos mantenimiento requiere de todos los sistemas de preservación.



EL TANQUE SELLADO ES EL TIPO DE SISTEMA DE PRESERVENCIÓN
DE ACEITE MÁS COMUNMENTE USADO PARA TRANSFORMADORES EN
SUBESTACIONES INDUSTRIALES

2) Gas inerte a presión positiva.

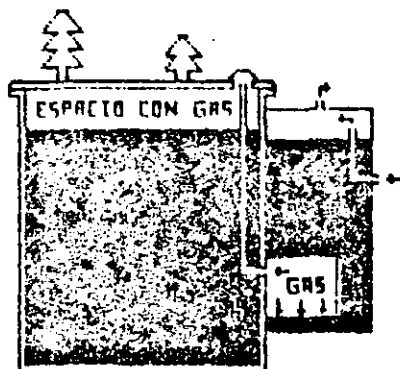
El diseño mostrado en la figura es similar al del tanque sellado con la adición de gas (usualmente Nitrógeno) presurizando el ensamble. Este ensamble proporciona una presión ligeramente positiva en la línea de suministro de gas para prevenir que entre el aire durante cambios de temperatura o diversos modos de operación. Este dispositivo se puede acondicionar a transformadores con devanados primarios de 69 kV o mas y de 7,500 kVA para arriba.



3) Sello de gas-aceite.

Este diseño incorpora un espacio con gas cautivo que aísla un segundo tanque de aceite auxiliar del aceite principal del transformador como se observa en la figura de abajo. El tanque auxiliar esta abierto a la atmósfera y proporciona espacio para las expansiones térmicas del volumen del aceite del transformador principal.

El aceite del tanque principal se expande o se contrae debido a los cambios de temperatura, haciendo que el nivel del tanque auxiliar se eleve o se baje en razón a que el volumen de gas cautivo se vea forzado a salir o a reentrar en el tanque principal. La presión del aceite en el tanque auxiliar sobre el gas cautivo mantiene una presión positiva en el espacio del gas, previniendo la entrada de vapores atmosféricos al tanque principal.

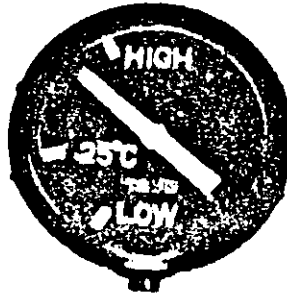


EL DISEÑO CON SELLO DE GAS-ACEITE AISLA EL ACEITE DEL TANQUE PRINCIPAL DE LA ATMÓSFERA. ESTE DISEÑO HA ENCONTRADO POCAS APLICACIONES EN LA INDUSTRIA NACIONAL.

4) Tanque conservador.

El diseño del sistema con tanque conservador se observa en la figura de abajo, no tiene ningún espacio con gas arriba del aceite del tanque principal. Incluye un segundo tanque situado por encima de la cubierta del tanque principal, con un espacio con gas adecuado para absorber la expansión térmica del volumen del aceite del tanque principal. El segundo tanque se conecta al principal a través de una tubería llena de aceite.

En la cubierta del tanque principal se encuentra una tubería de diámetro grande conectada hacia arriba con un ángulo inclinado y terminada en una membrana que se romperá en caso de que se presente una formación muy rápida de grandes volúmenes de gases, liberando la presión interna que haría fallar al tanque.



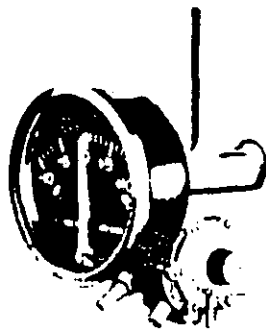
6.2.- Medidor de presión / vacío.

El medidor de presión / vacío indica la diferencia entre la presión del gas en el interior del transformador y la presión atmosférica. Se utiliza en transformadores con sistema de preservación del líquido aislante en tanque de aceite sellado. Tanto el medidor de presión / vacío como el sistema de preservación en tanque de aceite sellado son estándar en la mayoría de los transformadores de potencia pequeños y medianos.

La presión en el espacio con gas está normalmente relacionada con expansión térmica del líquido aislante y variará con los cambios de carga y de temperatura ambiente. Las presiones positivas grandes o negativas podrían indicar una condición anormal tal como una fuga de gas, particularmente si se había observado que el transformador había permanecido dentro de los límites de presión normal por algún tiempo, o si el medidor de presión / vacío ha permanecido en cero por un largo período de tiempo. El medidor se puede equipar con contactos que operen a ciertos valores límite que detectan un vacío excesivo o una presión positiva alta que pueda ser causa de una ruptura o deformación del tanque. La necesidad de alarmas es menos urgente si el transformador está equipado con un dispositivo liberador de presión.

6.3.- Válvula de respiración presión / vacío.

Un transformador opera de diseño en un rango alrededor de los 100 grados centígrados, generalmente de -30°C a $+70^{\circ}\text{C}$. En caso de que la temperatura exceda estos límites la válvula de respiración presión/vacío ajusta en forma automática para prevenir cualquier operación con una presión en exceso de 5 psig. Esta válvula también previene la operación del dispositivo de presión en respuesta a incrementos lentos de presión originados por calentamientos debidos a severas sobrecargas o a temperaturas ambiente extremas. También, incorporada a la válvula respiradora de presión/vacío se tiene un tubo auxiliar y una válvula de operación manual para permitir purgar o verificar fugas uniendo al transformador a una fuente externa de gas a presión. La válvula de respiración presión/vacío se monta frecuentemente, con el medidor de presión/vacío tal y como se ve en la figura.



El medidor de presión de gas indica la presión relativa a la presión atmosférica ; el respiradero permite que se iguale la presión manualmente.

6.4.- Dispositivo liberador de presión.

El dispositivo liberador de presión es un dispositivo estandar en todos los transformadores de subestación aislados en líquido, excepto aquellas unidades secundarias, aisladas en aceite e instaladas en subestaciones que por su tamaño hagan esta condición opcional. Este dispositivo que diagramáticamente se observa en la figura anexa, puede liberar presiones internas pequeñas o ya serias. Cuando la presión interna sobrepasa la presión de disparo (10 psi, ± 1), el dispositivo abre, permitiendo liberar el exceso de gas o de fluido. Al operar se actúa un pin (estandar), un contacto de alarma (opcional), o un semáforo (opcional). Este dispositivo es normalmente de autoreposición y de autosellado y requiere nada o casi nada de mantenimiento o de ajustes.

Este dispositivo se monta en la cubierta del transformador y por lo general tiene un indicador tipo visual. El indicador debe

reponerse manualmente para indicar la siguiente operación. Cuando esta provisto de contactos de alarma junto con el relevador de autosellado, puede ser utilizado para enviar una alarma remota. Cualquier operación del dispositivo liberador de presión que no haya sido precedida por una sobrecarga con alta temperatura es indicativa de un problema potencial en los devanados.

La función principal del dispositivo liberador de presión es prevenir la ruptura o el daño del transformador debido a una presión excesiva en el tanque. Las presiones excesivas se desarrollan debido a cargas muy altas, a cargas que tienen una duración muy larga o a fallas internas con producción de arcos.

6.5.- Relevador de presión súbita..

Este relevador sensible a la presión se usa normalmente para iniciar la desconexión del transformador del sistema eléctrico y para limitar el daño de la unidad cuando hay una elevación abrupta en la presión interna del transformador. La elevación abrupta de la presión se debe a la vaporización del líquido aislante debido a una falla interna, tal como un corto entre espiras, fallas a tierra, o fallas entre devanados. La burbuja de gas formada en el líquido aislante crea una onda de presión que activa rápidamente al relevador.

Como la operación de este dispositivo esta asociada muy de cerca con las fallas recientes en los devanados, es peligroso energizar un transformador que ha sido desconectado del sistema por el relevador de presión súbita. El transformador se debe sacar de servicio para inspección y diagnóstico visual para determinar el alcance del daño.

Un tipo de relevador usa el líquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. Dentro de los fuelles un aceite especial transmite la onda de presión a un pistón que actuará sobre un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador abajo del nivel de aceite.

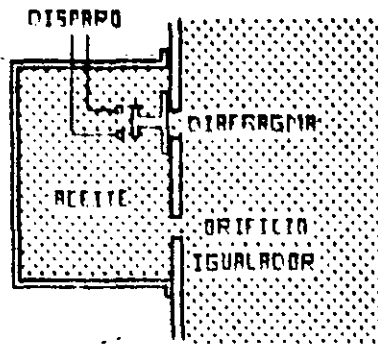
Otro tipo de relevador utiliza el gas inerte arriba del líquido aislante para transmitir la onda de presión a los fuelles del relevador. La expansión de los fuelles actúa un juego de contactos. Este tipo de relevador se monta en el tanque del transformador arriba del nivel de aceite.

Ambos tipos de relevador tienen una abertura igualadora de presiones para prevenir la operación del relevador durante elevaciones graduales de la presión interna debido a los cambios de carga o de condiciones ambientales.

Ambos tipos de relevadores de presión súbita son muy sensibles a la velocidad de variación de la presión interna. El tiempo de operación del relevador es del orden de 4 ciclos para tasas altas de elevación de presión [25 psi/s de variación de presión del aceite; 5 psi/s de elevación de presión del aire]. Estos relevadores se diseñan para ser insensibles a los impactos mecánicos y a la vibración, a fallas externas y a la corriente inrush de magnetización.

El uso de relevadores de presión súbita se incrementa con el tamaño y costo de los transformadores. La mayoría de los trans-

formadores desde 5000 kVA y mayores, vienen equipados con este tipo de dispositivo. Este relevador proporciona una valiosa protección a bajo costo.

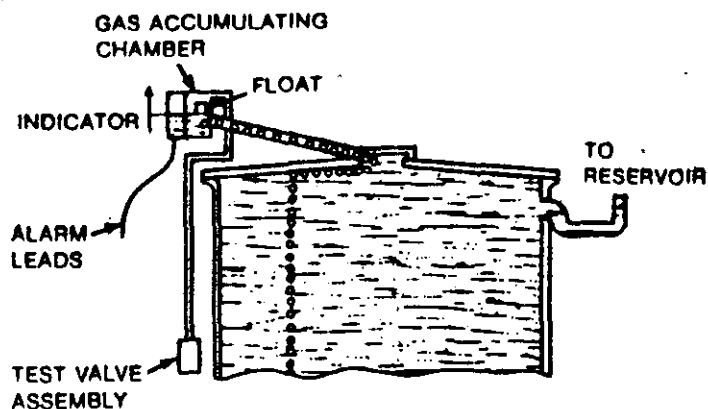


PRINCIPIO DE OPERACION DEL RELEVADOR DE PRESION SUBITA

6.6.- Relevador detector de gases.

El relevador detector de gases mostrado en la figura de abajo es un dispositivo usado para detectar e indicar la acumulacion de gas de un transformador con tanque conservador. Las fallas incipientes en los devanados o los puntos calientes en el núcleo normalmente generan pequeñas cantidades de gas, que se canalizan a la parte superior de la cubierta especialmente diseñada. De aquí las burbujas entran a una cámara de acumulación del relevador a través de una tubería. La acumulación del gas se indica en un medidor en centímetros cúbicos. Una acumulación de gas de 100 a 200 cm³, bajará un flotador y operará un contacto de alarma, indicando la necesidad de una investigación. Este gas se puede sacar para su análisis y registro.

La tasa de acumulación de gas es una indicación de la magnitud de la falla. Si la cámara continua llenandose rápidamente, con la consecuente operación del relevador, el peligro potencial puede justificar la desconexión del transformador para verificarlo.

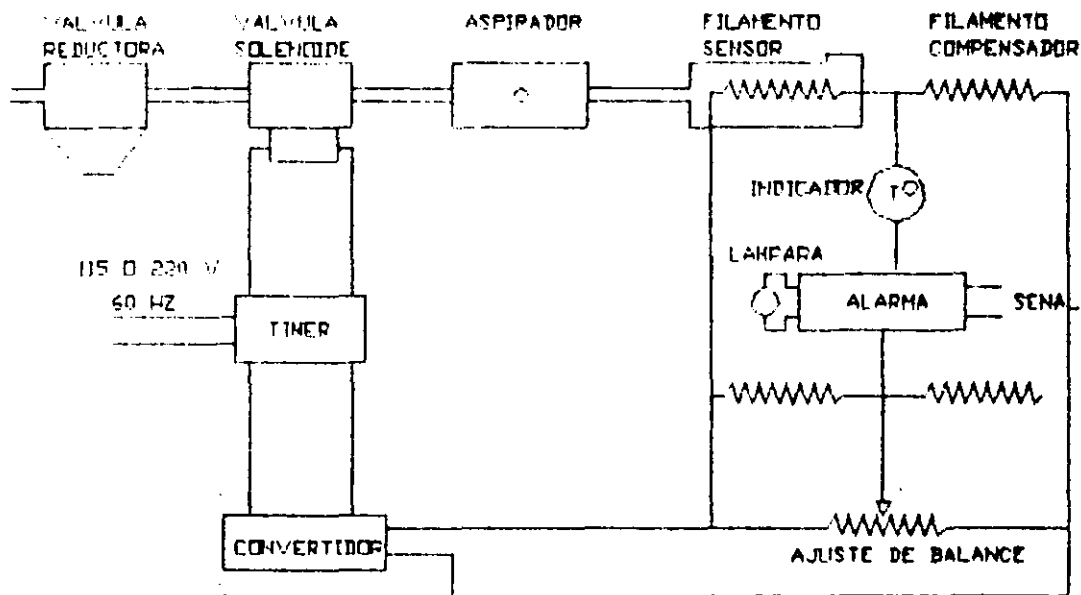


6.7.- Relevador de gas combustible.

El relevador de gas combustible mostrado en la figura de abajo es un dispositivo especial para detectar e indicar la presencia de gas combustible proveniente del transformador. El gas combustible se forma por la descomposición de los materiales aislantes dentro del transformador debido a una falla de bajo nivel o por descargas discontinuas (parciales o corona). Estas fallas normalmente no son detectadas hasta que se convierten en unas mas grandes y dañinas.

El relevador de gas combustible se puede usar en transformadores con sistemas de preservación de aceite con gas inerte a presión positiva. El relevador periódicamente toma muestras del gas en el transformador y las prueba con un sensor calentado. Si los gases combustibles se encuentran en la muestra, se encenderán, calentando aun más el sensor que a su vez cambia su resistencia. El cambio se detecta en un puente y activa un relé de alarma. El relevador de gas combustible es caro, y normalmente no se aplica en transformadores de subestación.

Para probar la composición de gases en los transformadores se puede utilizar equipo portátil de análisis de gas. Analizando el porcentaje de gases extraños o descompuestos en el transformador se puede determinar si el transformador tiene una falla de bajo nivel, y si así es, se puede saber que tipo de falla ha ocurrido. Este tipo de dispositivo se usa en sistemas de potencia que tienen un número grande de transformadores de gran capacidad.



7.- DISPOSITIVOS DE PROTECCION DEL TRANSFORMADOR.

Una falla en el sistema eléctrico en el punto de conexión del transformador puede surgir de una falla interna del transformador o de una condición anormal en el circuito conectado al secundario del transformador tal como un corto circuito (falla externa). El medio predominante para aislar tales fallas es un dispositivo interruptor de corriente en el lado primario del transformador, tal como un fusible, un interruptor o un circuit switcher. Cualquiera que se escoja, el dispositivo de protección en el lado primario debe tener una capacidad interruptiva adecuada para la corriente de corto circuito máxima que pueda ocurrir en el lado primario del transformador o, alternativamente debe ser protegido con relevadores que sean sensibles para detectar y aislar fallas internas de baja corriente o fallas en el secundario. Los elementos instantáneos de los relevadores utilizados para proteger el lado de alta tensión: su alimentador principal y los devanados de alta tensión se ajustan por encima de la falla externa máxima en el secundario del transformador. La corriente de operación en el dispositivo de protección en el lado primario debe ser menor que la corriente de corto circuito del transformador limitada por la combinación de las impedancias del sistema y del transformador. Lo anterior es verdad para un fusible o un relevador de sobrecorriente de tiempo. El punto de operación no debe ser tan bajo sin embargo, ya que esto causaría la interrupción del circuito debido a la corriente inrush de excitación del transformador o a corrientes transitorias normales en los circuitos secundarios. Por supuesto cualquier dispositivo que opera para proteger al transformador desconectándolo del sistema, al detectar condiciones anormales dentro del transformador, también opera para proteger al sistema; pero éstos están subordinados a la protección en el lado primario como se discutió antes.

8.- PROTECCION DE TRANSFORMADORES CONTRA DISTURBIOS ELECTRICOS.

Las fallas en los transformadores originadas por abuso en las condiciones operativas son a causa de:

- 1) sobrecarga continua
- 2) corto circuito
- 3) fallas a tierra
- 4) sobretensiones transitorias

8.1.- Protección contra sobrecargas.

Una sobrecarga dará origen a una elevación de temperatura de las diversas partes del transformador. Si la temperatura final esta por arriba de la temperatura de diseño límite, ocurrirá un deterioro del aislamiento que provocará la reducción de la vida útil del transformador. El aislamiento se puede debilitar a tal grado que una moderada sobretensión lo puede conducir a una falla antes de que se termine el período de vida esperado. Los transformadores tienen una cierta capacidad de sobrecarga que varía con la temperatura ambiente, con la carga anterior y con la duración de la sobrecarga. Estas capacidades se definen en las normas

ANSI/IEEE C57.92-1981 y ANSI C57.96-1959. Se debe reconocer que siempre que la temperatura de un devanado se incrementa el aislamiento se deteriora mas rápidamente y la vida esperada del transformador se acorta.

La protección contra sobrecargas consiste en limitar la carga y en detectar la sobrecarga. La carga del transformador se puede limitar diseñando un sistema donde la capacidad del transformador sea mayor que la carga total conectada, suponiendo una diversidad en la utilización de la carga. Este es un método caro de proporcionar protección contra sobrecargas, ya que el crecimiento de la carga y los cambios en los procedimientos de operación podrían, con frecuencia, eliminar la capacidad extra necesaria para lograr esta protección. Es una buena práctica de ingeniería, dimensionar al transformador con un valor de 125% de la carga actual para permitir el crecimiento del sistema y los cambios en la diversidad de las cargas. La especificación de una menor elevación de temperatura ANSI también permitirá una determinada capacidad de sobrecarga.

La limitación de la carga desconectándole parte de la misma, se puede hacer en forma manual o automática. Sin embargo, los esquemas de corte de carga automáticos, debido a su costo, se restringen a las unidades más grandes. La operación manual se prefiere porque da una mayor flexibilidad para seleccionar las cargas a desconectar.

En algunos casos, el crecimiento de la carga se puede acomodar especificando ventiladores para enfriamiento o haciendo los preparativos para instalarlos en un futuro.

El método mas adecuado para limitar la carga y que se le puede aplicar apropiadamente a un transformador, es aquel que opere en respuesta a la temperatura. Monitorando la temperatura del transformador se pueden detectar las condiciones de sobrecarga. Un cierto número de dispositivos de monitoreo para montarse en un transformador se tienen disponibles como accesorios estandar u opcionales.

Estos dispositivos se utilizan normalmente para alarma o para iniciar la operación de un dispositivo de protección secundario.

Entre ellos se incluyen:

8.1.1.- Indicador de temperatura del líquido.

El indicador de temperatura del líquido, mostrado en la figura siguiente, mide la temperatura del líquido en la parte superior del transformador. Como el líquido mas caliente es menos denso y se mueve a la parte de arriba del tanque, la temperatura del líquido de la parte superior refleja parcialmente la temperatura de los devanados del transformador que esta relacionado con la carga que lleva el transformador.

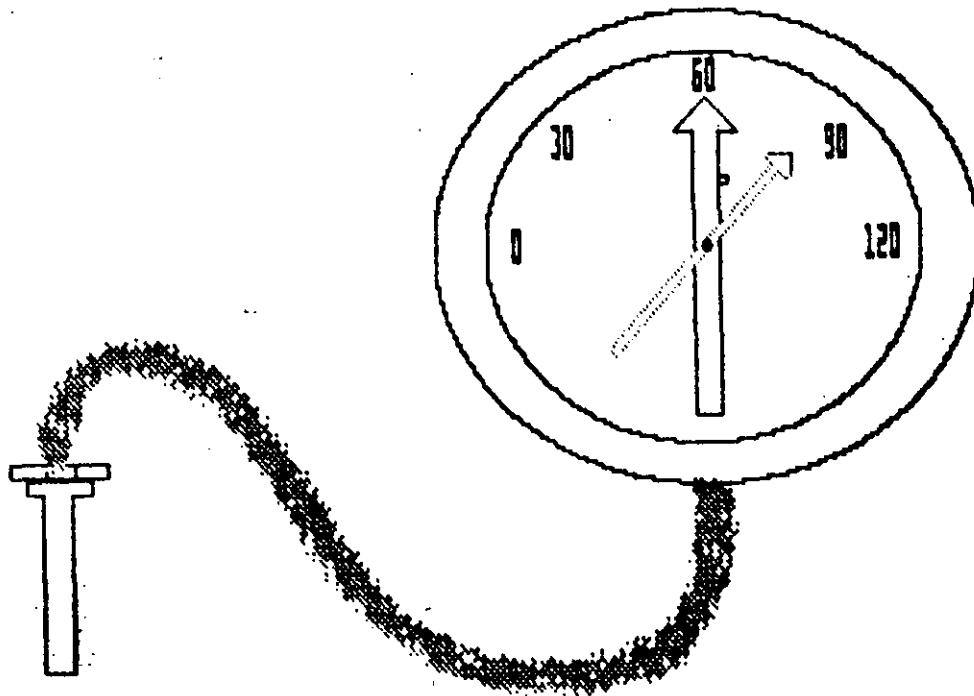
La lectura del termómetro esta en relación a la carga del transformador siempre y cuando la carga afecte la elevación de la temperatura del líquido por encima de la ambiente. El líquido del transformador tiene una constante de tiempo mucho mayor que la del propio devanado, y responde mas lentamente a los cambios de pérdidas por carga que afectan directamente la temperatura del

devanado. Así que la advertencia de la temperatura del termómetro variará entre muy conservativa o muy pesimista, dependiendo de la tasa y de la dirección del cambio de la carga. Una lectura alta podría indicar una condición de sobrecarga.

El indicador de temperatura del líquido normalmente se compra como un accesorio estandar en los transformadores de potencia. Esta equipado con una aguja indicadora de la temperatura y una loca que muestra la mas alta temperatura alcanzada desde la última vez que se repuso.

Este dispositivo se puede equipar con uno, dos o tres contactos ajustables que operan a temperaturas predefinidas. Un contacto se podrá usar para alarma. Cuando se emplea enfriamiento por aire forzado, el primer contacto inicia la operación del primer juego de ventiladores. El segundo contacto inicia la operación del segundo juego de ventiladores, si se tiene, o una alarma. Las temperaturas ajustadas pueden variar para diferentes diseños de sistemas de aislamiento.

Dispositivos similares como se describen antes en este documento, estan disponibles para responder a temperaturas del aire o del gas en transformadores tipo seco. En subestaciones no atendidas, estos dispositivos se podrán conectar a alarmas centralizadas.



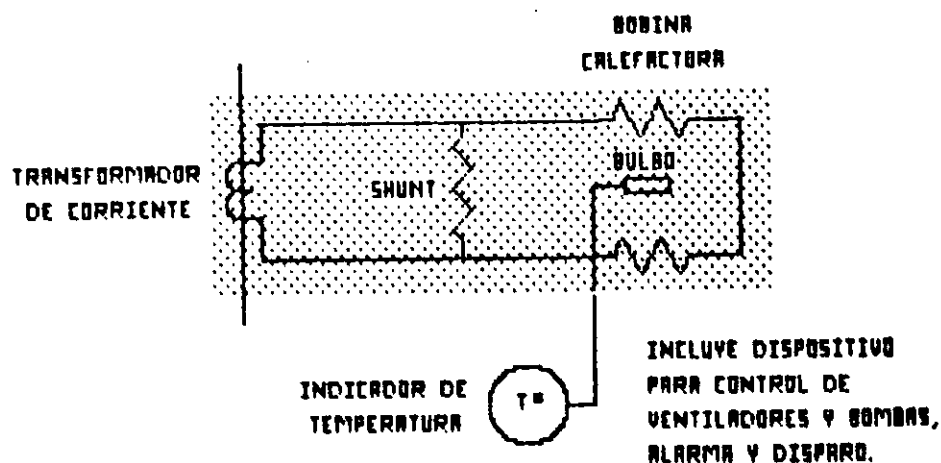
8.1.2.- Relevadores térmicos.

Los relevadores térmicos mostrados diagramáticamente en la siguiente figura se usan para dar una indicación mas directa de las temperaturas en los devanados de los transformadores tipo líquido o seco. Un transformador de corriente montado en las tres fases de los bushings del transformador, suministran corriente a la bobina calefactora del bulbo-termómetro que contribuye a calentar apropiadamente y simular muy de cerca la temperatura del punto caliente del transformador.

El monitoreo de más de una fase es deseable cuando existe una razón para esperar un desbalance entre las cargas por fase.

El indicador de temperatura es un instrumento conectado a través de un tubo capilar al bulbo del termómetro. El fluido en el bulbo se expande o contrae proporcionalmente a los cambios de temperatura y se transmite a través del tubo al instrumento. Acoplada a la flecha del instrumento indicador hay tres levas que operan contactos individuales a niveles preajustados de temperatura.

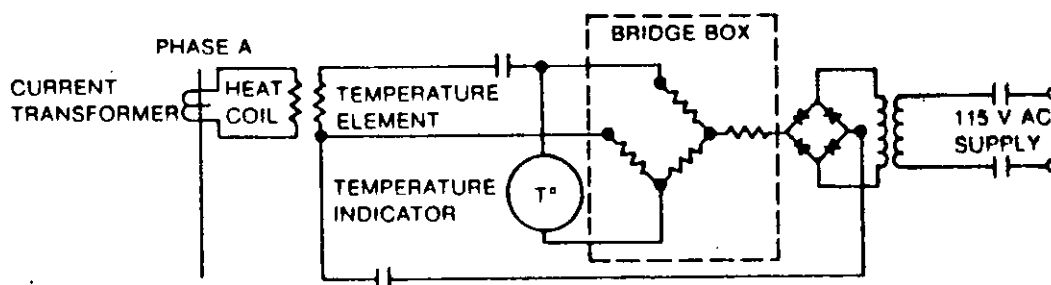
Los relevadores térmicos se usan mas frecuentemente en transformadores de 10 o mas MVA's que en transformadores pequeños. Se pueden usar en transformadores de subestación de cualquier tamaño.



EL RELEVADOR DE IMAGEN TERMICA (TEMPERATURA DE DEVANADO)
UTILIZA UN ELEMENTO CALEFACTOR PARA DUPLICAR EL EFECTO DE LA
CORRIENTE EN EL TRANSFORMADOR.

8.1.3.- Termómetros para medir puntos calientes.

El equipo para detectar la temperatura de puntos calientes mostrado en la figura que sigue, es similar al equipo del relevador térmico en un transformador ya que indica la temperatura del punto mas caliente del transformador. Mientras que el relevador térmico lo hace con la expansión de un fluido y un instrumento bourdon, el equipo de medición de la temperatura mas caliente lo hace usando el método del puente de Wheatstone midiendo la resistencia de un detector de temperatura tipo resistencia que responde a los cambios de temperatura del transformador, aumentando cuando la temperatura es mas alta. Como esto se puede usar con más de una bobina detectora se pueden verificar las temperaturas de varios puntos dentro del transformador.



El indicador de temperatura de puntos calientes utiliza el método del puente de Wheatstone para determinar la temperatura del transformador.

8.1.4.- Enfriamiento con aire forzado.

Otro medio de protegerse contra sobrecargas es incrementar la capacidad del transformador con enfriamiento auxiliar a base de ventiladores. La capacidad del transformador se puede incrementar entre un 15 y un 33% de la capacidad nominal, dependiendo del diseño y de la capacidad del transformador. Un enfriamiento dual con un segundo juego de ventiladores de aire forzado o un sistema de aceite forzado dara un segundo incremento en la capacidad y es aplicable a transformadores trifasicos con 12,000 kVA nominales o mas.

El enfriamiento con aire forzado se puede agregar en una fecha posterior para incrementar la capacidad del transformador para que pueda soportar el incremento en la carga, siempre y cuando, el transformador hubiese sido ordenado con las provisiones para llevar enfriamiento por ventiladores en el futuro.

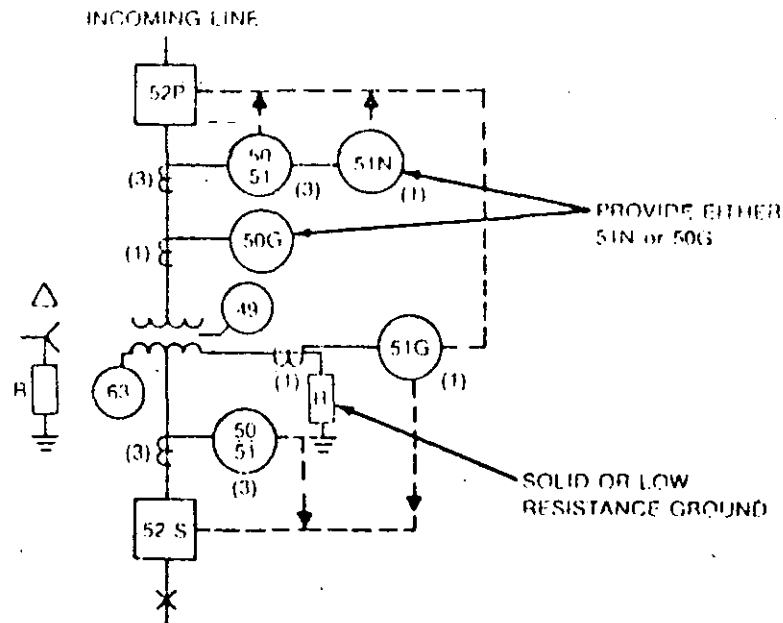
El enfriamiento auxiliar del líquido aislante ayuda a mantener la temperatura de los devanados y otros componentes por abajo de los

límites de diseño de temperatura. Por lo general, la operación del equipo de enfriamiento es iniciada automáticamente por el indicador de temperatura o por el relevador térmico después de que se alcanza una temperatura predeterminada.

8.1.5.- Relevadores de sobrecorriente.

La protección contra sobrecorriente del transformador se puede dar con relevadores. Estos relevadores se aplican junto con transformadores de corriente y un interruptor o un circuit switcher, dimensionado para los requerimientos de capacidad continua máxima y de interrupción para esa aplicación. Una aplicación típica se muestra en la figura siguiente.

Los relevadores de sobrecorriente se seleccionan para proporcionar un rango de ajuste de sobrecorriente por encima de las sobrecargas permitidas y ajustes instantáneos cuando sea posible dentro de la capacidad del transformador para soportar sobrecorrientes por fallas externas. Estas características deben seleccionarse para coordinar con los dispositivos colocados aguas arriba y aguas abajo del flujo eléctrico.



Las fallas a tierra que ocurren en el secundario del transformador de la subestación o entre el secundario del transformador y el dispositivo de protección principal en el secundario no pueden ser aislados por el dispositivo de protección principal en el secundario, que se localiza en el lado de la carga de la falla a tierra. Estas fallas a tierra, cuando están limitadas por un resistor entre neutro y tierra, pueden no ser vistas por los fusibles en el primario del transformador o por los relevadores diferenciales del transformador. Solamente pueden ser aislados por el interruptor en el primario o por otros dispositivos de protección disparados por un relé de tierra en el circuito del resistor del neutro o por un relevador diferencial de tierra. Un relevador diferencial de tierra puede consistir en un simple relevador de sobrecorriente conectado a un TC en la conexión del neutro a tierra y a un circuito residual de los TC's de línea acoplado a través de un TC auxiliar para compensar la relación de transformación, como este esquema está sujeto a errores durante fallas externas debido a la diferente saturación de los TC's, un relevador con bobinas de restricción se puede utilizar en lugar de un relevador de sobrecorriente sencillo.

Los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado primario de un transformador proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador, así como protección de respaldo contra fallas en el secundario del transformador. Cuando los relevadores de sobrecorriente se aplican también en el lado secundario del transformador, estos relevadores forman la protección principal contra fallas del lado secundario del transformador. Sin embargo, los relevadores de sobrecorriente aplicados en el lado secundario del transformador no proporcionan protección contra fallas en los devanados del transformador.

Los ajustes de los relevadores de sobrecorriente deben cumplir los requisitos de los estándares y códigos aplicables así como las necesidades del sistema de potencia. Los requisitos de ANSI/NFPA 70-1984 (NEC) representan los límites superiores que se deben cumplir al seleccionar dispositivos de sobrecorriente. Estos requisitos sin embargo, no son guías para el diseño de un sistema que proporcione la máxima protección de transformadores. Por ejemplo el ajuste de dispositivo de protección por sobrecorriente en el primario o en el secundario de un transformador a 2.5 veces la corriente nominal, permite que el transformador se dañe sin que el dispositivo de protección opere.

La mejor protección para los transformadores se dará con interruptores o fusibles en ambos lados del transformador ajustados o seleccionados para operar a valores mínimos. Una práctica común es que los fusibles o interruptores en el lado secundario operen con cargas de 125% de la capacidad máxima.

El utilizar un interruptor en el lado primario de cada transformador es caro, sin embargo, especialmente para transformadores de poca capacidad y de poco valor, se puede considerar un compromiso económico instalar un interruptor que alimente de 2 a 6 transformadores relativamente pequeños. Cada transformador tiene su propio interruptor en el lado secundario, y en la mayoría de los casos un desconectador en el primario. La protección por sobrecorriente debe satisfacer los requisitos del NEC.

La principal desventaja es que todos los transformadores serán

desenergizados al abrirse el interruptor en el lado de los primarios. Mas aún, la capacidad o ajuste de un interruptor en el circuito de los primarios seleccionado para acomodar los requisitos de la carga total de todos los transformadores podría ser tan grande que solamente se proporcionaría un margen pequeño de protección contra fallas en el lado secundario, y casi ninguna protección de respaldo para cada transformador individual. Si usamos cortacircuitos fusibles en el lado primario de cada transformador, se puede proporcionar protección contra cortos circuitos para cada transformador y se proporciona selectividad adicional para el sistema. Si se usan cortacircuitos fusibles y elementos fusibles duales con retraso de tiempo en el secundario de cada transformador permitirá dimensionarlos mas estrechamente (típicamente 125% de la corriente de plena carga) dando una excelente protección contra sobrecargas y corto circuito para aplicaciones en tensiones de 600 volts o menos.

8.2.- Protección contra sobretensiones.

La causa mas común de las fallas en los transformadores son las sobretensiones transitorias debidas a descargas atmosféricas, sobretensiones por maniobra y otros disturbios del sistema. Ciertos tipos de carga y la línea de alimentación pueden generar disturbios con altas tensiones. Existe una idea errónea que los servicios subterráneos estan libres de estos disturbios. La coordinación de aislamiento del sistema en el uso y localización de apartarrayos en el primario y en el secundario es muy importante. Normalmente los transformadores con líquido aislante tienen niveles básicos de aislamiento nominales mas altos que los transformadores tipo seco con ventilación estandar y que los tipo seco sellados. Los transformadores con bobinas aisladas con dieléctricos sólidos tienen niveles básicos de impulso iguales a los transformadores aislados en aceite. Los transformadores tipo seco ventilados y los transformadores tipo seco sellados se pueden especificar para que tengan niveles de aislamiento básico al impulso igual al de los transformadores aislados en líquidos.

8.2.1.- Apartarrayos.

Por lo general, si el transformador aislado en líquido esta alimentado por conductores encerrados desde los secundarios de transformadores con una adecuada protección contra ondas en el primario, puede que no se requiera protección adicional, dependiendo del diseño del sistema. Sin embargo, si el primario del transformador o el secundario esta conectado a conductores que estan expuestos a descargas atmosféricas, es necesaria la instalación de apartarrayos. Para una mejor protección el apartarrayos debe montarse tan cerca como sea posible de las terminales del transformador, de preferencia, dentro de un metro y del lado de la carga del switch de llegada.

El grado obtenido de protección contra ondas esta determinado por la cantidad de exposición, al tamaño e importancia del transformador en el sistema, el tipo y el costo de los apartarrayos. En orden descendente en costo y grado de protección, los apartarrayos disponibles son tipo estación, tipo intermedio y tipo distri-

bucion. Los transformadores con menor nivel básico al impulso son menos costosos e igualmente confiables si se protegen con apartarrayos compatibles.

Los transformadores tipo seco ventilados y tipo seco sellados se usan normalmente en interiores y la protección contra ondas es necesaria. Como todos los sistemas tienen el potencial para transmitir ondas primarias y secundarias, causadas por descargas y disturbios en el sistema se han desarrollado apartarrayos tipo distribución de bajo flameo y apartarrayos de baja tensión para la protección de transformadores tipo seco y máquinas rotatorias. La selección de apartarrayos (la clase de aislamiento en kV) debe estar basado en la tensión del sistema y en las condiciones del sistema (conectado a tierra o aislado de tierra). La clase en kV del apartarrayos no esta determinada por la clase en kV del devanado primario del transformador.

8.2.2.- Capacitores contra ondas.

También puede ser apropiado para todos los tipos de transformadores proporcionarles protección adicional en forma de capacitores contra ondas localizados tan cerca como sea posible de las terminales del transformador. Los devanados del transformador pueden experimentar una distribución no muy uniforme de una onda de frente rápido. Los capacitores contra ondas tienen la doble función de disminuir la pendiente de los transitorios de frente rápido que puedan chocar contra el devanado del transformador, así como la de reducir la impedancia efectiva contra la onda presentada por el transformador a la onda que llega. Este tipo de protección adicional es apropiado contra tensiones transitorias generadas dentro del sistema debidas a condiciones del circuito tales como preencendidos y reencendidos (prestriking, restriking), interrupciones de corriente de alta frecuencia, reencendidos multiples, escalada de tensiones, supresion o corte de corriente (chopping) resultado de conmutaciones, operaciones de fusibles limitadores de corriente, encendido de tiristores, o condiciones de ferresonancia.

8.2.3.- Ferresonancia.

La ferresonancia es un fenómeno que resulta en el desarrollo de una tensión por arriba de la nominal en los devanados de un transformador. Estas sobretensiones pueden originar la operación de apartarrayos, daño al transformador y riesgo de choque eléctrico. Las condiciones siguientes se combinan para producir ferresonancia:

- 1) Transformador en vacio.
- 2) Un circuito abierto en una de las terminales primarias del transformador y al mismo tiempo una terminal energizada; en el caso de transformadores trifásicos una o dos de las tres terminales primarias puede ser desconectada.
- 3) El punto de desconexión no esta cerca al transformador.
- 4) Existe una tension potencial entre el conductor de la terminal desconectada y tierra.

El circuito resonante puede ser trazado desde la terminal energizada a través del primario del transformador a una de las terminales desconectadas, luego a través del aislamiento del conductor de la terminal aislada a tierra, y luego de regreso a través del sistema de alimentación a la terminal energizada. Ver la figura siguiente.

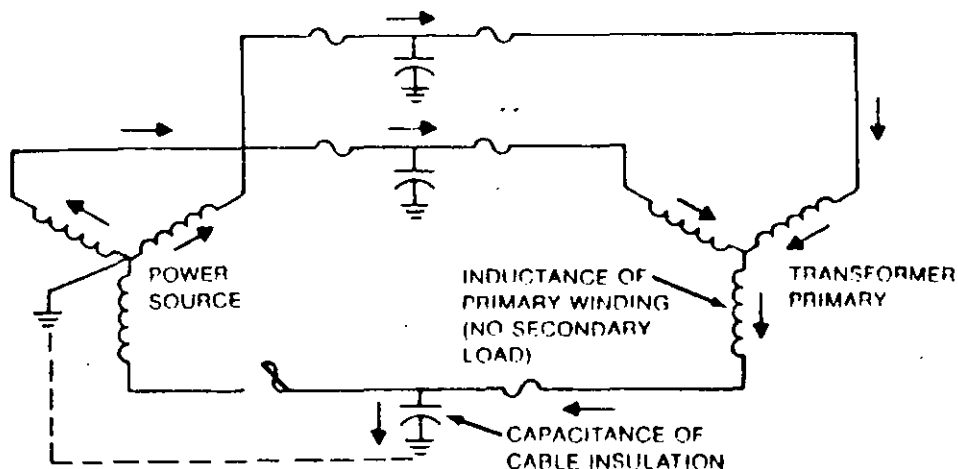


Diagrama unifilar mostrando el flujo de corrientes que puede conducir a Ferroresonancia.

Aunque es mas común en sistemas de distribución subterráneos la ferroresonancia puede ocurrir en líneas aéreas, cuando el punto con una fase abierta está suficientemente lejos del transformador. Los escenarios típicos para la resonancia involucran el switcheo remoto de transformadores en vacío, o la operación de fusibles remotos en una fase o la falla de los tres polos de un dispositivo tripolar para abrir apropiadamente acompañado de la desconexión de la carga secundaria.

La ferroresonancia se puede minimizar o eliminar teniendo carga conectada al secundario cuando se switchea una fase en el primario usando switches operados en grupo, interruptores, o circuit switchers, o previniendo que los dispositivos interruptores de corriente estén localizados muy cerca del o en el transformador. El tópico de la ferroresonancia es muy complicado, y la literatura debe ser revisada por personas especializadas para evitar ferroresonancia en la operación de los interruptores o en el diseño del sistema.

8.3.- Protección contra corrientes de cortos circuitos.

Ademas del daño térmico que producen las sobrecargas prolongadas, los transformadores se ven tambien afectados adversamente durante las condiciones de corto circuito externo o interno, que pueden conducir en fuerzas electromagnéticas internas, elevación de temperatura y arcos con liberación de energía.

Los cortos circuitos en el lado secundario pueden sujetar al transformador a magnitudes de corriente de corto circuito limitadas solamente por la suma de las impedancias de la fuente y del transformador. De aquí que los transformadores con impedancias desacostumbradamente bajas pueden experimentar corrientes de corto circuito extremadamente altas que originan daños mecánicos. El flujo prolongado de una corriente de corto circuito de menor magnitud también puede infringir un daño térmico.

La protección del transformador contra fallas internas y externas debe ser tan rápida como sea posible para reducir el daño a un mínimo. Esta protección sin embargo, puede ser reducida por limitaciones en el diseño de un sistema de coordinación selectiva y por procedimientos de operación.

Existen varios dispositivos sensores disponibles que proporcionan grados variables de protección contra corto circuito. Estos dispositivos sensan dos aspectos diferentes de un corto circuito. El primer grupo de dispositivos sensa la formación de gases consecuentes a una falla y se usan para detectar fallas internas. El segundo grupo sensa directamente la magnitud de la corriente de corto circuito.

Los dispositivos sensores de gas incluyen dispositivos liberadores de presión, relevadores de presión súbita, relevadores detectores de gas, y relevadores de gas combustible. Los dispositivos sensores de corriente incluyen fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales.

8.3.1.- Dispositivos sensores de gas.

Las fallas de poca magnitud en el transformador, producen gases formados por la descomposición del aislamiento expuesto a alta temperatura en la falla. La detección de la presencia de estos gases puede permitir sacar de servicio el transformador antes de que ocurra la propagación del daño. En algunos casos se puede detectar el gas mucho tiempo antes de que la unidad falle. Las corrientes de falla de gran magnitud generalmente serán sensadas por otros detectores, pero el dispositivo sensor de gas responderá con un modesto retraso de tiempo. Estos dispositivos fueron descritos antes en detalle en el inciso 6.

8.3.2.- Dispositivos sensores de corriente.

Los fusibles, relevadores de sobrecorriente y relevadores diferenciales se deben seleccionar para proporcionar el máximo grado de protección al transformador. Estos dispositivos de protección deben operar en respuesta a una falla antes que la magnitud y duración de la sobrecorriente exceda los límites de carga por corto tiempo recomendados por el fabricante del transformador. En ausencia de información específica aplicable a un transformador

en particular, los dispositivos de protección deben ser seleccionados de acuerdo con guías de aplicación para los límites máximos permisibles de carga por corto tiempo del transformador. Las curvas que ilustran estos límites, para transformadores sumergidos en líquido se discuten en la siguiente sección, además las capacidades o ajustes de los dispositivos de protección se deben seleccionar de acuerdo con el capítulo 4, artículo 450 del NEC.

La siguiente discusión extraída del apéndice A del ANSI/IEEE C-37.91-1985 titulado aplicación de la Guía de la duración de corriente de falla externa de transformadores de potencia. Información y curvas de protección contra fallas externas similares se pueden obtener en ANSI/IEEE C57.109-1985. La siguiente discusión se basa en estas dos estándares. Curvas de protección contra fallas externas similares para transformadores tipo seco están en desarrollo actualmente.

Los dispositivos de protección de sobrecorriente tales como fusibles y relevadores tienen características de operación bien definidas que relacionan la magnitud de la corriente de falla con el tiempo de operación. Es deseable que las curvas características de estos dispositivos se coordinen con curvas comparables, aplicables a transformadores, que reflejan su capacidad de aguante durante fallas externas. Tales curvas para transformadores sumergidos en líquidos Categoría I, II, III y IV (como se describe en ANSI/IEEE C57.12.00-1980), se presentan en estas notas como curvas de protección contra fallas externas.

Es muy conocido que el daño sufrido por los transformadores durante fallas externas se debe tanto a los efectos térmicos como a los efectos mecánicos. Estos últimos han ganado recientemente un reconocimiento cada vez mayor, como la causa principal de las fallas en los transformadores. Aunque la elevación de la temperatura asociada con corrientes de falla externa de gran magnitud, es típicamente bastante aceptable, los efectos mecánicos son intolerables si se permite que tales fallas ocurran con regularidad. Este resultado se debe a la naturaleza acumulativa de algunos de los efectos mecánicos, particularmente la compresión del aislamiento, desgaste del aislamiento y fricción inducida por desplazamiento. El daño que ocurre como resultado de estos efectos acumulados es, por lo tanto una función no solo de la magnitud y duración de las fallas externas, sino también del número total de tales fallas.

Las curvas de protección contra fallas externas aquí presentadas, toman en consideración el hecho de que el daño al transformador, tal como se discutió antes, es acumulativo y el hecho de que el número de fallas externas a las que el transformador puede ser expuesto, es inherentemente diferente para diferentes aplicaciones del transformador. Por ejemplo, los transformadores que tienen los conductores secundarios encerrados en conduits o aislados en alguna otra forma, tal como aquellos típicamente encontrados en los sistemas de potencia industriales, comerciales e institucionales, experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. En contraste los transformadores con líneas aéreas en el lado secundario, tales como los que se tienen en las subestaciones de distribución de las compañías suministradoras, tienen una incidencia de fallas externas relativamente alta, y el uso de restauradores o de interruptores con recierre

automático pueden sujetar al transformador a repetidas ondas de corrientes cada vez que ocurre una falla. Entonces, para un transformador dado en estas dos diferentes aplicaciones, se deberá aplicar una curva de protección contra fallas externas diferente. Para aquellas aplicaciones en las que las fallas ocurren con poca frecuencia, la curva de protección contra fallas externas debe reflejar primeramente las consideraciones por daños térmicos, ya que los efectos acumulativos originados por las fallas externas, que producen daños mecánicos no serán un problema. Para aquellas aplicaciones en las cuales las fallas ocurren frecuentemente, la curva de protección debe reflejar el hecho que el transformador se verá sujeto tanto a los efectos térmicos y a los efectos de daños mecánicos acumulados producidos por fallas externas.

Al usar las curvas de protección contra fallas externas para seleccionar la característica corriente-tiempo de los dispositivos de protección, el ingeniero de protecciones deberá tomar en cuenta, no solamente el inherente nivel de incidencia de fallas externas, como se describe anteriormente sino también la localización de cada dispositivo de protección y su papel en darle protección al transformador. Como se observó, los transformadores de subestación con líneas aéreas en el lado secundario tienen una incidencia de fallas relativamente alta. El equipo de protección del alimentador en el lado secundario es la primera línea de defensa contra fallas externas y su característica corriente-tiempo debe, por lo tanto, seleccionarse con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Más específicamente, las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección del alimentador deben quedar abajo y a la izquierda de la apropiada curva de protección contra fallas que inciden frecuentemente. Los dispositivos de protección primaria en el lado secundario (si se aplican) y los dispositivos de protección en el lado primario operan típicamente para proteger contra fallas externas en el raro caso de una falla entre el transformador y los dispositivos de protección de los alimentadores, o en el igualmente raro caso que un dispositivo de protección en los alimentadores no opere o lo haga muy lentamente debido a una capacidad incorrecta (más alta) o a un ajuste equivocado. Las características corriente-tiempo de estos dispositivos, por lo tanto, se deben seleccionar, con referencia a la curva de protección contra fallas que inciden con poca frecuencia. Además, estas características corriente-tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los diversos dispositivos de protección.

En contraste, los transformadores con conductores secundarios protegidos (por ejemplo, cable, bus ducto o tablero) experimentan una incidencia de fallas externas extremadamente baja. Por lo tanto los dispositivos de protección del alimentador se debe seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencia poco frecuente. El dispositivo de protección principal en el lado secundario (si es aplicable) y el dispositivo de protección en el lado primario se deben seleccionar con referencia a la curva de protección contra fallas de incidencias poco frecuente. Otra vez, estas características corriente-tiempo se deben seleccionar para lograr la coordinación deseada entre los

diversos dispositivos de protección.
 Para los transformadores de la Categoría I (monofásicos de 5-500 kVA, trifásicos de 15-500 kVA), se aplica una curva de protección contra fallas externas sencilla. Ver Fig 191. Esta curva se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo de los dispositivos de protección para todas las aplicaciones independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

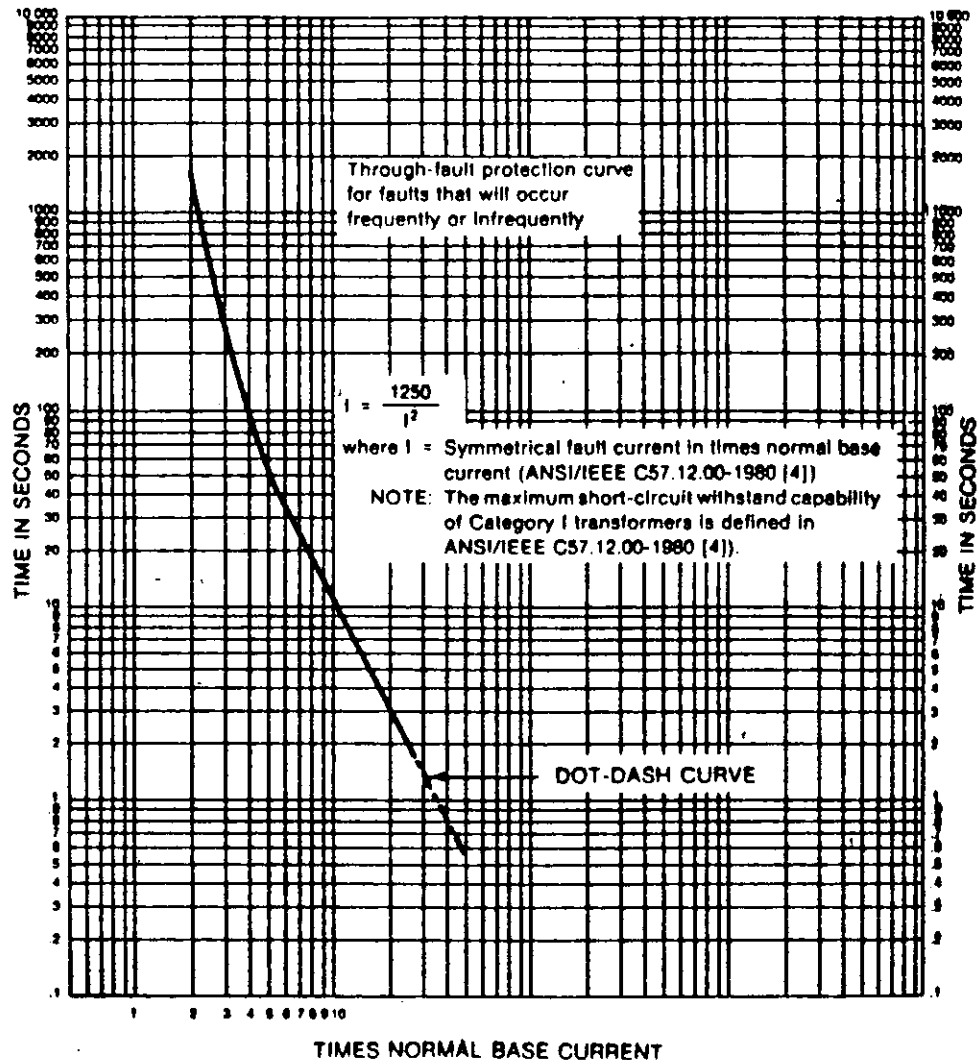


Fig 191
 Curva de protección contra fallas externas para Transformadores Categoría I. (Monofásicos 5 - 500 kVA, Trifásicos 15 - 500 kVA)

Para los transformadores de la Categoría II (monofásicos de 501-1667 kVA, trifásicos de 501-5000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Vea Fig 192. La curva de la izquierda en la Fig 192 refleja tanto las consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente.

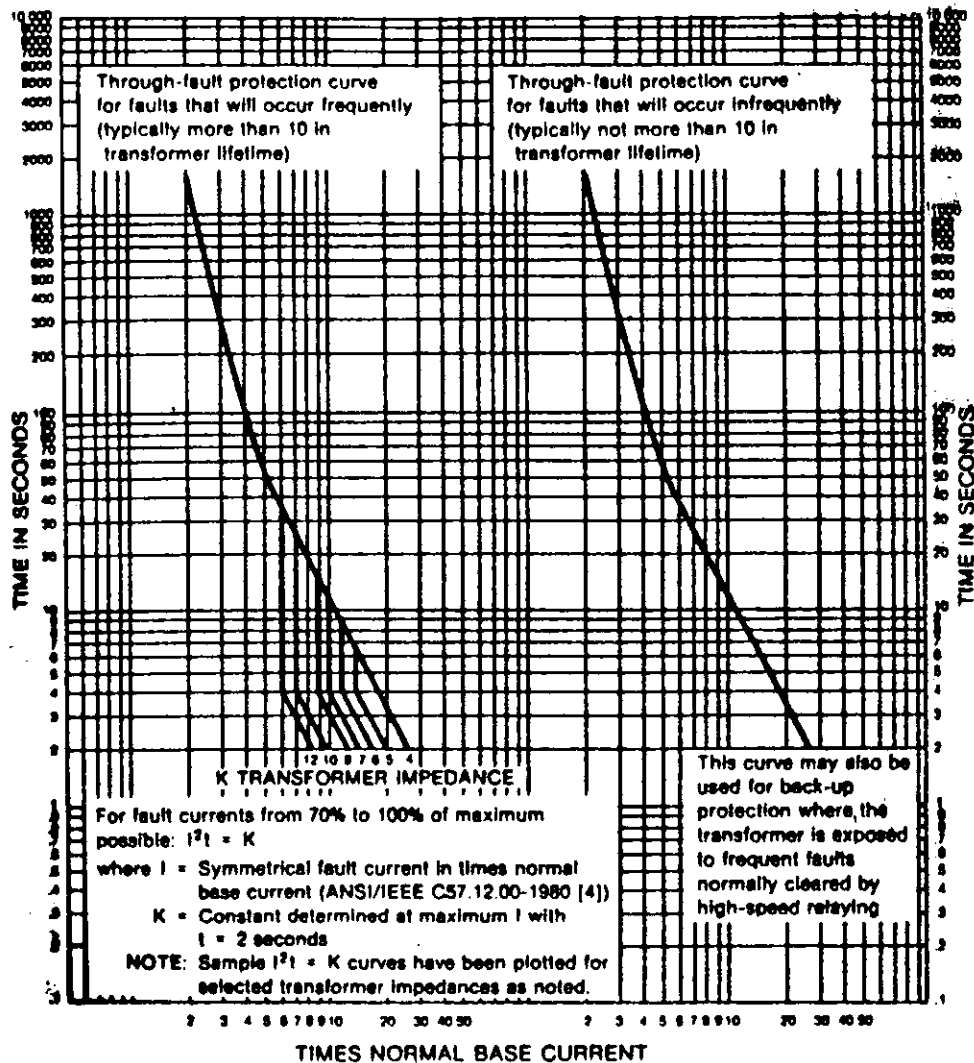


Fig 192
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores Categoría II (Monofásicos 501-1667 kVA, Trifásicos 501-5000 kVA)

La curva de la derecha en la Fig 192 refleja primeramente las consideraciones por daño térmico y se puede usar para seleccionar características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones contra falla de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede usar para seleccionar el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y las características corriente-tiempo del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. Para los transformadores de la Categoría III (monofásicos de 1668-10000 kVA, trifásicos de 500-30000 kVA) se aplican dos curvas de protección contra fallas externas. Ver Fig 193.

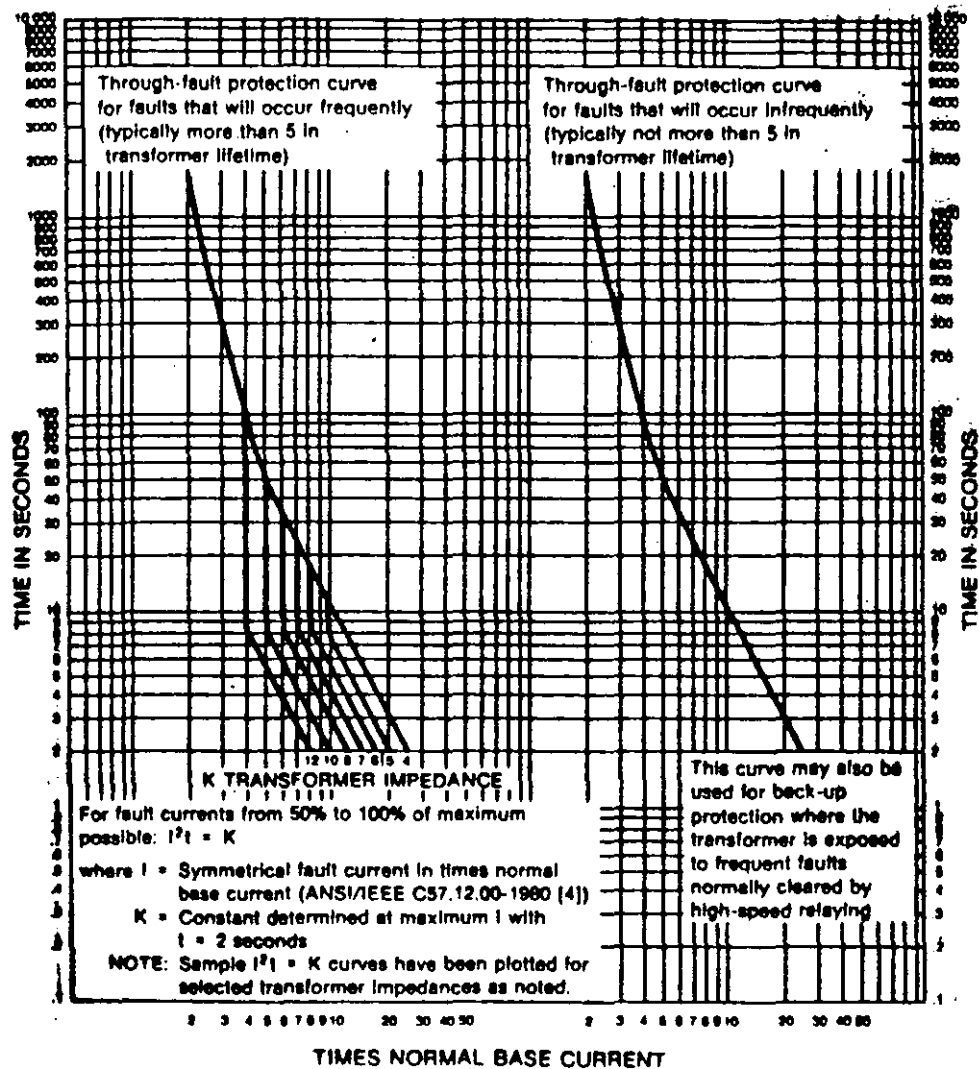


Fig 193
Curvas de protección contra falla externa para Transformadores Categoría III (Monofásicos 1.668-10 MVA, Trifásicos 5.001-30 MVA)

La curva de la izquierda de la Fig 193 refleja consideraciones de daño térmico y mecánico, y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador para aplicaciones con fallas de incidencia frecuente. La curva de la derecha de la Fig 193 refleja primeramente las consideraciones por daños térmicos y se puede usar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección del alimentador en aplicaciones con fallas de incidencia poco frecuente. Esta curva también se puede utilizar para seleccionar las características corriente-tiempo el dispositivo de protección principal en el lado secundario (si se aplica) y del dispositivo de protección en el lado primario para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas.

Para transformadores de la Categoría IV (monofásicos arriba de 10000 kVA, trifásicos arriba de 30000 kVA), se aplica una sola curva de protección contra fallas externas. Ver Fig 194. Esta curva refleja las consideraciones de daño térmico y mecánico y se puede utilizar para seleccionar las características corriente-tiempo del dispositivo de protección para todas las aplicaciones, independientemente del nivel anticipado de incidencia de fallas. La descripción anteriormente mencionada de la aplicación de transformadores de las Categorías II y III para fallas de incidencia frecuente contra incidencia poco frecuente, se puede relacionar con la zona o la localización de la falla. Ver Fig. 195.

La curva característica del dispositivo de protección en el lado primario puede cruzar la curva de protección contra fallas externas a niveles de corriente mas pequeños, ya que la protección contra sobrecargas de bajas corrientes, es una función del dispositivo o dispositivos de protección en el lado secundario. Sin embargo, se deben hacer esfuerzos para que la curva del dispositivo de protección del lado primario intersepte la curva de protección contra fallas externas en una corriente tan baja como sea posible, para maximizar el grado de protección de respaldo para los dispositivos en el lado secundario.

Los valores en la curva de protección contra fallas externas se basan en las relaciones devanado-corriente para una falla trifásica en el secundario, y se puede usar para transformadores conectados delta-delta y estrella-estrella. Para transformadores conectados en delta-estrella, los valores de la curva de protección para fallas externas se deben reducir al 58% de los valores mostrados, para dar una protección apropiada durante fallas de una fase al neutro en el lado secundario.

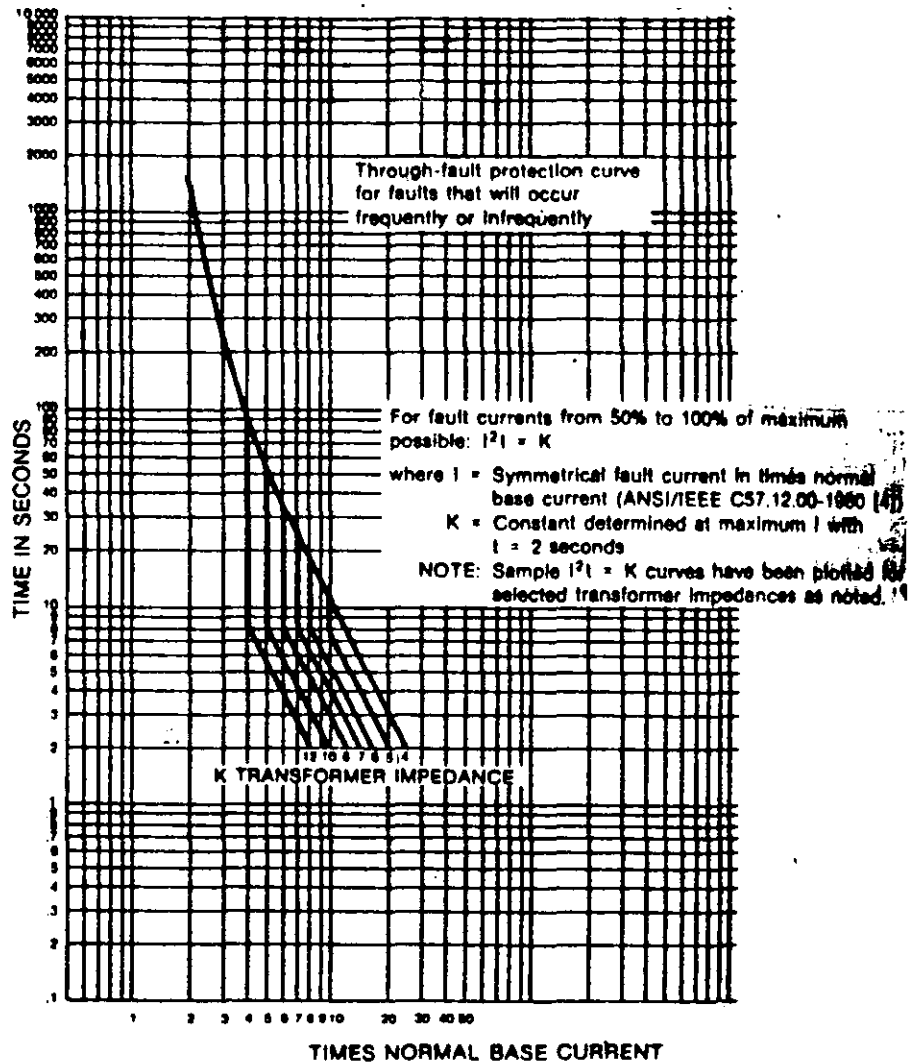
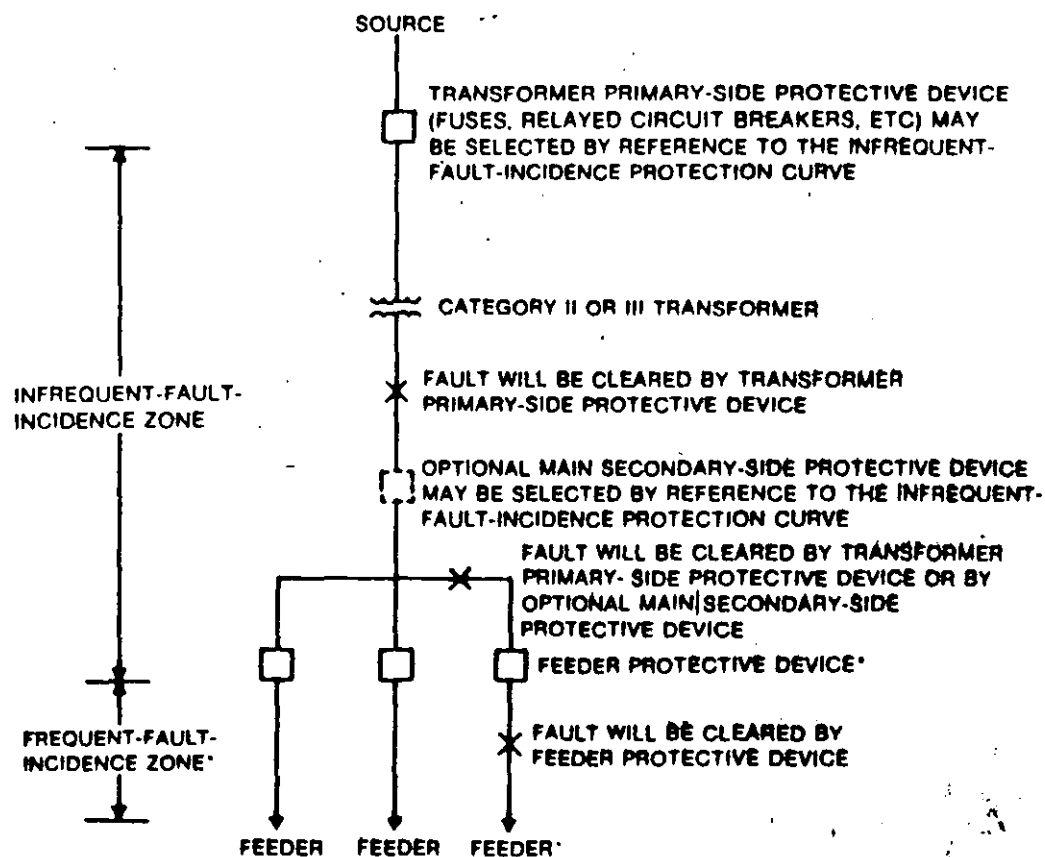


Fig 194
 Curvas de protección contra falla externa para Transformadores
 Categoría IV (Monofásicos >10 MVA, Trifásicos >30 MVA)



*Should be selected by reference to the frequent-fault-incidence protection curve. For transformers serving systems with secondary-side conductors enclosed in conduit, bus duct, etc, the feeder protective device may be selected by reference to the infrequent-fault-incidence protection curve.

Fig 195
Zonas de Falla de Incidencia Frecuente y Poco Frecuente de Transformadores Categoría II y III

8.3.3.- Fusibles.

Los fusibles utilizados en el primario del transformador son dispositivos de una sola operación, relativamente sencillos y económicos que proporcionan protección al transformador contra cortos circuitos. Los fusibles se aplican en combinación con cortacircuitos fusibles capaces de interrumpir la corriente de plena carga. Utilizando donde sea posible, cortacircuitos fusibles en el lado primario, se le puede dar al transformador protección contra corto circuito, así como un alto grado de selectividad al sistema.

Las consideraciones para la selección del fusible incluyen el que tengan una capacidad interruptiva igual o mayor que la capacidad de falla del sistema en el punto de aplicación, que tengan una capacidad de corriente continua por encima de la corriente continua máxima bajo los diversos modos de operación, y que tengan una característica corriente-tiempo que deje pasar las corrientes de inrush de magnetización y de carga que ocurren simultáneamente después que ocurre una interrupción momentánea sin la operación del fusible y que interrumpa antes que se alcance el punto de aguante del transformador. Los fusibles así seleccionados pueden proporcionar protección contra fallas secundarias entre el transformador y el dispositivo de protección contra sobrecorrientes en el lado secundario, así como protección de respaldo de este último.

La magnitud y duración de las corrientes de inrush de magnetización varían según los diferentes diseños de los transformadores. Corrientes de inrush de 8 a 12 veces la corriente nominal de plena carga durante 0.1 segundo se usan comúnmente para coordinación.

Cuando se usan fusibles, se puede dar la protección contra sobrecargas usando un contacto del indicador de temperatura del transformador para cortar carga no esencial o bien, disparando el dispositivo de protección por sobrecorriente en el lado secundario del transformador.

Cuando existe la posibilidad de una alimentación por el lado de baja tensión, se recomienda que el cortacircuito, la puerta de acceso al fusible, y el dispositivo de protección por sobrecorriente en el secundario del transformador, tengan un interlock para asegurar que el fusible este desenergizado antes de darle servicio.

Los sistemas de protección por relevadores pueden ofrecer protección por sobrecorriente de bajo nivel. Los sistemas de protección por relevadores así como los cortacircuitos fusibles, pueden dar protección contra operación monofásica, cuando se usa un apropiado detector de fase abierta que inicie la apertura del interruptor o del switch interruptor si ocurre una condición de fase abierta.

8.3.4.- Relevadores instantáneos.

Los relevadores de sobrecorriente de fase con elementos instantáneos proporcionan, a los transformadores, protección contra cortacircuitos además de protección contra sobrecargas. Cuando se usan en el lado primario, generalmente coordinan con los disposi-

tivos de protección del lado secundario. El ajuste de los relevadores instantáneos se selecciona en su aplicación con respecto a los dispositivos de protección en el secundario y al arreglo de los circuitos.

8.3.5.- Relevadores diferenciales de fase y de tierra.

La protección diferencial compara la suma de las corrientes entrando a la zona de protección con la suma de las corrientes saliendo de la zona de protección; las sumas deben ser iguales. Si la suma de las corrientes entrando difieren en más de una cierta cantidad o por ciento de la suma de las corrientes saliendo de la zona protegida, es indicativo de la existencia de una falla y el relevador opera para aislar la zona fallada.

Los relevadores diferenciales del transformador operan con un porcentaje entre la corriente diferencial y la corriente de restricción; este porcentaje se llama pendiente del relevador. Un relevador con 25% de pendiente operará si la diferencia entre las corrientes entrando y saliendo es mayor del 25% de la suma de las corrientes que entran y salen, siempre y cuando la magnitud sea mayor del valor de pickup mínimo del relevador.

La sensibilidad para la detección de fallas de los relevadores diferenciales queda determinado por la combinación del ajuste del relevador y los parámetros del circuito. Para la mayoría de los relevadores diferenciales de transformadores de alta velocidad, el pickup del relevador es de alrededor de 30% del ajuste del tap. Dependiendo del ajuste, la sensibilidad será de entre 25 y 50% de la corriente de plena carga. Para transformadores conectados en delta-estrella con capacidades alrededor de 10000 kVA y que alimentan sistemas de suministro conectados a tierra a través de una resistencia, se recomienda agregar a los relevadores diferenciales de fase, relevadores diferenciales de tierra en el secundario (87TG), como el mostrado en la Fig 196, para proporcionar sensibilidad adicional contra fallas a tierra en el secundario.

Es necesario hacer varias consideraciones cuando se aplican los relevadores diferenciales:

- 1) El sistema debe estar diseñado de tal forma, que los relevadores puedan operar un interruptor en el lado primario del transformador. Si se va a operar un interruptor remoto, se debe utilizar un sistema de disparo remoto, utilizando ya sea un hilo piloto o una cuchilla de tierra de alta velocidad. Con frecuencia las compañías que suministran la energía eléctrica controlan el interruptor remoto y puede que no permitan su disparo. La operación de un interruptor primario local propiedad del usuario, no presenta ningún problema.

- 2) Los transformadores de corriente asociados con cada devanado tienen diferentes relaciones de transformación y diferentes características cuando se sujetan a cargas muy grandes y a cortos circuitos. Se pueden seleccionar transformadores de corriente de relaciones múltiples y taps en los relevadores para compensar las diferencias de relación. Un método aceptable, pero menos preferible consiste en usar transformadores auxiliares.

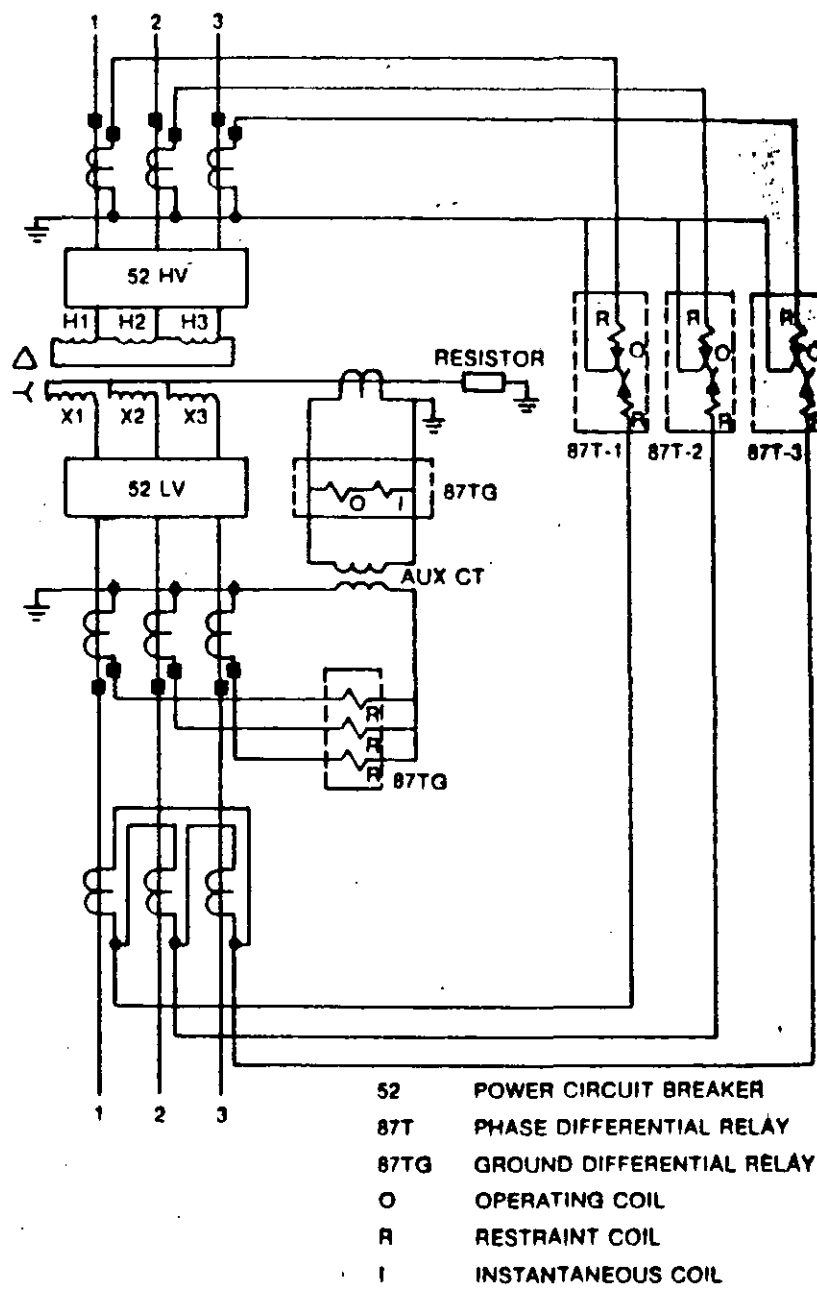


Fig 196
 Relevador diferencial de fase y tierra del transformador con
 las conexiones de los TC's y de las bobinas de corriente

- 3) Los taps en el transformador se pueden operar cambiando la relación efectiva de vueltas. Si se elige la relación y los taps para el rango medio el desbalance máximo será equivalente a la mitad del rango de los taps del transformador.
- 4) Se recomienda que los transformadores de corriente usados en los diferentes devanados sean del mismo tipo y del mismo fabricante para minimizar la corriente de error debida a las diferentes características de los TC's.
- 5) La corriente inrush de magnetización se vé como una falla por los relevadores diferenciales. Los relevadores deben ser desensibilizados a la corriente de inrush, pero deben ser sensibles a los cortos circuitos dentro de la zona durante el mismo período, ésto se puede lograr utilizando relevadores con restricción de armónicas. La corriente inrush de magnetización tiene una componente armónica muy grande, que no está presente en las corrientes de corto circuito. Esto permite que los relevadores con restricción de armónicas distingan entre fallas e inrush.
- 6) Las conexiones del transformador introducen con frecuencia, un desplazamiento de fase entre las corrientes de alta y baja tensión. Esto se compensa con la conexión apropiada de los transformadores de corriente. Para un transformador con el primario en delta y con el secundario en estrella, los transformadores de corriente normalmente se conectan en estrella en el primario y en delta en el secundario.
- 7) Las corrientes altas para fallas externas a la zona de protección pueden causar un desbalance entre los transformadores de corriente. Los relevadores diferenciales de porcentaje, Fig 197,

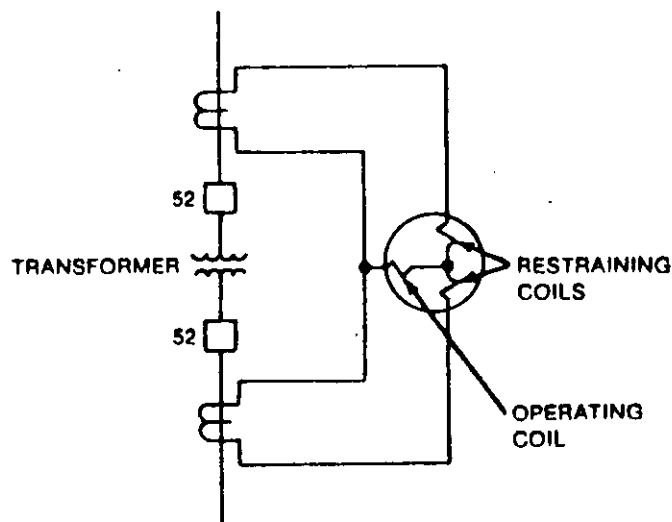


Fig 197

Los relevadores diferenciales de porcentaje proporcionan gran sensibilidad, a la vez que minimizan las operaciones erróneas que se producen por desacoples de los TC's durante fallas externas severas.

que operan cuando la diferencia es mayor que un porcentaje definido de la corriente de fase, se diseñan para resolver este problema. Los relevadores diferenciales de porcentaje también ayudan para resolver el problema de cambio de taps y el problema de balance de la relación de transformación de corriente de los TC's. Las pendientes disponibles son de 15% para los transformadores estandar, 25% para transformadores con cambiadores de taps bajo carga y 40% para aplicaciones especiales.

Los relevadores diferenciales de porcentaje con restricción de armónicas se recomiendan para transformadores de 5000 kVA para arriba.

A diferencia de los relevadores diferenciales que se aplican para barras de alta tensión o motores, la aplicación de los relevadores diferenciales de transformadores tienen que considerar armónicas y desplazamientos de fase. Aunque todos los relevadores diferenciales de transformador no incluyen filtros de armónicas, la experiencia con los filtros de armónicas ha sido benéfica y de acción rápida, y permite pickups más sensibles.

8) Un transformador delta-estrella, o estrella-delta con el neutro a tierra es una fuente (generador) de corriente de falla de secuencia cero (de tierra). Una falla a tierra en el lado estrella de un transformador, externa a la zona de protección diferencial, hará que las corrientes de secuencia cero circulen en los transformadores de corriente en lado estrella del transformador sin el correspondiente flujo de corrientes en los TC's de línea en el lado delta del transformador. Si a estas corrientes de secuencia cero se les permite circular a través de los relevadores diferenciales, causarán un disparo indeseable e inmediato. Para prevenir tal disparo indeseable, las conexiones del transformador de corriente deben ser tales, que hagan circular las corrientes de secuencias cero en una trayectoria de baja impedancia en delta cerrada de los secundarios de los TC's, en lugar de circular por la bobina de operación del relevador diferencial. Esto es fácilmente realizado conectando en delta, los secundarios de los TC's del lado estrella del transformador.

La protección para un transformador monofásico se muestra en la Fig 197 aunque la mayoría de las aplicaciones de la protección diferencial del transformador se hacen a bancos de 5 MVA y mayores.

En la Fig 197 se muestran dos bobinas de restricción y una de operación. Las RTC's se seleccionan de tal forma que produzcan corrientes secundarias esencialmente iguales, tales que bajo condiciones sin falla la corriente secundaria del TC entrando a una bobina de restricción continuará a través de la otra bobina de restricción sin que pase corriente diferencial por la bobina de operación. Debido a los desacoples en la relación de los TC's y los ajustes en los taps de los relevadores, puede ser que siempre exista alguna corriente en el circuito de la bobina de operación aún en condiciones sin falla.

Cuando la falla es interna en la zona de protección diferencial, cantidades definidas de corriente circularán por el circuito de la bobina de operación. Entonces el relevador responderá a esta corriente diferencial y determina la relación de las corrientes de operación a las corrientes por las bobinas de restricción. El relevador operará y disparará cuando esta relación excede el

ajuste de la pendiente (generalmente se dispone de ajustes de pendiente de 15, 25, 30 y 40%) y está por arriba de la sensibilidad mínima del relevador. La conexión mostrada en la Fig 198 ilustra una aplicación típica para proteger un transformador trifásico. Generalmente el transformador está conectado en estrella-delta, seleccionado así para proporcionar una conexión secundaria aislada de tierra mientras que permite que el neutro de la estrella en el primario sea conectado sólidamente a tierra. Otras configuraciones podrían estar invertidas, y la estrella a tierra podría ser la conexión en el secundario. La conexión básica delta-estrella o estrella-delta produce un desplazamiento de fase entre la corriente entrando por el primario y la corriente saliendo por el secundario. Por esta razón los transformadores de corriente en lado de la estrella tienen sus secundarios conectados en delta, y los transformadores de corriente en el lado de la delta tienen sus secundarios conectados en estrella. Además del desplazamiento de fase que es fácilmente corregible, las magnitudes de las corrientes secundarias raramente son iguales entre sí debido al empleo de relaciones de transformación estandar en los TC's. Para compensar esto, casi todos los relevadores diferenciales de porcentaje tienen autotransformadores con taps seleccionables (en un rango de 3:1) a la entrada de cada bobina de restricción. Siguiendo las instrucciones del relevador se puede hacer el mejor acoplamiento de tal forma que se minimice la corriente sin falla a través de la bobina de operación. En algunos casos donde están involucradas subestaciones de alta tensión, los ajustes disponibles en el relevador son inadecuados y se hacen necesaria la aplicación de transformadores o de autotransformadores de corriente auxiliares. Esto se debe intentar solamente después de un profundo exámen de los efectos que las corrientes de falla externa y de los burdens secundarios, producen en los transformadores de corriente primarios.

Suponiendo que los problemas de las RTC's y del desplazamiento de fase se pueden resolver, debe observarse que con frecuencia el secundario de un transformador se puede conectar a más de un bus. En ese caso se requiere una bobina de restricción para cada bus. El conectar en paralelo varios secundarios de TC's en lugar de utilizar varias bobinas de restricción puede conducir a operaciones equivocadas durante fallas externas si los buses secundarios son fuentes fuertes de corrientes de falla. Si solo son fuentes débiles, se acepta la conexión en paralelo de varios secundarios de TC's.

Durante la energización de transformadores, períodos de sobretensiones y fallas externas, se pueden desarrollar armónicas en el circuito primario, en otras palabras cuando ocurre una falla fuera de la zona de protección del relevador diferencial. Las armónicas pueden conducir a una operación errónea del relevador diferencial sino son reconocidas. Para la mayor parte las armónicas de secuencias cero (3^a , 9^a , etc) quedan excluidas del relevador por la conexión de los secundarios de los TC's.

Excepto por el filtraje de la segunda armónica para propósitos de restricción, los expertos no se ponen de acuerdo en los méritos de filtrar otras armónicas (5, 7, 11, 13, etc) para restricción. La práctica presente ha sido filtrar la segunda armónica y aplicarla a la bobina de restricción cuando la magnitud de la segunda

armónica excede 20% de la corriente fundamental. Debido a los problemas de errores de operación, hay fabricantes que inician la restricción con segunda armónica cuando la corriente de esta armónica excede 7.5% de la corriente fundamental. Durante condiciones normales sin falla, esta temprana restricción es benéfica, pero este ajuste de 7.5% hace al relevador menos sensible durante una falla interna.

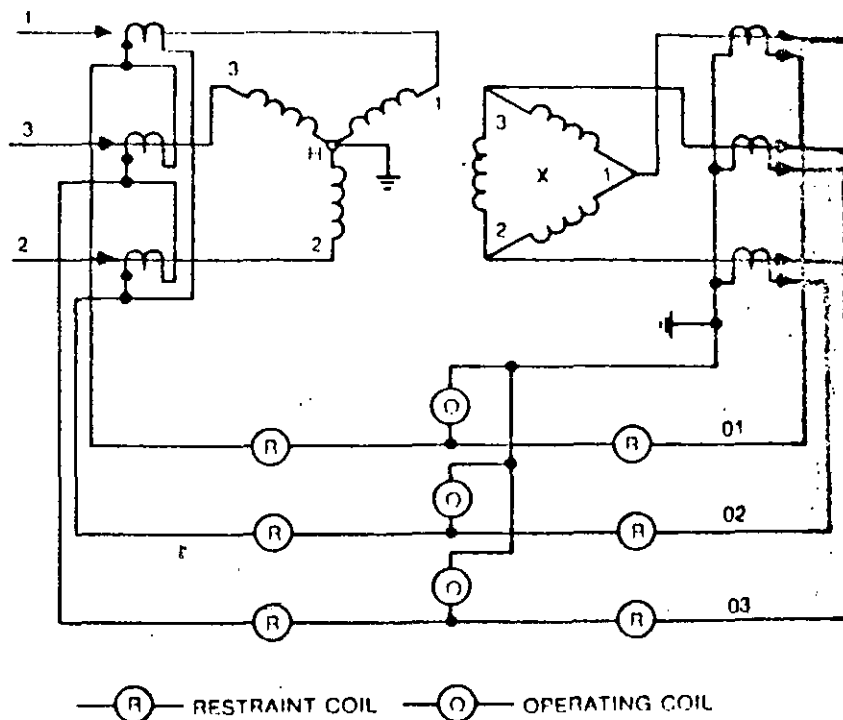


Fig 198

Conexiones esquemáticas típicas para una protección diferencial de porcentaje de un transformador estrella delta.

La protección de transformadores con relevadores diferenciales de pendiente mejora la efectividad total para detectar fallas internas de fase a fase. Sin embargo, las fallas a tierra en un devanado en estrella no pueden ser indistintamente detectadas si el transformador esta conectado a tierra a través de una resistencia y la corriente de falla a tierra esta limitada a un valor por abajo del nivel de pickup del relevador diferencial. Tales fallas a tierra pueden conducir a una destructiva falla entre fases. Cuando el transformador esta conectado sólidamente a tierra, el relevador diferencial operará para fallas a tierra dentro de la zona de protección diferencial.

Se pueden fácilmente adaptar dos métodos para darle una protección mas efectiva al devanado estrella. La Fig 199 ilustra un enfoque que emplea un relevador de sobrecorriente en conexión diferencial. Se muestran las corrientes de secuencia cero para una falla externa. Cuando se conecta apropiadamente la corriente

secundaria circulará durante esta falla externa sin pasar por el relevador, pero será aditiva para una falla interna y hará que el dispositivo 51G opere.

El circuito de la Fig 199 es susceptible para fallas externas que puedan saturar los TC's de fase y hagan operar el 51G. Por esta razón se hace mas apremiante la selección de los TC's y los ajustes del 51G son menos sensibles de los que originalmente se pudiera creer.

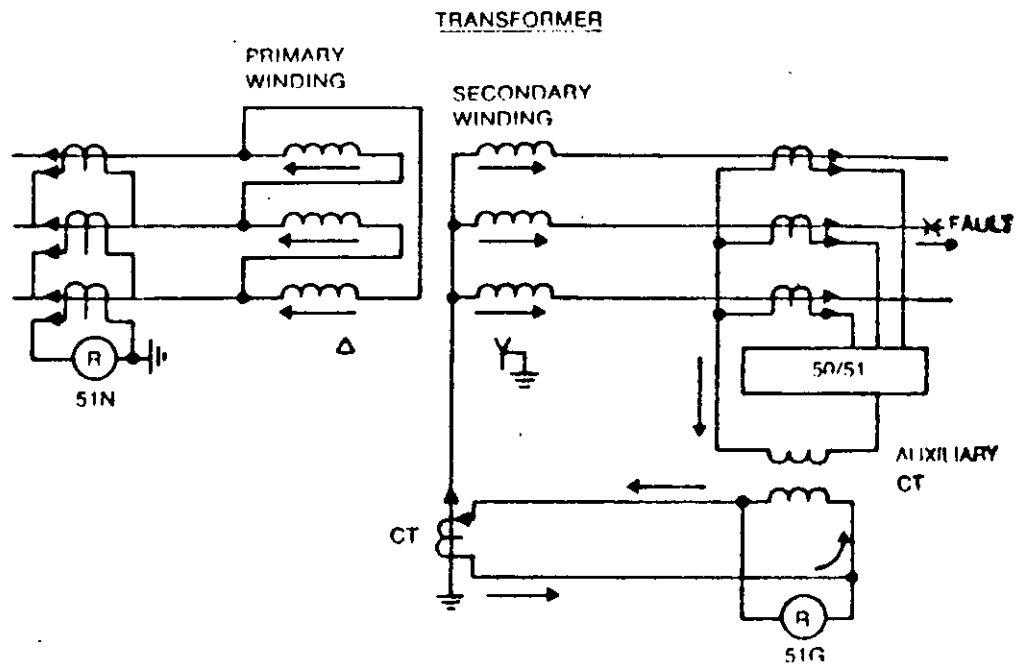


Fig 199

Protección completa contra fallas a tierra para un banco delta-estrella, utilizando un relevador de sobrecorriente residual y un relevador de tierra diferencialmente conectado; las flechas de las corrientes de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

Una forma de resolver los problemas presentados por las fallas externas y por los TC's, se logra con el relevador direccional mostrado en la Fig 200. Las corrientes mostradas son para una falla externa y las corrientes secundarias circularán como se muestra. Sin embargo, en caso de una falla interna, las corrientes secundarias se suman en la bobina de operación como se muestra en la Fig 201. Este relevador direccional tiene el elemento adicional que previene la operación equivocada, y de hecho permite que un relevador con operación mas rápida, un relevador tipo producto que opera en menos de un ciclo. Comparando este tiempo de operación con los segundos que tarda un 51G se facilita la selección del relé.

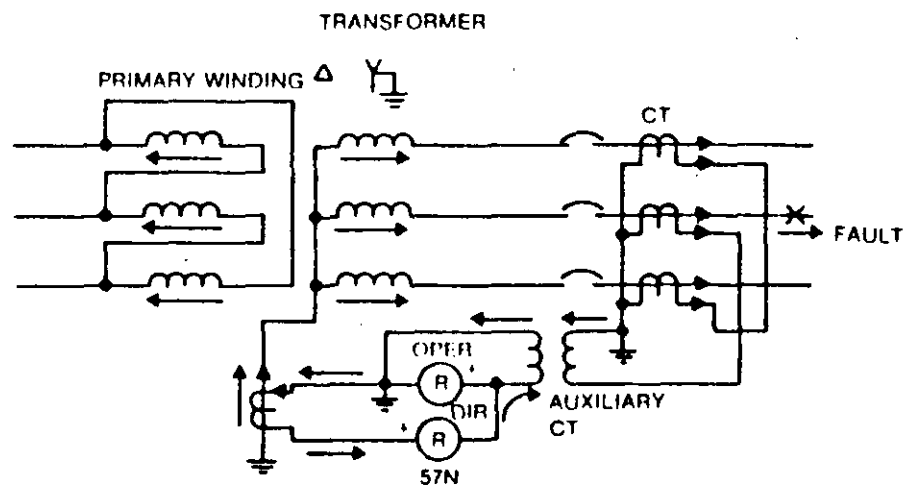


Fig 200

Relevador direccional para la detección de fallas a tierra en transformadores con la estrella conectada a tierra; las flechas de las corrientes de secuencia cero son para una falla a tierra externa para la cuál el relevador no operará.

En ambas aplicaciones de relevadores diferenciales de falla a tierra, la selección de las RTC's es muy importante. Puede que la RTC del TC del neutro sea mas pequeña que la del TC de fase (generalmente el caso), el TC auxiliar en el secundario residual puede corregir este desacople. Algunos usuarios eligen la relación del TC auxiliar de tal forma que circule una corriente de restricción ligeramente mayor durante una falla externa, como se muestra en la Fig 202. En efecto esta corriente secundaria en exceso circulará en la dirección opuesta en la bobina de operación impidiendo una operación en falso.

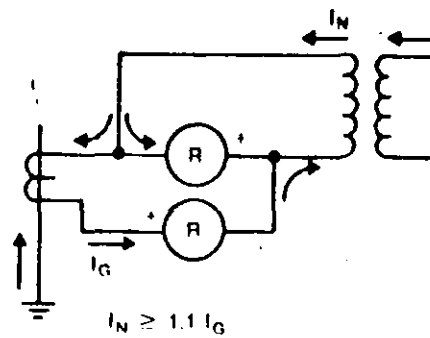


Fig 202
Relay Current During External Fault
When Auxilliary CT Ratio is Selected to Restrain

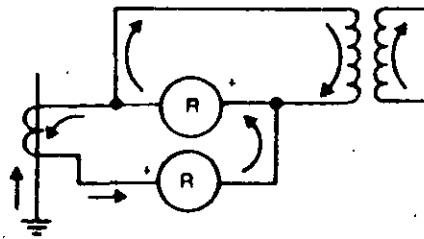


Fig 201
Corrientes en el relevador durante fallas internas en el transformador.

9.- PROTECCION DEL TRANSFORMADOR CONTRA EL AMBIENTE.

Además de la protección eléctrica es necesario proteger al transformador contra las condiciones ambientales que puedan afectar el comportamiento confiable. Aunque la mayoría de estas son obvias, son suficientemente importantes para que sean listadas. Las condiciones indeseables son:

- 1) Temperaturas ambientes promedio arriba de 30°C cuando el transformador lleva sus kVA nominales o más.
- 2) Agentes corrosivos, materiales abrasivos, y contaminantes de la superficie derivados de la atmosfera circundante.
- 3) Condiciones que puedan conducir a la penetración de humedad o a la condensación en devanados y otros componentes electricos internos.
- 4) Sumergir en agua o lodo.
- 5) Obstrucción de la apropiada ventilación en los radiadores en los transformadores con aceite aislante o, en el caso de transformadores tipo seco, fugas en el circuito de ventilación.
- 6) Acceso de vehiculos que puedan producir daños por colisión.
- 7) Vibración excesiva.
- 8) Acceso a vandalismo.

10.- CONCLUSIONES.

La protección de los actuales transformadores, mas caros y mas grandes, con una selección y aplicación apropiada de los diversos dispositivos de protección. Son pocas en número las guías de aplicación publicadas que cubran a los transformadores; por ejemplo la ANSI/IEEE C37.91-1985. El ingeniero de diseño de sistemas debe apoyarse fuertemente en su sano juicio de ingeniería para lograr un sistema de protección adecuado.

11.-Referencias y Bibliografía.

a) Referencias:

1) Dickinson, W. H. Report on reliability of Electric Equipment in Industrial Plants. AIEE Transactions, pt II, Vol. 81, Jul 1962, pp 132-151.

b) Bibliografía:

1) Applied Protective Relaying. Newark, N. J. :
Westinghouse Electric Co.

2) The Art of Protective Relaying. Philadelphia, P.A.:
G.E.C. bulletin 1768

3) Industrial Power Systems Handbook. Beeman, D.L., New York:
Mc. Graw Hill 1955

COORDINACION DE PROTECCIONES

OBJETIVO

LIMITES DE PROTECCION

- Transformadores
- Motores
- Tableros de distribución
- Cables

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

- Fusibles
- Interruptores de baja tensión
- Relevadores

MARGENES DE COORDINACION

OBJETIVO

El objetivo de un estudio de coordinación de protecciones es determinar las características, rangos y ajustes de los dispositivos de protección. En caso de falla, la operación de los mismos deberá ser confiable, rápida y selectiva, para aislar únicamente la parte fallada del sistema.

LIMITES DE PROTECCION

En cualquier estudio de coordinación de protecciones se deberá considerar la protección de transformadores, motores, tableros de distribución y cables.

Cada uno de estos elementos tiene límites de protección que determinan condiciones normales de operación o daño del equipo, estos límites son utilizados para determinar las zonas de operación de los dispositivos de protección. A continuación se describen los límites de protección de cada elemento.

TRANSFORMADORES

a) Curva ANSI

Esta curva representa la máxima capacidad que puede soportar el transformador sin dañarse cuando es sometido a esfuerzos mecánicos y térmicos ocasionados por un corto circuito. Para calcular la curva ANSI es necesario clasificar los transformadores en categorías como se muestra en la Tabla 1. La categoría del transformador define la forma de la curva ANSI (Fig. 1) y los puntos se deberán calcular como se indica en la Tabla 2.

Al calcular los puntos de la curva ANSI es necesario verificar que la impedancia del transformador no sea menor a las indicadas en la tabla 3, además, dependiendo de la conexión del transformador los valores de la curva se deben multiplicar por el factor ANSI de la Tabla 4.

b) Límites NEC

El National Electric Code (NEC) proporciona los límites máximos requeridos para protección contra sobrecorriente de transformadores, en la Tabla 5 se resumen estos límites en porcentaje, tomando como base la corriente nominal del transformador.

c) Capacidad de sobrecarga

La capacidad de sobrecarga se refiere a los Amperes de plena carga multiplicados por los factores de enfriamiento y elevación de temperatura. La sobrecarga de un transformador depende de su tipo de enfriamiento y de la temperatura de diseño. Los factores de enfriamiento y temperatura se indican en la Tabla 6.

d) Punto de magnetización

Es una aproximación del efecto que ocasiona la corriente de magnetización en el transformador, este punto es variable y depende principalmente del magnetismo residual y del punto de la onda de voltaje aplicado cuando ocurre la energización del transformador. La corriente de magnetización de un transformador se considera como un múltiplo de su corriente nominal, que varía de acuerdo a la capacidad nominal del transformador como se indica en la Tabla 7. El tiempo de duración de la corriente de magnetización es, invariablemente, de 0.10 segundos.

MOTORES

Las curvas características T-I tiempo-corriente de los motores están constituidas por las siguientes partes:

- a) Corriente a plena carga
- b) Corriente de magnetización
- c) Tiempo de aceleración
- d) Corriente a rotor bloqueado
- e) Tiempo de atascamiento máximo permitido.

a) Corriente a plena carga

Es el valor de la corriente que demanda el motor en condiciones de voltaje, potencia, y frecuencia nominales. Normalmente este dato aparece indicado en la placa del motor. En caso de que no se conozca, se pueden utilizar datos típicos proporcionados por tablas de fabricantes.

b) Corriente de magnetización

Es el valor de la corriente que circula a través de los devanados del motor cuando este es energizado inicialmente. En forma aproximada su valor alcanza 1.76 veces el de la IRB para motores de medio y alto voltaje y 1.5 veces para los de bajo voltaje con una duración de 0.1 segundos.

c) Tiempo de aceleración

Es el tiempo de transición entre la corriente de arranque y la de plena carga del motor. Depende de la capacidad nominal (HP), del par de arranque y de la inercia de la carga.

d) Corriente a rotor bloqueado

Es la corriente del motor a velocidad cero (rotor bloqueado). Si no se conoce su valor, se puede utilizar la Letra Código (NEMA) para determinarlo.

e) Tiempo de atascamiento máximo permitido

El tiempo de atascamiento del rotor, representa en un motor, un punto en la curva límite de calentamiento definido por I^2t a corriente de rotor bloqueado. Generalmente este valor lo proporciona el fabricante del motor. La protección contra sobrecorriente deberá tener un ajuste de tiempo suficiente que permita que circule la corriente de arranque del motor, pero que le permita operar en caso de que se alcance el tiempo de atascamiento máximo permitido al rotor.

Los ajustes máximos permitidos a los dispositivos de protección de sobrecorriente para la protección contra sobrecargas son los indicados en la Tabla 8 donde se indica el porcentaje de ajuste en función de la corriente a plena carga del motor.

TABLEROS DE DISTRIBUCION

Si un grupo de motores en un tablero de distribución esta protegido por un interruptor se requiere graficar la curva de operación del bus que considere el arranque del motor de mas capacidad, mas la corriente nominal del resto de la carga.

El dispositivo de protección debe ajustarse para que opere arriba de esta curva y que no dispare cuando los motores del bus estén contribuyendo con corrientes de corto circuito en el caso de ocurrir una falla en algún bus adyacente.

CABLES.

Para la protección de cables se debe asegurar que su curva de daño quede sobre la correspondiente del dispositivo que la protege. En el caso de interruptores se deben ajustar a valores de corriente no mayores de 600% a la ampacidad del conductor.

Para el cálculo de la curva de daño del cable se utiliza la ecuación proporcionada por el fabricante o en su defecto, las siguientes ecuaciones:

Para cobre:

$$(I/CM)^2 (t) Fac = 0.0297 \text{ Log}10 \{ (tf+234.5)/(to+234.5) \}$$

Para el aluminio:

$$(I/CM)^2 (t) Fac = 0.0125 \text{ Log}10 \{ (tf+228.1)/(to+228.1) \}$$

Donde :

I	Corriente que fluye por el cable (Amperes)
CM	Calibre del conductor (Circular Mills)
t	Tiempo que fluye la corriente (segundos)
to	Temperatura inicial antes de un cambio de corriente (°C)
tf	Temperatura final después de un cambio de corriente (°C)
Fac	Relación del efecto piel o relación de CA/CD

DISPOSITIVOS DE PROTECCION

En un estudio de coordinación de protecciones, las características de operación de los dispositivos de protección están representadas por curvas tiempo-corriente en hojas log-log. El tiempo cero representa el momento en que ocurre la falla, y todos los demás son posteriores. En un sistema radial todos los dispositivos que se encuentre entre el punto de falla y la fuente detectan corrientes anormales hasta que uno de ellos interrumpe el circuito. En la Fig. 2 se representa una curva de coordinación de un dispositivo de protección donde la región inferior representa el área de No operación y la superior la de operación. Estas curvas son una familia de pares de coordenadas (tiempo-corriente) que indican el tiempo de operación del dispositivo a un valor de corriente determinado.

Insertar Fig. 2

FUSIBLES

Generalmente se utilizan para protección de transformadores y motores en medio voltaje.

Protección de transformadores

En este caso se deberá cumplir con: permitir la energización y circulación de la corriente de sobrecarga operando antes de alcanzar los valores de la curva ANSI.

Protección de motores

Al utilizarse como protección de motores normalmente se usan en conjunto con dispositivos de protección contra sobrecarga para proporcionar protección contra corto circuito y para interrumpir niveles de corriente mayores a las nominales del interruptor o contactor asociado.

Es necesario que la curva de operación del fusible permita el arranque del motor.

INTERRUPTORES EN BAJO VOLTAJE

Se utilizan para protección de motores o tableros de distribución.

Protección de motores

- Debe permitir su arranque
- Debe proteger contra sobrecarga
- Debe evitar alcanzar el tiempo máximo de atascamiento

Protección de tableros de distribución

Debe permitir sin operar:

- La máxima sobrecarga del bus
- El arranque del motor mas grande cuando opera a la carga nominal
- La contribución de corriente de corto circuito cuando ocurra una falla en el bus adyacente.

RELEVADORES

Se emplean para proteger principalmente transformadores, motores, y tableros de distribución.

Protección de transformadores

No deberá operar durante:

- La corriente de magnetización
- La máxima sobrecarga permitida
- Después de la curva ANSI

Protección de motores

- Deberá permitir el arranque del motor
- Debe operar antes de alcanzar el tiempo máximo de atascamiento del rotor

Protección de tableros de distribución

Debe permitir sin operar :

- La máxima sobrecarga del bus
- El arranque del motor de mayor capacidad
- La contribución de corrientes de cortocircuito cuando ocurra una falla en el bus adyacente

Las curvas de los relevadores de protección se representan por una sola línea y las de interruptores y algunos fusibles por medio de una banda que indica los límites donde se espera que opere el dispositivo.

A continuación se describen los criterios de aplicación de los principales dispositivos de protección contra sobrecorriente en un sistema eléctrico.

MARGENES DE COORDINACION

Durante la coordinación se deben considerar ciertos intervalos de tiempo entre las curvas de los dispositivos de protección, para asegurar la correcta operación secuencial. Estos márgenes se requieren debido a que los relevadores tienen un tiempo de sobreviaje, los fusibles características de operación bien definidas y los interruptores ciertos tiempos de operación.

Si se coordinan relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso, el margen es normalmente de 0.3 a 0.4 seg. distribuidos en la forma siguiente :

- a) tiempo de apertura de los contactos del interruptor principal : 0.08 seg. (52's de 5 ciclos)
- b) sobreviaje del relevador : 0.1 seg.
- c) factor de seguridad (margen): 0.12 a 0.22 seg.

En los relevadores de estado sólido se elimina el tiempo de sobreviaje

El margen permitido entre un relevador y el dispositivo de protección aguas abajo, como en el caso de un fusible o de un interruptor de bajo voltaje con disparo de acción directa, solo requiere del sobreviaje del relevador y del margen de seguridad considerado, debido a que el tiempo de apertura de los contactos del interruptor ya se incluye en la curva graficada.

Conviene recordar que cuando se coordinan dispositivos de acción directa es necesario verificar que su operación sea en forma secuencial.

EJEMPLO

La figura 3 representa un diagrama unifilar de una sección de los servicios auxiliares de una central de generación.

En la figura 4 se muestran las gráficas de los dispositivos de protección y en la tabla 9 los ajustes correspondientes.

A continuación se presentan en detalle los cálculos realizados para los ajustes de los dispositivos de protección:

MOTOR 1

50 HP

480 V

$I_{nom} = 60 \text{ A}$

$I_{rb} = 6.5 \text{ pu}$

Tiempo máximo de aceleración = 5 seg.

Tiempo máximo permitido de atascamiento = 20 seg.

Factor de Servicio = 1.5

Temperatura = 40 grados centígrados.

Curva de arranque del motor:

$$I_{nom} = 60 \text{ A} \times 1.15$$

$$= 69 \text{ A}$$

$$I_{rb} = 6.5 \text{ pu} \times I_{nom}$$

$$= 6.5 \text{ pu} \times 69 \text{ A}$$

$$= 448.5 \text{ A a 5 seg.}$$

$$I_{mag} = 1.5 \times I_{rb}$$

$$= 1.5 \times 448.5 \text{ A}$$

$$= 672.75 \text{ A a 0.10 seg.}$$

Protección Térmica contra Sobrecarga (1):

GOULD
NEMA 4
G30T57
 $I_{min} = 71.3 \text{ A}$

$$\text{Ajuste min} = \frac{1.15 \times I_{nom}}{1.25 \times I_{min}} \quad \begin{array}{l} \text{Sobrecarga} \\ \text{Para 100 \%} \end{array}$$

$$\text{Ajuste min} = \frac{1.15 \times 69.0 \text{ A}}{1.25 \times 71.3 \text{ A}} = 0.89 \text{ (seleccionado)}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste max} &= \frac{1.40 \times I_{nom}}{1.25 \times I_{min}} \\ &= \frac{1.40 \times 69.0 \text{ A}}{1.25 \times 71.3 \text{ A}} = 1.08 \end{aligned} \quad \begin{array}{l} \text{Sobrecarga máx.} \end{array}$$

Interruptor Magnético (2):

GOULD
NEMA 4
A80N10
100 A

$$\begin{aligned} \text{Ajuste min} &> I_{mag} \\ &> 672.75 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Ajuste max} &\leq I_{rb} \times 2.2 && \text{Recomendación: el ajuste} < 2.2 I_{rb} \\ &\leq 448.5 \text{ A} \times 2.2 \\ &\leq 986.7 \text{ A} \end{aligned}$$

$$\text{Ajuste seleccionado} = 750 \text{ A}$$

Cable I

Cobre

105.5 MCM

165 A

$t_o = 85^{\circ}\text{C}$

$t_f = 250^{\circ}\text{C}$

$I = \text{cond/fase}$

$\text{Fac} = 1.02$

Si

$t = 10 \text{ seg}$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{t \times \text{Fac}} \log_{10} \frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5}} \quad \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{10 \text{ seg} \times 1.02} \log_{10} \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5}} \quad 105,500 \text{ CM}$$

$$= 2,420.79 \text{ A}$$

Si

$$t = 0.10 \text{ seg.}$$

$$I = 24,207.91 \text{ A}$$

Bus 1

MCC-1, 480 V

300 KVA

42 KA (corriente de falla 3a. red)

$$I_{\text{nombus}} = \frac{300 \text{ KVA}}{3 \times 0.480 \text{ KV}} = \underline{360.84 \text{ A}}$$

$$I_{\text{rbbus}} = 360.84 \text{ A} - 9 \text{ A} + 448.5 \text{ A} = \underline{740.34 \text{ A}}$$

$$I_{\text{magbus}} = 360.84 \text{ A} - 69 \text{ A} + 672.75 \text{ A} = \underline{964.59 \text{ A}}$$

Interrupor Electromagnético (3):

GOULD
SS-4
LT-ST
600 A

Ajuste de Múltiplo Largo (ML):

$$ML \geq 1.15 \quad \frac{In_{\text{ombus}}}{In_{\text{omint}}}$$

$$ML \geq 1.15 \quad \frac{360.84 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML \geq 0.69$$

$$ML \leq 1.3 \quad \frac{In_{\text{ombus}}}{In_{\text{omint}}}$$

$$ML \leq 1.3 \quad \frac{360.84 \text{ A}}{600 \text{ A}}$$

$$ML \leq 0.78 \quad 0.69 \leq ML \leq 0.78 \text{ rango disponible}$$

seleccionar $ML = 0.70$

Ajuste de Tiempo Largo (TL):

TL = mínimo (3 seg. banda máxima a 6 veces)

Ajuste de Múltiplo Corto (MC):

$$MC \geq 1.15 \left[\frac{Inombus}{Inomint} \right]$$

$$MC \geq 1.15 * \frac{964.59 A}{600 A}$$

$$MC \geq 1.85$$

$$MC \geq 1.15 * \left[\frac{\text{Ajuste magnético max bus}}{Inomint} \right]$$

$$MC \geq 1.15 * \frac{750 A}{600 A}$$

$$MC > 1.44$$

$$MC > \frac{\text{Falla Estable Bus}}{Inomint}$$

$$MC > \frac{42,000 A}{600 A}$$

$$MC > 70$$

Seleccionar MC = 2

Ajuste de Tiempo Corto (TC):

TC = mínimo (0.17 seg. banda máxima)

Cable 2

Cobre
500 MCM
415 A
 $t_o = 85\text{ }^{\circ}\text{C}$
 $t_f = 250\text{ }^{\circ}\text{C}$
1 cond/fase
 $\text{Fac} = 1.13$

Si $t = 10\text{ seg.}$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{t \times \text{Fac}} \log 10 \frac{t_f + 234.5}{t_o + 234.5}} \quad \text{CM}$$

$$I = \sqrt{\frac{0.0297}{10\text{ seg} \times 1.13} \log 10 \frac{250 + 234.5}{85 + 234.5}} \quad 500,000\text{ CM}$$

$$= 10,900.23\text{ A}$$

Si $t = 0.10\text{ seg}$

$$I = 109,002.32\text{ A}$$

Transformador T1

2,500 KVA

4.16 - 0.48 KV

Z = 5.7%

OA

Delta - Estrella conectada sólidamente a tierra

65 °C

Curva ANSI (Categoría II)

Punto 1

$$I_1 = \frac{I_{pc}}{Z_t} \cdot 0.58$$

$$I_1 = \frac{2,500 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ kV} \times 0.057 \text{ pu}} \cdot 0.58$$

$$I_1 = 30,597.88 \text{ A} \quad \text{a} \quad 2 \text{ seg.}$$

Punto 2

$$I_2 = 0.7 \frac{I_{pc}}{Z_t} \cdot 0.58$$

$$I_2 = 0.7 \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV} \times 0.057 \text{ pu}} \cdot 0.58$$

$$I_2 = 21,418.51 \text{ A a } 4.08 \text{ seg.}$$

Punto 3

$$I_3 = I_2$$

$$= 21,418.51 \text{ A}$$

$$t_3 = 2,551 (0.057)^2$$

$$= 8.29 \text{ seg}$$

Punto 4

$$I_4 = 5 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 0.48 \text{ KV}} * 0.58$$
$$= 8,720.39 \text{ A a } 50 \text{ seg}$$

Límite NEC

$$\text{NEC primario} = 3 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 4.16 \text{ KV}}$$
$$= 1,040.90 \text{ A}$$

Capacidad de Sobrecarga

$$I \text{ sobrecarga} = I \text{ plena carga} \times F_e \times F_t$$

donde:

F_e = Factor de enfriamiento

F_t = Factor de temperatura

$$I \text{ sobrecarga} = \frac{2,500 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}} \times 1 \times 1$$
$$= 346.97 \text{ A}$$

Corriente de Magnetización:

$$I \text{ magnetización} = 10 \times I \text{ plena carga}$$
$$= 10 * \frac{2,500 \text{ KVA}}{3 \times 4.16 \text{ KV}}$$
$$= 3,469.70 \text{ A}$$

Relevador de Sobrecorriente 50/51 (4):

Westinghouse
CO-11
TAPS 1-12 A
INST 6-144 A
RTC 600/5

Taps disponibles: 1.0, 1.2, 1.5, 2.0, 2.5, 3.0, 3.5, 4.0,
5.0, 6.0, 7.0, 8.0, 10.0 y 12.0 A

$$TAP \geq \frac{I_{\text{sobrecarga}}}{RTC}$$

$$TAP \geq \frac{346.97 \text{ A}}{600/5}$$

$$TAP \geq 2.89 \text{ A}$$

$$TAP \leq \frac{NEC_{\text{primario}}}{RTC}$$

$$TAP \leq \frac{1,040.90 \text{ A}}{600/5 \text{ A}}$$

$$TAP \leq 8.67 \text{ A}$$

Seleccionar TAP de 3 A

Inicio de operación del relevador = 3 A x 120 = 360 A

En este caso para seleccionar el DIAL, se requiere que la curva del relevador pase sobre la del interruptor electromagnético anterior, a un valor de 0.39 seg (0.17 seg + 0.22 seg) al valor de falla estable del bus 1 (42 KA).

$$\text{Múltiplo} = \frac{42,000 \text{ A}}{360 \text{ A}} * \frac{0.48 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}} = 13.46$$

Con este Múltiplo (13.46) y el tiempo de 0.39 seg, en la curva del fabricante del dispositivo CO-11 se encuentra el valor de la palanca 6.5.

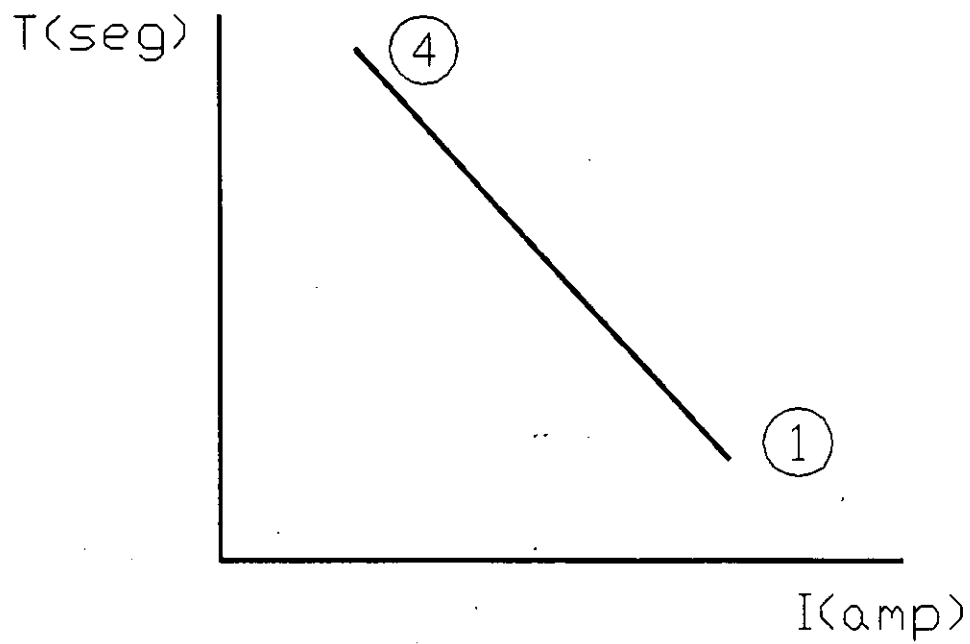
Para calcular el Instantáneo, es necesario conocer la corriente momentánea que pasará por el relevador, cuando ocurra la falla en el bus 2 (64 KA en 480 V).

$$\text{INST} > \frac{\text{Imom 3-4}}{\text{RTC}}$$

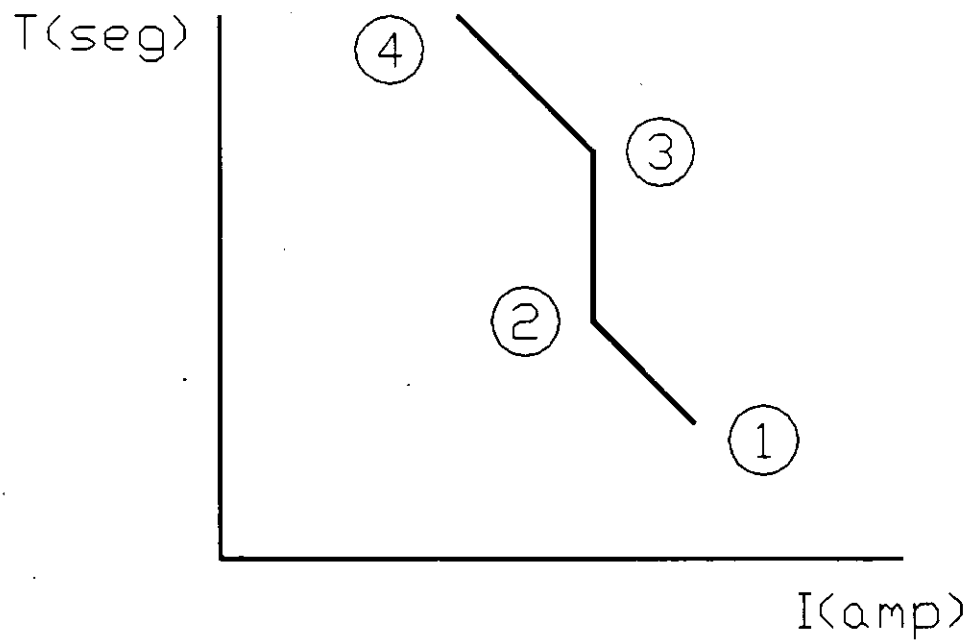
$$\text{INST} > \frac{64,000 \text{ A}}{600/5} \quad \frac{0.48 \text{ KV}}{4.16 \text{ KV}}$$

$$> 61.54 \text{ A}$$

Seleccionar INST = 62 A

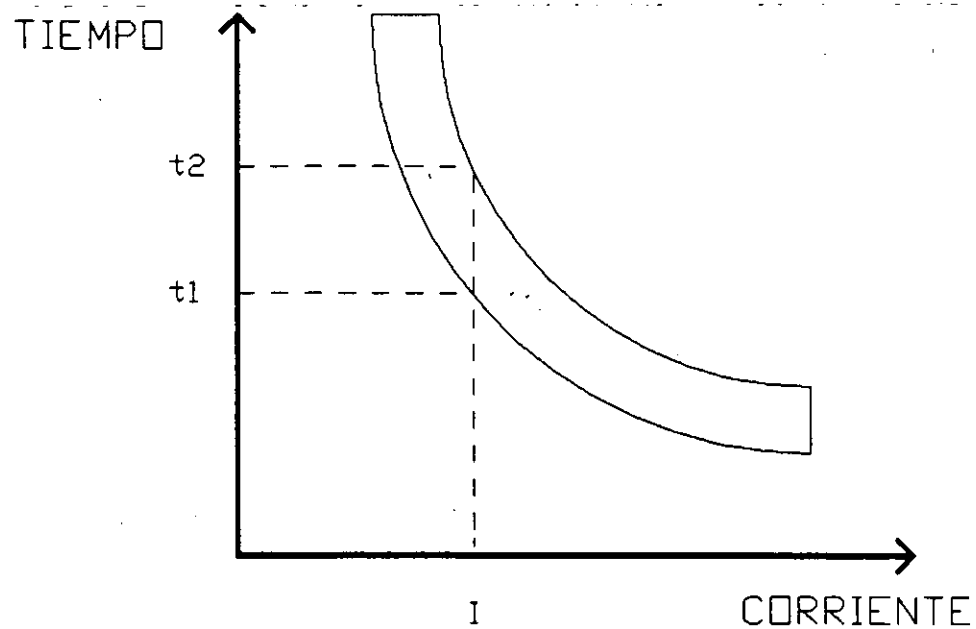


Categoria I



Categorias II, III y IV

FIGURA 1 CURVAS ANSI
PARA TRANSFORMADORES



t_2 ES EL TIEMPO MAXIMO DESDE QUE SE INICIA EL FLUJO DE LA CORRIENTE I , EN EL QUE SE ASEGURA LA OPERACION DEL DISPOSITIVO Y DEL INTERRUPTOR.

t_1 ES EL TIEMPO DESDE QUE SE INICIA EL FLUJO DE CORRIENTE I , EN EL QUE LA CORRIENTE DEBE NORMALIZARSE PARA EVITAR QUE EL DISPOSITIVO BAJO CONSIDERACION OPERE.

FIGURA 2

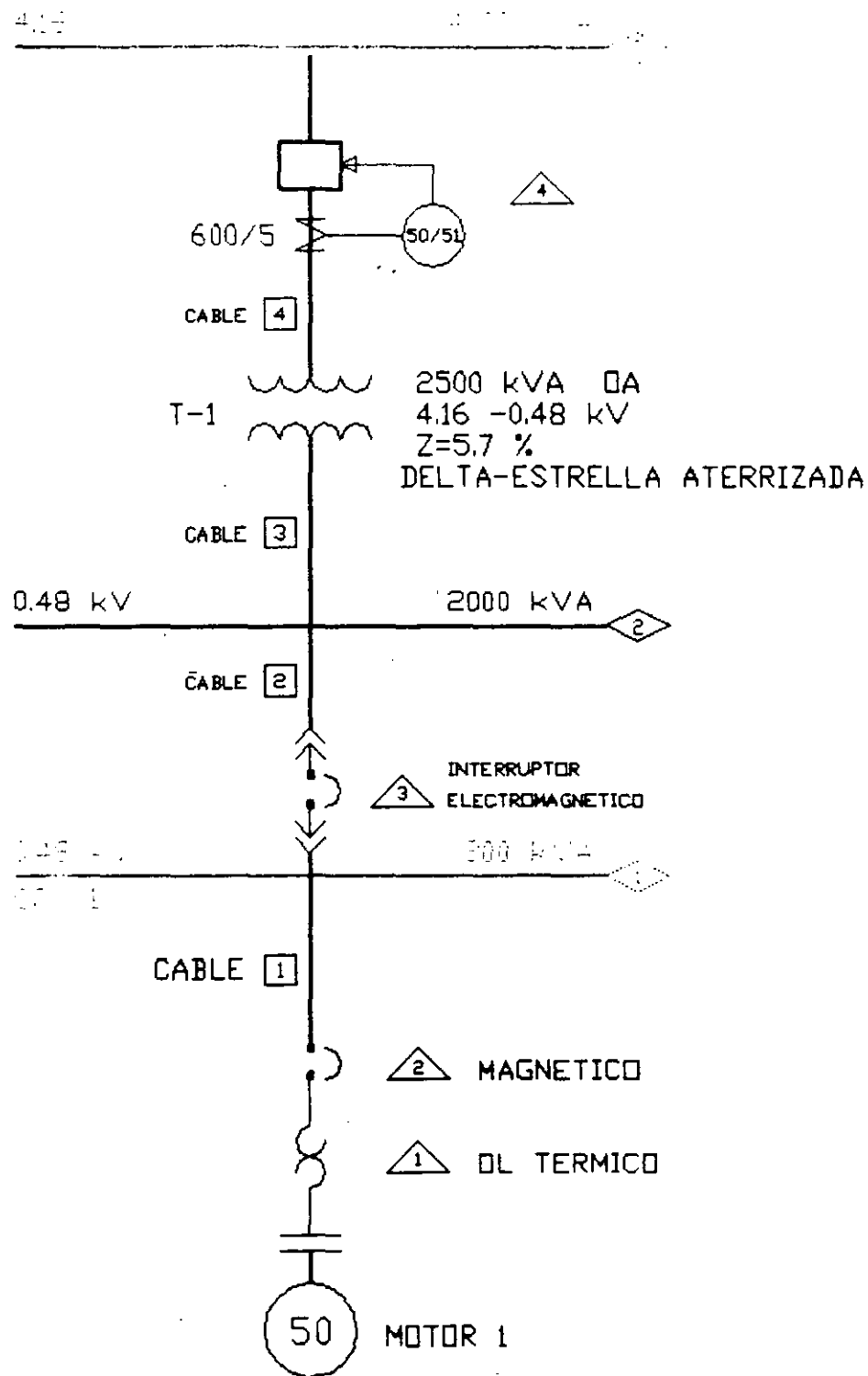


FIGURA 3
DIAGRAMA UNIFILAR

Tabla 1

CATEGORIAS DE TRANSFORMADORES

KVA Nominales de placa

(devanado principal)

CATEGORIA	MONOFASICOS	TRIFASICOS
I	5-500	15-500
II	501-1,667	501-5,000
III	1,668-10,000	5,001-30,000
IV	arriba de 10,000	arriba de 30,000

Tabla 2

PUNTOS DE CURVA ANSI

PUNTO	CATEGORIA DEL TRANSFORMADOR	TIEMPO (seg.)	CORRIENTE (Amperes)
1	I	$1,250 (Z_t)^2$	I_{pc}/Z_t
	II	2	I_{pc}/Z_t
	III,IV	2	$I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
2	II	4.08	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III,IV	8.0	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
3	II	$2,551 (Z_t)^2$	$0.7 I_{pc}/Z_t$
	III,IV	$5,000 (Z_t + Z_s)^2$	$0.5 I_{pc}/(Z_t + Z_s)$
4	I,II,III,IV	50	$5 I_{pc}$

Donde:

Z_t Impedancia del transformador en por unidad en base a los KVA con enfriamiento OA.

Z_s Impedancia de la fuente en por unidad en base a los KVA del transformador con enfriamiento OA.

I_{pc} Corriente en Amperes a plena carga del transformador en base a su capacidad con enfriamiento OA.

Tabla 3

IMPEDANCIAS MINIMAS

MONOFASICO	TRIFASICO	IMPEDANCIA MINIMA Z t
		EN POR UNIDAD
		EN BASE A LOS
		KVA DEL TRANSFORMADOR
KVA	KVA	
5-25	15-75	0.0250
37.5-100	112.5 - 300	0.0286
167-500	500	0.0400

Tabla 4

FACTOR ANSI

CONEXION DEL TRANSFORMADOR	FACTOR ANSI
DELTA - DELTA	0.87
DELTA - ESTRELLA	0.58
DELTA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA- ESTRELLA ATERRIZADA	1.00
ESTRELLA - ESTRELLA ATERRIZADA (TIPO NUCLEO)	0.67
ESTRELLA - ESTRELLA (TIPO ACORAZADO)	1.00
ESTRELLA - ESTRELLA	1.00
ESTRELLA ATERRIZADA - DELTA	1.00
ESTRELLA - DELTA	1.00

Tabla 5

LIMITES NEC

	PRIMARIO			SECUNDARIO		
				600 V ARRIBA DE 600 V O MENOS		
IMPEDANCIA DEL TRANSFORMADOR (Z %)	VOLTAJE (V)	AJUSTE INTERRUPTOR (%) Ipc	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	AJUSTE INTERRUPTOR (%)	CAPACIDAD FUSIBLE (%)	INTERRUPTOR O FUSIBLE (%)
TODAS		300	250	NINGUNA	NINGUNA	NINGUNA
Z% <= 6	ARRIBA	600	300	300	250	125
6 < Z % <= 10	DE 600	400	300	250	225	125
TODAS		125	125	--	--	NINGUNA
		250	250	--	--	125
Z% <= 6	600 V	600	600	--	--	*
6 < Z % <= 10	O MENOS	400	400	--	--	*

* PROTECCION TERMICA DE SOBRECARGA COORDINADA

Tabla 7

MULTIPLOS PARA CORRIENTES DE MAGNETIZACION

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR	
KVA	MULTIPLO
$KVA \leq 1,500$	8
$1,500 < KVA < 3,750$	10
$3,750 KVA \leq KVA$	12

Tabla 8

SOBRECARGA EN MOTORES

CONSIDERACIONES	MAXIMO AJUSTE (%)
Si $F_s \geq 1.15$ ó $T \leq 40^{\circ}\text{C}$	140
Todos los demás	130

Donde:

F_s = Factor de servicio

T = Elevación de temperatura en $^{\circ}\text{C}$

Tabla 22

TAMAÑO NEMA 4

PARA TODOS LOS GABINETES STANDARD:

TRES RELEVADORES DE SOBRECARGA POR ARRANCADOR

NUMERO DEL CATALOGO DEL TERMICO	CORRIENTE DEL MOTOR	
	MIN.	MAX.
G30T50A	40.0	42.9
G30T51A	43.0	46.5
G30T53A	46.6	53.5
G30T54	53.6	60.4
G30T55	60.5	71.2
G30T57	71.3	79.4
G30T58	79.5	86.1
G30T59	86.2	94.9
G30T60	95.0	105.0
G30T61	106.0	117.0
G30T62	118.0	132.0
G30T63	133.0	146.0
G30T64	147.0	150.0

TABLA PARA SELECCIONAR TERMICOS MARCA GOULD

**SELECCION Y APLICACION DE LA BOBINA DE DISPARO DEL INTERRUPTOR
PARA RAMAS DE CIRCUITOS USADOS CON INTERRUPTOR MAGNETICO
TRIFASICOS, DE CORRIENTE ALTERNA A PLENO VOLTAJE
COMBINANDO LOS ARRANCADORES PARA MOTOR**

			MAXIMA								POSICION DEL								
HP DEL MOTOR	MOTOR		CORRIENTE								AJUSTE DE								
A VOLTAJE DE:	ARRANCADOR		CONTINUA	RANGO DE DISPARO								DISPARO							
	NEMA	#	EN	AJUSTABLE								A VOLTAJE DE							
	TAMAÑO	CATALOGO	AMPERES	AMPERES								DE LINEA DE:							
115 200 230 380 460 575				LO	1	2	3	4	5	HI	115 200 230 380 460 575								
- - - - - 60	4	A80M10	75	460	540	620	660	710	770	800	- - - - -	4							
- 30 - 60 60 75	4	A80N10	100	640	750	860	920	975	1050	1100	- HI -	5	3	3					
- 40 40 75 75 100	4	A80P10	150	1000	1180	1380	1480	1575	1720	1800	- 3 1 1 1 1								
- - 50 - 100 -	4	A80P10	150	1000	1180	1380	1480	1575	1720	1800	- - 4 - 3 -								



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

CURSOS ABIERTOS

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES Y PARA
EDIFICIOS (SUMINISTROS Y UTILIZACION)**

MODULO III: INSTALACIONES ELECTRICAS PARA LA INDUSTRIA

SOBRETENSIONES EN SISTEMAS ELECTRICOS INDUSTRIALES

ING. VICTOR F. HERMOSILLO WORLEY

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería**

ASIGNATURA: Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento

PROFESOR TITULAR: Dr. Víctor F. Hermosillo Worley

INDICE

I. Objetivo

II. Temario

III. Prerrequisitos

IV. Organización

ASIGNATURA: Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento
PROFESOR TITULAR: Dr. Víctor F. Hermosillo Worley

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
División de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería

I. Objetivo

El programa de la asignatura de sobretensiones y coordinación de aislamiento debe cumplir con cuatro objetivos primordiales:

1. Ofrecer el conocimiento de las causas y características de los esfuerzos eléctricos o sobretensiones que se presentan en un sistema de potencia, desarrollando en el alumno la capacidad de realizar cálculos analíticos y digitales a partir de modelos del sistema sujeto a estudio. Presentar los medios disponibles para reducir la magnitud de las sobretensiones y proteger los elementos del sistema.
2. Describir el comportamiento de aislamientos gaseosos, líquidos y sólidos bajo diferentes tipos de esfuerzo eléctrico en cuanto a los fenómenos físicos involucrados en la ruptura dieléctrica y la descripción probabilística del aguante. Incluyendo una introducción general a los medios utilizados en laboratorios para reproducir sobretensiones características y los procedimientos de prueba a partir de los cuales se define el aguante de un aislamiento.
3. Combinar los dos elementos anteriores para diseñar el nivel de aislamiento de un sistema de potencia. Llegando a un balance entre el aguante del aislamiento bajo un esfuerzo eléctrico determinado, el costo inherente en la selección del nivel de aislamiento y la fiabilidad de los elementos del sistema.
4. Exponer la importancia económica del tema, lo cual incluye los siguientes aspectos:
 - * El costo de inversión adicional incurrido por la compañía que ofrece el suministro eléctrico al sobrediseñar el aislamiento de un sistema por falta de conocimiento de la magnitud y probabilidad de ocurrencia de los esfuerzos eléctricos a que está sujeto el mismo.
 - * La destrucción y deterioro sufridos por los elementos del sistema de potencia debido a los distintos tipos de esfuerzo eléctrico.
 - * La reducción en la calidad del suministro de energía eléctrica debida a fallas producidas por sobretensiones y el costo de la falla para el usuario de la energía eléctrica.

vfhw

II. Temario

Para cumplir con los objetivos anteriormente descritos es necesario cubrir el siguiente temario:

1. Introducción

1.1 Fallas por sobretensiones en la red troncal del sistema interconectado mexicano

1.2 Clasificación de sobretensiones

1.3 Descripción del aislamiento en base a su aguante a un esfuerzo eléctrico

1.4 Nociones de coordinación de aislamiento

2. Ondas viajeras en líneas de transmisión

2.1 Modelos de líneas de transmisión

2.2 Conductividad finital del terreno

2.3 Efecto corona

3. Componentes modales

3.1 Teoría general de componentes modales

4. Sobretensiones por descargas atmosféricas

4.1 Física y parámetros de una descarga atmosférica

4.2 Blindaje de líneas de transmisión

4.3 Modelo de una descarga directa a una línea

4.4 Flameo inverso

4.5 Sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas

vfhw

5. Sobretensiones por maniobra

5.1 Cierre y recierre de líneas de transmisión

5.2 Maniobras en circuitos inductivos

5.3 Interrupción prematura de pequeñas corrientes inductivas

5.4 Corte virtual de una corriente inductiva

5.5 Reignición del arco en el interruptor

5.6 Interrupción de corrientes capacitivas

6. Sobretensiones temporales

6.1 Fallas a tierra

6.2 Cambios repentinos en la carga

6.3 Efecto Ferranti

6.4 Energización de líneas terminadas en transformador

6.5 Ferroresonancia

7. Transitorios en subestaciones encapsuladas en SF6

8. Medios para reducir esfuerzos eléctricos en sistemas de potencia

8.1 Efecto de los parámetros del sistema en las magnitud y duración de las sobretensiones

8.2 Apartarrayos (historia, descripción, características)

8.3 Selección de apartarrayos

9. Conceptos básicos de ruptura dieléctrica de gases, líquidos y sólidos

vfhw

10. Probabilidad y estadística aplicada a la coordinación de aislamiento

11. Nivel de aislamiento de un sistema

11.1 Equipos de laboratorio utilizados para reproducir los distintos tipos de sobretensiones

11.2 Definición del aguante de elementos del sistema de potencia en base a pruebas de laboratorio

12. Dimensionamiento de líneas y subestaciones

12.1 Compactación de líneas y subestaciones

13. Estándares nacionales e internacionales de coordinación de aislamiento.

III. Prerrequisitos

La asignatura de Sobretensiones y Coordinación de Aislamiento requiere que el alumno tenga una base sólida en el área de Sistemas de Potencia incluyendo: cálculo de parámetros de líneas de transmisión, representación de sistemas de potencia, cantidades por unidad, ecuaciones de redes y soluciones, componentes simétricas, fallas trifásicas simétricas, fallas asimétricas y protección de sistemas de potencia. Estos temas comúnmente se cubren en dos cursos de un semestre durante la licenciatura.

Es necesario contar con conocimientos básicos de probabilidad y estadística para poder representar los distintos tipos de sobretensiones en base a una distribución de probabilidad de sus magnitudes y caracterizar al aislamiento en base a una distribución acumulada del aguante. Estas dos concepciones son los elementos básicos para lograr la coordinación del aislamiento. Además, los resultados de las pruebas de laboratorio se analizan estadísticamente para definir el nivel de aislamiento de materiales y equipos.

También se requiere de una formación adecuada en la materia de electromagnetismo. Esta materia se relaciona con el análisis de ondas viajeras en líneas de transmisión, el cálculo de la resistencia equivalente de electrodos de tierra, la reflexión y refracción de sobretensiones transitorias tanto en líneas de transmisión como en subestaciones encapsuladas en hexafluoruro de azufre, entre otros temas.

I. Introducción



FIG. No.1
DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 400 KV
AÑO 1989

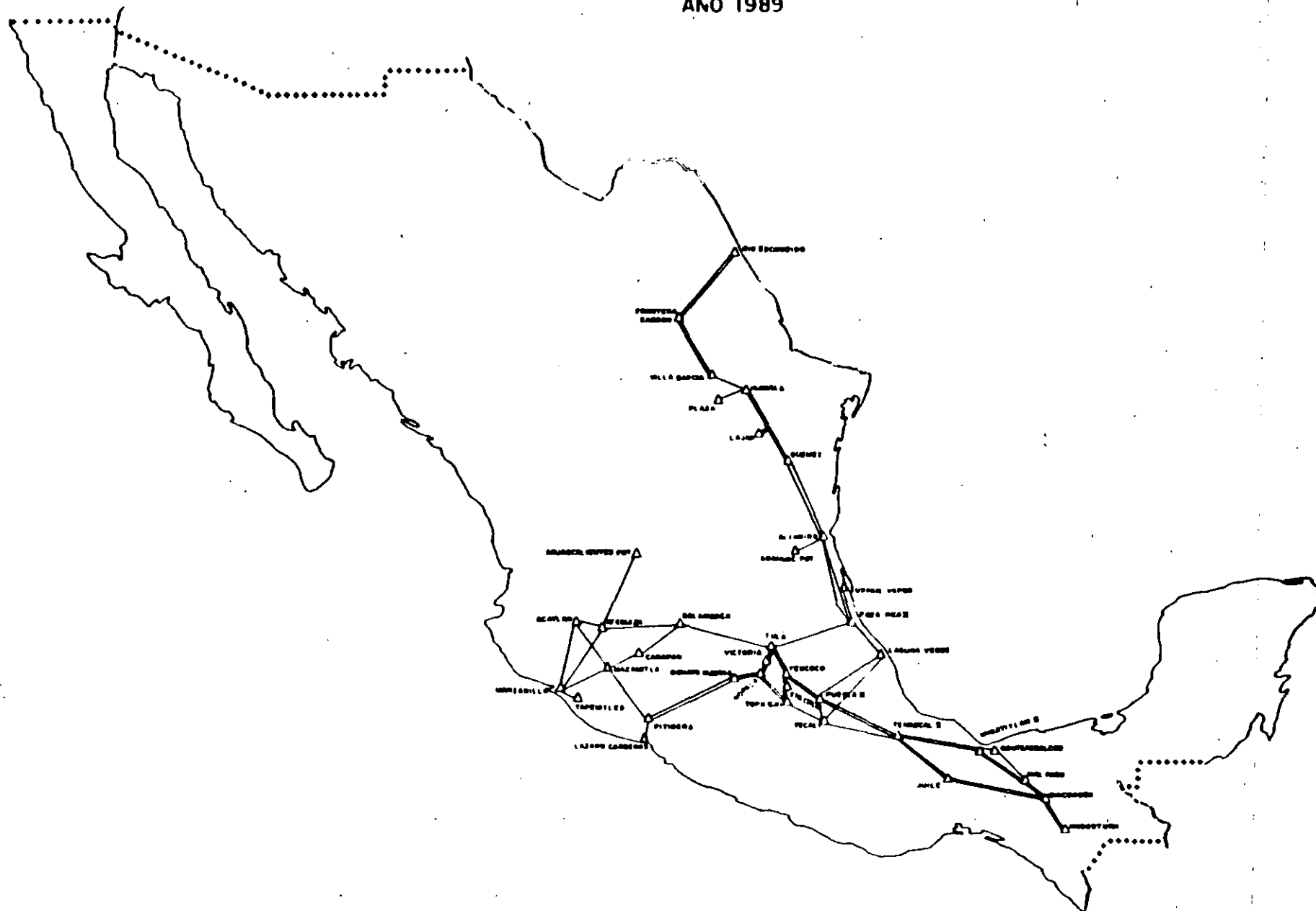




FIG. Nº 2

DISPOSICION GEOGRAFICA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 230 KV.
AÑO 1989

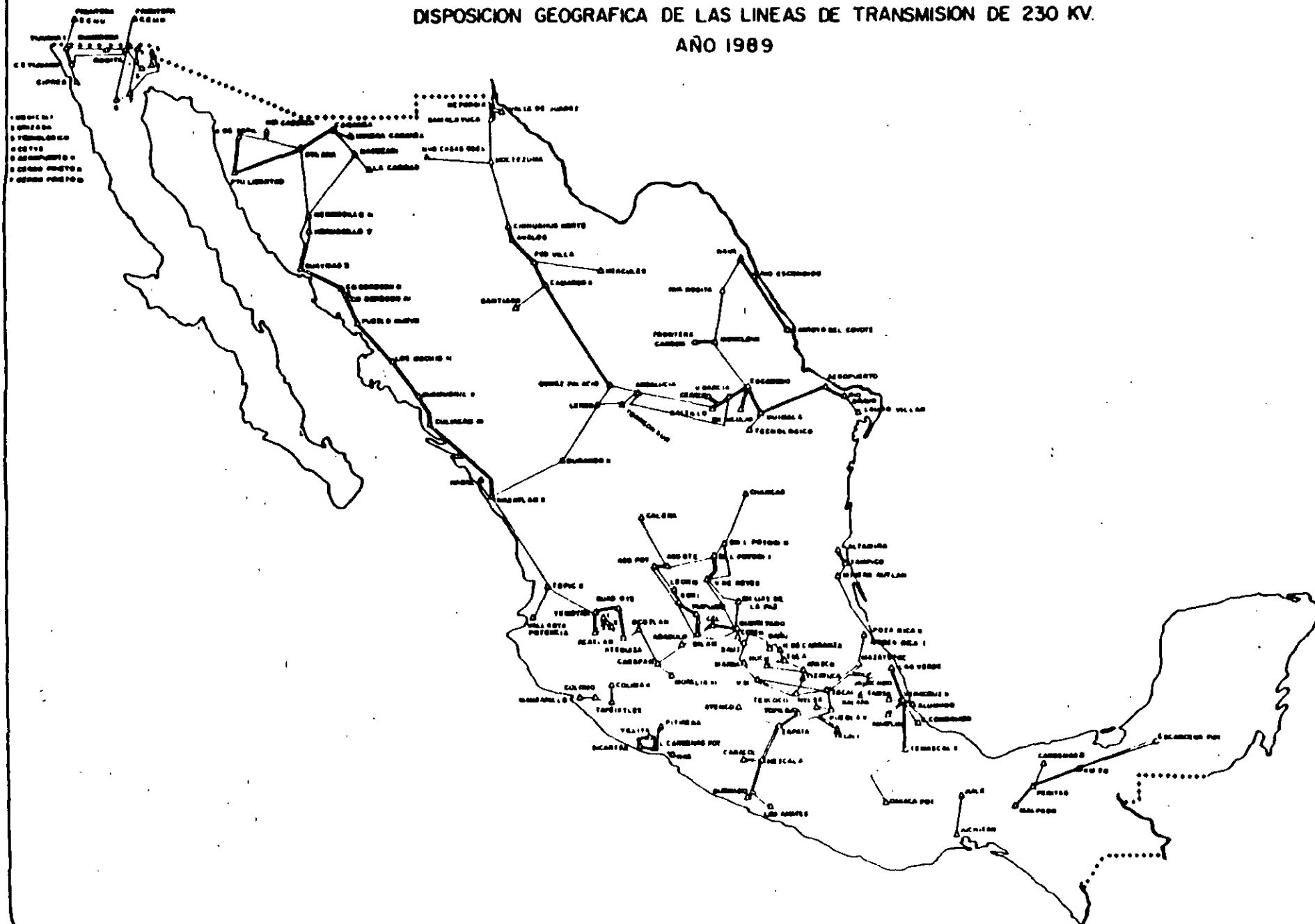
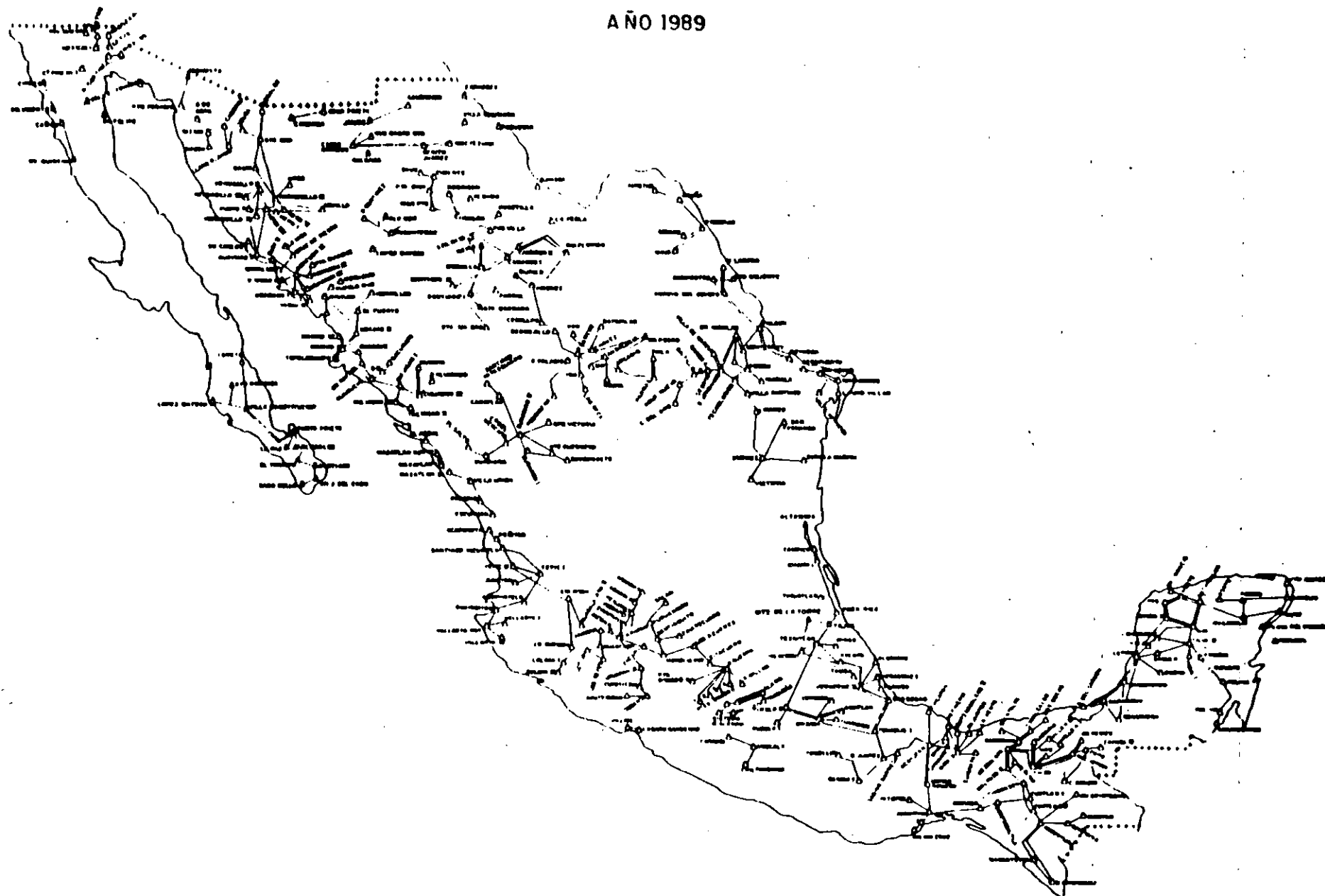




FIG. N.º 3

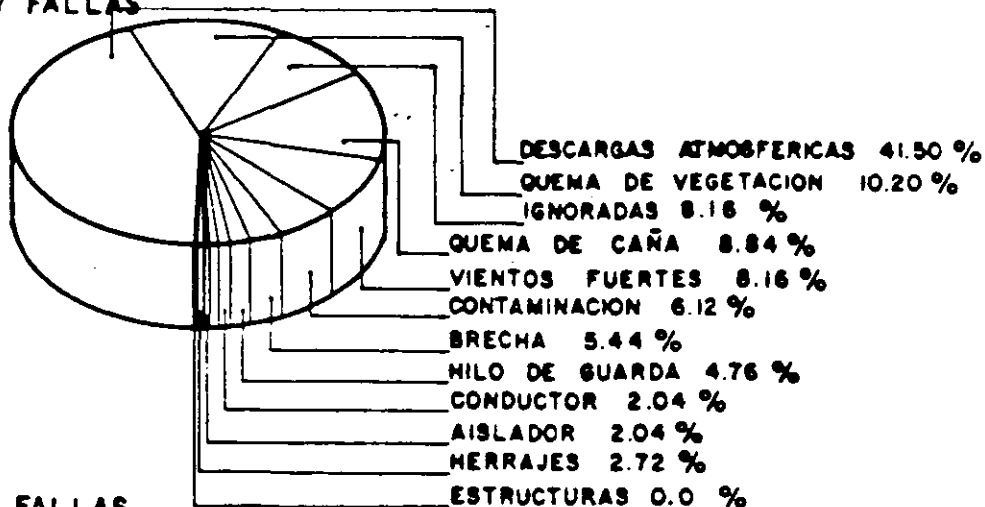
LÍNEAS DE TRANSMISION DE 161-115 KV
AÑO 1989



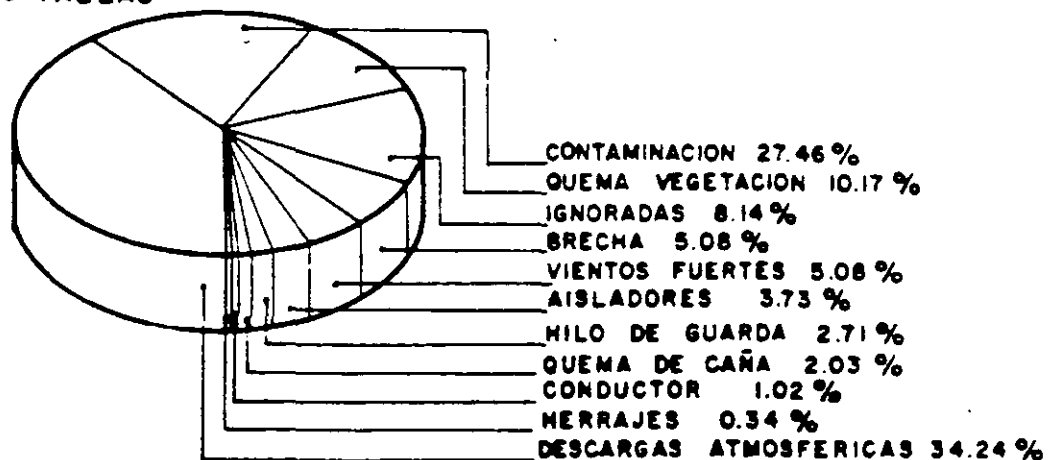


DISTRIBUCION DE SALIDAS POR FALLA EN LINEAS DE TRANSMISION PARA EL PERIODO DE 1989 FIG. N.º 20

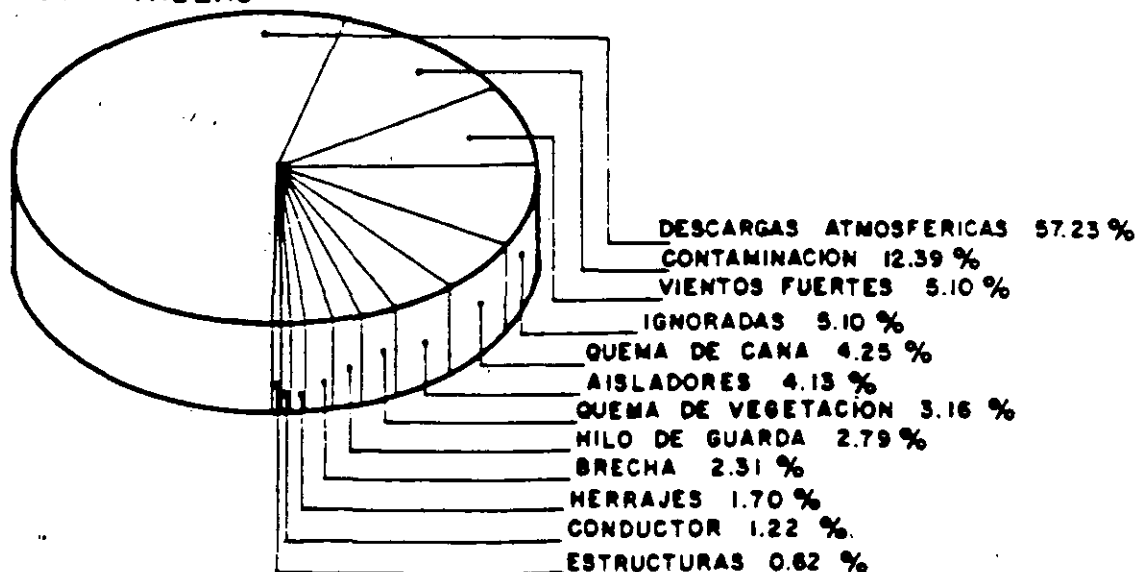
LT'S 400 kV: 147 FALLAS



LT'S 230 kV: 295 FALLAS



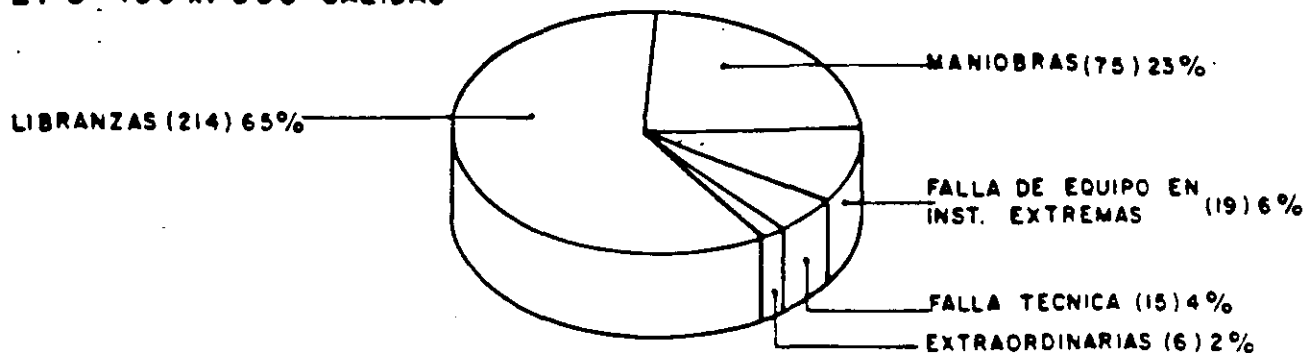
LT'S 161-115 kV: 823 FALLAS



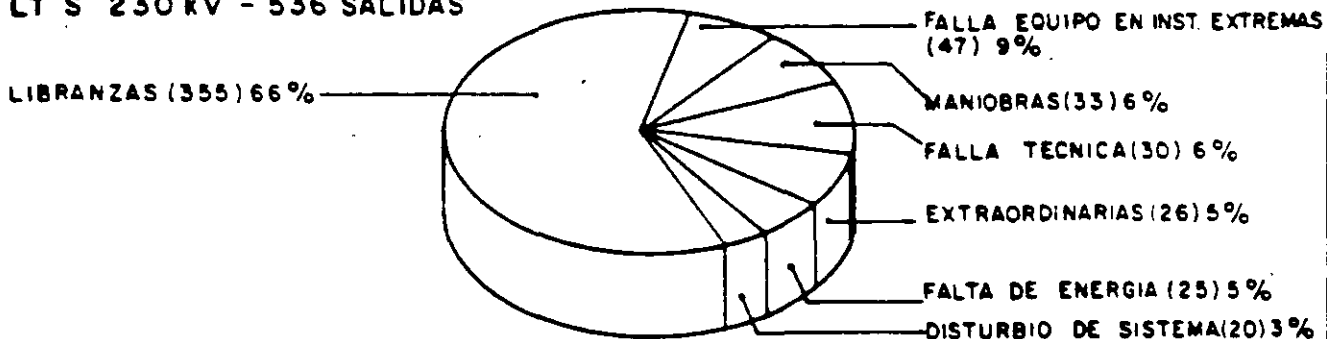


**DISTRIBUCION DE SALIDAS POR CAUSAS AJENAS Y
MANIOBRAS EN LINEAS DE TRANSMISION 1989**
FIG. N.º 21

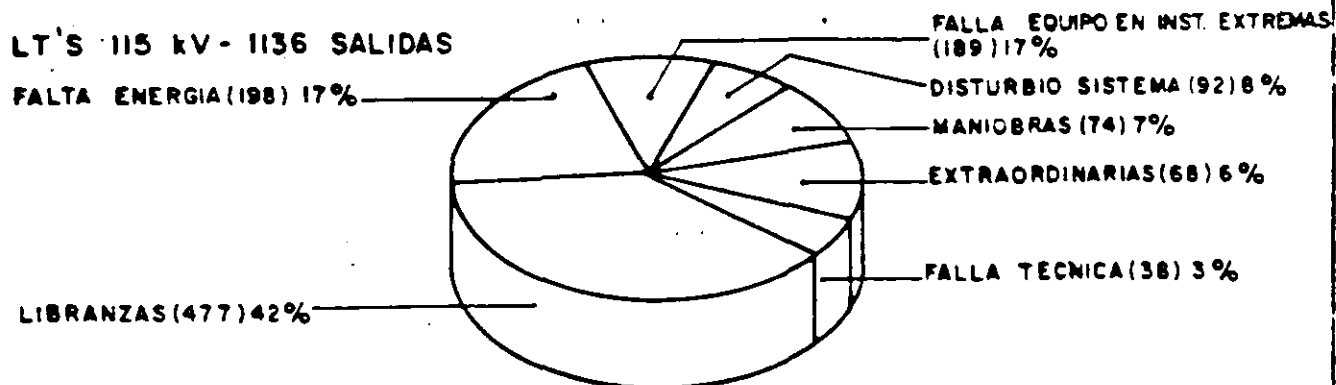
LT'S 400 KV-330 SALIDAS



LT'S 230 KV - 536 SALIDAS



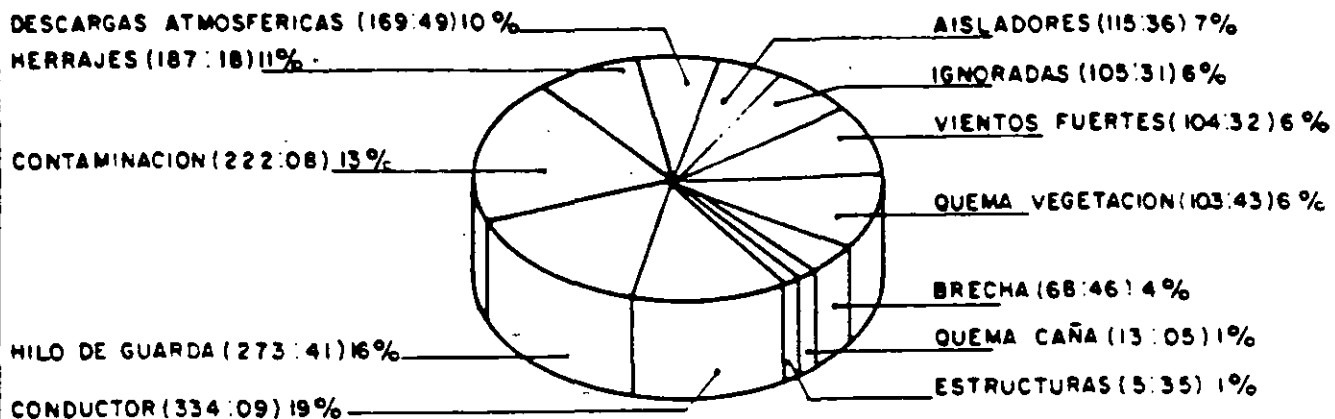
LT'S 115 KV - 1136 SALIDAS



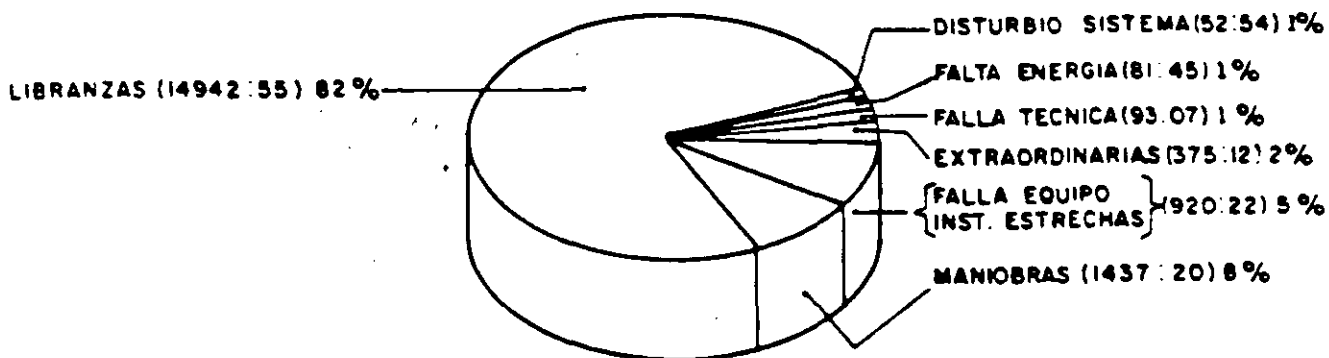


**DISTRIBUCION EN PORCIENTO DEL TIEMPO QUE LAS LINEAS
DE TRANSMISION ESTUVIERON FUERA POR
FALLA, CAUSAS AJENAS Y MANIOBRAS EN 1989
LT's DE 400,230, HASTA 115 kV)**

FIG. No. 22
TIEMPO FUERA POR FALLA : 1703:53 Hrs.



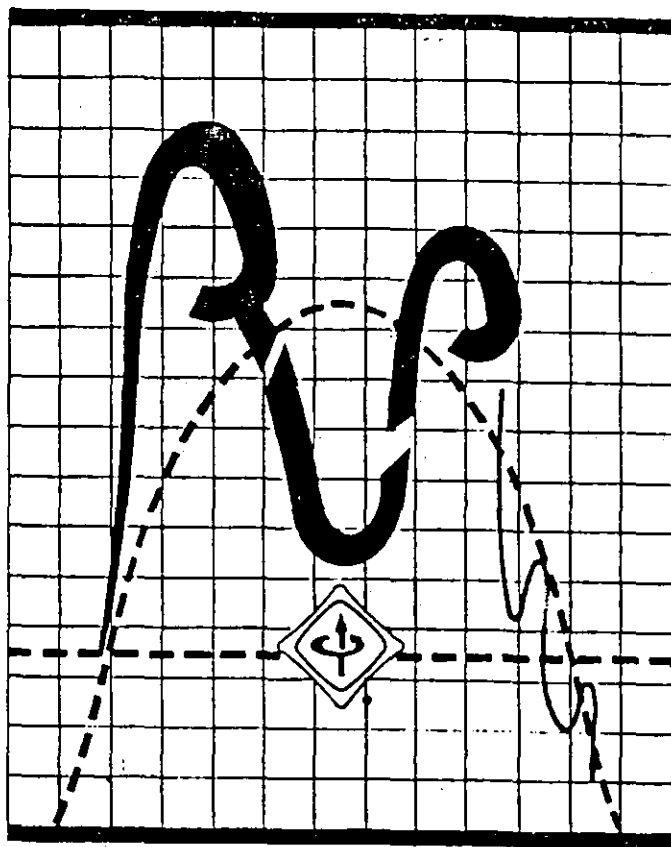
TIEMPO FUERA POR CAUSAS AJENAS MANIOBRAS Y LIBRANZAS
17903:58 Hrs.





IEEE SECCION MEXICO

REUNION DE VERANO DE POTENCIA



CURSO TUTORIAL

COORDINACION DE AISLAMIENTO

ACAPULCO 91, DEL 22 AL 26 DE JULIO

para limitar el número de tipos diferentes de equipos, de tal manera en cualquier parte del mundo se permita la fabricación bajo la misma especificación, logrando ahorros en los costos de producción y de las pruebas.

La tensión máxima del sistema no se comporta con la misma magnitud en todos los puntos, ni en todo instante de tiempo, debido a las técnicas de regulación y a las sobretensiones; por lo que para unificar los criterios en la aplicación de los equipos en todas las redes, se ha normalizado la tensión máxima de diseño del equipo, tomando como magnitud el valor máximo de todos los máximos.

Las tensiones de aguante normalizadas están referidas a las condiciones del nivel del mar, esto es, temperatura 20°C, presión barométrica 1013 mBars y humedad absoluta 11 g. de agua/m.

En las tablas 1 y 2 se dan los niveles de aislamiento normalizados, que de acuerdo a las tensiones máximas de diseño se clasifican en las categorías siguientes:

- . Categoría I: Hasta 245 kV.
- . Categoría II: Arriba de 245 kV.

Tabla 1 Niveles de aislamiento normalizados para equipo de la categoría I

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 Hz de fase a tierra kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra (5) kV (cresta)
4.4 (1)	5.5	19	45 60 75
6.9 (1)	7.2	20	40 60
13.8 (2)	15.5	35	75 85 110
23 (2)	27	50 60	95 125 150
34.5 (2)	38	70	125 150 200
44 (1)	52	95	250
69 (2)	72.5	140	325 350
85 (3), 115 (2)	123	185 230	450 550
138 (3)	145	230 275	550 650
150 (1), 161 (3)	170	275 325	650 750
230 (2)	245	360 395 460	850 900 950 1050

Tabla 2 Niveles de aislamiento normalizados para equipos de la Categoría II

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo (Vd) kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAM)		Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
		Fase a tierra kV (cresta)	Fase (Relación al valor cresta de fase a tierra)	
400	420	850 950 1050	1.50 1.50 1.50	1050 1175 1300 1425

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL AISLAMIENTO

M. en C. MARCOS MORENO BARRAZA
Laboratorio CFE

INTRODUCCION

Cualquier equipo dieléctrico que se encuentra conectado a un sistema eléctrico de potencia, se ve expuesto a esfuerzos dieléctricos causados por la presencia de las tensiones y sobretensiones siguientes:

- Tensión normal de operación del sistema a la frecuencia industrial (60 Hz), que permanece durante la vida útil del equipo.
- Sobretensiones temporales, con duración mayor de un período de la frecuencia del sistema.
- Sobretensiones por descarga atmosférica o de frente rápido, con duración en el frente entre $0.1 \mu s$ y $30 \mu s$ y en la cola hasta algunos cientos de microsegundos.
- Sobretensiones por maniobra de interruptores o de frente lento, con duración en el frente entre $0.1 \mu s$ y $3000 \mu s$ y en la cola menor de un período de la frecuencia del sistema.
- Sobretensiones transitorias de frente muy rápido, con duración en el frente menor que $0.1 \mu s$ y en la cola hasta algunos miles de microsegundos.
- Sobretensiones combinadas, que resultan de la ocurrencia simultánea de dos de las sobretensiones mencionadas.

Dependiendo del nivel de tensión, el equipo eléctrico se diseña de tal manera que soporte alguna (s) o todas las sobretensiones mencionadas. Para aquellos equipos con tensiones hasta 230 kV, el nivel de aislamiento se expresa en términos del valor de voltaje eficaz (rms) a frecuencia industrial (60 Hz) que debe soportar el equipo durante un minuto o para el caso de los transformadores con aislamiento reducido, se considera el valor de voltaje eficaz (rms) a la frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor, durante un minuto o de larga duración durante 30 minutos o una hora, incluyendo la medición del nivel de descargas parciales y de la tensión de aguante nominal de impulso por rayo (nivel básico de impulso).

Para sistemas de alta tensión está dese-

M. en C. RAUL MENDEZ ALBORES
Laboratorio CLYFC

pareciendo completamente la práctica (sin fundamento técnico) de aplicar una tensión del orden de 200% de la tensión nominal a la frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor, durante un minuto; en su lugar se ha normalizado la misma prueba, pero de menor magnitud (≈ 1.5 veces la tensión máxima de fase a tierra del sistema) y mayor duración de 30 minutos o una hora, con la medición de descargas parciales.

En equipos con tensiones mayores de 230 kV, para dimensionar el nivel de aislamiento interviene en forma adicional la tensión de aguante nominal de impulso por maniobra de fase a fase y de fase a tierra.

La utilización de las Subestaciones en SF₆ ocasiona fenómenos transitorios de frente muy rápido, cuya forma de onda y características todavía no han sido normalizadas.

En el Laboratorio de Alta Tensión se simulan dichas sobretensiones, por medio de las pruebas destructivas siguientes:

- Potencial aplicado de corriente alterna a la frecuencia industrial (60 Hz).
- Potencial inducido de corriente alterna a la frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor.
- Tensión de impulso por rayo.
- Tensión de impulso por maniobra.

Las pruebas dieléctricas de alta tensión se realizan para comprobar con suficiente confianza que la tensión real de aguante del aislamiento (rigidez dieléctrica) en situaciones de prueba normalizada, cumple con el valor de tensión de aguante nominal especificado. Las Normas IEC 60-2 y ANSI C68.1 establecen diferentes métodos de prueba dependiendo del tipo de aislamiento que constituye el equipo. Ésto es, para los aislamientos no autorrecuperables se aplica el método de prueba determinístico, restringiendo el número de ensayos, para no dañar o debilitar el equipo eléctrico; por el contrario, para los aislamientos autorrecuperables se utiliza el método de prueba estadístico, aplicando un determinado número de ensa-

vos dependiendo de la norma de referencia (IEC o ANSI), para lograr exactitud en los resultados, sin que esto ocasione daño a dicho aislamiento. Para los aislamientos combinados de los tipos autorrecuperables y no autorrecuperables, se utiliza el método de prueba estadístico para aislamientos autorrecuperables, siendo la aplicación de 15 impulsos de acuerdo a la Norma IEC 60-2 ó de 5 impulsos conforme a la Norma ANSI C68.1.

Dependiendo de la categoría de tensión y el tipo de aislamiento, las pruebas de tensión de aguante nominal se realizan conforme a la tabla 1.

Todas las pruebas normalizadas de tensión de aguante nominal se realizan bajo condiciones en seco, pero para el caso de los aislamientos externos, las pruebas normalizadas de tensión de aguante a la frecuencia del sistema (potencial aplicado) y al impulso por maniobra, se realizan también en húmedo; dado que bajo estas condiciones es posible obtener la tensión de aguante más baja.

En la tabla 2, se muestran las técnicas de prueba de alta tensión de acuerdo a las Normas IEC y ANSI.

PRUEBAS DE POTENCIAL APLICADO

Esta prueba se realiza para simular las sobretensiones temporales y para ello se utilizan transformadores de prueba para la generación de tensiones de corriente alterna de frecuencia industrial (60 Hz), los cuales por razones de seguridad usualmente tienen una de sus terminales del secundario conectada a tierra. El empleo de un solo transformador resulta costoso hasta un nivel de tensión de 750 kV, sin embargo, para tensiones mayores por razones económicas, problemas de transporte y manejo, se utilizan transformadores de 3 devanados en cascada; en la actualidad se han fabricado transformadores de prueba en cascada para tensiones superiores a 2 MV.

En la figura 1, se muestra la representación esquemática de tres transformadores de tres devanados conectados en cascada.

Las Normas IEC 60-2, IEEE STD4 y ANSI C68.1, indican que para aquellos equipos que están constituidos por aislamientos no autorrecuperables, la prueba se realiza una sola vez para verificar la tensión de aguante de valor eficaz (rms), durante un minuto y si no existe descarga disruptiva alguna, el equipo pasa la prueba. Por el contrario, para aislamientos autorrecuperables se aplica el método estadístico tanto para condiciones en seco como en húmedo, elevando la tensión de prueba a un ritmo de alrededor del 2% del valor final por segundo, hasta ocasionar la descarga disruptiva en el objeto; se debe medir el valor de tensión un poco antes de dicha descarga. Las normas no especifican el número máximo de descargas, pero

indican que el intervalo de tiempo entre descargas debe ser alrededor de un minuto y que la tensión de flanco se obtiene como el valor promedio de las tensiones medidas durante la prueba; de todas maneras la determinación de la tensión crítica de flanco (V50), se puede obtener por el método arriba y abajo (Up and Down), aplicando un número de ensayos ≥ 20 . En la práctica se repiten 5 veces las descargas disruptivas y la tensión de flanco es el promedio de los 5 valores de tensión registrados.

Las pruebas de contaminación a los aislamientos autorrecuperables se deben realizar de acuerdo a la Norma IEC 507, para determinar la tensión de aguante de dicho aislamiento.

PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO

Para el caso de los transformadores se utiliza la prueba de potencial inducido de corta duración (durante un minuto o menor) y en forma más reciente la prueba de larga duración (durante 30 minutos o una hora), con el monitoreo del nivel de descargas parciales.

Las Normas IEC 76-3 y ANSI C57.12.90 indican que para los transformadores con aislamiento reducido, se debe realizar la prueba de potencial inducido a una frecuencia de 120 Hz, 180 Hz o mayor (para evitar corrientes de excitación excesivas), sin embargo, se justifica también para transformadores con aislamiento completo, debido a que es una prueba más representativa de las condiciones reales de servicio, ya que la tensión se aplica entre espiras, capas o secciones del devanado.

Para la generación de esta tensión de prueba se utiliza un generador y un transformador, tal como se muestra en la figura 2.

Para la prueba de potencial inducido de larga duración, las Normas IEC 76-3 y ANSI C57.12.90 indican las tensiones de prueba, los niveles permisibles de descargas parciales y el incremento de las descargas parciales durante el tiempo de prueba, para que el equipo satisfaga dicha prueba; tal como se muestra en la figura 3.

La prueba de potencial inducido de corta duración, se realiza una sola vez para verificar la tensión de aguante de valor eficaz (rms) durante un minuto o menor y si no existe descarga disruptiva alguna, el equipo pasa la prueba.

El tiempo de la prueba (tp) de potencial inducido se obtiene por la expresión siguiente:

$$tp = \frac{120 \times fn}{fp}$$

donde:

b - Presión barométrica en mBar.

t - Temperatura en °C

Norma ANSI:

$$k_d = \frac{b}{760} \frac{273+25}{273+t} = \frac{0.392b}{273+t}$$

donde:

b - Presión barométrica en mmHg.

t - Temperatura en °C.

Las expresiones anteriores son válidas para la corrección de la tensión en corriente alterna e impulso por rayo y para gran altitud.

Los trabajos de investigación conjunta realizados por Italia (nivel del mar), Sudáfrica (1540 msnm) y México (1710 msnm), dieron como resultado lo siguiente:

$$V_{50} = (\sigma \cdot k)^n V_{50,0}$$

donde:

$$k = 1 + \frac{h - h_0}{100}$$

Como se aprecia el parámetro k actúa como un factor multiplicativo a la inversa de lo indicado en la Norma IEC 60-1.

Referente a los valores del exponente n determinados para impulsos de forma estándar, tiene el comportamiento siguiente:

- Para impulso por rayo los valores de "n" son muy similares a la Norma IEC.
- Para impulso por maniobra positivo los valores de la Norma IEC, resultan ser grandes.
- Para impulso por maniobra negativo, los valores de "n" son completamente inadecuados.

EJEMPLO DE APLICACION

Se probó el impulso por rayo en el Laboratorio de LAPEM (Irapuato), una cadena de aisladores, clase 69 kV, por el método de arriba y abajo, para determinar la tensión crítica de flameo, tal como se muestra en la hoja de prueba No. 1.

- 1) Explicar en que consiste el método de prueba..
- 2) Calcular la tensión crítica de flameo (V_{50}).
- 3) Calcular la desviación estándar (σ) en

kV y en por ciento.

- 4) Determinar la tensión de aguante (V_A) a la altura de Irapuato (1710 msnm).
- 5) Determinar la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores por medio de la curva acumulativa de Gauss.

Solución:

- 1) El método de prueba arriba y abajo, consiste en aplicar un impulso cercano a la tensión de aguante de la cadena de aisladores, si el aislamiento no presenta flameo, se eleva la tensión en un porcentaje no mayor del 3% para impulso por rayo y se aplica el siguiente impulso; si existe flameo en este momento se empieza a contar y se disminuye la tensión en un porcentaje no mayor del 3% y así sucesivamente, hasta realizar un número de impulsos 20.

- 2) El conteo se inició a partir del 3er impulso y se ensayaron 20 impulsos significativos.

N_0 = Número de aguantes (no flameos) = 13.

N_1 = Número de flameos = 15.

Cuando $N_0 < N_1$ para calcular la tensión crítica de flameo (V_{50}) se aplica la expresión siguiente:

$$V_{50} = V_0 + d \left(\frac{A_0}{N_0} + \frac{1}{2} \right)$$

donde:

d - Tensión por paso en kV = 5 kV.

V_0 - Nivel de tensión del primer impulso significativo en kV = 428 kV.

$A_0 = \sum k \cdot n_k$

k - Índice de nivel (Vale 0 para V_0)

n_k - Número de aguantes en cada nivel = 13.

$N_0 = \sum n_k$

$$A_0 = \frac{[(1)(0) + (0)(1) + (-1)(3) + (-2)(8) + (-3)(1)]}{N_0} = -22.$$

$$V_{50} = 428 + 5 \left(\frac{-22}{13} + \frac{1}{2} \right) = 422 \text{ kV}$$

- 3) La desviación estándar (σ) se calcula por la expresión siguiente:

$$\sigma = 1.62 d \left(\frac{N_0 \cdot B_0 - A_0^2}{N_0^2} + 0.029 \right) \quad (\text{kV})$$

donde:

$$\theta_0 = \sum k^2 \cdot n_k$$

$$Z_2 = \frac{423 - 422}{4.45} = 0.22$$

$$\theta_0 = \frac{-(1)^2(0) + (0)^2(1) + (-1)^2(8) + (-2)^2(8) + (-3)^2(1)}{44} = \frac{Z_3 = \frac{418 - 422}{4.45} = -0.90}{44}$$

$$\sigma = \frac{(1.62)(5) \left(\frac{(13)(44) - (-22)^2}{13^2} + 0.029 \right)}{4.45} = 4.45 \text{ kV}$$

$$Z_{10} = \frac{413 - 422}{4.45} = -2.02$$

$$Z_{22} = \frac{433 - 422}{4.45} = 2.47$$

$$\sigma = \frac{4.45}{422} = 1.06\%$$

- 4) La tensión de aguante a la altura de Irapuato se calcula por la expresión siguiente:

$$V_A = V_{50} (1 - 3\sigma)$$

donde:

$$\sigma = 0.03 \text{ para impulso por rayo.}$$

$$V_A(\text{Irapuato}) = 422 (1 - 1.3 \times 0.03) = 405.5 \text{ kV}$$

- 5) La curva acumulada de la rigidez dieléctrica del aislamiento, se obtiene partiendo del hecho, de que los resultados obtenidos en el laboratorio corresponden a una distribución de Gauss. La distribución acumulativa de Gauss, se obtiene de la integral:

$$P(Z) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^Z e^{-z^2/2} dz$$

$$Z = \frac{(V - \bar{V})}{\sigma}$$

donde:

Z - Variable normalizada.

V - Tensión de prueba en kV.

$\bar{V}$ - Valor de la medida en kV.

σ - Desviación estándar en kV.

La integral anterior ya ha sido resuelta por las series de Mc Claurin y se encuentran en tablas de cualquier libro de probabilidad y estadística.

Los valores de tensiones de prueba sirven para calcular Z, como sigue:

$$Z_1 = \frac{428 - 422}{4.45} = 1.35$$

De las tablas acumuladas de Gauss, para un determinado valor de Z se obtiene la probabilidad, como se muestra en la tabla siguiente:

Z	0.0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9
0.0	0.5000	0.5039	0.5078	0.5117	0.5156	0.5195	0.5233	0.5271	0.5309	0.5346

NOTA:

- Para valores negativos de Z, la probabilidad se obtiene directamente de la tabla.
- Para valores positivos de Z, la probabilidad es 1 - Probabilidad de la tabla.

En la figura 10, se muestra la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores de 69 kV a la altura de Irapuato.

REFERENCIAS

- CFE-LyF L-0000-06, Anteproyecto de Especificación para Coordinación de Aislamiento, 1990.
- Normas IEC 60-1 y 2, High Voltage Test Techniques.
- Norma ANSI C68.1, Measurement of Voltage in Dielectric Test.
- Norma IEC 68.2, IEEE Standard Test Techniques for Switching Impulse Testing.
- IEC 76-3, Power Transformers
- ANSI C57.12.90, IEEE Standard Test Code for Liquid Immersed Distribution, Power and Regulating Transformers.
- Norma IEC 507, Artificial Pollution Test on High Voltage Insulators.
- Norma IEC 71-1, Insulation Co-ordination.

9. M. Tellarini and L. Thione, Specialization Courses on Laboratory Techniques for High Voltage Testing, Mexico City, 1979.
10. D. Kind, An Introduction to High Voltage Experimental Technique, Ed. Vieweg, Germany.
11. M. Moreno y M. Ramírez, Influencia de la Densidad del Aire, CIGRE 33.89 (WG.07), 1989.
12. W. Diesendorf, Insulation Coordination in High Voltage Electric Power Systems, Ed. Butterworths, 1974.
13. A. Villalobos, Simulación de Sobretensiones en el Laboratorio, Memoria del Curso de Coordinación de Aislamiento, febrero de 1990.

TABLA 1.- PRUEBAS NORMALIZADAS TENSION DE AQUEMIR NOMINAL

PRUEBA NORMALIZADA	CATEGORIA	AISLAMIENTO DE FASE A TIERRA	AISLAMIENTO DE FASE A TIERRA	AISLAMIENTO LUNGITUDINAL
POTENCIAL APLICADO	I	APLICABLE	APLICABLE	APLICABLE
	II	NO APLICABLE	NO APLICABLE	NO APLICABLE
IMPULSO POR RAYO	I	APLICABLE	APLICABLE	APLICABLE
	II	NO APLICABLE	NO APLICABLE	NO APLICABLE
IMPULSO POR MANIOBRA	I	NO APLICABLE	NO APLICABLE	NO APLICABLE
	II	APLICABLE	APLICABLE	APLICABLE

NOTAS:

11.- CATEGORIA I SIGNIFICA HASTA 230 KV.

22.- CATEGORIA II SIGNIFICA ANTES DE 230 KV.

**TABLA 2.- TECNICAS DE PRUEBA DE ALTA TENSION
CONFORME A LAS NORMAS IEC Y ANSI.**

PRUEBA	TIPO DE AISLAMIENTO	NORMA(S)	METODO	CONDICIONES DE PRUEBA
• POTENCIAL APLICADO	NO AUTORECLIPABLE	IEC 60-2 IEEE 87D.4 ANSI C 48.1	AGUANTE DE CORTA DURACION	SECO
	AUTORECLIPABLE	IEC 60-2 IEEE 87D.4 ANSI C 48.1	TENSION CRITICA DE FLAMBO	SECO Y HUMEDO
		IEC 307	TENSION CRITICA DE FLAMBO	CONTAMINACION
• POTENCIAL INDUCIDO	NO AUTORECLIPABLE	IEC 74-3 (ANSI) CS9.12.90	AGUANTE DE CORTA DURACION	SECO
			AGUANTE DE LARGA DURACION	
• IMPULSO POR RAYO	NO AUTORECLIPABLE	IEC 60-2 IEEE 87D.4 ANSI C 48.1	AGUANTE CON 3 IMPULSOS	SECO
	AUTORECLIPABLE	IEC 60-2 IEEE 87D.4	AGUANTE CON 15 IMPULSOS	
		ANSI C 48.1	AGUANTE CON 5 IMPULSOS	
		IEC 60-2 IEEE 87D.4 ANSI C 48.1	TENSION CRITICA DE FLAMBO CON 3, 10 IMPULSOS (CARBIDA Y CARBONO)	
• IMPULSO POR MANIOBRA	NO AUTORECLIPABLE	IEC 60-2 IEEE 87D.4 ANSI C 48.1	AGUANTE CON 3 IMPULSOS	SECO
	NO AUTORECLIPABLE	IEC 60-2 IEEE 87D.4	AGUANTE DE 15 IMPULSOS	SECO Y HUMEDO
		ANSI C 48.1	AGUANTE CON 5 IMPULSOS	
		IEC 60-2 IEEE 87D.4 ANSI C 48.1	TENSION CRITICA DE FLAMBO CON 3, 10 IMPULSOS (CARBIDA Y CARBONO)	
		IEC 307	TENSION CRITICA DE FLAMBO	CONTAMINACION

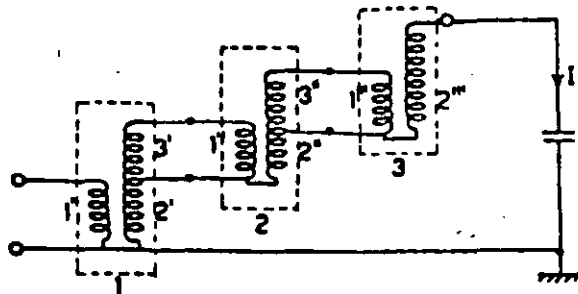


FIGURA 1.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE 3 TRANSFORMADORES DE 3 DEVANADOS.

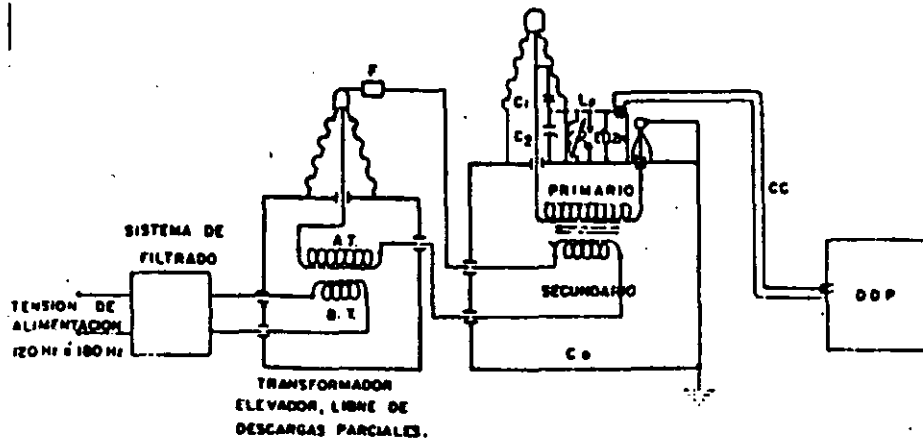
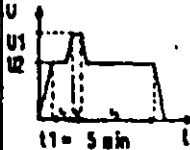
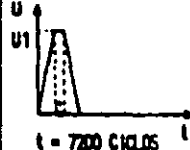
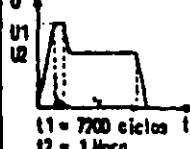


FIGURA2 - MEDICION DE DESCARGAS PARCIALES EN TRANSFORMADORES DURANTE LA PRUEBA DE POTENCIAL INDUCIDO, UTILIZANDO DERIVADOR (TAP) CAPACITIVO Y UN INSTRUMENTO DE MEDICION (DOP).

ESPECIFICACION	SECUENCIA Y DURACION	TENSION DE PRUEBA	METODO DE DETECCION	NIVEL MAXIMO
IEC 76-3	 U_1 U_2 $t_1 = 5 \text{ min}$ $t_2 = 5 \text{ seg}$ $t_3 = 30 \text{ min}$	$U_1 = 1/3 U_n / 15$ $U_2 = \text{acuerdo}$ $1.5 U_n / 15$ $1.3 U_n / 15$	C. APARENTE IEC 270	a) 500 pC b) 300 pC
IEEE 262 B	 U_1 $t = 1 \text{ Hora}$	$U_1 = 1.5 U_n / 15$	NIVEL RIV NEMA 107	100 μH
NEMA TR 1	 U_1 $t = 7200 \text{ CICLOS}$	$U_1 = 1.1 U_n / 15$	NIVEL RIV NEMA 107	5000 μH MAX
ANSI C57.12.90	 U_1 U_2 $t_1 = 1 \text{ sec RIV}$ $t_2 = 7200 \text{ ciclos}$ $t_3 = 1 \text{ Hora}$	$U_1 = 1/3 U_n / 15$ $U_2 = 1.5 U_n / 15$	NIVEL RIV NEMA 107	100 μH ΔRIV < 50 μH
CSA (CANADA) C88 - 1979	 U_1 U_2 $t_1 = 7200 \text{ ciclos}$ $t_2 = 1 \text{ Hora}$	$U_1 = 1.7 U_n / 15$ $U_2 = 1.5 U_n / 15$	NIVEL RIV EIMAC L 13-1	100 μH ΔRIV < 20 μH

U_n = Tensión máx. sistema
 U_n = Tensión nominal

FIG. 3 MODALIDAD DE PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES POR LAS NORMAS EXTRANJERAS

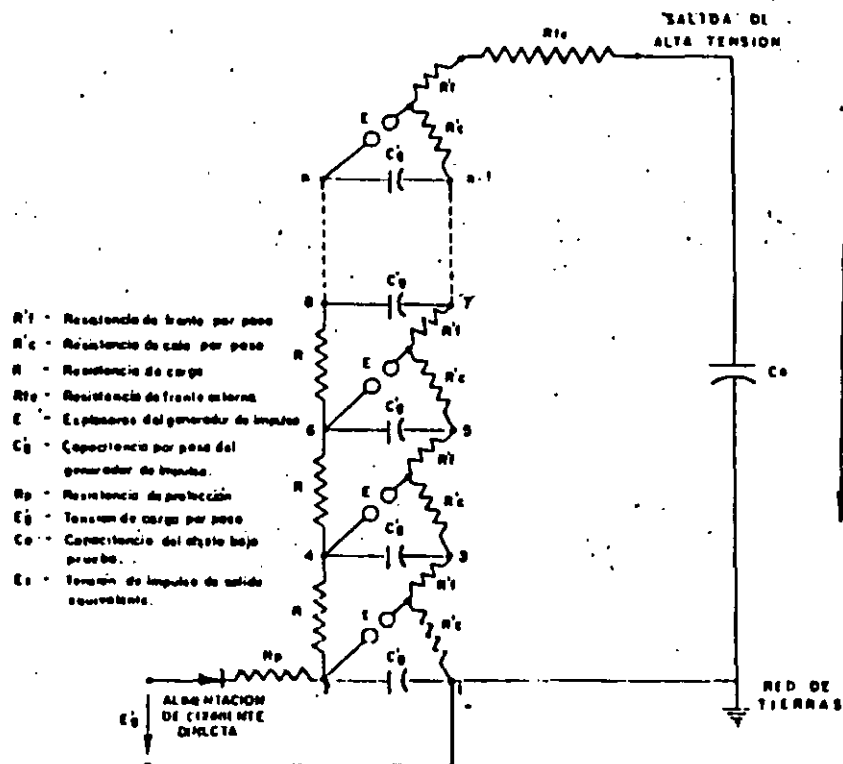


FIGURA 4.- CIRCUITO DEL GENERADOR DE IMPULSO DE MARX MODIFICADO CON "n" PASOS

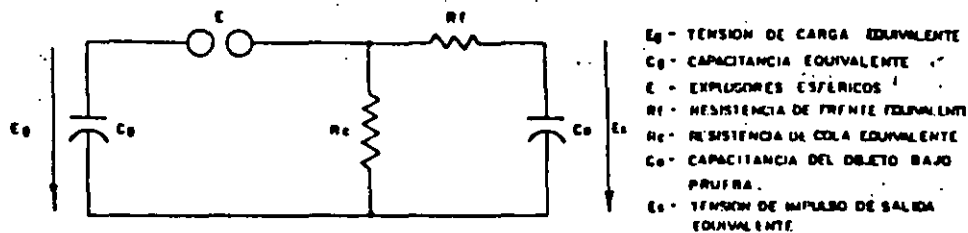


FIGURA 5.- CIRCUITO PARA LA GENERACION DE LA TENSION DE IMPULSO, DE UN SOLO PASO; EQUIVALENTE AL GENERADOR DE IMPULSO DE "n" PASOS.

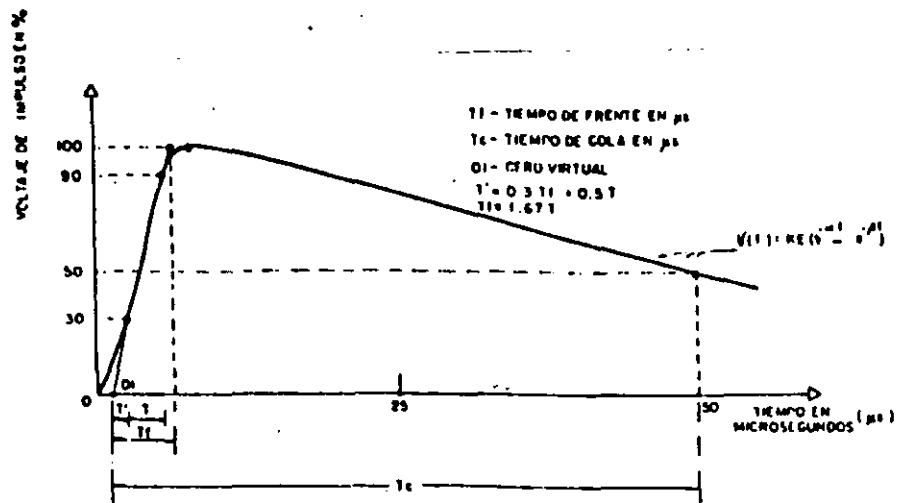


FIGURA 6 FORMA DE ONDA DE TENSION DE IMPULSO NORMALIZADA ($t_1 = 1.2 \mu s$ / $t_c = 50 \mu s$), POR LAS NORMAS IEC Y ANSI

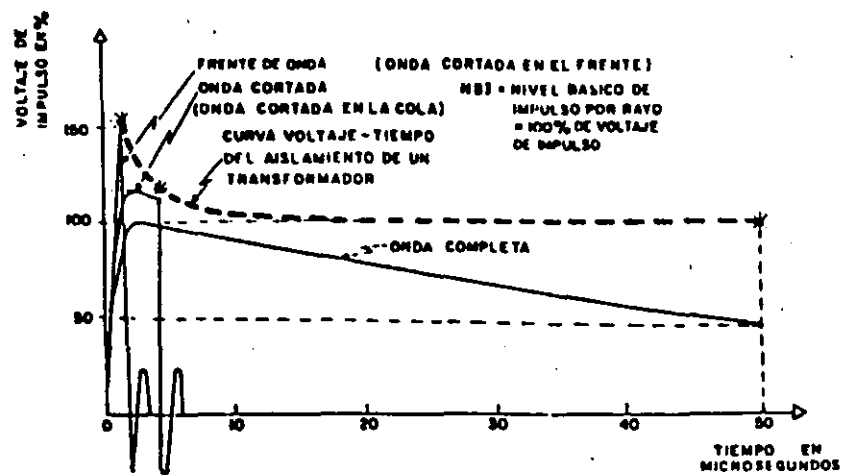


FIGURA 7 CURVA VOLTAJE - TIEMPO DEL AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR.

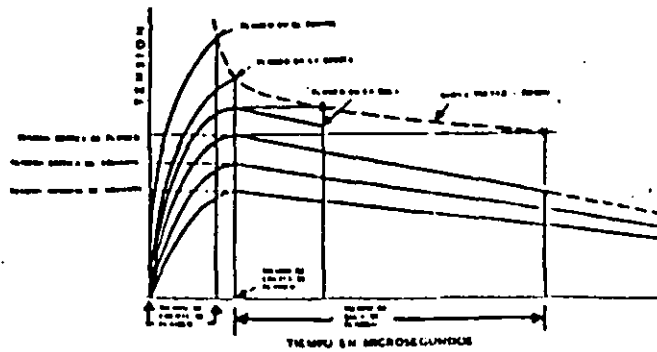
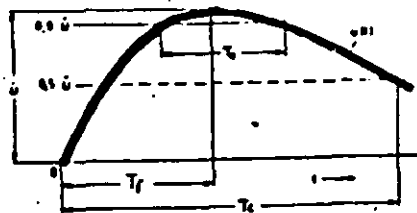


FIGURA 8
CURVA VOLTAJE - TIEMPO DE UN AISLAMIENTO AUTORRECUPERABLE



T_f	TIEMPO DE FRENTE = 250 μ s	VALOR DE CRESTA = 3%
T_c	TIEMPO DE COLA = 2500 μ s	TIEMPO DE FRENTE = 20%
T_d	TIEMPO INSTANTANEO DEL 90% DEL VALOR MAXIMO.	TIEMPO DE COLA = 60%

FIGURA 9
FORMA DE ONDA NORMALIZADA DE IMPULSO
POR MANOIRA (NORMA ANSI C68.2-1972)

CURVA DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DE LA CADENA DE AISLADORES EN IRAPUATO (69kV)

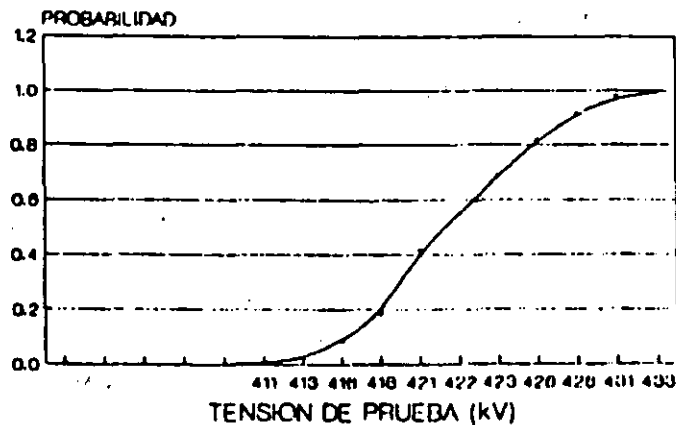


FIGURA No. 10

(1)

SUBJECT: CHINA DE LABORATORY - DEPARTMENT OF ALTA TENSION

OF C. 194 1. 2. 3. 4. 5. 6. 7. 8. 9. 10. 11. 12. 13. 14. 15. 16. 17. 18. 19. 20. 21. 22. 23. 24. 25. 26. 27. 28. 29. 30. 31. 32. 33. 34. 35. 36. 37. 38. 39. 40. 41. 42. 43. 44. 45. 46. 47. 48. 49. 50. 51. 52. 53. 54. 55. 56. 57. 58. 59. 60. 61. 62. 63. 64. 65. 66. 67. 68. 69. 70. 71. 72. 73. 74. 75. 76. 77. 78. 79. 80. 81. 82. 83. 84. 85. 86. 87. 88. 89. 90. 91. 92. 93. 94. 95. 96. 97. 98. 99. 100. 101. 102. 103. 104. 105. 106. 107. 108. 109. 110. 111. 112. 113. 114. 115. 116. 117. 118. 119. 120. 121. 122. 123. 124. 125. 126. 127. 128. 129. 130. 131. 132. 133. 134. 135. 136. 137. 138. 139. 140. 141. 142. 143. 144. 145. 146. 147. 148. 149. 150. 151. 152. 153. 154. 155. 156. 157. 158. 159. 160. 161. 162. 163. 164. 165. 166. 167. 168. 169. 170. 171. 172. 173. 174. 175. 176. 177. 178. 179. 180. 181. 182. 183. 184. 185. 186. 187. 188. 189. 190. 191. 192. 193. 194. 195. 196. 197. 198. 199. 200. 201. 202. 203. 204. 205. 206. 207. 208. 209. 210. 211. 212. 213. 214. 215. 216. 217. 218. 219. 220. 221. 222. 223. 224. 225. 226. 227. 228. 229. 230. 231. 232. 233. 234. 235. 236. 237. 238. 239. 240. 241. 242. 243. 244. 245. 246. 247. 248. 249. 250. 251. 252. 253. 254. 255. 256. 257. 258. 259. 260. 261. 262. 263. 264. 265. 266. 267. 268. 269. 270. 271. 272. 273. 274. 275. 276. 277. 278. 279. 280. 281. 282. 283. 284. 285. 286. 287. 288. 289. 290. 291. 292. 293. 294. 295. 296. 297. 298. 299. 300. 301. 302. 303. 304. 305. 306. 307. 308. 309. 310. 311. 312. 313. 314. 315. 316. 317. 318. 319. 320. 321. 322. 323. 324. 325. 326. 327. 328. 329. 330. 331. 332. 333. 334. 335. 336. 337. 338. 339. 340. 341. 342. 343. 344. 345. 346. 347. 348. 349. 350. 351. 352. 353. 354. 355. 356. 357. 358. 359. 360. 361. 362. 363. 364. 365. 366. 367. 368. 369. 370. 371. 372. 373. 374. 375. 376. 377. 378. 379. 380. 381. 382. 383. 384. 385. 386. 387. 388. 389. 390. 391. 392. 393. 394. 395. 396. 397. 398. 399. 400. 401. 402. 403. 404. 405. 406. 407. 408. 409. 410. 411. 412. 413. 414. 415. 416. 417. 418. 419. 420. 421. 422. 423. 424. 425. 426. 427. 428. 429. 430. 431. 432. 433. 434. 435. 436. 437. 438. 439. 440. 441. 442. 443. 444. 445. 446. 447. 448. 449. 450. 451. 452. 453. 454. 455. 456. 457. 458. 459. 460. 461. 462. 463. 464. 465. 466. 467. 468. 469. 470. 471. 472. 473. 474. 475. 476. 477. 478. 479. 480. 481. 482. 483. 484. 485. 486. 487. 488. 489. 490. 491. 492. 493. 494. 495. 496. 497. 498. 499. 500. 501. 502. 503. 504. 505. 506. 507. 508. 509. 510. 511. 512. 513. 514. 515. 516. 517. 518. 519. 520. 521. 522. 523. 524. 525. 526. 527. 528. 529. 530. 531. 532. 533. 534. 535. 536. 537. 538. 539. 540. 541. 542. 543. 544. 545. 546. 547. 548. 549. 550. 551. 552. 553. 554. 555. 556. 557. 558. 559. 560. 561. 562. 563. 564. 565. 566. 567. 568. 569. 570. 571. 572. 573. 574. 575. 576. 577. 578. 579. 580. 581. 582. 583. 584. 585. 586. 587. 588. 589. 590. 591. 592. 593. 594. 595. 596. 597. 598. 599. 600. 601. 602. 603. 604. 605. 606. 607. 608. 609. 610. 611. 612. 613. 614. 615. 616. 617. 618. 619. 620. 621. 622. 623. 624. 625. 626. 627. 628. 629. 630. 631. 632. 633. 634. 635. 636. 637. 638. 639. 640. 641. 642. 643. 644. 645. 646. 647. 648. 649. 650. 651. 652. 653. 654. 655. 656. 657. 658. 659. 660. 661. 662. 663. 664. 665. 666. 667. 668. 669. 670. 671. 672. 673. 674. 675. 676. 677. 678. 679. 680. 681. 682. 683. 684. 685. 686. 687. 688. 689. 690. 691. 692. 693. 694. 695. 696. 697. 698. 699. 700. 701. 702. 703. 704. 705. 706. 707. 708. 709. 710. 711. 712. 713. 714. 715. 716. 717. 718. 719. 720. 721. 722. 723. 724. 725. 726. 727. 728. 729. 730. 731. 732. 733. 734. 735. 736. 737. 738. 739. 740. 741. 742. 743. 744. 745. 746. 747. 748. 749. 750. 751. 752. 753. 754. 755. 756. 757. 758. 759. 760. 761. 762. 763. 764. 765. 766. 767. 768. 769. 770. 771. 772. 773. 774. 775. 776. 777. 778. 779. 780. 781. 782. 783. 784. 785. 786. 787. 788. 789. 790. 791. 792. 793. 794. 795. 796. 797. 798. 799. 800. 801. 802. 803. 804. 805. 806. 807. 808. 809. 810. 811. 812. 813. 814. 815. 816. 817. 818. 819. 820. 821. 822. 823. 824. 825. 826. 827. 828. 829. 830. 831. 832. 833. 834. 835. 836. 837. 838. 83

Figure 4

Page	If not
------	--------

from French wine

1940 Atlanta, Ga.
 1941 St. Louis, Mo.

Printed on acid-free paper

Estado de la cuenta

Sealed **NY** **—**

Antes de la prueba

Después de la prueba: 2.000.000

DATA METEOROLOGICAL

Hora	
Temp. bulbo seco	°C
Temp. bulbo húmedo	°C
Presión	mm Hg
Humedad absoluta	g/m ³
Velocidad del viento	m/s
Dirección del viento	
Estado del tiempo	

Initials	Finals	Promedios
9.52	10.12	
14.0	7.0	10.5
10.2	12.0	11.0
022	030	025.2
5.2	2.2	3.5

Downloaded At: 11:53 11 September 2009

OSCILLOGRAMA N°

0053-5144 №

[illegible]

2015-02-02

이러한 결과를 보면, 1990년대 이후의 한국은 1980년대와 비교하여, 상대적으로 저소득층의 비중이 증가하고, 고소득층의 비중이 감소하였음을 알 수 있다. 그러나, 이 같은 소득분배의 변화가, 소득분배의 불평등을 완화하였는지를 알기 위해서는, 소득분배의 불평등 정도를 나타내는 지수인 로렌츠곡선과 그 하위 지수인 지니계수를 살펴볼 필요가 있다.

1. PHASE 2: INFUSED U.S. 1 U.S. and Room 1

Copyright © 2004 John Wiley & Sons, Ltd.

SOBRETENSIONES/ESFUERZOS ELECTRICOS EN SISTEMAS DE POTENCIA
Curso Tutorial de Coordinación de Aislamiento
Reunión de Verano de Potencia - IEEE Sección México
Acapulco, Gro. del 21 al 26 de Julio de 1991
Víctor F. Hermosillo

1. INTRODUCCION

El diseño apropiado del nivel de aislamiento eléctrico de un sistema de potencia debe llegar a un balance entre el aguante, el costo y la fiabilidad de los elementos del sistema ante un esfuerzo eléctrico determinado. El aguante ante un cierto esfuerzo eléctrico puede requerir de aislamiento adicional, que incrementa la fiabilidad pero implica mayores costos. Comúnmente, el costo representa un factor limitante mayor que la factibilidad técnica.

La ruptura o deterioro del aislamiento eléctrico depende de la magnitud, forma y duración del esfuerzo eléctrico a que éste se sujeta. Los fenómenos físicos involucrados en la ruptura de un aislamiento son diferentes para distintos tipos de esfuerzo. Debido a lo anterior, las normas internacionales han propuesto clasificar los esfuerzos típicos encontrados en sistemas de potencia, definiendo características de aguante del aislamiento en base a cada tipo de esfuerzo.

La clasificación de esfuerzos eléctricos y sobretensiones de acuerdo a la norma IEC-71 se muestra en la Figura 1. Cada clase incluye la definición de una forma del esfuerzo respecto al tiempo, un rango de valores para las frecuencias y períodos de tiempo involucrados, así como una forma y prueba estandarizada.

2. VOLTAJES CONTINUOS EN EL SISTEMA

El voltaje nominal se define como el voltaje efectivo (rms), entre fases, a la frecuencia de operación de un sistema de potencia, bajo condiciones normales. A diferencia de voltajes transitorios y temporales, que ocurren bajo condiciones anormales de operación, el voltaje nominal del sistema representa un esfuerzo eléctrico continuo aplicado al aislamiento. Es importante considerarlo en procesos de envejecimiento del aislamiento y en problemas de contaminación.

En ocasiones un sistema eléctrico opera al voltaje máximo del sistema (v.g. 5 a 10% mayor al nominal). Las normas internacionales incluyen valores recomendados para el voltaje máximo de operación para efectos de estandarización del equipo y sistemas, por ejemplo, la norma IEC-71 contiene tablas en dos rangos: 1 kV a 245 kV y mayores de 245 kV.

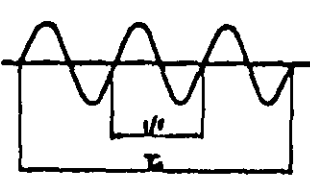
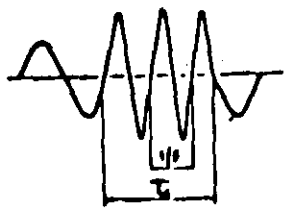
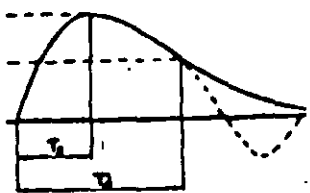
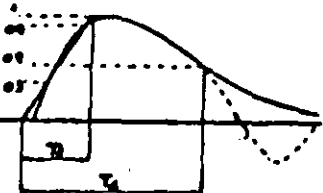
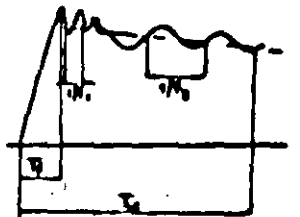
CLASS	LOW FREQUENCY		TRANSIENT		
	CONTINUOUS	TEMPORARY	SLOW-FRONT	FAST-FRONT	VERY-FAST-FRONT
voltage shape					
range of voltage shapes	$f = 50 \text{ or } 60 \text{ Hz}$ $T_d \geq 1 \text{ hr}$	$50 < f < 500 \text{ Hz}$ $0.03 < T_d < 3600 \text{ s}$	$30 < T_f < 3000 \mu\text{s}$ $0.3 < T_d < 30 \text{ ms}$	$0.3 < T_f < 30 \mu\text{s}$ $3 < T_d < 300 \mu\text{s}$	$3 < T_f < 300 \text{ ns}$ $0.3 < f_1 < 100 \text{ MHz}$ $30 < f_2 < 300 \text{ kHz}$ $0.03 < T_d < 3 \text{ ns}$
standard voltage shape	$f = 50 \text{ or } 60 \text{ Hz}$ $T_d = (*)$	$48 \leq f \leq 62 \text{ Hz}$ $T_d = 1 \text{ min}$	$T_f = 250 \mu\text{s}$ $T_d = 2500 \mu\text{s}$	$T_f = 1.2 \mu\text{s}$ $T_d = 50 \mu\text{s}$	under consideration
standard withstand test	long-duration power-frequency test	short-duration power-frequency test	switching impulse test	lightning impulse test	(chopped impulse) under consideration

Figura 1. Clasificación de esfuerzos eléctricos y sobretensiones de acuerdo a la norma IEC-71.

3. SOBRETENSIONES

Una sobretensión es cualquier voltaje entre fases o entre fase y tierra, cuyo valor de cresta sea mayor que el valor de cresta del voltaje máximo del sistema, es decir, $V_m \sqrt{2} / \sqrt{3}$ entre fase y tierra o $V_m \sqrt{2}$ entre fases.

Las sobretensiones se expresan en valores por unidad (Vpu), utilizando el voltaje máximo del sistema (V_m) como base. Por ejemplo, una sobretensión entre fase y tierra con valor máximo V_{f-t}

$$V_{pu} = \frac{V_{f-t} \sqrt{3}}{V_m \sqrt{2}} \quad \dots(1)$$

4. SOBRETENSIONES TEMPORALES

Es un voltaje oscilatorio, con una duración relativamente larga, no amortiguado o ligeramente amortiguado. La magnitud y duración de este tipo de sobretensiones somete a los apartarrayos a requerimientos severos en su capacidad de descarga y su estabilidad térmica. Una estimación correcta de su probabilidad de ocurrencia es esencial para determinar las características necesarias en los apartarrayos.

Las sobretensiones temporales son de carácter probabilístico debido a los factores aleatorios involucrados en los fenómenos que las producen. Estos factores están asociados con la forma en que se opera el sistema y la configuración del mismo (maniobras de interrupción, variaciones de voltaje, la aleatoriedad de los puntos sobre la línea donde ocurre una falla, etc.). En la práctica, estas sobretensiones ocurren como consecuencia de maniobras o debido a fallas y acciones correctivas, por lo tanto, hay una alta probabilidad de coincidencia de sobretensiones temporales y por maniobra.

Las sobretensiones temporales se pueden clasificar en tres diferentes grupos, de acuerdo a los componentes de frecuencia de la sobretensión:

Grupo 1. Sobretensiones temporales con una frecuencia de oscilación muy cercana a la frecuencia de operación del sistema. Producidas por fenómenos tan variados como: pérdida repentina de carga, corto circuitos asimétricos, efecto capacitivo en líneas largas con el extremo de entrega abierto (efecto Ferranti), resonancia en circuitos lineales producida por fases abiertas o por operación no sincronizada de interruptores, resonancia inducida entre circuitos acoplados y oscilaciones armónicas en circuitos no lineales.

En la Figura 2 se muestran distribuciones de frecuencia acumuladas para magnitudes de sobretensiones temporales debidas a maniobras en líneas sin carga, maniobras en el secundario y maniobras en líneas terminadas en transformadores.

Si se conocen las magnitudes máxima y mínima de sobretensiones temporales que pueden ocurrir en un sistema (ver Figura 2), es posible calcular la distribución de sus valores utilizando la siguiente fórmula:

$$P(V_e \geq V) = k \left((1/AV - E)^{m+1} - (1 - 1/AV_{\min})^{m+1} \right) \dots (2)$$

$$k = \frac{1}{(1 - 1/AV_{\max})^{m+1} - (1 - 1/AV_{\min})^{m+1}}$$

$$E = 1/AV_{\min} + 1/AV_{\min} - 1$$

Esta fórmula empírica es producto de ochenta mil mediciones realizadas en los sistemas de la URSS. $P(V_e \geq V)$ es la probabilidad de que la sobretensión V_e en el extremo abierto de la línea sea mayor que un valor V . El factor A es la razón entre el voltaje en el nodo de envío y el voltaje en el extremo abierto de la línea ($A \leq 1$), podemos suponer $A=1$. El exponente m depende de la forma de conexión de los reactores en paralelo, una línea de transmisión con estos elementos conectados permanentemente, con reactores que se desconectan por medio de un controlador durante cada recierre automático o para líneas sin reactores en paralelo, consideramos $m = 2$. Si los reactores en paralelo se conectan y desconectan de acuerdo a la potencia transmitida, $m = 0$.

La duración de las sobretensiones transitorias para el caso de maniobras producto de fallas (corto circuito, recierre automático, etc.) con operación simultánea de ambos lados de la línea con señales en micro-ondas o carrier, tiene valores típicos entre 0.02 y 0.15 s. Si actúa una protección de distancia o de respaldo, esta duración es entre 0.3 y 0.5 s.

Grupo 2. Sobretensiones temporales con frecuencia de oscilación mayor a la frecuencia de operación del sistema. Este tipo de sobretensiones se deben a oscilaciones forzadas con armónicas superiores pares o impares. Existen dos casos de importancia práctica:

a) Resonancia de estado estable: un circuito típico en el que puede ocurrir este fenómeno se muestra en la Figura 3. La corriente de magnetización que fluye por la inductancia no lineal L_m , contiene componentes a la frecuencia fundamental y componentes con armónicas superiores impares. Su probabilidad de ocurrencia es muy baja.

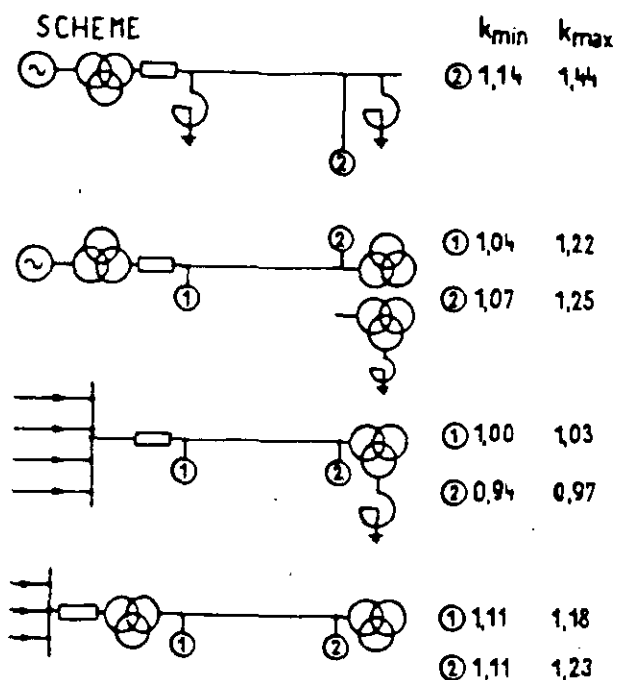
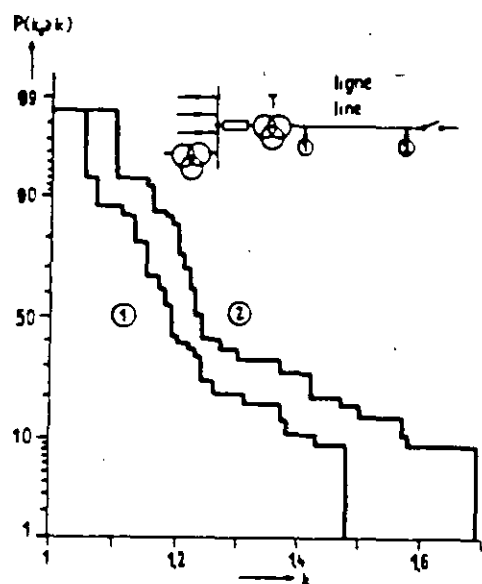
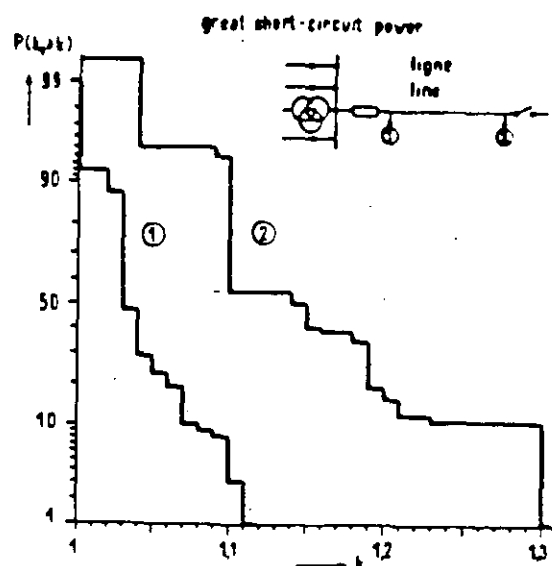
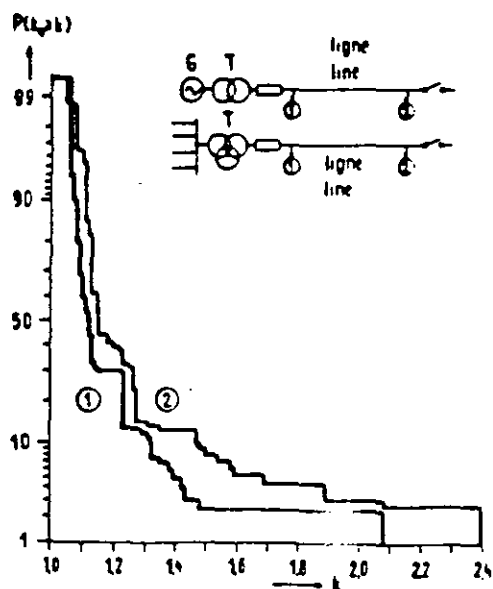


Figura 2. Curvas de distribución de frecuencia acumulada para magnitudes de sobretensiones temporales en el extremo de envío (1) y en el extremo de recepción (2): a) fuente con bajo nivel de corto circuito (230 mediciones/curva), b) fuente con alto nivel de corto circuito (100 mediciones/curva), maniobras en el secundario (70 mediciones/curva), c) rango de magnitudes medidas para diferentes circuitos.

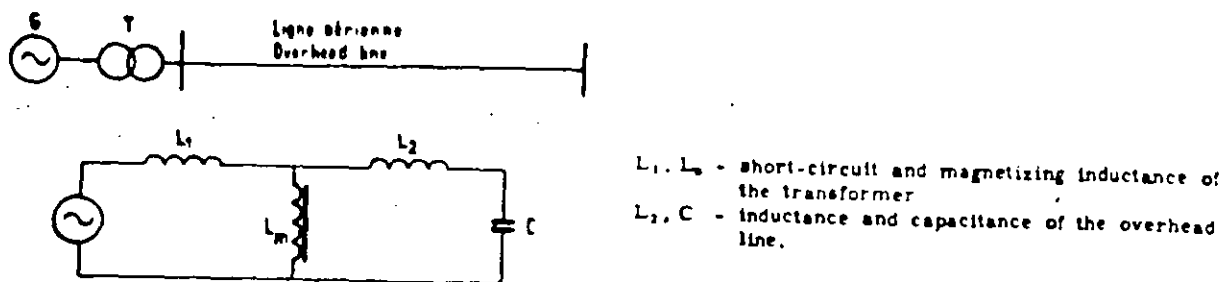


Figura 3. Circuito en el que ocurre resonancia en estado estable con componentes fundamental y armónicas superiores.

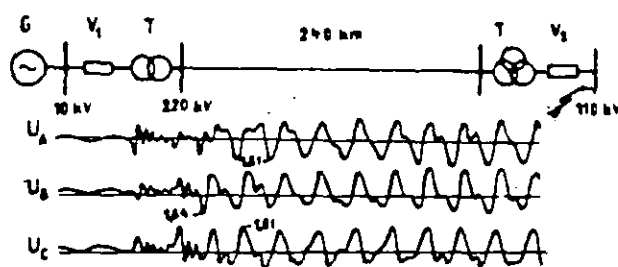


Figura 4. Circuito en el que ocurre resonancia transitoria al eliminar una falla trifásica en el secundario de un transformador. El interruptor en V_2 esta abriendo.

b) Resonancia transitoria: se presentan durante maniobras en líneas terminadas en un transformador sin carga, maniobras en el secundario de un transformador en el extremo de entrega de una línea (Figura 4), produciendo armónicas pares e impares.

Grupo 3. Sobretensiones temporales subarmónicas. Son características en líneas aéreas con compensación en serie. En algunas ocasiones su probabilidad de ocurrencia llega a 10%; aunque para un sistema bien diseñado, esta probabilidad es cercana a cero.

De acuerdo a la experiencia en campo obtenida de distintos países, la magnitud de sobretensiones transitorias en sistemas de potencia reales no llega a valores mayores de 2.0 pu.

4.1 FALLAS A TIERRA

Una falla a tierra produce una sobretensión temporal no amortiguada que persiste hasta que el el esquema de protección produce una maniobra que suprime la falla.

El tipo más común de falla se produce entre una fase y tierra, causando una sobretensión en las fases sanas, que se sostiene hasta que se corrige la situación. La magnitud de la sobretensión en las fases sanas depende de la relación entre la impedancia de secuencia cero y de secuencia positiva del sistema, vistas desde el punto donde ocurre la falla. Por lo tanto, su magnitud esta relacionada con el aterrizamiento del sistema. Esta sobretensión será menor de 1.4 pu para sistemas aterrizados efectivamente y puede llegar a 1.73 pu o más en sistemas no aterrizados.

Un sistema aterrizado efectivamente se define como aquél en el que el máximo voltaje efectivo entre fase y tierra en una de las fases sanas durante una falla es 80% o menor que el voltaje nominal entre fases en el sistema donde se localiza la falla.

La norma IEC-71 incluye gráficas para obtener el factor de aterrizamiento k , en base a las relaciones entre la resistencia de secuencia positiva, la resistencia y la reactancia de secuencia cero, con la reactancia de secuencia positiva, R_1/X_1 , R_0/X_1 y X_0/X_1 , desde el punto donde ocurre la falla (Figura 5). El factor de aterrizamiento es la razón entre el voltaje efectivo máximo de fase a tierra en una fase sana durante una falla y el voltaje efectivo de operación del sistema entre fase y tierra. Para un sistema aterrizado efectivamente $k = \sqrt{3} (0.8) = 1.4$.

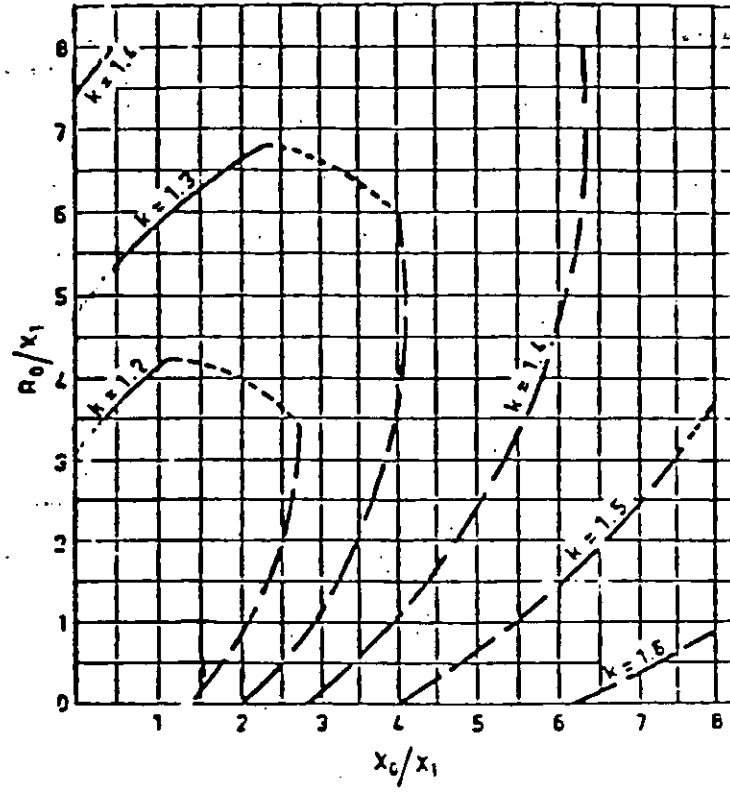
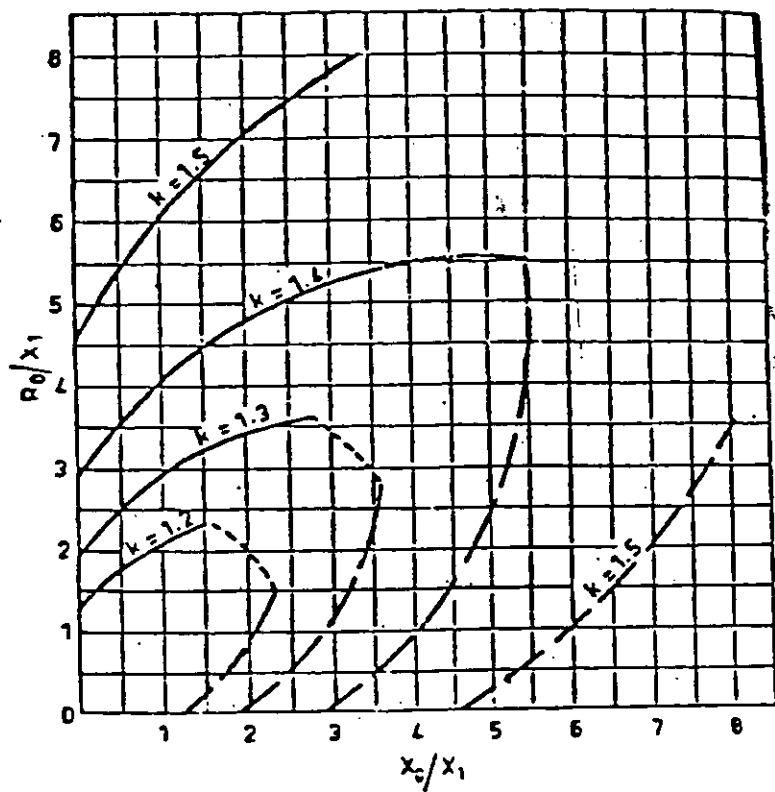
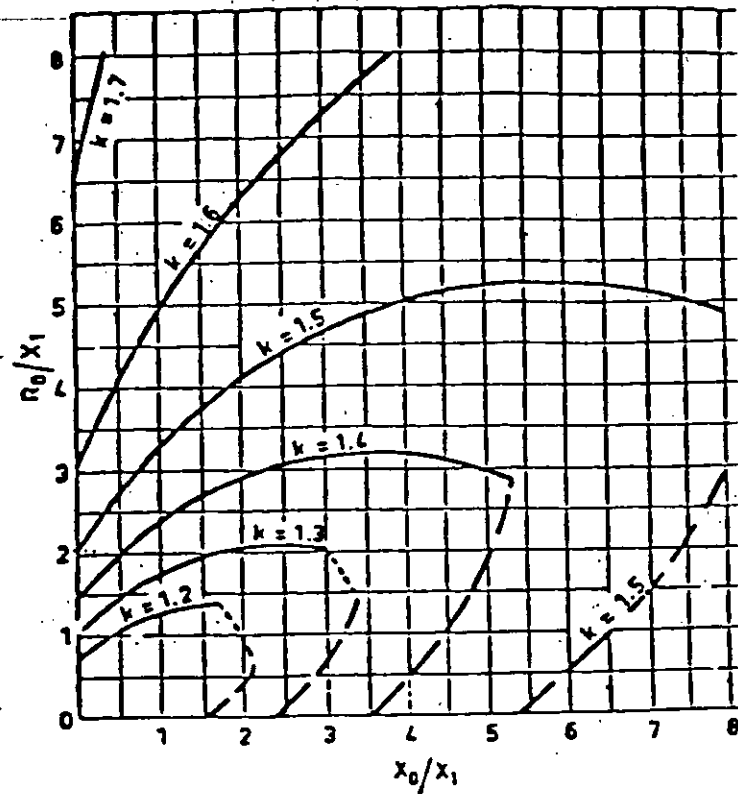
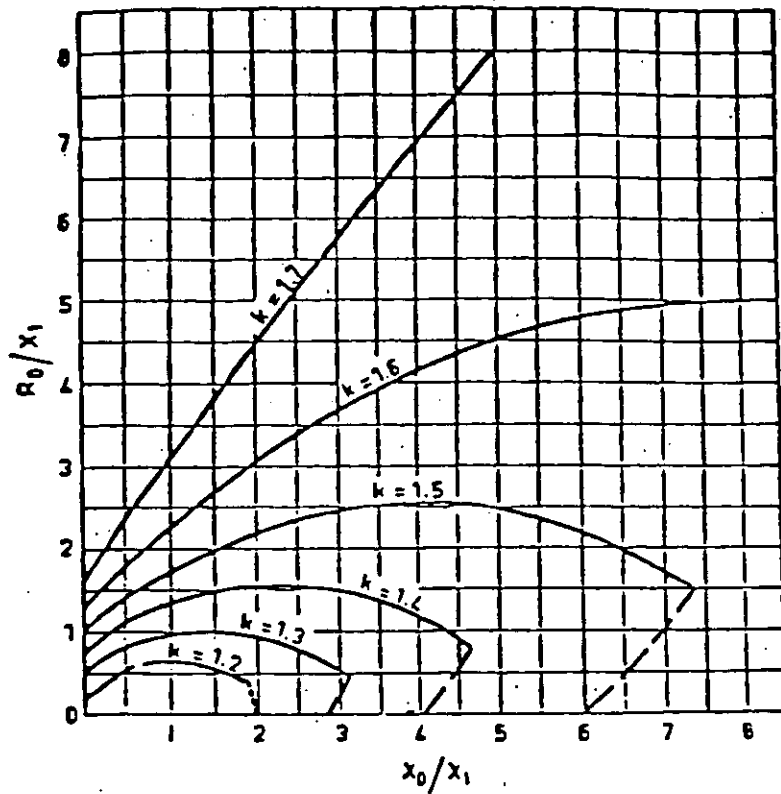


Figura 5. Factores de aterrizamiento para: a) $R_1 = 2X_1$, b) $R_1 = X_1$, c) $R_1 = 0.5X_1$ y d) $R_1 = 0$.

4.2 CAMBIOS REPENTINOS EN LA CARGA

El peor caso de este tipo de sobretensiones ocurre cuando se produce un rechazo o pérdida de carga, al abrirse el interruptor remoto de una línea por la que se transmite una parte substancial de la potencia de una central generadora (Figura 6). El voltaje tiende a subir al disminuir la caída de potencial en la impedancia equivalente en serie del sistema y al producirse una aceleración del generador.

La sobretensión en el generador está determinada por el nivel de corto circuito del sistema, la velocidad del generador (respuesta del gobernador de velocidad, sistema de excitación), las características de la carga antes y después del evento, las longitudes de las líneas conectadas y la cantidad de reactivos generados por la línea (incluyendo compensación en serie o paralelo). Se puede lograr un cálculo preciso de las sobretensiones por rechazo de carga utilizando una simulación digital que incluya las características dinámicas de las máquinas, sus sistemas de control, así como el modelado de las líneas y cargas.

En pruebas de rechazo de carga en sistemas de potencia reales se han obtenido sobretensiones con magnitudes máximas de 1.45 pu.

4.3 EFECTO FERRANTI

Este efecto ocurre debido a la corriente capacitiva, producida por la carga de una línea de transmisión, fluye por la impedancia en serie cuando se abre el extremo lejano de una línea larga no compensada (Figura 7). En estas condiciones el voltaje en el extremo abierto (V_2) es siempre mayor que el voltaje en el nodo de envío (V_1). El voltaje senoidal en el extremo abierto está dado por

$$V_2 = \frac{V_1}{\cos(\beta l)} \quad \dots(3)$$

($\beta = 7.2^\circ$ cada 100 km a 60 Hz, l : longitud de la línea, km)

El efecto Ferranti se puede disminuir mediante compensación inductiva en paralelo o compensación capacitiva en serie.

4.4 RESONANCIA

Algunas de las más severas sobretensiones temporales ocurren debido a condiciones de resonancia. En su forma más simple, el circuito equivalente de un sistema resonante consiste de una fuente, un interruptor y un circuito resonante RCL. La sobretensión se produce al cerrar el interruptor, limitada por pérdidas y efectos de saturación de algunos componentes.

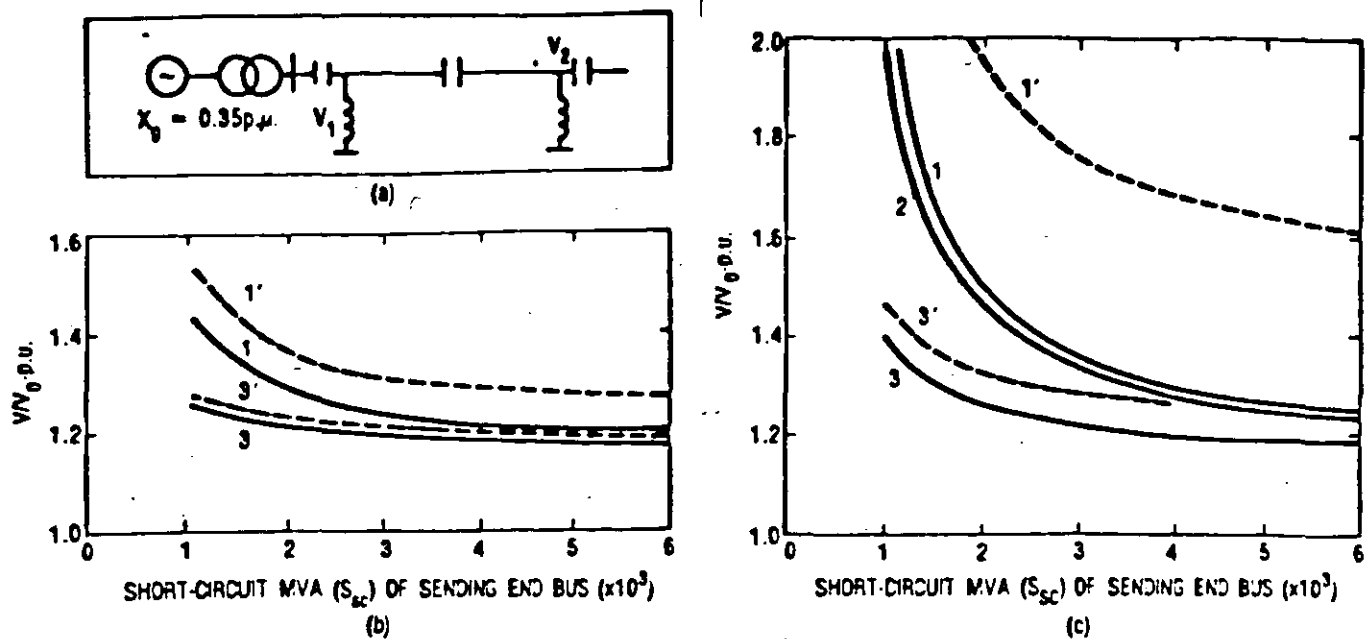


Figura 6. Sobretensiones a frecuencia nominal causados por rechazo de carga: a) diagrama, b) línea de 300 km de longitud, c) línea de 600 km de longitud. 1 y 1' sin compensación, 2 con compensación capacitiva en serie de 50%, 3 y 3' con 50% de compensación en serie y 70% de compensación en paralelo. 1, 2 y 3 son voltajes en el nodo de envío, 1' y 3' son voltajes en el nodo de recepción. Voltaje nominal 400 kV, carga inicial 33% del nivel de corto circuito del nodo de envío. Se supone un incremento en la velocidad del generador de 10% y se desprecian pérdidas.

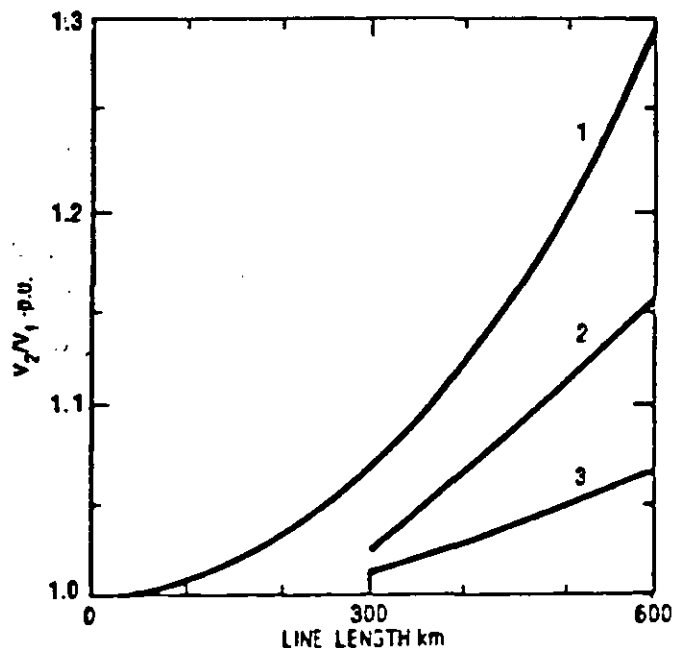


Figura 7. Magnitud de sobretensiones debidas al Efecto Ferranti: (1) sin compensación, (2) compensación en serie de 50% y (3) 50% de compensación en serie, 70% de compensación en paralelo.

Ignorando las pérdidas, la sobretensión se puede aproximar con la siguiente ecuación

$$V_2 = \frac{V_1 X_c}{X_L + X_c} \quad \dots(4)$$

donde V_1 es el voltaje en el nodo de envío y V_2 es el voltaje en el nodo de recepción.

En la práctica se pueden producir condiciones cercanas a la resonancia. Un ejemplo es el caso de la apertura de una fuente de alta tensión que alimenta a un circuito de baja tensión por medio de un cable y un transformador, si la reactancia inductiva del transformador es cercana a la reactancia capacitiva del cable. Otro caso de resonancia es cuando las armónicas asociadas a la saturación de un transformador tienen frecuencias cercanas a la frecuencia natural de resonancia del sistema. Las sobretensiones debidas a resonancia pueden evitarse cambiando las impedancias de elementos del sistema. Esta consideración debe formar parte de los criterios de diseño del mismo.

4.5 FERRORESONANCIA

Este tipo de sobretensiones ocurre cuando un elemento magnético saturable del sistema es excitado por una capacitancia. La capacitancia puede representar, por ejemplo, al capacitor de graduación entre los contactos abiertos de un interruptor o la capacitancia a tierra de un cable (Figura 8).

Este fenómeno puede producirse también cuando solamente una o dos fases de un sistema se encuentran energizadas debido a la operación de fusibles o interruptores (Figura 9). El elemento saturable puede representar transformadores de potencial (con reactancias altas) conectados al bus abierto, o bien, un transformador con terciario conectado en delta que a su vez alimenta transformadores auxiliares.

La sobretensión en las terminales depende de la magnitud y forma de la corriente que fluye por el elemento magnético, a su vez, esta corriente depende del estado magnético del elemento. Al entrar y salir éste de la región de saturación (Figura 10), su inductancia efectiva cambia, resultando en voltajes con multitud de armónicas. Estos voltajes pueden presentar componentes con frecuencias mayores o menores de la frecuencia de operación del sistema (Figura 11). Diversos estudios efectuados con TNA muestran que existe mayor posibilidad de que se presente ferroresonancia en sistemas en los que la reactancia capacitiva equivalente sea menor que veinte veces la reactancia inductiva, $X_c < 20 X_L$.

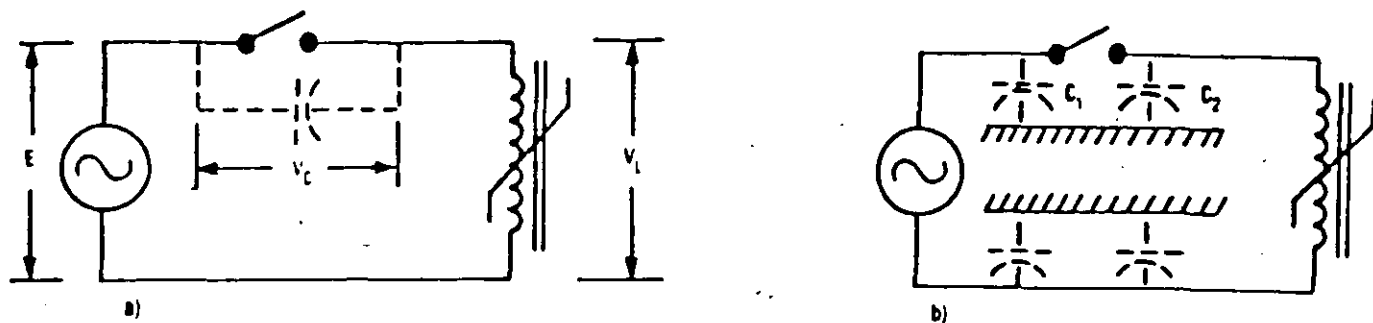


Figura 8. Circuitos sujetos a ferrorresonancia: a) excitación por medio de la capacitancia entre los contactos de un interruptor abierto, b) excitación por medio de una capacitancia a tierra.

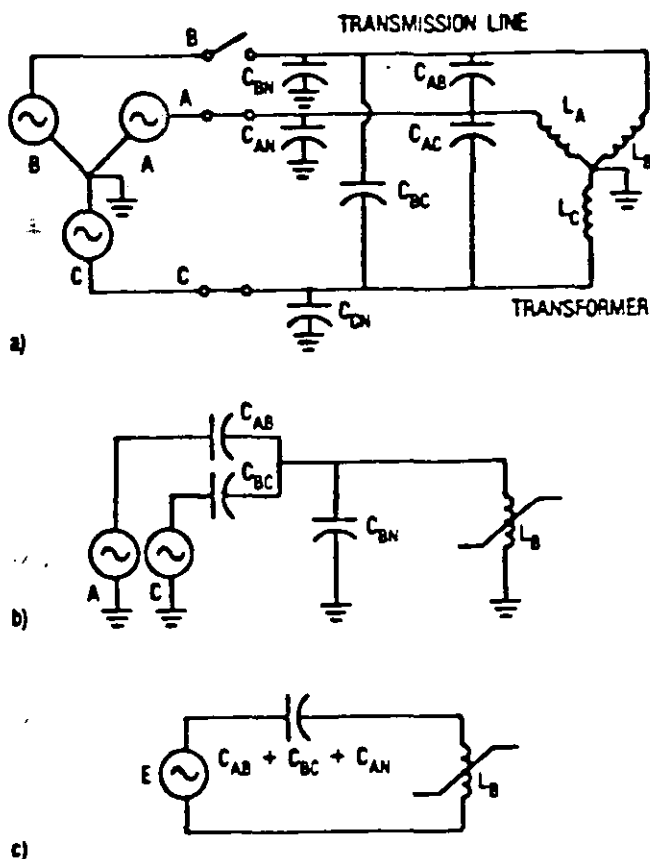


Figura 9. Circuito trifásico con fase B abierta, sujeto a ferrorresonancia: a) representación trifásica, b) y c) circuitos equivalentes simplificados.

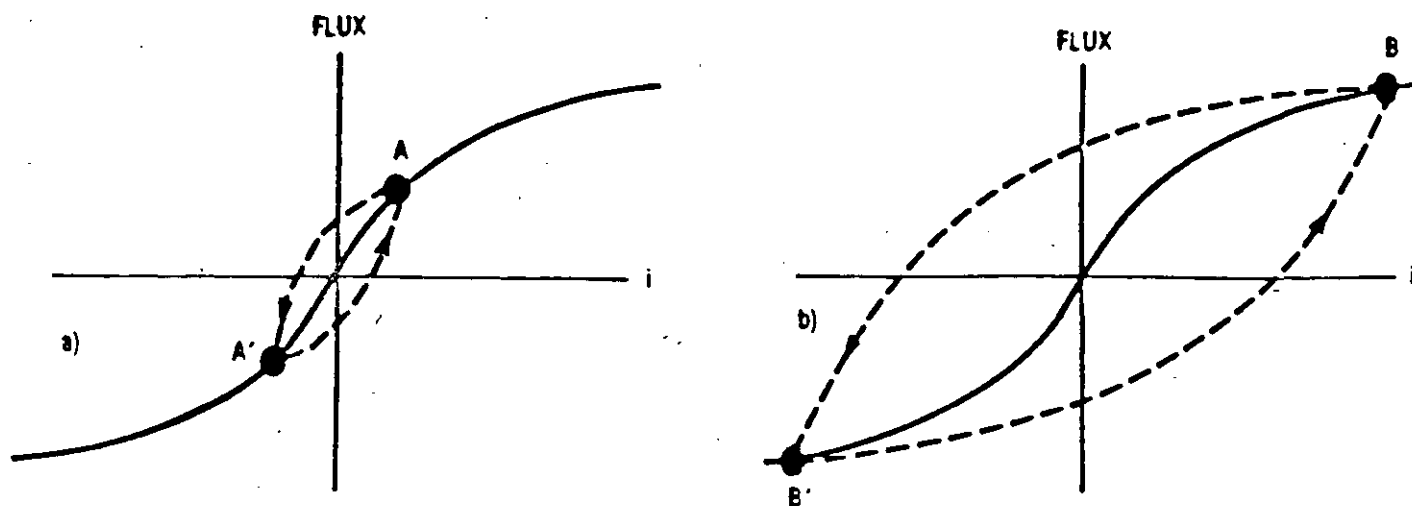


Figura 10. Operación de un elemento ferromagnético: a) en la región lineal y b) en la región saturada.

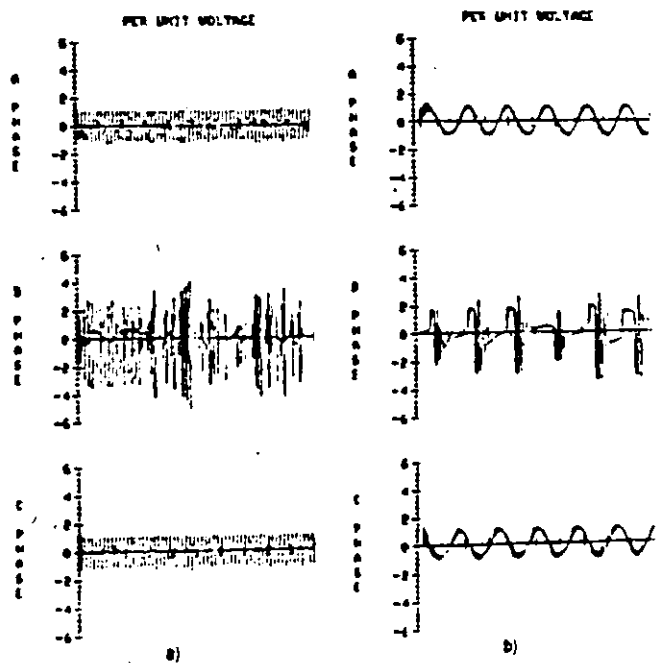


Figura 11. Voltajes ferroresonantes producidos por la apertura de la fase B (ver Figura 9): a) escala 100 ms/div b) escala 10 ms/div.

Las sobretensiones por ferresonancia se pueden controlar operando los transformadores a una densidad de flujo reducida, también se pueden implementar procedimientos de maniobra que eviten energizar un transformador sin carga através de elementos capacitivos.

4.6 ENERGIZACION DE UNA LINEA TERMINADA EN UN TRANSFORMADOR

Este tipo de maniobras producen sobretensiones temporales ligeramente amortiguadas. Se originan durante la energización o recierre de una línea terminada en un transformador. Después del transitorio inicial (que se clasifica como sobretensión por maniobra), la corriente de excitación del transformador produce un sobrevoltaje sostenido durante varios segundos (Figura 12). Su magnitud depende del instante en que se cierre el interruptor, la impedancia equivalente de la fuente, los parámetros de la línea y el transformador y del flujo residual de éste último.

5. SOBRETENSIONES POR MANIOBRA

Son voltajes transitorios, amortiguados y de relativamente corta duración, producidos por acciones de conexión o desconexión por medio de elementos de interrupción del sistema. La magnitud de una sobretensión por maniobra depende del voltaje de operación del sistema. Actualmente se clasifican como sobretensiones transitorias de frente lento.

5.1 CIERRE Y RECIERRE DE LINEAS DE TRANSMISION

La energización de una línea en vacío, no terminada en un transformador, produce sobretensiones debido a las ondas viajeras en los conductores, estas ondas son producidas por el cierre del interruptor o pueden ser causadas por acoplamiento entre fases. Los tiempos relativos de cierre entre los polos del interruptor son importantes para determinar este tipo de sobretensiones, otros factores involucrados son la longitud de la línea, el grado de compensación en paralelo, las características de la fuente equivalente en el nodo de envío, la utilización de resistencias de preinserción y el tipo de terminación en el extremo de la línea. En general las sobretensiones son mayores en el extremo de entrega de la línea.

La apertura de una línea puede dejar un voltaje remanente en la línea desenergizada. A menos que la carga atrapada sea drenada a tierra por medio de un transformador o reactor, puede permanecer en la línea durante varios segundos. La cantidad de carga dependerá de la capacitancia equivalente de la línea y del valor de la resistencia de preinserción (Figura 13), su decremento en el tiempo varía según las condiciones atmosféricas (Figura 14).

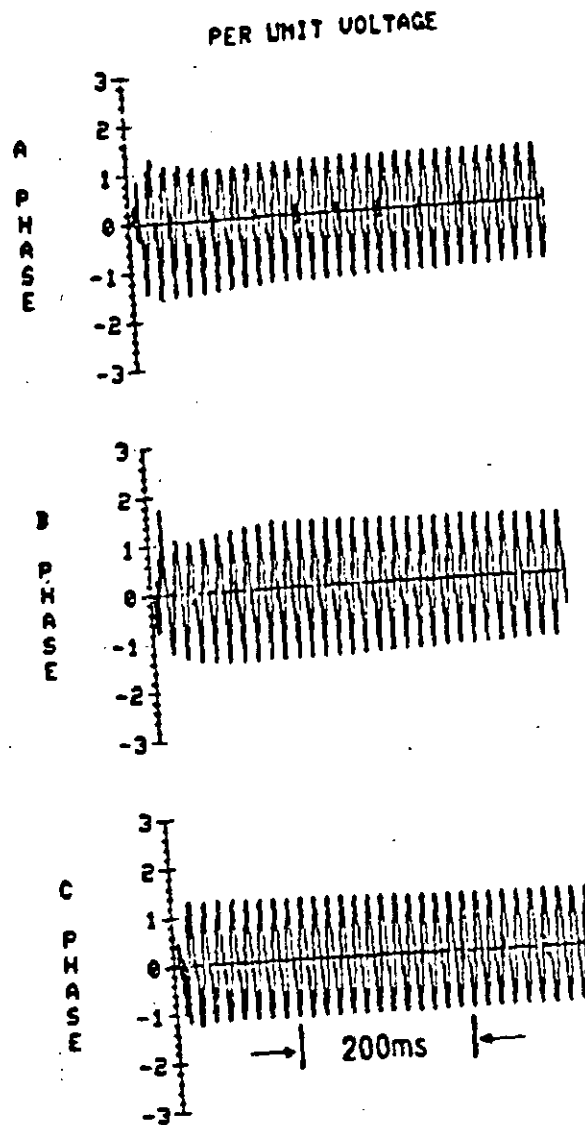


Figura 12. Sobretensión temporal producida al energizar una línea terminada en un transformador.

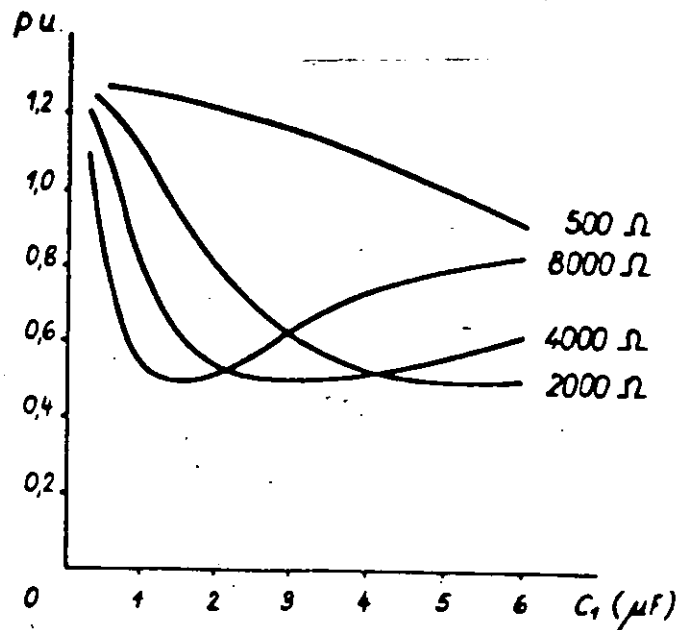


Figura 13. Variación del valor en por unidad de la carga atrapada, en función de la capacitancia total de la línea y el valor de la resistencia de preinserción.

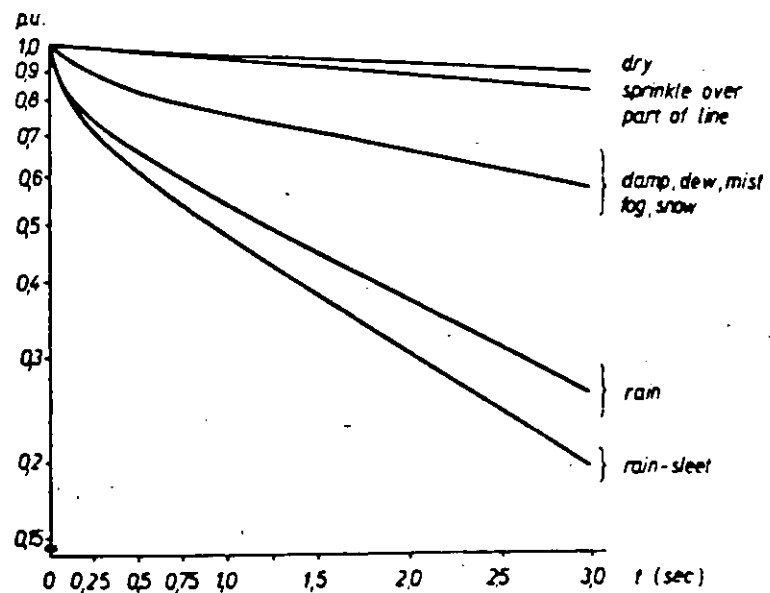


Figura 14. Variación del valor por unidad de la carga atrapada en una línea en función del tiempo y las condiciones atmosféricas.

Si ocurre un recierre de una línea con carga atrapada y, en el instante en que el interruptor cierra, el voltaje de la fuente tiene polaridad opuesta al voltaje en la línea abierta, se pueden producir sobretensiones muy altas.

Como resultado de un estudio realizado en conjunto por los comités 13 y 33 de CIGRE, se elabora un diagrama que condensa información sobre factores de sobretensión producidos por el cierre y recierre de líneas (Figura 15). Este diagrama incluye resultados de simulaciones digitales, TNA y mediciones en campo. Se muestran valores mínimos, medios y máximos para una combinación de condiciones del sistema, en forma de un árbol de decisiones. Las opciones son: cierre o recierre trifásico, con o sin resistencia de preinserción, con una fuente inductiva o compleja (sistemas con cables, en los que debe añadirse una capacitancia en paralelo en el equivalente de Thévenin), compensación en paralelo mayor o menor al 50%.

5.2 MANIOBRAS EN CIRCUITOS INDUCTIVOS

Este tipo de sobretensiones puede analizarse con un circuito sencillo, presentado en la Figura 16. Si la reactancia del elemento inductivo de la carga L_c es menor que la reactancia de la capacitancia en paralelo C_c , la mayor parte de la corriente que circula por el circuito fluye por la inductancia L_c y se encuentra atrasada 90° respecto al voltaje de la fuente; además, se supone que la reactancia de la fuente es pequeña comparada con la correspondiente a la carga, $L_s \ll L_c$.

Al iniciarse la apertura de los contactos del interruptor, el arco entre éstos conduce la corriente de la carga. El arco tenderá a extinguirse cuando la corriente alterna llegue a un valor de cero. Debido a que el circuito es puramente inductivo, en el momento de interrupción el voltaje en la fuente y el voltaje en la carga tendrán valores cercanos al máximo.

La interrupción del arco separa al circuito en dos secciones. El voltaje en el contacto del lado del generador tiene dos componentes: una de 60 Hz y una oscilación amortiguada superpuesta cuya frecuencia tiene valores entre 0.5 y 100 kHz, dependiendo de los valores de los parámetros L_s y C_s . El voltaje en el contacto del lado de la carga es oscilatorio amortiguado con una frecuencia dependiendo de C_c y L_c . El voltaje de recuperación transitoria se puede calcular obteniendo la diferencia entre los voltajes que aparecen entre los contactos del interruptor, se inicia una carrera entre las propiedades dieléctricas del medio entre los contactos y este voltaje.

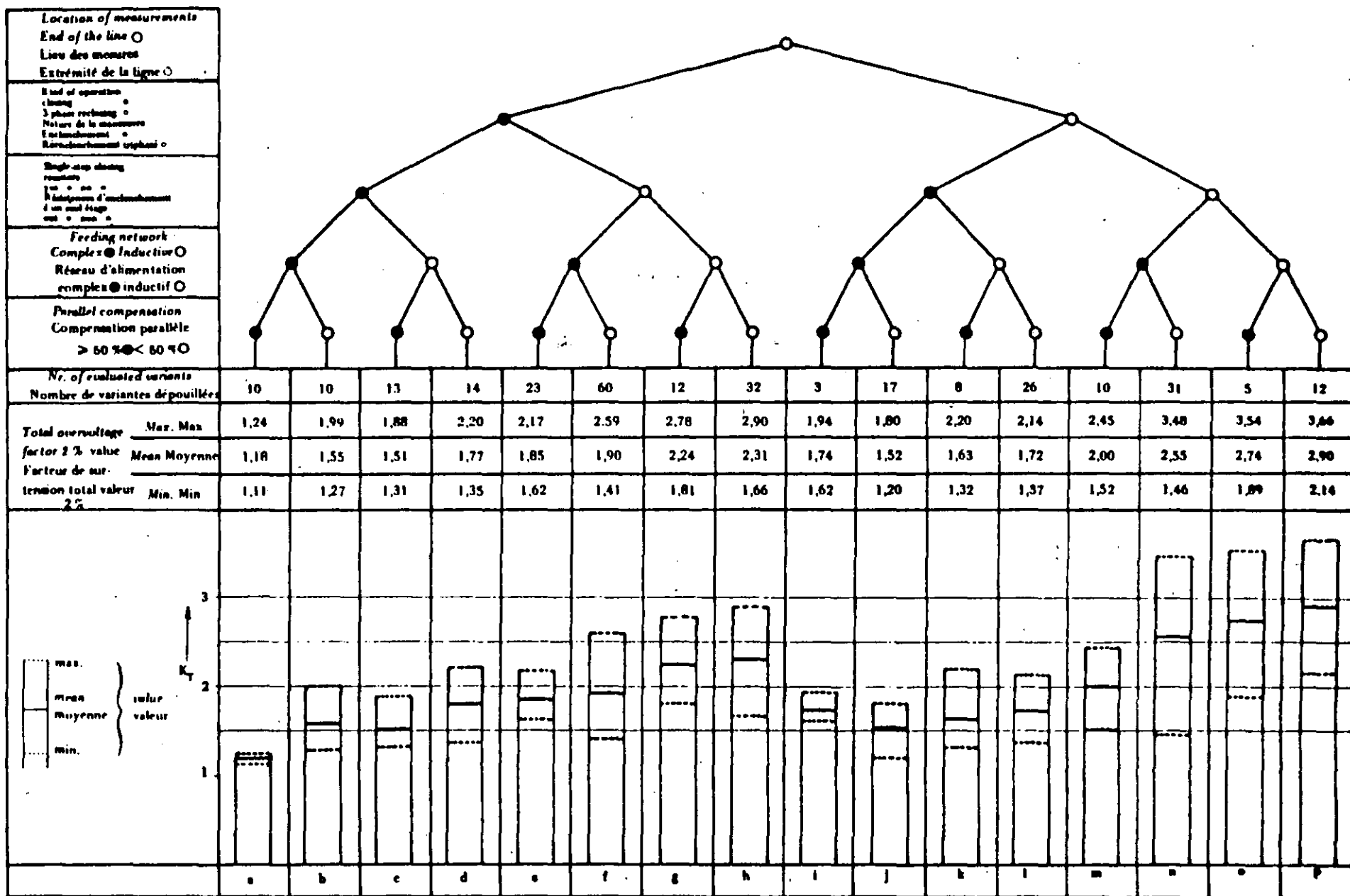


Figura 15. Factores de sobretensión debidos a cierre y recierre de líneas de transmisión.

5.2.1 REIGNICION DEL ARCO

Existe la posibilidad de una reignición del arco que produce el flujo de corriente con frecuencia mayor a la de operación del sistema y causa una escalación en el voltaje en la carga. Si la corriente se interrumpe de nuevo al llegar al valor de cero, pueden aparecer varios ciclos de reignición e interrupción, con escalaciones de voltaje cada vez mayores (Figura 17).

5.2.2 CORTE DE PEQUEÑAS CORRIENTES INDUCTIVAS

El arco que se forma entre los contactos de un interruptor durante una apertura en un sistema con carga inductiva, se encuentra sujeto a inestabilidades conforme la corriente que fluye por él tiende a cero. Estas se presentan en forma de oscilaciones en la corriente y el voltaje entre los contactos. Si la inestabilidad es seguida de una repentina caída de la corriente a cero, se produce un fenómeno que se conoce como corte prematuro de una pequeña corriente inductiva (Figura 18).

En el modelo más simplificado del arco, suponemos que la transición entre un estado y otro se realiza de modo exponencial con una cierta constante de tiempo. Se desprecian las inductancias del lado de la carga y del lado de la fuente L_s y L_c , obteniéndose un circuito equivalente formado por dos ramas: una contiene una inductancia L_a en serie con una resistencia R_i , la segunda incluye una capacitancia C en paralelo con una resistencia R_a . C es la capacitancia equivalente de C_s y C_c en serie. En la Figura 19 se muestra la simplificación del circuito y la solución de la ecuación diferencial, de la cual obtenemos una expresión para la corriente en el arco. La condición para inestabilidad se da cuando el factor exponencial es creciente. Lo anterior resulta en una relación entre la corriente de corte (i_{ch}) y la raíz cuadrada de la capacitancia equivalente (C), en la que está involucrado un factor que depende del tipo de interruptor. Para una capacitancia típica de $C = 10 \text{ nF}$ los valores de esta corriente son:

tipo de interruptor	i_{ch}
pequeño volumen de aceite	7 a 10 A
hexafluoruro de azufre SF_6	4 a 17 A
aire comprimido	15 a 20 A

La sobretensión generada del lado de la carga una vez ocurrido el corte prematuro de la corriente, depende de los valores de i_{ch} , L_c y C_c . La energía almacenada en estos elementos antes del corte, se convierte en energía electrostática. Haciendo un balance de energía, se puede

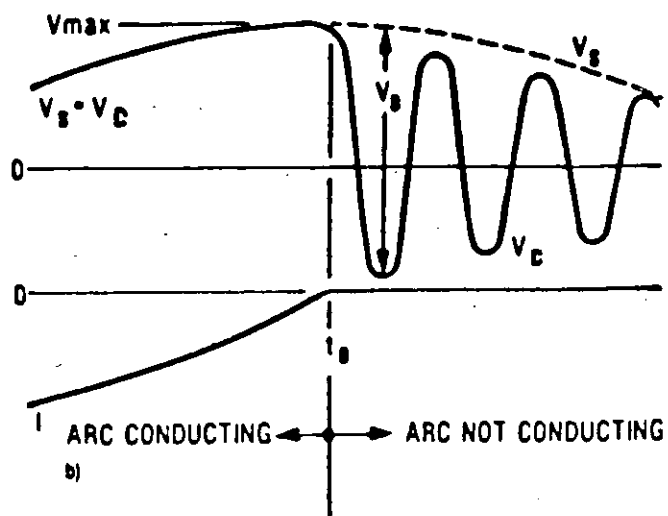
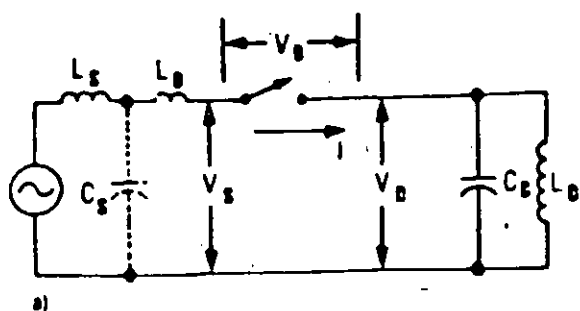


Figura 16. Circuito elemental para analizar las sobretensiones por maniobras en sistemas con cargas inductivas: a) circuito, b) voltajes y corrientes.

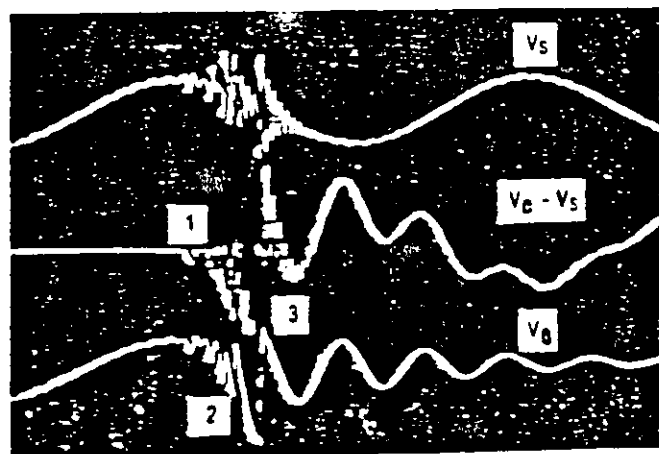
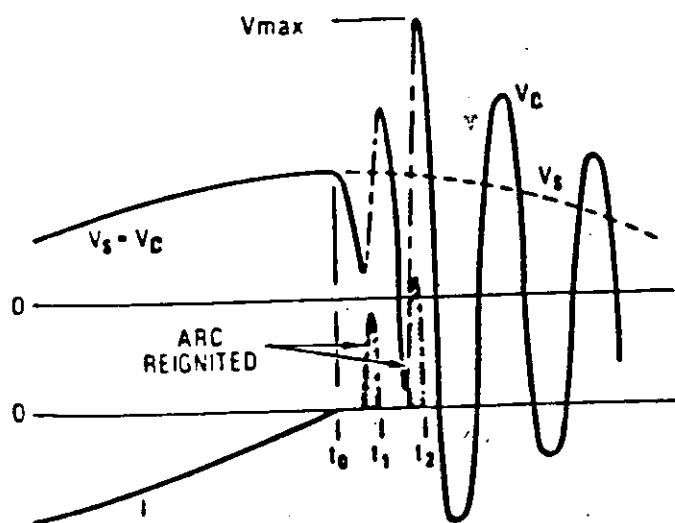


Figura 17. Reignición del arco en el interruptor y escalación en el voltaje.

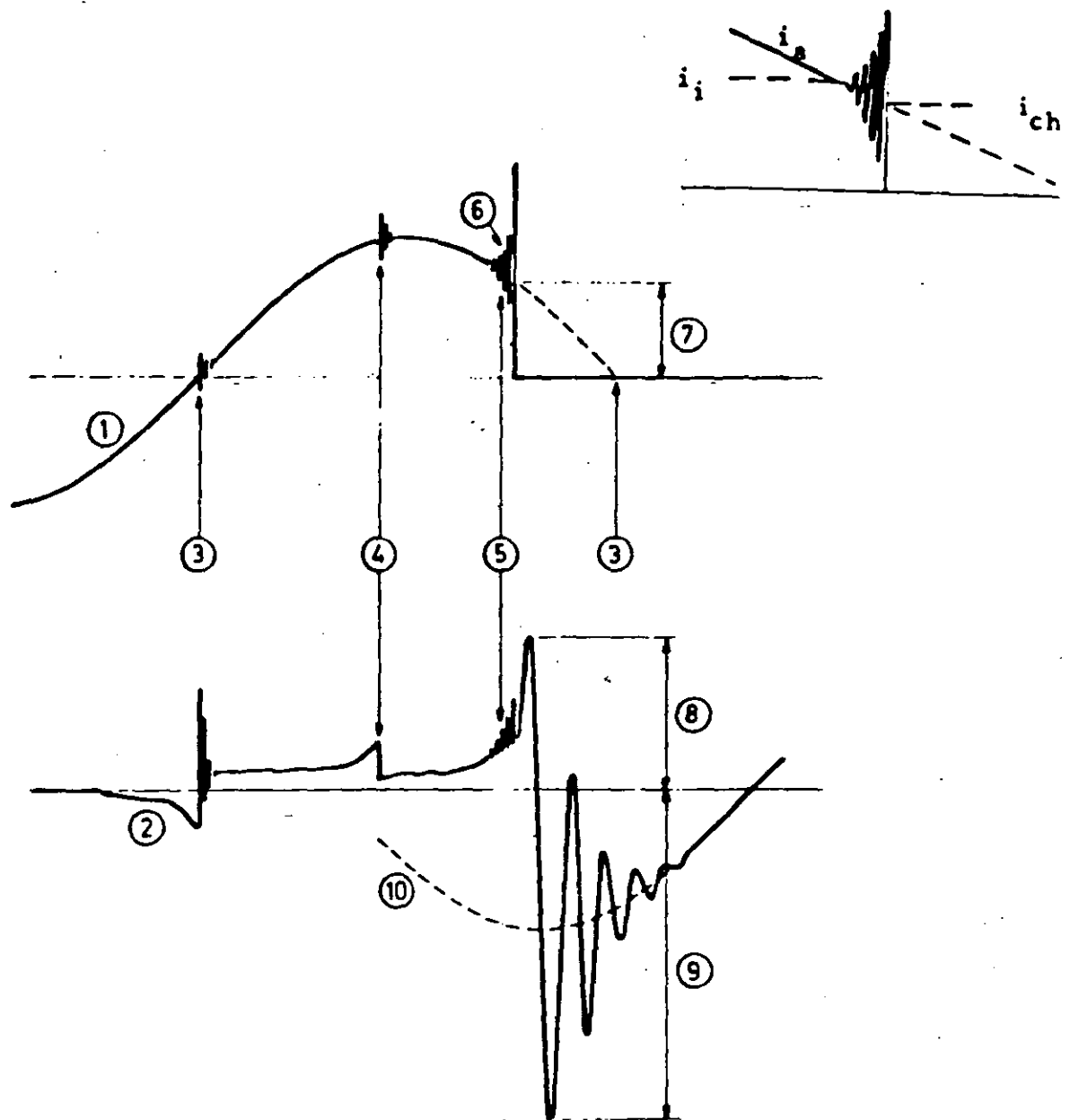
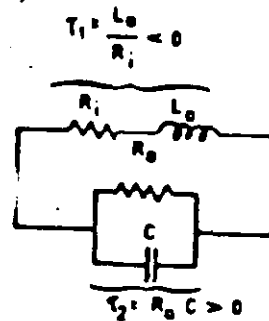
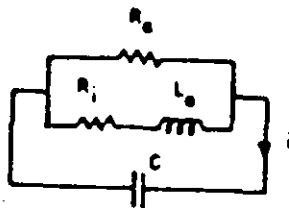
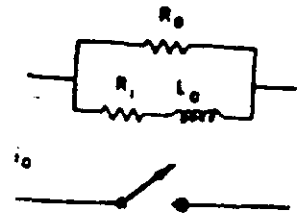
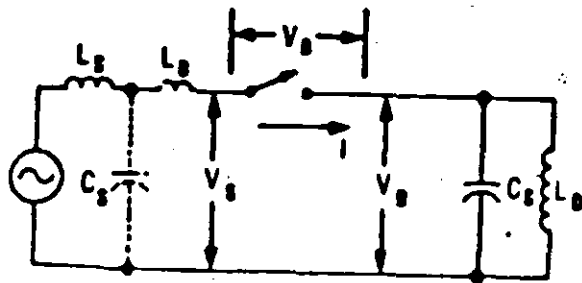


Figura 18. Corriente y voltaje en el arco entre los contactos de un interruptor, para el caso de una interrupción prematura de la corriente

Definiciones:

- (1) Corriente circulando por el interruptor ($i_a(t)$)
- (2) Voltaje entre los contactos del interruptor
- (3) Disminución normal de la corriente a cero
- (4) Inestabilidad en el arco que no causa corte prematuro
- (5) Inestabilidad en el arco con corte prematuro
- (6) Oscilación inestable
- (7) Magnitud de la corriente al momento de corte (i_{ch})
- (8) Voltaje de supresión
- (9) Voltaje máximo de recuperación
- (10) Voltaje de alimentación



$$R_a = \frac{U_a}{I_a}$$

$$R_i = \frac{-\alpha R_a}{1 + \alpha}$$

$$L_a = \frac{\Theta R_a}{1 + \alpha}$$

$$\frac{d^2 i}{dt^2} + \left(\frac{1}{\tau} + \frac{1}{\tau_2} \right) \frac{di}{dt} + \omega_0^2 i = 0$$

$$\tau_1 = L_a / R_i; \tau_2 = R_a C; \omega_0^2 = \frac{R_a + R_i}{R_a} \cdot \frac{1}{L_a C}$$

$$i(t) = I e^{-t/\tau} \cos(\omega_i t + \phi)$$

$$1/\tau = \frac{1}{2} (1/\tau_1 + 1/\tau_2); \omega_i = \sqrt{(\omega_0^2 - 1/\tau^2)}$$

$$R_a = \eta I_a^{-(\alpha+1)}$$

$$i_{ch}^{\alpha+1} = \frac{\alpha \eta C}{\theta}$$

$$i_{ch} = \sqrt{\frac{\eta C}{\theta}}$$

$$\sqrt{\frac{\eta}{\theta}} = \begin{cases} \text{oil-minimum} & (7 \dots 10) \times 10^4 \\ SF_6 & (4 \dots 17) \times 10^4 \\ \text{air-blast} & (15 \dots 20) \times 10^4 \end{cases}$$

Figura 19. Circuito equivalente y análisis del modelo estático del arco en un interruptor sujeto a corte prematuro de una pequeña corriente inductiva.

obtener la siguiente fórmula para el factor de la sobretensión

...(5)

donde U_0 es el voltaje pico de operación del sistema y n_m es la eficiencia magnética en el sistema, y toma valores entre 0.3 y 0.5.

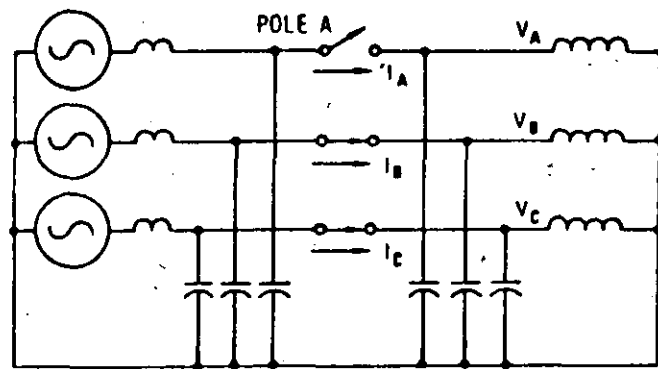
5.2.3 CORTE VIRTUAL DE UNA CORRIENTE INDUCTIVA

En circuitos trifásicos, la reignición del arco en un polo del interruptor puede producir un corte virtual de corriente que causa mayores sobretensiones que el corte prematuro de corriente, descrito anteriormente. Como se ilustra en la Figura 20, el primer polo en abrir corresponde a la fase A, la corriente i_a llega a cero y, si la carga no está aterrizada, las corrientes en las otras fases son iguales y tienden normalmente a cero $i_b = i_c$. Si ocurre una reignición del arco en la fase A, se producirán corrientes oscilatorias de frecuencia mayor a la nominal del sistema en las tres fases, que pudieran ser interrumpidas al pasar por cero. Esta interrupción es semejante a un corte prematuro de una corriente inductiva.

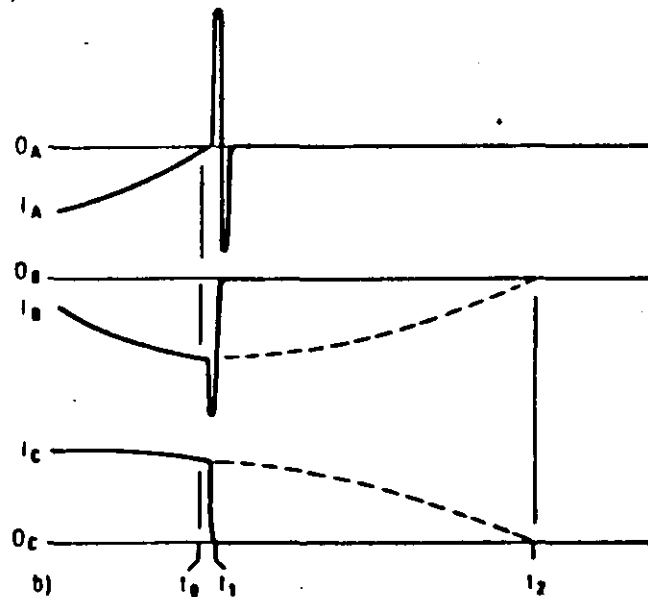
5.3 MANIOBRAS EN CIRCUITOS CAPACITIVOS

Consideremos un circuito sencillo formado por una carga capacitiva suministrada por una fuente inductiva. La corriente en la carga adelanta al voltaje en 90° . Cuando se interrumpe la corriente, al llegar a cero, el voltaje del sistema se encuentra en un valor cercano al máximo (marcado con un 1 en la Figura 21). El voltaje de recuperación transitoria en el interruptor es muy pequeño, por lo que no ocurre reignición del arco, y la carga capacitiva queda cargada al voltaje pico de operación del sistema. Al pasar medio ciclo, el voltaje de recuperación llegará al doble del voltaje pico del sistema, 2 pu. Si en ese momento ocurre una reignición del arco en el interruptor (marcado con un 2 en la Figura 21). Entonces, despreciando las pérdidas, el voltaje en el capacitor podría subir hasta 3 pu. Al interrumpirse de nuevo el circuito, el capacitor queda cargado a 3 pu, repitiéndose el ciclo indefinidamente.

En un sistema trifásico este fenómeno es más complejo, particularmente si alguno de los interruptores opera antes que los otros dos. Las mayores sobretensiones ocurren cuando solo una de las fases abre y su valor depende de la relación entre la capacitancia de secuencia positiva y la capacitancia de secuencia cero del sistema, ver Figura 22.



a)



b)

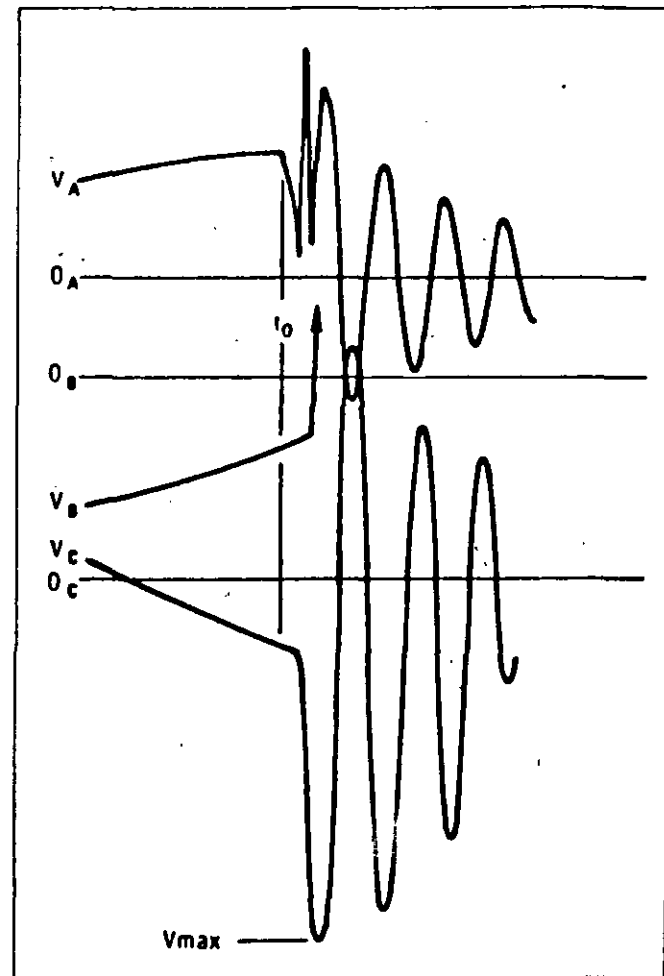


Figura 20. Corte virtual de corriente en un circuito trifásico con carga inductiva: a) circuito, b) corrientes, c) voltajes.

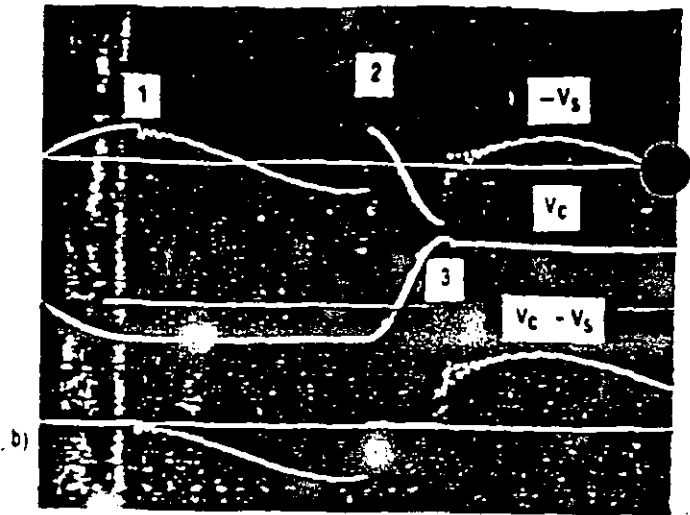
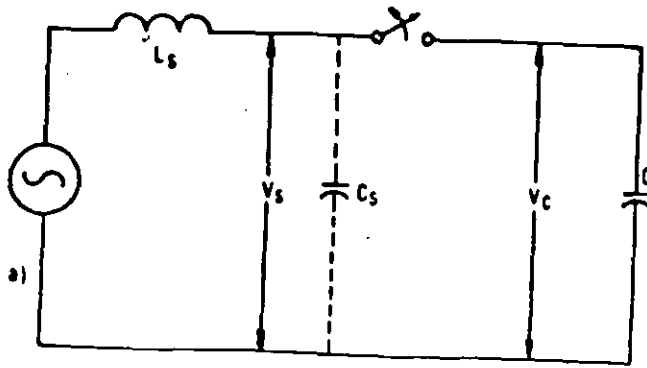


Figura 21. Maniobra en un circuito capacitivo a) circuito, b) voltajes en la fuente V_s , la carga V_c y voltaje de recuperación transitoria en el interruptor $V_c - V_s$.

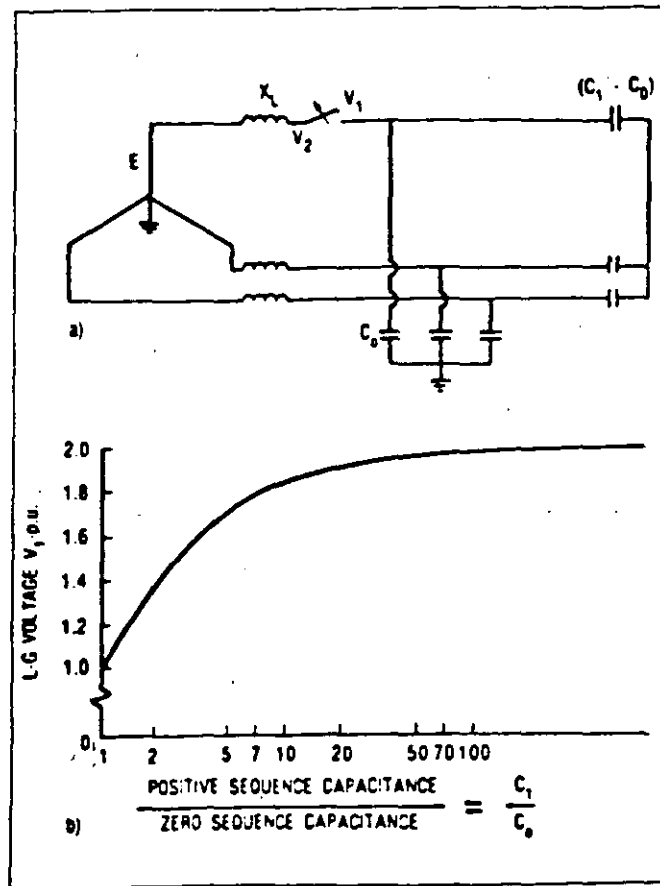


Figura 22. Factor de sobretensión producido al abrir una de las fases de un sistema trifásico con carga capacitiva, suponiendo que no hay reignición del arco: a) circuito, b) relación entre la sobretensión y las capacitancias de secuencias positiva y cero.

6. SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFERICAS

Dentro de la clasificación actual, éstas se consideran como sobretensiones de frente rápido. Producidas como consecuencia de descargas entre la nube y tierra, se pueden dividir en sobretensiones producidas por descargas directas y sobretensiones inducidas.

La descarga atmosférica consta de varias fases, iniciando con una guía descendente que viaja desde la nube hacia tierra, dando saltos de 50 m, a velocidad promedio de 150km/s, cubre una distancia promedio de 3 km en 20 ms. La guía descendente puede ser encontrada por una guía ascendente originada en una estructura alta. La guía descendente se encuentra al potencial de la nube, al llegar a tierra, se drenan las cargas en el canal y los paquetes de cargas en la nube hacia tierra, durante lo se denomina el rayo de retorno (Figura 23). Mediciones de las corrientes del rayo de retorno han resultado en su caracterización con una forma de doble exponencial con un frente rápido, adquiriendo su valor máximo en 1 a 30 μ s, seguido de un decremento al 50% de su valor pico, que toma de 10 a 250 μ s. Para descargas negativas, que representan el 90% de las descargas a tierra, el valor medio de la amplitud de la corriente durante el rayo de retorno es de 30 kA, con valores máximos de 100 kA. Existen publicaciones con distribuciones acumuladas de distintos parámetros relacionados con descargas a tierra, ver Figura 24.

En una línea de transmisión sin hilos de guarda o, si ocurre una falla en el blindaje, la corriente producida por el rayo de retorno es inyectada directamente a una de las fases. Esta corriente $i(t)$ se va a dividir en dos ondas viajeras que se propagan hacia extremos opuestos de la línea, cuya impedancia característica es Z_0 . La sobretensión producida $v(t)$ esta dada por la siguiente ecuación

$$v(t) = Z_0/2 \ i(t) \quad \dots(6)$$

Por ejemplo, una corriente inyectada en una fase, con magnitud de 10 kA, produciría un voltaje con magnitud de 2MV en una línea con impedancia característica de 400 Ω .

Si la descarga incide en el hilo de guarda, se puede producir un flameo inverso, al subir el potencial de la torre. La Figura 25 muestra los porcentajes de la corriente total que fluyen por las torres de una línea de transmisión, por descargas directas a la mitad de la distancia interpostal y directas a una de las torres, siendo éste último el peor caso.

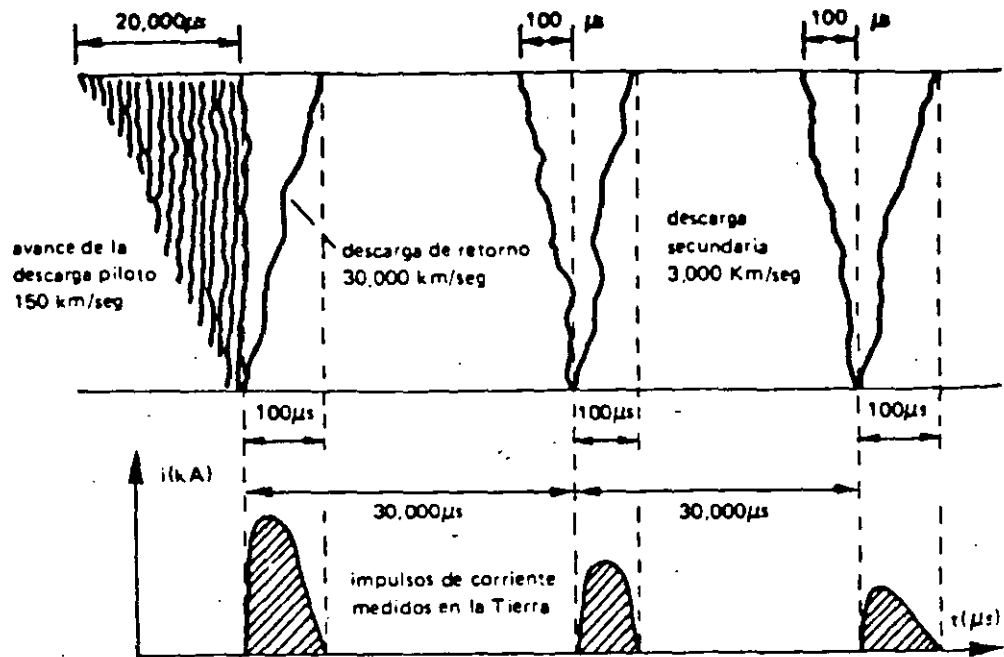


Figura 23. Representación gráfica de una descarga atmosférica formada por una guía descendente, primer rayo de retorno, guía flecha y rayos de retorno subsecuentes.

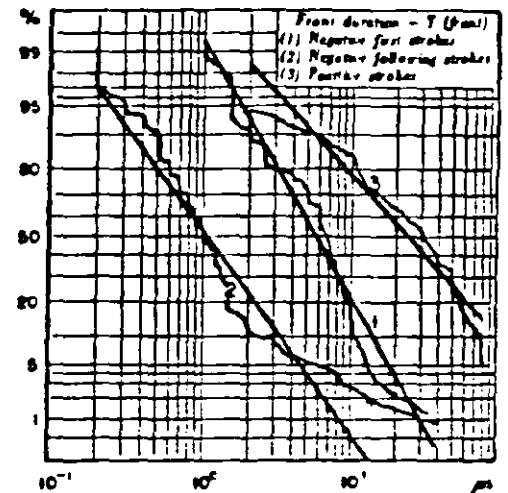
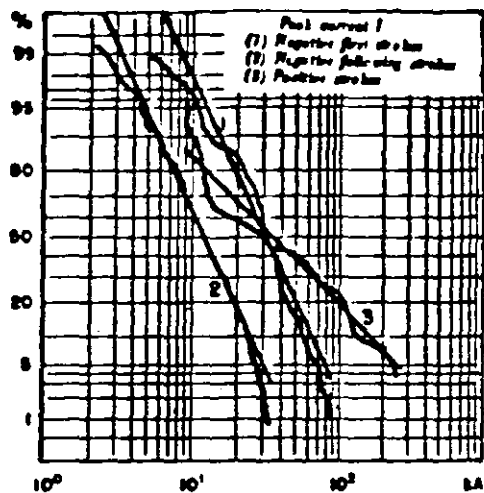


Figura 24. Distribuciones acumuladas de frecuencias para las magnitudes y tiempos en el frente de corrientes de rayos de retorno (obtenidas por Berger).

Cuando la descarga atmosférica cae en el punto en que se une el hilo de guarda y la torre, la corriente se divide en tres componentes, dos que viajan en sentidos opuestos sobre el hilo de guarda, la tercera que se propaga por la torre hacia la base, donde se produce una reflexión. La Figura 26 muestra las formas típicas de las sobretensiones producidas en la torre, las cuales producen un esfuerzo en las cadenas de aisladores.

7. SOBRETENSIONES EN SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF6

Este tipo de sobretensiones se conocen también como sobretensiones transitorias muy rápidas. Ocurren como consecuencia de maniobras con cuchillas e interruptores en subestaciones encapsuladas en hexafluoruro de azufre y son importantes en sistemas con voltajes nominales mayores a 300kV. Se caracterizan por tiempos de frente en el rango de decenas y cientos de nanosegundos.

La componente de mayor frecuencia de estas sobretensiones esta determinada por el tiempo en el que se produce el colapso en el voltaje entre los electrodos, que a su vez depende de la presión de trabajo del gas SF6. Se ha propuesto la siguiente fórmula para estimar el tiempo de frente

$$t_f = 1 \text{ a } 1.5 \frac{1}{p} \dots (7)$$

esta expresión puede obtenerse a partir de la ecuación de Toepler para un arco eléctrico. El tiempo de frente de la sobretensión se reduce bajo la presencia de protuberancias o asperezas en la superficie de los electrodos y por partículas en el gas.

Al analizar estas sobretensiones es necesario utilizar la teoría de ondas viajeras, considerando cierta velocidad de propagación en un medio con una impedancia característica. La forma y valor máximo de la sobretensión en algún punto de interés dependen de la configuración misma de la subestación, como resultado de una serie de reflexiones y refracciones de la onda viajera en transiciones y ramificaciones.

Otros factores que determinan la forma y magnitud de estas sobretensiones es el diseño de los contactos del interruptor o cuchilla desconectadora (la asimetría trae consigo una dependencia de la descarga en la polaridad del voltaje) y su velocidad de operación (la carga atrapada en el extremo desconectado depende de esta velocidad).

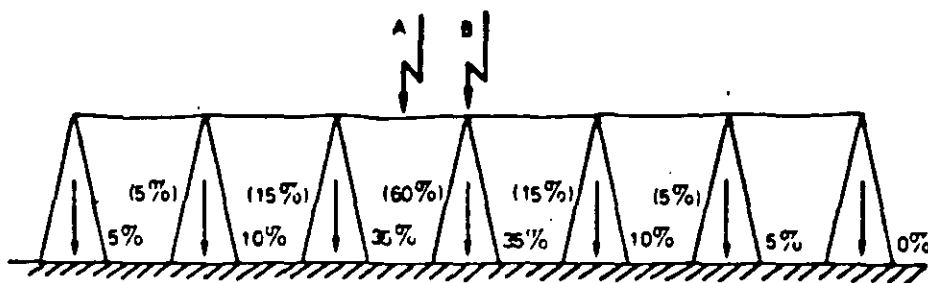


Figura 25. Distribucion de la corriente inyectada a una línea de transmisión por una descarga atmosférica directa a la mitad de la distancia entre torres y directa a una de las torres.

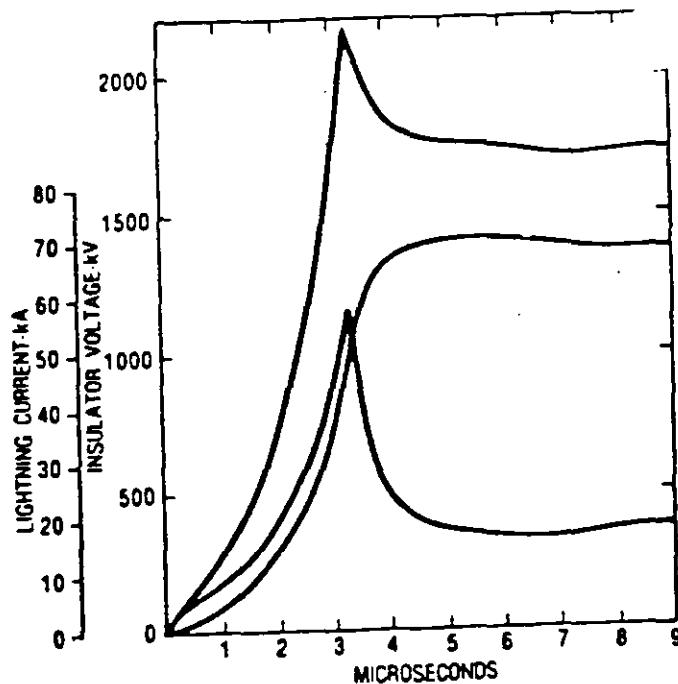
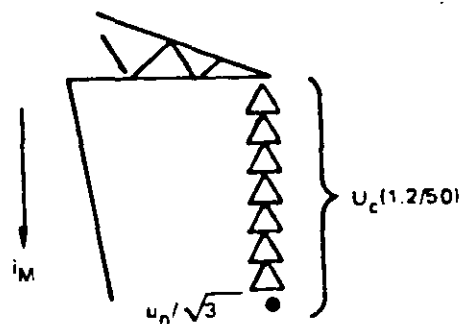
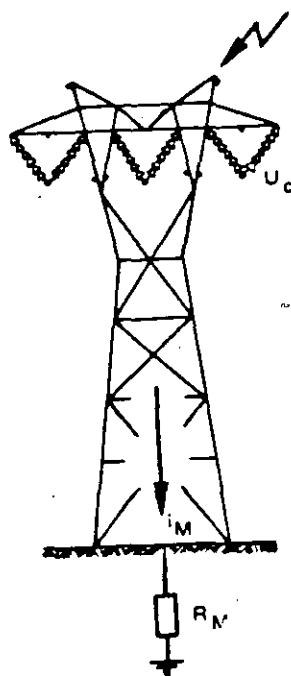


Figura 26. Descarga directa al hilo de guarda y la torre de transmisión: a) esquema, b) circuito equivalente, c) forma típica de la sobretensión producida en la torre para resistencias a tierra de 5 y 20 Ω y forma de onda de la corriente.

Otro fenómeno que ocurre en subestaciones en SF6 son las tensiones transitorias en la carcasa, que producen arqueo entre las partes aterrizadas de la subestación. Este es un fenómeno de baja energía, no hay evidencia de peligro para el personal, puede causar daño a equipo de control y protección. Las sobretensiones en la carcasa pueden controlarse mediante el diseño apropiado de las conexiones a tierra.

Este tipo de transitorios produce radiación a frecuencias de 10 a 20 MHz, con magnitudes de campo eléctrico de 10 kV/m.

La distribución no lineal de voltaje que producen en transformadores sujeta a esfuerzos adicionales las primeras vueltas del devanado, las conexiones y taps. En algunos casos es necesario proteger los cambiadores de taps con varistores. Se considera que la prueba de impulso cortado sujeta a este equipo a esfuerzos semejantes.

En cuanto a cuchillas e interruptores, existen pruebas de impulso en posiciones abierta y cerrada, es necesario considerar posiciones intermedias.

En la Figura 27 se muestran algunas sobretensiones por maniobra medidas en subestaciones encapsuladas en SF6.

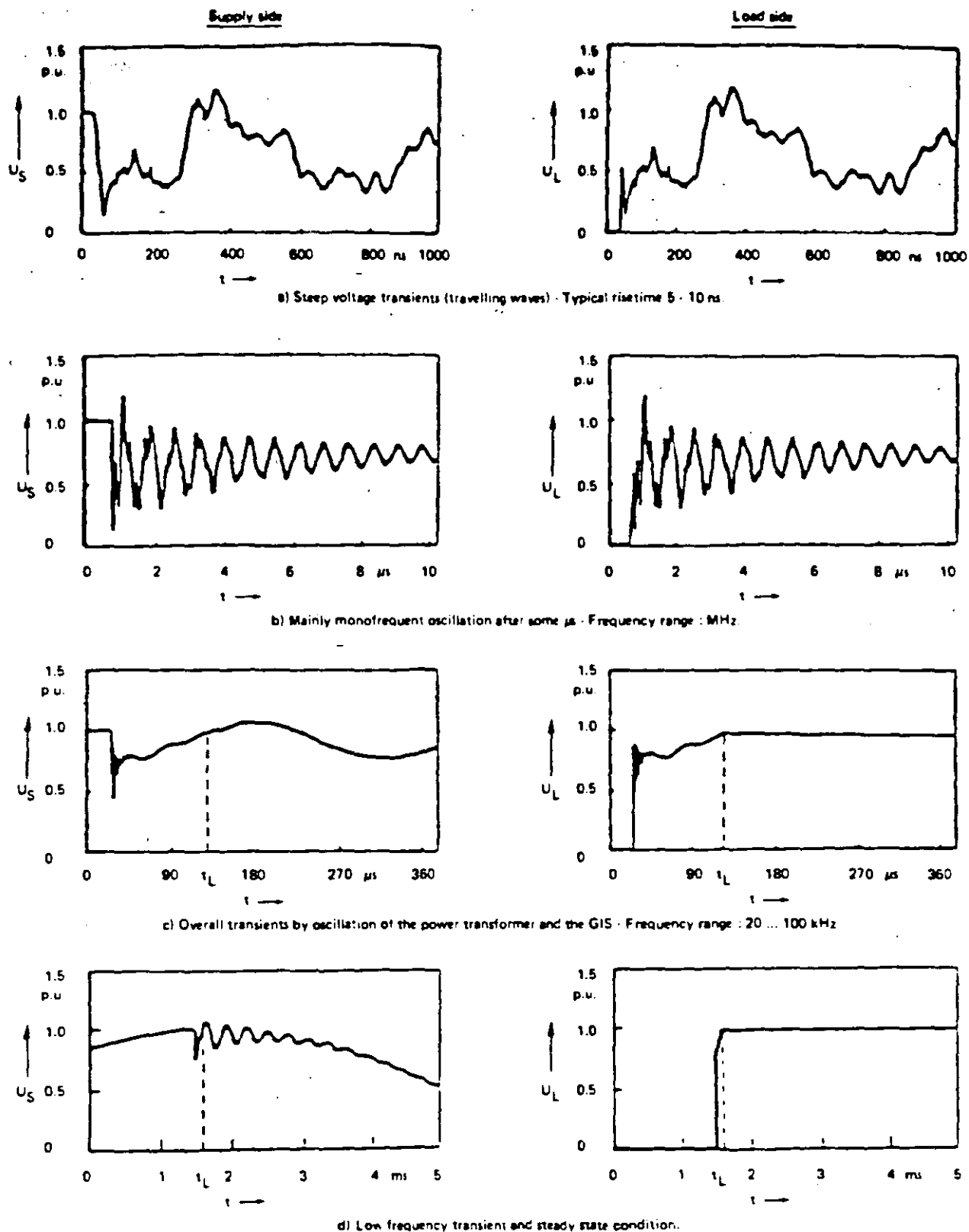


Figura 27. Algunas sobretensiones por maniobra, medidas en subestaciones aisladas con SF6.

2. Ondas Viajeras en Líneas de Transmisión

1. WAVE PROPAGATION

1.1. INTRODUCTION

1.1.1. TYPES OF OVERVOLTAGES

LIGHTNING STROKES
SWITCHING SURGES
ARCING GROUNDS
RESONANCE VOLTAGES

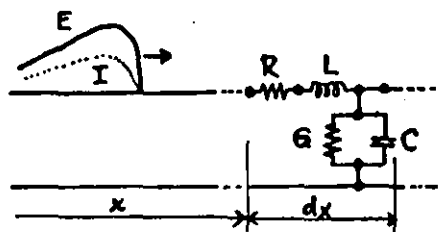
1.1.2. LIGHTNING STROKES

FREQUENCY OF OCCURRENCE
STATISTICAL DATA

MAGNITUDE
DURATION
RELEVANT PARAMETERS

1.1.3. MODELING LINES

DISTRIBUTED PARAMETERS
TRANSMISSION LINE DIFF. EQUATIONS



5-CONDUCTANCE

$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} = \gamma^2 E$$

$$\frac{\partial^2 I}{\partial x^2} = \gamma^2 I$$

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(R+sL)(G+sC)}$$

2

1.2. IMPORTANT PARAMETERS

1.2.1. PROPAGATION CONSTANT

$$\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{Z_{LINE} Y_{LINE}}$$

α = ATTENUATION CONSTANT

β = PHASE CONSTANT

1.2.2. CHARACTERISTIC (SURGE) IMPEDANCE

$$Z_0 = \sqrt{\frac{Z_{LINE}}{Y_{LINE}}} \quad e = Z_0 i \quad Y_0 = \frac{1}{Z_0}$$

1.2.3. LOSSLESS LINE: $R=0, G=0$

$$\gamma = s\sqrt{LC}$$

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

1.2.4. DISTORTIONLESS LINE: $\frac{L}{R} = \frac{C}{G}$

1.3. LINE PARAMETERS, SIMPLE CASES

1.3.1. OVERHEAD CONDUCTOR

$$L = 2 \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{2h}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{2h}{r}} \text{ F/km}$$

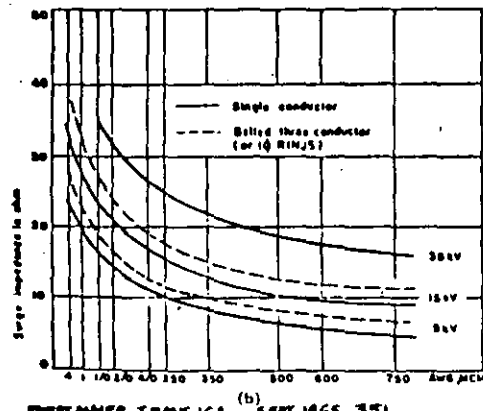
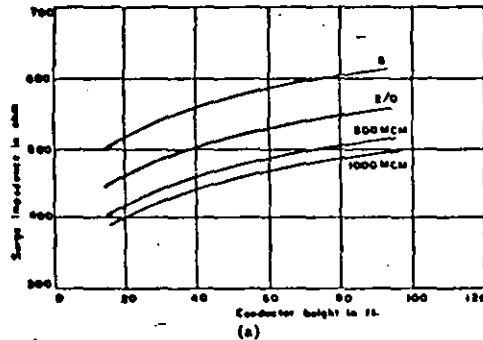
1.3.2. CABLE (ONE CONDUCTOR)

$$L \approx 2 \left(\frac{1}{4} + \ln \frac{R}{r} \right) 10^{-4} \text{ H/km}$$

$$C = k \frac{10^{-6}}{18 \ln \frac{R}{r}} \text{ F/km}$$

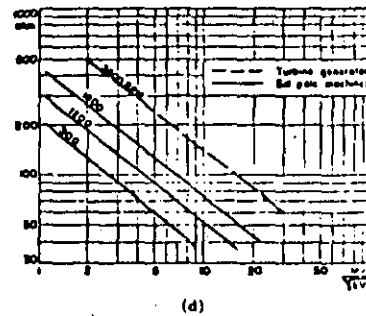
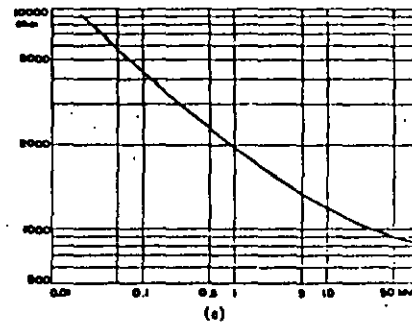
1.3.3. THREE PHASE SYSTEMS

1.4. SURGE IMPEDANCE CHARTS



PUEY DATES, TRANS. ICA, SEPT. 1965, 35

Surge impedances: (a) Surge impedance of overhead conductors. (b) Surge impedance of paper insulated balled covered cables. (c) Surge impedance per phase for transformers (a high-voltage term). (d) Surge impedance per phase for synchronous machines.



TYPICAL VALUES:

OVERHEAD LINES: 400-600 OHMS
 CABLES: 10-40 OHMS, AROUND 25 OHMS
 TRANSFORMERS: THOUSANDS OF OHMS
 SYN. MACHINES: SEVERAL HUNDREDS OF OHMS

1.5. VELOCITY OF PROPAGATION

$$v \approx \frac{1}{\sqrt{LC}} = 300 \text{ m}/\mu\text{s}$$

$$v = \frac{V_{\text{LIGHT}}}{\sqrt{k \mu}}$$

1.6. MATHEMATICAL EXPRESSION OF E AND I

$$E = e^{\gamma x} f_1(t) + e^{-\gamma x} f_2(t)$$

$$I = -\frac{1}{Z_0} [e^{\gamma x} f_1(t) - e^{-\gamma x} f_2(t)]$$

$$E = f_1\left(t + \frac{x}{v}\right) + f_2\left(t - \frac{x}{v}\right) = E_{\text{BACKWARD}} + E_{\text{FORWARD}}$$

$$I = -\frac{1}{Z_0} \left[f_1\left(t + \frac{x}{v}\right) - f_2\left(t - \frac{x}{v}\right) \right] = -I_{\text{BACKWARD}} + I_{\text{FORWARD}}$$

1.7. POLARITIES

FORWARD (INCIDENT) WAVES $E_f = Z_0 I_f$

BACKWARD (REFLECTED) WAVES $E_r = -Z_0 I_r$

1.8. SHAPE OF WAVES

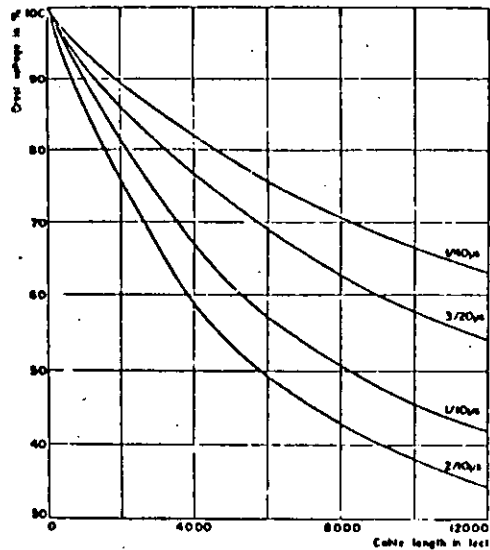
1.81. SPECIFICATIONS

ANSI: 1.2×50

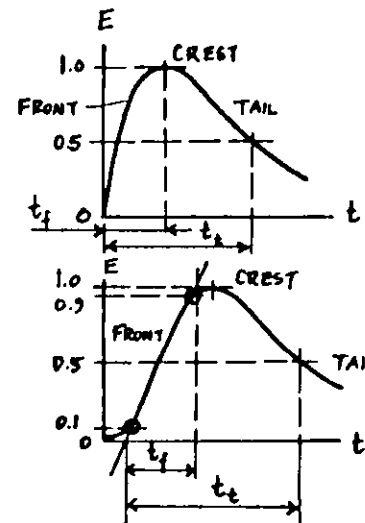
1.82. APPROXIMATIONS

1.9. ATTENUATION AND DISTORTION

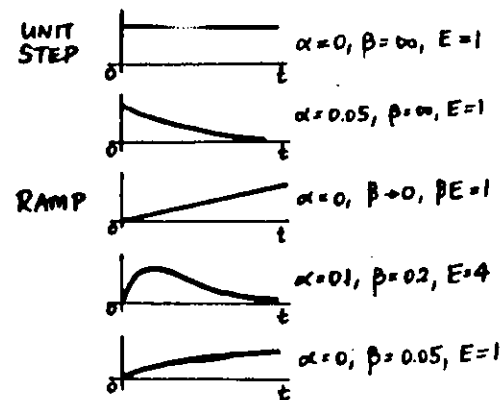
LOSSES
CORONA
GROUND
SKIN EFFECT
CHANGING L AND C



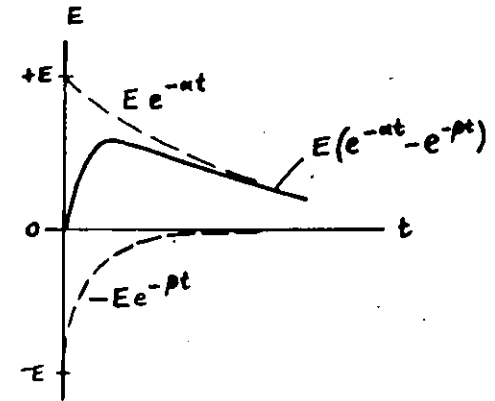
EFFECT OF DISTANCE

Fig. 4. Surge attenuation in cables as function of cable length. *POWERLINE, TRANS. MCA, SEPT. 1965, 352*

SPECIFICATION OF A TRAVELING WAVE:
 $(t_f) \times (t_t)$ in μ seconds:
 $1.2 \times 50, 5 \times 10$



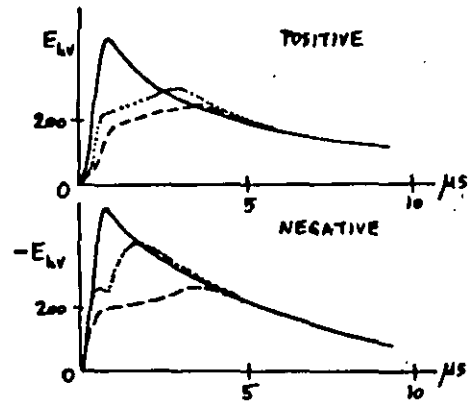
WAVESHAPES APPROXIMATED BY
 $e = E(e^{-\alpha t} - e^{-\beta t})$



TRAVELING WAVE AS
THE SUM OF TWO
EXPONENTIAL FUNCTIONS



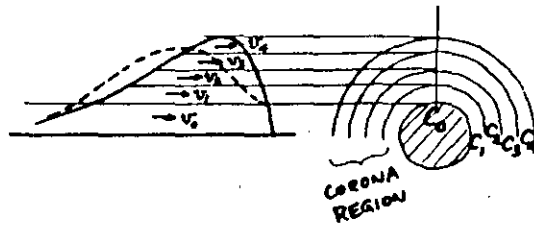
APPROXIMATION BY
RECTANGULAR COMPONENTS



MODIFICATION OF SURGES WITH
DISTANCE TRAVELED:

— AT START (0 MI.)
 AT 1.5 MILES
 ---- AT 5 MILES

EFFECT OF CORONA ON WAVE DISTORTION:



$$v_k = \frac{1}{\sqrt{LC_k}}$$

$$C_k: C_0 < C_1 < C_2 < C_3 < C_4 \dots$$

$$v_k: v_0 > v_1 > v_2 > v_3 > v_4 \dots$$

2. REFLECTION OF WAVES

2.1. GENERAL TRANSITION POINT

2.11. PRACTICAL CASES (NEXT PAGE)

TERMINAL CONDITIONS
 JUNCTIONS
 JUNCTIONS WITH SHUNT ELEMENTS

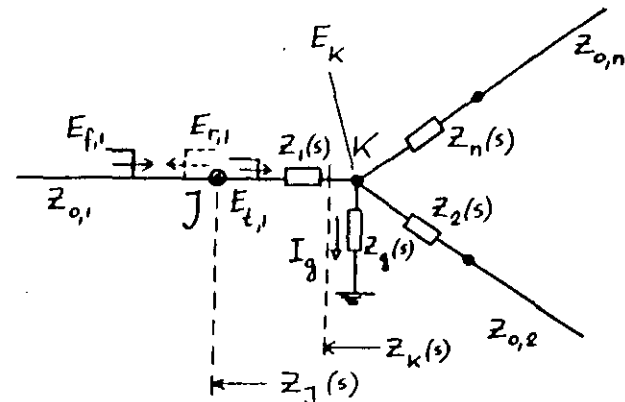
2.12. GENERAL TRANSITION POINT

$$\frac{E_{f,i}}{I_{f,i}} = Z_{0,i} \quad \frac{E_{r,i}}{I_{r,i}} = -Z_{0,i} \quad \frac{E_{t,i}}{I_{t,i}} = Z_{0,i}$$

$$E_{t,i} = E_{f,i} + E_{r,i}$$

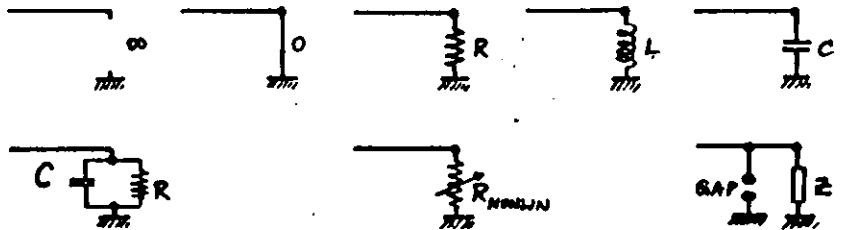
$$I_{t,i} = I_{f,i} + I_{r,i}$$

$$Z_j(s) = Z_1(s) + Z_k(s) = Z_1(s) + \frac{1}{\frac{1}{Z_0(s)} + \sum_{i=2}^n \frac{1}{Z_i(s)}}$$

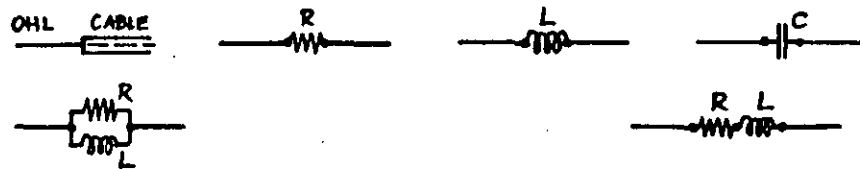


TYPICAL EXAMPLES:

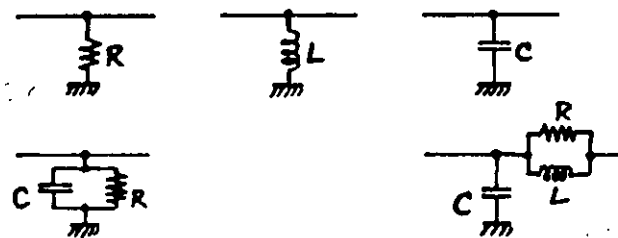
TERMINAL CONDITIONS:



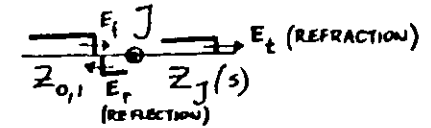
JUNCTIONS AND SERIES ELEMENTS:



JUNCTIONS AND SHUNT ELEMENTS:



2.13. REFLECTION COEFFICIENTS AT J



$$a_E = \frac{Z_J - Z_0}{Z_J + Z_0}$$

$$E_r = a_E E_f$$

$$a_I = -\frac{Z_J - Z_0}{Z_J + Z_0}$$

$$I_r = a_I I_f$$

2.14. REFRACTION COEFFICIENTS AT J

$$b_E = \frac{2Z_J}{Z_J + Z_0}$$

$$E_t = b_E E_f$$

$$b_I = \frac{2Z_0}{Z_J + Z_0}$$

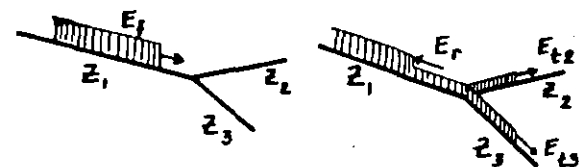
$$I_t = b_I I_f$$

2.15. a AND b RELATIONSHIPS

$$a_I = -a_E$$

$$b_I = 1 - a_E = 1 + a_I$$

$$b_E = 1 + a_E = 1 - a_I$$



2.2. LINE TERMINATED BY A RESISTANCE



	∞ O.C.	Z_0	0 SH.C.
R			
Z_J	∞	Z_0	0
a_E	1	0	-1
a_I	-1	0	1
b_E	2	1	0
b_I	0	1	2
E_r	E_f	0	$-E_f$
$E_f + E_r$	$2E_f$	E_f	0
I_r	$-I_f$	0	I_f
$I_f + I_r$	0	I_f	$2I_f$

DUALITY

CABLE - OVERHEAD LINE AND
OVERHEAD LINE - CABLE JUNCTIONS

2.3. INDUCTIVE AND CAPACITIVE ELEMENTS

2.31. ASSUMPTIONS

FRONT OF TRAVELING WAVE

$$\omega \approx \infty$$

$$\omega L = \infty \quad \frac{1}{\omega C} = 0$$

TAIL OF TRAVELING WAVE

$$\omega \approx 0$$

$$\omega L = 0 \quad \frac{1}{\omega C} = \infty$$

2.32. TERMINATIONS

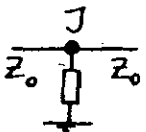
INDUCTIVE: O.C. $\rightarrow$ SH.C.

CAPACITIVE: SH.C. $\rightarrow$ O.C.

2.33. SHUNT ELEMENT AT JUNCTION

INDUCTIVE: O.C. $\rightarrow$ SH.C.

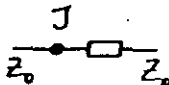
CAPACITIVE: SH.C. $\rightarrow$ O.C.



2.34. SERIES ELEMENT INSERTION

INDUCTIVE: O.C. $\rightarrow$ SH.C.

CAPACITIVE: SH.C. $\rightarrow$ O.C.



2.35. COMPUTATIONS, FLOWCHART

$$Z_o \quad Z_j(s)$$

$$a_E(s) \quad a_I(s) \quad b_E(s) \quad b_I(s)$$

$$\alpha [1/\text{sec}]$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = a_E(s) \cdot E_f(s) \longrightarrow e_r(t)$$

$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t)$$

$$e_t(t)$$

$$e_{\text{series}}(t) = e_{\text{total}} - e_t(t)$$

$$i_r(t) = -\frac{e_r(t)}{Z_o}$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t)$$

$$i_t(t) = \frac{e_t(t)}{Z_o}$$

$$i_{\text{shunt}}(t) = i_{\text{total}} - i_t(t)$$

CHARTS FOR

VOLTAGES AND CURRENTS VS. TIME

VOLTAGES AND CURRENTS ALONG LINE

2.4. SPECIAL CASES WITH AN INDUCTANCE OR A CAPACITANCE

2.4.1. INDUCTIVE TERMINATION

$$Z_j(s) = sL$$

$$a = \frac{Z_j(s) - Z_o}{Z_j(s) + Z_o} = \frac{s - \alpha}{s + \alpha}$$

$$\alpha = \frac{Z_o}{L} \quad 1/\text{sec}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

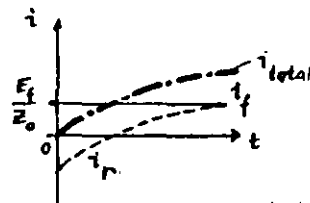
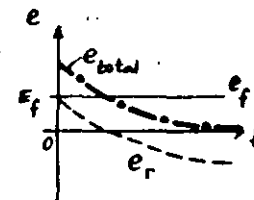
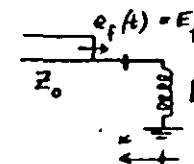
$$E_r(s) = a E_f(s) = \frac{E_f}{s} \frac{s - \alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f (2e^{-\alpha t} - 1)$$

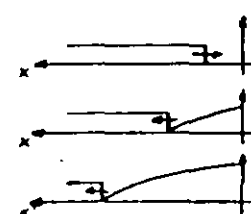
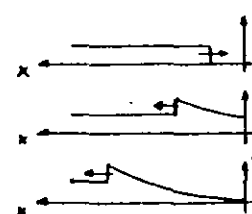
$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = 2E_f e^{-\alpha t}$$

$$i_r(t) = -\frac{e_r(t)}{Z_o} = \frac{E_f}{Z_o} (1 - 2e^{-\alpha t})$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{2E_f}{Z_o} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.42. CAPACITIVE TERMINATION

$$Z_j(s) = \frac{1}{sC}$$

$$a = \frac{\alpha - s}{\alpha + s}$$

$$\alpha = \frac{1}{Z_0 C} \quad 1/\text{sec}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

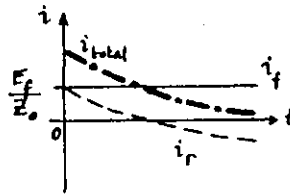
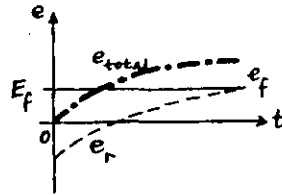
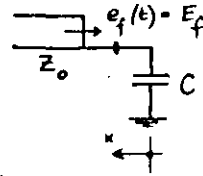
$$\rightarrow E_r(s) = \frac{E_f}{s} \frac{\alpha - s}{\alpha + s}$$

$$e_r(t) = E_f (1 - 2e^{-\alpha t})$$

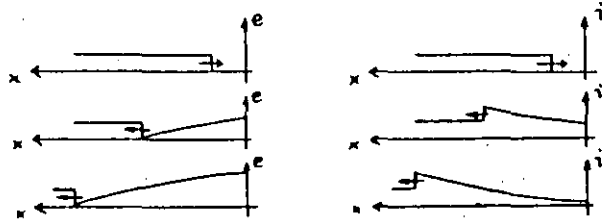
$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = 2E_f (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (2e^{-\alpha t} - 1)$$

$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{2E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.43. SHUNT INDUCTANCE

$$Z_j(s) = \frac{sLZ_0}{sL + Z_0}$$

$$a = -\frac{\alpha}{s + \alpha} \quad \alpha = \frac{Z_0}{2L}$$

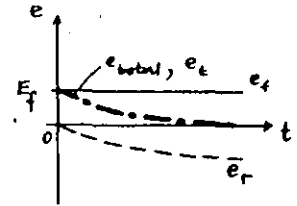
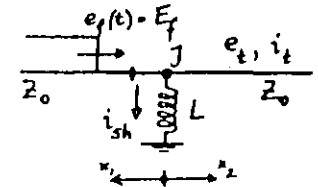
$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = -\frac{E_f}{s} \frac{\alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f (e^{-\alpha t} - 1)$$

$$e_{\text{total}} = e_f(t) + e_r(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_t(t) = e_{\text{total}}$$

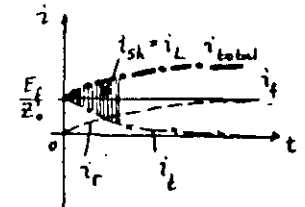


$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$

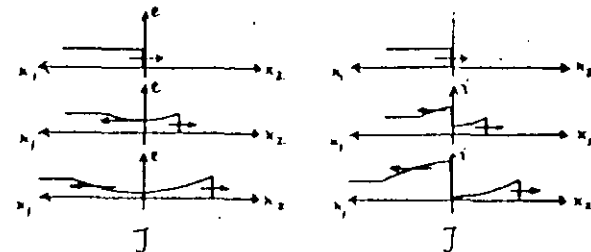
$$i_{\text{total}} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (2 - e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_{\text{sh}}(t) = i_{\text{total}} - i_t(t) = \frac{2E_f}{Z_0} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.44. SHUNT CAPACITANCE (MOTOR PROTECTION)

$$Z_J(s) = \frac{Z_o / sC}{Z_o + \frac{1}{sC}}$$

$$a = -\frac{s}{s+\alpha} \quad \alpha = \frac{2}{Z_o C}$$

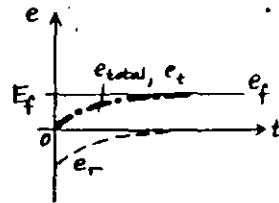
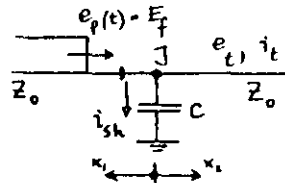
$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

$$E_r(s) = -E_f \frac{1}{s+\alpha}$$

$$e_r(t) = -E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_t(t) = e_{total}$$

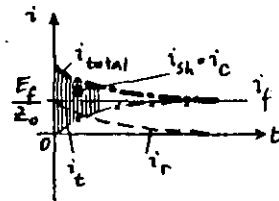


$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_o} e^{-\alpha t}$$

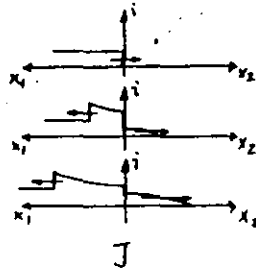
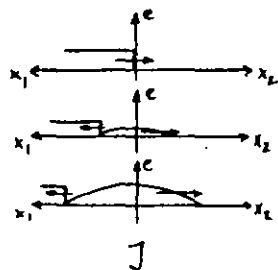
$$i_{total} = \frac{E_f}{Z_o} (1 + e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_o} (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_{sh}(t) = \frac{2E_f}{Z_o} e^{-\alpha t}$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.45. SERIES INDUCTANCE (MOTOR PROTECTION)

$$Z_J(s) = sL + Z_o$$

$$a = \frac{s}{s+\alpha} \quad \alpha = \frac{2Z_o}{L}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

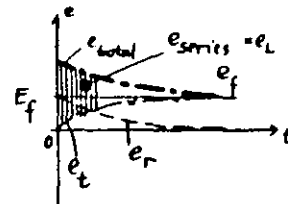
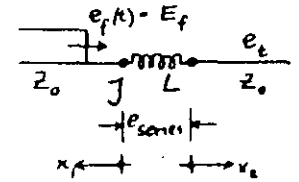
$$E_r(s) = E_f \frac{1}{s+\alpha}$$

$$e_r(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(1 + e^{-\alpha t})$$

$$e_t(t) = E_f (1 - e^{-\alpha t})$$

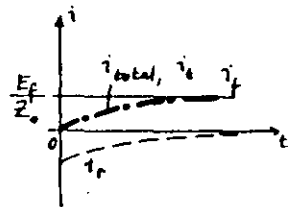
$$e_{series} = e_{total} - e_t(t) = 2E_f e^{-\alpha t}$$



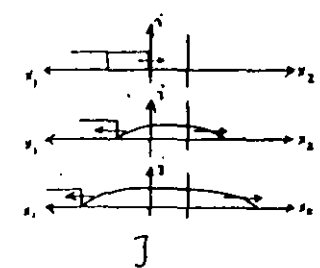
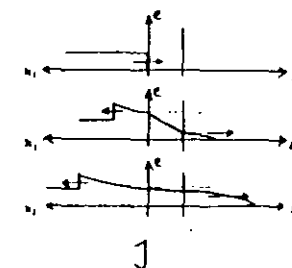
$$i_r(t) = -\frac{E_f}{Z_o} e^{-\alpha t}$$

$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_o} (1 - e^{-\alpha t})$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_o} (1 - e^{-\alpha t})$$



VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



2.46. SERIES CAPACITANCE

$$Z_j(s) = \frac{1}{sC} + Z_0$$

$$a = \frac{\alpha}{s + \alpha} \quad \alpha = \frac{1}{2Z_0 C}$$

$$E_f(s) = \frac{E_f}{s}$$

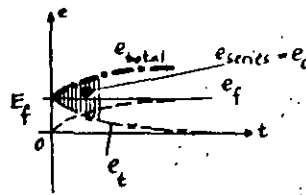
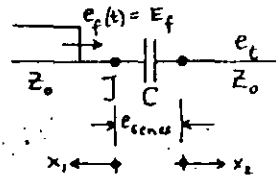
$$E_r(s) = \frac{E_f}{s} \frac{\alpha}{s + \alpha}$$

$$e_r(t) = E_f(1 - e^{-\alpha t})$$

$$e_{total} = e_f(t) + e_r(t) = E_f(2 - e^{-\alpha t})$$

$$e_t(t) = E_f e^{-\alpha t}$$

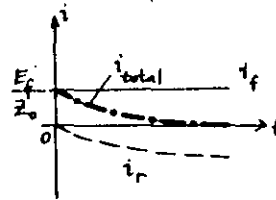
$$e_{series} = 2E_f(1 - e^{-\alpha t})$$



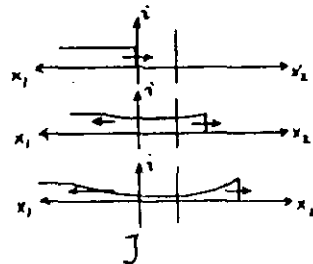
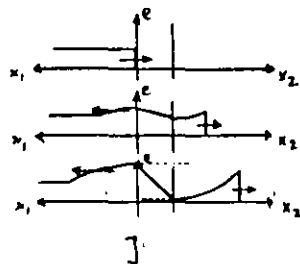
$$i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} (e^{-\alpha t} - 1)$$

$$i_{total} = i_f(t) + i_r(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

$$i_t(t) = \frac{E_f}{Z_0} e^{-\alpha t}$$

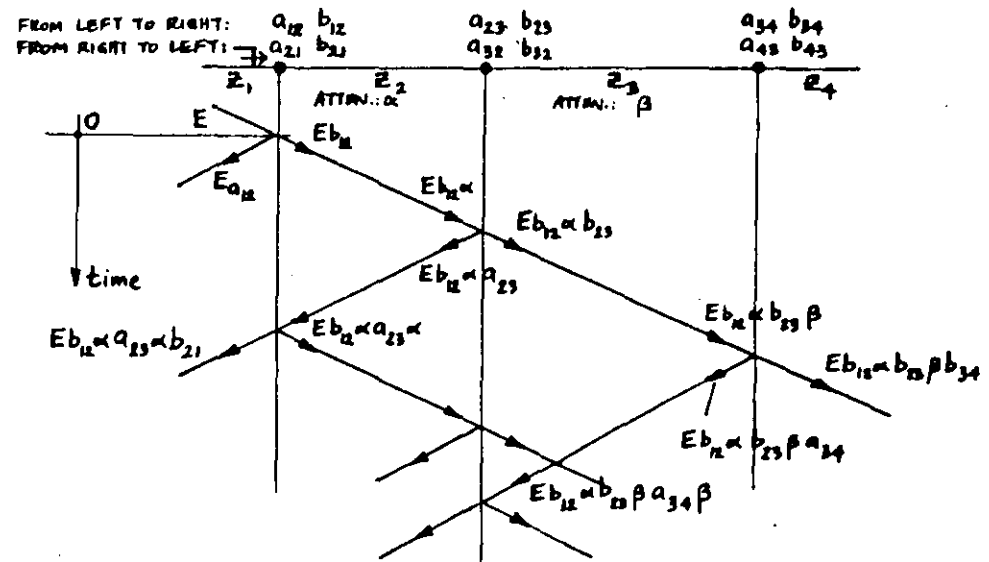


VOLTAGES AND CURRENTS ALONG THE LINE



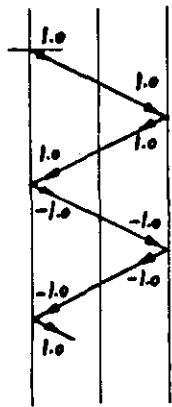
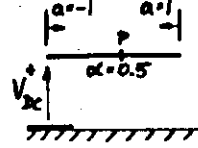
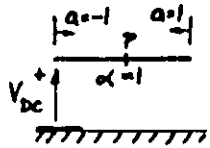
2.5. SUCCESSIVE REFLECTIONS

2.5.1. BEWLEY LATTICE

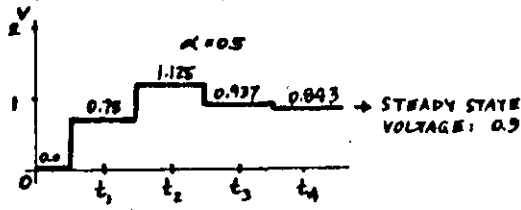
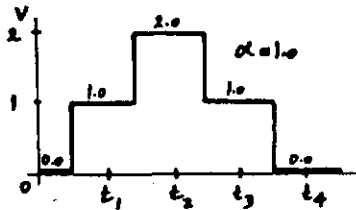
TIME-SPACE DIAGRAM
MULTIPLE REFLECTIONSDISTANCE BETWEEN JUNCTIONS
IS PROPORTIONAL TOTIME OF WAVE PASSAGE
(DIAGONALS HAVE SAME SLOPE)LENGTH BETWEEN JUNCTIONS
(SLOPES ARE DIFFERENT)

2.52. EXAMPLES

LINE CHARGING WITH DC



VOLTAGES AT MIDPOINT OF LINE (P):

VOLTAGE AT END WHEN $\alpha = 0.5$:

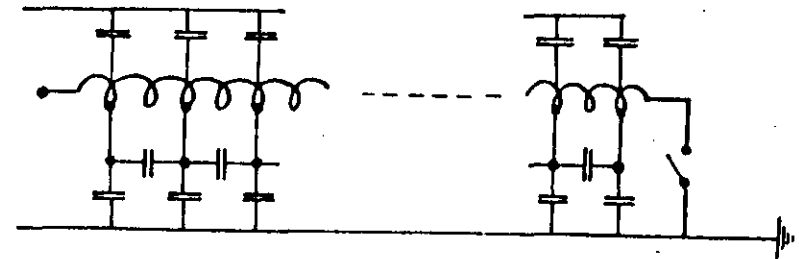
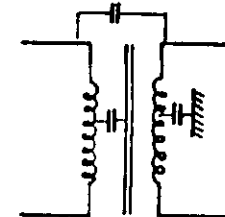
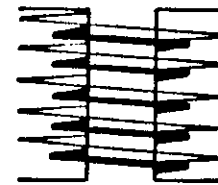
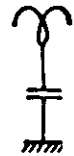
$$V = 2\alpha - 2\alpha^3 + \dots = 2\alpha (1 - \alpha^2 + \alpha^4 - \dots)$$

$$\text{STEADY STATE VOLTAGE: } \lim V = \frac{2\alpha}{1 + \alpha^2} = 0.8$$

3. TRANSFORMER WINDINGS UNDER TRANSIENT CONDITIONS

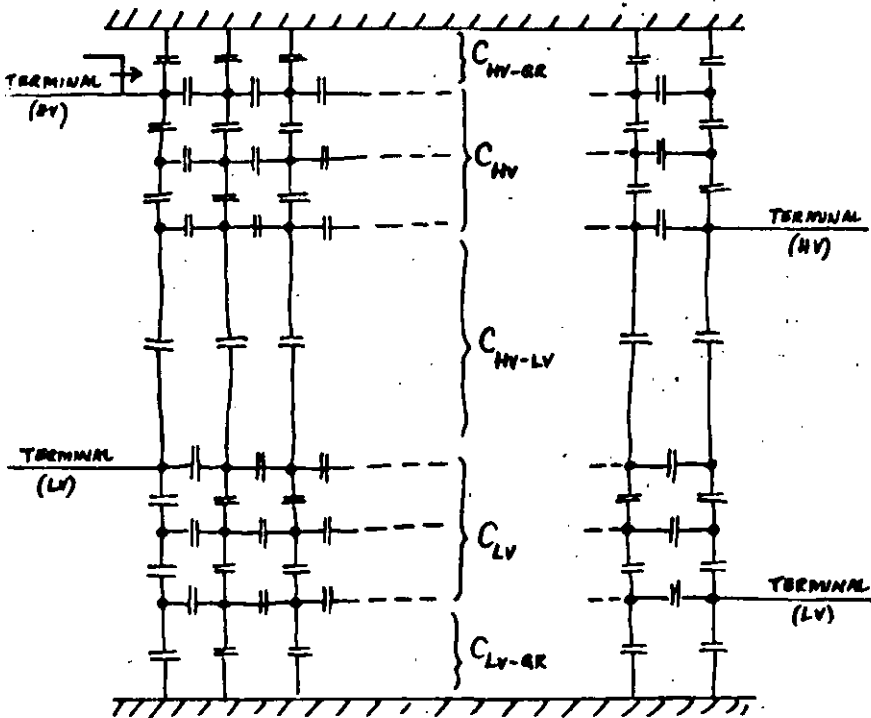
3.1. SCHEMATIC REPRESENTATION

SELF INDUCTANCES
MUTUAL INDUCTANCES
CAPACITANCES: TO CORE
TO TANK
CAPACITIVE COUPLING
LOSSES (RESISTANCES)

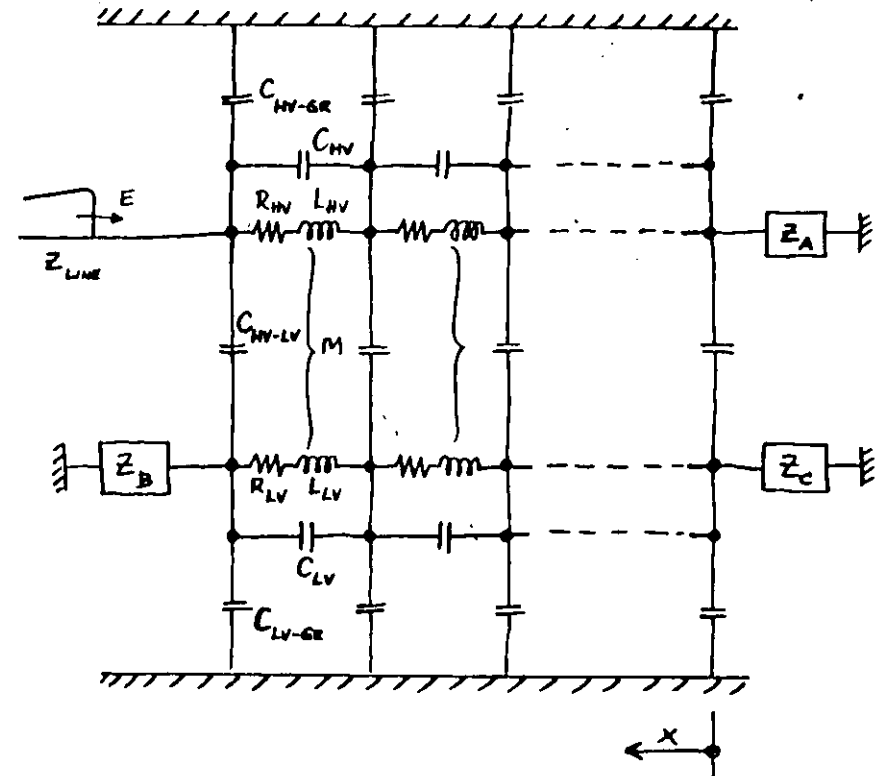


INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION IS DETERMINED BY THE CAPACITANCE NETWORK,

AT THE FRONT OF THE WAVE ($w \approx \infty$)
 $wL \approx \infty$, I.E., OPEN-CIRCUITED:



COMPLETE EQUIVALENT CIRCUIT FOR TRANSIENTS
 (ANALOG MODEL):



3.2. INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION

CAPACITANCE LADDER NETWORK

GROUND CAP. OF WINDING C_g SERIES CAP. OF WINDING C_s E = VOLTAGE TO GROUND AT ANY POINT x = FROM NEUTRAL TO TERMINAL l = LENGTH OF WINDING

$$\frac{\partial^2 E}{\partial x^2} - \frac{1}{l^2} \frac{C_g}{C_s} E = 0$$

$$E = Ae^{px} + Be^{-px}$$

$$p = \frac{1}{l} \left(\frac{C_g}{C_s} \right)^{\frac{1}{2}}$$

GROUNDED NEUTRAL

$$E = V \frac{\sinh(\alpha x/l)}{\sinh \alpha}$$

$$x=0: E=0$$

$$x=l: E=V$$

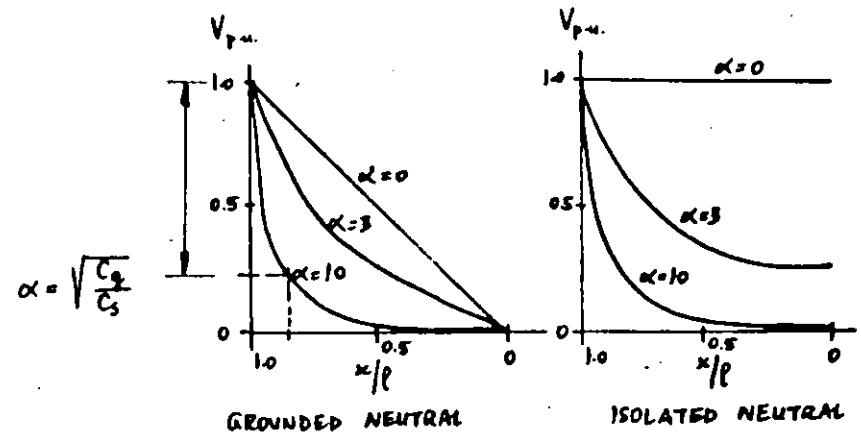
$$\alpha = pl = \sqrt{\frac{C_g}{C_s}}$$

ISOLATED NEUTRAL

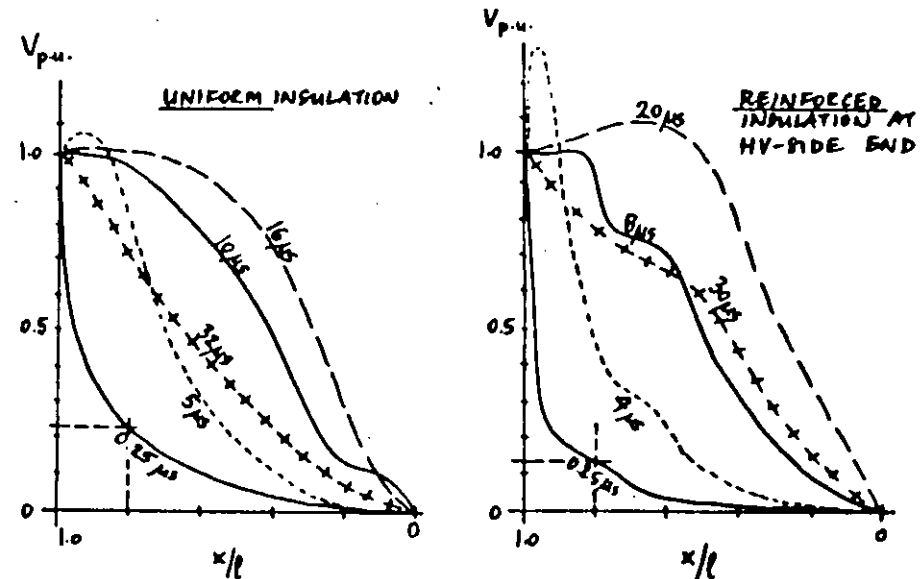
$$E = V \frac{\cosh(\alpha x/l)}{\cosh \alpha}$$

$$x=0: I=0$$

$$x=l: E=V$$



INITIAL VOLTAGE DISTRIBUTION IN CASE OF STEP-FUNCTION FORWARD VOLTAGE



TRANSIENT VOLTAGE DISTRIBUTION IN CASE OF STEP-FUNCTION FORWARD VOLTAGE

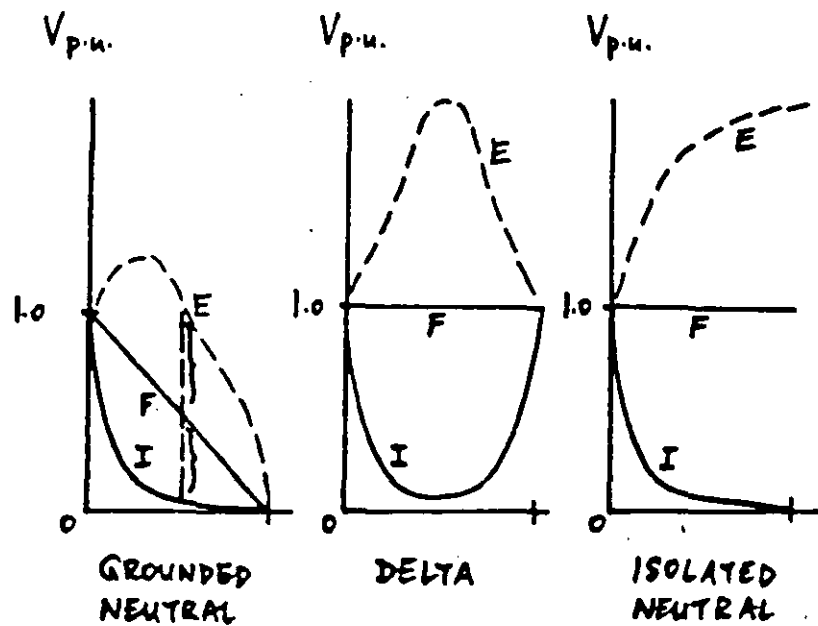
3.4. ENVELOPE CURVES

I - INITIAL DISTRIBUTION

F - FINAL DISTRIBUTION

LC CIRCUITS $\rightarrow$ OSCILLATIONS

E - ENVELOPES OF OSCILLATION



4. PROTECTION OF OVERHEAD LINES AGAINST OVERVOLTAGES

4.1. LIGHTNING STROKES

INITIAL DISCHARGE, FROM 10KV/cm
STEPPED LEADER TOWARDS EARTH
RETURN STREAMER FROM EARTH

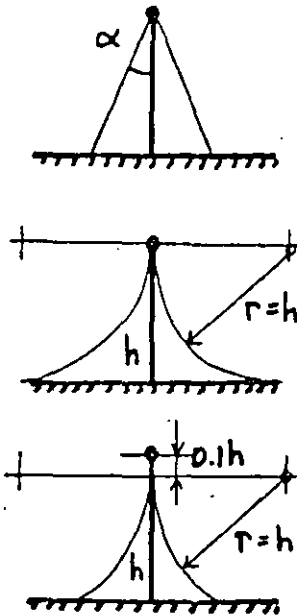
CURRENTS ARE UP TO 200KA OR MORE
VOLTAGES
WAVESHAPE, STANDARD WAVESHAPE
POLARITY OF 90% OF STROKES IS NEGATIVE
CHARGE 2-200 COULOMB

FREQUENCY
ISOKERAUNIC MAP - NEXT PAGE
(ANNUAL NUMBER OF DAYS WITH
THUNDERSTORMS)

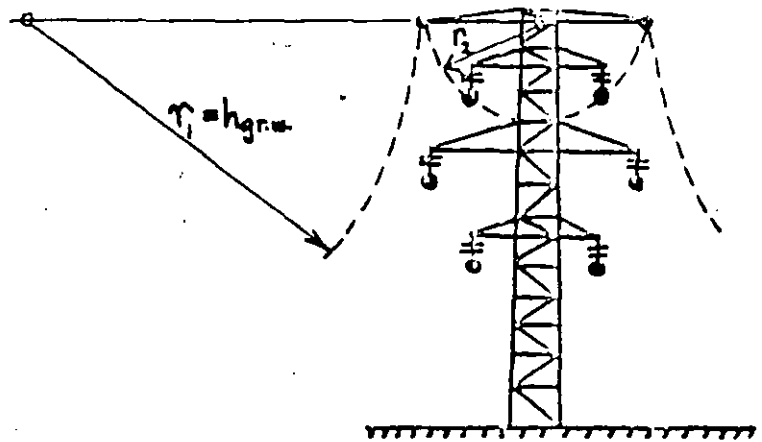
ISOKERAUNIC LEVEL, MEAN IKL = 30,
IKL = 30 CORRESPONDS TO ABOUT
13-14 STROKES / SQ. MILE / YEAR,
OR 1 STROKE / 100 TR. LINE MILES / YEAR

DIRECT STROKES
INDUCED STROKES

4.2. GROUND WIRES



PROTECTIVE ZONE
OF A GROUND WIRE



PROTECTIVE ZONE
OF TWO GROUND WIRES

INTERCEPTION OF STROKES

STROKES TO TOWER OR AT MIDSPAN

SHIELDING

TOWER GROUNDING

END EFFECTS

OTHER FEATURES:

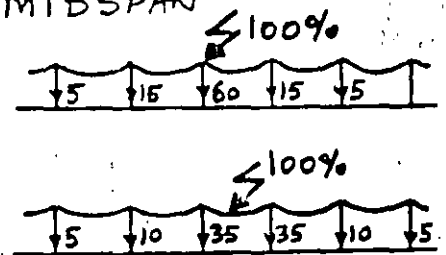
GROUND WIRE LOSSES

INFLUENCE ON FAULT CURRENTS, RELAYING

ISOLATED GROUND WIRES

CAPACITIVE COUPLING → INDUCED VOLTAGES

INTERFERENCE



The complete analytical model consists of this geometry, together with an associated set of basic assumptions and mathematical relations. The basic assumptions are listed below.

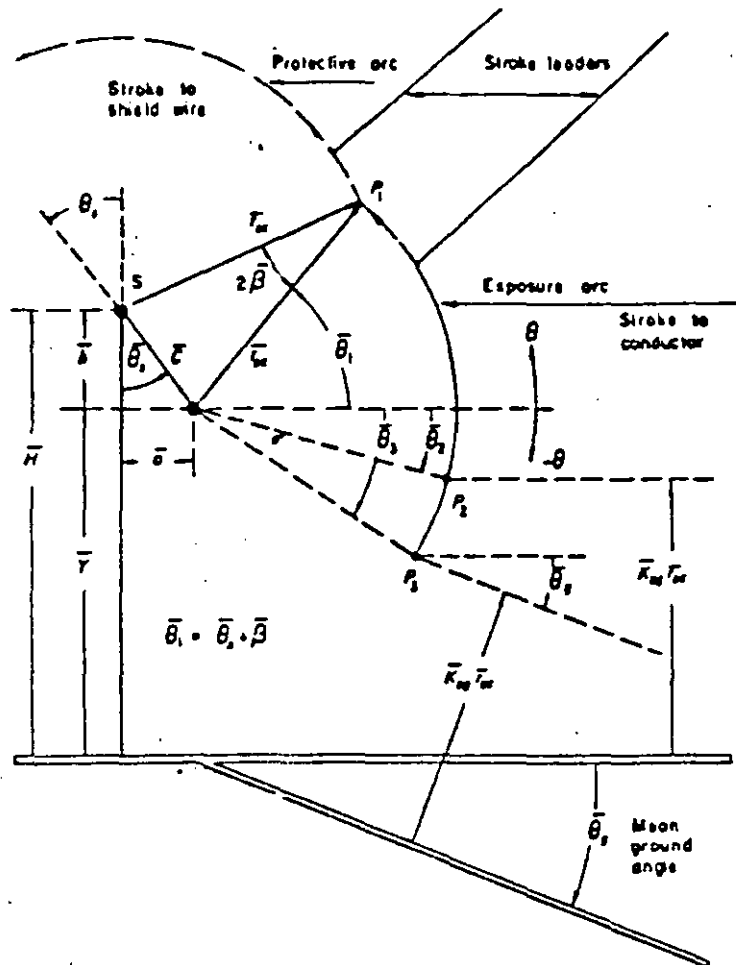
- (a) The mean conductor height $\bar{Y}$ can be computed from profile drawings or, alternatively, estimated for preliminary purposes from the following broad relations:

flat profile

$$\bar{Y}_f = Y_t - (2/3)(S_c) \quad (1)$$

Y_t = height of conductor at the tower,

S_c = sag of the conductor;



Geometry of the reference model for shielding failure.

rolling profile

$$\bar{Y}_r = Y_t; \quad (2)$$

mountainous profile

$$\bar{Y}_m = 2Y_t; \quad (3)$$

for all cases

$$H = \bar{Y} + b, \quad (4)$$

$$b = b_t + (2/3)(S_c - S_s), \quad (5)$$

$$b_t = H_t - Y_t, \quad (6)$$

H_t = height of the shield wire at the tower,

S_s = sag of the shield wire.

	Minimum*	Representative	Maximum*
Stepped leader (<i>guia escalonada</i>)			
Length of step, m	3	50	200
Time interval between steps, μsec	30	50	125
Average velocity of propagation of stepped leader, m/sec†	1.0×10^6	1.5×10^6	2.6×10^6
Charge deposited on stepped-leader channel, coul	3	5	20
Dart leader (<i>guia flecha</i>)			
Velocity of propagation, m/sec†	1.0×10^6	2.0×10^6	2.1×10^7
Charge deposited on dart-leader channel, coul	0.2	1	6
Return stroke† (<i>rayo de retorno</i>)			
Velocity of propagation, m/sec†	2.0×10^7	8.0×10^7	1.6×10^8
Current rate of increase, ka/ μsec §	<1	10	>80
Time to peak current, μsec §	<1	2	30
Peak current, ka§		10-20	110
Time to half of peak current, μsec	10	40	250
Charge transferred excluding continuing current, coul	0.2	2.5	20
Channel length, km	2	5	14
Lightning flash (<i>descarga atmosférica</i>)			
Number of strokes per flash	1	3-4	26
Time interval between strokes in absence of continuing current, msec	3	40	100
Time duration of flash, sec	10^{-2}	0.2	2¶
Charge transferred including continuing current, coul	3	25	90

* The words maximum and minimum are used in the sense that most measured values fall between these limits.

† Velocities of propagation are generally determined from photographic data and thus represent "two-dimensional" velocities. Since many lightning flashes are not vertical, values stated are probably slight underestimates of actual values. See also comments in Sec. 2.3.1.

‡ First return strokes have slower average velocities of propagation, slower current rates of increase, longer times to current peak, and generally larger charge transfer than subsequent return strokes in a flash.

§ Current measurements are made at the ground.

¶ A lightning flash lasting 15 to 20 sec has been reported by Godlonton (1896).

Los valores obtenidos son consistentes con los correspondientes a descargas atmosféricas de baja corriente.

e.g. (a) $\hat{I} = 5 \text{ kA}$ $\nu = 15\% \text{ a } 20\%$ $C = f(\hat{I})$
 $(> 98\%)$ $C = 3 \times 10^8 \text{ m/s}$

$$q = \frac{\hat{I}}{\nu} = \boxed{100 \mu\text{C/m}} \quad \text{para } \nu = 0.17 \text{ C}$$

si la carga de impulso: $Q_i = 0.3 \text{ C}$

$\Rightarrow$ la longitud del canal es: $\boxed{L = 3 \text{ km}}$

(b) $\hat{I} = 100 \text{ kA}$ $\nu = 0.4 \text{ C}$
 $(> 5\%)$

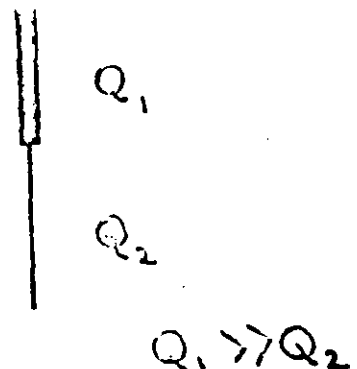
$$q = \frac{\hat{I}}{\nu} = 800 \mu\text{C/m}$$

$$Q_i = 13 \text{ C}$$

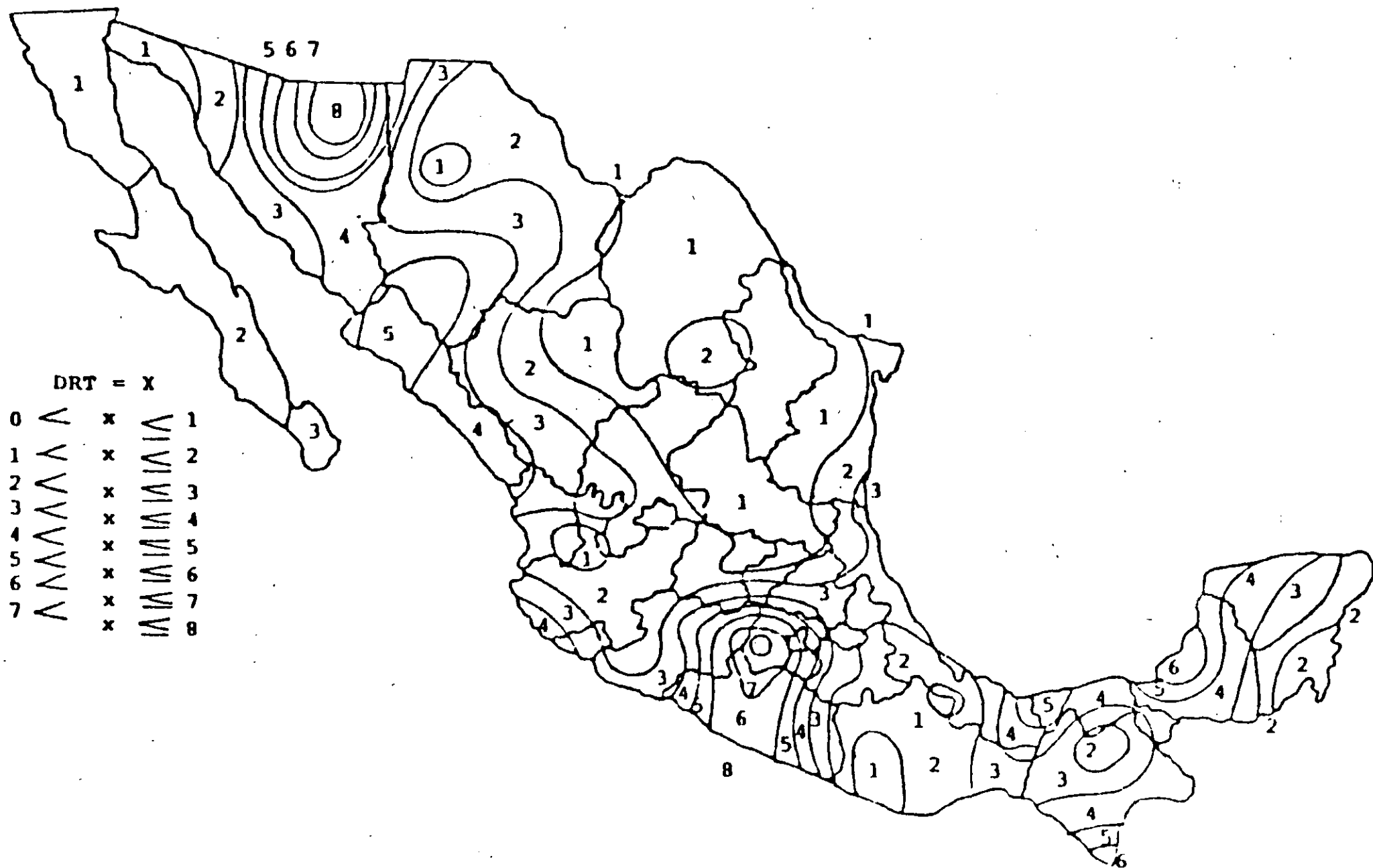
$$L = 10 \text{ km}$$

$$Q_1 = q_1 L \quad Q_i = Q_1 + Q_2$$

$$q_1 = 38 \hat{I}^{0.68}$$



Q_1
 Q_2
 $Q_1 \gg Q_2$



Mapa de isodensidad de rayos a tierra (DRT) promedio (1983-1989)

Chapter 12

LIGHTNING PERFORMANCE OF TRANSMISSION LINES

by J. G. Anderson

12.1 INTRODUCTION

The initiation of an insulator flashover by a lightning stroke is a very complex electromagnetic event. It involves poorly defined gas discharge physics, rapidly changing electromagnetic fields in which retardation plays a major role, nonlinear effects due to corona development on the conductors and on the tower itself, and frequency- and current-dependent impedances of the earth. To evaluate the problem, it must be simplified and linearized somehow. The degree of simplification depends on the availability of computational power and on the skills of the user in understanding what is really being done with the computational power available. A realistic simplification of the problem is also affected by the limited precision of the information about the problem excitation function, i.e., the lightning stroke itself. There is little point in computing the lightning response of a transmission tower with great accuracy if one knows only in a vague way what the lightning stroke is. Since the first edition of this book, substantial progress has been made by Uman *et al.* (1), Anderson (2) in South Africa, and others (3-6) in resolving the physical characteristics of the lightning flash and refining the statistics of its current waveshapes and magnitudes. Lightning statistics are notoriously non-Gaussian and imperfect, and much scientific intuition resides in the curves presently used by the industry. The complexity and multitudinous nature of these statistics spurred the successful development of computer Monte Carlo techniques to predict transmission-line lightning flashover probabilities (7). However, the techniques require the utilization of digital computers with substantial number-crunching capabilities and high speeds.

In this edition, the author has endeavored to supply the user with a step-by-step, linearized numerical solution that can be realized with nothing more powerful than a hand calculator. However, the repetitious nature of these calculations, which require that voltage be examined phase by phase and waveshape by waveshape, makes it almost mandatory that a programmable hand calculator be utilized to avoid setting up each equation over and over. The foundations of each step in the method are reviewed, with the more complicated mathematics relegated to appendixes, and a step-by-step numerical example for a double-circuit tower is provided to guide the user. The procedure is fairly long, but not overly complicated, and utilizes all the rigor that appears feasible for a hand calculator.

12.2 PROBLEMS OF ACCURACY

There are few absolutes in the computation of lightning flashovers of transmission lines. For the most part the engineer is dealing in statistics. A line with a computed average flashover rate of 1.0 per 100 miles per year may easily exhibit 2.0 per 100 miles for the first year, none for the second year, and 3.0 for the third year, and still have a long term average of 2.0. In terms of protective relaying and reliability planning, it is important to know the probability of the actual flashover rate exceeding some specified value in any given year. To determine these probabilities, one must turn to binomial statistics.

When a lightning flash makes contact with a line, there are only two possible outcomes: success (no flashover) or failure (flashover). A basic theorem of binomial statistics states that if the probability of success (no flashover) for a single flash is p , then for n flashes to the line, the probability that there will be exactly k successes and $n - k$ failures is given by

$$P_k = \frac{n!}{k!(n-k)!} p^k q^{n-k} \quad (12.2.1)$$

where p is the probability of a success and q equals $1 - p$, which is the probability of a flashover.

Equation 12.2.1 provides the key to evaluating the theoretical flashover probabilities for any given year. Under service conditions, one can determine an actual flashover rate only by keeping outage records from year to year and gradually gaining an impression of the effectiveness of the design. However, until one accumulates enough data, these impressions may be misleading, sometimes resulting in initiation of corrective actions to a line that was actually of good design but was subject to unfortunate circumstances after it was first energized. As a practical case, assume that a new line with a length of 100 miles is built, that the line is designed to have a flashover rate of 1.0 per 100 miles per year, and that the line is located in an area with a keraunic level such that 100 flashes contact the line in an average year. Then, the probability, q , of a flash causing flashover is $1/100 = 0.01$.

For the total sample size, n , of 100 flashes, Eq. 12.2.1 yields the following probabilities:

Flashover Rate ($n-k$) Per 100 Miles Per Year	Probability (P_k) That This Rate Will Be Observed
0	0.366
1	0.369
2	0.185
3	0.061
4	0.015

Thus, the probability of observing a flashover rate of zero is about the same as of observing the true flashover rate of 1.0 per 100 miles per year. If one sums the probabilities, then about 27% of the time there would be a flashover rate of at least double the true rate. This, of course, is for a constant sample size of 100 flashes to the line each year. But ground-flash density varies from year to year over a range of 2.0 to 1.0 or even more, thus further expanding the observed flashover rates. Curve A of Figure 12.2.1 shows the lightning flash incidence to a 110-kV line observed by Popolansky (8) over a period of 10 years. The average incidence was 46.8 flashes per 100 kilometers per year, varying between a minimum of 20 and a maximum of 92. If the line had been designed to have a true flashover probability of $P = 0.01$ per flash, then the most probable flashover rate over the 10-year period would have been 0.468 per 100 kilometers per year. However, whenever the lightning flash incidence to the line dips below 50 in a given year, the probability of even one lightning flashover occurring in that year drops below 0.5. Consequently, the observer may record none at all. At most, one could expect only about one flashover a year in those years of higher lightning incidence. If the assumption is made that one flashover occurs in each year designated as a higher-lightning-incidence year, there would be four flashovers in the 10 years, resulting in a flashover rate of 0.4 per year, which is not far from the most probable or ideal rate of 0.468. However, if one kept a running tally of the observed flashover rate, it would appear as curve B of Figure 12.2.1. The observed flashover rate begins to converge on its true value in about 10 years. It should be noted that for the first 2 years the line had no flashovers at all.

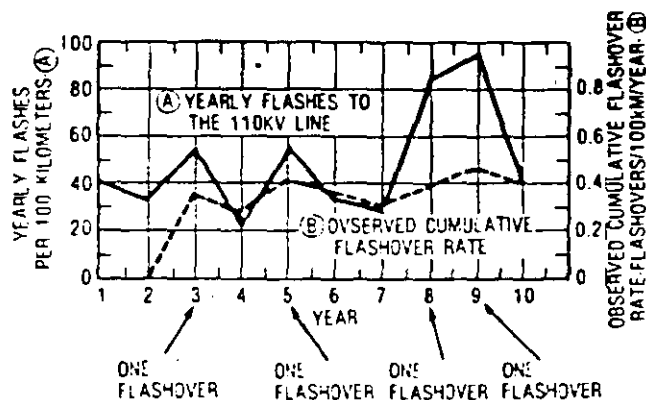


Figure 12.2.1. Observations of lightning performance of a 110-kV line by Popolansky (8)

From the application viewpoint, the conclusion is that good accuracy at low flashover rates is not possible, either from digital models (statistically) or from observation in the field. Precision in statistics requires a large data base, but for lightning flashover calculations this large data base is simply not available. Despite this, observable or computable trends may still serve to guide the user in choosing among the alternatives to achieve the lowest possible outage rate consistent with economic reality. There are trade-offs in cost (as well as in flashover rates) between adding insulation and reducing footing resistance that may be considered so as to gain the greatest improvement for the least money. Flashover calculations may also guide other choices, such as choice of tower height, of additional ground wires, and of tower construction.

12.3 TERMINOLOGY

Over the last century, a plethora of terms has evolved to describe the physics of lightning and lightning effects. The same words have been defined differently, and different words have been applied to the same referents. Especially in the United States, the engineering terminology has been neither specific nor concise. In this chapter, European usage is followed whenever feasible, and, in particular, one should note the following terms:

- **Flash**—a term encompassing the entire electrical discharge from cloud to stricken object.
- **Flashover**—an electrical discharge completed from an energized conductor to a grounded support. It may clear itself and not trip a circuit breaker.
- **Stroke**—the high-current components in a flash. A single flash may contain several strokes.
- **Tripout**—a flashover of a line that does not clear itself. It must be cleared by operation of a circuit breaker.

12.4 LIGHTNING FLASH PARAMETERS

The basic concepts that appear in any computation of lightning flashovers of transmission lines divide broadly into the concepts of incidence (the appearance of lightning on the line) and the concepts of response (the voltages created on the line by the flash when it occurs). Knowledge of the latter concepts is more complete because they are more easily studied in the laboratory, whereas knowledge of the former relies primarily on incidental observations and inferences both from records and from field measurements.

KERAUNIC LEVELS AND ISOKERAUNIC MAPS

Any locality through which transmission lines must pass may be said to have a certain keraunic level, or isokeraunic level, as it is usually called. The level represents the average number of thunder-days per year at that locality, i.e., the average number of days per year on which thunder will be heard during a 24-hour period. The keraunic level may be determined by referring to the isokeraunic maps prepared by the U.S. Weather Bureau (Figure 12.4.1) in which lines of constant keraunic level are plotted in a manner similar to the altitude contour lines on a topographic map. These lines of constant keraunic level are known as isoke-

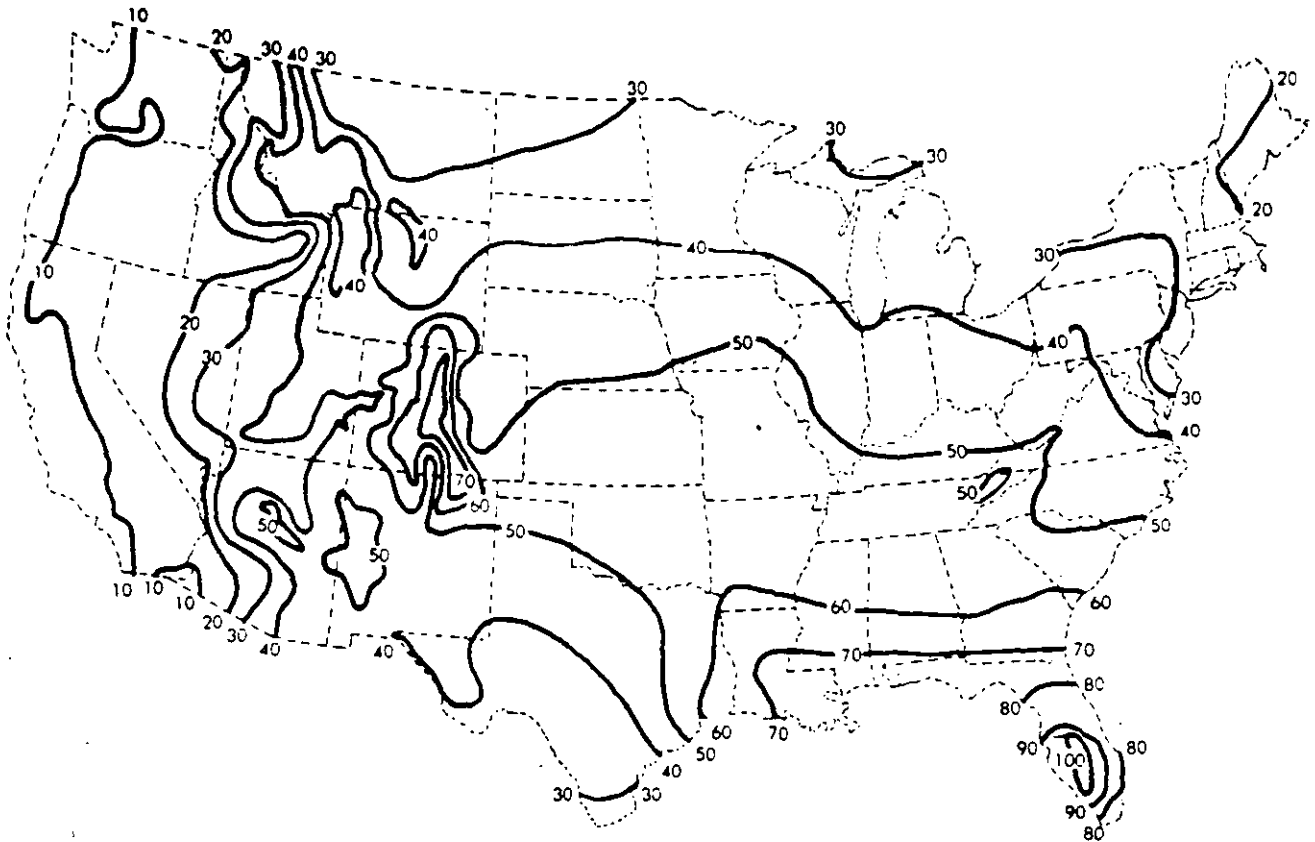


Figure 12.4.1. Isokeraunic map showing mean annual days of thunderstorm activity within the continental United States

raunic lines, and the keraunic level in any region may be approximated by interpolating between the isokeraunic lines on these maps.

The keraunic level is a statistic that obviously depends on the hearing ability of the weather observers, on ambient noise backgrounds and local geography, and on a conscientious completion of weather records. If two thunderstorms occur in any day, the day is still classified as one thunder-day, and the deviation of the number of thunder-days about the mean and their duration—statistics important in establishing confidence limits for a design—are not usually reported.

The U.S. Weather Bureau now keeps hourly weather records at all first-order weather stations, and these records are available on magnetic tapes or punched cards. Such observations permit the construction of isokeraunic maps based on thunder-hours rather than days and, when such maps are ultimately developed, the finer resolution should sharpen the lightning computation processes. The finest resolution will occur when research is completed on counting the actual number of cloud-to-ground strokes in thunderstorms.

The keraunic level is the basic statistic that must be known for a given geographical region before the lightning incidence to earth and to any transmission line in that region can be computed. To a first approximation, the error in determining this important parameter will make a proportionate error in calculation of lightning performance.

NUMBER OF FLASHES TO EARTH

For simplicity, it has usually been assumed that the number of flashes to earth or to a transmission line in a specified locality

is roughly proportional to the keraunic level (annual thunder-days) in that locality. Prentice (9) has presented a comprehensive summation of the research on relationships between flash counts to earth and the keraunic level. Table 12.4.1, taken from Prentice, shows that most researchers have arrived at a proportional relationship ranging from $0.1T$ to $0.19T$ ground flashes per square kilometer per year where T is the keraunic level in annual thunder-days. The average ground-flash density in Table 12.4.1 is $0.14T$ for those observations with no exponent for T . The first edition of this book used a value of $0.1T$, which made an allowance for reduced numbers of flashes to lines due to shielding by trees and undulating terrain (10). In open country, the $0.14T$ relationship would hold. As a compromise, it is suggested that

$$N = 0.12T \quad (12.4.1)$$

where N is the number of flashes to earth per square kilometer per year and T is the keraunic level in thunder-days per year in the area or,

$$N_m = 0.31T \quad (12.4.2)$$

where N_m is the number of flashes to earth per square mile per year. For all lightning calculations in this chapter (and in most published methods), the number of lightning flashes to earth or to a transmission line will be proportional to the keraunic level.

INTERCEPTION OF FLASHES BY THE LINE

A transmission line passing above the earth may be said to throw an electrical shadow on the land beneath. Lightning

Table 12.4.1
EMPIRICAL RELATIONSHIPS BETWEEN LIGHTNING GROUND-FLASH DENSITY AND ANNUAL THUNDER-DAYS (*T*)

Location	Ground-Flash Density ($\text{km}^{-2}\text{yr}^{-1}$)	Reference
India	0.17	Arya (1966)
Rhodesia	0.147	Anderson and Jenner (1954)
South Africa	0.0237 ¹⁺³	Anderson/Eriksson (1961)
Sweden	0.0047 ¹ (approx.)	Müller-Hillebrand (1964)
U.K.	8 ¹	Stringfellow (1974)
		$[a = 2.6 \pm 0.2 \times 10^{-3}, b = 1.9 \pm 0.1]$
U.S.A. (North)	0.117	Horn and Ramsey (1951)
U.S.A. (South)	0.177	Horn and Ramsey (1951)
U.S.A.	0.17	Anderson and others (1966)
U.S.A.	0.157	Brown and Whitehead (1969)
U.S.S.R.	0.0367 ¹⁺³	Kolokolov and Pavlov (1972)
World (temperate climate)	0.197	Brooks (1950)
World (temperate climate)	0.157	Goide (1966)
World (tropical climate)	0.137	Brooks (1950)

flashes that would generally terminate on the land inside the shadow will strike the line instead, whereas flashes outside this shadow will miss the line entirely. Figure 12.4.2 shows a simple approximation for the width, W , of this shadow for a line with two shield wires. For a line with only one shield wire, b becomes zero. The height, h , in Figure 12.4.2 is the mean shield wire height of the line, not the towers, and is given by

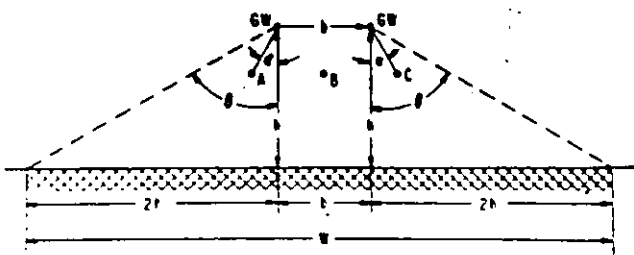
$$h = h_g - 2/3 (h_g - h_m) \quad (12.4.3)$$

where h_g is the height of shield wires at the tower and h_m is the shield wire midspan clearance to ground. After h has been determined, then the shadow width is given by

$$W = b + 4h \quad (12.4.4)$$

The preceding is a simplistic representation of the shadow width justified only by the meager, available knowledge of the true mechanism involved. Whitehead (11) has reviewed other more complicated approximations for this shadow width and has suggested a modification of Eq. 12.4.4 that yields a better correlation with magnetic link data. This revised relation is

$$W' = b + 4h^{1.06} \text{ m} \quad (12.4.5)$$



- θ = shadow angle (assumed 60°) degrees
 ϕ = shield angle between shield wire and phase conductor
 W = shadow width on earth's surface
 GW = shield wire location
 A, C = phase wires

Figure 12.4.2 Width of right-of-way shielded from lightning strokes (horizontal single-circuit line with two shield wires)

Equation 12.4.5 is used for subsequent calculations, and combining it with Eq. 12.4.1, the relationship for the number of flashes to the line becomes

$$N_L = 0.012T (b + 4h^{1.06}) \quad (12.4.6)$$

where N_L is the number of flashes to the line per 100 kilometers per year and T is the keraunic level in thunder-days per year.

LIGHTNING FLASHES TO SHIELD WIRES AND TOWERS

All the equations in this chapter and in most of the chapter appendices are based on the assumption that the lightning flash contacts the tower top. In fact, the equations for flash frequency to the line, e.g., Eq. 12.4.6, are derived on the basis of equal probabilities of flashes appearing anywhere along the line, including midspan. However, the towers tend to attract a somewhat greater proportion of strokes because they are higher, and the midspan area attracts less because it is closer to the earth. The towers are also more massive, tending to increase their proportionate share. The farther the flash terminates away from the tower (on the shield wire), the less is the stroke current eventually entering the tower top, and, in midspan, the current splits and only half of it arrives at the towers at the ends of the stricken span. At first glance, it appears that a stroke to a shield wire at midspan would very likely create a midspan flashover to the nearest phase conductor. However, Wagner and Hileman (12,13) examined this process in 1964 and found that the very heavy predischARGE currents that develop must inhibit midspan flashover long enough for current reflections to arrive from the adjacent towers, thus reducing the midspan voltage below the flashover level. This process has since been confirmed for larger conductor-to-conductor gaps (14), and it is fairly certain that midspan lightning flashovers are quite uncommon.

For lack of a better procedure, the author has adopted guidelines assuming that 60% of the flashes contacting a line are near enough to a tower to be considered a tower flash and that the remaining 40% are far enough out on the span to cause no damage. The actual flash frequency to towers is then

$$N_T = 0.6 (N_L - N_S) \quad (12.4.6A)$$

where N_L is the total number of flashes to the line per 100 kilometers per year and N_S is the total number of flashes causing shielding failure per 100 kilometers per year. For wood pole lines, the 60% tower flashes must be reduced because of the lessened attractive effects of the wood structures. A value of 40% is suggested.

FLASHES TO TALL STRUCTURES

Relationships such as that expressed by Eq. 12.4.5 are substantially lower for very tall objects. For example, New York City has a keraunic level of about 27, and, in 1947, the Empire State Building was about 396m high to the top of its mast. Using the same concepts presented in Figure 12.4.2, the number of flashes to the building per year would be 1.35. However, the author has observed as many as 12 flashes to the building in a single storm, and the yearly average is almost an order of magnitude higher than 1.35. The discrepancy is partially due to the changing of the flash mechanism for very high objects: above 60m flashes can trigger from the stricken object itself instead of from the cloud overhead. Consequently, flash frequency increases sharply. However, Eq. 12.4.6 should be adequate for all except the tallest transmission towers, such as those at river crossings.

PROBABILITY DISTRIBUTION OF STROKE AMPLITUDES

The stroke-current amplitudes within a lightning flash are described in terms of probabilities. These probabilities become more sharply resolved each year as the increasing volume of data on stroke-current amplitudes from various research projects enter the main stream of evaluation work. Particular attention should be called to the work of Berger and others in Switzerland (3), Anderson and his associates in South Africa (5), Uman and his associates (1), Cianos and Pierce (4), Popolansky (8), and Szpor and his associates (15).

The following material is based largely on a summation of the present knowledge of stroke-current amplitudes and waveshapes prepared by Anderson and Eriksson (5) in 1979 for presentation to CIGRE Study Committee 33 on overvoltages and insulation coordination.

- **Multiple Stroke Flashes:** About 55% of flashes have more than one stroke, and about 90% of the flashes will not exceed eight strokes. The mean number of strokes per flash may be assumed to be three.
- **Flash Peak Current Amplitudes:** In 1972, Popolansky (16) published a cumulative probability curve of 624 peak current measurements of lightning flashes from investigations in Europe, Australia, and the United States. A log normal approximation of this curve is shown in Figure 12.4.3, in which the approximate median current, $\bar{I}$, is 25 kA and $\sigma_{\log I}$ is 0.39. This evaluation was used in the first edition of this book for shielding failure strike distance determinations. However, over 50% of these measurements were on chimneys of unspecified height and also included positive peak currents from Mount San Salvatore, which were not really downward flashes of the type expected to transmission lines in open country. Therefore, Anderson and Eriksson (5) recently developed a modified curve containing only downward flashes to structures less than 60 m in height, for which 338 records were available. The resulting curve is also shown in Figure 12.4.3. This log nor-

mal approximation has a median current, $\bar{I}$, of 31 kA and a $\sigma_{\log I}$ of 0.30.

For lightning flashover computations using a small calculator, the statistical log normal curve is much too complex, but these log normal curves may be approximated with quite reasonable accuracy between 5 kA and 200 kA with two simple equations. For the Popolansky curve:

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{25}\right)^2} \quad (12.4.7)$$

and for the Anderson-Eriksson curve,

$$P_I = \frac{1}{1 + \left(\frac{I}{31}\right)^2} \quad (12.4.8)$$

where P_I is the probability that the peak current in any flash will exceed I in kiloamperes. Equation 12.4.8 is used as the basis for all stroke-current magnitude calculations in this chapter, for both back-flashover and shielding failure. Positive flashes are comparatively rare and are not included in the analysis.

STROKE WAVESHAPES INFLUENCING FLASHOVER

The waveshapes of the stroke currents within lightning flashes to power lines play an important role in the development of voltages across the line insulators, particularly for taller structures, for which the surge impedance has a magnifying effect.

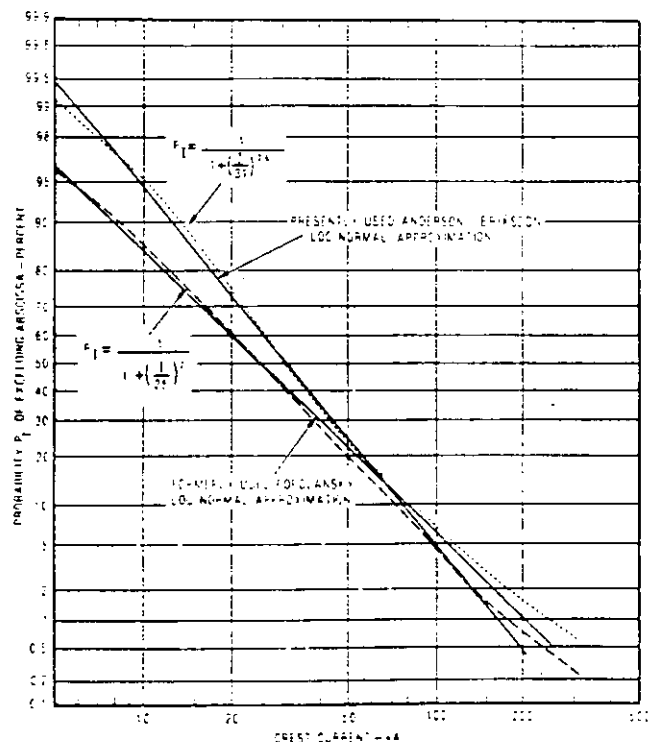


Figure 12.4.3. Cumulative frequency distribution of peak current amplitudes in downward negative flashes.

The most comprehensive waveshape data for these high current peaks have come from the work of Berger and associates (3) at San Salvatore. These data have been augmented by records from many other localities (2). The following material is primarily derived from Berger's negative-flash-to-earth data because negative flashes are the principal troublemakers for transmission lines.

COMPOSITE WAVESHAPES

The first stroke-current waveshape in a flash tends to rise more gradually to crest than the waveshapes in subsequent strokes. Figure 12.4.4 shows composite waveshapes of the first and subsequent strokes developed by Anderson and Eriksson from a computer blending of many Mount San Salvatore strokes and other records. Clearly, the subsequent stroke wavefront has the capability to create higher voltage on a transmission tower during its rise to crest than the first stroke, provided it has sufficient amplitude. However, it also has a tail that tends to fall off rapidly, helping to relieve any voltage that is developed. Weck and Hilleman (17) have shown that the amplitudes of the first and subsequent strokes were statistically independent in 29 records examined. The amplitudes of subsequent strokes are much lower, having a median value of approximately 12 kA.

In the general case, there may be times when the first stroke dominates the flashover phenomenon, as well as times when the subsequent stroke is dominant, usually for tall towers. The inclusion of both in an algorithm for flashover computations is quite practical, but only if one has, in advance, some estimate of the likelihood that a subsequent stroke will occur at all. The re-

ported incidence of single-stroke flashes varies from 76% in Switzerland (3) to about 25% in South Africa (5), and an average, weighted single-stroke incidence of 45% is suggested (5). Consequently, a subsequent stroke would appear 55% of the time. However, it certainly will not be dominant every time it appears. The author has concluded by numerical experimentation that, for typical transmission lines, the subsequent stroke is not likely to be dominant more than 20% of the time primarily because its overvoltage-generating effects are of fractional microsecond duration at a time when the volt-time strength of an insulator string is extremely high.

Figure 12.4.5 shows one example of numerical experimentation for voltages across an insulator string on a transmission tower when strokes with various front times, but equal crest amplitudes, contact the tower. A standard volt-time curve is adjusted so that it just touches curve C, cresting in 1.8 μ s (18, 19). The voltage waves for the shorter stroke front times, then, do not reach the volt-time curve at which flashover could occur. In addition, volt-time curves are usually obtained with a constant 1.2×50 - μ s waveshape. The author's experience suggests that, if the volt-time curve had been obtained by changing the applied waveshape according to waves A, B and C, then the volt-time curve at A would have been even higher. Hence, for all practical calculations, this chapter ignores the contribution of second strokes to transmission-line lightning performance. However, the computational routine has been made sufficiently general so that effects of second strokes may be included whenever desired, particularly for river crossings.

If a computer is to resolve the voltage effects of the current waveshapes of Figure 12.4.4, there is great merit in representing the waveshapes by expressions that are as simple as possible, yet consistent with reality. This is particularly true for a hand calculator. For the practical case, the meanderings of the currents down near the beginning of the stroke-current waveshape have little effect on the flashover of the line insulators; it is the crest current and the rapidly rising frontal currents near crest that play the key role. Hence, a realistic, but very simple, approximation to the composite current waveshape is possible by using the ramp current wave shown in Figure 12.4.6. The ramp should be selected so that its slope is approximately equal to the maximum, or near maximum, observed dI/dt on the front of the actual wave. The front time, t_f , is then fixed.

However, the probabilities for the maximum dI/dt of the stroke front are reasonably well defined (see Figure 12.4.3). Again, a relatively simple equation provides a reasonable approximation:

$$P_{dl} = \frac{1}{1 + \left(\frac{dI/dt}{24} \right)^4} \quad (12.4.9)$$

where P_{dl} is the probability that a specified value of dI/dt will be exceeded and dI/dt is the specified maximum rise time in kilampere per microsecond.

In lightning voltage analysis of transmission lines, a front time, t_f , must be selected in advance. Voltages will then be directly proportional to stroke-current amplitude. However, if t_f is fixed and a ramp-function, idealized stroke current is used, then selecting a stroke-current amplitude in accordance with the probability relationship of Figure 12.4.3 also fixes the frontal dI/dt ; but this must then meet the probability relationship, in Figure 12.4.7. Hence, to meet both probability relationships,

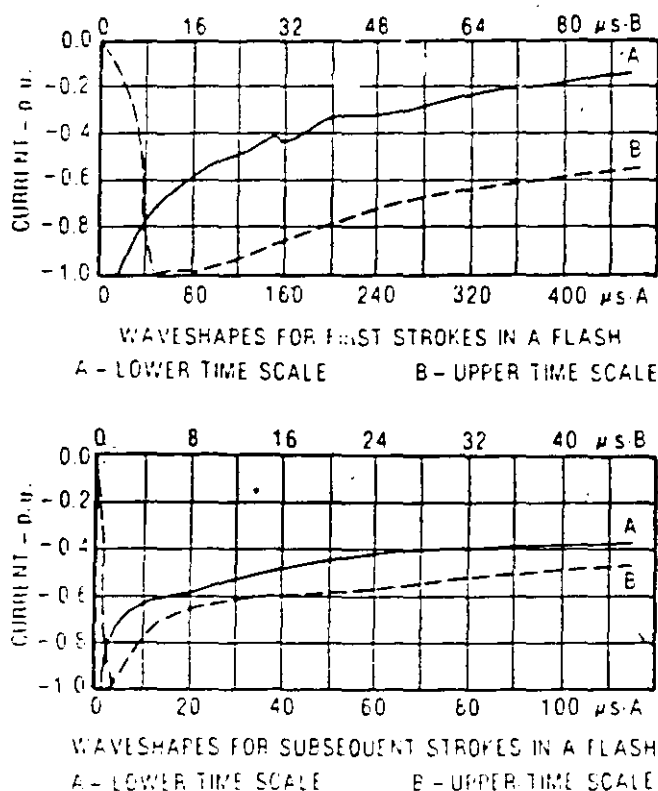


Figure 12.4.4 Mean current waveshapes from lightning to Mount San Salvatore, Switzerland

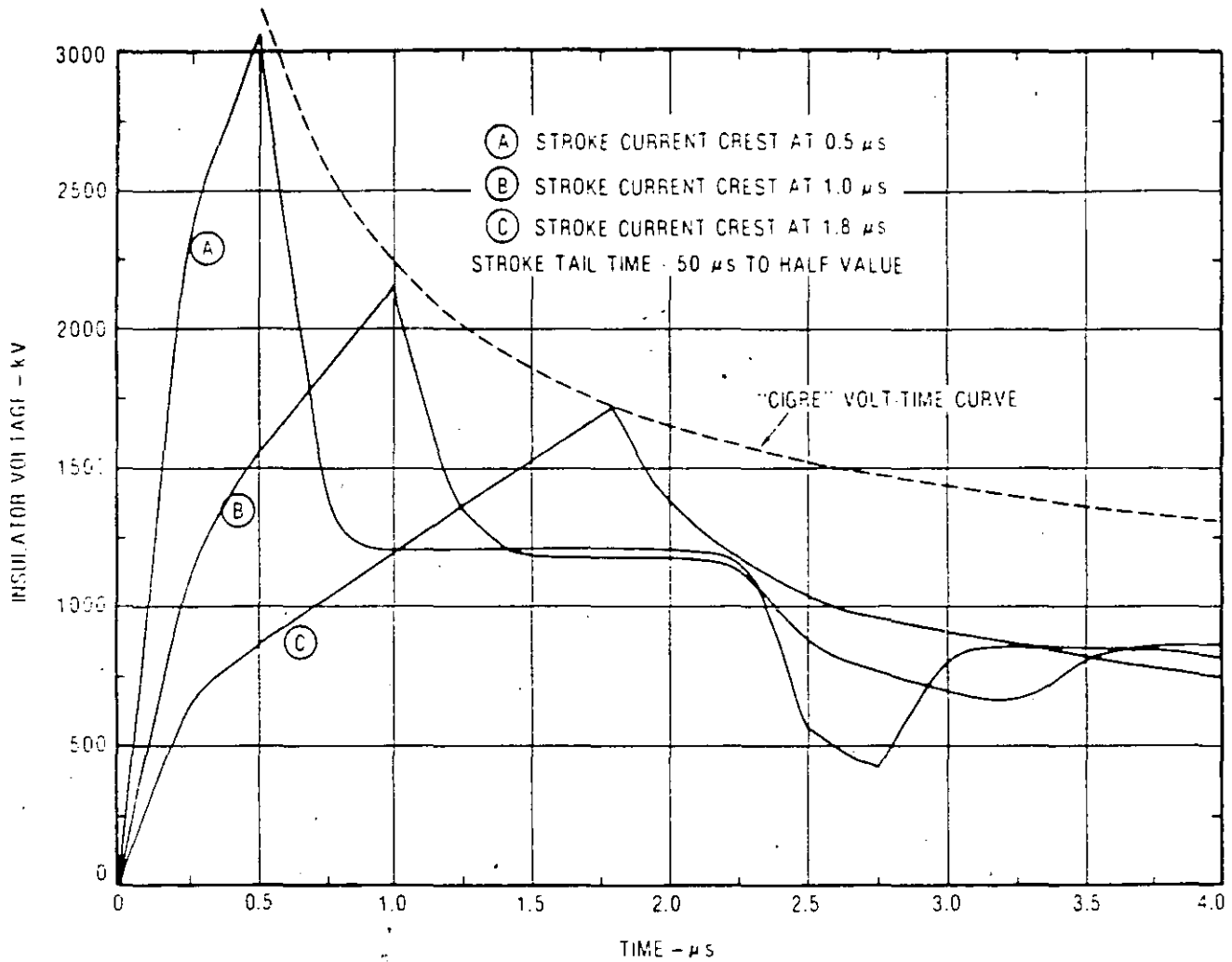


Figure 12.4.5 Effect on insulator voltages of stroke currents with various front times but equal amplitudes

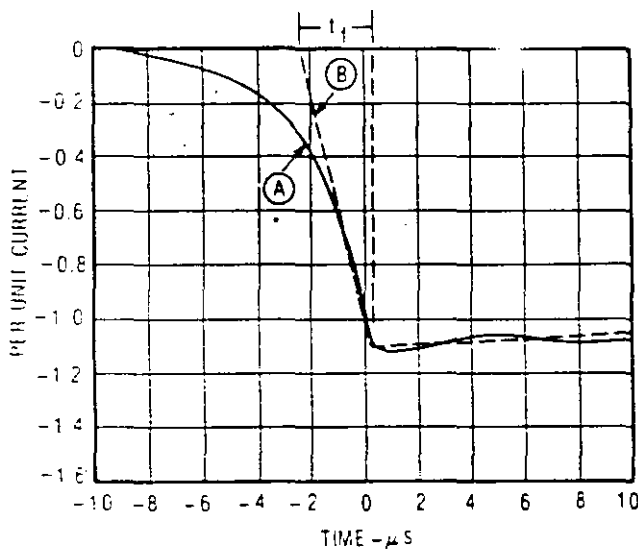


Figure 12.4.6 Anderson-Eriksson computer synthesis of a median current waveshape for negative first strokes. A, and a ramp current approximation to it, B.

t_f may have certain unique values only. Figure 12.4.8 shows the relationship that must exist. For example, assume that a ramp-function wave with a front time of 1.5 μ s to crest is selected, that stroke-crest amplitudes are then varied according to the probability curve of Figure 12.4.3, and that one observes the resulting probabilities of occurrence of the front dl/dt . Then, only at a stroke current of 47.5 kA will the rate of rise probability required by Figure 12.4.7 be met, and this rate of rise will be about 32 kA/ μ s. Fortunately, for analysis with a hand calculator, the currents causing flashover of a transmission tower usually range from about 50 kA to 200 kA (beyond 200 kA no adequate data exist). Figure 12.4.8 shows that these currents require a front time somewhere between 1.5 and 2.5 μ s for the calculations. Flashover effects do not exhibit great front-time sensitivity within this range.

FRONT AND TAIL CONSTANTS

Regardless of the choice of front time, the stroke-current waveshape, when reflection from the adjacent towers are not present, may be expressed for mathematical convenience as the sum of two simple ramp functions having slopes A_1 and A_2 (see

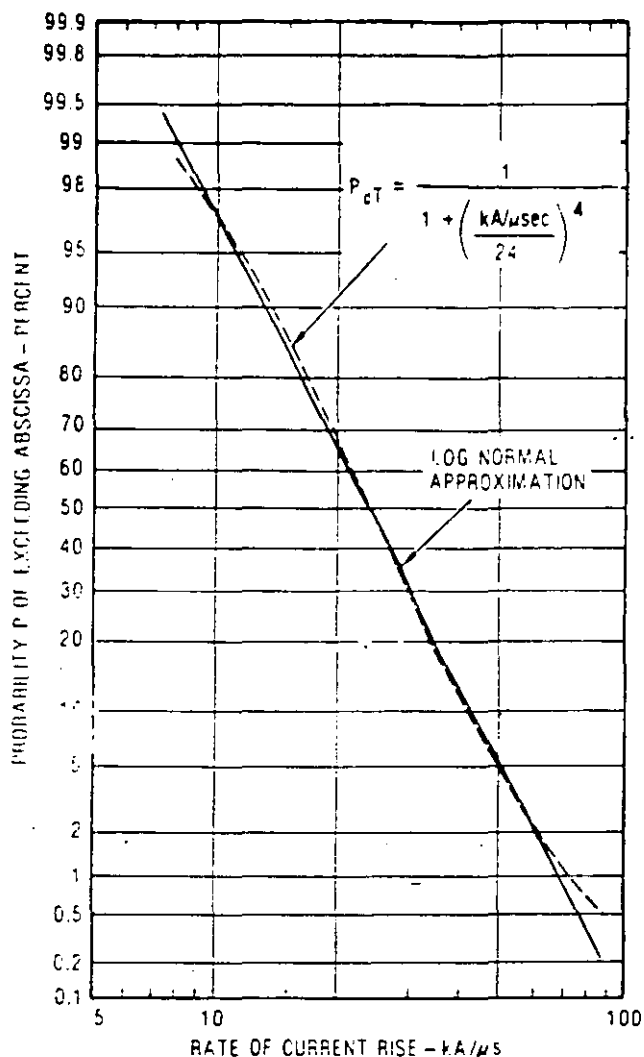


Figure 12.4.7. Log normal approximation from data (75 observations) on maximum rate of rise of negative first strokes (Anderson-Eriksson) and a simple approximation of it

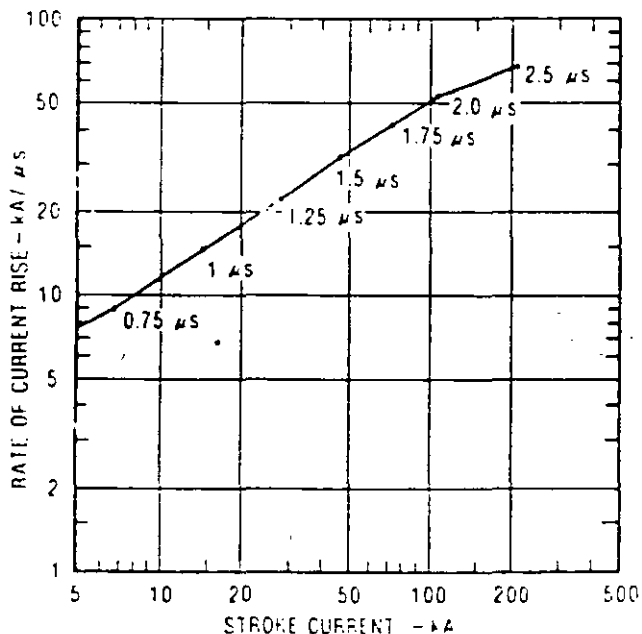


Figure 12.4.8. Required relationships between crest current, frontal rate of rise and time-to-crest of a ramp-function, stroke-current wave to meet probability requirements. Curve computed from the approximation equations of Figures 12.4.3 and 12.4.7.

Figure 12.4.9) where A_1 is the slope, or rate of rise, of the front and A_1 plus A_2 is the slope of the tail. Table 12.4.2 shows values of A_1 and A_2 for a per unit current wave having a crest current I_f and various front times, t_f . The time-to-half value of the tail, t_h , is assumed to be 50 μ s.

For an infinite tail A_2 equals $-A_1$. For any combination of A_1 , front time t_f , and time-to-half value, t_h ,

$$A_2 = \frac{0.5 - A_1 t_f}{t_h - t_f} \quad (12.4.10)$$

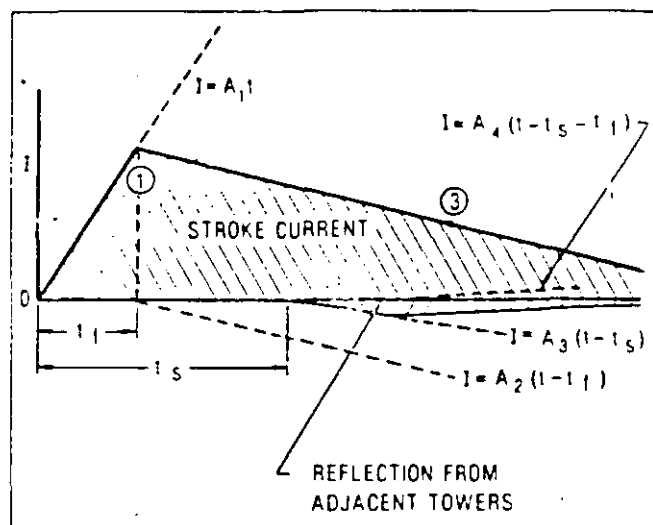


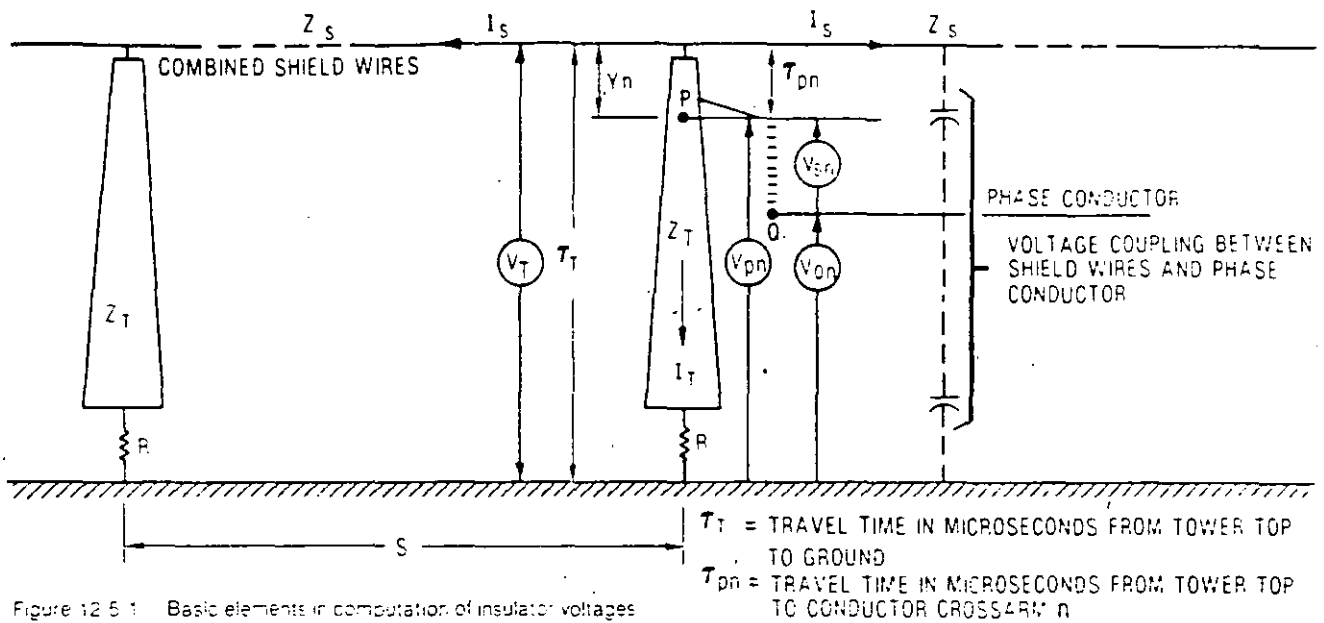
Figure 12.4.9. The total stroke current can be reduced to the sum of four ramp functions. t_f = time-to-crest; t_s = round-trip travel time (at the velocity of light) between the stricken tower and an adjacent tower

Table 12.4.2
CHOICE OF WAVES OF A_1 AND A_2

Front Time, t_f (μ s)	A_1 (kA/ μ s)	A_2 (kA/ μ s)
0.75	1.33	-1.34
1.0	1.00	-1.01
1.25	0.80	-0.81
1.50	0.67	-0.68
1.75	0.57	-0.58
2.00	0.50	-0.51
3.00	0.33	-0.34

12.5 CIRCUIT ELEMENTS INVOLVED IN COMPUTATION OF FLASHOVER PERFORMANCE

After the stroke probabilities and waveshape requirements have been established, the circuit components that affect the lightning response can be quantified. Figure 12.5.1 shows the basic elements involved in establishing the voltages across the insulator strings. Some of these elements are influential in establishing the back-flashover rate (due to a stroke to the tower or shield wires), and others influence the shielding failure performance (when a stroke misses the shield wires and strikes a phase conductor instead). The step-by-step procedure presented next is



more or less in the order one would follow to solve for the flashover rate.

REDUCING BUNDLE CONDUCTORS TO EQUIVALENT SINGLE CONDUCTORS

To make the problem more tractable, it is suggested that each bundle conductor be reduced to an equivalent single conductor.

This is done by assuming that the single conductor will carry the same charge and voltage to ground as the bundle and will be located where the center of the bundle was located. The derivation is found in Appendix 12.1. Figure 12.5.2 provides a conversion curve for two-, three-, or four-conductor bundles having conventional 18-in. subconductor spacing. The more general formula derived in Appendix 12.1 for symmetrical bundles is

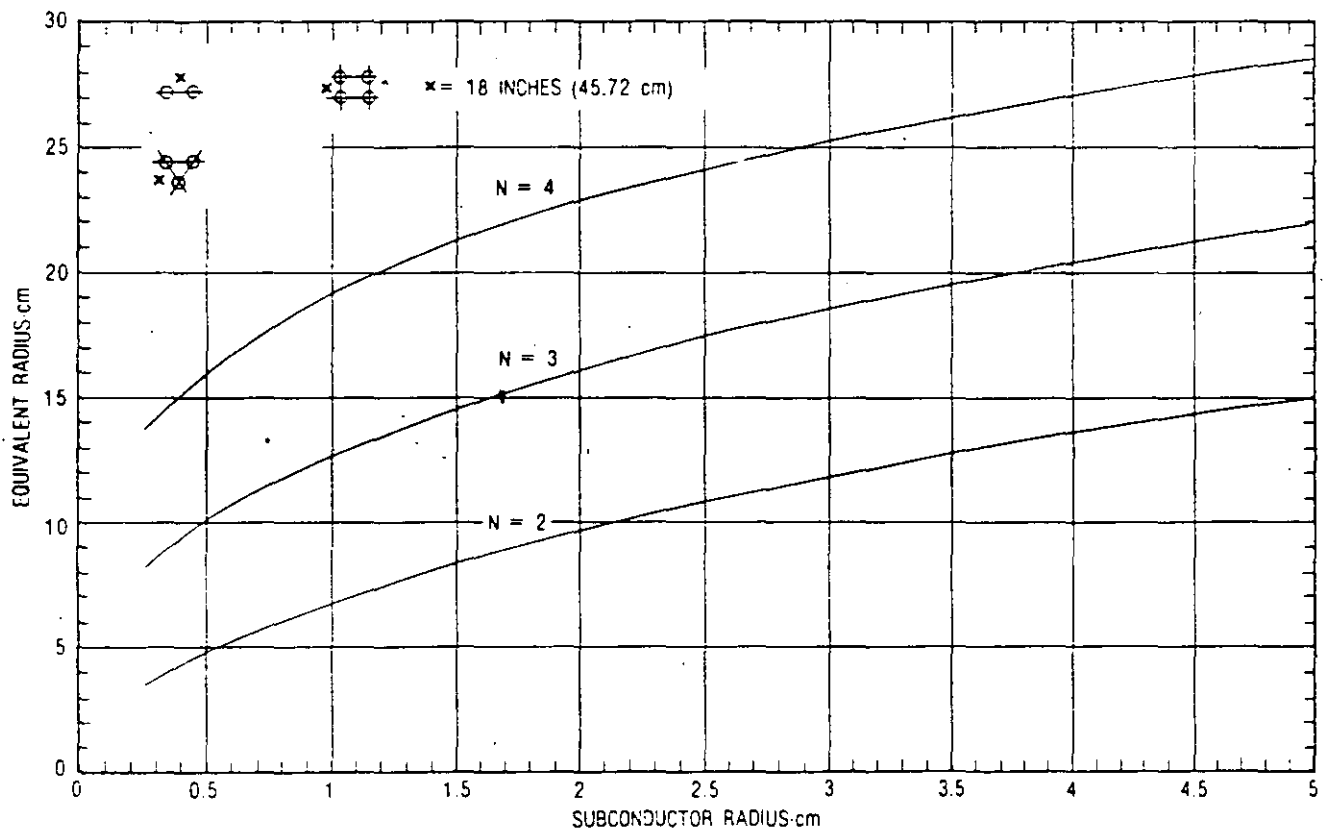


Figure 12.5.2 Conversion of bundle conductors to equivalent single conductors

$$R_{eq} = \sqrt[N]{r_{11}r_{12}r_{13} \dots r_{1n}} \quad (12.5.1)$$

where R_{eq} is the radius of the equivalent single conductor, r_{11} is the radius of subconductor 1, r_{1n} is the distance from conductor 1 to conductor n , and N is the number of subconductors.

FINDING EFFECTIVE RADII OF SHIELD WIRES AND PHASE CONDUCTORS WITH CORONA PRESENT

After each bundle conductor is reduced to an equivalent single conductor, a further adjustment should be made to account for the effects of the corona envelope that forms when high voltage appears. In the case of the shield wires, the corona envelope may be over a meter in diameter, and its effect on the voltages induced on the phase conductors may be very significant. Similarly, for a phase conductor, the corona envelope that forms when a flash contacts the phase conductor directly may be sufficiently large to help limit the over-voltage and improve the shielding failure performance. The electrical coupling effects of conductors with corona envelopes vary more or less as the logarithm of the radius, so even a rough approximation will usually be adequate. Appendix 12.2 provides a simplistic derivation of the single conductor radius of this envelope from Gauss's law. The resulting equation is

$$R \ln \frac{2h}{R} = \frac{V}{E_0} \quad (12.5.2)$$

where R is the radius of the corona envelope (m), h is the height of the conductor above ground (m), V is the voltage applied to the conductor (kV), and E_0 is the limiting corona gradient below which the envelope can no longer grow (kV/m). A plot of corona sheath diameters as a function of V/E_0 and h is shown in Figure 12.5.3.

The envelope radius, R , is strongly influenced by the value of E_0 that is selected. Brown (20) recently analyzed test data of

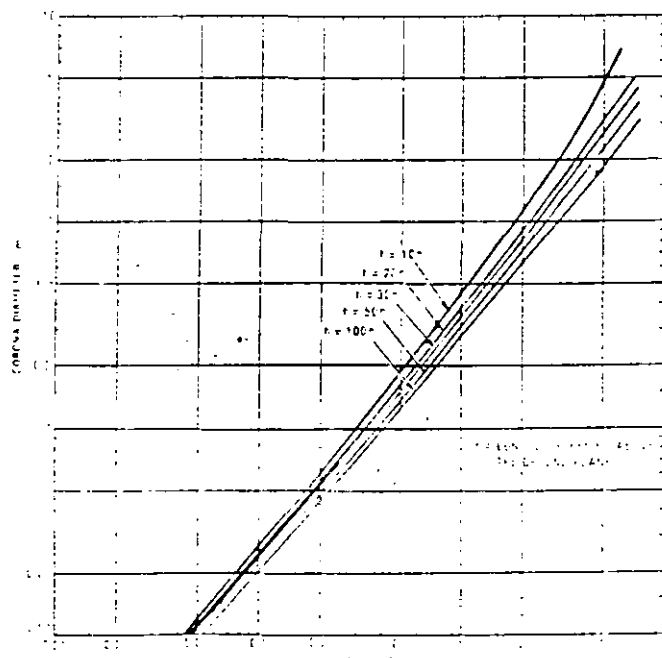


Figure 12.5.3 Approximate diameter of the corona sheath around a conductor at high voltage

McCann (22) and has suggested a value of 1500 kV/m (15 kV/cm). The author concluded that the critical gradient for the shield wires should be about 20 kV/cm because of the shielding effects of the tower and 12 kV/cm for the phase conductors because of the attractive effects of the tower. However, 15 kV/cm is a reasonable average value, and it is utilized in all subsequent calculations.

The corona envelope modifies only the capacitance of the conductor. It has little effect on the inductance. As pointed out in Appendix 12.2, the effective radius of a single conductor should be taken as the geometric mean of its effects with and without the corona envelope. Therefore, the self-surge impedance of a single conductor in heavy corona is given by

$$Z_{sc} = 60 \sqrt{\ln \frac{2h}{r} \cdot \ln \frac{2h}{R}} \quad (12.5.3)$$

where Z_{sc} is the self-surge impedance of conductor n (Ω), h is the height of conductor above ground (m), r is the radius of the metallic conductor (m), and R is the radius of the corona sheath around the conductor (m). (See Figure 12.5.3.)

For a bundle conductor, the presence of multiple subconductors causes major reductions in the effective corona diameter of each subconductor (23). However, as a rough rule of thumb, the equivalent single conductor radius of the bundle may be determined without corona from Figure 12.5.2 or from Eq. 12.5.1. The effective corona radius for each subconductor is determined from Figure 12.5.3, and the two radii are then summed to establish a working value of corona radius for the bundle. Equation 12.5.3 then yields the bundle surge impedance. From Eq. 12.5.3 the effective diameter, D_E (including corona effects) is

$$\ln D_E = \ln 4h - \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \cdot \ln \frac{4h}{D_c}} \quad (12.5.4)$$

For the case of the shield wire corona, the voltage to be used in Eq. 12.5.2 must be the tower top voltage. This voltage will be greater than the critical flashover voltage of the insulators because the latter are reduced by the coefficient of coupling (the voltage coupled electromagnetically onto the phase conductors). Conversely, for a direct stroke to a phase conductor, no coefficient of coupling is considered. This leads to the following rough guide: To solve for the self-surge impedance of a shield wire with corona effects included, use a voltage equal to approximately 1.8 times the flashover voltage of the tower insulator at about 2 μ s. For a direct stroke to a phase conductor (a shielding failure), use the flashover voltage of the insulator at about 6 μ s. For the limiting corona gradient, E_0 , use 1500 kV/m.

REDUCTION OF SHIELD WIRE SURGE IMPEDANCES TO EQUIVALENT SINGLE-WIRE SURGE IMPEDANCES

It is obvious from Figure 12.5.4 that when a stroke, I , contacts a tower, part of the current is diverted from the tower and passes out the shield wires. The amount of this diverted current is controlled by the shield wire and tower surge impedances. The self-surge impedance of a single conductor is the ratio of the voltage to the current in the conductor as a wave travels along it. The standard formula for this surge impedance for a conductor, n , parallel to the earth is

$$Z_{sc} = 60 \ln \left(\frac{4h_r}{D_n} \right) \quad (12.5.5)$$

where D is the effective conductor diameter. The mutual impedance between the two shield wires, Z_{mn} , is

$$Z_{mn} = 60 \ln \left(\frac{a_{mn}}{b_{mn}} \right) \quad (12.5.5A)$$

where a_{mn} is the distance from conductor m to the image of n in the earth and b_{mn} is the direct distance between conductor m and n (See Appendix 12.3.)

Equations 12.5.5 and 12.5.5A were derived from the condition of a transverse electromagnetic mode of wave propagation along the line. The effects of electric- and magnetic-field travel times between the conductor and the earth beneath it are assumed to be negligible. However, practically all workers computing line lightning performance concur that the travel times of waves traveling down the tower are not negligible, and yet these travel times are nearly the same as from the shield wires to ground out on the span. This inconsistency is firmly ingrained in the many analytical approaches to the problem. In actual fact, the electric fields that are involved in the evaluation of surge impedance (or tower voltage) are propagating and are not conservative. The voltage one observes depends greatly on the path selected to measure it, and consequently the surge impedance is a variable, not a constant.

In reality, the shield wire acts as a linear radiator carrying a progressive wave, and it exhibits radiation resistance, particularly during the rapidly changing front (24). It also develops a charge into the corona sheath around it. Equation 12.5.5 only relates to the principal mode of propagation.

One of the driving forces in the first development of nanosecond geometrical models was to avoid making such simplistic assumptions and to measure effects as they really were, not as idealized (25). Fortunately, in 1960 Wagner and Hileman (26) published a fundamental paper showing that classical values of conductor surge impedances were an acceptable approximation, provided a particular value of tower surge impedance was also selected. They derived this tower surge impedance for a right cylinder. Therefore, in this chapter the conventional concept of

surge impedances is adopted, as is generally done by the industry. Appendix 12.3 then shows that the equivalent surge impedance of two shield wires (connected to the same level on the tower) is

$$Z_s = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \quad (12.5.6)$$

where Z_{11} is the self-surge impedance of one of the shield wires and Z_{12} is the mutual surge impedance between conductor 1 and conductor 2 (see Appendix 12.3). For one shield wire, Eq. 12.5.5 is used.

COMPUTATION OF TOWER SURGE IMPEDANCES

The tower surge impedance is not so much a surge impedance as it is a transfer function. It is essentially the voltage developed across an insulator string at the tower top (in the absence of shield wires) per unit of lightning current entering the tower. This insulator voltage is created by the changing electromagnetic fields around the tower, and studies of this electromagnetic induction have been conducted by many engineers over the past 20 years (27). If the problem is to be reduced to manageable size, the equivalent, tower surge impedance, which represents this electromagnetic induction, must be utilized because a solution using Maxwell's field equations is formidable indeed. The tower then becomes a simple, short transmission line with a constant surge impedance, grounded through its footing resistance at the base. The travel time, τ_T , of a wave down the tower is then the tower height divided by the velocity of light (300 m/us). In 1960, Wagner and Hileman (26) published their fundamental paper deriving a theoretical value of tower surge impedance and found typical values ranging from 200 to 280 Ω for right cylinders.

In 1963, Kawai (28) made full-scale measurements of the surge response of transmission towers varying in height from 26 to 214 m. A fast current surge was inserted between the tower top and either a vertical wire suspended from a balloon or a horizontal shield wire disconnected from the tower. The surge impedance was observed to be a variable with a final value of approximately 100 Ω , somewhat lower than anticipated. However, the measured velocity of propagation of the surge was about 0.7 to 0.9 of the velocity of light (also lower), and it is the combination of these two variables that creates the insulator stresses.

In 1966, Sargent and Darveniza (29) published an important paper in which they computed equivalent tower surge impedances for a variety of shapes and compared them with actual measurements on nanosecond geometrical models. Key results that are relevant to this analysis are shown in Figure 12.5.5. The value $2r$ in the Class 2 profile is the diameter of the down lead for the case of a wood pole or the diameter of the metal pole if it is a metal structure. The surge impedance for the Class 3 profile is an approximation from the surge impedance of a right cylinder. Surge impedances of other classes of structures may be determined either by estimates from Classes 1, 2, or 3, or by measurements on geometrical models. Values will usually range from 100 to 300 Ω .

Some engineers have preferred to use tower inductance rather than surge impedance because it greatly simplifies the calculations. There is a direct relationship between surge impedance and tower inductance. This relationship is examined in Section 12.9 and in Appendix 12.7, and if it is used, the results will be as accurate as for surge impedances in most practical cases.

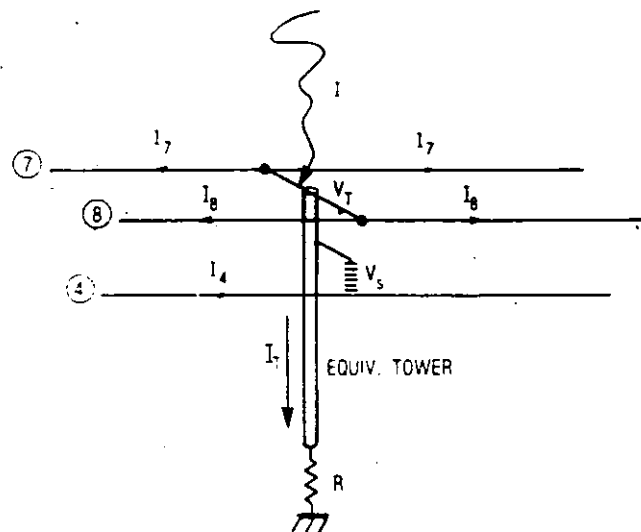
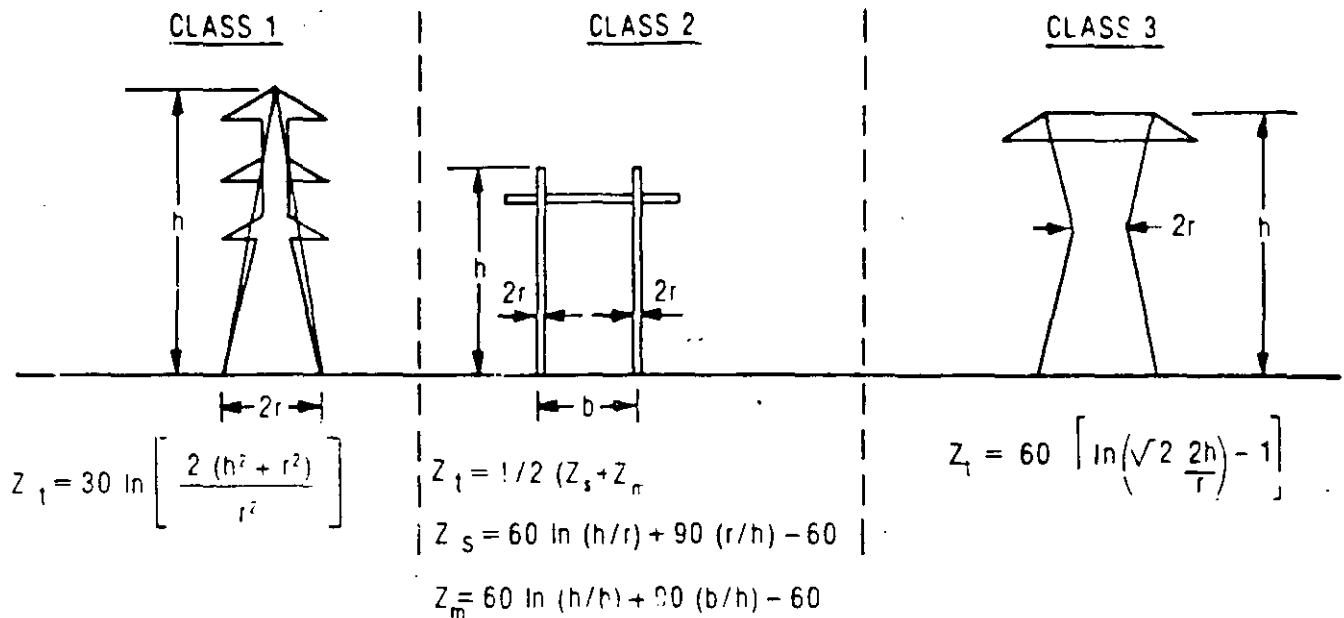


Figure 12.5.4 Stroke current at a tower splits between shield wires and ground



FOR EACH CASE, THE TRAVEL TIME T FROM TOWER TOP TO GROUND IS: $T = h/300 \mu s$

Figure 12.5.5. Approximations for tower surge impedance

DETERMINATION OF COUPLING FACTORS FOR PHASE CONDUCTORS

That portion of the stroke current flowing outward over the shield wires induces a voltage called the coupled voltage in each phase conductor, and the ratio of the total induced voltage on phase conductor n to the tower top voltage is known as the coefficient of coupling, K_n . It is derived from the classical conductor equations in Appendix 12.3 and is expressed for the case of two shield wires at equal height above ground as

$$K_n = \frac{Z_{n1} + Z_{n2}}{Z_{11} + Z_{22}} \quad (12.5.7)$$

where Z_{mn} is the mutual impedance between conductor m and conductor n and Z_{11} is equal to Z_{22} which equals Z_{nn} , the self-surge impedance of each shield wire (1 and 2 are the shield wires, and n is the phase conductor). If only a single shield wire exists, then

$$K_n = \frac{Z_{1n}}{Z_{11}} \quad (12.5.7A)$$

If propagation effects are to be assumed up and down the tower, then consistency requires that propagation effects also be assumed to occur for the coupling effects. This ensures that one is not using one time scale for one effect and a different time scale for the other. A simple approximation is to use as the shield wire voltage, not the tower top voltage, V_T , at a time, t , but the voltage $V_T(t - T_{pn})$ that existed at a previous time, $t - T_{pn}$, where T_{pn} is the propagation time down the tower from the tower top to the conductor crossarm, n . This same travel time, T_{pn} , is also used to derive the crossarm potentials, which may differ significantly from the tower top potentials for tall towers or fast stroke currents.

SELECTION OF FOOTING RESISTANCE

The tower footing resistance is an extremely important parameter in the determination of lightning flashover rates. Unfortunately, it is a fluctuating statistical variable the magnitude of which is governed not only by geography but also by nonlinear conduction physics in the earth. It may swing over a two to one range or more owing to changes in stroke current, and even with constant current it will change with time. An advantage of the Monte Carlo method of analysis (7) is that these widely fluctuating values may easily be accounted for, but in the analytical approach necessary for a hand calculator, an equivalent fixed value of footing resistance must be selected. Prior to making this selection, some of the fundamentals are reviewed. The following is a condensation of material in the first edition of this book — material organized primarily by F. A. Fisher (10).

The simplest electrode configuration to analyze is a spherical electrode that either is buried completely in the ground or has only the lower hemisphere buried (30). In the latter case, assuming uniform soil resistivity, a current, I , flowing from the hemisphere into the ground produces a current density in the surrounding soil of

$$i = \frac{I}{2\pi X^2} \quad (12.5.8)$$

where i is the current density, I is the total current, and X is the distance from the center line of the electrode. According to Ohm's law, such a current produces in the soil an electric field strength of

$$E = \rho i = \frac{\rho I}{2\pi X^2} \quad (12.5.9)$$

and if $\sqrt{\frac{r}{R}}$ is large, then

$$R_0 = \sqrt{rR} \quad (12.5.17)$$

where r is the resistance of wire (Ω/m), R is the ground resistivity (Ω/m), and l is the length (m). As a practical matter, a ground wire long enough for the wire resistance to cause serious error in Eq. 12.5.15 would be so long that its transient response would have little to do with the computed resistance.

If a lightning current surge is applied to a counterpoise, or buried wire, the effective resistance is initially quite high, on the order of 150 Ω . This value is the surge impedance of the wire. As the surge propagates along the wire, the resistance decreases as the current spans more and more of the wire, thus making more effective contact with the ground. The surge propagates in the ground at roughly one-third the speed of light. Hence, current does not span a 300-m wire for approximately 3 μs . For a given length of buried wire, the transient resistance will reduce to the steady-state resistance faster if the wire is arranged as several, shorter, radial wires than if it is laid as one long wire. Bewley (35) has shown how the transient response of buried wires varies for several configurations of counterpoise. In the case of driven ground rods, the final resistance would be attained quite quickly because the rods would be fairly short. Widely spaced ground rods would not attain their final resistance until a surge current reached the most distant rod. As a practical matter for the grounding of lightning currents, the first 250 ft of buried conductor is the most effective.

Ground resistance decreases with increasing current, at least until the current dries out the soil. The proportional reduction is less for grounds of low resistance than it is for grounds of high resistance. Figure 12.5.10, from Bellaschi *et al.* (36), shows typical measured values of ground resistance as a function of impulse current. In 1974, Liew and Darveniza (37) developed a new dynamic resistance model based on surge-current measurements in a variety of earth conditions. They found that the reduction of crest voltage across the earth resistor due to stroke current was larger than previously assumed. Figure 12.5.11 is reproduced

from their paper. In 1978, Darveniza and others (38) published a correction curve that the author has since adopted as the best compromise for performance calculations. Figure 12.5.12 displays this curve. Whitehead (39) also developed a dynamic model that has good representation of the tests made by Darveniza.

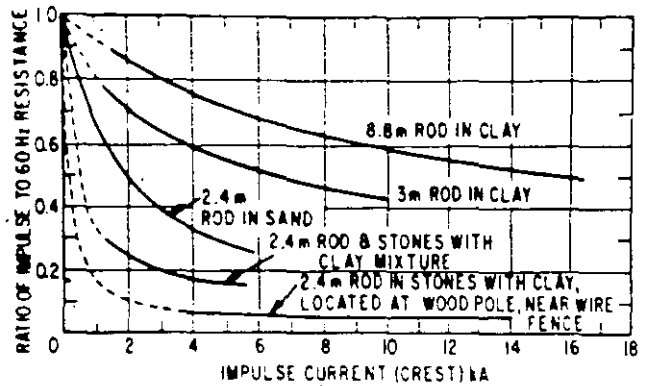


Figure 12.5.10. Impulse current resistance of various ground rods.

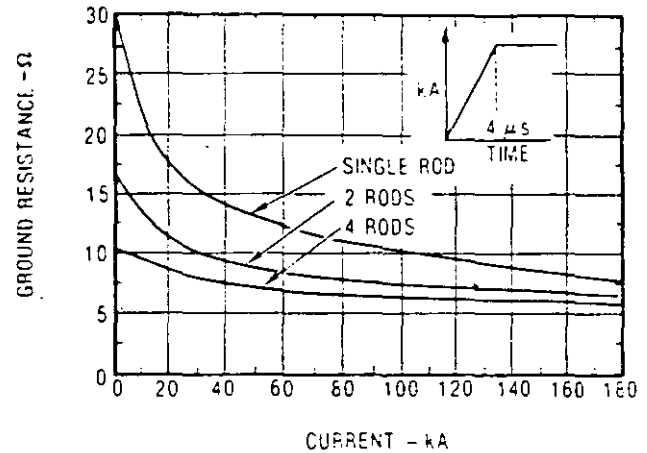


Figure 12.5.11. Ground resistance reductions found by Liew and Darveniza. (Depth of rods = 3.3m; $\rho = 100\Omega/\text{m}$; separation of rods = 3.3m.)

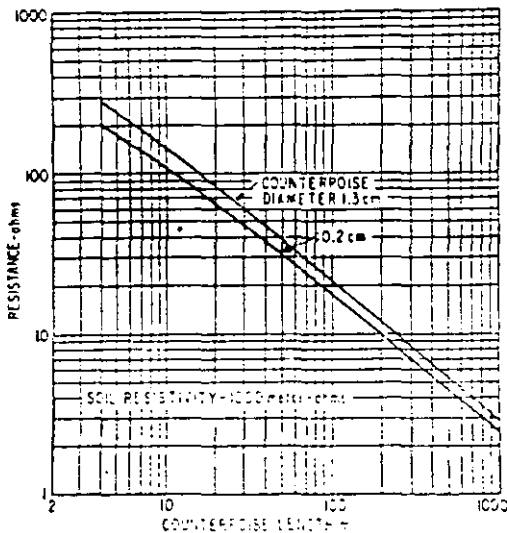


Figure 12.5.9. Resistance of counterpoises as a function of length.

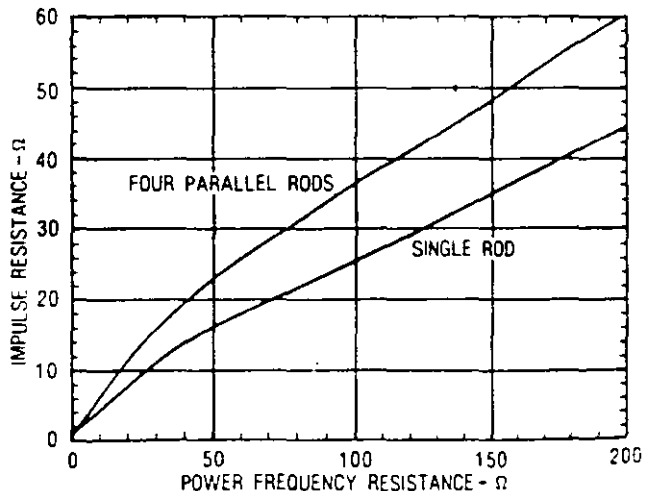


Figure 12.5.12. Suggested reduction of impulse resistance to use for lightning calculations from Darveniza and others (36).

The fundamental method of measuring ground resistance is shown in Figure 12.5.13. Current is circulated between the ground under test and an auxiliary ground. Preferably, the auxiliary ground should be located at a distance that is great compared with the dimensions of the ground under test because it is not desirable to have interaction of the ground current distributions at the two electrodes. A voltage is then measured between the ground under test and a reference ground located between the two current-carrying electrodes. The reference ground should also be located so that it is not in the electric field of either of the current-carrying electrodes. Assuming that the current density is negligible at the reference electrode, the resistance of the ground under test is

$$R = \frac{V}{I} \quad (12.5.18)$$

The measurement may be made using a voltmeter and ammeter with the current supplied by a transformer energized from the power lines. Alternatively, a bridge may be used for the measurement. Most often, however, ground resistance is measured with self-contained instruments such as a ground megger.

The resistivity of earth may vary over extremely wide limits, depending on the composition of the soil and its moisture content. Representative values are shown in Table 12.5.2.

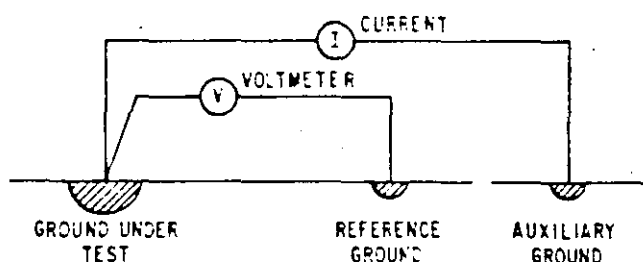


Figure 12.5.13 Fundamental method of ground-resistance measurement

Table 12.5.2
EARTH RESISTIVITY

Material	$\Omega\cdot\text{m}$
General average	100
Sea water	0.01-1.0
Swampy ground	10-100
Dry earth	1000
Pure slate	10^7
Sandstone	10^8

EFFECTS OF A STATISTICAL DISTRIBUTION OF FOOTING RESISTANCE VALUES

In practice, a transmission line does not have a constant value of footing resistance but has, instead, a range of values, depending on tower location. Usually, towers in swampland or on moisture-bearing soil have low footing resistances, whereas towers on rocky soil have high resistances. Most design procedures, including those in this book, compute tripout rates for a constant value of footing resistance, and it is of some importance to examine the

best procedure for using the results calculated with this simplified assumption. In practice, the disparity is easily overcome by using the following rules:

- If the expected variation of footing resistance about a mean value is not extreme (i.e., if the coefficient of variation, σ , for the distribution is less than half the average value), then use the average value of footing resistance for a computation that will be usually of acceptable error (less than 20%). A. R. Hileman has suggested that the average, plus one or two σ , be used, thereby yielding a somewhat more conservative value.
- If the footing resistances fall into two or more widely different classes, each one a significant part of the total, then split the computation into sections of high and low resistance, and, for the length of line in each section, compute the outage rate using the average resistance for the section. Then sum to find the total by the relation

$$T = \frac{T_1 L_1 + T_2 L_2 + \dots + T_N L_N}{L} \quad (12.5.19)$$

where T is the total line tripout per 100 miles per year; T_N is the tripout rate per 100 miles per year of section N with a length, L_N , and with a tripout rate determined from the curves by using the average footing resistance for the section; and L is the length, in miles, of the entire line.

12.6 RESPONSE OF A TRANSMISSION TOWER TO A LIGHTNING FLASH

Referring to Figure 12.5.1 and Figure A12.4.1 in Appendix 12.4 will show that the insulator voltage for any phase is the difference between the crossarm voltage, V_{cn} , and the voltage induced on the phase conductor, V_{qn} . In addition, the tower top voltage, V_T , must be computed for the most severe stroke in a flash so that V_{qn} may be determined by using the appropriate coefficient of coupling. There are also current waves that reflect off the adjacent towers on each side of the stricken tower, and these waves eventually arrive to reduce the stricken tower insulator voltages. All these components may be determined by classical traveling wave theory, provided the proper value of tower surge impedance is chosen (26). After each insulator surge voltage is computed, the additional contribution of 60-Hz voltages on the insulators must be included. The stress so produced is then compared with the insulator volt-time curves to find the stroke amplitudes required for flashover. Without the aid of a minicomputer, the computation is tedious, but straightforward.

COMPUTATION OF TOWER TOP VOLTAGE

The author's arrangement of the traveling wave solution for tower top voltage, V_T , is derived in Appendix 12.4 as follows:

$$V_T(t) = Z_I I(t) - Z_L \sum_{n=1}^N [I(t - 2n\tau_T) \psi^{n-1}] \quad (12.6.1)$$

where

$V_T(t)$ = tower top voltage in kilovolts at any selected time, t , in microseconds;

- $I(t)$ = stroke current into the equivalent circuit in kiloamperes at the same time, t , in microseconds;
 Z_i = the intrinsic circuit impedance in ohms encountered by the stroke current at the instant it enters the equivalent circuit (see Figure 12.5.1):

$$Z_i = \frac{Z_s Z_T}{Z_s + 2Z_T} \quad (12.6.1A)$$

- Z_s = a constant wave impedance on which all traveling wave current components operate to provide components of tower top voltage:

$$Z_s = \left[\frac{2Z_T^2 Z_T}{(Z_s + 2Z_T)^2} \right] \left[\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right] \quad (12.6.1B)$$

- τ_T = travel time in microseconds from tower top to base, the height of the tower in meters divided by 300

- $I(t - 2n\tau_T)$ = the stroke current that entered the equivalent circuit at a previous time, $t - 2n\tau_T$, where n is a whole number, called the wave number, that defines the component.

- ψ = a damping constant that successively reduces the contribution of reflections:

$$\psi = \left(\frac{2Z_T - Z_s}{2Z_T + Z_s} \right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad (12.6.1C)$$

- N = the largest value that the wave number, n , can reach: the largest whole number $\leq t/2\tau_T$

To use Eq. 12.6.1, one first selects a time at which the tower top voltage is to be computed and then computes each current component inside the summation sign until n reaches its largest permitted value, N . Except for educational purposes, it is not necessary to compute the entire voltage waveshape because most of it contributes little to the insulator flashover process. Tower top voltages should always be computed in the vicinity of the stroke current crest because that is where tower voltage can have the highest magnitude. In addition, when high values of footing resistance are involved, voltages out at 3 to 6 μ s are usually of interest because the volt-time strength of the insulator will be weaker in that region. Figure 12.6.1 includes a tower top waveshape computed with Eq. 12.6.1 for a representative set of circuit impedances and a ramp-function, stroke-current waveshape having a time-to-crest of 1.8 μ s, a tail time-to-half value of 50 μ s, and a unit crest amplitude. (See Figure 12.4.9.)

If the stroke-current waveshape is of the ramp-function form $I = At$, then Appendix 12.4 shows that the tower top voltage on the front or at the crest of the wave, $V_T(t)$, takes the form

$$V_T(t) = At \left[Z_i - Z_s \left(\frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \right) \right] + 2A\tau_T Z_s \left[\frac{1 - \psi^N}{(1 - \psi)^2} - \frac{N\psi^N}{1 - \psi} \right] \quad (12.6.2)$$

When the stroke-current wave is assumed to be composed of a sum of several ramp functions, as shown in Figure 12.4.8, one simply uses Eq. 12.6.2 for each ramp function with the proper value of A inserted. Then, the tower top voltage, $V_T(t)$, will be the sum of the voltages obtained. Brown (21) provides a somewhat different version of the tower top voltage equation, which could be used

COMPUTATION OF CROSSARM VOLTAGES

When insulator voltages must be determined, it will usually be necessary to compute all the crossarm voltages. Hence, a numerical routine requiring the least computation is highly desirable. Because the tower top voltage, $V_T(t)$, must be computed to find the coupled voltages on the phase conductors, the simplest crossarm voltage procedure is to compute the voltage at the base of the tower (across the footing resistance) and then to interpolate between these two end voltages for each crossarm, assuming the voltage changes linearly along the tower from top to bottom. (A linear interpolation is not strictly rigorous, but it gives acceptable accuracy after about the first 0.3 μ s for a typical tower.) Appendix 12.5 shows that the voltage at the tower base is

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{\alpha}_R Z_i \sum_{n=0}^N I(t - 2n\tau_T) \psi^n \quad (12.6.3)$$

where $V_R(t + \tau_T)$ is the voltage across footing resistance, R , at a time $t + \tau_T$, and

$$\bar{\alpha}_R = \frac{2R}{Z_T + R} \quad (12.6.4)$$

The footing resistance voltage to be used is the voltage created at a time: $t + \tau_T$, where t is the time at which the voltage is computed at the tower top. As explained in Appendix 12.5, the tower base voltage is computed at a later time than the tower top voltage to allow for the fact that the tower base voltage lags the tower top voltage by one tower travel time, τ_T . (It also simplifies the equations.) Once again, if the incoming stroke-current wave is a ramp function, $I(t) = At$, Eq. 12.6.3 may be expanded in the same manner as Eq. 12.6.1, the tower top voltage equation. Appendix 12.5 shows that the tower base voltage on the front or at the crest of the stroke-current wave is

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{\alpha}_R Z_i A \left[\left(\frac{1 - \psi^{N+1}}{1 - \psi} \right) t - 2\psi \left(\frac{1 - \psi^N}{(1 - \psi)^2} - \frac{N\psi^N}{1 - \psi} \right) \tau_T \right] \quad (12.6.5)$$

After the base voltage is determined, the interpolated voltage for any crossarm, n , is

$$V_{cn}(t + \tau_{cn}) = V_R(t + \tau_T) + \frac{h - Y_n}{h} [V_T(t) - V_R(t + \tau_T)] \quad (12.6.6)$$

where h is the tower height (m) and Y_n is the distance from the tower top down to the crossarm (m). Figure 12.6.1 includes an example of computed crossarm voltages for the 345-kV, vertical double-circuit tower in Section 12.10.

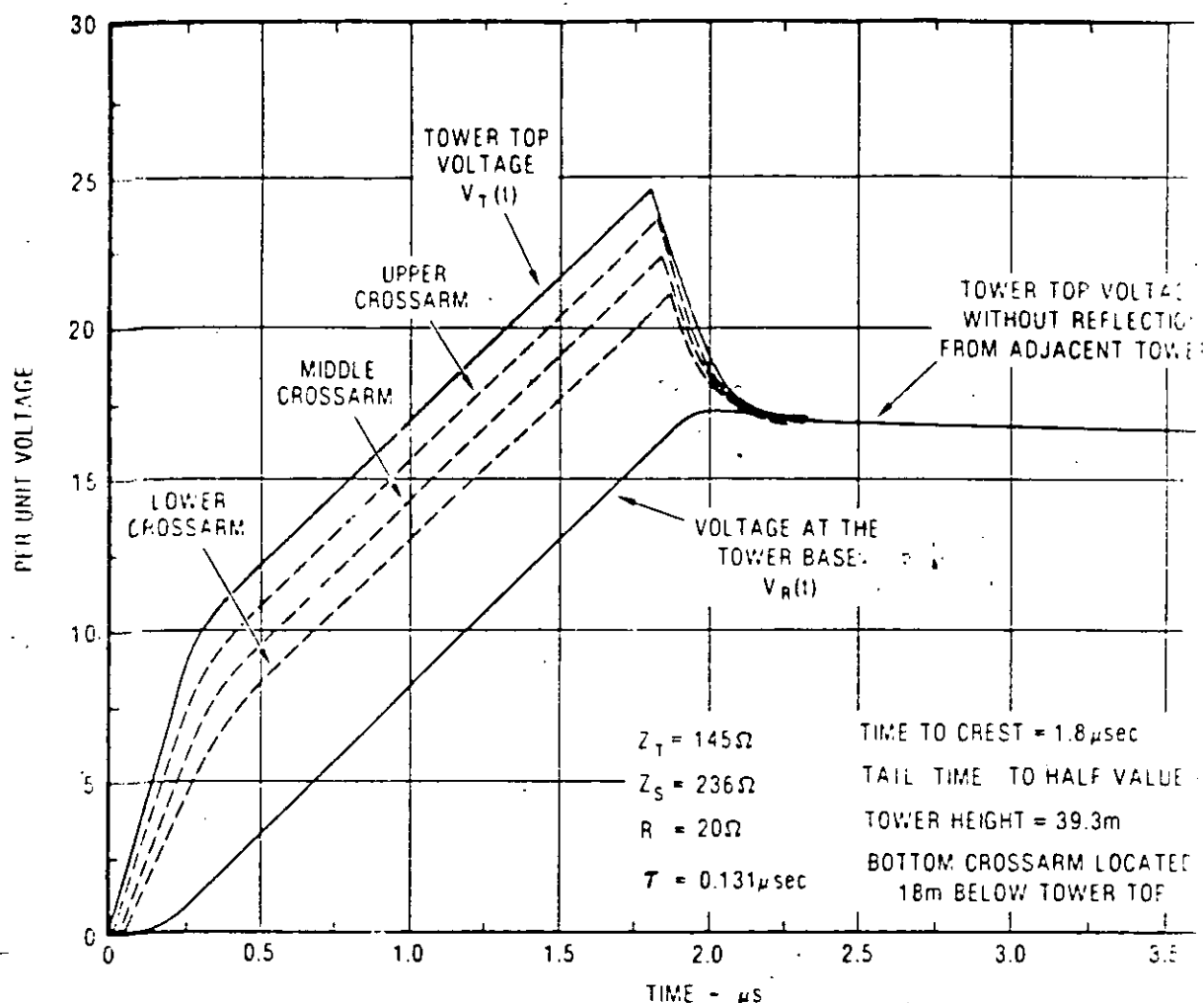


Figure 12.6.1 Per unit voltage (kV) per unit crest stroke current (kA) for tower top and crossarms of a tower similar to that of Section 12.10. R is the linearized surge resistance.

COMPUTATION OF INSULATOR SURGE VOLTAGES

As mentioned previously, if the stroke current entering the tower top changes its magnitude at some time, t , the finite velocity of light creates a condition (Figure 12.6.1) in which the crossarm voltage cannot be affected by this change until a time T_{pc} later, and the footing resistance voltage drop will not be affected until a time T_T later. This finite velocity of light makes three nonsimultaneous voltages work together, the tower top voltage at a time t , the crossarm voltage at a time $(t + T_{pc})$, and the footing resistance, or tower base voltage, at a time $(t + T_T)$. Keeping this in mind, one will note from Figure 12.6.1 that, if propagation at the velocity of light across the insulator string itself is ignored, the insulator string surge voltage is the difference between the crossarm voltage, V_{pc} , and the voltage coupled to the phase conductor from the tower top:

$$V_{in}(t + T_{pc}) = V_{pc}(t + T_{pc}) - K_n V_T(t + T_{pc}) \quad (12.6.7)$$

where K_n is the coupling factor and T_{pc} is the time from tower top to crossarm. Combining the equations yields

$$V_{in}(t + T_{pc}) = V_R(t + T_T) + \frac{T_T - T_{pc}}{T_T} V_T(t + T_T)$$

$$V_R(t + T_T) = K_n V_T(t)$$

Equation 12.6.8 will be utilized in solutions for tudes of insulator voltages. One may make this with good accuracy once a few tower reflections have clearly cannot apply during the first travel time. An accurate for all times is derived in Appendix 12.5.

Figure 12.6.2 presents one set of insulator vertical circuit tower shown in Section 12.10. The that the bottom phase insulators have greater v. them than the top phase insulators because the coupling is less for the bottom insulators. It is quite the lower phases on vertical circuit towers to have ning flashover rates than the upper phases, and coupling are invariably responsible. For tall structures one shield wire and low footing resistances, they may sometimes experience the greatest stress and tripout rate.

I_{cn} is the most likely to flash over first. It may be called the dominant phase. When it flashes, it suddenly is connected to the tower, becoming the equivalent of another shield wire. This inhibits (but not entirely prevents) flashovers on the other phases. The percentage of time that each phase is dominant (most likely to flash over first) is determined in Figure 12.6.7 by simply measuring the proportion of 360° for which each of the crosshatched phases is dominant.

One must know not only the percentage of time that each phase, n , is dominant, but also the average $\bar{I}_{cn}$ for that phase during that time because this is used to compute the ultimate tripout rate. If wave n dominates between instantaneous phase angle θ_2 and θ_1 , where θ_2 is the greater, then the average value of I_n for phase n during the dominant interval is symbolized by $\bar{I}_{cn}$ and may be computed from

$$\bar{I}_{cn} = I_{cn} \left\{ 1 + \frac{V_{or}}{V_{cn}} \left[\frac{\cos(\theta_2 - \alpha_n) - \cos(\theta_1 - \alpha_n)}{\theta_2 - \theta_1} \right] \right\} \quad (12.6.15)$$

where $(\theta_2 - \theta_1)$ must be in radians. As an example for phase C, $\theta_1 = 190^\circ$, $\theta_2 = 250^\circ$, $\alpha = 120^\circ$

$$\bar{I}_{cC} = 68 \left\{ 1 + \frac{290}{1500} \left[\frac{\cos(250^\circ - 120^\circ) - \cos(190^\circ - 120^\circ)}{1.047} \right] \right\}$$

$$= 55.7 \text{ kA}$$

Once the average critical currents and the percentage have been established for the time each phase dominates, the next step is to construct a back-flash table.

Table 12.6.1 displays a simplified example of a back-flash table. This table provides the back-flash rate of each phase of a transmission line. Table 12.6.1 is an example for three phases (often six may be involved). Even though phase A requires the lowest critical stroke current, I_{cA} , to cause flashover, the power-frequency voltages distribute the flashovers within all three phases, as shown in item 7 of the table. Detailed procedures are presented in the complete numerical example in Section 12.10.

12.7 SHIELDING FAILURES OF TRANSMISSION LINES

Previous sections of this chapter have dealt primarily with flashover of insulators when lightning contacts the tower top or the shield wires close to the tower. Shielding failures are another flashover mechanism that must be considered. These failures occur when a flash misses the shield wires or tower and terminates directly on the phase conductor. Extremely high voltages will quickly develop at the contact point, and they will travel in both directions along the phase conductor, eventually reaching one or more insulators and causing a flashover. The probabilities of occurrence of shielding failures must be computed for each design because such failures represent a significant proportion of the total tripout rate of some lines, particularly lines with only one shield wire.

THE ELECTROGEOMETRIC THEORY

To analyze the frequency of shielding failures on lines, various electrogeometric theories are often used by the industry. In 1963, Young, Clayton, and Hileman (42) authored a basic paper (somewhat difficult to obtain because it was published as an IEEE supplement) that laid the foundation for much of what is now the electrogeometric theory. Whitehead and his colleagues (43,44) have made significant recent contributions to this approach, both in fieldwork and in analytical evaluations.

Table 12.6.1
EXAMPLE OF BACK-FLASH TABLE

Item	Value	C A	C B	C C
1. Total strokes to line per 100 km/year (shielding failure strokes not included)	65	—	—	—
2. Strokes to tower (item 1 times 0.60)	51	—	—	—
3. Percentage of dominance for each phase	—	49.1	34.2	16.7
4. Strokes to tower per year (item 3 times item 2 divided by 100) while each phase is dominant	—	25.0	21.3	8.5
5. I_c required to cause flashover (Eq. 12.6.15)	—	47.4	51.0	55.7
6. Probability that I_c will be exceeded (from Figure 12.4.3)	—	0.26	0.24	0.20
7. Number of strokes per year exceeding flashover level (item 6 times item 4) equals flashover rate per phase	—	6.5	5.1	1.7
8. Total back-flashover rate per 100 km per year (sum of columns in item 7)	13.3	—	—	—

Figure 12.7.1 shows a simplified model of the postulated shielding failure mechanism for one shield wire and one phase conductor above a horizontal earth. In Figure 12.7.1A, three flashes of equal current magnitude are shown nearing the line. As a flash approaches within a certain distance, s , of the earth and the line, it is influenced by what is below it and jumps the distance, s , to make contact. This distance, s , is called the strike distance, and it is a key concept in the electrogeometric theory. The strike distance is a function of the charge (and consequently the current) in the channel of the approaching flash. Use of the equation developed by Love (45) to find this distance is recommended:

$$S = 10 I^{0.65} \quad (12.7.1)$$

or

$$I = 0.029 S^{1.54} \quad (12.7.1A)$$

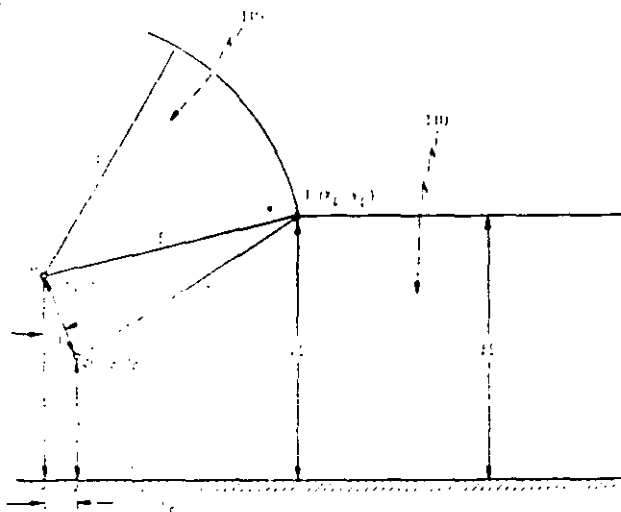
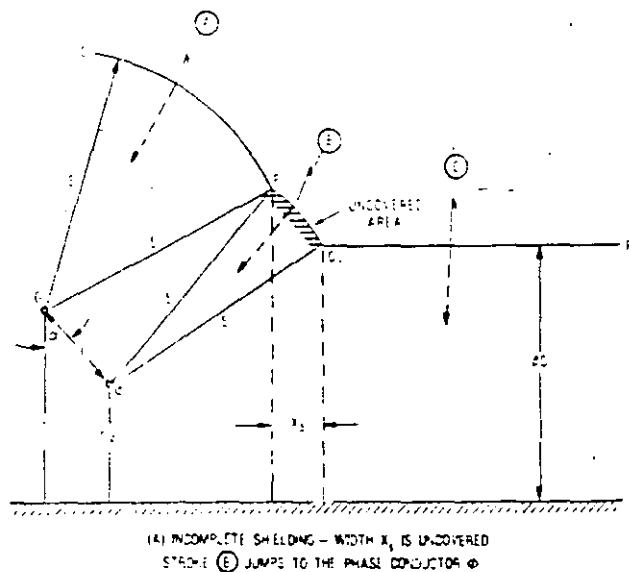


Figure 12.7.1 An electrogeometric model for shielding failures

where S is the strike distance (m), and where I is the stroke current (kA).

In Figure 12.7.1A, flash A may make its final jump only to the shield wire because anywhere on the arc OP the distance to the phase conductor, ϕ , exceeds s . Flash C may jump only the distance, βs , to the earth because anywhere on line QR the distance to the phase conductor is too great. The coefficient β allows for the strong likelihood that the final strike distance to the horizontal ground plane, with its widespread attractive effects, will be significantly different from the strike distance to a wire suspended above the plane. The value of β used by the author is 0.8 for EHV lines and 0.67 for UHV lines. Note that flash B , as soon as it reaches the arc PQ , may jump only to the phase conductor, ϕ , because distances to the shield wire and earth will exceed the strike distance. For vertical flashes, the width X_u then establishes the uncovered area of the earth in which flashes that generally would reach the earth contact the phase conductor instead. Whitehead and Brown (44), expanded the electrogeometric analysis to include the effects of flashes coming in from other than a vertical direction and showed that, depending on the flash angular distribution probabilities one assumes, the width X_u will change. This width should also be adjusted for undulating terrain, nearby trees, and locations along the span (because of sag). In view of these uncertainties, the author will utilize the simplistic assumption of only vertical flashes until the industry arrives at a consensus for the corrections. In all shielding failure calculations, use average conductor heights, i.e., height at the tower minus two-thirds of the sag. If the shield wire is moved more nearly over the phase conductor (Figure 12.7.1B), a condition will be reached in which the uncovered arc PQ disappears and any incoming stroke cannot reach the phase conductor. This results in an effective shielding angle, α_e . If S is known, and if $\beta S > Y_c$, a trigonometric solution for the uncovered width X_u is

$$X_u = S[\cos \theta + \sin(\alpha_e - \omega)] \quad (12.7.2)$$

where

$$\theta = \arcsin \frac{\beta S - Y_c}{S}$$

$$\omega = \arccos \frac{F}{2S}$$

$$\alpha_e = \arctan \left(\frac{X_c - X_G}{-Y_G - Y_c} \right)$$

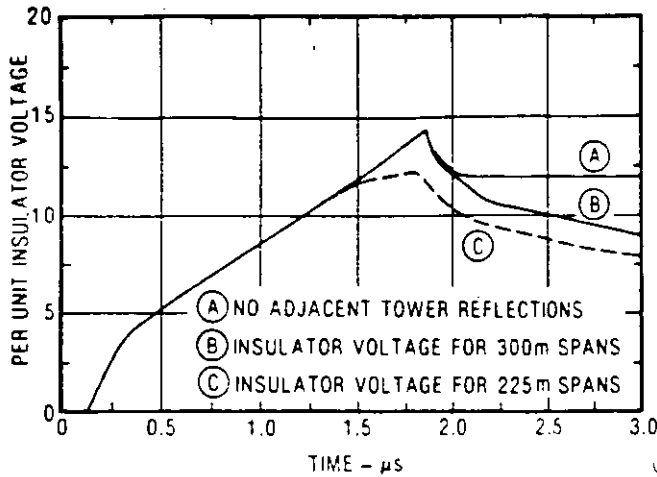
If $\beta S < Y_c$, $\cos \theta$ is set equal to unity and,

$$X_u = S[1 + \sin(\alpha_e - \omega)] \quad (12.7.3)$$

ATTAINMENT OF EFFECTIVE SHIELDING

To attain an effective shielding condition (Figure 12.7.1B), the designer would usually hold the phase conductor fixed and move the shield wire horizontally until the unprotected width, X_u , is reduced to zero. For good shielding, if the X coordinate of the phase conductor is taken as zero, the X_c coordinate of the shield wire, X_G , with respect to it, is then

$$X_G = \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_c)^2} - \sqrt{S^2 - (\beta S - Y_c)^2} \quad (12.7.4)$$



12.6.6 Reflections from adjacent towers reduce the crest insulator voltage.

length, these reflections may arrive before or after the crest voltage that would otherwise occur at the stricken tower. The magnitude of the reflections is not easily determined by simple analytical means because the reflected waves are badly distorted by corona and resistance losses, which are functions of voltage, rise time, and distance. Many multiple reflections and refractions may be involved. However, consideration of these reflections is required because they can reduce the tripout rate if they arrive soon enough.

An approximation strategy used by the author with some success in earlier work replaces each adjacent tower surge impedance and its footing resistance with an equivalent impedance that is a function of the stroke waveshape. If the tower top voltage, $V_T(t_o)$, is computed without reflections from adjacent towers at a time, t_o (the time-to-crest of the stroke-current wave), then the ratio of $V_T(t_o)/I(t_o)$ is, at that moment in time, the total impedance, $Z(t_o)$, encountered by the stroke current. This impedance, $Z(t_o)$, is the parallel combination of $Z_s/2$ and a varying tower impedance, $Z_T(t)$, where

$$Z_T(t) = \frac{Z_s Z(t_o)}{Z_s - 2Z(t_o)} \quad (12.6.9)$$

An assumption is then made that the tower surge impedance and footing resistance on each side of the stricken tower may also be replaced with this same equivalent tower impedance, $Z_T(t_o)$, except, of course, delayed in time. With this assumption, which is not strictly true but is a fair approximation, an application of the classical traveling wave equations will show that the sum of the reflecting voltage components arriving at the stricken tower from both sides is

$$V''_T(t) = \bar{B}_s V_T(t - 2T_s) \quad (12.6.10)$$

where

- V''_T = voltage from adjacent towers appearing across the stricken tower at time, t ;
 $V_T(t - 2T_s)$ = tower top voltage that existed at the stricken tower at a time, $(t - 2T_s)$

$\bar{B}_s$ = span voltage reflection factor:

$$\bar{B}_s = \frac{-4Z(t_o)[Z_s - 2Z(t_o)]K_s}{Z_s^2}$$

Z_s = shield wire surge impedance (Ω)

$Z(t_o)$ = $V_T(t_o)/I(t_o)$;

$V_T(t_o)$ = tower top voltage at current crest time, t_o ;

$I(t_o)$ = stroke current at crest time, t_o (usually 1.0 p.u.);

K_s = an attenuation factor (assume 0.85 unless better information is available)

(12.6.11)

But on a per unit basis $I(t_o) = 1.0$ and $Z(t_o)$ will have the same numeric value as $V_T(t_o)$. Therefore, the reflected voltage arriving at the tower top at crest time, t_o , is approximately equal in magnitude (but not dimensionally) to

$$V''_T(t_o) = \frac{-4K_s[V_T(t_o)]^2}{Z_s} \left[1 - \frac{2V_T(t_o)}{Z_s} \right] \left[\frac{t_o - 2T_s}{t_o} \right] \quad (12.6.12)$$

where

$V''_T(t_o)$ = sum of the reflected voltage waves from adjacent towers appearing at the tower top at crest time, t_o ;

$V_T(t_o)$ = crest tower top voltage at time, t_o , without reflections from adjacent towers;

$2T_s$ = travel time for a wave to travel to the adjacent tower and return (μs):
 = (twice the span distance in meters)/(300 $\times$ 0.9);

Z_s = shield wire surge impedance, (Ω);

if

$$t_o < 2T_s, V''_T(t_o) = 0$$

Equation 12.6.11 is constructed on the premise that coronal distortion reduces the reflected voltage wave to something approaching a ramp function. The attenuation constant, K_s , may be assumed to be about 0.85 if no specific data are available. The total tower top voltage at stroke crest time, t_o , is then

$$V_T(t_o) = V_T(t_o) - V''_T(t_o) \quad (12.6.13)$$

Because the insulator voltages have a similar shape to the tower top voltage, Eq. 12.6.11 may also be used for them with $V_s(t_o)$ replacing $V_T(t_o)$ wherever it occurs.

After crest time, t_o , when the stroke current has flattened out and the towers have rung down, the effect of voltage reflections from the two adjacent towers may be treated as in Eq. 12.6.12, except that the computed tower top voltage at 6 μs is used instead of $V_T(t_o)$, and the ratio $(t_o - 2T_s)/t_o$ is set equal to 2.0. For that case, K_s is approximately 1.0. Just as the voltages reflected from adjacent towers reduce the tower top voltage at the stricken tower, so do they also reduce the voltage across the stricken tower footing resistance, and by nearly the same ratio.

EFFECTS OF POWER-FREQUENCY VOLTAGE

The previous analysis arrived at a critical value of stroke current, I_{cn} , for each phase, n , that must be exceeded if a flashover is to occur on that phase. However, this analysis did not account for any power-frequency voltage. The power-frequency voltage across each insulator continuously adds to or subtracts from the stresses created across the insulator by the lightning stroke, thus continuously changing the amplitude of the stroke current required to cause flashover. This power-frequency voltage may make a significant change in the lightning tripout rate, and it is a major reason why observed tripouts are not all on the phase having the lowest critical current, I_{cn} . In the old AIEE method, the effect of power-frequency voltage was ignored, possibly because it greatly increased the complexity of the graphical method and was different for different tower geometries. In the Monte Carlo method, the inclusion of phase voltage effects is automatic. However, in analytical methods it is a fairly complicated problem, different for each tower configuration and for each phasing arrangement.

As the power-frequency voltage on phase n varies with the instantaneous voltage angle θ_n , it adds to or subtracts from the

flashover voltage, V_{cn} , for that insulator string. At any instant, the critical stroke current, I_{cn} , required to create a flashover on phase n with power-frequency voltage superimposed is

$$I_{cn} = \left[\frac{V_{cn} - V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \right] I_{cn} \quad (12.6.14)$$

where V_{on} is the crest phase-to-ground voltage for phase n , θ_n is the instantaneous voltage angle for phase n (the reference phase), α_n is the phase angle of phase n (either 0° , -120° , or $+120^\circ$), I_{cn} is the critical stroke current without power-frequency voltage, and V_{cn} is the insulator flashover voltage at the time of I_{cn} from Figure 12.6.3.

In Eq. 12.6.14, I_{cn} is no longer a constant because power-frequency voltage is present. Instead, I_{cn} is sinusoidal. The numerical example in Figure 12.6.7 is for a three-phase case that might be representative of a 345-kV, vertical single circuit in a region of high footing resistance. Phase C is closest to the shield wire, and consequently, it has the greatest coupling factor. The surge voltage across it is the lowest for a given stroke, thus requiring the highest critical stroke current, I_{cn} (69 kA), if no power-frequency voltage is present. The phase having the lowest

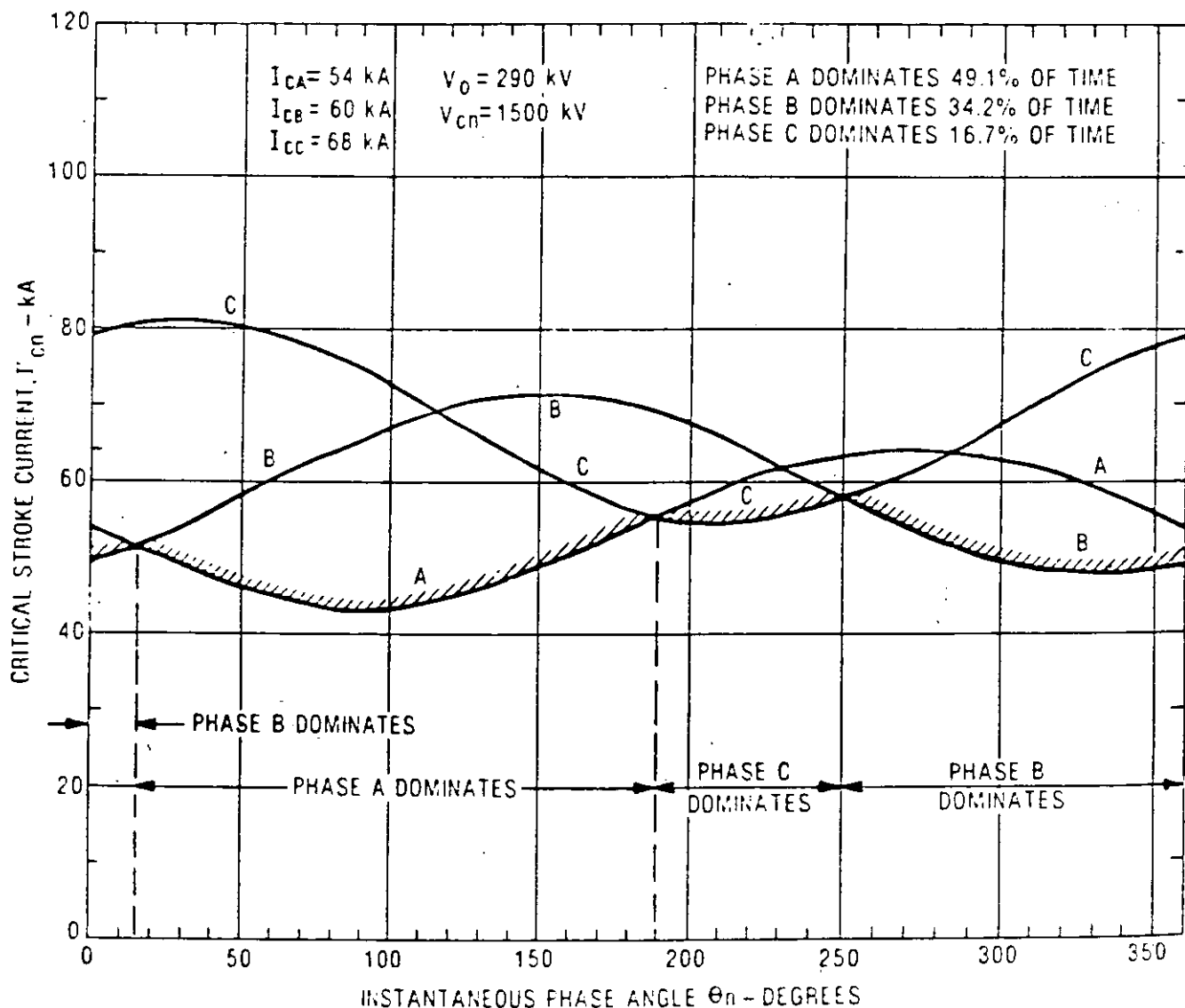


Figure 12.6.7 Fluctuation of the critical stroke current, I_{cn} , required to cause flashover of phase n

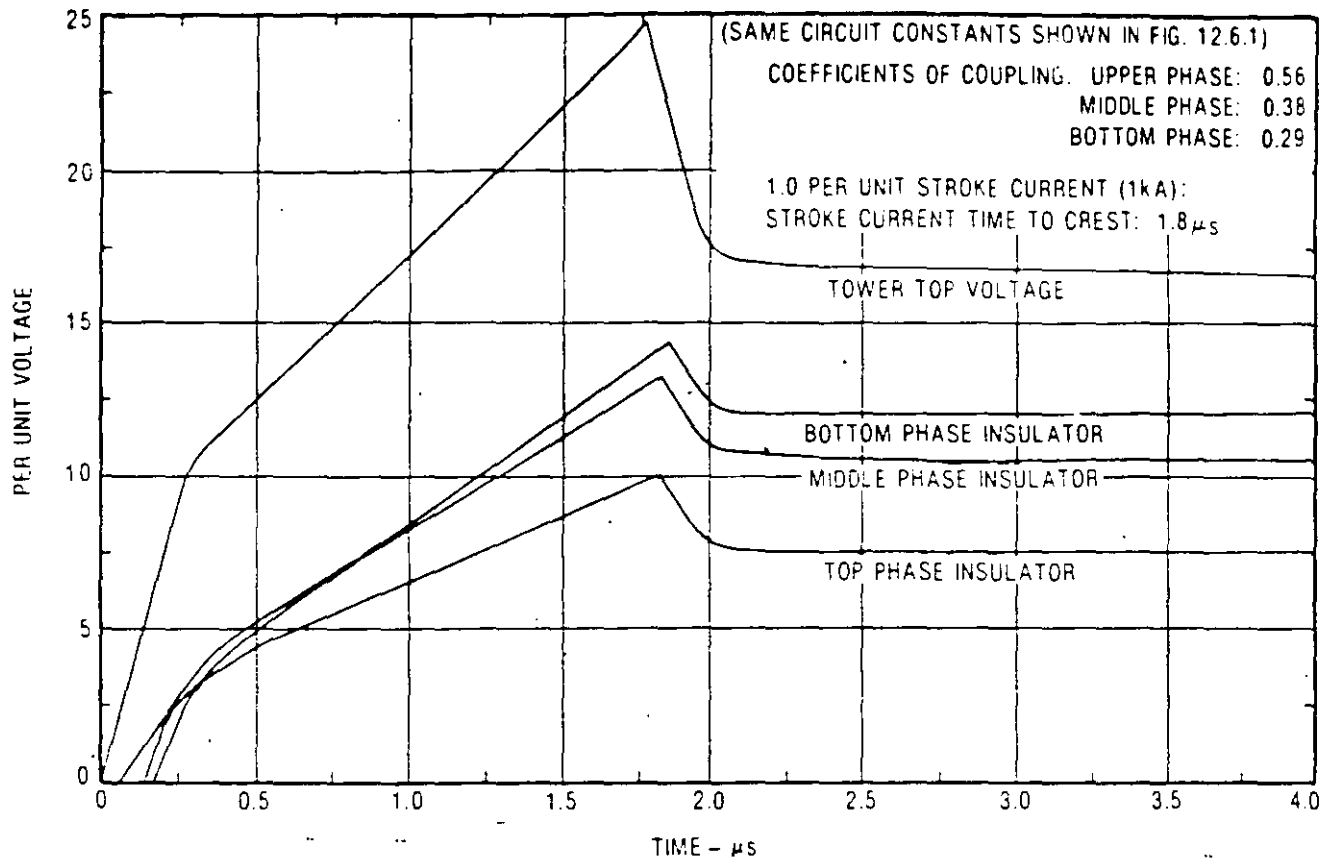


Figure 12.6.2. Examples of insulation voltages in per-unit of crest-stroke current for a flash to the double-circuit tower. (See work sheet 1-A, Section 12.10.)

PENETRATION OF INSULATOR VOLTAGE INTO THE VOLT-TIME CURVE

To this point, all lightning voltage calculations have been per unit (i.e., kV of voltage per 1 kA crest stroke current entering the tower). The insulator voltages presented have all been derived for the ramp function of stroke current (Section 12.4). To fit probability requirements it has been shown that this ramp function should crest somewhere between about $1.25 \mu\text{s}$ and $2.5 \mu\text{s}$ (Figure 12.4.8). Next, the stroke current required to cause flashover must be determined from the per unit voltages and from the insulator volt-time curves or the air-gap, volt-time curve if the air gap is weaker than the insulator.

The surge-voltage level at which an insulator or air gap will flash over is not a constant; it is a function of time. The shorter the time at which failure occurs, the greater this voltage must be. Figure 12.6.3 presents a mathematically convenient set of insulator volt-time curves published by Darveniza and others (19). The upper left portion, for long insulator strings and short times, is primarily an extrapolation because very few data are available. As a first approximation, use the air-gap length if the air gap is less than the length of the insulator.

As previously stated, the voltage waves shown in Figure 12.6.2 are per unit, as are all calculations thus far. If the stroke has a crest current of 1 kA at $1.8 \mu\text{s}$, then the bottom insulator develops a crest voltage of 14 kV at $1.8 \mu\text{s}$. However, an 18-unit insulator for 345 kV is about 2.63 m long, and Figure 12.6.3 re-

quires that the voltage for flashover at $1.8 \mu\text{s}$ be 2250 kV. Therefore, for a flashover to develop, the stroke current, I_{cn} , must be increased by $2250/14$ (161 times) or 161 kA. This current, I_{cn} , the critical current to cause the phase n insulator to flash over, may have a different value for each phase. Consequently, all phases should be computed. This translation to a stroke current necessary for flashover is diagrammed in Figure 12.6.4 for the bottom phase insulator waveshape of Figure 12.6.2. As shown in Figure 12.6.5, the two curves just touch at $1.8 \mu\text{s}$, but the insulator voltage curve cuts through the volt-time curve beyond $2.7 \mu\text{s}$, at which point one would infer that flashover is more likely to occur.

However, the insulator voltages in Figure 12.6.2 were computed for the case of no reflections arriving from adjacent towers. Adjacent towers will usually be about 300 m or less from the stricken tower, and current reflections will arrive from these towers on both sides of the stricken tower in about $2 \mu\text{s}$ or less (the velocity of light is $300 \text{ m}/\mu\text{s}$) after the stroke makes contact. These reflections are in the direction to drive down the voltages at the stricken tower, as shown by the dotted lines in Figures 12.6.4 and 12.6.5 (discussed subsequently).

In general, the location of the juncture of the insulator voltage curve with the insulator volt-time curve will be at the same time as the crest time of the stroke current if footing resistances are moderate or low. However, if footing resistances are high or the towers are short, the juncture may occur beyond the crest time. Therefore, it is advisable to compute the juncture both at

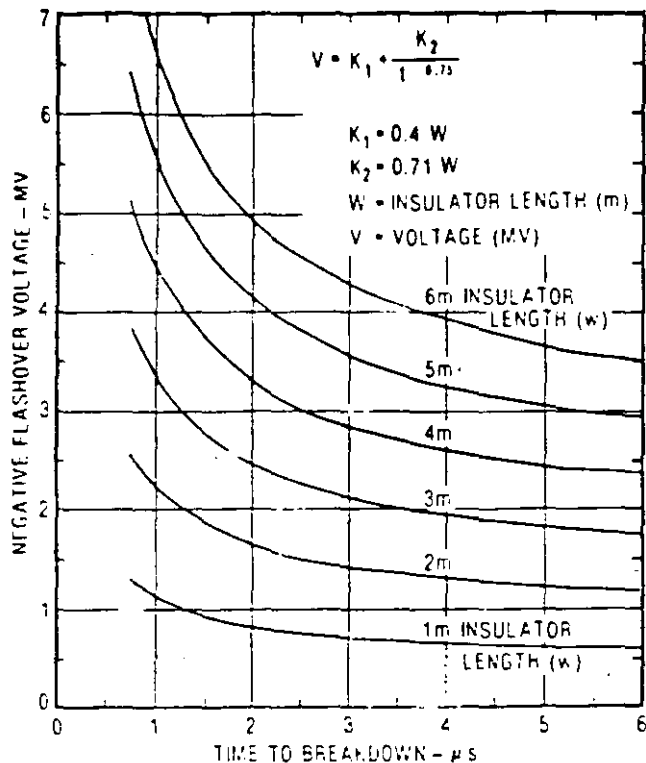


Figure 12.6.3 CIGRE volt-time curve for flashover of line insulators from Daryeniza, Poppiansky, and Whitehead

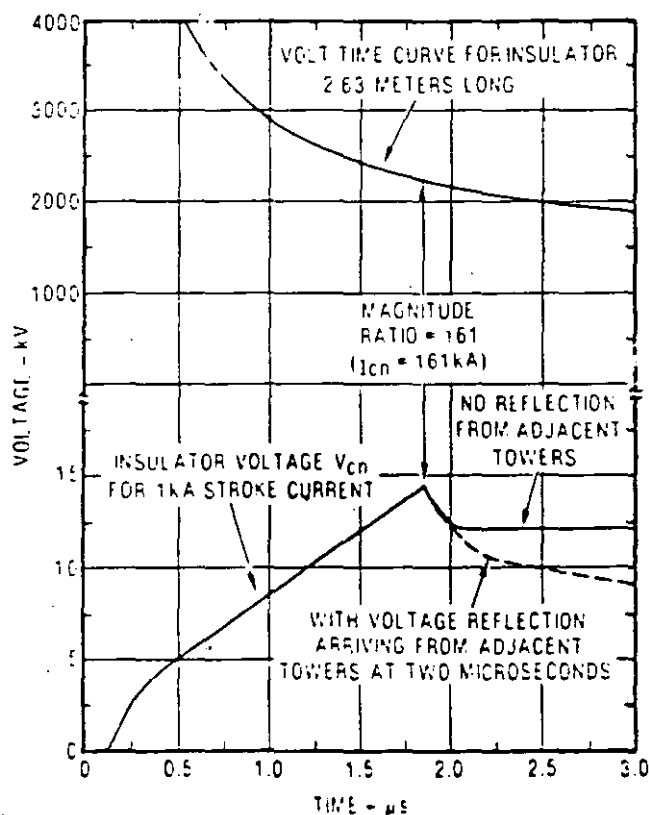


Figure 12.6.4 Insulator voltage under the volt-time curve.

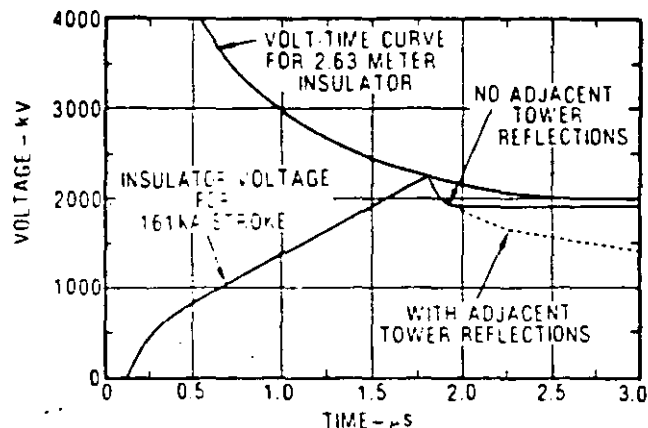


Figure 12.6.5 Increasing stroke current to 161 kA increases insulator voltage until it reaches the flashover volt-time curve.

the stroke crest time and at about 6 μs and then to work with the lowest of the two critical stroke currents thus obtained.

Caldwell and Daryeniza (40) and others have pointed out that it is inaccurate to assume that flashover will occur when a voltage wave just touches the volt-time curve. However, when using only a hand calculator, the additional complexity in computing severity factors is generally not worth the effort if some corrective multiplier can be found instead. There are several influences that argue for a penetration above the volt-time curve. These include the following:

- In reality, the maximum stroke current, di/dt , does not exist at the crest of the current wave but shortly before it. This reduces the insulator voltage and requires more stroke current.
- The tower goes into heavy corona during part of the breakdown process. This reduces its surge impedance and the insulator voltage, again requiring more stroke current.
- Some flashes terminate on the shield wires, a short or moderate distance away from the tower top. This reduces the current entering the tower top and requires more stroke current to create flashover.

There is one influence that pushes in the opposite direction: the additional voltage on each phase conductor due to the release of bound charge as the lightning flash return stroke occurs. This additional voltage has been ignored thus far in the analysis. The author adopts the compromise of allowing the two curves to just touch. However, the stroke current so derived may, if preferred by other investigators, be multiplied by whatever penetration factor one prefers.

The stroke current required for the insulator voltage in any phase, n , to reach the insulator volt-time curve is defined as the critical stroke current, I_{cn} , for that phase. In this chapter it is computed at the crest time of the stroke current and at 6 μs. The lowest of the two critical currents is used to compute the tripout rate for that phase.

REFLECTIONS FROM ADJACENT TOWERS

Reflections from adjacent towers can drive down the insulator voltages at the stricken tower by reflected current waves, as shown in Figures 12.4.9 and 12.6.6. Depending on the span

where ρ is the soil resistivity. The voltage, as the line integral of the field strength from the surface of the conducting sphere to any distance, X , is

$$V = \int_a^X E dX = \frac{\rho I}{2\pi} \int_a^X \frac{dX}{X^2} = \frac{\rho I}{2\pi} \left(\frac{1}{a} - \frac{1}{X} \right) \quad (12.5.10)$$

where a is the radius of the hemisphere. The total voltage between the hemisphere and a far distant point with $X \rightarrow \infty$ is then

$$V = \frac{\rho I}{2\pi a} \quad (12.5.11)$$

The total resistance experienced by the flux lines diverging from the hemisphere becomes

$$R = \frac{V}{I} = \frac{\rho}{2\pi a} \quad (12.5.12)$$

As an example, a hemisphere of radius $a = 1$ m embedded in soil of resistivity $\rho = 100 \Omega \cdot \text{m}$ will have a ground resistance of

$$R = \frac{100 \Omega \cdot \text{m}}{2\pi \cdot 1 \text{ m}} = 16 \Omega$$

This is the resistance experienced by current flowing through the entire surrounding space. Most of this resistance is encountered in the region immediately around the electrode. From Eq. 12.5.8, 50% of the total resistance is contained in the first meter beyond the electrode ($X = 2a$) and 90% is contained in the first nine meters beyond the electrode ($X = 10a$).

Figure 12.5.6 from Rudenberg (30) shows the resistance of several simple electrodes that are buried at an extreme depth in the earth. If these electrodes are buried with only half their vertical dimension in the earth, the resistance will be twice that given in Figure 12.5.6. The resistance will be only somewhat less than twice that given in Figure 12.5.6 if the electrodes are buried at a depth that is shallow compared to their length. Tabulations of ground resistance of other electrodes as a function of burial depth are given by Dwight (31), Fink and Beaty (32), and Sunde (33).

The most useful form of ground electrode is the driven ground rod. Ground rods are usually supplied in 8- to 12-ft lengths, and they may be joined by couplings for longer depths. Rod diameters are generally less than 3 cm. Sunde has derived the resistance of a driven ground rod as

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \left[\ln \left(\frac{4l}{a} \right) - 1 \right] \text{ when } l \gg a \quad (12.5.13)$$

where R is the resistance (Ω), ρ is the ground resistivity ($\Omega \cdot \text{m}$), l is the length of rod (m), and a is the rod radius.

The diameter of the rod is of some significance because it affects the logarithmic term $4l/a$, but the length is more important. However, the resistance does not decrease directly with length, and a condition may arise in which a further increase in length is accompanied by only a minor reduction in footing resistance.

A careful examination of both Eq. 12.5.13 from Sunde and the equation for the resistance of a deeply buried rod from

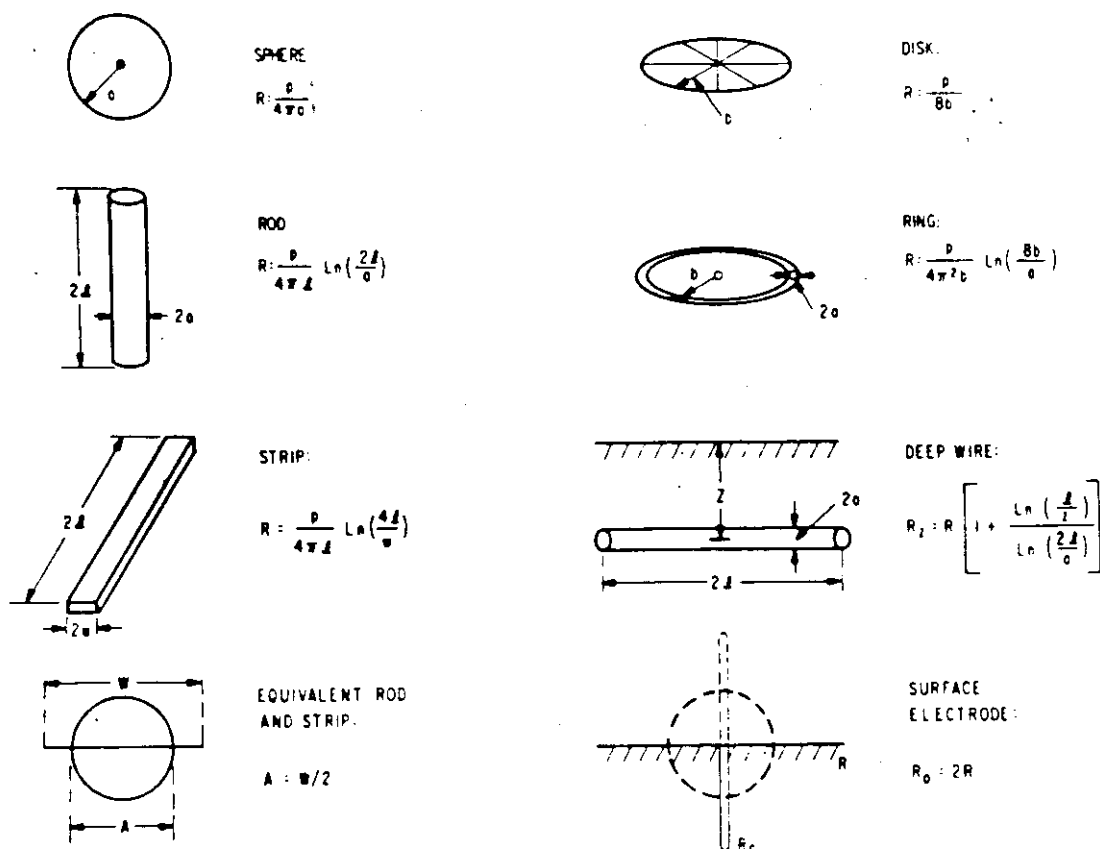


Figure 12.5.6. Ground resistance of elementary electrodes.

Rudenberg in Figure 12.5.6 reveals a moderate discrepancy. For a driven ground rod, the theoretical expression by Rudenberg in Figure 12.5.6 would have to be doubled because half the resistive material would not exist. Making this correction and allowing l to now equal the length of rod driven into the ground, Rudenberg's expression becomes

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \left(\frac{2l}{a} \right) \quad (12.5.13A)$$

Part of the discrepancy between Eq. 12.5.13 and Eq. 12.5.13A is due to the different approaches to the approximations. Generally, Eq. 12.5.13 is used, and it is the same as that given by Dwight (31) when Dwight's equation is modified so that l represents the length of the rod driven into the ground. There is also some difference in the derivations of the resistance of a buried strip. Rudenberg and Sundt agree fairly well, though not exactly, and both differ from Dwight. Figure 12.5.7 shows the variation of resistance with rod length for various diameters. The curves are drawn for a ground resistivity of 100 $\Omega \cdot \text{m}$.

Ground resistance may also be lowered by connecting driven ground rods in parallel. If the spacing between rods is great compared with the length of the individual rods, the resistance will be reduced in proportion to the number of rods. If the rods are close together, each rod will be in the intense electrical field of its neighbor. If the rods are very close together, then the overall resistance becomes

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \left(\frac{2l}{a} \right) \quad (12.5.14)$$

where a represents the radius of an equivalent rod.

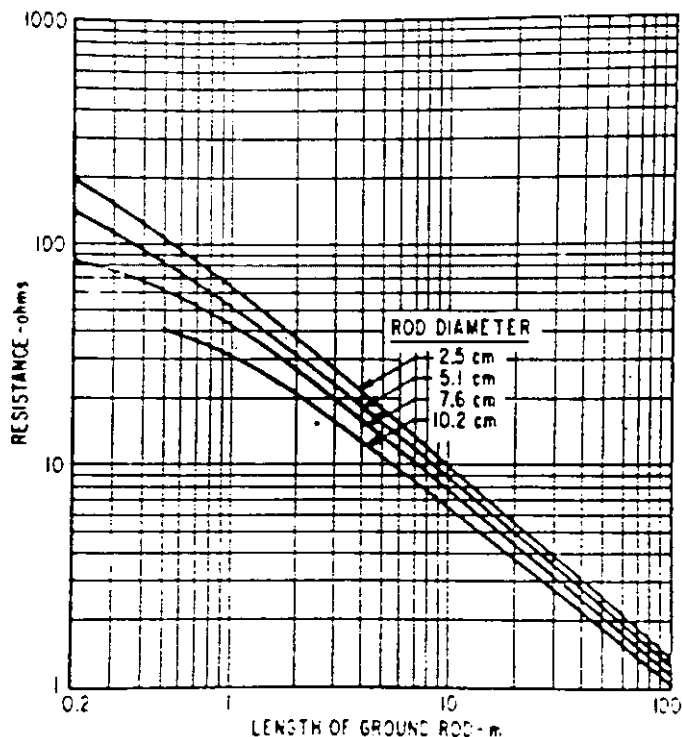


Figure 12.5.7 Resistance of vertical ground rods as a function of length and diameter. Soil resistivity = 100 $\Omega \cdot \text{m}$.

Figure 12.5.8 shows how the equivalent radius depends on rod geometry. If the rods are moderately close to each other, the overall resistance will be more than if the same number of rods were spaced far apart. The increase in resistance depends on the number of rods involved. Two rods, with 1.9-cm diameter and 3-m length, in parallel and spaced 3 m apart will have a resistance 1.14 times greater than they would if they were an infinite distance apart. Four rods in a square would have to be 9.15 m apart to have the same resistance ratio. Lewis (34) gives additional information on ground rods in parallel as a function of spacing.

Table 12.5.1 shows an example of the ground resistance that could be obtained on an area of 20,000 ft² (100 ft $\times$ 200 ft).

The resistance of a single buried horizontal wire is, from Sundt,

$$R = \frac{\rho}{\pi l} \left(\ln \frac{2l}{\sqrt{4ad}} - 1 \right) \text{ when } d \ll l \quad (12.5.15)$$

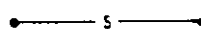
where l is the length of wire (m), a is the wire radius (m), and d is the burial depth (m). Figure 12.5.9 shows how this resistance varies with the length and diameter of the buried wire.

Equation 12.5.15 assumes that the potential is uniform over the entire length of the wire, which could be true only if the wire had perfect conductivity. If the wire is very long, it will not be at the same potential all along its length, and Eq. 12.5.15 will be in error. If allowance is made for wire resistance, the overall ground resistance becomes

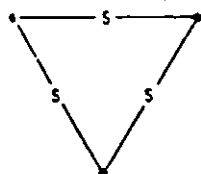
$$R_0 = \sqrt{rR} \coth l \sqrt{\frac{r}{R}} \quad (12.5.16)$$

Table 12.5.1
GROUND RESISTANCE OF RODS IN PARALLEL

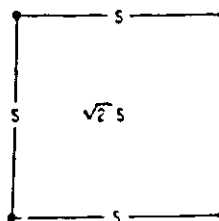
Number of Rods 1.9 cm Diam $\times$ 3.05 m Long	Relative Ground Resistance
1	1.000
5	0.200
10	0.110
20	0.070
50	0.042



$$A = \sqrt{6} s$$



$$A = \sqrt{3} s^2$$



$$A = \sqrt{2} s^2$$

Figure 12.5.8 Equivalent radius A of groups of ground rods of radius a .

In this case the effective shield angle, α_E , becomes

$$\alpha_E = \arctan \left(\frac{X_G}{Y_G - Y_C} \right) \quad (12.7.5)$$

Note that for positive shield angles, X_G will be negative because the shield wire will be to the left of the phase conductor in Figure 12.7.1.

SHIELDING FAILURE RATE COMPUTATION

If the line is not effectively shielded, shielding failures will occur, and Eq. 12.7.2 or Eq. 12.7.3 applies. To solve for the shielding failure rate, first compute the magnitude of stroke current, I_{min} , to phase ϕ (the most exposed phase) just sufficient to flash over its insulator:

$$I_{min} = \frac{2V_C}{Z_C} \quad (12.7.6)$$

where I_{min} is the minimum shielding failure stroke current (kA), V_C is the insulator critical flashover voltage (kV) (see Figure 12.6.3), and Z_C is the surge impedance of the phase conductor, including corona effects (see Appendixes 12.2 and 12.3). Next, insert I_{min} into Eq. 12.7.1 and solve for the minimum strike distance, S_{min} , to that phase. With S_{min} determined, compute the unshielded width, X_u , from Eq. 12.7.2 or Eq. 12.7.3.

Although not apparent at first, as the distance S in Figure 12.7.1A is increased, the arc PQ decreases. If S is sufficiently large, arc PQ becomes zero, and it becomes equivalent to Figure 12.7.1B. This distance, designated S_{max} , is the strike distance corresponding to the maximum value of stroke current, I_{max} , that can cause a shielding failure. Only flashes having stroke currents between I_{min} and I_{max} can cause a shielding failure according to the electrogeometric theory, and these currents must terminate within the unprotected area. The solution for S_{max} is equivalent to solving Eq. 12.7.4 for S .

However, in Figure 12.7.2, the length of line OP approaches S_{max} for most practical cases (2/1). If it is assumed that line OP is approximately the same as S_{max} (an assumption at least as valid as most of the other assumptions on which the electrogeometric theory is based), then the quadratic solution for S_{max} is much simplified, and it is easy to show that

$$S_{max} = Y_0 \left(\frac{-B_1 - \sqrt{B_1^2 + A_1 C_1}}{A_1} \right) = Y_0 \bar{S} \quad (12.7.7)$$

where

$$Y_0 = \frac{Y_G Y_C}{2}$$

$$A_1 = m^2 - m^2 \beta - \beta^2$$

$$B_1 = \beta(m^2 + 1)$$

$$C_1 = (m^2 + 1)$$

m = slope of line OP in Figure 12.7.2:

$$= \frac{Y_G - X_G}{Y_G - Y_C}$$

Figure 12.7.2 provides the value $\bar{S}$ by which Y_0 must be multiplied to obtain the approximate value of S_{max} . It is a function only of m and the coefficient β . For EHV lines, the author uses $\beta = 0.8$ and for UHV lines 0.67. However, these values are by no means firmly established by the industry.

At this point, the minimum and maximum stroke currents that can cause a shielding failure flashover have been determined, as has the unshielded width, X_u , associated with the minimum current. For the maximum current, I_{max} , X_u shrinks to zero. The average unshielded width is $X_u/2$, and this width, $\bar{X}_u$, is used for the shielding failure computation. The number of flashes causing shielding failure is then determined by computing the most probable number of flashes per 100 per year falling within $\bar{X}_u$ (by Eq. 12.4.1) and multiplying this number by the difference of the probabilities of the I_{min} and the I_{max} flashes occurring, or

$$N_{SF} = 0.012 T \frac{X_u}{2} (P_{min} - P_{max}) \quad (12.7.8)$$

where N_{SF} is the number of shielding failures per 100 km per year, T is the keraunic level (thunder-days), X_u is the unprotected width (m), P_{min} is the probability that a stroke will exceed I_{min} , and P_{max} is the probability that a stroke will exceed I_{max} .

Note that Eq. 12.7.8 is for one shield wire and one phase conductor. There may be other phase conductors that are also exposed, or there may be one phase conductor that is exposed on

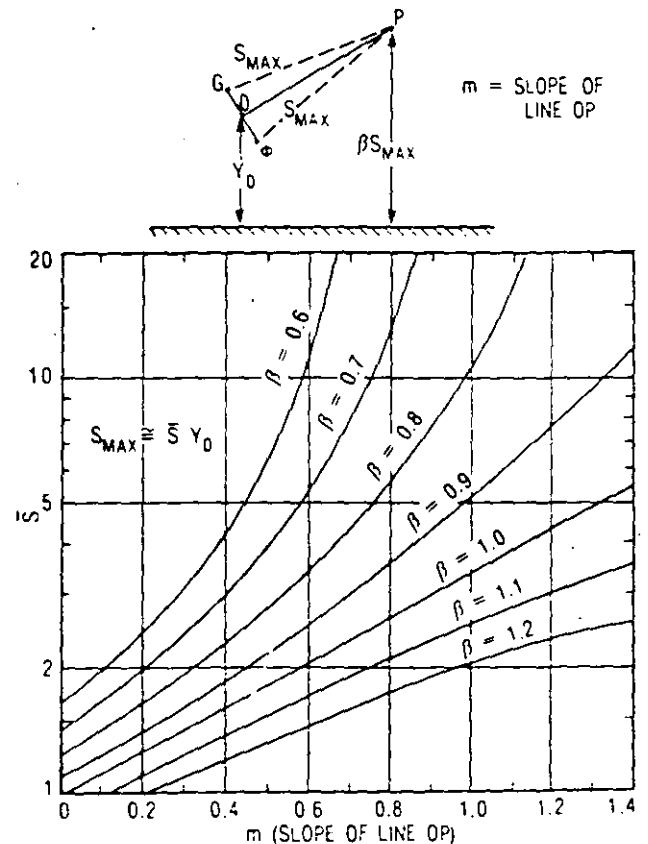


Figure 12.7.2 The value of $\bar{S}$ by which Y_0 must be multiplied to find S_{max} , the maximum possible striking distance

both sides. In these cases, each shielding failure rate is added separately to find the total shielding failure rate. After the shielding failure rate is computed, this rate is subtracted from the total number of strokes, N_s , to the line (Eq. 12.4.6) to determine the total number of strokes available to be used in back-flashover calculations.

12.8 LIGHTNING PERFORMANCE OF UHV LINES

The lightning performance of UHV lines has been estimated by Anderson (10) and by Darveniza and others (19). In summary, because of the large air gaps and insulator lengths, lines above 800 kV should be practically lightning-proof, provided that attention is paid to proper shield angles and that the footing resistances are maintained below 50 Ω . There are substantial uncertainties regarding the value of β to use for adequate shield angles, and consequently the author has used $\beta = 0.64$ to be conservative. Also, the volt-time flashover for these large gaps is ill defined, and no field experience is available. However, proper design should provide extremely good lightning performance. The preceding references provide more details.

12.9 EQUIVALENT R-L CIRCUITS OF TRANSMISSION TOWERS

Representation of the lightning response of transmission towers by lumped resistance-inductance circuits has distinct advantages in that the traveling wave equations are eliminated and voltage solutions may be determined by conventional circuit analysis. Such representations are particularly appropriate when the greater precision of the traveling wave solution is not justified because of meager or ill-defined problem parameters, as is usually the case. The key problem that arises is the choice of proper values of tower inductance and footing resistance for best accuracy.

Figure 12.9.1 presents the conventional equivalent circuit using a tower surge impedance representation on the left and an R-L representation on the right. Appendix 12.7 shows that, if both circuits are to have the same initial and final voltage responses, Z'_s and R' must be selected so that

$$Z'_s = \frac{2Z_s Z_T}{Z_s + 2Z_T} \quad (12.9.1)$$

and

$$R' = \frac{RZ_T}{Z_T - R} \quad (12.9.2)$$

A unique value of L must also be chosen. The author uses a value such that the area under the R-L volt-time response curve to a step function of stroke current is equal to the area under the tower volt-time response of the conventional traveling wave circuit. Appendix 12.7 provides a derivation for this equivalent inductance

$$L = \left(\frac{Z'_s + 2R'}{Z'_s} \right)^2 \frac{2Z_s \tau_T}{(1 - \psi)^2} \quad (12.9.3)$$

where L is the total tower inductance (μH), τ_T is the tower travel time (μs), Z_s is the tower wave impedance (not the tower surge

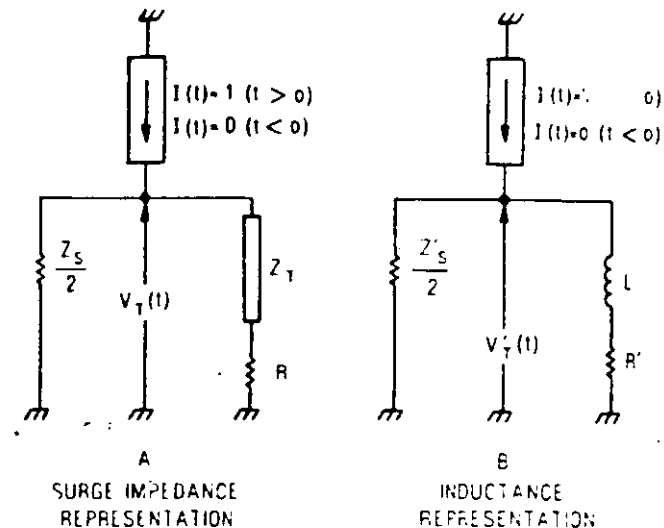


Figure 12.9.1. Two equivalent circuits of a transmission tower and shield wire subjected to a step-function lightning stroke

impedance), and ψ is the damping factor (see Eq. 12.6.1C). Only when the footing resistance is zero ($R = R' = 0$), does Eq. 12.9.3 reduce to

$$L = Z_T \tau_T \quad (12.9.4)$$

which is the classical formula for tower inductance. The travel time, τ_T , establishes the height of the tower, and the total inductance is directly proportional to the height. Figure 12.9.2 represents an example of how the tower equivalent inductance is related to the tower surge impedance for nonzero values of footing resistance. To the left of line OY , the inductance values turn toward infinity and become infinite when the footing resistance is equal to the tower surge impedance. To the right of line OY , the values tend to vary linearly, but are always above the classical value for $R > 0$. The classical value of tower inductance, which is independent of the terminations, is the best equivalent value only when the footing resistance is zero.

Figure A12.7.2 of Appendix 12.7 shows the response of equivalent R-L circuits as well as traveling wave (tower surge impedance) circuits when a step-function stroke current is applied. The ringing of the latter is not duplicated by the R-L circuit. However, the settling time is roughly simulated and is only a few tower round-trip travel times—for conventional towers, a few tenths of a microsecond. It is therefore of interest to see how well an R-L circuit using this value of inductance duplicates the response of a tower to a ramp-function stroke current. An example is shown in Figure 12.9.3 for a standard stroke-current ramp function. The agreement is extremely good in all regions of significance.

It can be shown by numerical experiment that the value of L given by Eq. 12.9.3 is the only value that permits the inductive solution to be asymptotic to the traveling wave solution before and at the crest of the wave.

The R-L equivalent circuit has another advantage in that a good approximation for any crossarm voltage is easily obtained. First, the assumption is made that the tower inductance per unit length does not change with tower height. The crossarm is considered to be connected partway down on the tower inductance, as shown in Figure 12.9.4. Then, the differential equation of Figure 12.9.4 reveals that

$$V_L(t) = \left(\frac{2R' + Z_s'}{Z_s'} \right) V_T(t) - R' I(t) \quad (12.9.5)$$

where $V_L(t)$ is the voltage at any time, t , across L and $V_T(t)$ is the tower top voltage at time t . Also,

$$V_R(t) = V_T(t) - V_L(t) \quad (12.9.6)$$

where $V_R(t)$ is the voltage at time t across the equivalent footing resistance R' . Then,

$$V_{pn}(t) = \left[1 - \frac{Y_n}{h} \left(\frac{2R' + Z_s'}{Z_s'} \right) \right] V_T(t) + \frac{Y_n}{h} R' I(t) \quad (12.9.7)$$

where $V_{pn}(t)$ is the voltage at crossarm n at time t , Y_n is the distance from the tower top down to the crossarm n in meters, and h is the tower height in meters. R' and Z_s' are given by Eqs. 12.9.1 and 12.9.2. L is given by Eq. 12.9.3. The term within brackets is fixed and is computed once. The insulator voltage, $V_{pn}(t)$, for insulator n is

$$V_n(t) = V_{pn}(t) - K_n V_T(t) \quad (12.9.8)$$

where K_n is the coefficient of coupling from tower top to phase n . If Eqs. 12.9.7 and 12.9.8 are combined, then

$$V_n(t) = \left[1 - K_n - \frac{Y_n}{h} \left(\frac{2R' + Z_s'}{Z_s'} \right) \right] V_T(t) + \frac{Y_n}{h} R' I(t) \quad (12.9.9)$$

Eq. 12.9.9 is the basic equation for insulator voltage using the R-L equivalent circuit. To utilize it, the tower top voltage, $V_T(t)$, must be determined first. If the differential equation of Figure 12.9.4 is solved for $V_T(t)$ when $I(t) = At$ (a ramp function), then

$$V_T(t) = \frac{AL(Z_s')^2}{(2R' + Z_s')^2} (1 - e^{-at}) + \frac{Z_s' R' At}{(2R' + Z_s')} \quad (12.9.10)$$

where

$$a = \frac{2R' + Z_s'}{2L}$$

Both Eqs. 12.9.9 and 12.9.10 may be set up on a programmable hand calculator. Eq. 12.9.9 cannot exactly duplicate the computed response with a traveling wave solution because it assumes instantaneous communication between both ends of the tower

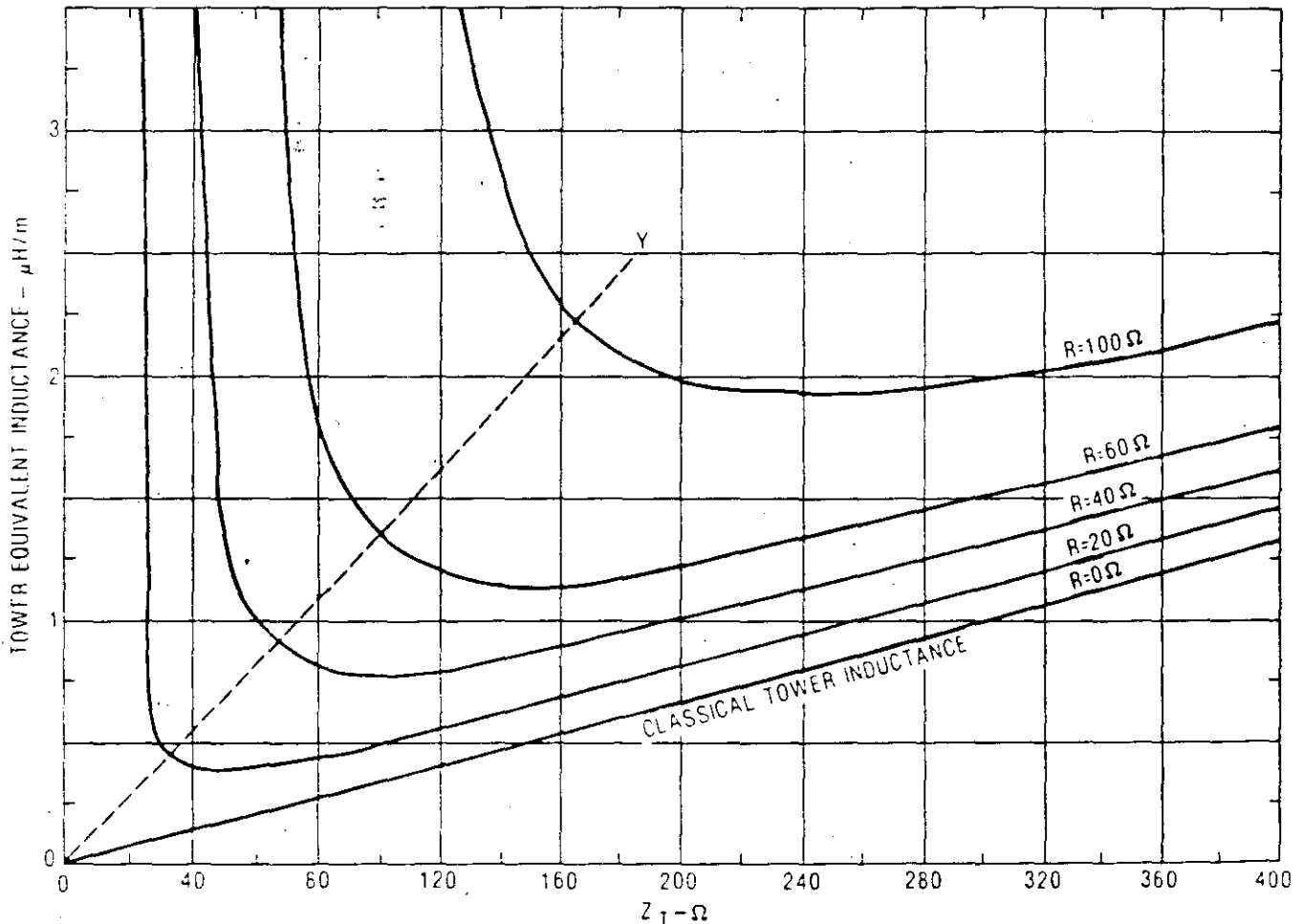


Figure 12.9.2. Effective tower inductance per meter of length as a function of tower surge impedance and tower footing resistance ($Z_s = 400 \Omega$).

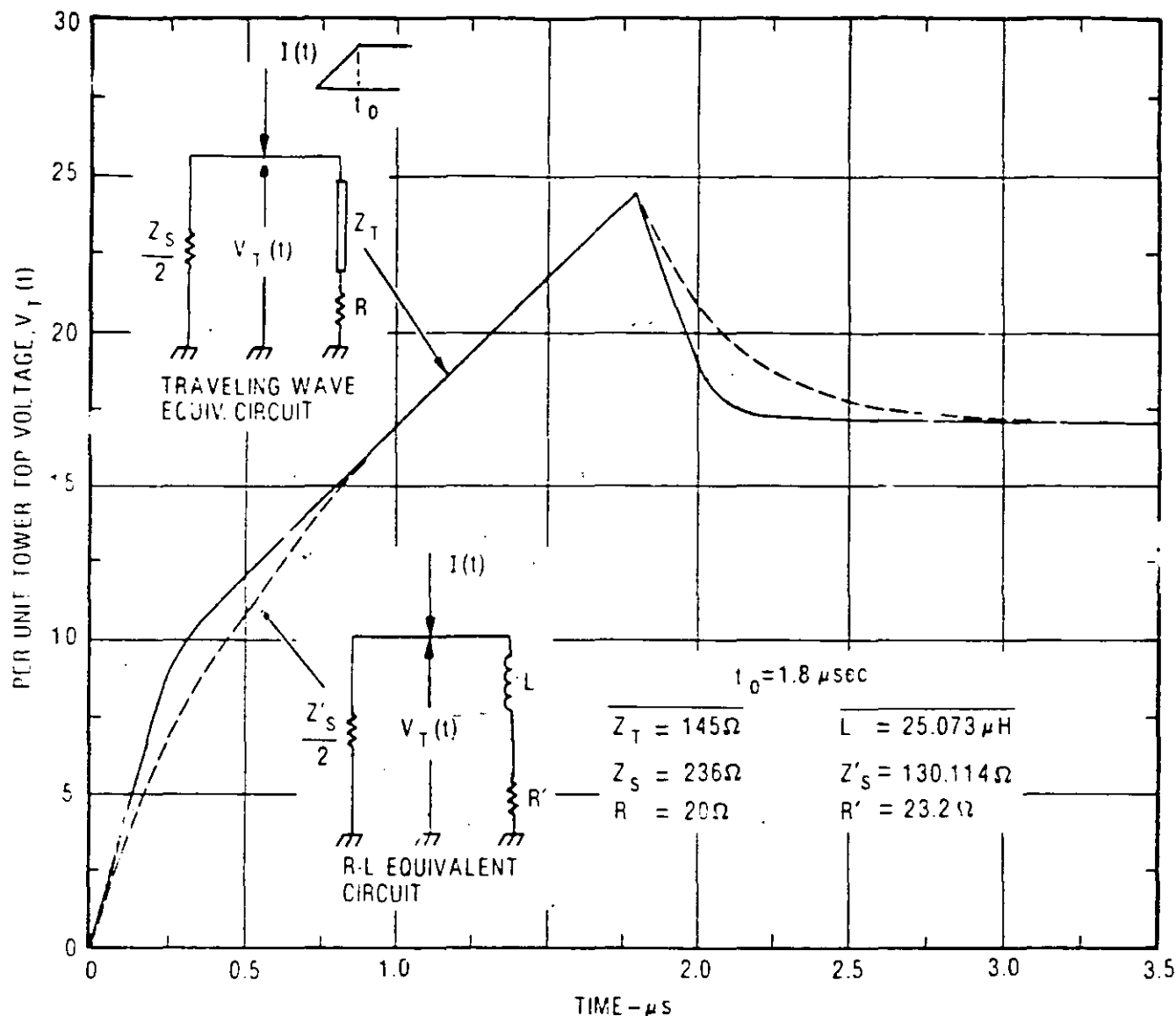


Figure 12.9.3. Computed tower top voltages for two different equivalent circuits.

and the crossarm. However, it is close enough for practical purposes if fast second strokes are not being applied. It should be clear from Figure 12.9.3 that unless footing resistance is very high, the voltages need to be computed only at or near the crest time of the applied current wave. For this case, e^{-at} is usually so small that the equation for tower top voltage becomes

$$V_T(t) = \frac{AZ'_s}{2R + Z'_s} \left(\frac{LZ'_s}{2R' + Z'_s} - R't \right) \quad (12.9.11)$$

For all practical purposes, an R-L equivalent circuit may be used to represent the lightning response of a tower provided the values of R' , Z'_s , and L are chosen according to Eqs. 12.9.1 through 12.9.3.

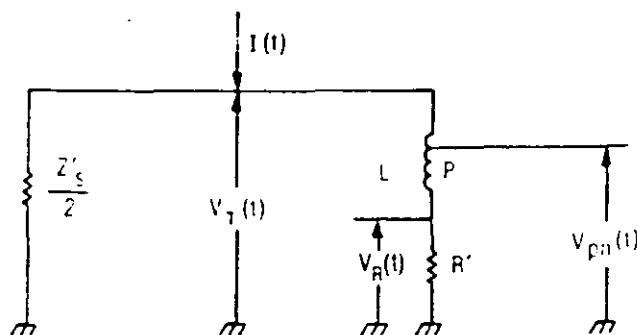


Figure 12.9.4. Crossarm connects partway down the tower inductance.

12.10 A SIMPLIFIED TWO-POINT METHOD FOR COMPUTING LIGHTNING PERFORMANCE OF TRANSMISSION LINES

The previous sections provided the foundations for computing lightning tripouts with about all the rigor that is justified considering the sparsity of data and the uncertainties of the statistics of lightning, climate, and geology. The preceding is clearly too complex for convenient solution with a hand calculator, and simplifications are required. In this section, a step-by-step hand calculation method is developed, and a numerical example for a double-circuit tower is presented. Step-by-step schedules are provided to help the user keep track of computations and to store intermediate values that will be used later.

BASIS OF THE METHOD

The method is based on the following concepts:

1. Only one waveshape is utilized. Section 12.4 showed that, although stroke-crest currents and rise times have different probability distributions, they are not independent once one selects the time-to-crest of a ramp function used to simulate the stroke waveshape. Figure 12.4.8 shows the relationship that must then exist to meet probability requirements. Most lightning tripouts from back-flashovers are caused by strokes with magnitudes of 80 kA or higher (frequently much higher), and Figure 12.4.8 indicates that a stroke waveshape time-to-crest in the 1.8- to 2.0- μ s range or more would simulate field observations reasonably well. However, Figure 12.4.5 demonstrates that, even if one errs by selecting a somewhat faster rise time than observed in field measurements, the effect of the error is minimized because of the increase in dielectric strength of the insulator volt-time curve. Therefore, for this simplified method, the standard wave will be a ramp function cresting at 2 μ s, with a flat top.
2. Reflections from adjacent towers are included. Reflections from adjacent towers can reduce tower top potentials and significantly reduce the line flashover rate. As reviewed in Section 12.6, these reflections are distorted by corona currents, and their velocity of propagation is slowed appreciably by resistance and corona effects. (The author has often used a velocity of 0.9C for waves from adjacent towers, where C is 300 m/ μ s, the velocity of light, although in reality different parts of these reflected waves travel with different velocities.) Thus if an adjacent tower is 300 m (984 ft) away, these slowed reflections would start arriving at the stricken tower at about 2.2 μ s. Even for a 200-m (656-ft) span, about 1.5 μ s will elapse before refractions start reducing the voltages at the stricken tower. Because most EHV transmission spans average 200 m or more in length, one may simply select a stroke front time of 2 μ s as a standard waveshape from Figure 12.4.8 and then correct for reflections from the nearest towers according to Eq. 12.6.11 and Eq. 12.6.12 in Section 12.6.
3. Penetrations into the volt-time curve are computed at only two points. Figure 12.10.1 shows the per unit

stroke-current wave adopted as the standard and the two points, A and B, at which the critical stroke current required to make the insulator voltage penetrate into the volt-time curve is computed. The lower of the two stroke currents is then used as the true critical stroke current for flashover calculations. No penetration factor (see Section 12.6) is used. Flashovers beyond 6 μ s are assumed to be infrequent because of the flattening of the volt-time curve. The two voltages, A and B, are computed for each insulator on the tower unless it is determined by inspection that the insulators have identical stresses.

4. Subsequent strokes are ignored. The analysis suggests that as far as the severity of voltage across the insulators is concerned, subsequent strokes in the same flash are no worse than the first stroke. Subsequent strokes create more insulator voltage but at shorter times where the insulator strength is higher.
5. By selecting the two penetration points at times of 2 and 6 μ s, all the voltage equations are greatly simplified. With t_0 equal to 2 μ s (A in Figure 12.10.1) and no reflections from adjacent towers, Eq. 12.6.2 reduces to the following good approximation:

$$(V_T)_{1/2} = \left[Z_T - \frac{Z_s}{1 - \psi} \left(1 - \frac{\tau_T}{1 - \psi} \right) \right] I \quad (12.10.1)$$

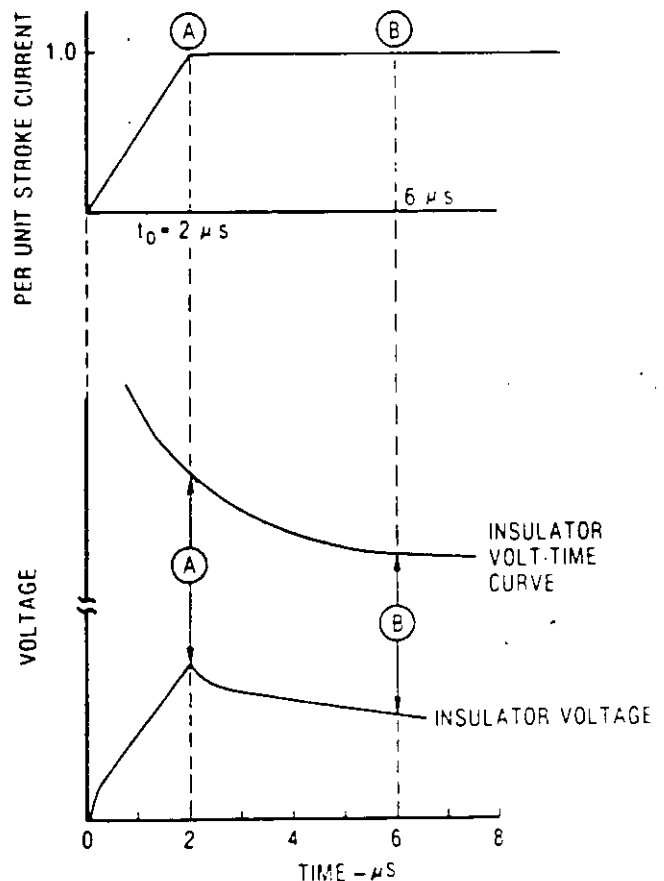


Figure 12.10.1. A simple ramp-function stroke current is used and insulator voltages computed at only two points in time

where $(V_T)_2$ is the magnitude of tower top voltage at 2 μ s for a one-per-unit stroke current cresting at 2 μ s. Z_L , Z_s , τ_T , and ψ are defined in Equation 12.6.1. (The damping constant ψ usually will not exceed about 0.2 and N in Eq. 12.6.2 will usually be about 4 or 5. Consequently, ψ^N and $N\psi^N$ are very small.) The magnitude of the footing resistance voltage, $V_R/(1 + \tau_T)$, is closely approximated from Eq. 12.6.5:

$$(V_R)_2 = \left[\frac{\bar{\alpha}_R Z_L}{1 - \psi} \left(1 - \frac{\psi \tau_T}{1 - \psi} \right) \right] I \quad (12.10.2)$$

where $(V_R)_2$ is the magnitude of voltage across the footing resistance at $(2 + \tau_T)$ μ s for a one-per-unit stroke current cresting at 2 μ s. From Eq. 12.6.12, the voltage reflection from adjacent towers, which appears across the stricken tower at 2 μ s (provided $2\tau_T < 2$), is

$$(V''_T)_2 = \frac{-4K_S (V_T)_2}{Z_S} \left[\frac{1 - 2(V_T)_2}{Z_S} \right] (1 - \tau_S) \quad (12.10.3)$$

where Λ_s is the span attenuation factor (defined under Eq. 12.6.11). If $\tau_T > 1.0$ μ s, there is no voltage reflection at 2 μ s. The total tower top voltage magnitude is

$$(\bar{V}_T)_2 = (V_T)_2 + (V''_T)_2 \quad (12.10.4)$$

The voltage, $(V_{pn})_2$, at crossarm n at 2 μ s is still determined by interpolation, as in Eq. 12.6.8:

$$(V_{pn})_2 = (V_R)_2 + \frac{\tau_T - \tau_{pr}}{\tau_T} \quad (12.10.5)$$

$$\left[(V_T)_2 - (V_R)_2 \right]$$

The insulator surge voltage for phase n at 2 μ s is the difference between the crossarm surge voltage and the phase conductor surge voltage:

$$(V_{sn})_2 = (V_{pn})_2 - \Lambda_n (\bar{V}_T)_2 \quad (12.10.6)$$

After the current wave has crested and the towers have rung down and after the effect of tower surge impedance disappears, the equations of Section 12.6 yield the following for the voltages developed at 6 μ s:

$$(V_T)_6 = (V_R)_6 = (V_{pn})_6 = \left[\frac{Z_L R}{Z_s + 2R} \right] I \quad (12.10.7)$$

The reflections from the adjacent towers have not rung down completely. For simplification, only the first set of reflections is used. Then Eq. 12.6.11 applies and becomes

$$(V''_T)_6 = -4\Lambda_s Z_s \left(\frac{R}{Z_s + 2R} \right)^2 \left[1 - \frac{2R}{Z_s + 2R} \right] I \quad (12.10.8)$$

The total per unit insulator voltage at 6 μ s is

$$(V_{sn})_6 = [(V_T)_6 + (V''_T)_6] (1 - \Lambda_n) \quad (12.10.9)$$

From Figure 12.6.3 the dielectric strengths of an insulator string at 2 and 6 μ s are

$$(V_f)_2 = 820 W' \quad (12.10.10)$$

and

$$(V_f)_6 = 585 W' \quad (12.10.11)$$

where $(V_f)_2$ is the insulator flashover strength at 2 μ s (kV), $(V_f)_6$ is the insulator flashover strength at 6 μ s (kV), and W' is the insulator length (m). The critical stroke currents required to flash over insulator n at 2 and 6 μ s respectively (in the absence of power-frequency voltage) are

$$(I_{cn})_2 = \frac{820 W'}{(V_{sn})_2} = \frac{(V_f)_2}{(V_{sn})_2} \quad (12.10.12)$$

and

$$(I_{cn})_6 = \frac{585 W'}{(V_{sn})_6} = \frac{(V_f)_6}{(V_{sn})_6} \quad (12.10.13)$$

6. A general analysis of power-frequency effects is included to obtain a good simulation of the way power-frequency voltages influence the sharing among the various phases of the tripouts that occur and because the presence of power-frequency voltages can make a noticeable increase in total tripouts observed. The approach is that presented in Section 12.6 (Eq. 12.6.11). Combining Eq. 12.6.14 with Eq. 12.10.2 and Eq. 12.6.12 yields

$$(I'_{cn})_2 = \left[\frac{820 W' - V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{(V_{sn})_2} \right] (I_{cn})_2 \quad (12.10.14)$$

and

$$(I'_{cn})_6 = \left[\frac{585 W' - V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{(V_{sn})_6} \right] (I_{cn})_6 \quad (12.10.15)$$

where $(I'_{cn})_m$ is the critical stroke current required to cause flashover of insulator n at m μ s with power-frequency voltage present, V_{on} is the crest phase-to-ground voltage for phase n , θ_n is the instantaneous voltage angle, α_n is the phase angle of phase n (either 0° , -120° , or $+120^\circ$), and W' is the length of the insulator string (m) $\{820 W'$ is $(V_f)_2$, flashover strength of the insulator string at 2 μ s (kV) and $585 W'$ is $(V_f)_6$, the flashover strength of the insulator string at 6 μ s (kV)}.

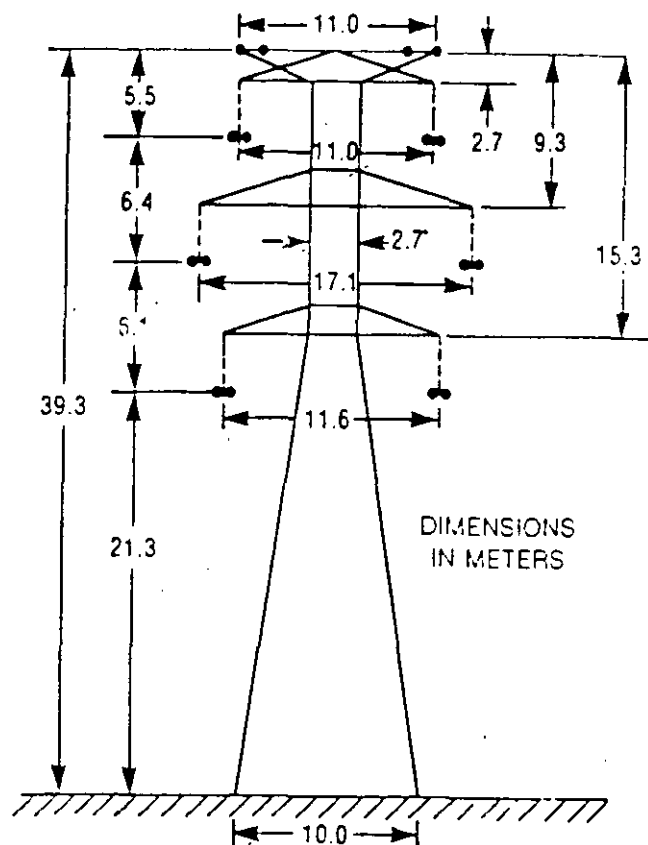
7. Probabilities of flashover are determined directly from the stroke probability curves. After the critical stroke currents (with power-frequency effects included) are determined, the probability of a stroke equaling or exceeding this value is found directly from the stroke probability distribution curve of Figure 12.4.3. The Anderson-Eriksson curve is used. Knowing this prob-

ability and the number of strokes to the line (with shielding failure strokes deleted), the expected number of flashovers per 100 miles per year immediately follows.

8. Shielding failures are included. The equations of Section 12.7 are applied to establish the shielding failure rate for the phase conductors on each side of the center line. The shielding failure rates are then summed to find the total shielding failure rate.
9. Schedules are provided to facilitate a step-by-step solution for the lightning performance of practically any transmission line. Schedules 1 and 2 provide a step-by-step guide for using the concepts and equations in this chapter to find the lightning outage rate of a transmis-

sion line. One begins by drawing the supporting towers on scale, defining all the dimensions, and computing lightning incidence and concludes with the expected lightning flashover rate for each phase and for the entire line. The schedules shown are filled in with a specific example of a double-circuit, 345-kV tower in a region with a keraunic level of 30. To use these schedules for any other case, reproduce them with a copier and mask out the handwritten entries with typist's white correction fluid. Then copy them once again. From the length of the schedules, it would appear that the solution is the result of a long and laborious process. However, once all the input is available (as it must be for any method), the solution will emerge reasonably well. Worksheets begin on the following page.

WORK SHEET 1-A. 345 kV, VERTICAL DOUBLE-CIRCUIT, TWO GROUND WIRES



Tower Sketch

Conductor No.	Function	Phase Coordinates		Conductor Radius (cm)	Bundle Spacing (cm)	Operating Phase-Phase (kV)	α Phase Angle (degrees)
		X (m)	Y (m)				
1	Shield	-5.5	39.3	0.45	—	0	—
2	Shield	5.5	39.3	0.45	—	0	—
3	A	-5.5	33.8	1.48	45.7	345	0
4	B	-8.6	27.4	1.48	45.7	345	-120
5	C	-5.8	21.3	1.48	45.7	345	120
6	C	5.5	33.8	1.48	45.7	345	120
7	B	8.6	27.4	1.48	45.7	345	-120
8	A	5.8	21.3	1.48	45.7	345	0

W = Insulator length (m) 2.63

h = Tower height (m) 39.3

D = Spacing between shield wires (m) 11

S = span distance (m) 335

Shield height at midspan (m)

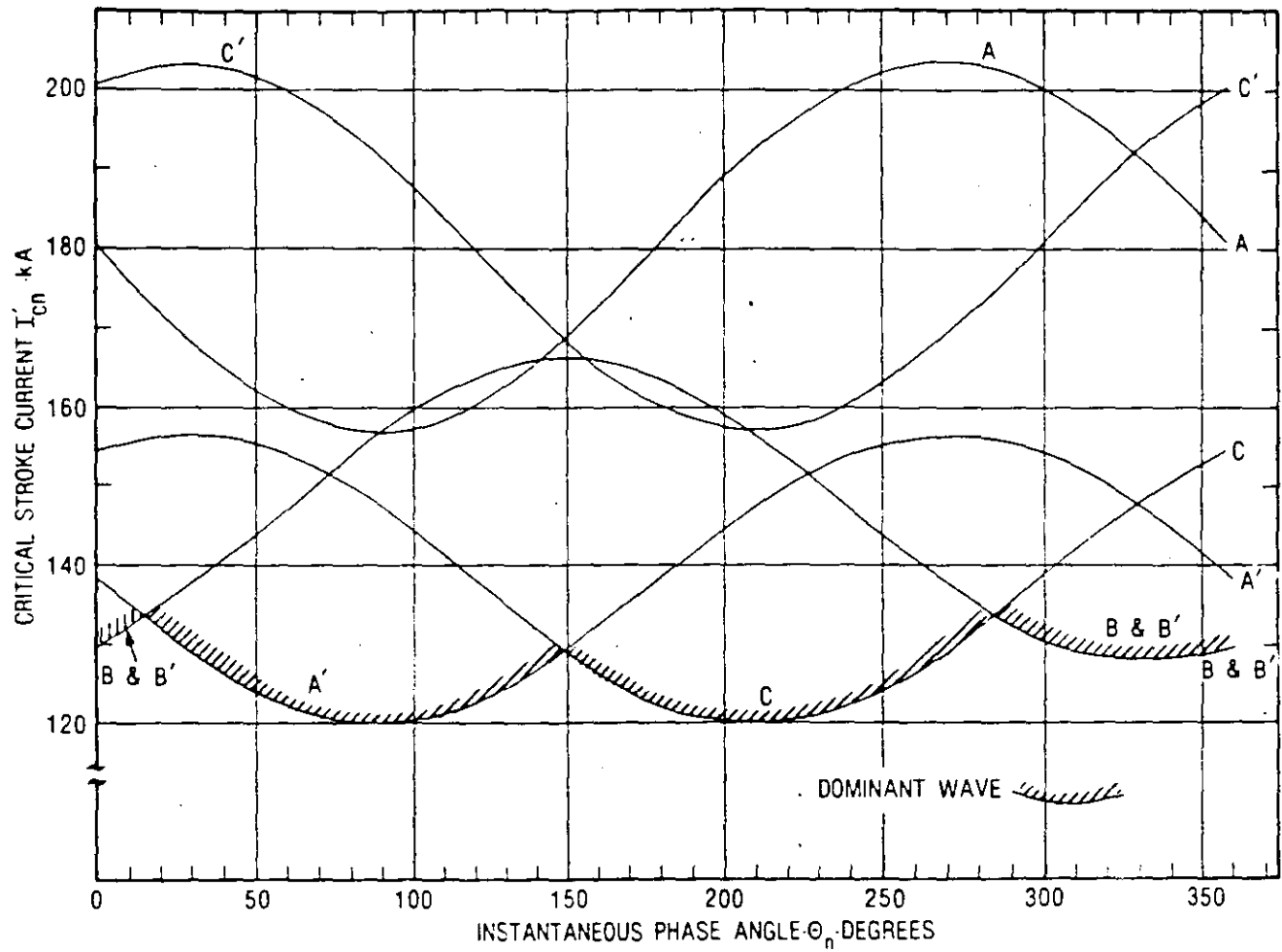
Conductor sag (m) 7.0

Tower width at base (m)

Distance from tower top to phase conductor (m)—

Upper: 5.5; Middle: 11.9; Lower: 18.0.

WORK SHEET 2-A. PLOTTING I'_{cn} IN STEP 31 FOR EXAMPLE CASE



Appendix 12.1

REDUCTION OF BUNDLES TO EQUIVALENT SINGLE CONDUCTORS

In Figure A12.1.1 assume that $h \gg D$ and that all conductors carry the same voltage. Then, applying the Maxwell potential coefficients for horizontal conductors above the earth,

$$\begin{aligned} P_{11}Q_1 + P_{12}Q_2 + P_{13}Q_3 + \dots + P_{1N}Q_N &= V_1 \\ P_{21}Q_1 + P_{22}Q_2 + P_{23}Q_3 + \dots + P_{2N}Q_N &= V_2 \\ &\vdots \\ P_{N1}Q_1 + P_{N2}Q_2 + P_{N3}Q_3 + \dots + P_{NN}Q_N &= V_N \end{aligned} \quad (\text{A12.1.1})$$

However, if the conductors are high above the ground, they all carry nearly the same charge, Q/N , where Q is the total charge on the bundle and N is the number of subconductors. They also all carry the same voltage, V . Making these simplifications in Eq. A12.1.1 yields

$$[P_{11} + P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1N}] \frac{Q}{N} = V \quad (\text{A12.1.2})$$

but

$$P_{11} = K \ln \frac{2h}{r_{11}} \quad (\text{A12.1.3})$$

and

$$P_{in} = K \ln \frac{a_{in}}{b_{in}} \quad (\text{A12.1.4})$$

where K is a constant that will later cancel out, r_{11} is the radius of conductor 1, a_{in} is the distance from conductor 1 to the image of conductor n in the earth, and b_{in} is the distance from conductor 1 to conductor n . Solving Eq. A12.1.2 for the total bundle charge yields

$$Q = \frac{NV}{[P_{11} + P_{12} + P_{13} + \dots + P_{1N}]} \quad (\text{A12.1.5})$$

The total charge on an equivalent single conductor must also be Q where

$$Q = \frac{V}{P_{eq}}$$

where

$$P_{eq} = K \ln \left(\frac{2h}{R_{eq}} \right) \quad (\text{A12.1.6})$$

and R_{eq} is the radius of the equivalent conductor. Equating Eqs. A12.1.5 and A12.1.6 yields

$$\begin{aligned} \ln \left(\frac{2h}{R_{eq}} \right) &= \frac{1}{N} \left[\ln \left(\frac{2h}{r_{11}} \right) + \ln \left(\frac{a_{12}}{r_{12}} \right) \right. \\ &\quad \left. + \ln \left(\frac{a_{13}}{r_{13}} \right) + \dots + \ln \left(\frac{a_{1N}}{r_{1N}} \right) \right] \end{aligned} \quad (\text{A12.1.7})$$

However, a_{in} is very closely equal to $2h$ if $h \gg D$. Hence, the only

unknown in Eq. A12.1.7 is the equivalent radius, and, if one eliminates h and a_{in} from both sides of the equation, then

$$R_{eq} = \sqrt[2]{r_{11} r_{12} r_{13} \dots r_{1N}} \quad (\text{A12.1.8})$$

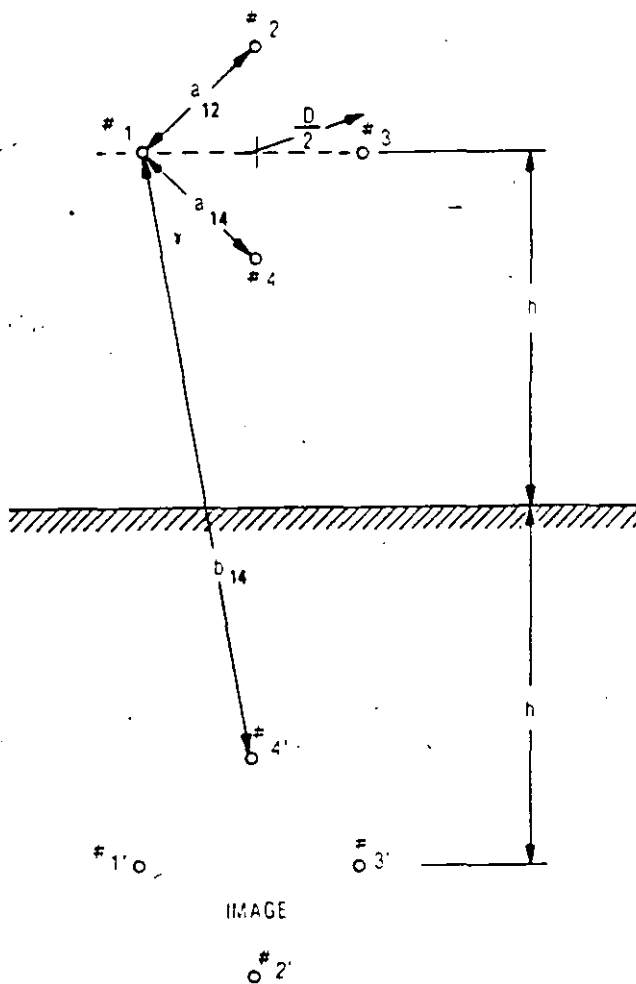


Figure A12.1.1. A symmetric bundle and its image

Appendix 12.2

COMPUTATION OF THE EFFECTIVE DIAMETER OF A CONDUCTOR AT HIGH VOLTAGE

The corona envelope is assumed to be cylindrical and symmetrical and to progress outward until the gradient, E_m , at its surface falls to some value insufficient to sustain further propagation. From a study of the experimental work of McCann (22), Brown (26) has concluded that a critical gradient, E_m , of 15 kV/cm is justified.

The corona envelope in Figure A12.2.1 contains a charge, Q , due to the voltage, V , applied. By Gauss's law

$$Q = 2\pi r E_r \quad (\text{A12.2.1})$$

where Q is the charge in coulomb per meter and r is the distance from the conductor to the point in space where the field, E_r , is to be computed. In Figure A12.2.1 the total field at point P is the sum of the contribution of the conductor and its image. Thus,

$$E_r = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \left(\frac{1}{r} + \frac{1}{2h-r} \right) \quad (\text{A12.2.2})$$

Integrating Eq. A12.2.2 from $r = h$ to $r = R$ to find the voltage, V , for the case where $h \gg R$,

$$V = \frac{Q}{2\pi\epsilon} \ln \frac{2h}{R} \quad (\text{A12.2.3})$$

but, again, by Gauss's law,

$$Q = 2\pi R \epsilon E_c \quad (\text{A12.2.4})$$

Substituting Eq. A12.2.4 in Eq. A12.2.3 and solving for V yields

$$R \ln \frac{2h}{R} = \frac{V}{E_c} \quad (\text{A12.2.5})$$

where R is the radius of the corona envelope in meters, V is the applied voltage in volts, E_c is the limiting corona gradient in volts per meter, and h is the conductor height in meters. The solution of Eq. A12.2.5 for R may be determined very quickly by an iterative Newton-Raphson approach with a programmable hand calculator.

One should note, however, that the corona diameter is not the effective diameter of a conductor as far as coupling factor or surge impedance are concerned. The corona envelope creates a greater capacitive radius of the conductor, but currents traveling

axially along the conductor are confined to the metallic center because there is no axial gradient in the corona envelope sufficient to form a current path. For calculations of coefficients of coupling (as a result of the work of McCann), the AIEE adopted in 1950 the concept that the effective coefficient of coupling of a single conductor is equal to the geometric mean of its coupling effects with and without the corona envelope (41). Hence, one may show from capacitance relations that

$$\ln \frac{4h}{D} = \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \cdot \ln \frac{4h}{d_c}} \quad (\text{A12.2.6})$$

where D is the effective conductor diameter to be used for all coupling calculations ($D = \sqrt{d d_c}$), d is the conductor diameter without corona, d_c is the conductor diameter with corona, and h is the conductor height above ground.

The effective diameter for surge impedance is not a simple matter either. Below the corona-start level, the diameter is equal to the diameter of the metallic conductor. Above the corona-start level, the corona envelope retards the propagation of the wave and increases its capacitance to earth. The author and many other workers in the field use Eq. A12.2.6 to provide an estimated self-surge impedance of

$$Z_{sr} = 60 \sqrt{\ln \frac{4h}{d} \cdot \ln \frac{4h}{d_c}} \quad (\text{A12.2.7})$$

instead of the familiar noncorona relation

$$Z_{sr} = 60 \ln \frac{4h}{d} \quad (\text{A12.2})$$

Appendix 12.3 SURGE IMPEDANCES OF SHIELD WIRES AND VOLTAGES COUPLED TO THE PHASE CONDUCTORS

For any array of horizontal conductors (some of which are connected at the tower top as shown in Figure A12.3.1), the currents and voltages are related by the classical equations

$$\begin{aligned} Z_{11}I_1 + Z_{12}I_2 + \dots + Z_{1n}I_n &= V_1 \\ Z_{21}I_1 + Z_{22}I_2 + \dots + Z_{2n}I_n &= V_2 \\ &\vdots \\ Z_{n1}I_1 + Z_{n2}I_2 + \dots + Z_{nn}I_n &= V_n \end{aligned} \quad (\text{A12.3.1})$$

where

$$Z_{nm} = 60 \ln \frac{4h_{nm}}{d_{nm}} \quad (\text{A12.3.2})$$

$$Z_{nn} = 60 \ln \frac{a_{nn}}{b_{nn}} \quad (\text{A12.3.3})$$

and h_{nm} is the height of conductor m , d_{nm} is the diameter of conductor m , and b_{nn} and a_{nn} are defined in Figure A12.3.2.

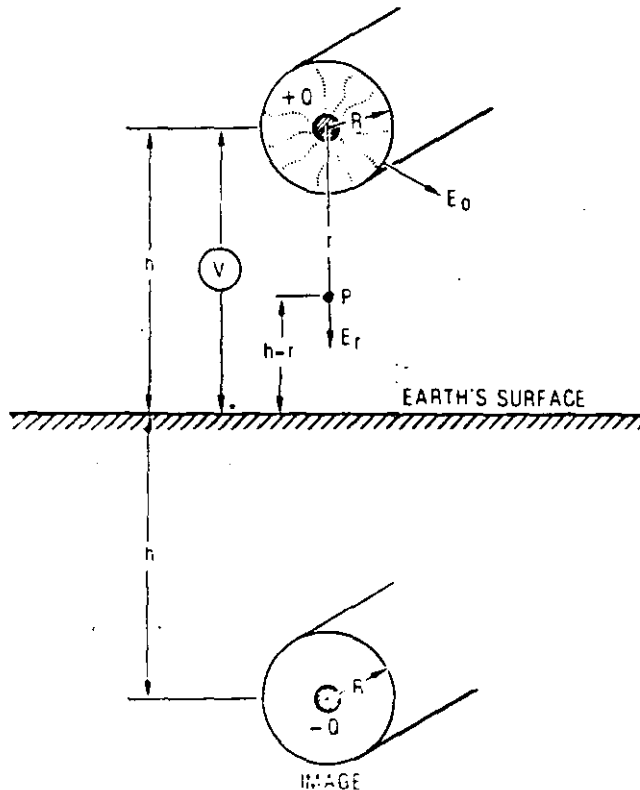


Figure A12.2.1. A conductor and its image under heavy corona

To compute the combined surge impedance of all the shield wires, the phase conductor n may be ignored and, in matrix notation, Eq. A12.3.1 may be written for the n shield wires as

$$[Z]_n [I]_n = [V]_n \quad (\text{A12.3.4})$$

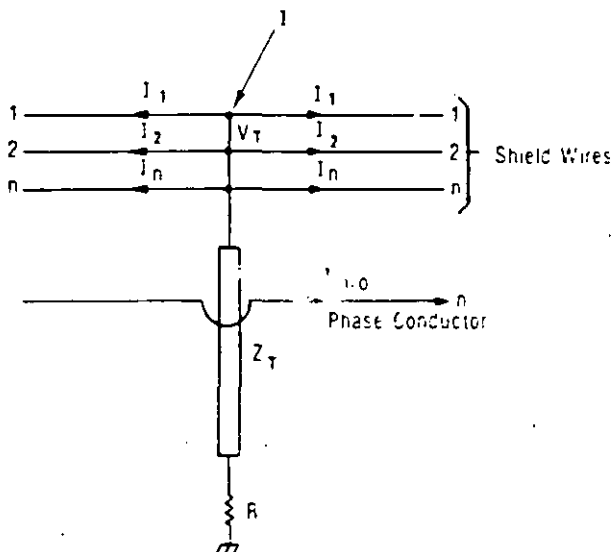


Figure A12.3.1. Shield wires connected at the tower top.

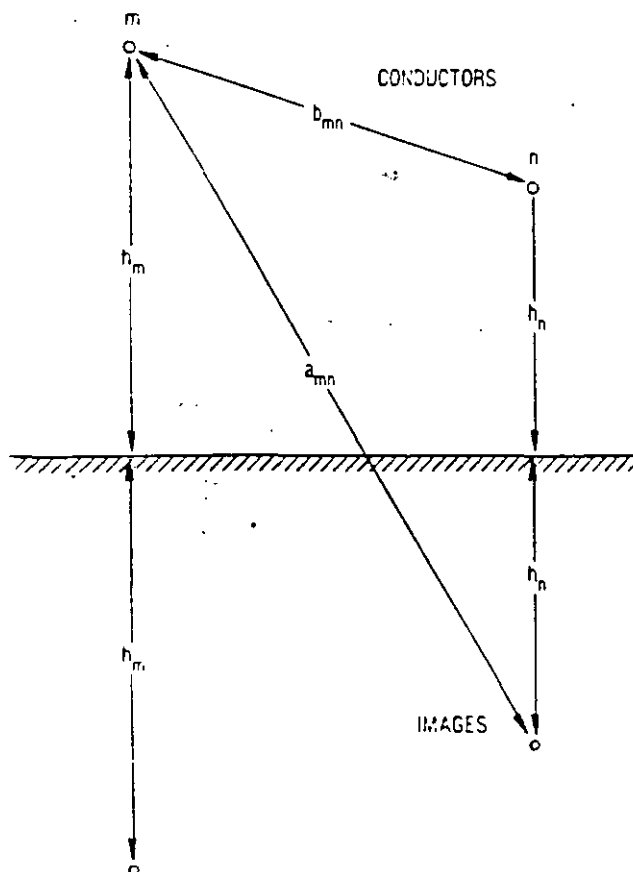


Figure A12.3.2. Distance evolved in computing mutual impedances between two conductors.

where

$$[Z]_n = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \quad [I]_n = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}$$

and

$$[V]_n = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}$$

Then

$$[I]_n = [Z]_n^{-1} [V]_n \quad (\text{A12.3.5})$$

where

$$[Z]_n^{-1} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix}^{-1}$$

$$= \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix}$$

For the total impedance of the set of shield wires, only the ratio of voltage to current is of interest. Assume $V_T = 1$. Then,

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix}$$

by inspection,

$$\begin{aligned} I_1 &= (Y_{11} + Y_{12} + \dots + Y_{1n}) \\ I_2 &= (Y_{21} + Y_{22} + \dots + Y_{2n}) \\ &\vdots \\ I_n &= (Y_{n1} + Y_{n2} + \dots + Y_{nn}) \end{aligned}$$

and the total current, I_s , summed up in all m conductors is simply the sum of all the elements of $\{I\}$. Thus, the total surge impedance, Z_s , of all the shield wires in parallel is

$$Z_s = \frac{V_T}{I_s} = \frac{1}{\sum (\text{all elements of } \{Y\}_m)} \quad (\text{A12.3.6})$$

Equation A12.3.6 is the general equation for m shield wires, provided they are all at the same potential. Usually, there are only one or two shield wires attached to the tower top. If there are two shield wires at the same height, Eq. A12.3.6 reduces to

$$Z_s = \frac{Z_{11} + Z_{12}}{2} \quad (\text{A12.3.7})$$

and, if only one shield wire, to

$$Z_s = Z_{11} \quad (\text{A12.3.8})$$

The voltage induced on the phase conductor, V_n , is always a fixed proportion of the shield wire voltage, V_T . The voltage ratio is called the coefficient of coupling, K_n , where

$$K_n = \frac{V_n}{V_T} \quad (\text{A12.3.9})$$

The general solution for K_n may be determined by first rewriting Eq. A12.3.1 with an extra row and column for conductor n ,

$$\begin{array}{ccccccc} Z_{11} I_1 + Z_{12} I_2 + \dots + Z_{1m} I_m + Z_{1n} I_n & = & V_T \\ Z_{21} I_1 + Z_{22} I_2 + \dots + Z_{2m} I_m + Z_{2n} I_n & = & V_T \\ \vdots & & \vdots \\ Z_{m1} I_1 + Z_{m2} I_2 + \dots + Z_{mm} I_m + Z_{mn} I_n & = & V_T \\ Z_{n1} I_1 + Z_{n2} I_2 + \dots + Z_{nm} I_m + Z_{nn} I_n & = & V_n \end{array}$$

which in matrix notation is, again,

$$[Z]_n^{-1} \{I\}_n = \{Y\}_n \{V\}_n = \{I\}_n \quad (\text{A12.3.10})$$

If V_T is again selected to be 1.0 per unit, then

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1n} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & Y_{n2} & \dots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (\text{A12.3.11})$$

However, $I_n = 0$ for the phase conductor because there is no charge injected into it at the tower. Then, multiplying the bottom line of $\{Y\}_n$ by the vector $\{1\}$ yields

$$(Y_{n1} + Y_{n2} + \dots + Y_{nn})1 + Y_{nn} V_n = 0$$

from which

$$K_n = - \left[\frac{Y_{n1} + Y_{n2} + \dots + Y_{nm}}{Y_{nn}} \right] \quad (\text{A12.3.12})$$

Equation A12.3.12 is the general equation for the coefficient of coupling, K_n , to n shield wires at the same potential. If only two shield wires exist and they are at the same height, then

$$K_n = \frac{Z_{n1} + Z_{n2}}{Z_{11} + Z_{12}} \quad (\text{A12.3.13})$$

and if only one shield wire exists, then

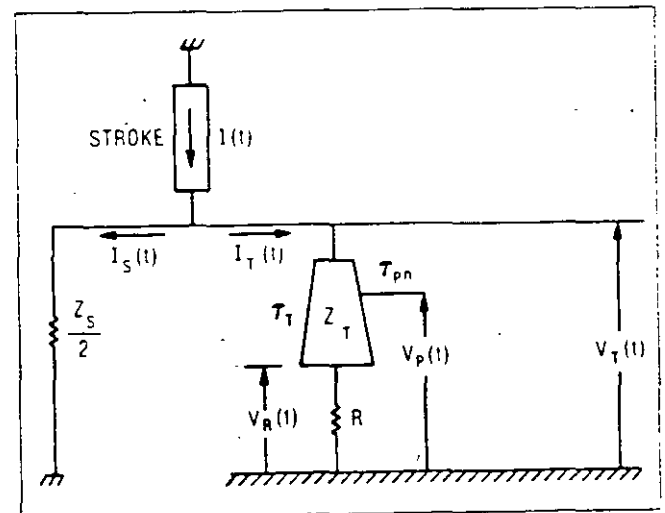
$$K_n = \frac{Z_{n1}}{Z_{11}} \quad (\text{A12.3.14})$$

Appendix 12.4 DERIVATION OF THE FUNDAMENTAL TRAVELING WAVE EQUATION FOR TOWER TOP VOLTAGE

The equivalent circuit in the development of tower top voltage due to a flash to the tower is shown in Figure A12.4.1. Before deriving the traveling wave equation for $V_T(t)$, the classical current reflection and refraction coefficients off the tower top and the tower base must be defined. Following Bewley (35), tower current reflection and refraction coefficients are

$$\beta_R = \frac{Z_T - R}{Z_T + R} \quad (\text{A12.4.1})$$

$$\beta_S = \frac{2Z_T - Z_S}{2Z_T + Z_S} \quad (\text{A12.4.2})$$



- $Z_s/2$ = combined shield wire surge impedances
- Z_T = tower surge impedance (assumed constant)
- R = tower footing resistance
- $I(t)$ = stroke-current source (infinite impedance)
- $V_T(t)$ = tower top voltage-to-earth at a selected time, t
- T_T = travel time for a current wave to travel from the tower top to its base
- $V_R(t)$ = footing resistance voltage
- T_P = travel time from the tower top to a tower crossarm, n
- $V_P(t)$ = crossarm voltage-to-ground

Figure A12.4.1 Equivalent circuit for tower top voltage

and

$$\alpha_T = \frac{4Z_T}{Z_S + 2Z_T} \quad (\text{A12.4.3})$$

where β_R is the portion of a current wave traveling down the tower that is reflected toward the tower top, β_S is the portion of an upward traveling current wave in the tower that is reflected toward the tower base from the top, and α_T is the portion of an upward traveling current wave in the tower that is refracted into the combined shield wire surge impedance, $Z_S/2$.

An intrinsic impedance Z_I , which is the impedance any element of stroke current encounters the instant it reaches the tower top, also needs to be defined. This impedance is the parallel combination of the tower impedance, Z_T , and the net shield wire surge impedance, $Z_S/2$, or

$$Z_I = \frac{Z_S Z_T}{Z_S + 2Z_T} \quad (\text{A12.4.4})$$

Finally, a stroke-current refraction coefficient needs to be defined. It is

$$\delta_T = \frac{Z_I}{Z_S + 2Z_T} \quad (\text{A12.4.5})$$

where δ_T is the portion of the total stroke current, $I(t)$, that enters the tower top and starts its trip toward the base (the remainder travels out the shield wires). At any selected time, t , the stroke current, $I(t)$, entering the intrinsic impedance, Z_I , creates a component, $V_I(t)$, of voltage at the tower top such that

$$V_I(t) = Z_I I(t) \quad (\text{A12.4.6})$$

At the same instant that $V_I(t)$ is being created, another component, $V_1(t)$, is also being created at the tower top. This component is due to the current that entered the tower at a previous time, $t - 2T_T$. This current traveled down to the base, reflected off R , and arrived back at the tower top at time t , where a portion of it enters $Z_S/2$, creating the voltage component $V_1(t)$ from tower top to ground. The magnitude of this component of current entering $Z_S/2$ is

$$I(t - 2T_T) \delta_T \beta_R \alpha_T$$

Therefore,

$$V_1(t) = -I(t - 2T_T) Z_S \delta_T \beta_R \alpha_T / 2 \quad (\text{A12.4.7})$$

The negative sign is necessary because if the current entering the tower indicated positive on an ammeter, then the current arriving back at the tower top enters the opposite end of the ammeter and drives it in the opposite direction.

Depending on time, another component $V_2(t)$ will appear owing to the current that entered the tower top at a previous time, $t - 4T_T$. This component made two round trips down and up the tower, finally refracting into $Z_S/2$ exactly at time t . This component may be written as

$$V_2(t) = -I(t - 4T_T) Z_S \delta_T^2 \beta_R^2 \alpha_T / 2 \quad (\text{A12.4.8})$$

If stroke current existed at a previous time, $t - 6T_T$, then a three-round-trip component of voltage may exist, and it is

$$V_3(t) = -I(t - 6T_T) Z_S \delta_T^3 \beta_R^3 \alpha_T / 2 \quad (\text{A12.4.9})$$

The simultaneous arrival of these components can perhaps be best visualized by tracing all their flight paths directly on a ramp-function, stroke-current wave feeding into the top of the equivalent circuit, as shown in Figure A12.4.2. Only seven components may exist in this example for this time, t . The history of the current component that entered the equivalent circuit at a time, $t - 6T_T$, is traced in Figure A12.4.3.

One may continue writing the tower top voltage components in the manner shown in Eq. A12.4.6 through A12.4.9 until one reaches the origin of the current wave. At that point, the summation must end. These components may then be written as a summation equation:

$$V_T(t) = V_0(t) + V_1(t) + V_2(t) + \dots + V_n(t)$$

or

$$V_T(t) = Z_I I(t) \quad (\text{A12.4.10})$$

$$= \frac{Z_S}{2} \delta_T \beta_R \alpha_T \sum_{n=1}^{\infty} I(t - 2nT_T) (\beta_R \beta_S)^{n-1}$$

However, $\frac{Z_S}{2} \delta_T \beta_R \alpha_T$ has the dimension of impedance, and it

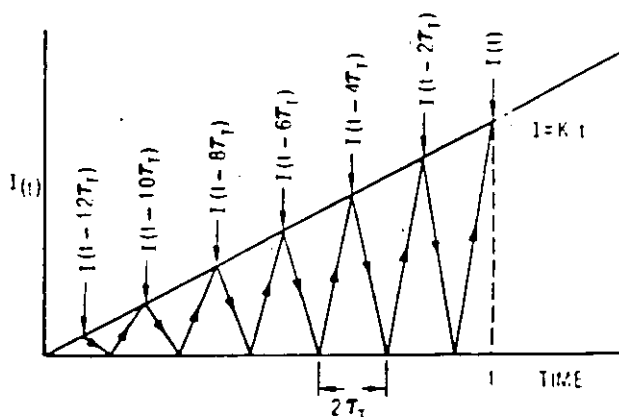


Figure A12.4.2 All possible current components that create a tower top voltage at time t .

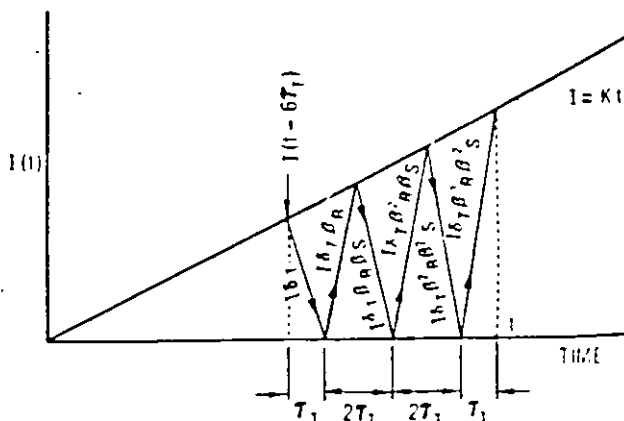


Figure A12.4.3 Current component entering equivalent circuit at $t-6T_T$ arrives at the tower top at time t after three round trips

may be reduced to an equivalent impedance, Z_w , where

$$Z_w = \left[\frac{2Z_s^2 Z_T}{(Z_s + 2Z_T)^2} \right] \left[\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right] \quad (\text{A12.4.11})$$

The author designates Z_w as the wave impedance for the tower because each wave of current, $I(t - 2T_T)$, $I(t - 4T_T)$, and so forth, operates on this impedance to create the tower top voltage. Similarly, a term ψ may be defined as the damping factor for the waves, and it may be equated to $\beta_R \beta_S$. Thus,

$$\psi = \beta_R \beta_S$$

or

$$\psi = \left(\frac{2Z_T - Z_s}{2Z_T + Z_s} \right) \cdot \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad (\text{A12.4.12})$$

The fundamental equation for tower top voltage is then

$$V_T(t) = Z_I I(t) - Z_w \sum_{n=1}^N [I(t - 2nT_T) \psi^{n-1}] \quad (\text{A12.4.13})$$

where N is the largest whole number $\leq t/2T_T$.

With each round trip, the damping factor exponent increases by 1, making ψ^{n-1} successively smaller and driving down the contribution that the corresponding component makes to the tower top voltage. The damping factor, ψ , may be positive, negative, or zero according to values of Z_s , Z_T , and R . If it is negative, the system is underdamped, and it tends to ring when struck. If ψ equals zero, the system is critically damped and does not ring. If ψ is positive, the system will decay slowly from its initial to its final tower top voltage in the manner of an R-L circuit. The system is then overdamped.

Equation A12.4.13 is well ordered for an iterative summation routine with a programmable hand calculator, provided separate routines are programmed for ψ positive, ψ equal to zero, and ψ negative. Z_I , Z_w , ψ , and N have to be computed only once. The number of terms in the summation increases as the chosen value of time increases or as the height of the tower (and consequently the travel time) decreases, but the contribution of each term will usually shrink rapidly.

The maximum number of terms in the summation portion of Eq. 12.4.13 is N . However, for some values of ψ , the summation will converge after only a few terms. Consequently, it is of interest to establish the error that is incurred in the summation if one stops after the M th term instead of computing for all N terms. The error when $I(t)$ is a unit function (a front time of zero and an infinite tail) is relatively easy to demonstrate. In this case, $I(t - 2nT_T)$ will always equal I_0 (the crest value) and may be taken outside the summation sign. Then, Eq. A12.4.13 becomes

$$V_T(t) = Z_I I_0 - Z_w I_0 \sum_{n=1}^N \psi^{n-1} \quad (\text{A12.4.14})$$

but in this case, the summation term is simply a power series:

$$\sum_{n=1}^N \psi^{n-1} = 1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^{N-1} = \frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \quad (\text{A12.4.15})$$

If, instead of summing all N terms in Eq. A12.4.15, one stops after the M th term, then

$$\sum_{n=1}^M \psi^{n-1} = 1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^{M-1} = \frac{1 - \psi^M}{1 - \psi} \quad (\text{A12.4.16})$$

The error, ξ , is then the ratio of the sum of the neglected terms divided by the exact summation to N or

$$\xi = \frac{\sum_{n=1}^N \psi^{n-1} - \sum_{n=1}^M \psi^{n-1}}{\sum_{n=1}^N \psi^{n-1}} \quad (\text{A12.4.17})$$

Utilizing Eqs. A12.4.15 and A12.4.16 in Eq. A12.4.17 yields

$$|\xi| = \left| \frac{\psi^M - \psi^N}{1 - \psi^N} \right| \quad (\text{A12.4.18})$$

The quantities ψ and N are known, and ξ is simply an acceptable error (for example, a 5% error, $\xi = 0.05$). Consequently, as a calculator computes each term of the summation in Eq. A12.4.13, it can check ξ by using Eq. A12.4.18 and stop when ξ falls below the acceptable value. If ψ is positive, then the value of M can be computed directly by converting Eq. A12.4.18 to

$$M \geq \frac{\ln[\xi(1 - \psi^N) + \psi^N]}{\ln \psi} \quad (\text{A12.4.19})$$

As a practical example, if ψ equals 0.5, N equals 10, and ξ equals 0.05, then M must be equal to 5, and only 5 terms are necessary in the summation rather than 10. If ψ is negative, Eq. A12.4.19 cannot be used.

Appendix 12.5 TRAVELING WAVE EQUATIONS FOR THE VOLTAGE AT THE CROSSARM OR AT ANY POINT ON THE TOWER

In Appendix 12.4, the traveling wave equation for the voltage, $V_T(t)$, at the tower top was derived. This equation is eventually used to compute the voltages induced on the phase conductors by currents in the shield wires (via the coefficient of coupling) and to solve for reflections from the adjacent towers on either side of the stricken tower. However, before the insulator voltages can be computed, the voltage at the crossarm end of each insulator must be determined, i.e., the potential of the crossarm must be found.

One of the least complex methods of calculating this crossarm voltage is to compute the voltage at the base of the tower. Because the voltage at the top of the tower has already been computed, the voltage at any point between may be determined by straightforward interpolation. Logically, however, one should recognize that there is a time delay involved: the voltages at the base of the tower cannot be influenced by the current at the tower top until a time delay of T_T later, when the current arrives after

traveling down the tower with the velocity of light. Hence, when the tower top voltage is computed at any time, t , the tower base voltage should be computed for a time, $(t + \tau_T)$, for interpolation purposes. The crossarm voltages are subject to proportionally intermediate delays less than τ_T .

Referring to Figure A12.4.1 in Appendix 12.4, the conventional assumption is made that the surge impedance per unit length is constant at any point on the tower. Appendix 12.4 made use of current components, but in this derivation, voltage components are used for simplicity because the signs of the components will be less confusing. Again following Bewley (35), the tower voltage reflection coefficients are defined as

$$\bar{B}_R = \frac{R - Z_T}{Z_T + R} \quad (\text{A12.5.1})$$

and

$$\bar{B}_S = \frac{Z_S - 2Z_T}{2Z_T + Z_S} \quad (\text{A12.5.2})$$

A voltage refraction coefficient, $\bar{a}_R$, must also be defined. It represents the proportion of a downward traveling voltage wave that appears across the footing resistance, R :

$$\bar{a}_R = \frac{2R}{Z_T + R} \quad (\text{A12.5.3})$$

If one draws the lattice diagram and goes through the procedure of tabulating voltage components appearing across R , in a manner similar to that done in Appendix 12.4, the voltage, $V_R(t + \tau_T)$, across the footing resistance becomes

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_I I(t) + \bar{a}_R Z_I I(t - 2\tau_T)\psi + \dots \\ \bar{a}_R Z_I I(t - 2N\tau_T)\psi^N$$

and using the summation sign

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_I \sum_{n=0}^N I(t - 2n\tau_T)\psi^n \quad (\text{A12.5.4})$$

where

$$Z_I = \frac{Z_1 Z_2}{Z_1 + 2Z_2}$$

$$\psi = \bar{B}_R \bar{B}_S$$

and

$$N = \text{the largest whole number} \leq \frac{t}{2\tau_T}$$

For the ramp function, $I(t) = At$ is used where A is the rate of rise of the stroke-current wave. Using this ramp function, Eq. A12.5.4 becomes

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_I A [t + (t - 2\tau_T)\psi \\ + (t - 4\tau_T)\psi^2 + (t - 6\tau_T)\psi^3 + \dots]$$

or

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_I A t (1 + \psi + \psi^2 + \dots \psi^N) \\ - 2\bar{a}_R Z_I A \tau_T \psi \\ (1 + 2\psi + 3\psi^2 + \dots + n\psi^{n-1})$$

If the summation of the two ψ series is utilized (as used in Appendix 12.4), then

$$V_R(t + \tau_T) = \bar{a}_R Z_I A \left[\left(\frac{1 - \psi^{N+1}}{1 - \psi} \right) t \right. \\ \left. - 2\tau_T \left(\frac{1 - \psi^{N+1}}{(1 - \psi)^2} - \frac{N\psi^N}{1 - \psi} \right) \right] \quad (\text{A12.5.5})$$

This footing resistance voltage equation is very similar to Eq. 12.6.2 in the main text for tower top voltage, and many of the same terms may be used.

The voltage, $V_{pn}(t)$, for any crossarm n may now be determined by interpolation as

$$V_{pn}(t + \tau_{pn}) = V_R(t + \tau_T) + \frac{\tau_T - \tau_{pn}}{\tau_T} \\ [V_T(t) - V_R(t + \tau_T)] \quad (\text{A12.5.6})$$

where τ_{pn} is the propagation time from the tower top to crossarm n and is equal to $Y_n/300$ where Y_n is the distance from tower top to crossarm (m).

A more exact, though not as convenient, alternative to Eq. A12.5.6 can be derived by summing up all the traveling wave components at crossarm n that pass it in both directions. The result is

$$V_{pn}(t) = Z_I \sum_{n=0}^N [I(t - 2n\tau_T - \tau_{pn})\psi^n] \\ - \frac{Z_I}{\beta_1} \sum_{n=1}^M [I(t - 2m\tau_T + \tau_{pn})\psi^m] \quad (\text{A12.5.7})$$

where N is the largest whole number equal to or less than

$$\frac{t - \tau_{pn}}{2\tau_T}$$

and M is the largest whole number equal to or less than

$$\frac{t + \tau_{pn}}{2\tau_T}$$

Appendix 12.6 POWER-FREQUENCY VOLTAGE EFFECTS

A stroke current, $I(t)$, entering a tower top has some critical value, I_{cn} , that is just sufficient to flash over the insulator on crossarm n in the absence of power-frequency voltage on the line end of the string. The critical flashover voltage for the string is V_{cn} , and it is determined from the insulator volt-time curve. The power-frequency voltage applied to insulator n is given by

$$V_{cn} \sin(\theta_e - \alpha_n)$$

where θ_e is the instantaneous phase angle, α_n is the phase angle with relation to the other phase (0° , -120° or 120°), and V_{cn} is the peak instantaneous power-frequency voltage to ground. The critical flashover voltage, V_{cn} , remains constant as the power-frequency voltage swings through its cycle, and the surge voltage

Appendix 12.7 TOWER DAMPING AND THE EQUIVALENT R-L CIRCUIT

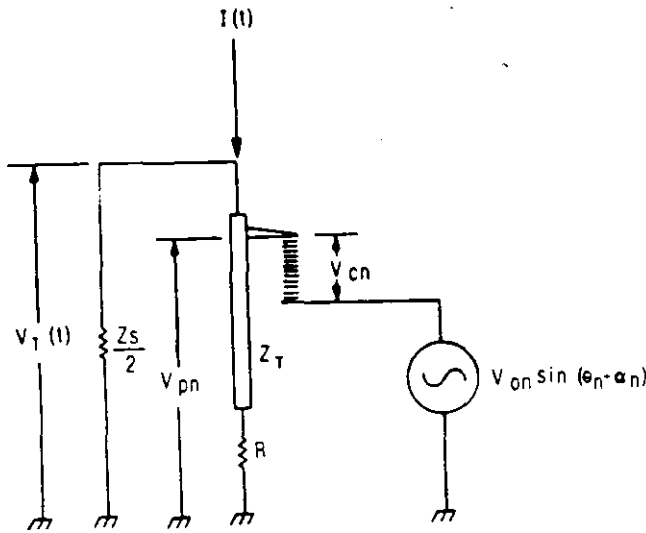


Figure A12.6.1 Circuit for power-frequency effects

developed across the insulator will always be directly proportional to the stroke current, which is assumed to be negative. If the symbol Z_r is designated as the insulator impulse impedance of the system to the lightning stroke, i.e., $Z_r = V_{cn}/I_{cn}$, then, to maintain a constant critical flashover voltage, V_{cn} , across the string.

$$V_{cn} = I_{cn} Z_r + V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)$$

where I_{cn} is the adjusted value of stroke current for flashover with power-frequency voltage present.

In this case,

$$I_{cn} = \frac{V_{cn}}{Z_r} - \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{Z_r} \quad (\text{A12.6.1})$$

but

$$\frac{V_{cn}}{Z_r} = I_{cn} \quad (\text{A12.6.2})$$

and

$$\begin{aligned} \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{Z_r} &= \frac{V_{cn}}{Z_r} - \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{Z_r} \\ &= I_{cn} \cdot \frac{V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \end{aligned} \quad (\text{A12.6.3})$$

Combining Eqs. A12.6.1, A12.6.2, and A12.6.3 yields

$$I_{cn} = \left[\frac{V_{cn} - V_{on} \sin(\theta_n - \alpha_n)}{V_{cn}} \right] I_{cn} \quad (\text{A12.6.4})$$

Equation A12.6.4 is the fundamental equation for the critical stroke current required for flashover with power-frequency voltage present. When θ_n reaches any multiple of 360° , it repeats.

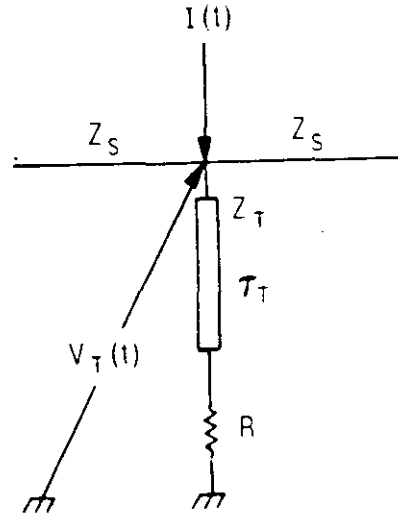


Figure A12.7.1. Tower equivalent circuit.

In Appendix 12.4, the tower top voltage, $V_T(t)$, for any $t \geq 2\tau_T$ has been shown to be

$$V_T(t) = Z_T I(t) - Z_r \sum_{n=1}^{\infty} [I(t - 2n\tau_T) \psi^{n-1}] \quad (\text{A12.7.1})$$

For any $t < 2\tau_T$,

$$V_T(t) = Z_T I(t) \quad (\text{A12.7.2})$$

For a step function of current [$I(t) = I_0$ for any $t > 0$] applied to the tower top, there are three possible tower top voltage responses depending on whether ψ is negative, positive, or zero.

$\psi = 0$ (critically damped case)

The damping constant was shown to be

$$\psi = \frac{2Z_T - Z_S}{Z_S + 2Z_T} \cdot \frac{Z_T - R}{Z_T + R} \quad (\text{A12.7.3})$$

This damping constant, ψ , may go to zero in either of two ways:

$$Z_T = R \quad (\text{A12.7.4})$$

or

$$Z_T = Z_S/2 \quad (\text{A12.7.5})$$

If $Z_T = R$, the base of the tower is terminated in its surge impedance, and no reflection reaches the top. Therefore, the equivalent circuit will always be a constant impedance equal to Z_T . Hence,

$$V_T(t) = Z_T I_0 \quad (\text{A12.7.6})$$

where

$$Z_T = \frac{Z_S Z_T}{Z_S + 2Z_T}$$

If $Z_T = Z_s/2$ and $Z_T \neq R$,

$$Z_s = \left(\frac{Z_s}{4} \right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) \quad (\text{A12.7.7})$$

In Eq. A12.7.1, for any value ψ^{n-1} where $n \neq 1$ and $\psi = 0$, then $\psi^{n-1} = 0$. When $n = 1$, $\psi^0 = (0)$ and is indeterminate. However, if one draws the lattice diagram of this condition, it is easy to see that

$$V_T(t) = Z_I I_o - \left(\frac{Z_s}{4} \right) \left(\frac{Z_T - R}{Z_T + R} \right) I \quad (\text{A12.7.8})$$

The second term is simply the component of voltage reflected upward from the base and refracted onto $Z_s/2$. This corresponds to

$$\psi^{n-1} = 1 \quad (\text{A12.7.9})$$

when $\psi = 0$ and $n = 1$.

$\psi < 0$ (underdamped case)

When a step function of current is applied and $\psi < 0$, Eq. A12.7.1 reduces to

$$V_T(t) = Z_T I_o - Z_s I_o \sum_{n=1}^N \psi^{n-1} \quad (\text{A12.7.10})$$

but

$$\begin{aligned} \sum_{n=1}^N \psi^{n-1} &= 1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^{N-1} \\ &= \frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \end{aligned} \quad (\text{A12.7.11})$$

Combining Eq. A12.7.10 and Eq. A12.7.11 yields

$$V_T(t) = I_o \left[Z_T - Z_s \left(\frac{1 - \psi^N}{1 - \psi} \right) \right] \quad (\text{A12.7.12})$$

Because N is the largest possible whole number equal to or less than $t/2T_T$ (where t is the time for which the voltage is to be computed), N will increase in integer values every multiple of $2T_T$. Figures A12.7.2A and B show responses of the tower surge-impedance circuit for the condition of $\psi < 0$ and a step function of current applied. The tower tends to ring, and the closer ψ approaches zero, the less this ringing becomes. When $\psi = 0$, critical damping occurs (Figure A12.7.2C), and the circuit transfers from its initial state to its final state in the minimum possible time, $2T_T$.

$\psi > 0$ (overdamped case)

As ψ goes positive (Figures A12.7.2D and E), the transition from initial to final state more nearly approximates an exponential decay similar to that from an inductive circuit.

THE EQUIVALENT R-L CIRCUIT

The dashed curves in Figure A12.7.2 are exponentials that sweep out the same volt-time area in the transition from initial to final state, as occurs with the traveling wave solution. This exponential decay is provided by the equivalent R-L circuit of Figure A12.7.3. If the initial voltage, $V_T(t)$, for a step function of current $I(t)$ is to be the same as that created by Figure A12.7.1,

then by inspection

$$Z'_s = 2Z_I = \frac{2Z_s Z_T}{Z_s + 2Z_T} \quad (\text{A12.7.13})$$

For the final voltage, $V_T(t)$, to be the same as in Figure A12.7.1, it is necessary that

$$R' = \frac{R Z_T}{Z_T - R} \quad (\text{A12.7.14})$$

Thus, if the tower surge impedance, Z_T , is replaced by an inductance, both Z_s and R should be modified to Z'_s and R' in order to meet the initial and final boundary conditions.

If a step function of current, $I(t) = I_o$, is applied to the circuit of Figure A12.7.3, the voltage $V_T(t)$ decays exponentially, and if the first order differential equation is solved, then

$$V_T(t) = \frac{Z'_s I_o}{2(Z'_s + 2R')} \quad (\text{A12.7.15})$$

$$\left[2R' + Z'_s \exp - \left(\frac{2R' + Z'_s}{2L} \right) t \right]$$

Integrating (from $t = 0$ to infinity) the difference between Eq. A12.7.15 and the final state voltage, $I_o Z'_s R' / (Z'_s + 2R')$, to find the total area, A_L , under the exponential volt-time decay curve, the result is

$$A_L = \frac{(Z'_s) L}{(Z'_s + 2R')^2} \quad (\text{A12.7.16})$$

Next, the corresponding area under the volt-time curves for the step-function traveling wave solution (e.g., any of the Figure A12.7.2 solutions) must be found for the general case. From Eq. A12.7.1, the final state is

$$\begin{aligned} V_T(\infty) &= Z_I I_o - Z_s I_o \sum_{n=1}^{\infty} (1 + \psi + \psi^2 + \dots + \psi^n) \\ &= Z_I I_o - Z_s I_o \left(\frac{1 - \psi^{\infty}}{1 - \psi} \right) \end{aligned}$$

However, because $\psi < 1$, $\psi^{\infty} = 0$, and the final state is

$$V_T(\infty) = I_o \left(Z_I - \frac{Z_s}{1 - \psi} \right) \quad (\text{A12.7.17})$$

Again, using Eq. A12.7.1, the area enclosed above the final state voltage by the first bar must be

$$\begin{aligned} A_1 &= I_o [Z_I - V_T(\infty)] 2 T_T \\ &= I_o \left(Z_I - Z_I + \frac{Z_s}{1 - \psi} \right) 2 T_T \\ &= I_o \left(\frac{Z_s}{1 - \psi} \right) 2 T_T \end{aligned}$$

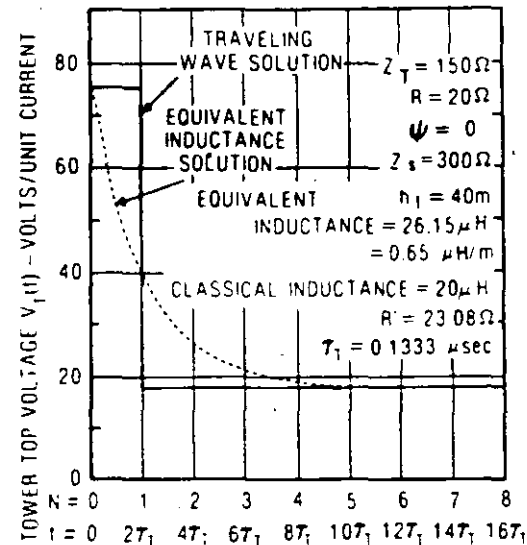
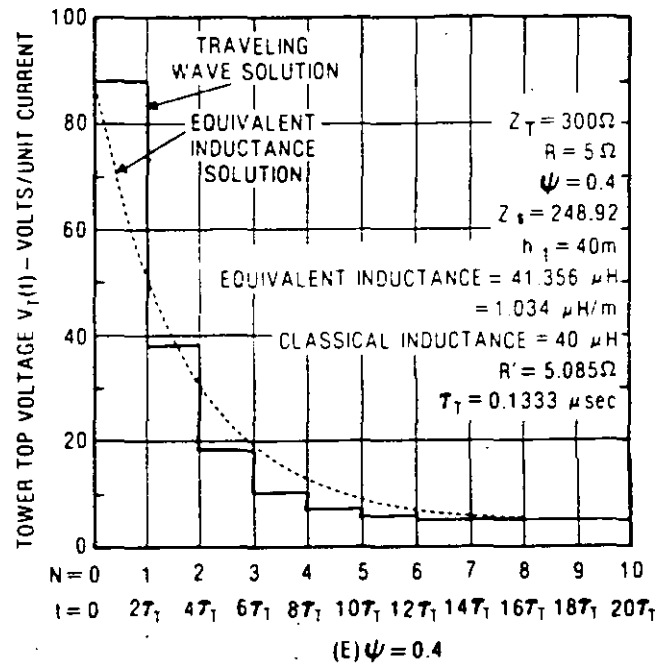
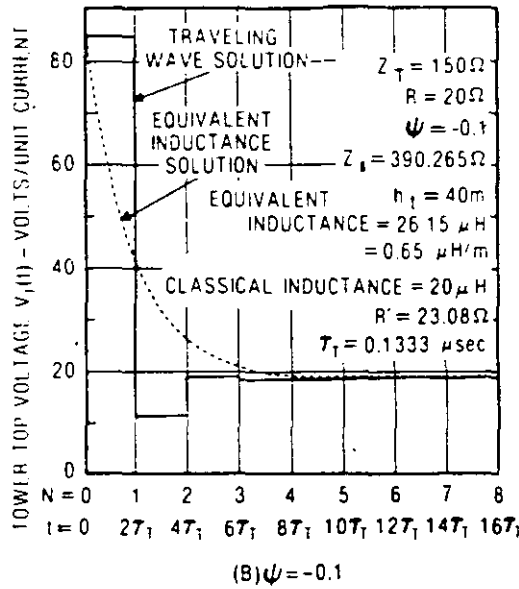
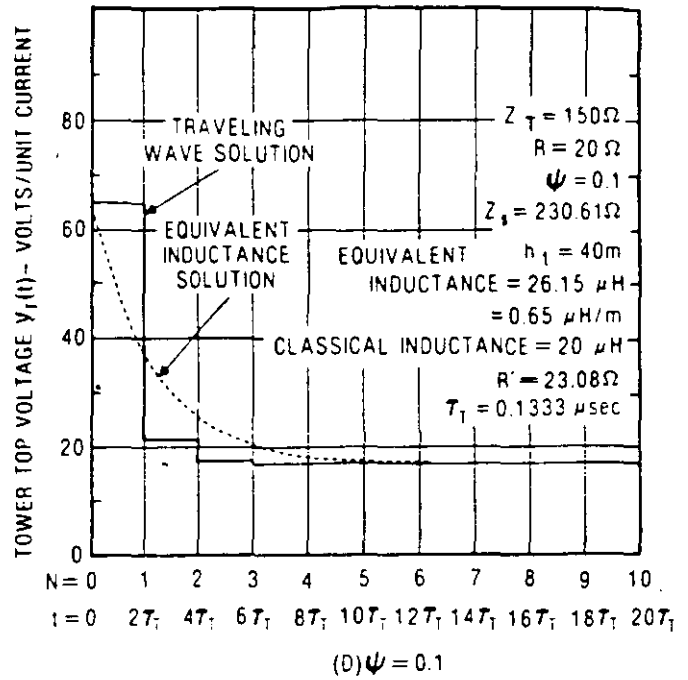
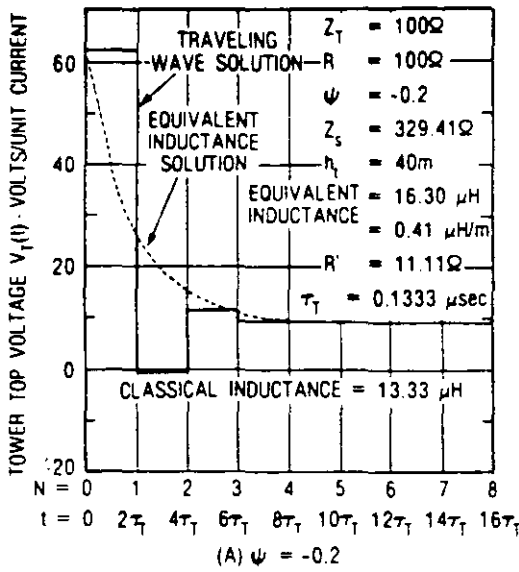


Figure A12.7.2. Response of the equivalent circuits using tower inductance and equivalent inductance concepts.

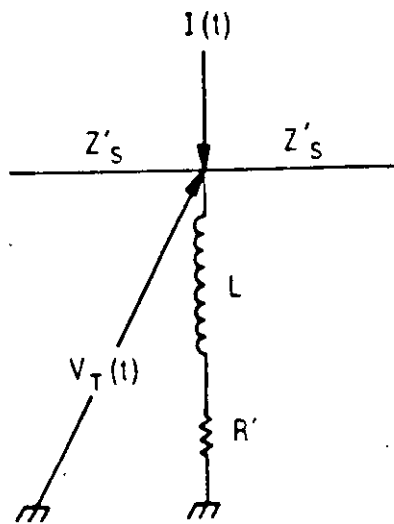


Figure A12.7.3. Equivalent R-L circuit.

Similarly, for the second bar,

$$A_2 = I_0 \left(Z_T - Z_0 - Z_T + \frac{Z_0}{1-\psi} \right) 2\tau_T$$

$$= \left(\frac{Z_0}{1-\psi} - Z_0 \right) 2\tau_T$$

For the third bar,

$$A_3 = I_0 \left[Z_T - Z_0(1+\psi) - Z_T + \frac{Z_0}{1-\psi} \right] 2\tau_T$$

$$= \left[\frac{Z_0}{1-\psi} - Z_0(1+\psi)^2 \right] 2\tau_T$$

For the n th bar,

$$A_n = \left[\frac{Z_0}{1-\psi} - Z_0(1+\psi+\psi^2+\dots+\psi^{n-2}) \right] 2\tau_T$$

Summing up all the areas for N bars,

$$\sum_{n=1}^N A_n = \left[\frac{NZ_0}{1-\psi} - Z_0 \right. \\ \left. (N-1 + N\psi - 2\psi^2 + N\psi^2 - 3\psi^3 + \dots \right. \\ \left. - N\psi^{N-1} + N\psi^{N-1}) \right] 2\tau_T$$

which, as N approaches infinity, reduces to

$$\sum_{n=1}^{\infty} A_n = \left[\frac{Z_0}{(1-\psi)^2} \right] 2\tau_T \quad (\text{A12.7.18})$$

If the R-L circuit of Figure A12.7.3 is to sweep out the same volt-time area as the Figure A12.7.1 traveling wave circuit, the two areas described by Eq. A12.7.16 and Eq. A12.7.18 must be

equated. If this is done, an algebraic manipulation will show that the equivalent inductance, L , must satisfy the relationship

$$L = \left(\frac{Z'_S + 2R'}{Z'_S} \right)^2 \frac{2Z_0\tau_T}{(1-\psi)^2} \quad (\text{A12.7.19})$$

In Eq. A12.7.19, L is the total tower inductance, which is why the tower travel time, τ_T , is involved; it defines the length of the tower. If $R = R' = 0$, Eq. A12.7.19 reduces to

$$L = Z_0\tau_T \quad (\text{A12.7.20})$$

which is the classical value of tower inductance.

References

- 12.1 M.A. Uman, et al. "Currents in Florida Lightning Return Strokes." *J. Geophys. Res.*, Vol. 78, 1973, pp. 3530-3537.
- 12.2 R.B. Anderson. *A Comparison Between Some Lightning Parameters Measured in Switzerland With Those in South Africa*. Pretoria, South Africa: CSIR, 1971, Report ELE1: 6.
- 12.3 K. Berger, R.B. Anderson, H. Kroninger. "Parameters of Lightning Flashes." *Electra*, No. 41, July 1975, pp. 23-37.
- 12.4 N. Cianos, E.T. Pierce. *A Ground Lightning Environment For Engineering Usage*. Menlo Park, Calif.: Stanford Research Institute, Aug. 1972, SRI Project 1634, Technical Report No. 1.
- 12.5 R.B. Anderson, A.J. Eriksson. *Lightning Parameters for Engineering Applications*. Pretoria, South Africa: CSIR, June, 1979, Report ELEK 170.
- 12.6 R.H. Golde, ed. *Lightning*. Vols. 1 and 2. New York: Academic Press, 1977.
- 12.7 J.G. Anderson. "Monte Carlo Computer Calculation of Transmission Line Lightning Performance." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-80, pp. 414-419, 1961.
- 12.8 F. Popolansky. *Measurement of Lightning Currents in Czechoslovakia and the Application of Obtained Parameters in the Prediction of Lightning Outages of EHV Transmission Lines*. Paris, France: CIGRE, 1970, Report 33-03, Vol. 2.
- 12.9 S.A. Prentić. "Frequency of Lightning Discharges." *Lightning*, Vol. 1, Edited by R.H. Golde, New York: Academic Press, 1977, pp. 465-496.
- 12.10 Anderson, J.G. et al. *Transmission Line Reference Book--345 kV and Above*. Palo Alto, Calif.: Electric Power Research Institute, 1975.
- 12.11 E.R. Whitehead. "Protection of Transmission Lines." *Lightning*, Vol. 2, Edited by R.H. Golde, New York: Academic Press, 1977, pp. 697-745.
- 12.12 C.F. Wagner. "Application of Predischage Currents of Parallel Electrode Gaps." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-83, pp. 931-944, 1964.
- 12.13 C.F. Wagner, A.R. Hileman. "Predischage Current Characteristics of Parallel Electrodes." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-86, pp. 1236-1242, 1964.
- 12.14 E.J. Los. "Transmission Line Lightning Design With Surge Suppressors at Towers." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-99, No. 2, 1980, pp. 720-728.
- 12.15 S. Szpor, et al. *Lightning Current Records on Industrial Chimneys in Poland*. Paris, France: CIGRE, 1974, Paper 33-10.
- 12.16 F. Popolansky. "Frequency Distribution of Amplitudes of Lightning Currents." *Electra*, No. 22, 1972, pp. 139-147.
- 12.17 K.H. Weck, A.R. Hileman. *Application of Lightning Parameters--Lightning Current Shape and Amplitudes of Multiple Strokes*. CIGRE WG 33-01, 1978, Document 33-76.

- 12.18 L. Paris, R. Cortina. "Switching and Lightning Impulse Discharge Characteristics of Large Air Gaps and Long Insulator Strings." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, pp. 947-957, 1968.
- 12.19 M. Darveniza, F. Popolansky, E.R. Whitehead. "Lightning Protection of UHV Transmission Lines." *Electra*, No. 41, July 1975, pp. 39-69.
- 12.20 G.W. Brown. "Lightning Performance. I—Shielding Failures Simplified." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, pp. 33-38, 1978.
- 12.21 G.W. Brown. "Lightning Performance. II—Updating Backflash Calculations." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-97, pp. 39-52, 1978.
- 12.22 G.D. McCann. "The Effect of Corona on Coupling Factors Between Ground Wires and Phase Conductors." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 62, pp. 818-826, 1943.
- 12.23 A. Inoue. "High Voltage Traveling Waves With Corona Discharge on Bundled Conductors." *IEEE Paper A78-170-3*, 1978.
- 12.24 F.M. Colebrook. "The Electric and Magnetic Fields of a Linear Radiator Carrying a Progressive Wave." *Journal I.E.E.*, 1940, pp. 169-18.
- 12.25 F.A. Fisher, J.G. Anderson, J.H. Hagenguth. "Determination of Transmission Line Lightning Performance by Means of Geometrical Models." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-78, pp. 1725-1736, 1960.
- 12.26 C.F. Wagner, A.R. Hileman. "A New Approach to the Calculation of the Lightning Performance of Transmission Lines. III—A Simplified Method: Stroke to Tower." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-Vol. 79, Pt. III, pp. 589-603, Oct. 1960.
- 12.27 R. Lundholm, R.B. Finn, W.S. Price. "Calculation of Transmission Line Lightning Voltages by Field Concepts." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 76, Pt. III, pp. 1271-1283, 1957.
- 12.28 M. Kawai. "Studies of the Surge Response on a Transmission Line Tower." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-83, Pt. III, pp. 30-34, Jan. 1964.
- 12.29 M.A. Sargent, M. Darveniza. "Tower Surge Impedance." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, pp. 680-687, May 1969.
- 12.30 R. Rudenberg. "Grounding Principles and Practice. I—Fundamental Considerations on Ground Currents." *Electrical Engineering*, Vol. 64, Jan. 1945, pp. 1-13.
- 12.31 H.B. Dwight. "Calculation of Resistances to Ground." *Electrical Engineering*, Vol. 55, 1936, pp. 1319-1328.
- 12.32 D.B. Fink, H.W. Beaty. *Standard Handbook for Electrical Engineers*, 11th ed., New York: McGraw-Hill, 1978.
- 12.33 E.O. Sunde. *Earth Conductor Effects in Transmission Systems*, New York: Van Nostrand, 1949.
- 12.34 W.W. Lewis. *Protection of Transmission Systems Against Lightning*, New York: John Wiley & Sons, 1959.
- 12.35 L.V. Bewley. *Traveling Waves on Transmission Systems*, 2nd ed., New York: Dover Publications, 1963.
- 12.36 P.L. Bellaschi, R.E. Armington, A.E. Snowden. "Impulses and Sixty-Cycle Characteristics of Driven Grounds—II." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 61, pp. 349-363, 1942.
- 12.37 A. Liew, M. Darveniza. "Dynamic Model of Impulse Characteristics of Concentrated Earths." *Proceedings IEE*, Vol. 121, No. 2, February 1974, pp. 123-135.
- 12.38 M. Darveniza, et al. "Modelling For Lightning Performance Calculations." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-98, pp. 1900-1908, 1979.
- 12.39 E.R. Whitehead. "Protection of Transmission Lines." *Lightning*, Vol. 2, Edited by R.H. Golde, New York: Academic Press, 1977, pp. 697-745.
- 12.40 R.O. Caldwell, M. Darveniza. "Experimental and Analytical Studies of the Effect of Non-Standard Waveshapes on the Impulse Strength of External Insulation." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-92, pp. 1420-1428, 1973.
- 12.41 AIEE Committee Report. "A Method of Estimating Lightning Performance of Transmission Lines." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 69, Pt. III, pp. 1187-1196, 1950.
- 12.42 F.S. Young, J.M. Clayton, A.R. Hileman. "Shielding of Transmission Lines." *AIEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Special Supplement, Paper No. 63-640, pp. 132-154, 1963.
- 12.43 H.R. Armstrong, E.R. Whitehead. "Field and Analytical Studies of Transmission Line Shielding." *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-87, pp. 270-281, 1968.
- 12.44 G.W. Brown, E.R. Whitehead. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-88, pp. 617-626, 1969.
- 12.45 R.R. Love. "Improvements on Lightning Stroke Modelling And Applications to the Design of EHV and UHV Transmission Lines." M.Sc. Thesis, University of Colorado, 1973.



VERY FAST TRANSIENT PHENOMENA ASSOCIATED WITH GAS INSULATED SUBSTATIONS

Paper presented at the request of Study Committees 33 and 13

by

Working Group 33/13-09 *

Summary

Gas Insulated Substation (GIS) insulation is subjected to very Fast Transient Overvoltage (VFTO). This paper presents firstly the origins of VFTO : disconnector switching and fault to ground. Then the characteristics of VFTO inside and outside the equipment are presented.

As far as possible the effects of VFTO on equipment are discussed : the effects on transformers, disconnectors and circuit-breaker, insulation, enclosure, cables, arrestors, bushings and secondary equipments.

Different test procedures for disconnectors are presented and on site testing of the GIS discussed.

Finally modelling and measuring techniques are presented in appendices.

Key words

Overvoltage, GIS, disconnector, ~~transformer~~, EMC, testing, measurement.

1 - INTRODUCTION

In the past twenty years, Gas Insulated Substation (GIS) have been more and more generally installed in power networks. The development of this technology began with the 123 kV voltage level and now GIS up to 765 kV voltage level are in service, having reliabilities at least as good if not better than that of open air substations.

So long as the voltage level remained lower than 300 kV, no one had to pay very much attention to the Very Fast Transients Overvoltages (VFTO) generated during switching operations performed within GIS (disconnectors, circuit-breakers or load switches).

This lack of interest for these VFTO was supported by the fact that for voltages lower than 300 kV no problem correlated with operating switches has occurred.

Despite the excellent service record of this equipment, at 420 kV and above some problems including a few failures and sparking between earthed parts have been encountered simultaneously with disconnector or circuit-breaker switchings within GIS. These problems arose at various locations : disconnector itself, in the gas, along spacer, in bushing and transformer. These are attributed to the VFT voltages generated during the switchings.

To clarify as far as possible these problems, it is necessary to characterize more precisely on one hand the VFTO and on the other hand the behavior of the different types of insulation with respect to these VFTO.

In the first part of the paper, the origin of the VFT phenomena and the build up mechanism leading to the VFTO are described. Then the range of the main characteristics of the VFTO are given related when possible to their frequency of appearance. These characteristics are given for both the internal and external VFTO.

In the second part of the paper, the behavior of the different types of insulation and equipment with respect to the VFTO is discussed. Consequently for equipments which can be affected by the VFTO, tests are proposed to assure the high reliability of these equipments in service.

*Members:

ALVINSON (SE), ARDITO (IT), BOECK (DE), FESER (DE), FUJIMOTO (CA), GRANDL (CH), KOENIG (DE), LIGHTLE (GB), LUONI (IT), LUXA (DE), MULLER (DE), ROWE (FR), SABOT* (FR, convener).

2 - ORIGINS OF THE VFTO

2.1 - Voltage collapse time during SF₆ breakdown

In case of a line to earth fault the voltage collapse at the fault location occurs in a similar way as in the disconnector gap during striking. The voltage just preceding the collapse is defined as Δu . By this event step shaped travelling surges are injected to all GIS lines directly connected to the collapse location. For such a surge source inside a GIS bus duct, two surges travelling in opposite directions are generated but there will be only one surge if the collapse occurs at the open end of a GIS bus duct. Even more than two surges are created in case of a surge source in a multiple bus junction.

For all cases considered the risetime t_r of these surges can be obtained by:

$$t_r = 13,3 \frac{k_T}{\Delta u/s}$$

with the Toepler spark constant $k_T = 50 \text{ kV ns/cm}$ and the spark length s [1,2]. Therefore, short risetimes are obtained for high medium breakdown fields $\Delta u/s$ in the case of almost homogeneous field distributions of a faultless GIS insulation system. By the approximation:

$$\Delta u/s = (E/p)_0 \cdot p \cdot \eta$$

with $(E/p)_0 = 860 \text{ kV/cm MPa}$, the gas pressure p and the field utilization factor $E_{\text{mean}}/E_{\text{max}} = \eta = 0,5 \dots 0,8$ of a normal GIS design the lower limit $t_{r \text{ min}}$ of the expected risetimes can be gained by:

$$t_{r \text{ min}} = (1 \dots 1,5) \frac{1}{p} \text{ [ns, MPa]}$$

Protrusions, excessive roughness and particles lead to longer risetimes. Extraordinarily long risetimes up to 200 ns are obtained for extremely inhomogeneous fields, caused for instance by long needle shaped protrusions in case of a VFT-breakdown where the medium breakdown field strengths $\Delta u/s$ is considerably reduced (fig. 12 C).

2.2 - Disconnector and circuit-breaker or load break switch operations

The transient overvoltages generated during GIS Disconnector (DS) operation are a consequence of the propagation of voltage steps created by the voltage collapse across the inter-contact gap at striking. However the specific overvoltage shape is formed by the multiple reflections and refractions of these steps at all points where they encounter impedance changes inside the GIS. As might be expected both the rise time and amplitude of the initial steps are instrumental in giving the transient its particular form and peak value, as is the configuration of the GIS in question. In practice however the highest frequency component which can exist and the peak transient voltage will be limited by the finite voltage collapse time which depends on gas pressure and can be estimated to be 15 ns for 0,1 MPa but only 3 ns for 0,5 MPa [3].

Furthermore the step heights will be fixed by the actual conditions prevailing on each side of the DS at the instant of striking. This in turn will determine the overall crest value of the transient overvoltage. Although very steep fronted steps may be generated, transmission line effects will rapidly change the waveshape, such that the very high frequency content is notably reduced a short distance from the disconnector.

In order to understand the general switching behaviour of a DS consider one closing on a pure, uncharged capacitive load (fig. 1a). R_g is added as a fictional lumped element to help the comprehension of the phenomenon.

As the contacts approach the electric field between them will rise until sparking occurs. This first strike will almost inevitably occur at the crest of the power frequency voltage, due to the slow operating speed; the voltage across the DS contacts, just preceding striking is defined as Δu . Thereafter current will flow through the spark and charge the capacitive load to the source voltage. As it does so, the potential difference across the contacts falls and the spark will eventually extinguish (fig. 1b).

This having occurred the source side of the DS will continue to follow the power frequency, falling from the peak value, leaving the load charged. The potential difference across the DS will therefore rise again, but now with the opposite polarity, and a second strike will occur when the source voltage is near zero.

The intercontact breakdown voltage of a DS is always higher in one polarity than in the other, due to the asymmetrical contact design, and the first strike will often take place when the moving contact has a negative polarity. Consequently, the second strike will mostly take place for a greater potential difference than the first and will occur when the source voltage has crossed zero.

The gradual approach of the contacts engenders a steady reduction of intercontact breakdown voltage difference which in turn causes a corresponding increase of the number of restrikes per cycle and the amplitude of individual voltage steps becomes smaller and smaller. The severity of the overvoltages generated hence falls rapidly as closing proceeds.

The behavior on opening is very nearly a complete reversal of the above description except that the non polarity-asymmetrical breakdown characteristics causes the last few strikes to occur in such a manner as to leave a trapped charge on the busbar, following the last restrike (fig. 1c). The level of this trapped charge is statistical and depends on the asymmetry of the contacts and the speed of operation.

In practice each intercontact restrike arc burns for times far in excess of those predicted by the charging of the load through the surge impedance of a GIS Z_g (R_g) (see fig. 1a). This is because the step induced transients are accompanied by high frequency arc cur-

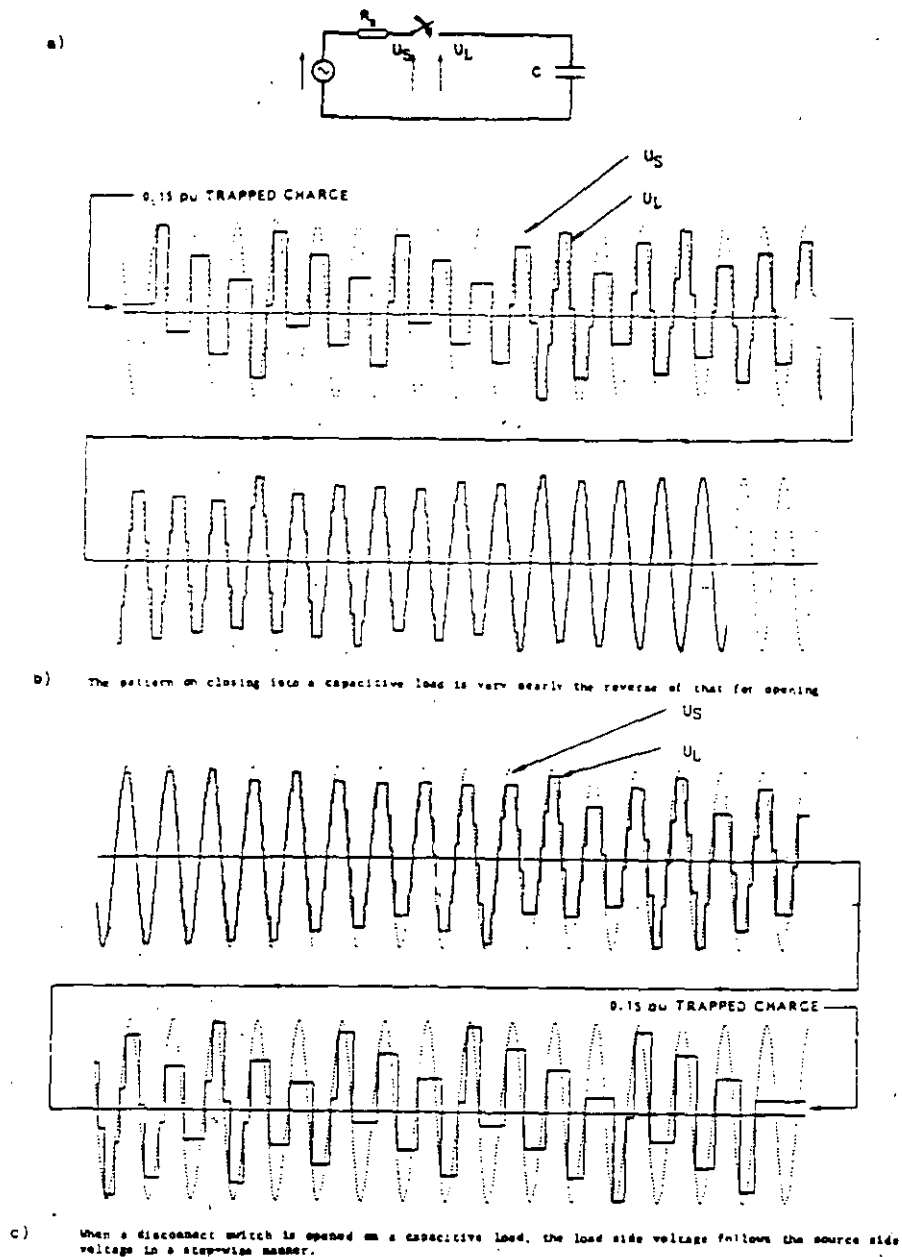


Fig. 1 - Variation of load and source side voltages during D.S. switching [3].

rents which keep the latter burning until they are damped out : this can take several tens of micro-seconds.

The precise number and amplitude distribution of steps during a typical switching will depend firstly on the specific DS design and operating speed, secondly on the behaviour of the GIS after each restrike spark extinction and thirdly on specific GIS functional procedures. The third case is only important in rare cases where a specific operational mode, involving the opening of a circuit-breaker, can leave a floating busbar charged to a level near maximum (1 p.u.). Generally one talks of trapped charge but, of course, the important parameter is the remaining voltage ($U = Q/C$). This can create particularly severe conditions because the first strike will occur on the peak of the power frequency source voltage giving a Δu of

2 p.u. On striking the voltages on each side of the DS will collapse initially to zero hence creating two 1 p.u. voltage steps of opposite polarities which will begin propagating outwards. This assumes the common situation where the surge impedance is equal on both sides of the DS.

Fortunately, however, for low speed DS of conventional design, the trapped charge left when opening a pure capacitive load (busbar) gives remaining voltages ranging from 0.1 to 0.5 p.u. peaked around 0.3 p.u. This produces values of Δu at first strike of 1.1 to 1.5 p.u. once again peaked around 1.3 p.u. Fast operating DS on the other hand can leave trapped charge levels corresponding to 1.0 p.u. in a non-negligible number of cases, giving rise to Δu values up to 2 p.u. However, no matter what the actual design, on extinction of an intercontact arc, the circuit on each side

of the DS can oscillate at the corresponding natural frequencies.

These frequencies will be in the range of a few tens to several thousands hertz and, if time is sufficient between strikes, they can be clearly seen. This has the inconvenience of creating conditions under which the phase differences between the two sides of the opening DS can trigger the final restrikes at $\Delta u = 2 \text{ p.u.}$

A practical example of this would be the opening of a GIS bus containing a saturable magnetic voltage transformer [4]. Circuit-breakers and load-break switches may also generate transients in GIS but due to their very rapid operation only a few strikes occur.

A larger number of strikes may occur for the special case of switching small inductive currents, eg. shunt reactor switching.

The case of single enclosure three phase GIS is considerably complicated with respect to single phase ones. This is because voltage steps are not only generated between the striking phase and enclosure but also between the phases. The steps will have largely differing amplitudes and will propagate such as to build up phase-enclosure and phase-phase voltages. The form of which will depend on GIS structure, coupling between phases and on the presence or absence of a burning spark between the contacts of the other two DS.

Furthermore overvoltages generated by one phase and coupled to the others may promote or retard sparking of the latter hence totally modifying the restriking behaviour of all phases.

This subject has received little or no published attention to the knowledge of the WG due to the complexity of the calculations and experimental set ups required.

2.3 - Propagation and mechanism of VFT

As described in the previous sections, breakdown phenomena in the compressed gas insulation of GIS, whether across the contacts of a DS during operation or a line-to-earth fault, generate nanosecond-risetime travelling wave voltages which propagate in either direction from the disturbance source. As coaxial GIS forms an excellent low-loss high frequency distribution network, the travelling waves propagate throughout the GIS and to other connected equipment.

2.3.1 - Transients internal to the GIS

For VFT phenomena internal to the GIS, the formation of overvoltage waveshapes can be analyzed conveniently by treating each section of GIS (bus and other components) as a transmission line characterized by a surge impedance and electrical length (transit time). As the initial travelling waves encounter transmission line discontinuities, such as formed by open disconnectors, "T" junctions, and other connections, the travelling waves are reflected and refracted (transmitted) with magnitudes according to basic transmission line

theory. The superposition of all the various component travelling waves generated in the GIS network results in the waveshape of the VFT. Because of this travelling wave nature and the short risetime, the VFT wave shape can be significantly different at points within the GIS separated by only a few meters [5]. Another consequence of the travelling wave nature is that the oscillation frequencies of the VFT are determined by electrical lengths of GIS bus. Generally, the primary oscillation frequency tends to be in the 5-10 MHz range, although in view of the short initial risetime, higher frequency components exist in the range of 100 MHz. In some cases, the ~100 MHz high frequency oscillations have been observed to be more prominent or perhaps to dominate the VFT waveform in the vicinity of the DS [6].

The concept that GIS is a network of interconnected transmission lines can be demonstrated with simulations using simple travelling wave computer programs or the well-known EMTP. Figure 2 demonstrates the accuracy of such techniques by comparing a computer simulation with a direct measurement of a transient waveform in an actual GIS [7]. Computer calculation and measurement techniques are described in the appendix.

The simulation of figure 2 neglects the presence of propagation losses (skin effect, etc.) which results in less damping of the high frequency detail of the waveform. In addition, the effect of spacers, flanges, elbows, corona shields, and other connection hardware, were included by adjusting the propagation velocity 0.95 times the velocity of light. With these assumptions, the fine detail of the waveform is not precisely reproduced but the overall agreement between simulation and measurement can be quite good. With more precise attention to detail, such as modelling each individual spacer as a capacitance, many of the fine details in the waveform can be explained [8]. However a poor modelling of the operated disconnector and its vicinity may lead to extreme deviations [6,39].

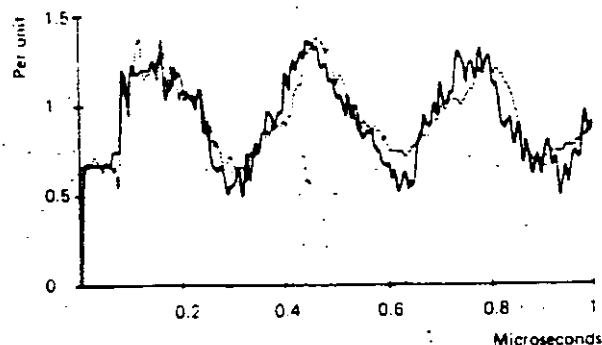


Fig. 2 - A comparison of a computer simulation and an actual measurement of a DS induced transient overvoltage waveform in a 138 kV GIS. The details of the configuration and computer model are given in [7]. The measured data are plotted with the dotted line and the computed data are plotted with a solid line.

2.3.2 - Transients enclosures voltage

Transient enclosure voltage (TEV - also known as transient groundrise) is a special case of VFT which merits special attention and has been thoroughly studied and surveyed [9,10]. The phenomena refers to short risetime, short duration high voltage transients which appear on the external of the "earthed" enclosure of the GIS through the coupling of internal transients to the enclosure at enclosure discontinuities. TEV occurs because the normal earthing connections, which were designed on the basis of power frequency considerations, are too long (i.e. too inductive) to provide effective grounding for the short risetime VFT.

As high frequency currents are restricted to the surface of conductors by the skin effect, VFT currents in GIS are restricted to the internal surface of the GIS until a discontinuity in the enclosure is encountered. Thus TEV does not emerge onto the external enclosure surface at the point of the initial disturbance (DS operation or breakdown to the enclosure). Transients couple onto the exterior surface of the enclosure at physical discontinuities, such as at air terminations. Although visual inspection ports and other openings are also apertures through which transients could emerge, the SF₆-air bushing is normally the most significant source of TEV. Insulated flanges at GIS/cable interfaces and at some current transformers can also allow the emergence of TEV.

The mechanism of TEV generation at the air termination can be analyzed by considering the GIS-air interface to be a connection of three transmission lines, viz., (1) the coaxial GIS transmission line, (2) the transmission line formed by the bushing conductor and overhead line, and (3) the GIS enclosure-to-ground transmission line. These three transmission lines, with surge impedances Z_1 , Z_2 and Z_3 respectively, and the manner of their connection are shown in figure 3. When an internal travelling wave propagates to the gas-to-air bushing, a portion of the transient is coupled onto the overhead line-to-ground transmission line (2) and a portion is coupled onto the GIS enclosure-to-ground transmission line (3). The latter constitutes TEV.

The TEV wave which couples onto the enclosure encounters earthing connections which form transmission line discontinuities and attenuate TEV. Earthing leads can also be analyzed with transmission line approximations. For instance, the point of connection of the earthing lead to the GIS enclosure is an impedance discontinuity. A fraction of the TEV is transmitted through, some is reflected, and some is transmitted down along the earthing lead. When the portion which was coupled onto the earthing lead encounters the groundplane, a negative reflection occurs which propagates up the earthing lead and tends to cancel the original TEV (fig. 4). This analysis indicates that earthing leads are effective in reducing TEV if their surge impedance is low and their electrical length, which determines the time required for the negative reflection from the earthing lead to return to the enclosure, is short compared to the typical VFT risetime.

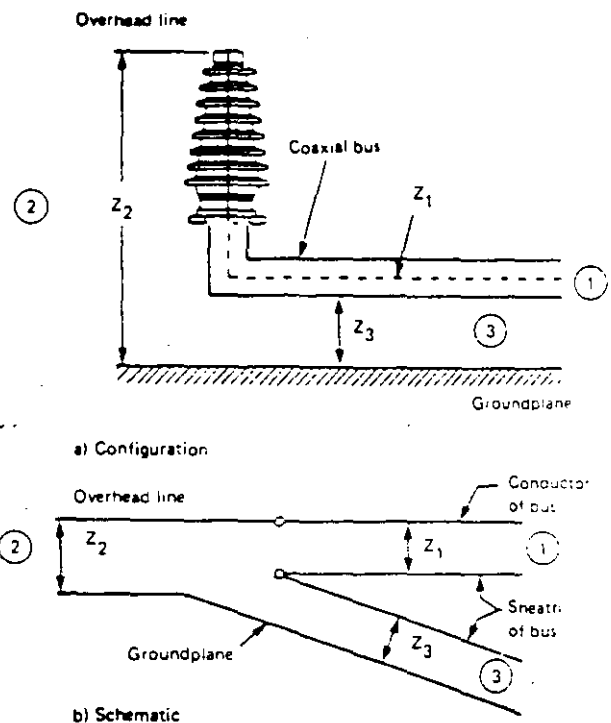


Fig. 3 - The GIS air termination modelled as a connection of three transmission lines. The portion which couples from the internal GIS (1) to the transmission line formed by the GIS enclosure and the groundplane (3) is the primary mechanism for TEV at the air termination.

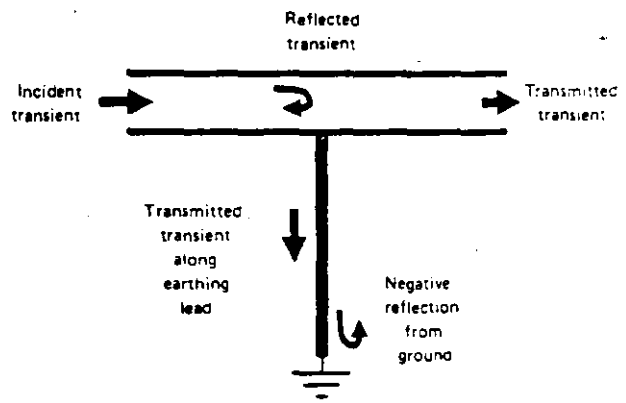


Fig. 4 - The influence of earthing leads based on transmission line analysis. The negative reflection which propagates back from the groundplane along the earthing lead tends to negate the original waveform. By reducing the electrical length, earthing connections become more effective by reducing the time required for the negative reflection to have an effect [9].

By assuming transmission line equivalents of the various earthing connections, proper treatment of the transmission line model of the air termination, and with knowledge of internal VFT characteristics, TEV magnitudes can be estimated [11].

In general, TEV waveforms have at least two components. The first component has a short initial risetime and is followed by high frequency oscillations determined by the lengths of various sections (bus duct and earthing connections) of the GIS. The precise

frequency components depend on the details of the GIS, but the bulk of the transient energy is concentrated in the 5-10 MHz range for typical arrangements. The second component is of lower frequency (hundreds of kHz) and is often associated with the discharge of large capacitive devices (e.g. capacitive voltage dividers) with the earthing system. Both waveform components are damped quickly as a result of the lossy nature of the enclosure-to-groundplane transmission mode; TEV voltages generally persist for only a few microseconds.

2.3.3 - Transients on overhead connections

As discussed above, a portion of a VFI travelling wave incident at an air termination is coupled onto the overhead connections and propagates to other power system components. As a general rule, propagation of VFI on air-insulated lines and bus is lossy and results in some increase of the waveform risetime. However, measurements indicate that if the air connections are relatively short, VFI with risetimes in the range of 10-20 ns can propagate from GIS over short air connections to connected components, such as power transformers [12]. In general, external VFI waveforms have two distinct characteristics. The overall waveshape is dictated by lumped circuit parameters, such as the capacitance of voltage transformers, line and earthing inductance, etc. As a result, the overall risetime is in the range of a few hundred nanoseconds. However, waveforms also include a fast front portion which is dictated by transmission line effects. This portion has a risetime in the range of 20 ns and, because of numerous discontinuities in the transmission path, is usually reduced in magnitude (to about 20-40% of the incident magnitude). The fast risetime of the initial portion is possible as capacitive components, such as bushings, are physically long and distributed (with respect to the VFI risetime) and cannot be treated as lumped elements. Lumped parameter approximations inevitably lead to erroneous risetime information, although the overall waveshape may be similar.

3 - CHARACTERISTICS OF THE VFIO AND TEV

3.1 - Internal VFIO

3.1.1 - VFIO due to disconnector operation

The circuits involved including the GIS and connected apparatus like transformers can be considered as linear for the phenomena under consideration with oscillation frequencies of more than 20 kHz. Therefore, the superposition principle can be applied for the two main phenomena involved.

a) Travelling wave phenomena

Caused by the two injected step shaped surge voltages travelling in opposite direction from the disconnector into the GIS VFI overvoltages are generated. These surges will be superimposed at the beginning to the actual supply or load voltage respectively at the considered location. But the final stationary value

will be 1 p.u. for the most unfavourable case which has to be taken into account. The maximum values of the local VFI overvoltage is dependent on the voltage drop Δu at the disconnector just before striking, the location considered and the remaining voltage. Theoretical considerations, computer simulations of a broad variety of GIS layouts and measurements in laboratories and in actual GIS led to the following results [13-23].

$\Delta u = 2$ p.u. should be taken into account as the most unfavourable case corresponding to a remaining voltage of -1 p.u. due to trapped charges on the load side in case of high speed disconnectors or phase opposition conditions. For this case the maximum VFIO peak has a typical value between 1.5 and 2.0 p.u. for most configurations. However, values up to 2.5 p.u. had been found for very specific cases. But for normal switching conditions of most disconnector designs a voltage collapse of $\Delta u = 1.5$ p.u. is not exceeded resulting in lower peak values of the VFI overvoltage (up to 1.7 p.u. for most configurations and 2 p.u. for very specific cases).

Some important points of interest with regard to shape and frequency of VFIO are the following.

- 1) Sometimes close to the disconnector superimposed additional VFIs with oscillation frequencies up to 100 MHz are observed created by reflections at adjacent internal GIS components in short distance or within the disconnector itself [19,22].
- 2) The main frequency of the dominating VFIO component is given by the total length of the GIS bus switched by the disconnector. By refraction and damping effects the superimposed VFIs of high frequency are decaying leading to mainly monofrequent oscillations in the range of 1 ... 40 MHz after some microseconds normally. An example for a typical travelling wave pattern measured in an actual GIS is shown in fig. 5 A and B [16].
- 3) The maximum value is usually reached at the second or even a later peak [22].

b) Overall transients

In case of power transformers feeding the GIS overall transients with frequencies in the range of 20 ... 100 MHz were observed caused by oscillations of the whole system consisting of the GIS and the transformer. The amplitude of these oscillations however is smaller than that of the VFI oscillation. An example for such an overall transient measured in an actual GIS fed by a power transformer is given in fig. 5 C and D [16].

3.1.2 - Line to enclosure fault

According to para 1.2 step shaped surges with magnitudes equal to the instantaneous value of the applied voltage at the moment of breakdown are generated in the GIS by a line to enclosure fault at the fault location. Calculations have shown that VFI overvoltages up to twice this magnitude may be caused in

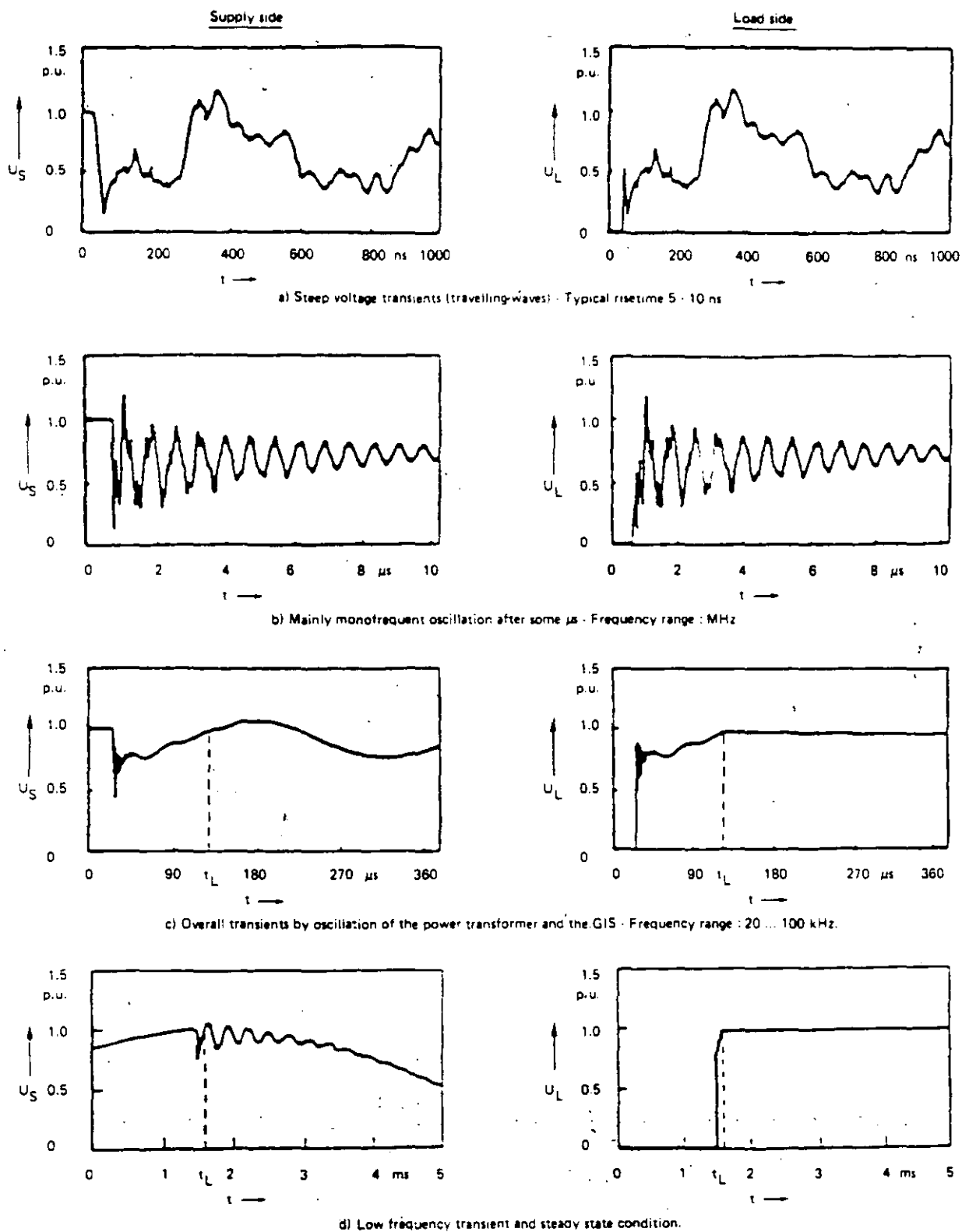


Fig. 5 – Transients on the supply and load side of a GIS due to disconnector switching at different time resolutions (measurements in an actual GIS) t_L arc extinguish.

special locations. This is of special concern during tests on site [23].

3.2 - External VFT voltages

As previously mentioned in paragraph 2.3.2 at the air SF_6 termination, there is a change of impedance where the internal VFTO are partly reflected inside GIS and partly transmitted between the overhead line and earth and between the GIS enclosure and earth.

This sharing is performed according to the surge impedances of the three part transmission line system.

3.2.1 - Transient on overhead connections

Although the magnitude of the fast risetime portion of external transients is generally less than that of internal VFT, the voltage rate-of-rise can be in the range of 10-30 MV/μs [12], which is a stress similar to that of a chopped waveform. However, as VFT occur during normal conditions in GIS and each OS operation may generate tens to hundreds of individual transients, the possible ageing effect on the insulation of external components needs to be considered.

3.2.2 - Transient Enclosure Voltage

TEV although not unique to GIS probably manifests itself more visibly in this type of substation than in the conventional air insulated type by the appearance of sparks between metallic components of the enclosures and between enclosures and other earthed components or structures. The magnitude of the transient can vary according to the location of the measurement point on the enclosure. On simple arrangements it can vary between 0.1-0.25 p.u. [24] for the GIS generally but can reach an order of magnitude higher near the SF_6 to air terminations [9,10].

TEV has caused a concern for personnel safety but is in itself a low energy phenomenon [10] and there is no recorded evidence available to suggest that it is directly dangerous to the health of personnel performing normal duties within the substation. The element of surprise which may be occasioned at the appearance of sparking, however, is of greater concern for the safety of personnel and in some cases has brought about the introduction of appropriate operating procedures (e.g. warning signals, limited access, etc.) [10].

TEV can also cause interference with or even damage to the substation control, protection and other secondary equipment [10].

In 1983 an international enquiry instituted by WG3 of Study Committee 23 attempted by means of a questionnaire to assemble manufacturers and users experience of the TEV phenomenon in GIS and thereby set out to examine and classify measures taken to ameliorate the effects on equipment.

More than half the respondents, in themselves responsible for over 50% of the Gas Insulated Substations in

service reported having had problems with sparking between earthed enclosures, components and structures and interference with secondary equipment.

It became apparent when analysing the responses to the survey that the various methods employed for earthing the substation equipment, although adequate for the safe discharge of power frequency current in the enclosure, were not all effective in handling the very fast transient currents resulting from disconnector switching and similar breakdown phenomena.

The report of the Working Group [10] therefore recommended further study of earthing systems in GIS. In 1986 the Chairman of SC23 set up a team from Working Groups 3 and 4 under the leadership of the Convenor of WG4 and charged it with formulating recommendations for the earthing of Gas Insulated and conventional substations which would minimise the effects of Transient Ground Potential Rise.

The study is complete and the results will be published in time for discussion at the 1988 CIGRE Conference [25].

3.2.3 - Radiations

Electromagnetic fields associated with the external VFTO are radiated from the enclosure and the overhead line. Any electronic cubicle even at some distance from the enclosure will therefore be subjected to a transient electromagnetic field which may induce voltages or currents within an electronic circuit. The amplitude of the electric field is typically some 10 kV/m near the enclosure. The frequency of the electromagnetic field depends on the arrangement of the GIS, but is typically in the range of 10 to 20 MHz. Figure 6 shows the measured electric field in a 420 kV-GIS, at different distances from the enclosure during the operation of a disconnector [24]. Near the enclosure, the electric field decreases with the distance (fig. 6). There are multiple reflections in the earthing system, resulting in higher frequencies in the electric field near the earth side. The electric fields were measured with a spherical electric field sensor (see Appendix). The magnetic field can be estimated to be in the range of some 10 A/m having the same frequencies as the electric field.

4 - EFFECTS OF VFTO ON EQUIPMENT

4.1 - Effects on transformers

Transformers are either directly connected through SF_6 -bushings or indirectly by SF_6 -air-bushings, overhead lines and air-oil-bushings.

Two different effects have been observed on the windings of direct connected transformers:

- Steep fronted wave impulses create an extremely non linear voltage distribution along the high voltage winding connected to the oil- SF_6 -bushing. If the winding is composed of interleaved coils, at least in the entrance region, for steep-fronted impulses each interleaved coil can for example be represented

by surge impedance and earth capacity as shown in fig. 7a-d with the theoretical impulse form 7e compared to measured ones 7f [26].

For directly connected transformers the loop formed by two bushings and an overhead line smoothes the steep front to values comparable to chopped waves, which are well established and covered by impulse testing. For directly connected transformers experience with hundreds of transformers installed worldwide shows that transformers withstand the stresses built up by steep fronts.

- Transient oscillations within the GIS can develop extremely high part winding-resonance voltages in the transformer windings.

For directly connected transformers frequencies up to several MHz can be transmitted through the SF_6 -oil-bushing. For indirectly connected transformers the highest frequency transmitted through two bushings and an overhead line is about 1 MHz. In both cases part winding resonances also preferably could occur near the connection points e.g. the entrance coils and the selected tap of a step winding connected to a neutral point on load tap changer.

Fig. 8 shows the voltage ratio between one step of the tapped winding and the high-voltage side of a 420 kV transformer directly connected to a GIS as a function of frequency. Extremely high values develop in the Megahertz range. The q-factors (defined as peak transient voltage divided by peak power frequency voltage at the point of interest) can amount up to 200 due to transient potential rise of the neutral point.

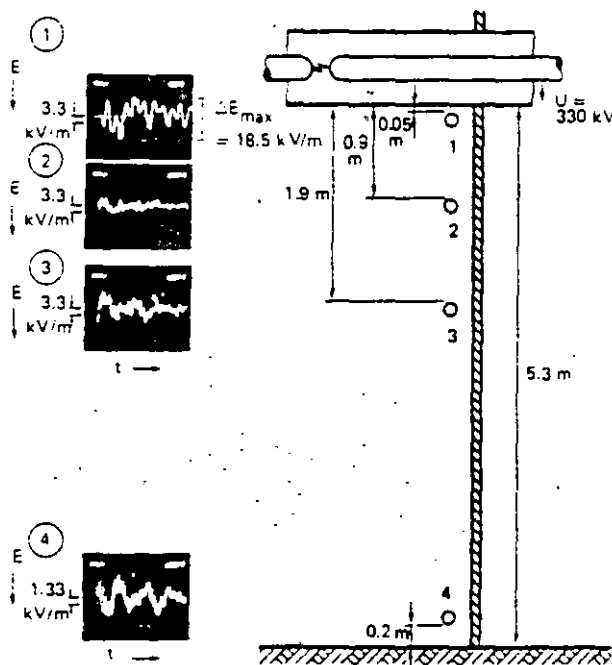


Fig. 6 — Radiated electric field from the enclosure in a 420 kV-GIS during a disconnector operation in the GIS [24]. (1 : 50 ns/div ; 2, 3, 4 : 100 ns/div).

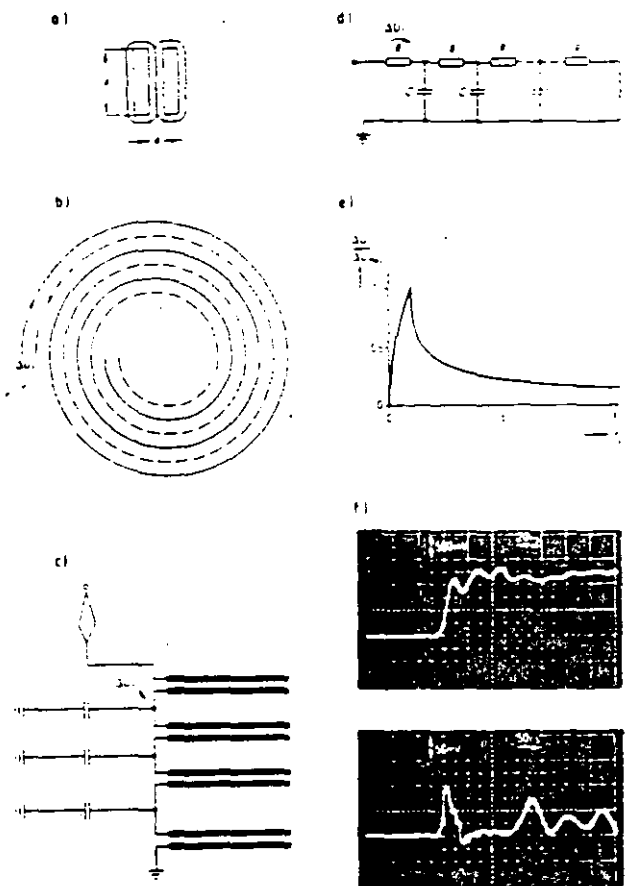


Fig. 7 — Voltage Distribution of Steep-Fronted Input Waves.

- Geometrical dimensions of flat conductors for determining the surge impedance.
- Top view of a two-strand spiral
- Coil connections.
- RC equivalent circuit.
- Voltage or current wave set up at the first coil by a ramp-shaped impulse voltage.
- Measured input voltage and partial voltage applied to the first coil.

Relevant measurements and investigations showed, that the damping decrement of the transient oscillations within the GIS determines as well the amplitudes developed by part resonance as the oil insulation strength under high frequency voltage stress [27].

The smaller the quotient of two subsequent amplitudes of same polarity, the smaller are the developed resonance amplitudes and the higher the insulation strength.

In critical cases it may be necessary to take measures as e.g. to protect the tap changer with varistors connected between the selected and preselected tap.

4.2 - Effect on disconnectors and breakers

According to the relevant IEC-standards dielectric tests of switching equipment have to be done with

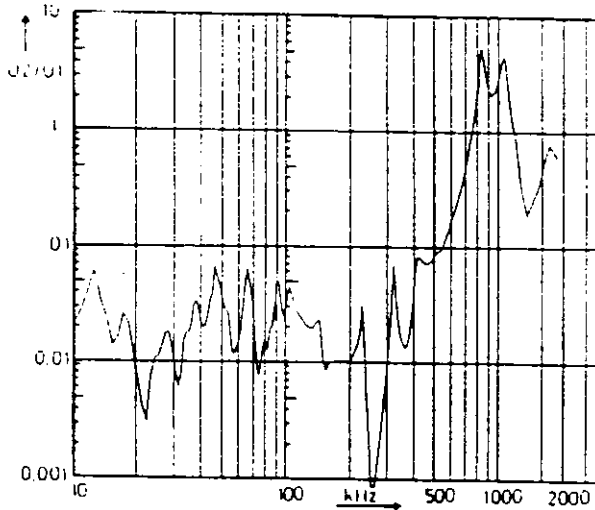
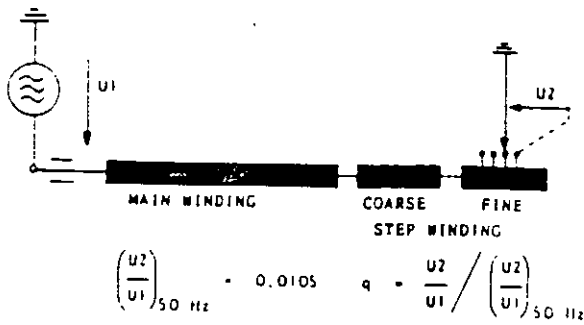


Fig. 8 - Voltage ratio between one step of tapped winding and HV-side versus frequency.

specified impulse or ac withstand-voltages in the closed and open position of the contact system, while intermediate positions have not to be taken into account. However, striking takes place in the intermediate position of the contact system. Depending on the dielectric stress, which is determined by the design parameters of the switching equipment such as service voltage, gap distance, electrode geometry, gas pressure, a discharge to the earthed enclosure leading to an internal arc may develop.

Due to the specific design parameters of circuit-breakers and loadbreak switches no earth faults during operation induced by self generated VFT overvoltages have been observed either in the breakers and switches themselves or in adjacent GIS-components. Since the contact system of this type of equipment is generally working in a gaseous atmosphere with a comparatively high overpressure, the striking distances between the contacts are very small compared to the distance between the contacts and the enclosure, thus resulting in a dielectric stress, which is too small for a discharge propagation in the direction of the enclosure. Furthermore, as shown by experience the insulation system of circuit-breakers and loadbreak switches seems not to be essentially endangered by VFT overvoltages, which are generated in adjacent GIS-components.

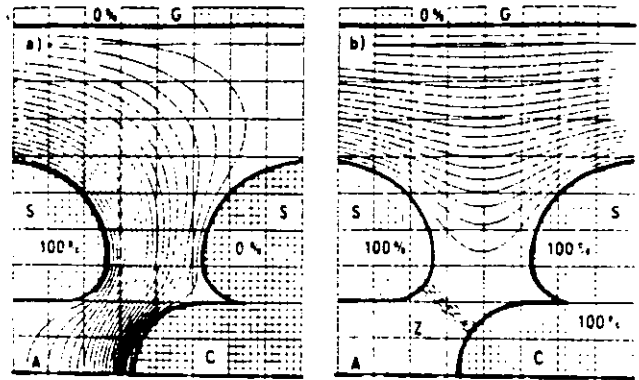


Fig. 9 - Electric field distribution of a disconnector.

a) Before striking b) During striking.

S Shielding electrode
C Moving contact
G Grounded enclosure
A Axis of disconnector
Z Striking zone.

VFT overvoltage induced earth faults, however, have been observed in case of disconnector switching operations. Depending on the relevant disconnector design the change of the electrical field gradient from a longitudinal to a radial direction as a consequence of a restrike or prestrike may be essential. The change of the field gradient for a well designed disconnector, before (a) and during (b) striking is illustrated by fig. 9 [14].

In case of service voltages ≥ 300 kV the design parameters of disconnectors are in general such that a leader - type discharge, which tends to branching, becomes probable (fig. 10). After the bridging of the contact gap the propagation of residual leader branches directed to the enclosure may be supported as well by the change of the main electrical field direction towards a strong radial gradient and by simultaneously generated travelling wave patterns (VFT overvoltages) due to reflections inside the GIS.

Under this point of view the earth fault of a disconnector immediately after striking is basically a problem of activating residual leader branches by means of an enhanced field gradient to earth and by feeding them with VFT overvoltages generated in the attached GIS-configuration [21,28,29,14,16]. Though various questions on details of the described breakdown mechanism are still open and research activities in this field are going on, necessary design measures for GIS- disconnectors have already identified to prevent failures during switching operations. Appropriately designed GIS- disconnectors have proved to be reliable.

It is meanwhile generally agreed that switching tests on GIS-disconnectors have to be established with the purpose to check their switching capability and to verify their behaviour [29] (see chapter 5.1).

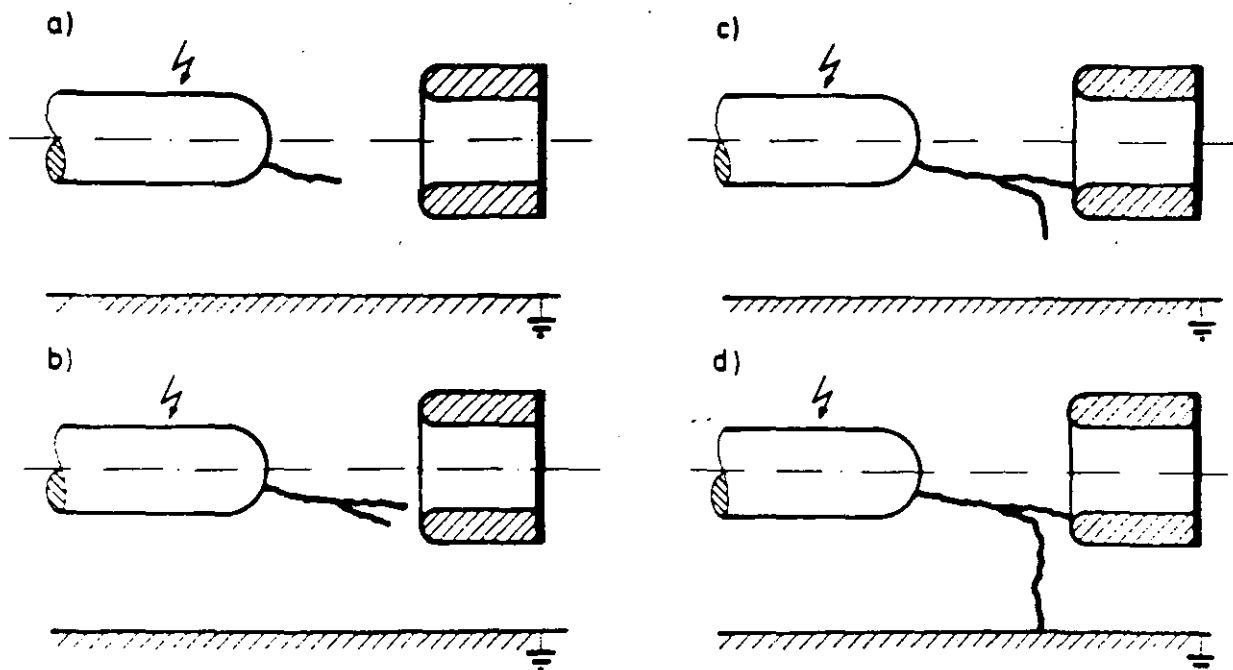


Fig. 10 — Development of an earth fault by branching of the leader-discharge during disconnector operation (principle)

Remark: Although branching commonly occurs, the development of a single branch to an earth fault can be avoided by a proper disconnector design.

4.3 - Effect on SF₆ insulation: gas and spacer

In correct GIS insulation system, the pure gas breakdown and spacer flashover behaviour is principally similar due to the insignificant field enhancement of modern spacer designs and the low influence of surface effects on the discharge development [30,31,32,33]. In accordance with the upturning trend of the Lightning Impulse (LI) voltage-time curves B in fig. 11 for increasing front steepnesses mainly caused by the formative time lag for the break-down channel all VFTO breakdown or VFTO flashover values are above the Lightning Impulse Withstand Level (LIWL) within the area A in fig. 11. Due to the longer formation time lag the negative polarity VFTO breakdowns (fig. 12 B) occur delayed for some hundred nanoseconds in the oscillating tail and at slightly higher values in comparison with positive breakdowns in the initial front or close to the primary peak (fig. 12 A). A big scatter range is typical for both polarities. Nevertheless all VFTO breakdown values for both polarities with and without spacer are comparatively close together within the frame A in fig. 11. Therefore, a VFTO breakdown is improbable in a correct GIS insulation system during normal operation.

Regarding extremely inhomogeneous fields caused by irregularities of the insulation system like needle shaped protrusions the VFTO breakdown values within the area C in fig. 11 are considerably reduced in accordance with the downturning trend of the corresponding LI voltage-time curve D in fig. 11 for increasing front steepness [31,32]. Both effects are mainly caused by the decreasing corona stabilization and changing leader inception conditions. The breakdowns

occur late on the oscillation tail (fig. 12 C) with a big scatter. The positive breakdown values are somewhat lower than those for negative polarity as in a correct GIS insulating system. Due to the big scatter the breakdown probability is very low for low VFTO amplitudes and increases with the oscillation frequency and the degree of the field inhomogeneity. For 40 MHz and a needle length of 15 mm a breakdown probability of 1% had been found during disconnector switching operation at rated service voltage in a 420 kV GIS which was successfully tested beforehand on site with Oscillating Switching Impulse (OSI) of 100% Switching Impulse Withstand Level (SIWL). Such VFTO breakdowns had been observed very rarely and only in the neighbourhood of disconnectors, where the breakdown level is extremely reduced by high VFTO oscillation frequencies. A similar but much less pronounced decrease of the breakdown voltage has to be expected for more conceivable irregularities like particles, edges and fissures with lower field distortion effects [33]. The behaviour of the insulation stressed by VFTO can be covered by standard lightning impulse stress [31]. Recent research results are compiled in a CIGRE paper [40].

4.4 - Effects on enclosure

With insulating flanges the build up of transient enclosure voltage causes sparking across flanges which established high frequency continuity in the enclosure and limits the magnitude of the TEV coupled onto the enclosure to about 10 kV [9] whereas TEV near SF₆ to air connections can be within the range of several tens of kV to 100 kV in magnitude [9-10].

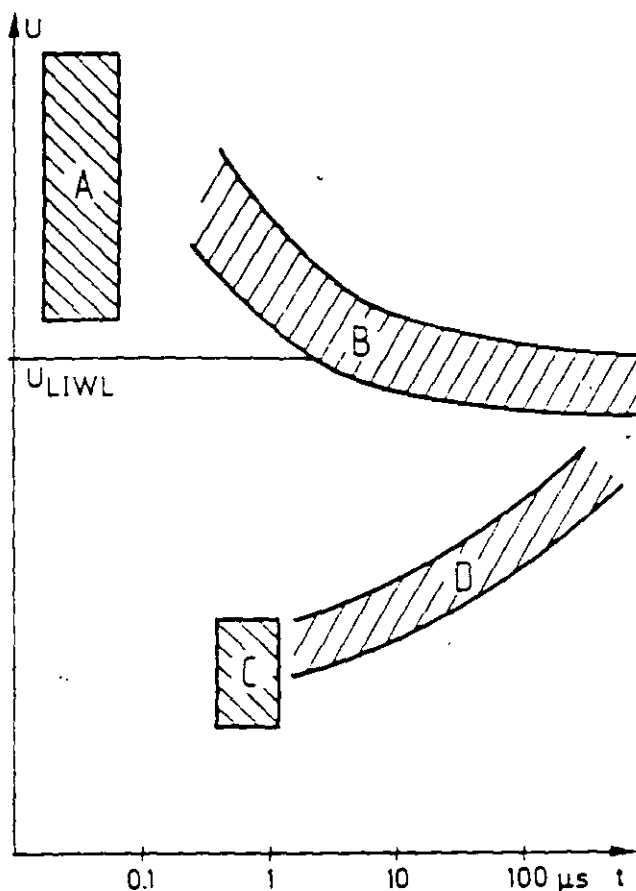


Fig. 11 - Principal voltage-time characteristic.

- | | |
|-------------------|---|
| A VFT voltage | { Insulation system in
correct condition |
| B Impulse voltage | |
| C VFT voltage | { Insulation system with
a long needle shaped
protrusion. |
| D Impulse voltage | |

The sparks may also cause damage to insulating material in the vicinity and impair its service life. Damage to insulating bushes in the housings of externally mounted current transformer may give rise to the development of short-circuited turns around the current transformers and hence interference with the correct operation of these devices. Equally, puncture of insulation intended to limit the spread of circulating currents within the enclosure, due to the passage of normal load current in the main conductor, may have harmful effects particularly under short-circuit conditions.

Probably of most consequences however are the cases where TEV interferes with the operation of control, protection and metering equipment.

Transient Enclosure Voltage effects in Gas Insulated Substations can be mitigated by the following means:

- 1) The design and arrangement of the substation earthing mat to provide effective attachment of the various earthing connections.
- 2) To minimise the surge impedance and the electrical length of the earthing straps. By keeping these

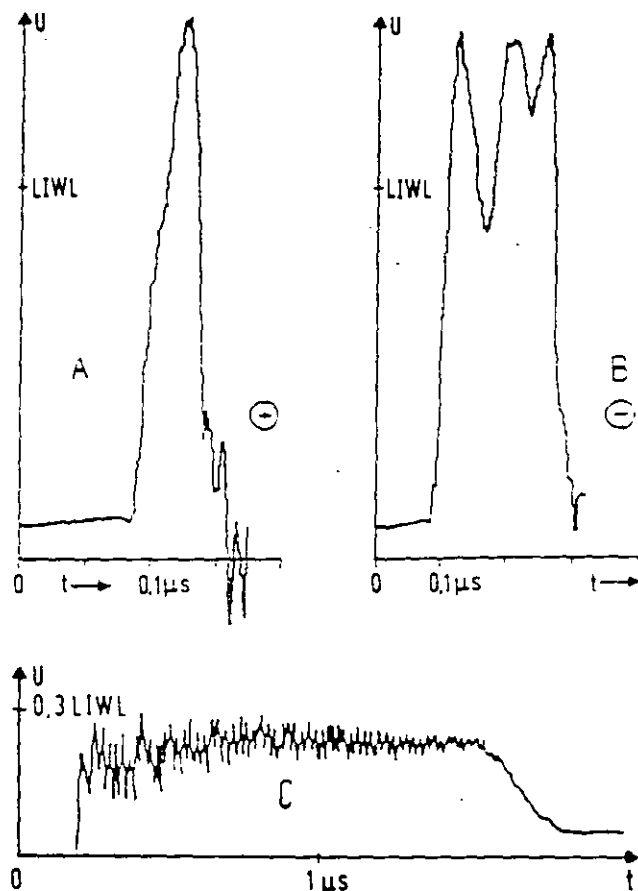


Fig. 12 - VFT breakdown development.

- | | |
|---------------------|---|
| A positive polarity | { Insulation system
in correct condition |
| B negative polarity | |
| C positive polarity | { Insulation system
with a long needle
shaped protrusion. |

leads as straight and as short as possible these objectives are achieved and thus low profile switchgear constructions are advantageous. Increasing the number of connections is also beneficial. Relatively massive earthed support structures will also reduce TEV.

- 3) To introduce shielding to prevent the Very Fast Transients generated internally from reaching the outside of the enclosure.
- 4) Where insulated spacers must be employed, to introduce voltage limiting varistors, of suitable rating.

4.5 - Effect on secondary equipment

TEV may interfere with secondary equipment by raising the housing potential of such equipment in case it is connected directly or via cable shields to the GIS enclosure, and by emitting free radiation which may induce voltages or currents in adjacent equipment. Though intermittent and of short duration these effects may interfere with the normal function of electronic equipment or even damage sensitive circuits.

To minimize interference, correct cable connection procedures should be followed [25]. The coupling of radiated energy may be reduced by mounting control cables closely along enclosures, supports and other grounded structures, and by grounding cable shields at both ends by leads as short as possible or alternatively by the application of optical coupling devices. In the secondary equipment, voltage limiting devices may have to be added.

To ensure the integrity of electronic equipment, interference tests on such equipment are necessary. Suitable tests are:

- fast transient test (5 ns, 2 kV) on processing cables acc. to IEC 801-4,
- electrostatic discharge (ESD, 1 ns, 8 kV) test on housings acc. to IEC 801-2.

A radio test with continuous-wave radiation (10-30 V/m, 25-1000 MHz) acc. to IEC 801-3 or IEC 255 is less relevant due to the intermittent character of the radiation caused by GIS VFT.

4.6 - Effects on cables

Reported effects of VFTO on cable lines appear all to be located in earthed circuits and to be originated by Transient Enclosure Voltages so that reference can be made to section 4.4. In fact the earthing connections had to be modified in order to eliminate the troubles.

No problems have been experienced on the main insulation: as can be expected since characteristic impedance of cables is lower or at most equal to that of GIS.

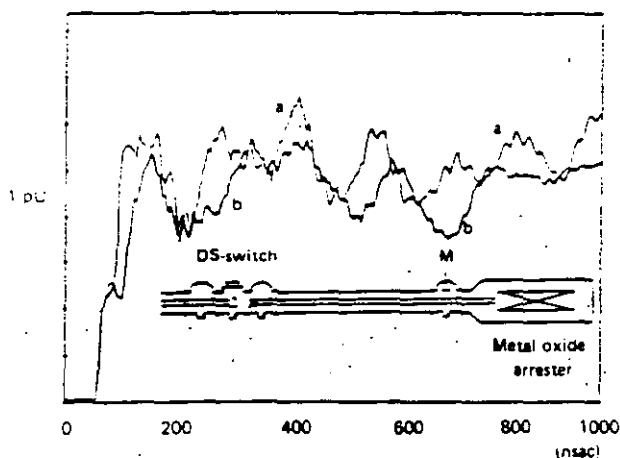


Fig. 13 - Capacitive behaviour of a metal oxide arrester. Influence on the shape of VFT voltages.

- (a) Measured VFT in a test configuration without arrester
- (b) Measured VFT in the same test configuration with arrester.

4.7 - Influence of a metal oxide arrester on VFTO

VFTO can appear at an arrester theoretically under two conditions, the conducting and non-conducting state.

The amplitudes of VFT events, according to measurements in gas insulated substations, are below the protection level of installed metal oxide arresters. So, under usual conditions VFT will appear at the arrester in the non-conducting state.

To investigate the behavior for that case, tests were performed in a high voltage laboratory. An enclosed metal oxide arrester for a 550 kV system was connected to a section of SF₆-insulated busbar, where high-voltage-VFTO were produced by a disconnector gap. The transient voltage was measured close to the arrester. Measurements for comparison were made for the same configuration but without the arrester.

The results are shown in fig. 13. The two curves represent the voltages in the busbar measured with and without the arrester connected. The arrester in the non-conducting state acts as a capacitance. Steep voltage fronts are sloped as shown in fig. 13.

4.8 - Effects on bushings

Bushings are needed at the interfaces between SF₆ insulated apparatus of GIS and air insulated equipment like overhead lines or links to transformers etc.

These SF₆/air bushings can have different design principles: SF₆ insulated or capacitively graded by multiple conductive layers.

The transformer bushings generally are capacitively graded, for air/oil application or for SF₆/oil in case of direct connections to GIS.

Bushings with mainly SF₆ insulation can be treated similar to the other GIS components. Therefore, interest is focussed on the influence of VFT on capacitively graded bushings with their main insulation formed by oil or epoxy impregnated foils.

Service experience for all designs and applications of bushings for voltages up to 800 kV has shown very few problems.

In one incident with an air/SF₆ bushing (525 kV system) the failure might have been accelerated by VFT effects. The main reason, however, was a bad contact design for a grading electrode.

Attention has to be paid also to avoid a too high inductance in the connections of the last grading layer to the enclosure.

5 - TESTING PROCEDURE OF EQUIPMENT

5.1 - Disconnectors

Up to now no disconnector switching tests have been standardised by IEC.

Such tests have been studied by CIGRE SC13 WG04 and their recommendations have been publicised [29]. The tests described are adequate to cover the general switching duties of disconnectors but it is recognised that they do not cover some special switching conditions under which disconnectors intended for application at voltages above 300 kV can operate.

For example the conditions which apply when a disconnector closes onto an off-load busbar on which a 1 p.u. remaining voltage has been left by the previous opening of a circuit-breaker are not covered nor are those in which the interruption of circuits which contain inductive voltage transformers takes place.

It should also be noted that recent investigations have shown that the presence in the network of different types of voltage source such as high voltage test transformers or power transformers can influence the behaviour of the arc in the disconnector switching gap.

To prove the satisfactory operation of disconnectors under these special conditions a number of test procedures have been proposed. Those that have been published are mentioned below.

A "one minute arcing test" intended to test the integrity of the phase to enclosure insulation under repeated striking at the disconnector gap has been proposed [4]. However this test is no longer considered an adequate one.

A procedure using a synthetic test circuit has also been described [36]. This circuit is intended to correctly reproduce the transient peak overvoltage, which have been predicted, in the presence of the normal power frequency voltage.

The results of measurements of actual overvoltages occurring during disconnector switching in 110 kV networks have been reported and from these circuits designed to reproduce these overvoltages during laboratory tests have been described [35].

Finally a group of french manufacturers and users have described an analysis of the stresses occurring in disconnectors during switching under conditions of full phase opposition and have derived from this a test circuit and conditions to ensure impeccable [21] operation even in the most severe service conditions.

From the above it would seem that a further review of disconnector test methods would be appropriate when any other methods hitherto unpublished could be taken into consideration.

5.2 - On site testing

As described in section 4.3, the dielectric integrity of GIS stressed by VFTO can be adversely affected by the presence of defects such as particles and sharp protrusions, which might result during the shipping and assembly process. As a result, some form of additional testing might be necessary, especially for higher voltage classes which have smaller safety mar-

gins in the dielectric design. The purpose of testing is to prove the absence of defects which might cause problems in the presence of VFT overvoltages. Although there is a general consensus that power frequency tests are best for dealing with particles, the "best" testing approach for other defects is, however, subject of much discussion.

The use of short risetime impulses (such as the lightning impulse) is often suggested as a test waveform, as shorter risetimes are generally more sensitive to the presence of fixed defects [38], for which impulse testing, in general, is considered to be a good approach. The selection of waveform parameters requires standardization. Although short risetimes are best for detection, too short a risetime can lead to testing problems associated with travelling wave effects within the GIS. Some have suggested that a longer risetime waveform (such as a switching impulse, might be more practical, despite the reduction in sensitivity to certain types of defects. In some cases, both lightning and switching impulse voltages have been performed for the same GIS.

Despite the benefits of impulse testing, alternate test philosophies have been developed. For instance, under power frequency excitation supplied during the usual conditioning and AC test procedure, harmful defects as for instance free particles could result in detectable partial discharge or acoustic emissions. As a result, sensitive partial discharge measurements, based on electrical and acoustic techniques, have been suggested [39]. Such testing can be performed in lieu of impulse testing, although on occasion, both have been specified for the same GIS.

A third approach, supported by some manufacturers, involves no specialized testing on site. Instead, a greater emphasis is placed on quality control during manufacture and assembly, reducing the need for elaborate site tests. In this case, simple power frequency tests at 1.2 p.u. are thought adequate to detect assembly errors.

6 - CONCLUSION

In Gas Insulated Substation (GIS), disconnectors (DS) operations and line to enclosure faults generate short rise time travelling step voltages. The initial amplitude of these steps depends on the voltage Δu across the DS at the instant of restrike or on the line to ground voltage before the fault. Reflections and transmissions of these initial travelling waves superimpose to build up the so called Very Fast Transient Overvoltages (VFTO). Their peak values are proportional to the amplitudes of the initial steps and depend on the GIS layout (bus bar lengths, location of the changes of impedance). The time-to-peak of the VFT voltages are lower than the conventional 1.2 μs and their rates of rise are greater than those of lightning impulse. The faster rise times of the initial steps have been estimated to be in the region of 10^6 V/s and so due to the build up mechanism the VFTO have the same shape and the same amplitude all through the GIS.

The VFI voltage appear within the GIS but also outside: between overhead lines and earth but also between the enclosure of the GIS and earth. So both inside and outside the GIS components are subjected to such stresses for which they have to be designed.

For the VFIO due to line to enclosure fault their amplitude can be dangerous for insulation only during on site testing and can reach twice the applied voltage at the instant of the failure.

For disconnector switchings when Δu at restrike is 2 p.u. the peak value of the VFI voltages can reach 2,5 p.u. for very severe case of GIS lay out but generally the peak value remains in the range of 1.5 to 2 p.u. For most cases the value of Δu is lower, the peak value of VFIO are below 1.5 p.u.

From an insulation point of view the main following conclusion can be drawn:

- 1) For disconnector switching the peak amplitude of the VFIO remains even in the worst case much lower than the lightning impulse withstand level of the equipment for all rated voltage level.
- 2) Nevertheless for GIS insulation, it has been shown that defects of the HV bars can greatly decrease the insulation level, and in this case the VFIO produced at the strikes of the disconnector can cause failure especially for upper voltage level for which the LIWL is reduced compare to the rated voltage. So additional on site testing is required to detect defects which are sensitive to VFIO. Appropriate test procedures are currently under discussion.
- 3) For disconnector, a type test is necessary to ensure that there will not be any flashover between the arc between contacts and the enclosure during switching.
- 4) Regarding the GIS insulation the VFIO amplitude in normal configurations is lower than the protective level of arresters and therefore it cannot be significantly influenced by them.
- 5) A chopped lightning impulse test may be useful in assessing the reliability of transformers and bushing subjected to VFIO.
- 6) For equipment (transformers, bushings...) care must be taken in designing the links which must insure the limitation of the voltage between screens and earth. Such links must not have a too high inductance because for VFIO these links due to the voltage rise cannot ensure their task. Sparks between different "earthed" parts of the system can then occur.
- 7) For reducing the external VFIO between enclosures and earth, GIS designers must take care at each interruption of the enclosure. At the bushing the grounding leads can be coaxially mounted and the surge impedance of these leads should be as low as possible (low earth impedance). At the junction

between enclosures or at the junction of the enclosure and the screen of a cable the straps or any non linear resistors can be also coaxially installed.

Some failures have been attributed to the VFI voltages sometimes wrongly sometimes truly. The levels of the VFIO are much lower than the LIWL and the dielectric strength of most of the equipment for VFIO exceeds the dielectric strength for lightning impulse (LI) voltages.

REFERENCES

- [1] PFEIFFER W.: Impulstechnik, Carl Hansa Verlag München, Wien, (1976), p. 44.
- [2] PFEIFFER W.: Gesetzmäßigkeit beim Durchschlag von Funkenstrecken in komprimiertem Schwefelhexafluorid, ETZ-A Vol. 95 (1974), p. 405.
- [3] BOGGS S.A., CHU F.Y., FUJIMOTO N.: "Disconnect switch induced transients and trapped charge in GIS". I.E.E.E. Trans. Vol. PAS-101, N° 10, October 1982.
- [4] LALOT J., SABOT A., KIEFFER J., ROWE S.W.: Preventing earth faulting during switching of disconnectors in GIS including voltage transformer, IEEE Trans. Vol. PWRD-1, 1986, P. 203.
- [5] BOGGS S.A., FUJIMOTO N., COLLOD M. and THURIES E.: "The modeling of statistical operating parameters and the computation of operation-induced surge waveforms for GIS disconnectors". 1984 CIGRE, paper 13-15.
- [6] BOECK W. and WITZMANN R.: "Main Influences on the Fast Transient Development in Gas-Insulated Substations (GIS)". 5th ISH, Braunschweig, FRG, 1987. Paper 12-01.
- [7] FUJIMOTO N., STUCKLESS H.A. and BOGGS H.A.: "Calculation of disconnector induced overvoltages in gas-insulated substations". In L.G. Christophorou and M.O. Pace (Eds.) *Gaseous Dielectrics IV*, Pergamon Press, New York, 1984.
- [8] WITZMANN R.: "Fast Transients in Gas Insulated Substations (GIS). Modeling of Different GIS Components". 5th ISH, Braunschweig, FRG, 1987. Paper 12-06.
- [9] FUJIMOTO N., DICK E.P., BOGGS S.A. and FORD G.L.: "Transient ground potential rise in gas-insulated substations - Experimental studies". IEEE Trans. on PAS, PAS-101, N° 10, October 1982.
- [10] BOERSMA R.: "Transient Ground Potential Rises in Gas-Insulated Substations with respect to earthing systems". *Electra* N° 110, January 1987, p. 47.

- [11] DICK E.P., FUJIMOTO N., FORD G.L. and HARVEY S.: "Transient ground potential rise in gas-insulated substations - Problem Identification and Mitigation". IEEE Trans. on PAS, PAS-101, N° 10, October 1982.
- [12] FUJIMOTO N. and BOGGS S.A.: "Characteristics of GIS disconnector-induced short risetime transients incident on externally connected power system components". IEEE PES Winter Meeting, New Orleans, 1987. Paper 87WM185-2.
- [13] LUHRMANN H.: "Ausgleichsvorgänge beim Schalten von Trennschaltern in SF₆-isolierten Schaltanlagen, ETZ-Archiv, Vol. 3 (1981), p. 209.
- [14] BOSOTTI O., MOSCA W., RIZZI G., MASKOFF L., KYNAST E., LUHRMANN H.: "Phenomena associated with switching capacitive currents by disconnectors in metal enclosed SF₆-insulated switchgear. CIGRE 13-06, 1982.
- [15] BOGGS S.A., CHU F.Y., FUJIMOTO N.: "Disconnect switch induced transients and trapped charge in gas-insulated substations. IEEE Trans. Vol. PAS-101, (1982), p. 3593.
- [16] KYNAST E., GOROBLENKOW J., LUXA G., PATRUNKY H., MORITZ G., HENNINGSEN C.: "Investigation concerning the switching of disconnectors in an SF₆-insulated 380 kV substation, CIGRE 33-02, 1984.
- [17] KONIG D., IMGRUND G., NEUMANN C., MAATZ K., SCHIWECK L.: "Vorgänge beim Schalten kleiner kapazitiver Ströme mit SF₆-isolierten metallgekapselten Trennschaltern im 110-kV-Netz und ihre Simulation im Hochspannungslaboratorium. Elektrizitätswirtschaft, Vol. 85 (1986), p. 131.
- [18] OGAWA S., HAGINOMORO E., NISHIWAKI S., YOSHIDA T., TERESAKA K.: "Estimation of restriking transient overvoltage on disconnecting switch for GIS. IEEE Trans. Vol. PWRD-1, (1986), p. 95.
- [19] FUJIMOTO S.A., BOGGS S.A., STONE G.C.: "Mechanism and Analysis of short risetime GIS transients, CIGRE SC 15 Symp. Vienna 1987.
- [20] FREISINGER F., MUHR M., DIESSNER A., SCHENNER H.: "Field measurement of fast transient voltages in the 420 kV Wien Sued. CIGRE SC 15 Symp. Vienna, 1987.
- [21] LALOT J., SABOT A., KIEFFER J.: "Dielectric behaviour of GIS switching disconnectors comparison of possible phase opposition tests. IEEE SUMMER MEETING 1986 PAPER 86 SM 387-5
- [22] BOECK W., WITZMANN R.: "Main influences on the fast transient development in gas-insulated substations (GIS), Int. Symp. on High Voltage Engineering (ISH), Braunschweig, 1987, paper 12-01.
- [23] FESER K., KULIK P., MENTEN L.: "Dielectric field testing of GIS". CIGRE-Report 33-09, 1986.
- [24] Meppelink et al: "Very Fast Transients in GIS". IEEE winter meeting 1988 PAPER 88 WM 114-1
- [25] Aanestad et al: Substation Earthing with special regard to Transient Ground Potential Rise Design Aims to Reduce Associated Effects - CIGRE 1988 paper 23.06.
- [26] MULLER W., STEIN W.: "Behaviour of High-Voltage Transformer windings on Steep-fronted input waves of Nanosecond Duration". Siemens Power Engineering V, N° 5, pp. 259-262 (1983).
- [27] BREITFELDER D., BUCKOW E., KNORR W., PESCHKE W.: "Dielectric Strength of Transformer Oil Under Impuls and High Frequency Stress". 5. ISH, Braunschweig, 1987.
- [28] EDLINGER A., MAUTHE G., PINNEKAMP F., SCHLICHT D., SCHMIDT W.: "Disconnector switching of charging currents in metal-enclosed SF₆-gas insulated switchgear at EHV. CIGRE-Report 13-14, Paris, 1984.
- [29] CIGRE WG 13-04: "Requirements for switching tests of metal-enclosed switchgear. Electra, N° 110 (1987), First part pp. 7-23
Second part pp. 26-46.
- [30] TASCHNER W.: "Voltage-time curves of SF₆ insulation for steep fronted impulse voltages bei 1 µs 8th Intern. Conf. on Gas-discharges & their Application. Oxford, 1985, p. 259.
- [31] BOECK W., TASCHNER W., GORABLENKOW J., LUXA G.F., MENTEN L.: "Insulating behaviour of SF₆ with and without solid insulation in case of Fast Transients. CIGRE-Report 15-07, (1986).
- [32] LUXA G., KYNAST E., BOECK W., HIESINGER W., PIGNI A., BARGIGIA A., SCHLICHT D., WIGART H., ULLRICH L.: "Recent research activity on the dielectric performance of SF₆, with special reference to very fast transients". CIGRE-Report 15-..., (1988).
- [33] REYNDERS J.P., MODRY R., MEPELINK J.: "Volt-time curves of disconnector generated fast transients in GIS". 5th Inter. Symp. on Gaseous Dielectrics, Knoxville, (1987).
- [34] CIGRE WG 13-04: "Requirements for switching tests of metal enclosed switchgear". Electra, N° 110, First part pp. 7-23
Second part pp. 26-46.
- [35] KONIG D., IMGRUND G., NEUMANN C., MAATZ K., SCHIWECK L.: "Phenomena occurring during switching small capacitive currents with SF₆-insul metalenclosed disconnectors in 110 kV-netz and their simulation in a high voltage laboratory (in German)". Elektrizitätswirtschaft Vol. 85 (1986), pp. 131-138.

[36] NISHIWAKI S., KANNO Y., SATO S., HAGINOMORI E., YAMASHITA S., YANABU S.: "Ground fault by restriking surge of SF₆ gas-insulated disconnecting switch and its synthetic tests". IEEE/PES-Conference paper 82 WM 187-3, Winter Meeting, New York, January/February 1982.

[37] DIESSNER A., LUXA G.F., MOSCA W., PAGINI A.: "High Voltage Testing of SF₆-Insulated Substations on Site". CIGRE, 1986 Session, Paper 33-06.

[38] LALOT J.: "On-Site Acoustic Detection of Abnormalities in Metal-Clad Substations". In BOGGS S.A., CHU F.Y. and FUJIMOTO N. (Eds.), *Gas-Insulated Substations - Technology & Practice*. Pergamon Press, 1986, pp. 322.

[39] OZAWA J., YAMAGIWA T., HOSOKAWA M., TAKEUCHI S., KOGAWA H.: "Suppression of Fast Transient Overvoltages During Gas Disconnect Switching in GIS" IEEE Trans. Vol. PWRD-1, N° 4, 1986, p. 174.

[40] LUXA, KYNAST, BOECK, HIESINGER, PICINI, BARGICIA, SCHLICHT, WIEGART, ULLRICH: "RECENT research activity on the dielectric performance of SF₆, with special reference to very fast transients" CIGRE 1988 paper 15-06.

APPENDIX 1 - GIS COMPONENT MODELLING

The most adopted modelling of GIS components, to simulate Very Fast Transients by digital programs, makes use of electrical equivalent circuits composed by lumped elements (capacitances, inductances and resistances) and distributed parameter lines, defined by their own surge impedance and travel time. The disconnecter spark itself has to be taken into account by a transient spark resistance according to the Toepler (see 2.1) and the subsequent arc resistance of a few ohms.

Component	Equivalent circuit	Notes
Bus duct		Loss-free distributed parameter transmission lines
Spacer		($C \approx 20 - 30 \text{ pF}$)
Elbow		
Spherical shield		($C \approx \text{some pF}$)
Surge arrester		
Closed switch		
Open switch		n = number of breaking chambers
Closed disconnector		
Open disconnector		
Disconnecter during sparking		$R = r(t)$: $R = \text{a few } \Omega$ $C = \text{a few tens pF}$
Bushing (capacitive type)		n = number of equivalent shields (5 ÷ 8) simulated
Bushing (gas filled)		$C = \text{a few tens pF}$ $r_s \approx 250 \Omega$
Power transformer (termination)		parameters evaluated from the frequency response of the transformer
Current transformer		sometime negligible
Capacitive voltage transformer		
Earth connection		
Aerial line or long cable (termination)		R = surge impedance

Series resistances or shunt conductances have to be included if Joule losses in the conductor or, respectively, dielectric losses cannot be neglected. Because of the high frequencies involved during VFT, in some GIS components only the dielectric losses need be taken into account (in the coaxial bushings, for instance).

The calculation of the parameters of the equivalent circuit is carried out from the electromagnetic field relevant to the particular components to be modelled. This approach is easy when the plane of the electric and magnetic field vectors is normal to the surge direction of propagation. On the contrary, when strong field distortions appear, such as in spherical arrangements or elbows (normally existing in GIS configurations), the evaluation of the parameters of the equivalent circuit is questionable. However, when studying phenomena with frequencies below 50 MHz, practical modelling experience teaches that a satisfactory agreement with the real behaviour of the GIS is reached even if such distortions are neglected; slight empiric corrections to the parameter calculation should be necessary at the most.

The next table shows the electrical equivalent circuits commonly adopted to represent the main components of a typical GIS; other solutions are sometimes adopted particularly for elbows and spherical shields - see the difficulties just mentioned - and for bushings, dependent on the accuracy to be reached and the frequencies of interest.

It is important to note that, in the table, all the distributed parameter lines take into account the internal mode (conductor-enclosure) only, supposing the external enclosure perfectly earthed. If Transient Enclosure Voltage has to be considered, it is necessary to add one more mode (enclosure-ground) since at high frequencies the earth connections assume significant impedance values.

REFERENCE

- [1] "Guide for representation of network elements when calculating transients" in preparation by CIGRE WG 33.02.
- [2] ARDITO A., SANTAGOSTINO G.: "A review of digital and analog methods of calculation of overvoltages in electric systems".
CIGRE SC 33 Colloquium 1985 Budapest.
- [3] FUJIMOTO N., BOGGS S.A.: "Characteristics of GIS disconnector induced short risetime transients incident on externally connected power system components".
IEEE 87 WM 185-2.
- [4] WITZMANN R.: "Fast transients in gas insulated substation (GIS) - Modelling of different gis components".
Fifth international symposium on high voltage engineering - Braunschweig, August 87.

APPENDIX 2 - MEASUREMENT

The measurement of the different VFTO's is performed with electric field sensors [1],[4]. Generally an electric field sensor consists of a measuring electrode connected via a measuring impedance to a reference area often at earth potential. The principle of all capacitive field sensors can be deduced from the first Maxwell equation [9]:

$$\oint_{\vec{H}} \vec{H} d\vec{l} = \int_{\vec{A}} \vec{g} d\vec{A} + \epsilon \int_{\vec{A}} \frac{d\vec{E}}{dt} d\vec{A}$$

In an equivalent circuit the $\oint_{\vec{H}} \vec{H} d\vec{l}$ can be replaced by a current source $i_0(t)$. The conduction current $\int_{\vec{A}} \vec{g} d\vec{A}$ is normally negligible in this application. With these assumptions the equivalent simplified circuit is given in Fig. 1. The equation for this circuit is then:

$$\epsilon \int_{\vec{A}} \frac{d\vec{E}}{dt} d\vec{A} = i_0(t) = C_2 \frac{du}{dt} + \frac{U}{R} = i_C + i_R$$

Two possibilities exist to measure a voltage with an electric field sensor in a given electric field:

- 1) The sensor is terminated with the characteristic impedance of a measuring cable (e.g. $R = R_M = 50\Omega$). In this case the capacitive current i_C is much lower than the ohmic current i_R and therefore

$$U_M = R \cdot \epsilon \cdot A_{eff} \cdot \frac{dE}{dt}$$

Thus the measuring voltage is proportional to the derivative of the electric field. To get the electric field (or the voltage) the signal has to be integrated. The upper frequency limit of such a sensor is proportional to $f_0 = 1/R \cdot C_2$. To get a high upper bandwidth the capacitance C_2 has to be small (< 20 pF). This leads to a poor sensitivity at lower frequencies e.g. by a sensitivity of 10 V at 100 MHz, the sensitivity at 100 Hz is 120 dB lower and therefore the signal to noise ratio will be critical.

- 2) The sensor is terminated with a high impedance ($R > 1$ M Ω). This leads to ($i_C > i_R$):

$$U_M = \frac{A_{eff}}{C_2} \cdot \epsilon \cdot E$$

The measured voltage is proportional to the electric field. If a TEM-mode can be assumed the electric field at the earth sides is proportional to the voltage at the inner bus. The capacitance C_2 includes any additional measuring capacitance C_M . Thus the voltage ratio U_1/U_2 can be adjusted. The lower cut-off frequency is proportional to $1/R \cdot C_2$. The higher the capacitance C_2 the lower the lower cut-off frequency. In

In addition the voltage ratio is increased by C_2 . The limitations of this sensor principle are the signal to noise ratio (gets smaller with increasing C_2), the cable length (as short as possible, depending on C_2) and the oscillations introduced by the inductance of any measuring circuit with concentrated C_2 . This gives the upper frequency limitation.

Both principles are used in practical applications. In most cases the high ohmic termination is used with an enlarged sensor area [5] or with additional capacitances C_2 [3] or terminating networks [5],[6],[7] to get an adequate voltage ratio or with an impedance converter to increase R and to allow the connection of a long measuring cable [7].

Instead of considering the device as an electric field sensor (the general theory) the measuring device can also be treated as a capacitive voltage divider [1], [5]. In that case the current source i_0 in the equivalent circuit (Fig. 1) is replaced by the high voltage capacitance C_1 . Applying a voltage to C_1 results in a current i_0 to the low voltage part.

The construction of the sensor area is adapted to the measuring problem (Fig. 2). In case of the measurement of VFT's inside the SF₆-enclosure the sensor area is mounted in a hole in the enclosure (Fig. 2a) or as a cylinder near the enclosure (Fig. 2b). Care has to be taken that the dielectric of the low voltage capacitances has the same behaviour as the high voltage gas capacitance in respect to temperature and frequency.

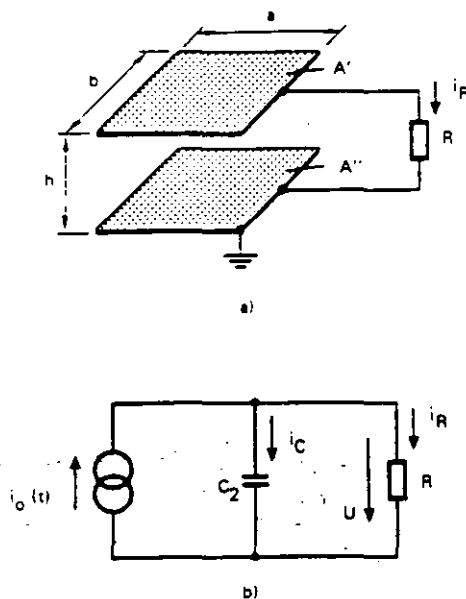


Fig. A1 - Principal diagram of electric field sensor.

- a) Arrangement.
- b) Equivalent simplified circuit (C_2 - capacitance between plates A).

To measure external transient voltages, e.g. at the enclosure, the spherical electric field sensor [8], [10] was developed. The sensor has also the high ohmic termination, but the transmission of the signal from the sensor to the instrument is done by an optical link (Fig. 2c).

One of the main problems of all these sensors is their calibration. This calibration has to be performed in the final field arrangement [10], e.g. for the flat sensor in the coaxial arrangement. The dimension of the sensor gives the sensitivity, but on the other hand the dimension should be small against the travel times of the transient field across the sensor compared to the rise time of the transient.

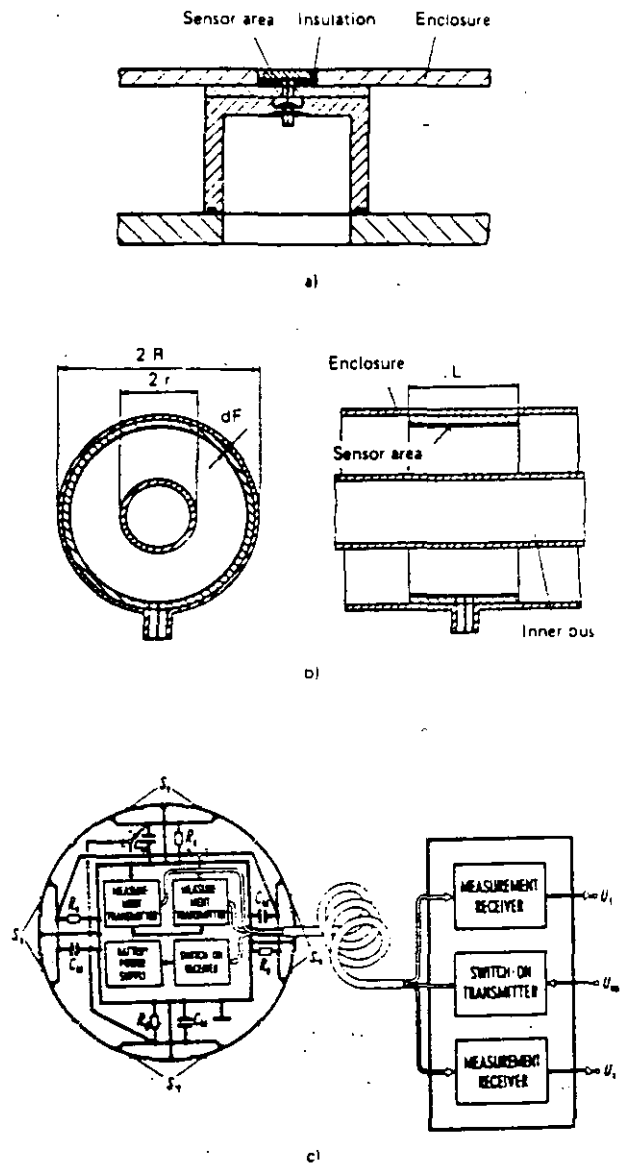


Fig. A2 - Examples of electric field sensors.

- a) Sensor with circular area in the encapsulation [7].
- b) Sensor with enlarged cylindric area [5].
- c) Spherical electric field sensor [8] (complete system).

All the built sensors have an upper bandwidth of at least 100 MHz ([1]...[8]), limited by resonances in the input circuits. The sensors differ in the lower cut-off frequency, depending on the input resistance R and the used capacitance C_2 . Typical values are some Hz ($C_2 > 20$ nF, $R > 1$ M Ω [8],[5]) to some kHz [7]. With a cut-off frequency below 50 Hz the sensor can be calibrated with 50 Hz.

REFERENCE

- [1] BOGGS S.A., FUJIMOTO N.: "Technique and Instrumentation For Measurement of Transients in Gas-Insulated Substations". IEEE Trans. on El. Insulation Vol. EI-19, N° 2, 1984, pp. 87-92.
- [2] BOLOGNESI F., ELLI E., RIZZI G., THIONE L.: "A capacitive Probe Device for Fast Transient Measurements in SF₆-insulated Installations". 4 Int. Symp. on High Volt. Engineering, Athens, 1983.
- [3] FREISINGER F., MUHR M., DIESSNER A., SCHENNER H.: "Field Measurements of Fast Transient Voltages in the 420 kV-GIS Wien Sued". CIGRE Symp. Vienna (1987).
- [4] PFEIFFER W.: "Fast Measurement Technique for Research in Dielectrics". IEEE Trans. on El. Insulation Vol. EI-21 N° 5, 1986, pp. 763-780.
- [5] KÖNIG D., INGRUND G.: "Transiente Ausgleichsvorgänge beim Schalten von Trennschaltern in SF₆-isolierten Anlagen". PTB-Bericht-E-28 Dez. 1986, S. 65-71.
- [6] LALOT J.: "Generation and Measurement of Fast Transient Over-voltages with Special Reference to Disconnecter Operations in GIS". CIGRE 33-86 (WG 03) 35 IWD.
- [7] WITZMANN R.: "Ein Meßsystem zu Erfassung von schnellen transienten Vorgängen in metallgekap-selten SF₆-isolierten Schaltanlagen". To be published in etzArchiv (1987).
- [8] FESER K., PFAFF W.: "A potential Free Spherical Sensor for the Measurement of Transient Electric Fields". IEEE Trans. on PAS Vol.-103, N° 10, 1984, pp. 2904-2911.
- [9] FESER K.: "Fast High Voltage Measuring Systems". Colloquium of IEEE, London, April 1986.
- [10] FESER K., PFAFF W., WEYRETER G., GOCKENBACH E.: "Distortion-Free Measurement of High Impulse Voltages". IEEE on PAS 87 WM 177-9, 1987 New Orleans.

ELECTROMAGNETIC INTERFERENCE IN SF6 GAS INSULATED SUBSTATIONS DUE TO SWITCHING OPERATIONS: SOURCES, COUPLING MECHANISM AND EMC PRINCIPLES

Victor F. Hermosillo
Comision Federal de Electricidad
Mexico

ABSTRACT

Switching operations in SF6 Gas Insulated Substations (GIS) are a source of electromagnetic interference and transient voltages that may hinder the performance or harm secondary control equipment. Operation of disconnecting switches and circuit breakers results in the generation of Very Fast Transient Overvoltages (VFTO) which propagate in the substation. The fronts of these VFTO are in the range of nanoseconds, causing radiation in frequencies up to several tens of MHz. The creation of fast transients is related to the breakdown characteristics of the SF6 gas. External overvoltages result, as the surges reaching the GIS bushing refract into the overhead line and the transmission line formed by the enclosure and ground. Generalities of grounding, bonding, shielding and cable arrangements to reduce EMI coupling are discussed.

Keywords: Switching Overvoltage, SF6, GIS, Electromagnetic Interference

INTRODUCTION

In the last two decades, the installation of GIS has become common in environmentally or space restricted locations, in populated urban areas. In the Mexico City Metropolitan area, Monterrey, Guadalajara, Cancun and other cities in Mexico, several of these substations are in operation at 115, 230 kV and 400 kV levels.

With the increase in the rated voltages of this equipment, the switching transients generated during closing and opening of disconnecting switches and circuit breakers within the GIS have attained relevance as a source of internal and external transient overvoltages as well as radiated EMI.

The latest version of the International Electrotechnical Committee Standard IEC-71 on Insulation Coordination has added a third type of transient voltage stress associated to this phenomena named Very Fast Front Transient with a shape as depicted in Figure 1. This waveshape has front times in the range of 3 to 300 ns followed by first oscillations of 0.3 to 100 MHz and subsequent oscillations of 30 to 300 kHz. The standard voltage shape is under consideration and the suggested standard withstand test for equipment subjected to this stress is the chopped impulse [1].

The front time of these overvoltages is short enough to treat them as travelling waves for the typical lengths of GIS. The rapid variation of these surges produces potential differences within the grounding system, causing arcing between grounded points. Transformers and other saturable magnetic equipment behave capacitively at high frequencies and experience non-uniform voltage distributions on their windings, which may develop resonance conditions. Sections of the enclosure radiate electromagnetic energy that couples to the wiring of secondary circuits.

GENERATION OF VERY FAST TRANSIENTS IN SF6 INSULATED SUBSTATIONS

The physical mechanism responsible for the very fast transition between the open contacts surrounded by insulating gas in a closing switchgear and a highly conductive arc ignited as the contacts approach each other is related to the characteristics of pressurized SF6.

Such voltage collapse in the gap generates a step travelling surge that propagates on the GIS.

The time-dependent resistance of the gap during striking can be calculated from the well-known spark law associated with Toepler [2], which relates it to integral of the current flowing in the gap $i(t)$, the gap distance d , and Toepler's spark constant, k_t . The values of k_t are related to the gas involved and the field strength within the gap before breakdown.

This relationship may be applied to a discharge circuit consisting on a discharge capacitor in series with an resistance to calculate the current and the voltage drop across the gap [3]. Defining the time to breakdown t_{rise} as the time from the 90 to the 10% instant values of the decreasing voltage, the risetime of the surge can be obtained from the following expression,

$$t_{rise} = 13.3 k_t / \Delta V/d \quad (1)$$

where $k_t = 50 \text{ kV ns/cm}$, and ΔV is the voltage between the contacts and d the distance between them preceding the collapse.

Short risetimes occur for high mean breakdown fields $\Delta V/d$ in the case of nearly homogeneous field distributions. Such field values can be achieved by pressurizing the gap, as the breakdown strength will increase about proportionally with gas pressure beyond $E_{min}(pd)$ according to Pashen's Law, Figure 2.

The mean breakdown field can be approximated by

$$\Delta V/d = (E/p)_0 p n \quad (2)$$

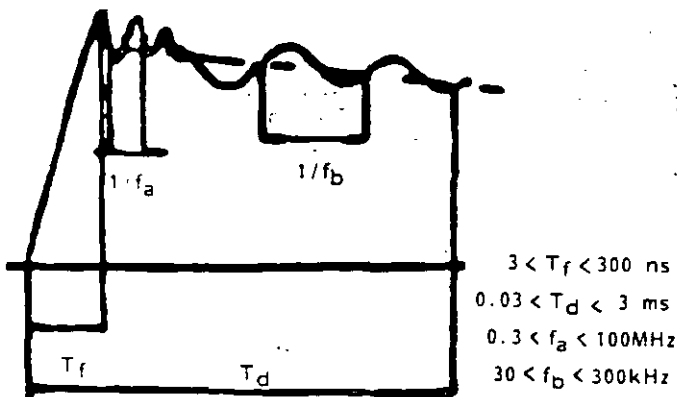


Figure 1. Shape of a Very Fast Transient Overvoltage according to IEC 71-2 [1].

with $(E/p)_0 = 860 \text{ kV/cm MPa}$; p is the gas pressure and n is the field utilization factor $n = E_{mean}/E_{max}$, which takes values between 0.5 and 0.8 for typical electrode configurations in a GIS. The lower limit of the front time is given by $(1 \dots 1.5) / p$. Risetimes increase due to surface roughness, particles and protrusions on the electrodes.

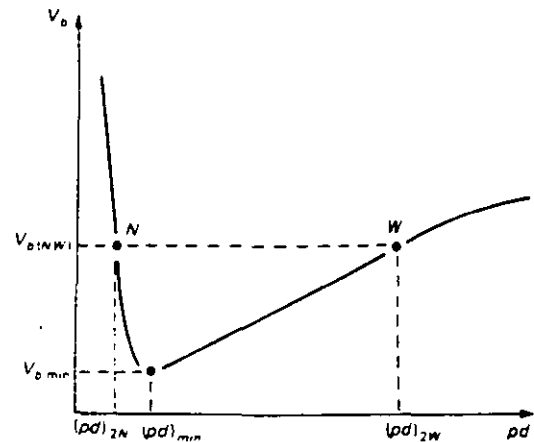


Figure 2. General shape of Paschen's curve for the relationship between the sparking voltage, V_b , and the product of pressure and gap distance ($p d$) [3].

GENERATION OF INTERNAL AND EXTERNAL TRANSIENT VOLTAGES

The number and amplitude of the steps during a switching operation depend on the switch design and operating speed, the amount of trapped charge in the unenergized section and the nature of the load at the far end. A low speed disconnecting switch opening a purely capacitive load, such as a floating bus, leads to remaining voltages of 0.1 to 0.5 p.u. Faster devices may leave 1.0 p.u. Circuit breakers and load-break switches allow only for a few strikes to occur. A large number of strikes may occur when switching small inductive currents [4].

The recovery voltage across the contacts of the switch depends on the natural frequency of oscillation of the circuit on each side. This frequency is in the range of a few tens of hertz to several kHz, that could cause final restrikes at 2.0 p.u. depending on the phase differences.

In single enclosure three phase GIS the voltage steps present different amplitudes, there will be coupling between phases and striking occurs at different times in each of the poles of the switch. Overvoltages on one phase and coupled to the others modify the striking behavior of all phases.

Each bus and component inside the metallic enclosure of the substation acts as a transmission line for these surges, as they are affected by spacers, flanges, elbows, corona shields and other connection hardware. Multiple reflections and refractions result from transitions in junctions and terminations causing different surge shapes along the GIS.

The high frequency transient currents are restricted to the internal surface of the GIS by the skin effect until a discontinuity in the enclosure is encountered. The bushing and air termination, insulated flanges, cable interfaces and current transformers cause the emergence of transient voltages in the external surface of the enclosure.

A step travelling on the coaxial transmission line formed by the bus and the cylindrical enclosure towards the air termination of a GIS reaches a transition at the end of the bushing. At this point it branches into two transmission lines, the first one is the overhead transmission line leading to the last tower before the substation and the second one is formed by the ground plane and the enclosure. This situation is depicted in Figure 3. Depending on the characteristic impedance of each of these transmission lines, part of the transient will be reflected back into the GIS and part will be refracted to each of the branches.

The transient enclosure voltage [5, 6] will propagate until reaching the first earthing connection, where it will be partially reflected back. Most of the transient refracts into the earthing lead to be finally reflected from the ground plane. The negative reflection at ground reduces the potential at the enclosure to lead connection, see Figure 4.

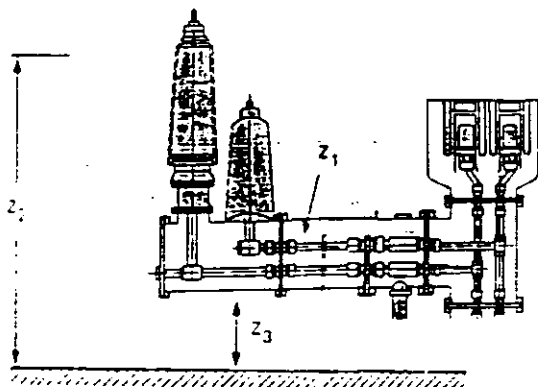


Figure 3. The SF6 bushing-air termination as a junction between three transmission lines: the coaxial line formed by the bus and enclosure, the overhead line to ground and the enclosure to ground [4].

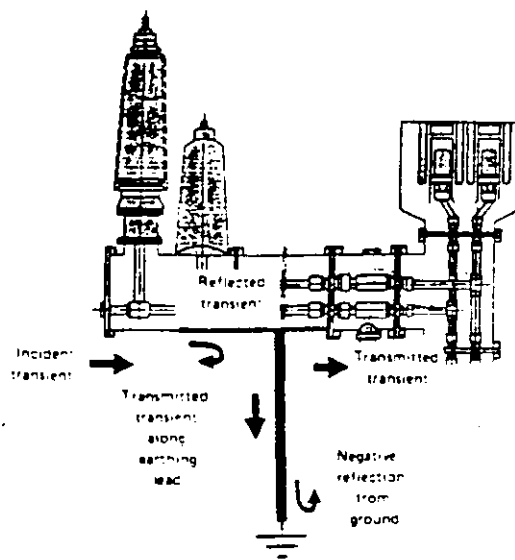


Figure 4. Series of reflections and refractions occurring at the grounding leads connected between the enclosure and the grounding system [4].

EFFECT OF VERY FAST TRANSIENTS ON SECONDARY EQUIPMENT

The presence of enclosure transients and EMI, combined with the short distances and compact grounding systems in GIS substations increase the severity of disturbances coupled into electronic devices and wiring of control systems through radiation and conduction [7]. Compared with conventional substations, higher overvoltage levels and frequencies are present.

Interference in secondary circuits are caused by radiation in lobes caused by discontinuities and by potential differences in the grounding conductors. The tightest coupling with grounding conductors occurs at conductors which are parallel to high voltage buses and connections with the enclosure close to discontinuities.

The basic principles to reduce coupling can be summarized as follows:

- Improve the propagation conditions at discontinuities of the enclosure,
- Reduce the impedance of grounding conductors,
- Route the cables to avoid radiation lobes,
- Screen low current circuits,
- Use of digital techniques, fiber-optic transmission and immune auxiliary supplies.

1. Improving propagation conditions at discontinuities

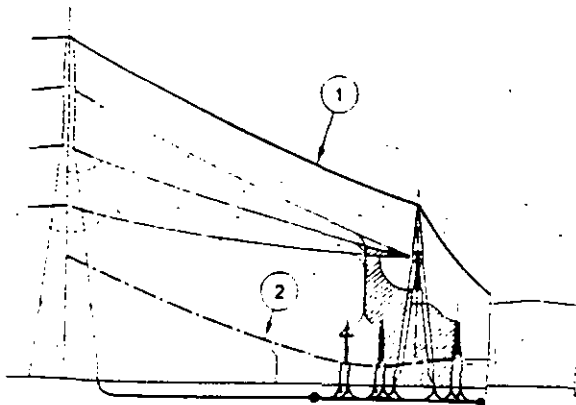
The characteristic impedance suddenly increases from around 60 to 300 ohms in the bushing-air termination. If this impedance is reduced, the surge reflected into the enclosure-ground transmission line decreases, refer to Figure 5.

The impedance formed by the aerial conductor and the grounding system outside the substation can be reduced by the following measures:

a) Increase the capacitance by: using bundles of conductors (reducing also the corona noise on the substation); including a ground conductor above the ground plane, parallel to the line conductors; and extending the shield wire from the last tower to the top of the substation.

b) Reduce the inductance by decreasing the loop area formed by the overhead conductor, the bushing and the ground. The various components should be installed as close as possible to each other as allowed by operating safety conditions in the substation.

The impedance of the insulation between the high voltage conductor and the enclosure can be reduced by installing capacitors of a few microfarads in the SF6 air bushings. This enables the conductor and the enclosure to be connected by shunts of a few ohms. This scheme has the additional advantage of reducing the transient recovery voltage between the terminals of a circuit-breaker while interrupting line faults.



(1) Shielding wire

(2) Ground conductor

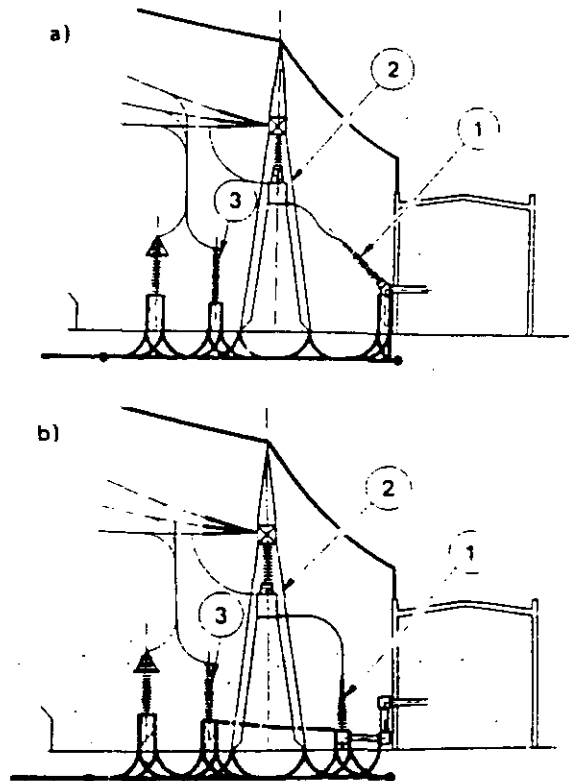
Figure 5. Arrangement for reducing the characteristic impedance at the bushing-air termination [7].

2. Impedance reduction at grounding connections

Potential differences of up to several tens of kV may appear within the grounding system during transient switching regimes. These potentials are applied between connections to an enclosure and circuit ends at remote low voltage installations. Coupling can be reduced by designing a proper geometry of the grounding system components, distributing the potential differences along compensation circuits (cable screens and grounding system) and arranging the loops of circuits in the same cables.

The reduction of the impedance of the grounding connections at the enclosure end can be reduced by the practices described next:

a) Install the bushings as close as possible to the ground electrode on low supports or a flat metallic structure connected to the ground electrode (such as on the metal wall of the substation building), Figure 6.



(1) SF6 to air bushing

(2) Line trap

(3) Potential transformer

Figure 6. Installation practices for the SF6 to air bushing: a) on the metallic wall of the substation building, b) close to the ground in an enclosure [7].

b) Connect the bushing to the ground electrode through several parallel leads.

c) Use conductors with large perimeter, such as rectangular strips, to reduce their high frequency impedance.

For reasons related to the operation of protection systems, the grounding leads of current transformers, SF6 transformer and cable bushings are grounded through an additional lead different from the grounding lead of the enclosure. Local overvoltages between these and the enclosure or cable sheaths may cause flashover on the insulation layers. The lead inductance and flange capacitance create resonant circuits inside the ground system. Problems are avoided by shunting them with groups of non-linear resistors distributed regularly over the periphery of the enclosure and connected through short leads, Figure 7.

3. Cable routes

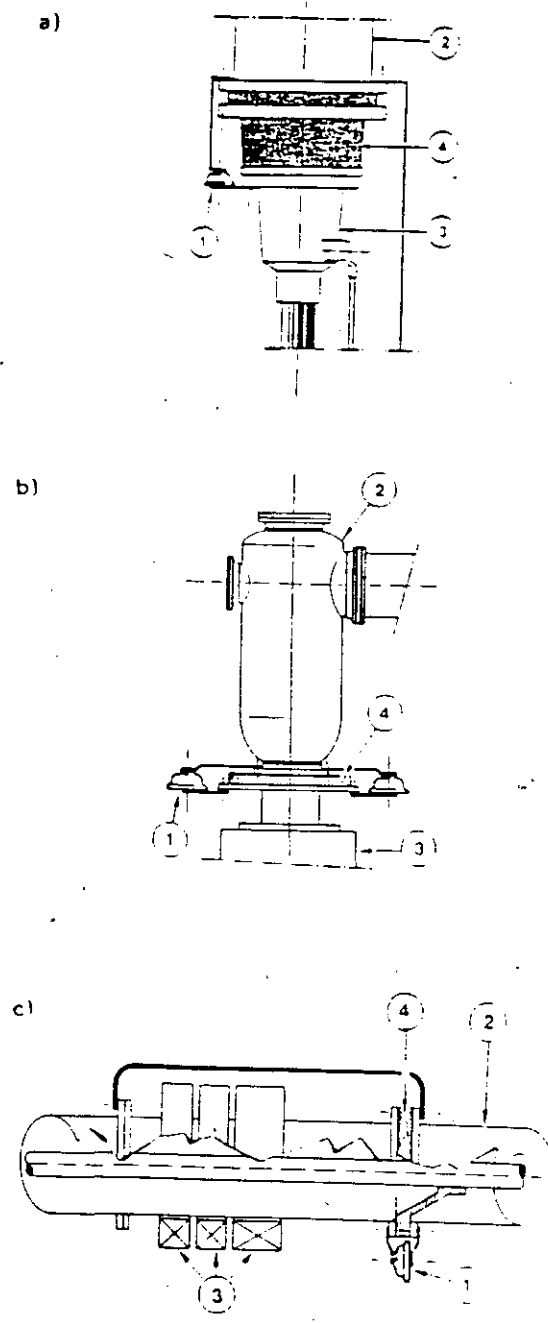
VFTO cause radiation in frequencies from 0.1 to several tens of MHz which is coupled to cables carrying control and measuring signals, see Figure 8. Electromagnetic radiation lobes appear at transitions from the enclosure to current transformers, SF6-air and cable bushings. Cableways, ducts and trays containing low voltage cables should be placed away from discontinuities in the metal enclosure.

4. Screening of low current circuits

Screening represents an effective way of protecting secondary equipment against radiation and common-mode voltages. Both ends of the screens should be tied to the grounding system through low impedance connectors. Continuous individual or collective screens are necessary due to the frequency range of disturbances (up to 100 MHz), refer to Figure 9.

CONCLUSIONS

Common mode and radiated disturbances produced during switching operations in SF6 gas insulated substations, combined with the introduction of electronic control equipment require careful consideration of electromagnetic compatibility principles. Low impedance bonding and grounding systems, suitable shielding of low voltage circuits as well as the use of non-linear resistors at discontinuities and electronic equipment, represent



(1) Non-linear resistor

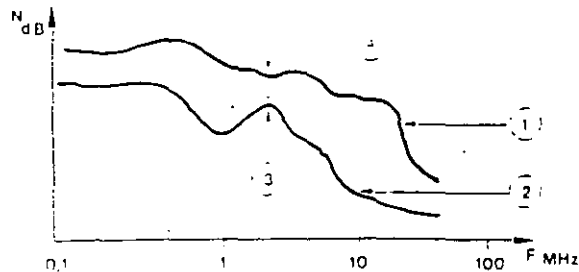
(2) GIS enclosure

(3) a) Cable terminal, b) Transformer tank, c) Current transformer

(4) Insulating flange

Figure 7. Shunting practices for avoiding flashovers and the creation of resonant circuits inside the grounding system by using non-linear resistors and low impedance leads between the GIS enclosure and: a) cable screen grounding, b) transformer tank, and c) current transformer [7].

simple not excessively costly solutions at the design stage of the substation. Adaptations, once the equipment is in operation, may prove expensive and of uncertain effectiveness. The implementation of digital techniques, immune auxiliary supplies and fiber-optic transmission will ensure reliable operation of SF₆ GIS.



- (1) Susceptibility zone
- (2) Disturbance zone
- (3) Margin
- (4) Area where immunity is not ensured

Figure 8. Disturbance and susceptibility levels as a function of frequency [7].

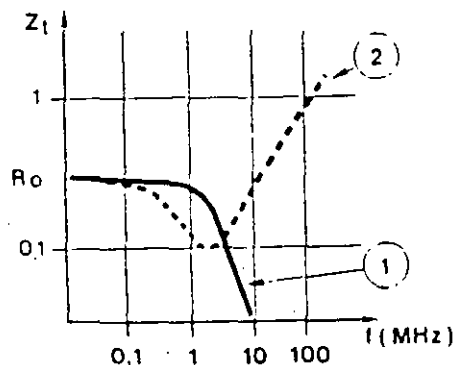


Figure 9. Transfer impedance of (1) continuous (tube) and (2) discontinuous (braid) cable screens with respect to frequency [7].

ACKNOWLEDGEMENTS

The author is thankful for all support provided by Comision Federal de Electricidad.

References

- [1] International Electrotechnical Commission, "Insulation coordination Part II: applications guide", *Publication IEC 71-2*, Geneve, Switzerland, 1990.
 - [2] Pfeiffer, W., *Impulsetechnik*, Carl Hansa Verlag, Munchen-Wien, 1976, p.44.
 - [3] Kuffel, E. and Zaengl, W.S., *High Voltage Engineering Fundamentals*, Pergamon Press, 1984, pp. 354-361.
 - [4] CIGRE Working Group 33/13-09, "Very fast transient phenomena associated with gas insulated substations", *CIGRE 1988 Session*, 28th August-3rd September, pp. 1-20.
 - [5] Fujimoto, N., Dick, E.P., Boggs, S.A. and Ford, G.L., "Transient ground potential rise in gas-insulated substations-Experimental studies", *IEEE Transactions on PAS*, Vol. PAS-101, No.10, October 1982.
 - [6] Boersma, R., "Transient ground potential rises in gas-insulated substations with respect to earthing systems", *Electra* No. 110, January 1987, p. 47.
 - [7] Clarenne, P., Ebersohl, G., Vigreux, J. and Voisin, G., "The effect of high frequency transient regimes on secondary equipment in gas-insulated substations", *Electra* No. 126, pp. 94-115.
- Victor F. Hermosillo. Born in Mexico City on January 15th, 1962. Received his BSEE in 1984 from the Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey. In 1987 he received a MSEE from the Ohio State University and, in 1990, he was granted the degree of Teck. Lic. in Electricity from Uppsala University. Since 1990 he works for Comision Federal de Electricidad and lectures at the Graduate School of the Electrical Engineering Department, Universidad Nacional Autónoma de Mexico.

4.74. PROTECTOR TUBES (EXPULSION TYPE)

FIBER TUBE
TWO ELECTRODES
EXTERNAL AND INTERNAL GAPS
GAS DEIONIZES ARC
INSULATION STRENGTH MUST
RECOVER FASTER THAN
SYSTEM VOLTAGE AFTER $I=0$

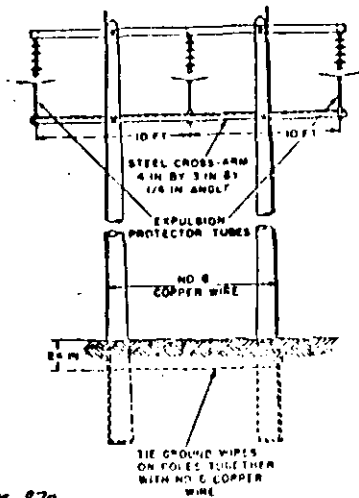


FIG. 9-3 Method of mounting protector tubes on H-frame line

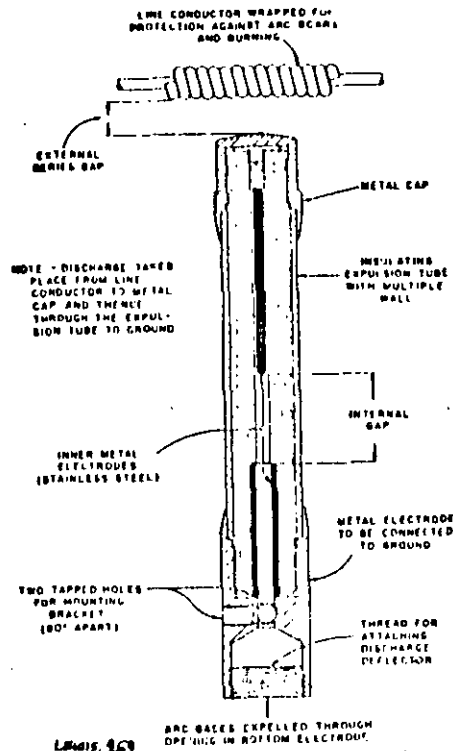


FIG. 9-4 General construction of protector tubes.

4.8. SURGE ARRESTERS (VALVE TYPE)

4.81. FEATURES

CALIBRATED GAPS (NOT FOR METAL OXIDE)
NONLINEAR RESISTORS
VALVE BLOCKS, GRADING
SEALED HOUSING
GROUNDING

4.82. TYPES

STATION	2.6-765 kV	100 kA
INTERMEDIATE	2.6-150 kV	65 kA
DISTRIBUTION	2.6-37 kV	65 kA
SECONDARY	170-650 V	20 kA

4.83. CHARACTERISTICS

IDEAL $e_{ARR}(i) = \text{CONST.}$
THYRISTE $e_{ARR}(i) = C i^{1-a}$

$$R = \frac{e_{ARR}}{i} = C i^{-a}$$

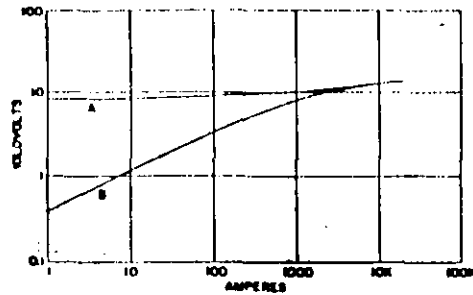
$$i = C e^{\frac{1}{1-a}}$$

$C = \text{MATERIAL CONST.}$
 $a = 0.7 \dots 0.8$

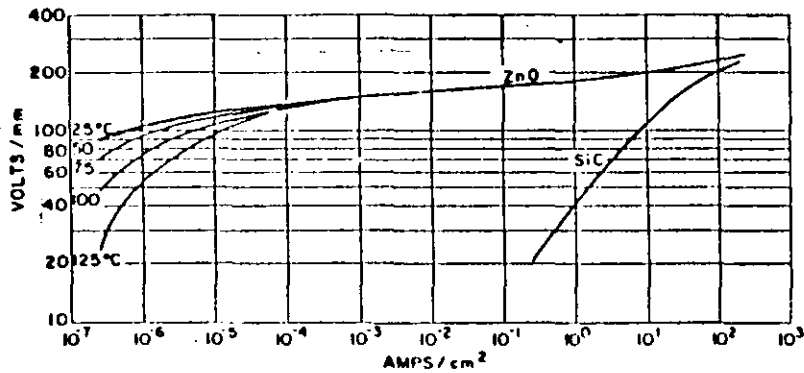
A FACTOR OF 100,000 IN i RESULTS
IN A CHANGE OF 56% IN e

$$\log e_{ARR} = \log C + (1-a) \log i$$

$$\log R = \log C - a \log i$$

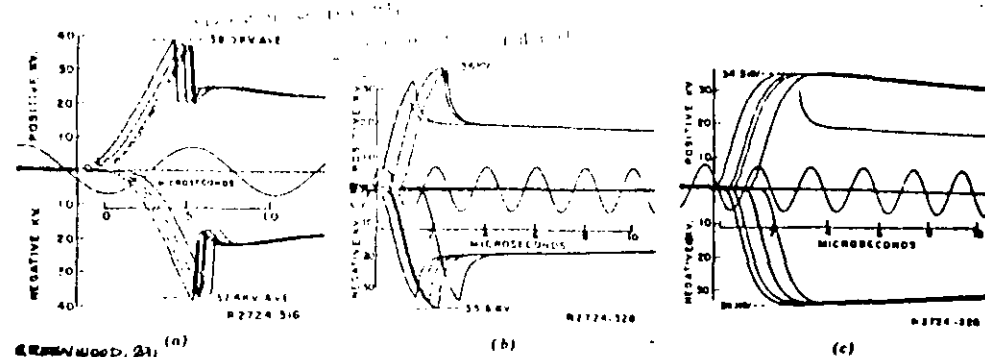
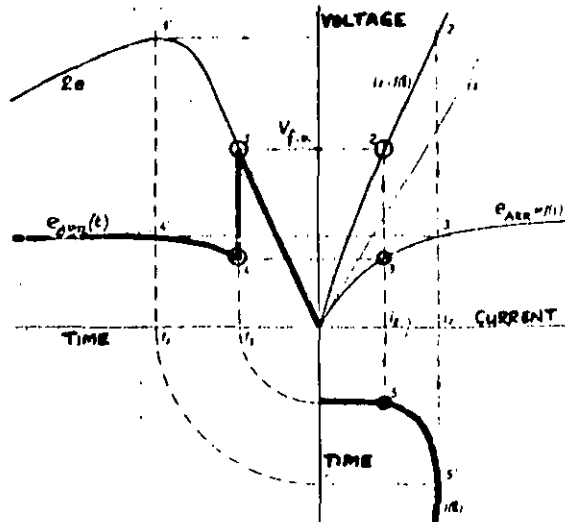
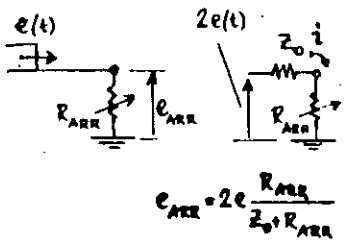


Volt-ampere characteristic of 6 kV valve elements. A - silic oxide B - silicon carbide

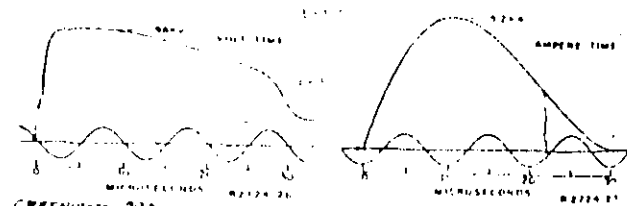


Normalized volt-ampere characteristic of silic oxide and silicon carbide valve elements

4.84. GRAPHICAL SOLUTION (OSCILLOGRAMS: NEFT P.)



GREENWOOD, 21 (a) (b) (c)
Fig. 12.7. Cathode ray oscillograms of repeated volt-time impulse sparkovers of 12 kV intermediate class arrester. (a) Average time to sparkover: 0.4 usec. (b) Average time to sparkover: 1.8 usec. (c) Repeated application of predominantly 1 kV 40 usec impulses. (Courtesy of the General Electric Co.)



GREENWOOD, 212
Fig. 12.9. Discharge voltage and current for 36 kV intermediate class arrester; current: 50 kA, R = 20 usec wave. (Courtesy of the General Electric Co.)

4.85. SURGE ARRESTER STANDARDS

ANSI C 62.1-IEEE STD. 28-1974

ANSI C 37.90a-IEEE STD. 472-1974 (TESTS)

A. DUTY ON ARRESTERS FOR AC SYSTEMS

FREQUENCY OF DISCHARGES

CREST MAGNITUDES

RATE OF RISE OF CURRENT

LENGTH OF CURRENT WAVE

B. DESIGN TESTS

1. VOLTAGE WITHSTAND TESTS OF ARRESTER INSULATION, DRY AND WET TESTS

INTERNAL PARTS ARE REMOVED OR INOPERATIVE

2. POWER-FREQUENCY SPARKOVER AND WITHSTAND TESTS OF COMPLETE ARRESTERS

3. IMPULSE SPARKOVER VOLTAGE-TIME CHARACTERISTICS

FRONT-OF-WAVE SPARKOVER

STEEP-FRONT SPARKOVER: 1.2x50

SLOW-FRONT (SW. SURGE) SPARKOVER

A. DISCHARGE VOLTAGE CHARACTERISTICS

5-10-20 kA CREST, 8x20 μ s

5. HIGH DISCHARGE CURRENT WITHSTAND TESTS

5 DISCHARGES

10 OR 25 OR 100 kA CREST (DIFFERENT ARR. TYPES)

(4x8) x (10x20) WAVESHAPE, SHORT DURATION

6. LOW DISCHARGE CURRENT WITHSTAND TESTS

TRANSMISSION LINE DISCHARGE SIMULATION OR
RECTANGULAR WAVE TEST
20 OPERATIONS

7. DUTY-CYCLE TESTS

60 Hz INTERRUPTION

24 OPERATIONS WITH 5 OR 10 kA CREST
(DIFFERENT ARR. TYPES) INITIATION, 8x20

MAX TIME INTERVAL IS 1 MINUTE

8. IONIZATION AND RIV TESTS

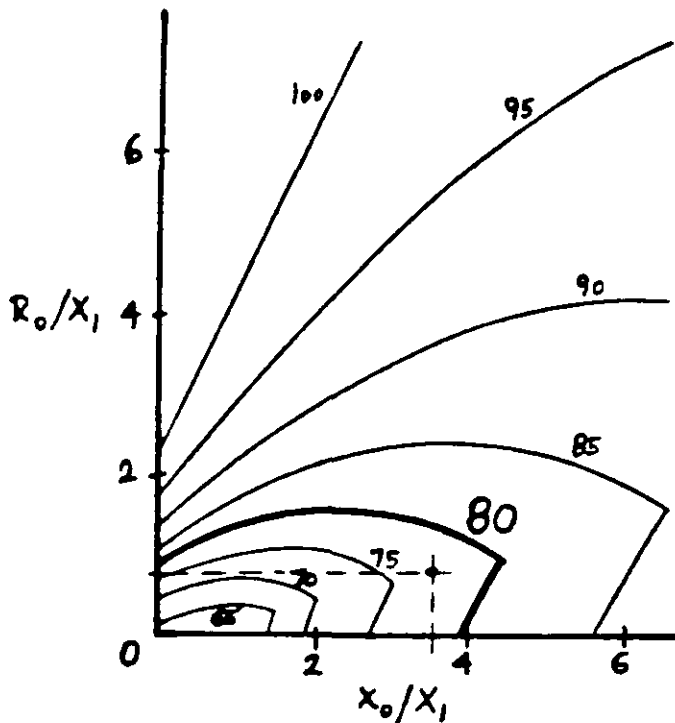
9. PRESSURE-RELIEF TESTS

C. CONFORMANCE TESTS

SEE ITEMS 2, 3 (FRONT-OF-WAVE ONLY), 4
OF 4.85. B.

system $\left\{ \begin{array}{l} \text{grounded} \left\{ \begin{array}{l} \text{high I} \\ \text{low V} \end{array} \right. \\ \text{ungrounded} \left\{ \begin{array}{l} \text{high V} \\ \text{low I} \end{array} \right. \end{array} \right.$

COEFFICIENT OF GROUNDING



VOLTAGE CONDITIONS FOR $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0.1$

(SIMILAR CHARTS ARE AVAILABLE FOR $\frac{R_1}{X_1} = \frac{R_2}{X_2} = 0$ AND 0.2)

$\left. \begin{array}{l} R_0 \\ X_0 \end{array} \right\}$ ZERO SEQ. RESISTANCE AND IND. REACTANCE

$\left. \begin{array}{l} R_1 \\ X_1 \end{array} \right\}$ POSITIVE SEQ. RESISTANCE AND IND. REACTANCE

$\left. \begin{array}{l} R_2 \\ X_2 \end{array} \right\}$ NEGATIVE SEQ. RESISTANCE AND IND. REACTANCE

$$X_1 = X_2$$

FAULT RESISTANCE, WHICH GIVES THE MAX. VOLTAGE TO GROUND, WAS TAKEN INTO ACCOUNT. THE DISCONTINUITY OF CURVES IS CAUSED BY THE EFFECT OF FAULT RESISTANCE.

COEFFICIENT OF GROUNDING:

$\frac{\text{MAX. LINE-TO-GR. FAULT VOLTAGE OF ANY PHASE FOR ANY FAULT}}{\text{UNFAULTED LINE-TO-LINE VOLTAGE}} \times 100$

MAX. LINE-TO-GR. FAULT VOLTAGE OF ANY PHASE FOR ANY FAULT $\times 100$
UNFAULTED LINE-TO-LINE VOLTAGE

COEFF. IS INDICATED FOR AREA BOUNDED BY CURVE AND AXES OF THE CURVES

EFFECTIVELY GROUNDED SYSTEM: COEFF. ≤ 80 (solidly grounded)

EXAMPLE SHOWN: FOR GIVEN POWER SYSTEM:

$$\frac{R_1}{X_1} = 0.1, \quad \frac{R_2}{X_2} = 0.1, \quad \frac{R_0}{X_1} = 0.8, \quad \frac{X_0}{X_1} = 35$$

$\therefore$ COEFF. IS < 80



A high-contrast, black and white image of a textured surface, possibly a book cover or endpaper. The surface is covered in a dense, grid-like pattern of small, dark, rectangular elements, creating a complex, woven appearance. A dark, circular object, likely a hole or a piece of tape, is visible in the upper right corner. The overall texture is grainy and irregular, with varying shades of black and white.

higher than for a double line-to-ground fault. However, in the rare systems having X_0/X_1 between -2 and 0 , the maximum line-to-ground voltage may be greater for a double line-to-ground fault than for a single line-to-ground fault. The curves assume that $X_2 = X_1$ and $R_2 = R_1$.

The line-to-ground voltage for a particular system for specified conditions can be calculated from equations 1, 2, and 3 given below and from the various impedance constants. However, a large number of conditions must be investigated before the maximum line-to-ground voltage can be obtained by this means. To avoid this labor the curves of Fig. 1 for impedance-grounded systems and Fig. 2 for isolated-neutral systems have been prepared. To use these curves it is merely necessary to determine the zero-sequence impedance constants R_0 and X_0 and the positive-sequence subtransient reactance X_1 .

For a fault to ground on phase *a* of the system, shown schematically in Fig. 3(a), the line-to-ground voltages on phases *b* and *c* at the fault location are given^{1, 2} by:

$$E_k = E_{L-1} \left[\frac{-\sqrt{3}(Z_1 + R_f) + j(Z_1 + 2Z_1 + 3R_f)}{2(Z_1 + Z_1 + Z_1 + 3R_f)} \right] \dots\dots\dots (2)$$

 R_f = fault resistance
$$Z_0 = R_0 + jX_0 = \text{system zero-sequence impedance}$$
 $Z_1 = R_1 + jX_1$ = system positive-sequence impedance $Z_1 = R_1 + j\lambda_1$ = system positive-sequence impedance
 $Z_2 = R_2 + j\lambda_2$ = system negative-sequence impedance

(All sequence impedances viewed from fault)

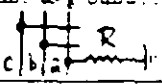
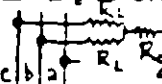
$$E_2 = \frac{\sqrt{3} E_{L2} (Z_1 + R_L) (Z_0 + R_L + 2R_1)}{(Z_1 + R_L) (Z_0 + R_L) + (Z_1 + Z_0 + 2R_L) (Z_0 + R_L + 3R_1)} \dots (3)$$

Where R_L and R_s are the fault resistances shown in Fig. 3(b).

A neutral impedance must be multiplied by 3 in order to get the equivalent zero-sequence impedance per phase. When done, all impedances are readily expressed in terms of a sequence impedance per phase. This multiplying factor of 3 is sometimes overlooked in the calculations.

From: Westinghouse T & D Reference Book, Chapter 14, pp.496-501.

FAULT VOLTAGES

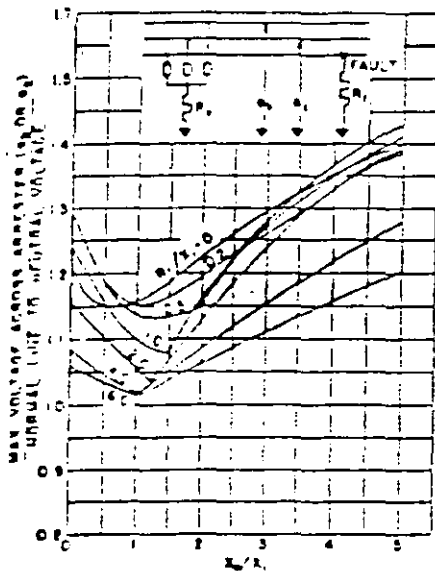
Type of Fault	Vector Expression, Effect of <u>Fault Resistance</u> Included	Magnitude of Voltages When $R_0 = R_1 = R_2 = 0$
Three-phase.....	$E_a = E_s \frac{R}{Z + R}$	$E_a = 0$
Line-to-line..... 	$E_a = E_s \frac{2Z_1 + R}{Z_1 + Z_2 + R}$ $E_b = -E_s \frac{\frac{R}{2} + j\frac{\sqrt{3}R}{2} + Z_1}{Z_1 + Z_2 + R}$ $E_c = -E_s \frac{\frac{R}{2} - j\frac{\sqrt{3}R}{2} + Z_1}{Z_1 + Z_2 + R}$	$E_a = E_s \frac{2X_1}{X_1 + X_1}$ $E_b = E_c = E_s \frac{X_1}{X_1 + X_1}$ $E_{bc} = E_a = E_s \frac{3X_1}{X_1 + X_1}$
Single line-to-ground..... 	$E_a = E_s \frac{3E_s}{Z_1 + Z_2 + Z_0 + 3R}$ $E_b = \frac{-\sqrt{3}E_s}{2} \left[\frac{\sqrt{3}(Z_1 + R_1) + j(Z_0 + 2Z_1 + 3R)}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R} \right]$ $E_c = \frac{-\sqrt{3}E_s}{2} \left[\frac{\sqrt{3}(Z_1 + R_1) - j(Z_0 + 2Z_1 + 3R)}{Z_0 + Z_1 + Z_2 + 3R} \right]$	$E_a = 0$ $E_b = E_c = \sqrt{3}E_s \frac{\sqrt{X_1^2 + X_0 X_1} - X_1}{X_0 + X_1 + X_2}$ $E_{bc} = \sqrt{3}E_s \frac{X_0 + 2X_1}{X_0 + X_1 + X_2}$
Double line-to-ground..... 	$E_a = \frac{3E_s}{\Delta_1} (Z_1 + R_1)(Z_0 + R_0 + 2R_2)$ $E_b = \frac{-\sqrt{3}E_s}{2\Delta_1} \left[\sqrt{3}(Z_1 + R_1)(R_0 + 2R_2) + jR_1(2Z_0 + Z_1 + 3R_2 + 6R_0) \right]$ $E_c = \frac{-\sqrt{3}E_s}{2\Delta_1} \left[\sqrt{3}(Z_1 + R_1)(R_0 + 2R_2) - jR_1(2Z_0 + Z_1 + 3R_2 + 6R_0) \right]$ $\Delta_1 = (Z_1 + R_1)(Z_1 + R_1) + (Z_0 + Z_1 + 2R_1)(Z_0 + R_0 + 3R_2)$	$E_a = \frac{3E_s}{\Delta_1} X_0 X_1$ $E_b = E_c = 0$ $E_{bc} = E_a = E_s$ $\Delta_1 = X_1 X_1 + X_0(X_1 + X_2)$

Z_1 = positive-sequence impedance to the point of fault.

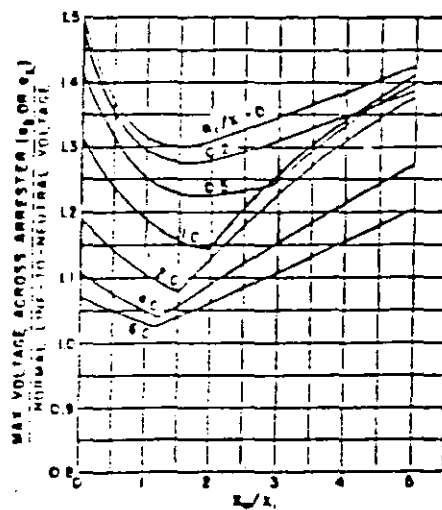
Z_2 = negative-sequence impedance to the point of fault.

Z_0 = zero-sequence impedance to the point of fault and does not include any fault resistance.

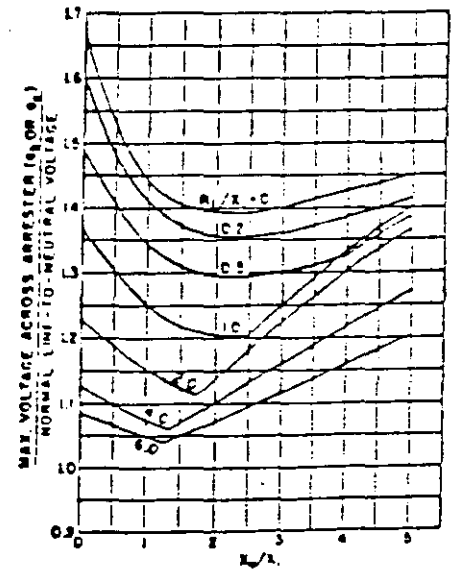
See Fig. 1 for definitions of R , R_1 , and R_2 .



(a) $R_0/X_1 = 0.5$



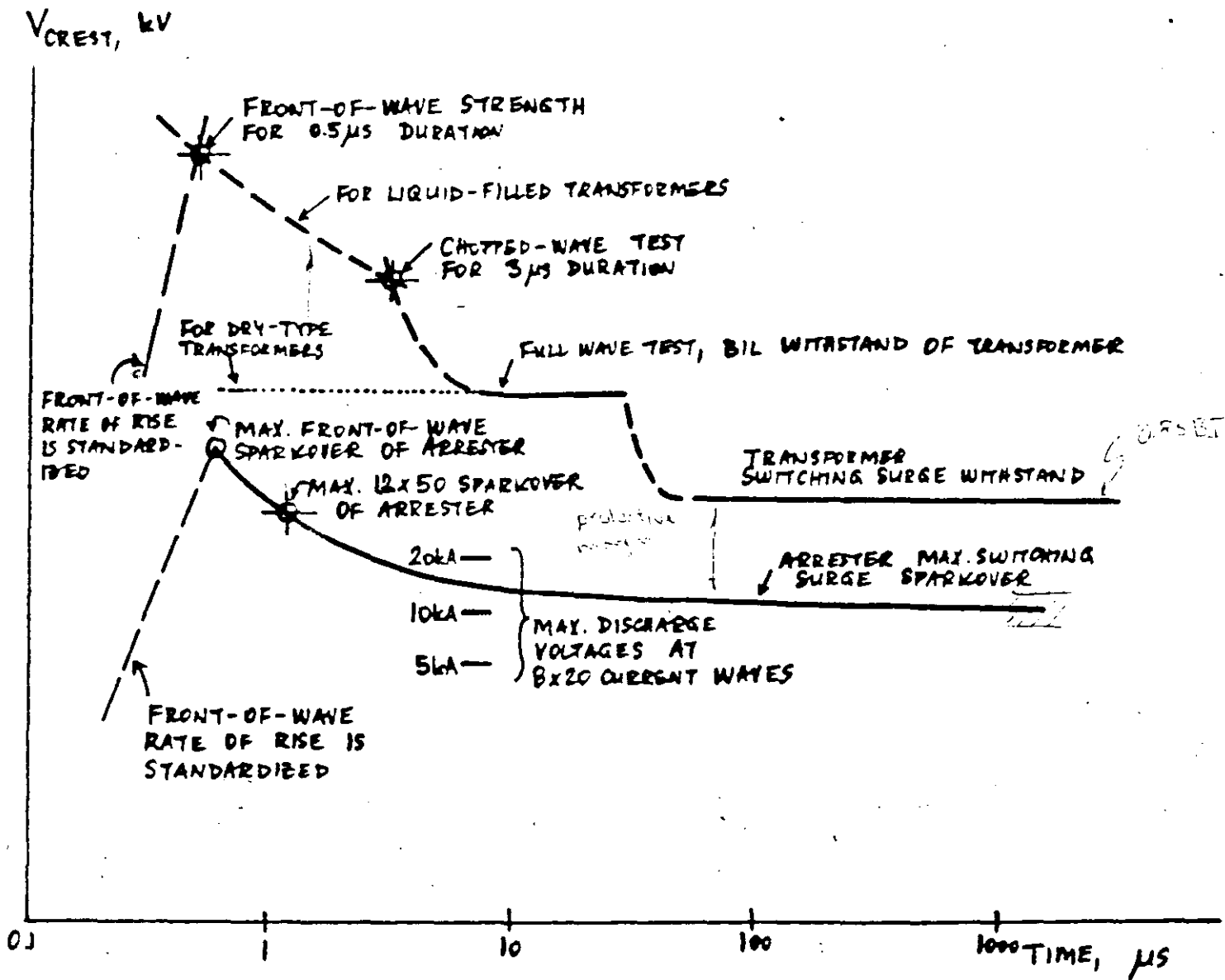
(b) $R_0/X_1 = 1.0$



(c) $R_0/X_1 = 1.5$

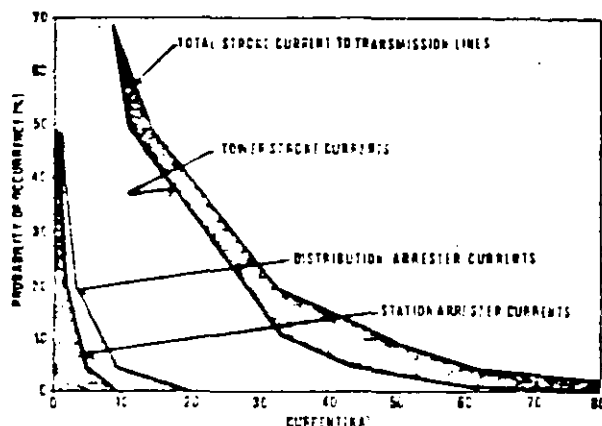
Curves of line-to-ground voltages vs. system impedances for a single-line-to-ground fault through a fault resistance R_0 . R_0 is the zero-sequence resistance to the point of fault and does not include R , or R_1 . X_1/X_0 is assumed equal to 1.0.

4.87. COORDINATION OF VOLTAGE-TIME CURVES



4.08. Lightning strokes as an arrester sees them:

Thunderstorm activity varies greatly for different sections of the continental United States, and the average frequency in any specific area can be obtained from isodromic maps issued by the National Weather Service. Protective engineers also find the need to review available lightning surge statistics in order to evaluate performance of surge arrester applications.



Records indicate that arrester discharge currents are approximately one tenth as great as stroke currents.

Stroke Currents to Transmission Lines

1% over 111,000 amp*	20% over 33,000 amp
5% over 60,000 amp	50% over 14,000 amp
10% over 50,000 amp	70% over 9,000 amp
*Maximum recorded: 218,000 amp	

Tower Currents (500 to 1000-ft spans)

1% over 60,000 amp*	20% over 27,000 amp
5% over 40,000 amp	50% over 10,000 amp
10% over 33,000 amp	70% over 8,000 amp
*Maximum recorded: 135,000 amp	

Distribution Type Arrester Currents

1% over 21,000 amp	20% over 3,000 amp
5% over 9,000 amp	50% over 1,200 amp

Station Type Arrester Currents

1% over 9,000 amp	20% over 1,600 amp
5% over 4,000 amp	50% over 800 amp

Duration of Individual Stroke Components

Duration of Current Exceeding 50 amp	Direct Strokes, %	Distribution Arresters, %	Station Arresters, %
Over 50 microseconds	100	96	78
Over 200 microseconds	78	73	18
Over 1000 microseconds	23	20	3
Over 10,000 microseconds	10*	3	2

*Longest direct stroke components exceed 0.5 sec

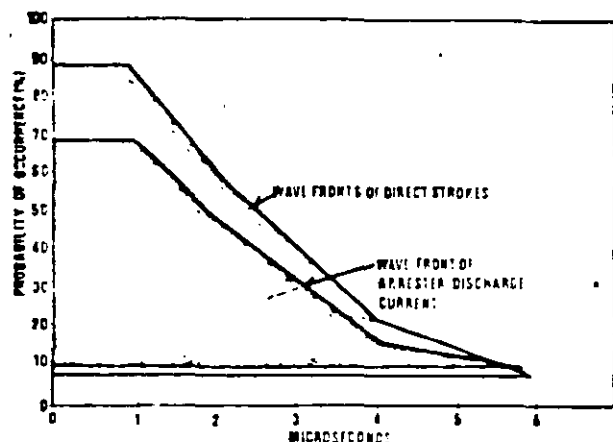
Number of Components per Stroke

Direct Strokes	Arrester Discharges
55% at least 2 comp	34% at least 2 comp
17% at least 6 comp	8% at least 6 comp
Average: 2.7 comp	Average: 1.5 comp
Most recorded: 40 comp	

O-B M-T-TRANS, OCT. 1971

Reference

"Transmission Line Design and Performance Based on Direct Lightning Strokes," by E. L. Helder and J. M. Clayton, AIEE Transactions, Vol. 69, Part 1, 1959, p. 439-45



Times to crest of the currents through arresters is about the same as that of the total lightning stroke.

Wave Fronts of Direct Strokes

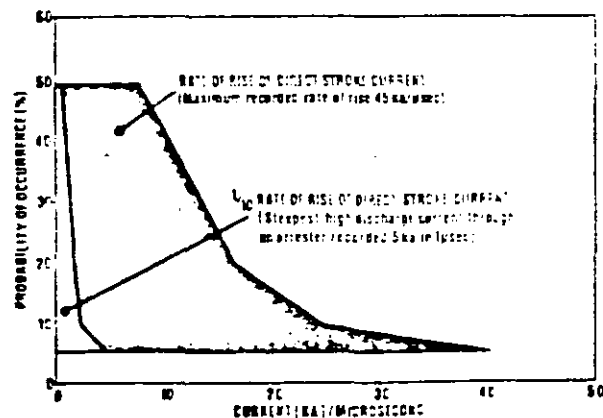
8% exceed 6 microseconds	62% exceed 2 microseconds
23% exceed 4 microseconds	90% exceed 1 microsecond
Recorded range from less than 0.5 to over 10 microseconds	
50% of strokes over 30,000 amp exceed 4 microseconds	

Wave Fronts of Arrester Discharge Currents

10% exceed 6 microseconds	50% exceed 2 microseconds
17% exceed 4 microseconds	70% exceed 1 microsecond
Steepest high discharge current recorded: 5,000 amp in 1 microsecond	

Time to Half Value of High Current Components

	Direct Strokes, %	Distribution Arresters, %	Station Arresters, %
Over 20 microseconds	96	84	65
Over 40 microseconds	57	50	20
Over 60 microseconds	14	31	7
Over 80 microseconds	5	17	4
Avg. time microseconds	43	40	27



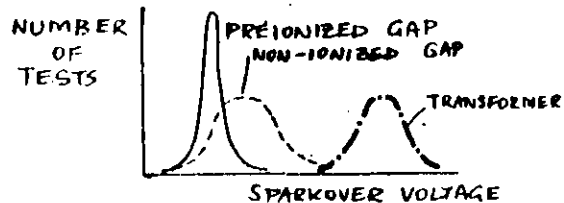
The rate of rise of arrester discharge current is approximately one tenth the rate of rise of the direct stroke current.

Rate of Rise of Direct Stroke Currents

5% over 42,000 amp/microsecond*	20% over 17,000 amp/microsecond
10% over 25,000 amp/microsecond	50% over 8,000 amp/microsecond
*Maximum recorded rate of rise: 45,000 amp/microsecond	

4.9. PROPERTIES OF ARRESTERS

SALVAGE CAPABILITY (S.C.) { TO WITHSTAND STROKES
 TO WITHSTAND SWITCHING SURGES
 PRESSURE SENSITIVE RELIEF SYSTEM
 PRE-IONIZED GAPS

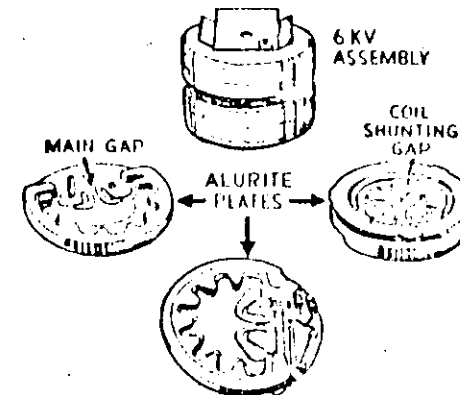


GRADING
 CURRENT LIMITING ARRESTERS
 SPARKOVER RESPONSE
 DISCHARGE VOLTAGES

FEATURES OF ZINC-OXIDE ARRESTERS

NO SERIES GAPS
 RAPID INITIATION OF OPERATION
 NEGLIGIBLE FOLLOW CURRENT AT NORMAL VOLT.
 MINIMUM ENERGY DISSIPATION
 EXCEPTIONAL NON-LINEARITY
 POWER LOSSES AT RATED VOLTAGE (345kV L-TO-L):
 CONVENTIONAL: ABOUT 65W
 ZINC-OXIDE: ABOUT 50W

4.9.1. CURRENT LIMITING GAPS



SAKSHI,
 IEEF - PAS,
 JULY/AUG 1971,
 P. 1664

ARC IS ELONGATED IN ARRESTER

ARC MOVEMENT IS CAUSED BY

COIL FLUX AND
 HORN GAP ACTION

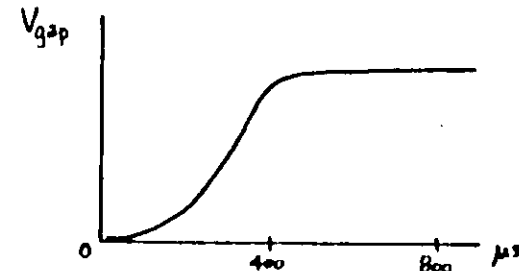
VOLTAGE ACROSS GAP DEPENDS ON

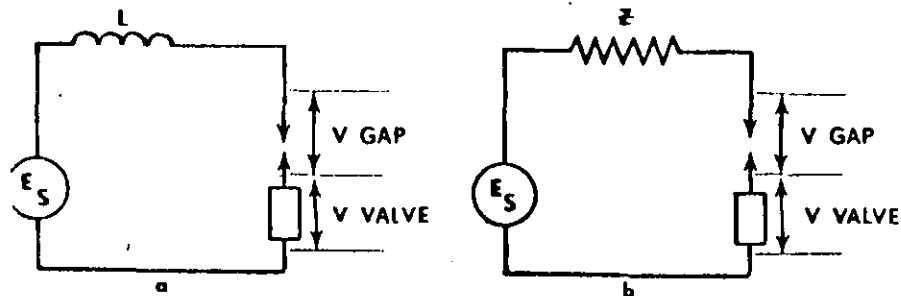
LENGTH OF ARC

CURRENT MAGNITUDE

COOLING

TIME TO STRETCH ARC





Circuit Diagram Relative to Arrester Operation in:
 a. 60 Hz Power Test With Source Impedance Consisting of Inductance L
 b. Transmission Line Test With Source Impedance Consisting of a Surge Impedance Z

SAKSHAUG
P. 1565

$$E_{SOURCE} = V_{ARR} + L \frac{di}{dt}$$

$$E_{SOURCE} = V_{ARR} + Z I$$

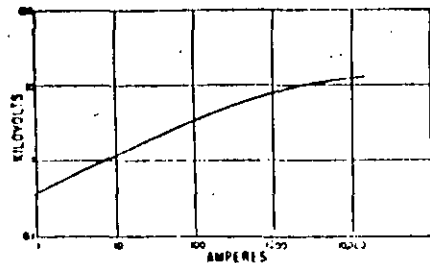
$$E_{SOURCE} = V_{GAP} + V_{VALVE} + L \frac{di}{dt}$$

$$\frac{di}{dt} = \frac{1}{L} (E_{SOURCE} - V_{GAP} - V_{VALVE})$$

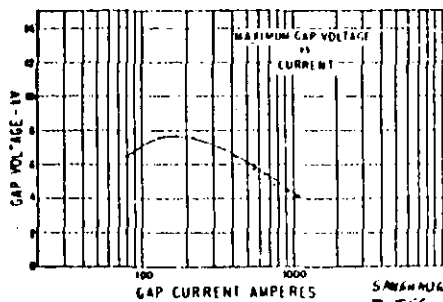
$$(V_{GAP} + V_{VALVE}) < E_{SOURCE} : \frac{di}{dt} > 0, \text{ CURRENT INCREASES}$$

$$(V_{GAP} + V_{VALVE}) = E_{SOURCE} : \frac{di}{dt} = 0, \text{ CURRENT CREST}$$

$$(V_{GAP} + V_{VALVE}) > E_{SOURCE} : \frac{di}{dt} < 0, \text{ CURRENT REDUCTION}$$



SAKSHAUG, P. 1563 6 kV Valve Element Characteristic.



Maximum Gap Voltage Vs. Current Curve for a Typical Current Limiting Gap.

4.92. GE THYRISTE MAGNE-VALVE

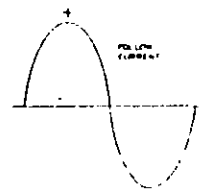
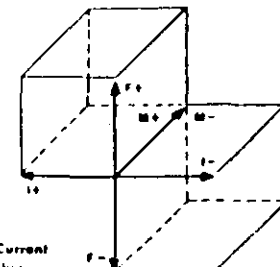
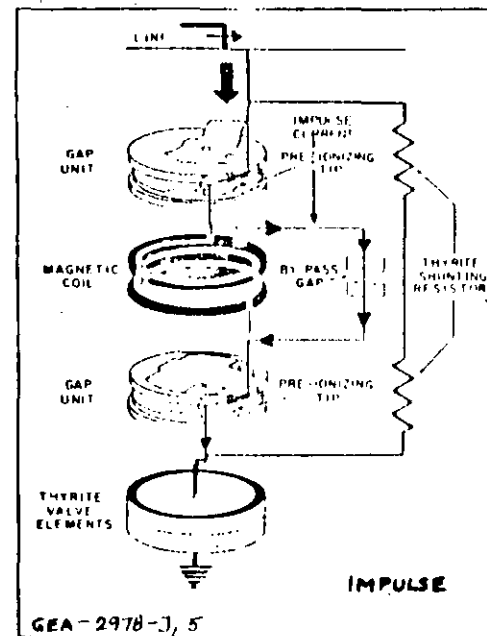


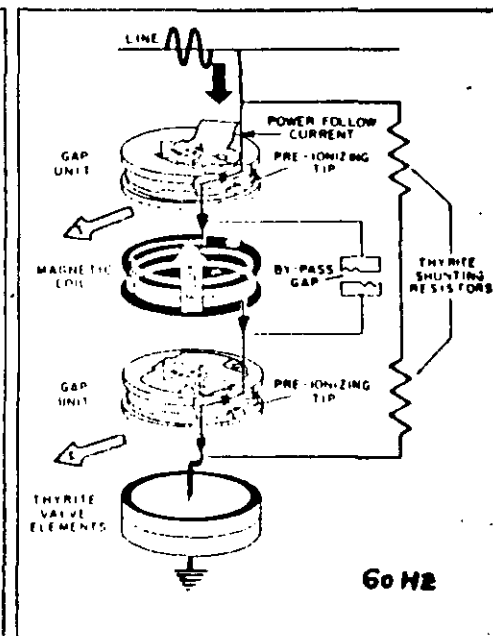
Illustration of basic law governing motion of follow-current arc in any direction—regardless of polarity of current flow.



$$\vec{M} \text{ (OR FORCE)} = \vec{I} \times \vec{B}$$



Schematic diagram of 6-kV section of Thyriste Magne-valve intermediate arrester showing path of lightning current in red. Each coil has a pre-ionized shunt gap that by-passes lightning current to the discharge path shown.



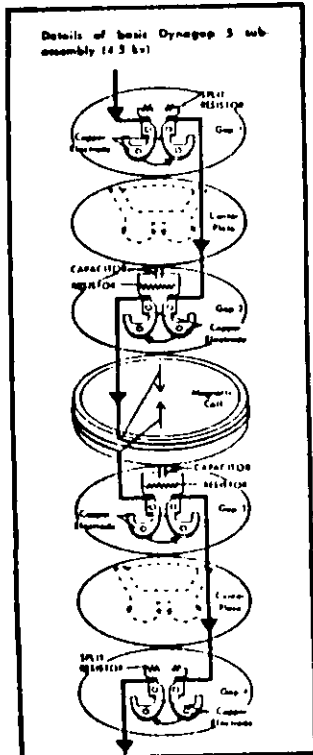
Path of follow-current. After lightning sparkover, the 60-cycle power follow-current flows through the coils creating magnetic flux. Arrows indicate the direction of magnetic flux and motion of arc.

4.93. D-B DYNAGAD 5

4 STAGES: #1 #2 #3 #4

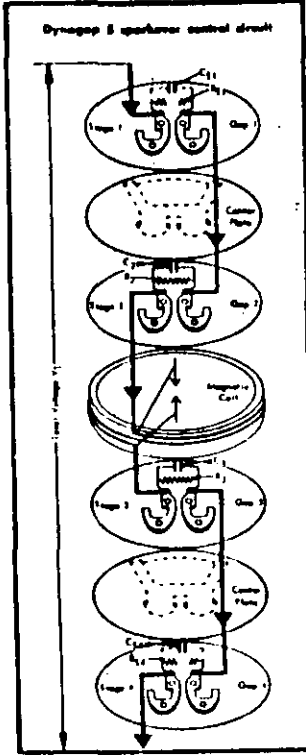
1 AND 4: RESISTORS ARE CUTAWAY IN CENTER
THERE ARE INHERENT CAPACITANCES
(C_{S1} , C_{S4})

2 AND 3: PARALLEL R AND C ELEMENTS

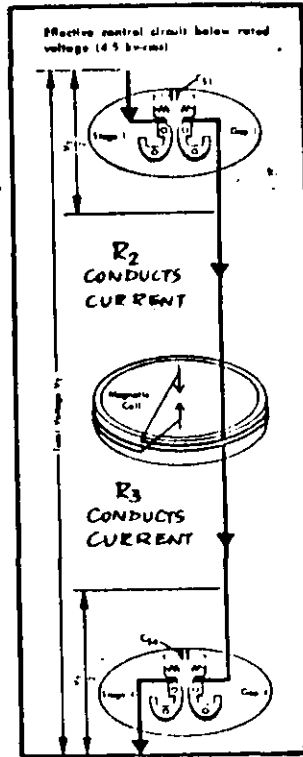


O-B 2136-H, 4

PHYSICAL ELEMENTS



CIRCUIT ELEMENTS



C_{S1} AND C_{S4} :
GRADING INFLUENC
TOTAL VOLTAGE IS
SHARED BY
#1 AND #4

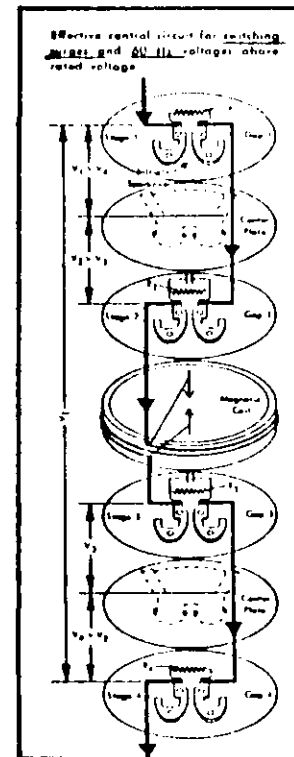
SPLIT RESISTORS ARE
SPARKED OVER.THE 4 RESISTORS
ARE IN SERIES,
THEY CONTROL
VOLTAGES $U = 80$
 $X_C \approx 0$ CAPACITANCES
CONTROL
VOLTAGES

#1

#2

#3

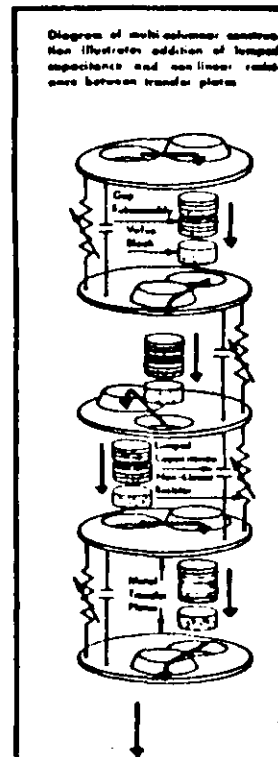
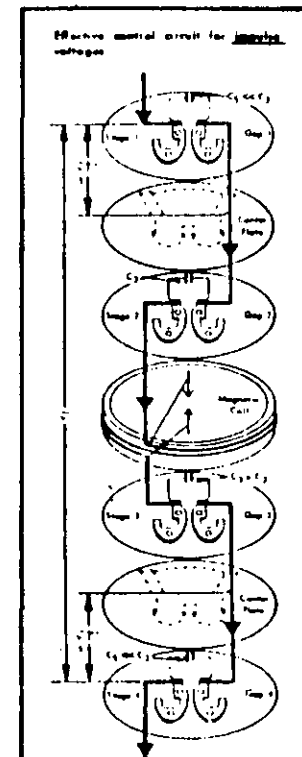
#4



O-B 2136-H, 5

VOLTAGE DISTRIBUTION
IS NOT UNIFORM.

STARKOVER SEQUENCE
IS 1-4-2-3 IN BOTH CASES



MULTIPLE COLUMN
STACKING ARRANGE

4.94. BBC HM, HML

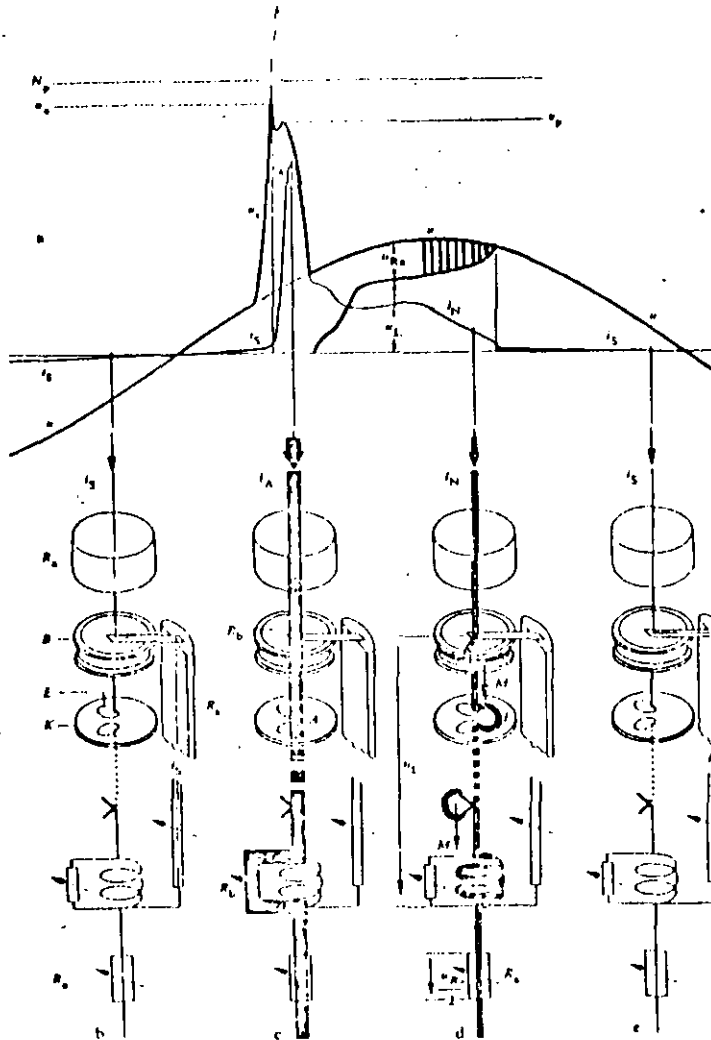


Fig. 1. Operation of an arrester assembly with magnetically blown spark gaps.

a) Curves of electrical quantities during sparkover and quenching.

b) Arrester assembly in normal operating condition.

c) Arrester assembly during passage of surge current.

d) Arrester assembly during passage of follow current.

e) Arrester assembly in normal operating condition.

A = Sparkover point with arc created by surge current.

B = Blow-out coil.

E = Spark gap electrode.

I_s = Surge current.

I_f = Follow current.

U_s = Control current.

U_q = Quenching chamber wall.

U_a = Arc during quenching.

U_d = Lines of magnetic flux.

U_p = Guaranteed protection level.

R_s = Non-linear Resorbt resistors.

R_b = Bypass resistor.

R_g = Grading resistor.

U = Service voltage at arrester assembly.

U_s = Sparkover voltage.

U_q = Arc voltage during quenching.

U_p = Residual voltage during diversion.

U_{R_s} = Voltage drop across Resorbt resistors during quenching.

U_s = Surge voltage.

4.95. ARRESTER GRADING

GAP DESIGNS

VOLTAGE DISTRIBUTION

STRAY CAPACITANCES

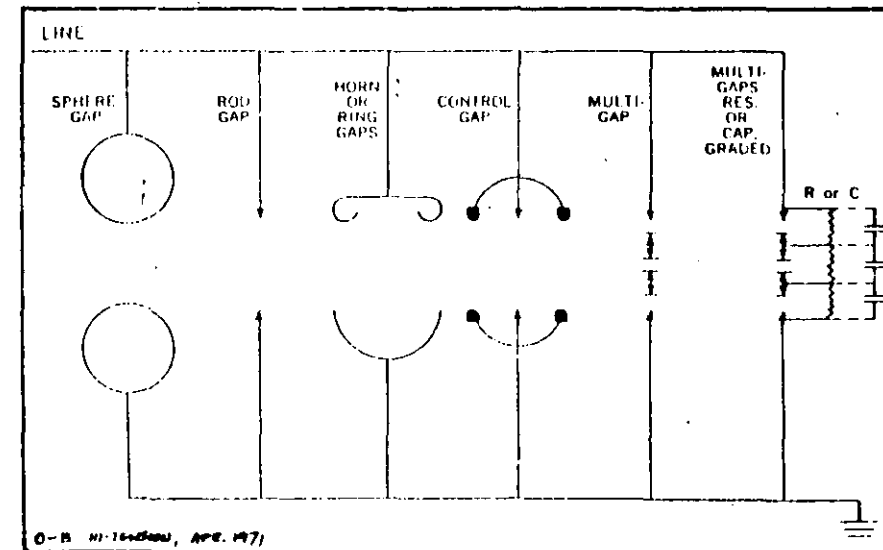
ADDED NONLINEAR RESISTIVE GRADING

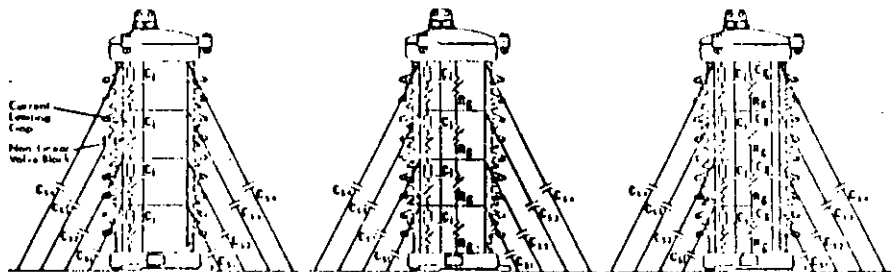
ADDED CAPACITANCES

GRADING RINGS

EFFECT OF GRADING

FLAT SPARKOVER SPECTRUM



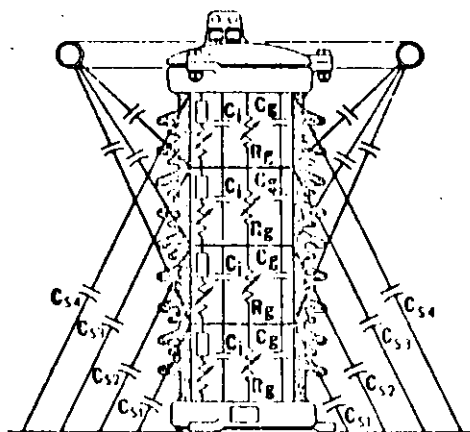


Typical ungraded arrester showing internal and external stray capacitances.

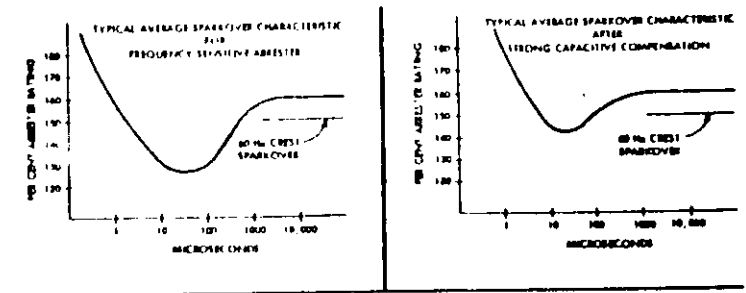
Nonlinear resistive grading structure R_g added to internal elements

Both nonlinear resistive R_g and lumped capacitance C_g have been introduced in grading station class arresters

O-B 21-TW510W, SEPT. 1972

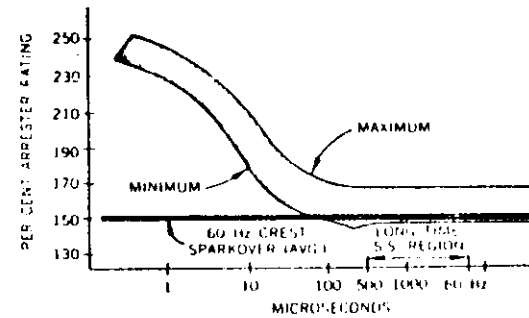


External grading ring on higher voltage arresters combines with internal grading structure to develop uniform voltage distribution

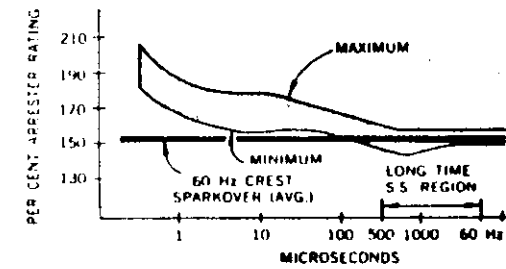


Pronounced dip for impulse surges can be partially compensated by capacitive grading

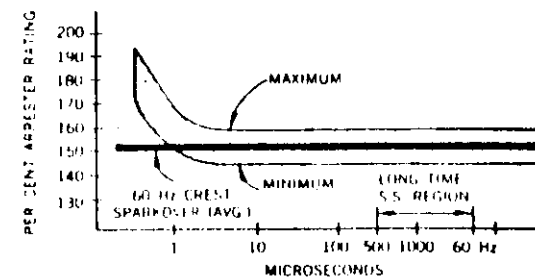
O-B 2136-N, 3



Sparkover spectrum for previous design arrester subassembly



Sparkover spectrum for Dynagap 5 arrester subassembly

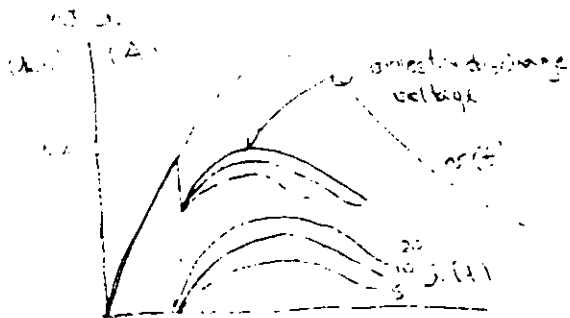
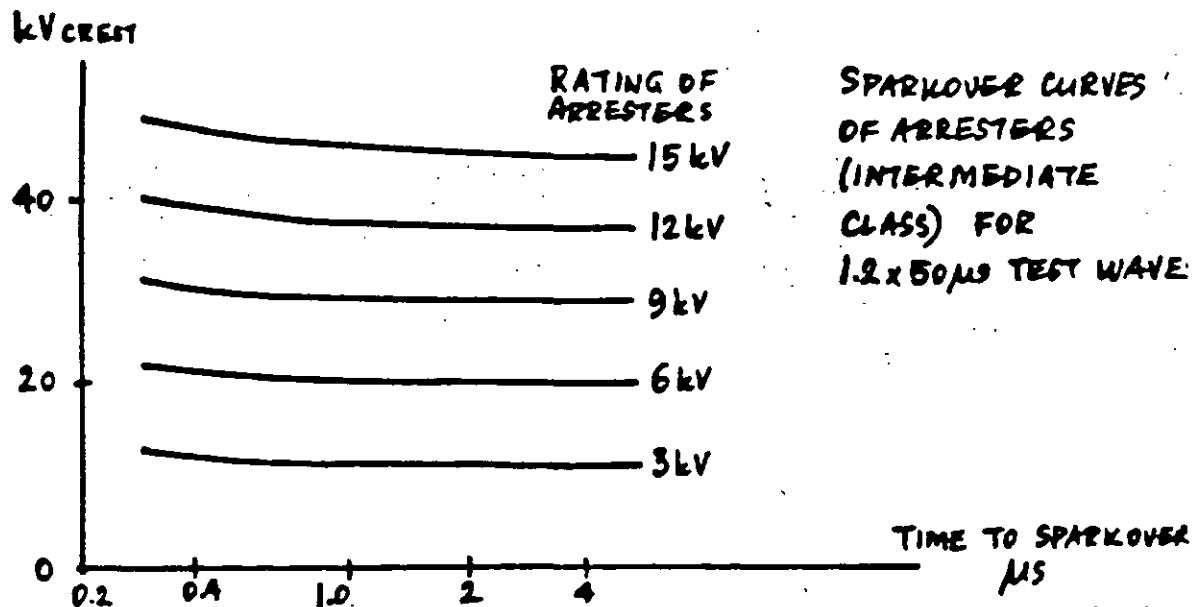


Dynagap 5 subassemblies are combined with external grading circuits to produce a complete arrester having a sparkover spectrum of this order

O-B 2136-N, 6

4.96. ARRESTER CHARACTERISTICS

CATHODE RAY OSCILLOGRAMS

VOLT - TIME CHARACTERISTICS
(SPARKOVER CURVES)PROTECTIVE CHARACTERISTICS
(TABULATED VALUES)IMPULSE WAVE SPARKOVER
SWITCHING SURGE SPARKOVER
60-HZ SPARKOVER
DISCHARGE VOLTAGESNATIONAL AND INTERNATIONAL
STANDARDSARRESTERS OF DIFFERENT
CLASSES AND FUNCTIONS

Protective Characteristics of Surge Arresters

In lieu of specific data on protective characteristics of available Surge arresters, the following data, compiled from domestic manufacturers' catalog information, can be used as a guide in general insulation coordination studies. It should be recognized that these data are the maximum of the maximums listed in manufacturers' catalog information for each type of arrester, resulting in certain apparent inconsistencies in the tables. Therefore, the specific manufacturer's information on the arrester being applied should be used for more accurate insulation coordination.

NOTE: It is intended to add switching surge sparkover voltage values to these tables when they become available.

Protective Characteristics of Station Valve Arresters *(heavy duty)*

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front-of-Wave Impulse Sparkover Voltage		Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave		
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/μs)	kV Crest (Max)	kV Crest for 5000 A (Max)	kV Crest for 10 000 A (Max)	kV Crest for 20 000 A (Max)
3	25	12	8.5	9	10
6	50	24	17	19	20
9	75	35	24	26	28
12	100	45	32	35	36
15	125	55	40	44	47
21	175	72	55	60	65
24	200	90	65	71	76
30	250	105	80	87	94
36	300	125	96	105	113
39	325	130	104	114	123
48	400	155	130	142	153
60	500	190	160	174	189
72	600	230	195	212	230
90	750	290	240	262	283
96	800	304	258	280	304
108	900	340	282	316	333
120	1000	370	320	350	376
144	1200	440	375	408	440
168	1200	510	450	490	530
180	1200	545	470	510	552
192	1200	575	500	545	588
240	1200	685	640	695	755
256	1200	730	622	684	660
276	1200	770	658	624	714
294	1200	800	694	665	756

Protective Characteristics of Intermediate Valve Arresters

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front-of-Wave Impulse Sparkover Voltage		Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave		
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/μs)	kV Crest (Max)	kV Crest for 5000 A (Max)	kV Crest for 10 000 A (Max)	kV Crest for 20 000 A (Max)
3	25	12	10	10.8	12.5
6	50	24	19.6	21.6	24.5
9	75	35	29	32	36
12	100	45	36.5	40.5	48
15	125	55	46	51	60
21	175	72	63	70	83
24	200	90	76	84	95
30	250	105	90	100	118
36	300	125	116	129	145
39	325	130	125	139	164
48	400	155	152	169	188
60	500	190	180	200	233
72	600	230	230	255	282
90	750	283	274	302	349
96	800	300	296	328	372
108	900	335	338	375	417
120	1000	370	375	415	463

Protective Characteristics of Distribution Valve Arresters

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front-of-Wave Impulse Sparkover Voltage		Without External Gap kV Crest (Max)	With External Gap kV Crest (Max)	Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave (kV)		
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/ μ s)				kV Crest for 5000 A (Max)	kV Crest for 10 000 A (Max)	kV Crest for 20 000 A (Max)
3	25		25	32	12.4	13.8	15.5
6	50		35	51	23	26	30
9	75		50	65	36.5	41	46
10	83.3		50	67	38	45	53
12	100		61	79	46	52	60
15	125		76	94	55	64	74.5
18	150		91	120	66	76.5	90
21	175		106	150	77.5	87	104
27	225		105	—	99	114	134
30	250		112	—	110	126	147

Protective Characteristics of Secondary Valve Arresters

Voltage Rating of Arrester (kV rms)	Front-of-Wave Impulse Sparkover Voltage		Discharge Voltage For 8 X 20 Discharge Current Wave	
	Rate of Rise of Test Voltage (kV/ μ s)	kV Crest (Max)	kV Crest for 1500 A (Max)	kV Crest for 5000 A (Max)
0.175	10	3.75	2.3	2.8
0.650	10	5.8	3.8	4.8

Protective Characteristics of Station Arresters for Protection of Rotating Machines and Dry-Type Transformers

Voltage Rating of Arrester (kV rms)*	Impulse Sparkover (kV)		Discharge Voltage for 8 X 20 Discharge Current Wave				
	10 μ s to Sparkover (Max)	100 kV/ μ s per 12 kV of Rating (Max)	1.5 kA (Max)	3 kA (Max)	5 kA (Max)	10 kA (Max)	20 kA (Max)
3	12	12	8	8.8	9.5	10.4	11.2
4.5	16	17	12	13	14	15	17
6	20	21	16	17.5	19	21	22.5
7.5	25	27	20	22	23	25.5	28
9	30	32	24	26	28	31	33.5
12	39	42	32	35	37	41.5	45
15	48	52	40	44	47	52	56
16.5	52	58	44	48	51	57	61.5
18	57	62	48	53	56	62.5	67
19.5	62	69	52	57.5	61	67.5	72.5
21	66	72	56	61.5	65	73	78.5
22.5	71	73	60	66	70	77.5	84
24	76	86	64	70.4	76	83	89.5
25.5	81	82	67	73	78	85	95
27	85	86	72	78	84	93	100.5

*Voltage ratings of arresters for protection of rotating machines and dry-type transformers have not yet been standardized.

Metal oxide surge arresters in AC systems

Working Group 06 of Study Committee 33

FOREWORD

During the past years the performance of metal oxide surge arresters in three-phase AC systems has been the major topic of discussion within Working Group 33.06 "Insulation co-ordination in AC systems" of Study Committee 33 "Overvoltages and insulation Co-ordination" of CIGRE. The report published in the following parts represents the state of the art within the Working Group:

- Part 1: General properties of the metal oxide surge arrester
- Part 2: Performance of metal oxide surge arresters under operating voltage
- Part 3: Temporary overvoltages and their stresses on metal oxide surge arresters
- Part 4: Stresses in metal oxide surge arresters due to temporary harmonic overvoltages

Part 5: Protection performance of metal oxide surge arresters

Part 6: Selection of metal oxide surge arrester characteristics from the standards

The parts 1, 2 and 3 are presented in the following. The parts 4, 5 and 6 will be sent for publication in Electra end of 1989. Furthermore, report 33-13 "Stresses on metal oxide surge arresters in HVAC and HVDC systems by temporary and transient overvoltages and related tests" of the CIGRE Session 1986 is referred to concerning transient overvoltage stresses.

The documents have been reviewed by the Working Group and represent the unanimous view of its members.

The members of the Working Group are:

K.H. Weck, Convener (DE)
A. Schei, Secretary (NO)
B. Bachmann (CH)
J. Belanger (CA)

J. Elovaara (FI)
P.C. Esmeraldo (BR)
K.F. Foreman (GB)
A.R. Hileman (US)
J. Kucera (CS)
L. Lagostena (IT)
A.K. Lokhanin (SU)
D. McGillis (CA)
Y. Ozaki (JP)
J. Roguin (M. Rioual) (FR)
L.A. Snider (CA)
L. Stenström (SE)
O. Völcker (DE)

The main aim of the reports is to describe the severity with which system parameters affect arrester performance, and how system performance is affected by the arrester. The material presented forms the basis of an application guide. During the preparation of the reports there has been on going co-operation with IEC Technical Committee 37 "Surge Arresters" and many of the results have been incorporated in the draft standard for metal oxide surge arresters.

Part 1: General properties of the metal oxide surge arrester

A. SCHEI and K.H. WECK

1. GENERAL CHARACTERISTIC

1.1 Microstructure

The metal oxide material is a ceramic made by mixing ZnO with small amounts of additive materials, such as Bi_2O_3 , CoO , Cr_2O_3 , MnO , and Sb_2O_3 , granulating the mixture, then drying it, pressing it into discs, and finally sintering it [1, 2]. Figure 1 shows the structure as observed by a scanning electron microscope.

The ZnO grains (about 10 μm diameter) have a low resistivity and are surrounded by a granular layer, which is a high resistive oxide (about 0.1 μm

thick). The two are strongly bonded to each other. The disc can be represented by the equivalent circuit shown in Figure 2. R_1 in this figure represents the non-linear resistance of the granular layers, where the resistivity ρ changes from $10^8 \Omega\text{m}$ for low electric field stress to just below $0.01 \Omega\text{m}$ for high stress. The granular layer has a relative dielectric constant between 500 and 1200 depending on the manufacturing process. R_2 is the resistance of the ZnO grains with a resistivity of about $0.01 \Omega\text{m}$. L represents the inductance of the metal oxide disc and is determined by the geometry of the current flow path.

1.2 Voltage-current characteristic

The voltage-current characteristics for the resistive component I_r and the capacitive component (I_c) of the current through the metal oxide disc are shown in Figure 3. Based on the conduction mechanism of the microstructure shown in Figure 1, the characteristics of the resistive component are divided into 3 regions:

a) Low electric field region (region 1)

The conduction mechanism in this region is explained by means of energy barriers in the granular layer. The barriers prevent electrons from moving from one grain to another.

An applied electric field has the effect of lowering these barriers and electrons pass over them thermally. This is called Schottky emission (as in semiconductor diodes, transistors, etc.) and gives rise to a small current through the material. The current density is given approximately by equation 1 [2, 3]

$$J = J_0 \exp \left[\frac{\sqrt{E} e^3 / 4\pi\epsilon - \Phi_B}{kT} \right] \quad (1)$$

where J_0 is a constant depending on the material and the geometry of the granular layer, Φ_B the potential barrier, E the electric field stress, e the electron charge, ϵ the dielectric constant, k the Boltzmann's constant and T the absolute temperature.

Higher temperatures increase the energy of the electrons and they can pass over the barriers, more easily.

b) Medium electric field region (region 2)

When the electric field in the granular layer reaches about 100 kV/mm, electrons move through the barriers by the tunnel effect, represented by equation 2.

$$J_r = J_1 \exp \left[- (A \Phi_B^{3/2} / E) \right] \quad (2)$$

where J_1 and A are constants for a specific material.

c) High electric field region (region 3)

In this region, the voltage drop at the barrier due to the tunnel effect is small and the voltage drop across the resistance R_x of the ZnO grains dominates. The current then gradually approaches the linear relation with the voltage described by equation 3.

$$J_r = E\rho \quad (3)$$

Historically, the $U-I$ characteristics of SiC-resistors have been described by a formula

$$I = KU^\alpha$$

where k and α are constants for a specific material. If such a formula is used for the resistive component of the cur-

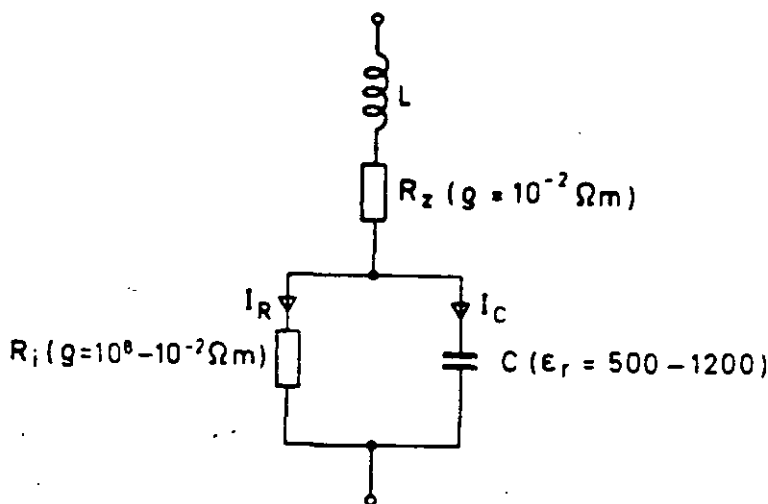


Figure 2. Circuit équivalent d'un disque à oxyde métallique.

Figure 2. Equivalent circuit of a metal oxide disc.

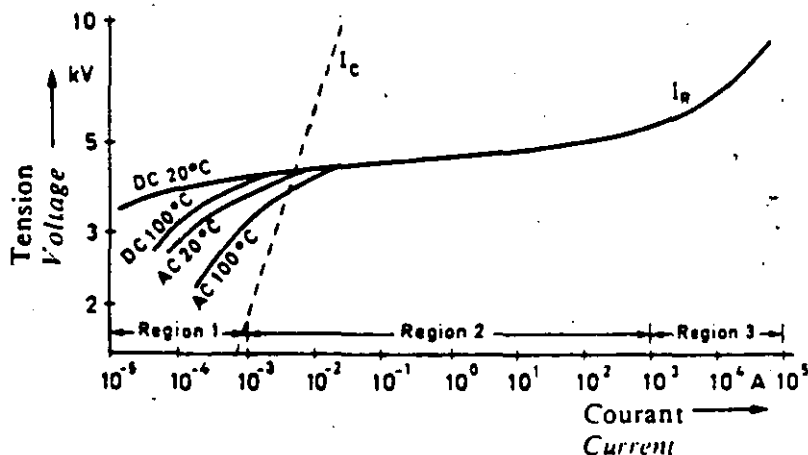


Figure 3. Caractéristiques tension-courant typiques d'un disque à oxyde métallique spécifique (80 mm de diamètre, 20 mm de hauteur).

Figure 3. Typical voltage current characteristics of one specific metal oxide disc (80 mm diameter, 20 mm height).

— I_r : Composante résistive (voir Fig. 2) - ohmic component (see Fig. 2).

--- I_c : composante capacitive (voir Fig. 2) - capacitive component (see Fig. 2)

(la tension et le courant sont donnés en valeurs crêtes) - (voltage and current are given as peak values)

rent through metal oxide discs, it must be emphasized that a single exponent cannot describe the complete characteristic. The applicable exponents α depend on the conduction region and can vary between 3 and 50. Even in a specific region generalized numbers are not applicable and the actual arrester characteristic must be for the determination of the constants.

From the tests specified in the forthcoming IEC standard the voltage-current characteristic can be derived from the reference voltage at reference current and the residual voltages at switching and lightning impulse currents.

In principle, the capacitance of the disc is voltage and temperature dependent. In some cases, this dependency may be ignored, e.g. for the calculation of the voltage distribution along the complete arrester at operating voltage.

1.3 Implications

In regions 1 and 2 the voltage applied to the arrester drops across the granular layer. Consequently, suitable measures have to be applied along the outer surface of the discs, in order to prevent external discharges across the outer wedges between the ZnO grains.

In order to keep the power dissipation in a metal oxide arrester due to the system operating voltage small, the continuous operating voltage of the arrester has to be chosen in region 1. In this region the peak value of the resistive current component is usually well below 1 mA and the capacitive current component is predominant. This fact means that the voltage distribution at operating voltage is capacitive and thus influenced by stray and grading capacitances (see Part 2).

The resistive component of the current through the metal oxide varistor in region 1 depends on the granular layer and is thus influenced by the manufacturers selection of materials and production. Hence, considerable variation of the resistive current characteristic for different production lots and, in particular, for different manufacturers should be expected.

Both facts, the capacitive influences and the dispersion of the current characteristics mean, that an arrester supervision by means of a current measurement is only possible, when this current is measured in service installation at the same, new arrester. Even then the temperature influence according to formula 1 and/or Figure 3 has to be observed. Taking into account that the resistive current component changes by several % per °C (typically 3), the thermal equilibrium of the arrester has to be waited for in this initial measurement and the comparison measurement has to be carried out at approximately the same ambient temperature.

The protection characteristics of the arrester are determined by the voltage-current characteristic in region 2 and region 3. In these regions the influences of temperature and capacitances have disappeared and the deviation from the linear voltage distribution along the arrester is only determined by the dispersion of the resistive voltage-current characteristic. It can be assumed that this dispersion is small and the voltage distribution is linear.

2. DEGRADATION OF THE METAL OXIDE ARRESTER CHARACTERISTICS

The characteristics of the granular layer of metal oxide varistor can be degraded by the following effects:

— *Chemical reactions with the surrounding material.*

When the surrounding material contains unsuitable gas molecules; e.g. such as chemical radicals, the oxides in the granular layer will chemically react with these gases. Such gases may be formed in service, e.g. by partial discharges inside the housing, but chemical reactions have to be prevented by a suitable design, e.g. by a tight coating of the varistor surface (see Part 2a).

— *Voltage stresses by the operating voltage at ambient temperature.*

This type of degradation is the slow change of the granular material itself. It is generally referred to as material ageing. The degree of this ageing depends on the nature and the quality of the granular layer and can be reduced to a negligibly small scale.

— *High current stresses.*

High currents through the varistor can lead to excessive local current densities through the granular layer, thus partially destroying it. However, materials are available today, in which this degradation is negligibly small.

The material ageing is assessed in the forthcoming IEC Standard by the so-called ageing procedure. The material degradation by chemical reactions is tentatively included by the requirement that decomposition products, if any, should be present in the surrounding gas. The questions still open in this respect are addressed in Part 2.

The possible degradation due to current surges is assessed by a test in the standards prior to the relevant operating duty test.

3. THERMAL STABILITY

As shown in Figure 3 and formula 1 the resistive current component and thus also the power dissipation in the arrester at the operating voltage increases with the temperature with an exponent greater than 1. The dissipated power has to be transferred from the arrester blocks via the arrester housing and via the connections to the surrounding air. To achieve thermal stability, the power transfer to the environment for a given temperature must exceed the sum of the input power formed by the power dissipation and possible radiations.

The temperature, at which thermal instability begins depends on the arrester construction, i.e. the heat

transfer conditions, the material characteristic and the applied operating voltage. The energy necessary to reach this temperature depends on the initial temperature of the resistor blocks, which may be not equal over the complete arrester and on the time, in which the energy is put into the arrester. Not equal initial temperatures may originate from a non-linear voltage distribution along the arrester, which is, in particular, possible, when conductive surfaces e.g. by pollution influence this distribution. The time, in which a high energy is to be consumed inside an arrester, can vary between some 10 μ s at lightning currents to several seconds at temporary overvoltages. As a tendency it can be assumed that the shorter times create the more severe conditions, owing to possible unequal temperatures within the blocks (hot filaments) and missing power transfer.

4. CONCLUSIONS

The voltage-current characteristic of the metal oxide material offers the degree of non-linearity necessary to fulfil the mutually contradicting requirements of a low protection level at high current values and a low current, i.e. a low power dissipation, at the system operating voltage. Surge arresters using this material, therefore, can be connected to the system without series spark-gaps disconnecting the varistors from the operating voltage.

Structure of and current conduction mechanism through the material make evident that a metal oxide arrester without series gaps can represent a reliable equipment in the system, if its voltage-current characteristics remain stable with time and if they are selected adequately with respect to the voltage stresses in service. These stresses and the adequate selection of the arrester characteristics are dealt with in the following parts.

REFERENCES

- [1] M. Matsuoka "Non-ohmic properties of zinc oxide ceramics" J. of Appl. Phys. Vol. 10, No 6 p 736 (June 1971)
- [2] K. Eda "Conduction mechanism of non-ohmic zinc oxide ceramics" J. of Appl. Phys. Vol. 49 No 5 p 2964 (1978)
- [3] L.M. Levinson, H.R. Philipp "The physics of metal oxide arrester" J. of Appl. Phys. Vol. 46 p 1332 (1975)

Part 2 : Performance of metal oxide surge arresters under operating voltage

B. BACHMANN and A. SCHEI

1. INTRODUCTION

As the surge arrester has to be designed to be thermally stable, the current through the arrester at the system operating voltage has to stay well within region 1 of the voltage-current characteristic. As already shown in Part 1, Figure 3, the current through the metal oxide varistor block is mainly capacitive in this region even at elevated temperatures of the blocks. Consequently, the voltage across the varistor elements is determined by their capacitance and thus influenced by stray capacitances.

For outdoor arresters the metal oxide discs are usually built into a porcelain housing, which hermetically seals the active part from the atmosphere. As these discs behave electrically as several capacitors connected in series, the stray capacitances to earth cause a deviation from the linear axial voltage distribution with higher voltage stress of the upper elements in the arresters. This deviation from the linear distribution, is influenced by different parameters, such as arrester height, number and length of arrester units and grading rings.

In polluted conditions, capacitively coupled currents between the porcelain surface and metal oxide column and additional ohmic coupling between flanges and active parts, in case of multiple unit arresters, result in a further distortion of the voltage distribution.

In both cases the non-linear voltage distribution has the effect that a number of the metal oxide varistors are subjected to increased continuous operating voltage and consequently to increased thermal stresses.

2. VOLTAGE DISTRIBUTION IN DRY AND CLEAN CONDITIONS

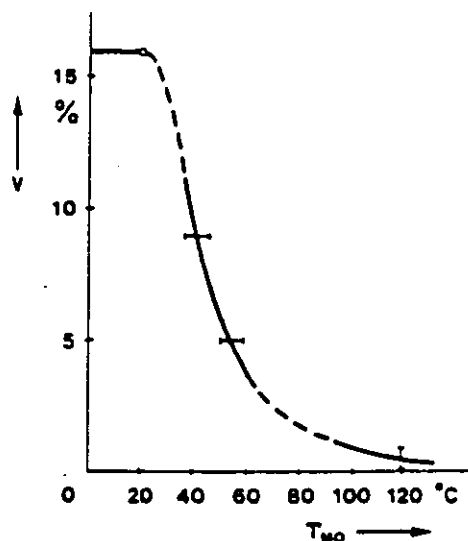
2.1 Voltage distribution

To optimize the voltage distribution along the axis of the arresters the influences of different parameters have to be investigated, from which the most important are :

- Arrester temperature
- Installation site and
- Grading measures

To present the phenomena a basic example consisting of a 3-unit arrester with a rated voltage of 360 kV mounted on an earth plane has been investigated. Details of the calculation results are reported in reference [1]. Figure 1 recalls the calculated maximum deviations from the linear voltage distributions for 3 selected ambient temperatures. At the continuous operating voltage of the arrester of 292 kV the maximum deviation from the linear

voltage distribution occurs within the upper unit and decreases from 16 % at 20 °C to 9 % at 35 °C and to 5 % at 45°C ambient temperature respectively. A further calculation with a temperature of 120 °C in all three units has been added, to cover also the temperature range of interest for thermal instability. Comparative tests were made using two relatively simple indirect methods, where integral quantities like flange potential and varistor current in the columns were determined and compared with the respective calculations [1]. Both measurements showed a satisfactory agreement with the calculations.



	20°C ambiante ambient	35°C ambiante ambient	45°C ambiante ambient
unité du parafoudre arrester unit	$t^{\circ}\text{OH}/\text{MO-Temp.}$	$t^{\circ}\text{OH}/\text{MO-Temp.}$	$t^{\circ}\text{OH}/\text{MO-Temp.}$
supérieure upper	20°C	45°C	60°C
médiane middle	20°C	41°C	55°C
inférieure lower	20°C	36°C	48°C
	$v = 16\%$	$v = 9\%$	$v = 5\%$

Figure 1. Variation maximale calculée de la distribution de tension linéaire (%) du parafoudre monté au sol à la tension de service permanente de 292 kV en fonction de la température du parafoudre.

Figure 1. Calculated maximum deviation from the linear voltage distribution (%) of the arrester mounted at earth plane at the continuous operating voltage of 292 kV dependent on the arrester temperature.

The results demonstrate that with increasing varistor temperature the ohmic current component of the varistor contributes to a more linear voltage distribution in the arrester. The temperature range, in which the voltage distribution changes from non-linear capacitive to linear resistive, strongly depends on the amplitude of the resistive current component at continuous operating voltage, i.e. on the power loss at this voltage. The result shown in Figure 1, therefore, cannot be considered as generally valid for all arresters. As a tendency it can be assumed that the transition temperature range is shifted to higher temperatures for modern varistors, for which the power losses are smaller than in the example arrester considered here. It is, therefore, necessary to apply the voltage-current characteristics of the varistor elements actually used in the arrester, when the linearizing effect of the ohmic current component shall be included in the calculation.

It has to be mentioned that the different temperatures for the three units used in the calculations are established by tests on the actual arrester. The prediction of these temperatures by calculation requires the stimulation of many other influences, especially heat transfer characteristics, and seems to be untrustable at present.

2.2 Influence of Installation

The type of installation of the arrester has a remarkable influence on the deviation of the voltage distribution from linear. For example, for the 3-unit arrester situated on the ground plane a maximum deviation from the linear voltage distribution of 16 % has been obtained. When the same arrester is mounted on a 2.5 m high metal support, the maximum deviation from linear decreases to 12 % [1].

Besides the arrester installation itself also surrounding objects, earthed or energized, have an effect on the voltage distribution. From various calculations these effects can be quantified:

- Earthed objects such as walls in a reasonable distance from the arrester, i.e. insulation co-ordination clearance according to IEC Publ. 71-2, increase the maximum deviation from the linear voltage distribution by 3-5 %. With increasing distance this influence rapidly falls below 1 %.

- Objects energized with the voltage of the two other phases also increase the non-linearity of the voltage distribution. The effect is most pronounced for the center phase arrester. For the phase-to-phase clearances usually applied in systems with highest voltages for equipment up to 525 kV the deviation from the linear voltage distribution varies typically between 3 % and 9 %.

- Energized objects of the same phase such as conductors ameliorate the voltage distribution. For the same distances as mentioned above a linearization by 2-4 % can be expected. The position of the conductors with respect to the arrester, i.e. horizontal or vertical, has a minor influence, provided the conductor is above the arrester top.

2.3 Influence of grading measures

Various measures are possible to influence the axial voltage distribution. The most effective possibilities are:

- Suitable installation of grading rings.
- Suitable selection of the varistor blocks.
- Suitable arrangement of the varistor blocks in the varistor column.

All these measures are so called "passive" and should be applied simultaneously to achieve an optimization of the grading.

To demonstrate the influence of grading rings the basic example shall be taken once more. Figure 1 reports a maximum deviation from linear of about 16 % at 25 °C ambient temperature. If the same example is calculated without grading rings the voltage distribution will deteriorate to such an extent that the current through the upper elements enters region 2 of the voltage-current characteristics. This is valid even if the varistors are still selected and arranged in an optimized procedure. Should one neglect even this measure, the deterioration would increase still more.

In conclusion, it can be stated, that the insertion of grading rings as a passive measure to improve the voltage distribution is the most effective. The correct selection of the varistors as well as the correct arrangement also have a significant influence, but less than grading rings.

2.4 Consequences

The consequences to be drawn from the presented results are different for the two important aspects in the operating voltage stress on the arrester, aging and thermal stability.

Ageing:

The long term chemical ageing of a clean and dry arrester occurs at temperatures at 40 °C and below. At such temperatures the voltage distribution along the arrester can be essentially non-linear. Higher voltages than those corresponding to their linear fraction by 10 % or even more can exist at some units and the ageing of these blocks may be accelerated by this increase.

The test presently foreseen in the IEC, draft standard [2] assumes a non-linearity of 3 % per meter arrester length for the determination of the voltage to be applied during the ageing test. Calculations and measurements reported above show that such a linearity can only be achieved by a correct capacitive grading of the arrester. The ageing of the varistors in metal oxide arresters with insufficient grading measures or in unfavourable mounting conditions is not safely covered. Even an increased permissible non-linearity, e.g. to 5 % per meter arrester length, requires a control of the voltage distribution by grading measures.

It is evident that metal-enclosed arresters, e.g. in GIS or other metal-enclosed switchgear, need special capacitive grading owing to the increased stray capacitances to earth and the achieved linearity should be established by calculation or measurement.

The calculation results prove that the calculation of the voltage distribution using the pure capacitive equivalent circuit results into the highest non-linearity. The use of such a circuit to prove a claimed linearity, therefore, is adequate.

Thermal stability:

A metal oxide arrester can be thermally instable only at high temperatures. Generally, varistor temperatures far above 100 °C are necessary. At such temperatures the voltage distribution is linear, even if the temperature is not absolutely the same in all resistors. The thermal stability, therefore, is not affected by the surge arrester grading and can be tested at continuous operating voltage.

3. PERFORMANCE IN WET AND POLLUTED CONDITIONS

3.1 General

During conditions with external pollution on the arrester housing caused by for instance salt from the sea or dust from the industry a leakage current will flow in the pollution layer, if the layer is wetted by fog, rain or wet snow. This leakage current will be unevenly distributed along the circumference of the insulator. As the housing diameter is varying in addition, the leakage current density and consequently the power dissipation and drying of the pollution layer will be varying along the arrester. Dry bands are established with the consequence that the external voltage distribution will differ from the voltage distribution along the stack of the varistors inside the arrester. Radial voltage differences are established along the arrester resulting in a transfer of current from the pollution layer outside to the varistors inside via the capacitive coupling. This means that the varistors are shunting the dry bands and may be stressed by a considerably higher current than what is normal for dry and clean housings. In addition, a part of the external leakage current on one unit may flow through the varistors in another unit via the metal flanges that represent a galvanic connection between the external pollution layer and the varistors.

Depending on the arrester design the consequence of this behaviour may be that the increased varistor temperature may cause thermal instability, if combined with overvoltages and faults in the network. This will require that the varistor temperature caused by pollution has to be one important parameter in the MOA operating duty test of a metal-oxide arrester.

The difference between the voltage distributions along the varistors and along the outside housing surface of the arrester causes a radial voltage stress, which may initiate internal partial-discharges changing the composition of the gas within the arrester. If the varistors are not effectively sealed by a tight cover on their surface, this may lead to a deterioration of them. In addition possible deposits on the varistor surfaces may cause increased surface conductivity on the varistors due to partial discharges, in case the interior

of the arrester is not kept sufficiently dry.

In principle both effects are separate and the surface conditions giving rise to one of the two effects can be different.

3.2 Information obtained from field tests

From natural pollution tests on metal oxide arresters without gaps it is observed that the heating of the varistors may be non-linearly distributed along the arrester. What part of the arrester (topp-middle-bottom) reaches the highest temperature varies from one exposure to another. It seems to be statistically varying. Furthermore, the temperature may stay uniform within the arrester for a long time and may then become non-uniform or it may run non-uniform already after a much shorter time of exposure. At what time the maximum temperature occurs seems also to be random. There are indications from field tests that high temperatures are most probably generated during a relatively small number of incidents of external pollution explaining these inconsistent observations.

Tests performed on 4 different sites with expected severe pollution conditions have in 3 cases revealed moderate or low pollution severity regarding stresses on MOA. However, evidently, there exists places where MOA can be stressed beyond thermal run-away. This indicates that it would be unrealistic to put the same pollution requirement to all arresters independent of their location. Consequently, a relevant procedure for classification of pollution severity (pollution zones) with respect to MOA-stresses has to be established.

It may also happen that more energy is accumulated by the arrester due to the many small leakage current pulses than due to the few with high amplitude. However, the distribution of these current pulses in time is very important with respect to the possible cooling of the MOA. Consequently, the current pulse amplitude, the current pulse duration as well as the duration of pollution activity have all to be considered when determining the arrester stress.

This leads to the need of a new classification of pollution severity with regards to stresses on MO-arrester. The equivalent Salt Deposit Density

(ESDD) is not relevant if not the intensity and duration of expected pollution activity is defined. Very high expected external currents but appearing during short periods of time will for instance not be decisive for MOA.

3.3 Laboratory test methods

A high varistor temperature may be obtained by several of the artificial pollution test methods used at present by different laboratories. Independent from what test methods is chosen, however, the arrester stress in the laboratory has to be correlated to the arrester stresses in normal service.

Even tests with light pollution with respect to the risk of external flash-over, but non-linearly distributed along the arrester housing, may when run during several hours in some cases depending on the arrester design cause a varistor temperature above the 60 °C as specified in the IEC operating duty test. Consequently, it may be difficult to give a general information about arrester behaviour even in light pollution.

Many uncertainties exist to-day regarding the artificial pollution test on metal-oxide arresters. It will therefore take some years until a CIGRE procedure is worked out. These uncertainties have resulted in rather rough tests like the ANSI and the Japanese standard tests. Arresters tested according to these standards seem, however, to have behaved well in service.

3.4 Varistor temperature increase caused by pollution

The investigation of the temperature increase of the varistor elements is one of the topics of CIGRE Task Force 33.04.06 : Pollution test for AC and DC metal oxide surge arresters. A report dealing with the parameters influencing this temperature increase and suitable test procedures relevant for the actual service conditions is under preparation within this group. The degree of stress depends on parameters such as :

— Number of arrester units

For a given arrester design the single-unit arrester is the one least sensitive to pollution. In case of multi-unit arresters a part of the external surface current is diverted to the internal varistor stack via the flanges, thus stressing some of the units more than

others. In laboratory tests the highest temperature has been found to occur in the upper unit of the arrester in most but not all cases. Field tests up to now show the highest temperature some times in the top and some times in the bottom unit. It should be recognized however, that a too long single unit arrester may result in radial punctures of the arrester porcelain during pollution, as known from long, capacitively graded bushings, and certainly also to a higher risk of internal discharges during these conditions.

— Voltage-current characteristic

When the voltage-current characteristic of the arresters is selected such that the operating voltage is far below the reference voltage, the arrester will withstand a considerable amount of non-linearity in the voltage distribution. However, the consequent increase of the reference voltage with respect to the operation voltage may lead to unnecessary high protection levels (factors as high as 1.6 are reported in [3]).

— Pollution severity

As the metal-oxide arresters have a high thermal time constant (above 1 hour), the duration of the surface discharge activity is important in addition to the pollution severity [5, 6]. Little information on the severity and duration of such stresses on the arrester in service is available. In particular, this lack of knowledge has prevented an agreement on a suitable laboratory test for metal oxide arresters. At present, the view-points are contradictory between the experts claiming the validity of one of the existing tests with long duration of discharge activities (e.g. salt-fog tests) and those considering such test as too severe for general

application and requiring that a new test based on new service measurements is developed.

— Creepage distance

The thermal stress on the varistors is a function of the leakage current which may flow on the porcelain and thus also of the creepage distance of the arrester housing.

— Varistor size (volume)

For a given arrester design, protective level and reference voltage a bigger varistor volume means decreased varistor temperatures due to pollution.

3.5 Internal partial discharges

Changes in the gas surrounding the varistors have been recognized during the investigation of arresters failed in service, as well as during laboratory pollution tests on arresters. It is today agreed that these changes in the gas composition, that may effect the varistor characteristics, originate from internal corona which arises due to the distorted voltage distribution. Depending on the arrester construction such a corona can be initiated already under rain or slight pollution conditions.

It is evident that such effects have to be avoided. Two alternative measures are considered at present, that are either avoiding such discharges or making the materials covering the varistors gas-tight. The first alternative certainly would be the best solution. However, some experts consider such a solution as not possible or at least not economically feasible. Furthermore, it may be difficult to develop a suitable test procedure, to prove the effectiveness of an adopted design.

The second solution which is to cover the varistors with a gas-tight

material, which prevents even gas diffusion, is technically easier. Most varistors manufactured today have a cover of this type. No or negligible changes in the characteristics of this type of varistors have been reported from laboratory tests, run to simulate long term conditions with partial discharges. Experience so far seems to confirm this [4].

For the time being a combination of both measures seems to be a solution, i.e. reducing the risk of partial discharges as much as possible and equip the varistors with a tight cover.

REFERENCES

- [1] E.G. Maier, R.M. Rudolph, W. Schmidt, F. Hunziker - Voltage distribution and pollution performance of metal oxide arresters. CIGRE 1986 Session, Report 33-12
- [2] IEC (Secretariat) 68, January 1987 Draft - surge arresters Part 1: Metal oxide surge arresters without gaps for a.c. systems.
- [3] M.P. Verma, W. Petrusch, H. Niklasch - Temperature rise of metal oxide blocks in surge arresters under pollution. CIGRE Colloquium 1987, report 33.87 (Coll.) 9.1 IWD.
- [4] A. Bargigia, G. Mazza, G. Le Roy, . Rousseau, L. Sparrow - Behaviour of metal oxide surge arrester under different environmental conditions. CIGRE 1988, report 33-14.
- [5] A. Schei - Current pulse integral recording from metal-oxide surge arresters tested at Lista 300 kV natural pollution test station. Results from the first year of operation. CIGRE Colloquium 1987, report (Coll) 09.10.
- [6] A. Schei - Current pulse integral recordings from artificial pollution tests on 300 kV metal-oxide surge arresters. CIGRE Colloquium 1987, report (Coll) 09.11 and (Coll) 09.13

1. INTRODUCTION

Stresses from temporary overvoltages on metal oxide surge arresters without gaps differ from the stresses on conventional arresters with gaps. In most cases temporary overvoltages do not cause conventional arresters to spark-over (only the grading circuits are stressed), whereas they may result in metal oxide surge arresters conducting sufficient current to cause considerable heating of the ZnO resistor blocks. For this reason it is also important to note that all metal oxide surge arresters connected to the relevant part of the network will be stressed simultaneously by temporary overvoltages.

In addition to the factors determining the maximum continuous operating voltage, the amplitude and duration of temporary overvoltages which may be confined to only part of, or in some cases may be impressed on the entire system, are the critical factors in determining the selection of the rated voltage of metal oxide surge arresters at the various arrester locations in a system. This report presents an overview of the causes, and the ranges of amplitude and duration of these temporary overvoltages. It, furthermore, indicates the order of magnitude of the source impedance influencing the current through the arrester to check the possibility of an arrester protection against these overvoltages.

2. ORIGINS OF TEMPORARY OVERVOLTAGES

Temporary overvoltages mainly are caused by :

- Load rejections
- Energization of unloaded lines
- Earth faults
- Resonance effects

Each of these system conditions separately causes temporary overvoltages, but they may also coincide resulting in higher overvoltage values. The amplitude of temporary overvolt-

ages in each case depends on system parameters.

3. CHARACTERISTIC DATA OF TEMPORARY OVERVOLTAGES

Since detailed studies taking into account all relevant parameters are not justified in every case, the following generalized and simplified formulae and diagrams are presented to evaluate the relevant approximate overvoltage factors as well as rough figures of amplitude and duration to be expected under typical system conditions. All overvoltage factors are referred to the actual power frequency phase-to-earth voltage prior to the event.

3.1 Load rejections

Load rejections may occur on a system and on lines connecting a generator-transformer unit with a substation.

3.1.1 Load rejection in a system

Figure 1 shows the basic configuration for the most severe case of a full

load rejection. The overvoltage factor K_1 can be calculated by the formula

$$K_1 = \sqrt{\left(1 + \frac{Q_L}{S_{SC}}\right)^2 + \left(\frac{P_L}{S_{SC}}\right)^2} \quad (1)$$

where S_{SC} is the short circuit power of the system and P_L and Q_L are the resistive and reactive load.

Note : In systems with high capacitive loading and/or high contributions by shunt reactors the effective short circuit power $S_{SC} = U^2/Z_{Th}$ corresponding to the Thevenin equivalent impedance Z_{Th} of the feeding systems has to be inserted for S_{SC} in the formula (U = system voltage).

Figure 2 shows the values of K_1 versus the ratio Q_L/S_{SC} for the parameter P_L/S_{SC} . High values of the overvoltage factor K_1 result from high ratios Q_L/S_{SC} , or, in particular, if large shunt capacitors or filter circuits are connected to the feeding system. Taking into account, however, that in substations with high short circuit power, the disconnection of one line does not represent a full load rejection, the overvolt-

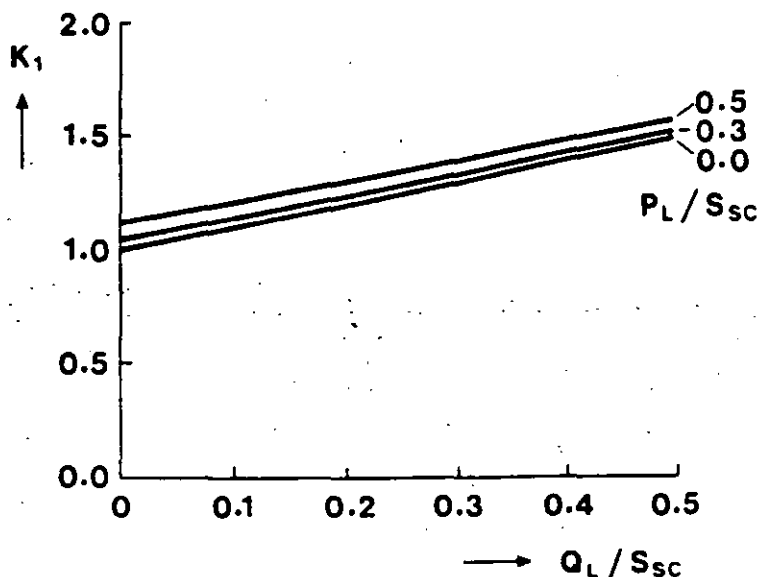


Figure 2. Facteur de surtension K_1 pour une réjection complète de charge dans un réseau. Paramètres relatifs à la Figure 1.

Figure 2. Overvoltage factor K_1 for full load rejection in a system. Parameters according to Figure 1.

age factor is usually less than $K_1 = 1.05$ [1].

In systems with low short circuit power and high inductive loads, e.g. large arc furnace transformers connected to a system in the first stage of erection overvoltage factors up to $K_1 = 1.15$ may be expected.

As these temporary overvoltages are relatively low, normally saturation effects which would require more detailed calculations can be disregarded.

The temporary overvoltage is obtained by multiplying the actual operating voltage prior to the load rejection with these factors. If this operating voltage is assumed to be equal to the highest system voltage, it has to be checked whether the transformers connected to the system permit such an assumption. This, in particular, applied when a disconnection of a full loaded transformer after a busbar fault is considered as sufficiently probable.

The duration of these temporary overvoltages will last in the order of 10 s or longer, because the voltage has to be reduced by transformer tap changers.

All three phases will be stressed by the same overvoltages.

The source impedance for these overvoltages is small and the current through the metal oxide arrester is determined only by its voltage-current characteristic. As the duration is long this current has to be small.

3.1.2 Load rejection on generator-transformer units

Figure 3 shows the basic configuration. Exact values of K_1 can only be calculated by digital computer programs or on TNA's taking into account the transformer and generator characteristics including saturation, excitation and mechanical torque.

Alternatively, the overvoltage factor K_1 can be estimated as follows. K_1 is mainly influenced by the subtransient voltage increase in the generator-transformer unit. A further voltage increase of approximately 5 % caused by the transition of the generator from subtransient to transient conditions, has to be taken into account until the voltage is reduced by the action of the generator control equipment. This additional increase of approximately 5 % has been found in numerous relevant studies of generator load rejection

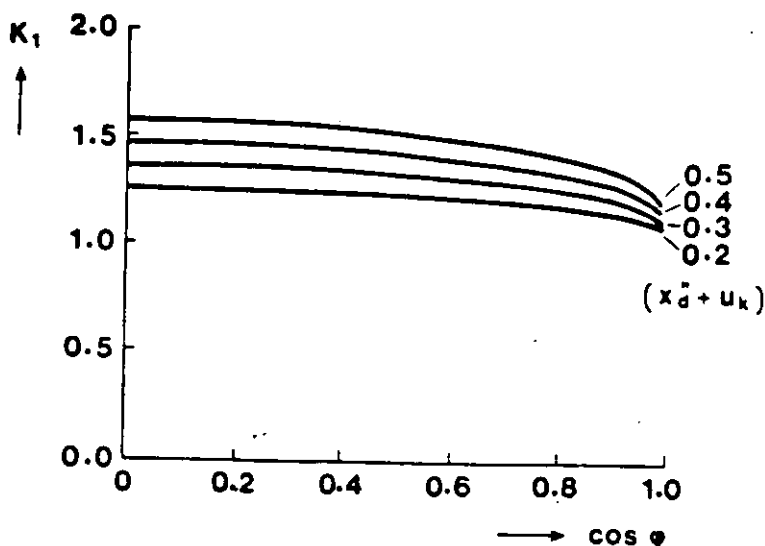


Figure 4. Facteur de surtension K_1 pour une réjection de charge sur des unités générateurs - transformateurs.

Figure 4. Overvoltage factor K_1 for load rejection on generator - transformer units.

where saturation phenomena have been taken in account. Assuming, furthermore, equal rated power S_n for the generator and the transformer the overvoltage factor at full load rejection will then be

$$K_1 = 1.05 \times \quad (2)$$

$$\sqrt{[1 + (x_d'' + u_k) \sin \phi]^2 + [(x_d'' + u_k) \cos \phi]^2}$$

$$K_1 = 1.05 [1 + (x_d'' + u_k \sin \phi)] \quad (3)$$

with the parameters given in Figure 3.

Typical values of the overvoltage factor are:

— Turbo-generators ($\cos \phi = 0.8$):

$$K_1 = 1.1 \text{ to } 1.4$$

— Hydro-generators ($\cos \phi = 0.0$ to 1.0): $K_1 = 1.15$ to 1.5

Because of possible generator overspeed (i.e. higher frequency), particularly in the case of hydro-generators, saturation effects may not reduce these temporary overvoltages to the

same extent as power frequency overvoltages. However, if values higher than about $K_1 = 1.3$ are found from the above formula, more detailed studies including representation of the saturation phenomena may be recommended.

The duration of these temporary overvoltages will be in the region of 1 s, since the voltage regulator of a generator-transformer unit responds rapidly.

Also here, the source impedance is small and the metal oxide arrester cannot protect.

3.2 Charging capacitances of unloaded lines

Charging capacitances of long lines may create temporary overvoltages after line energization or after load rejections. Figure 5 shows the basic configuration.

If losses are neglected overvoltage factors K_{2RE} at the receiving end and K_{2SE} at the sending end of the line can be calculated as follows:

(4)

$$K_{1RE} = \left(\frac{Q_{tr} + Q_{re}}{Q_{OL}} \cdot \frac{U_{tr}}{S_{SC}} + 1 \right) \cos \frac{\omega t}{v} - \frac{Q_{tr}}{S_{SC}} \cdot \frac{1}{\omega t} \left[1 - \left(\frac{S_{OL}}{Q_{OL}} + \frac{Q_{SE}}{Q_{OL}} \right) \cdot \frac{Q_{tr}}{Q_{OL}} \cdot \left(\frac{\omega t}{v} \right)^2 \right] \sin \frac{\omega t}{v}$$

(5)

$$K_{2SE} = \frac{\cos \frac{\omega t}{v} + \frac{\omega t}{v} \cdot \frac{Q_{RE}}{Q_{OL}} \sin \frac{\omega t}{v}}{\left(\frac{Q_{SE} + Q_{RE}}{Q_{OL}} \cdot \frac{Q_{OL}}{S_{SC}} + 1 \right) \cos \frac{\omega t}{v} - \frac{Q_{OL}}{S_{SC}} \cdot \frac{v}{\omega t} \left[1 - \left(\frac{S_{SC}}{Q_{OL}} + \frac{Q_{SE}}{Q_{OL}} \right) \cdot \frac{Q_{RE}}{Q_{OL}} \cdot \left(\frac{\omega t}{v} \right)^2 \right] \sin \frac{\omega t}{v}}$$

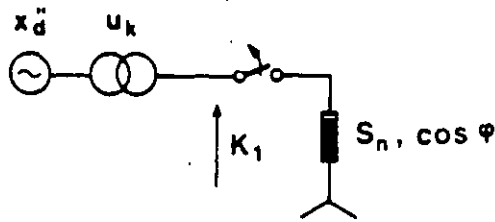


Figure 3. Configuration de base d'une réjection de charge sur une unité générateur – transformateur.

Figure 3. Basic configuration of load rejection on a generator transformer unit.

- K_1 = facteur de surtension de réjection de charge - load rejection overvoltage factor
 x_d'' = réactance subtransitoire du générateur en p.u. - generator subtransient reactance in pu
 u_k = impédance de court-circuit du transformateur en p.u. - transformer short circuit impedance in pu
 S_n = puissance assignée de l'unité générateur – transformateur - rated power of generator-transformer unit
 $\cos \phi$ = facteur de puissance du générateur - power factor of the generator

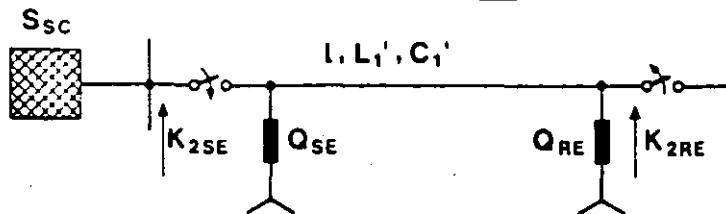


Figure 5. Configuration de base de la surtension temporaire provoquée par les capacités de charge des lignes aériennes à vide.

Figure 5. Basic configuration of the temporary overvoltage caused by charging capacitances of unloaded overhead lines.

- K_{2RE} = facteur d'augmentation de tension capacitive à l'extrémité réceptrice - factor of capacitive voltage increase at receiving end
 K_{2SE} = facteur d'augmentation de tension capacitive à l'extrémité émettrice - factor of capacitive voltage increase at sending end
 l = longueur de la ligne en km - length of line in km
 L_1', C_1' = inductance et capacités directes par km de ligne en H/km et F/km respectivement - positive sequence system inductance resp. capacitance per km line in H/km resp. F/km
 S_{sc} = puissance de court-circuit du réseau - short circuit power of the system
 Q_{RE} = puissance de compensation à l'extrémité réceptrice - compensation power at receiving end
 Q_{SE} = puissance de compensation à l'extrémité émettrice - compensation power at sending end

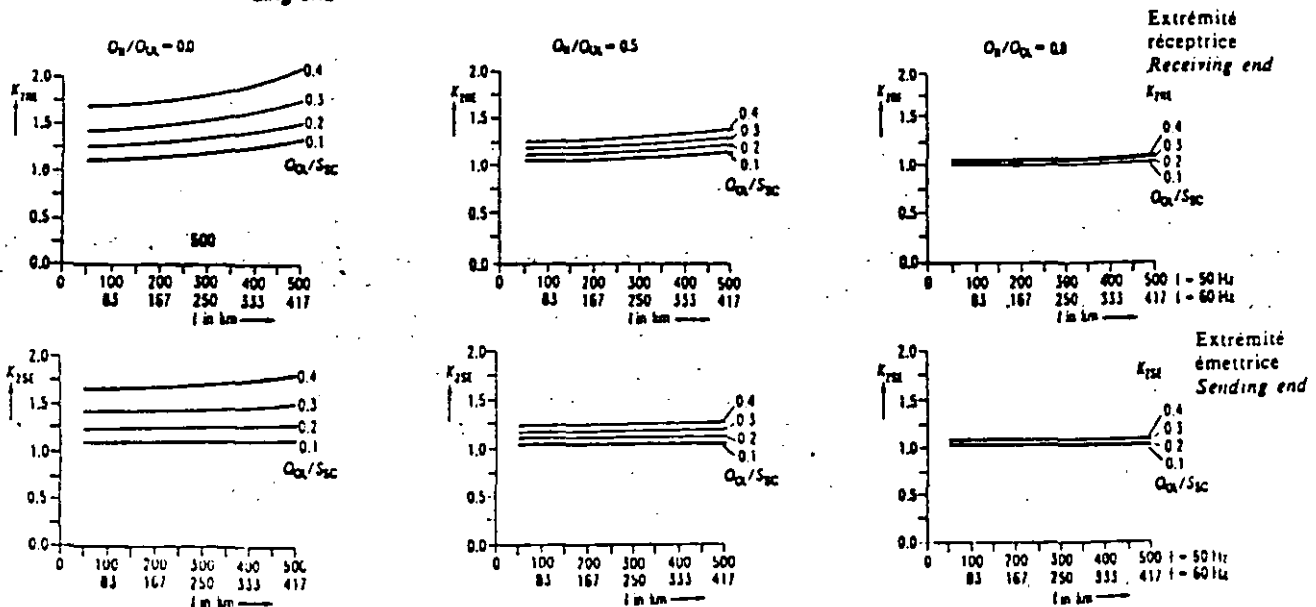


Figure 6. Facteurs de surtension K_{2RE} pour l'extrémité réceptrice et K_{2SE} pour l'extrémité émettrice provoqués par des lignes aériennes à vide.

Figure 6. Overvoltage factors K_{2RE} for the receiving end and K_{2SE} for the sending end caused by unloaded overhead lines.

with

$v = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$ = propagation velocity in positive sequence system at power frequency

$\omega C_1' U_2$ = capacitive charging power of the line (positive sequence system)

$\omega = 2\pi f$ = angular frequency (f = power frequency)

and the parameters given in Figure 5.

With the assumption $Q_{R2} = Q_{SE} = Q_{RE}$. Figure 6 shows the values of K_{2RE} and K_{2SE} versus line length l for different degrees of compensation Q_{R2}/Q_{OL} with the ratio Q_{OL}/S_{SC} as parameter.

For uncompensated lines of less than 200 km length these formulae can be simplified to

$$K_2 = K_{2RE} = K_{2SE} = \frac{1}{1 - \frac{Q_{OL}}{S_{SC}}} \quad (6)$$

According to reference [1] typical values in practical systems are :

- Systems with high short-circuit power : $K_2 = 1.0$ to 1.1
- Systems with low short-circuit power : $K_2 = 1.0$ to 1.2

For long lines with low compensation even higher values of K_2 are possible, particularly at the receiving end. If voltages are less than $K_2 = 1.2$ saturation effects normally do not have to be considered. All three phases have the same overvoltage.

The above formulae also can be used for cables. The applicable capacitance C_1' will be about 30 times and the inductance L_1' about 0.3 times the values of overhead lines.

The duration of these overvoltages will be in the order of at least 10 s, because they have to be reduced by transformer tap changers, or even longer, if there is no automatic voltage control.

Usually the source impedance determining the current through the arrester is small and the arrester cannot influence these overvoltages. Only when they originate at short line length and low short circuit power, a protection could be successful, if the overvoltage duration is short. However, such a protection should be tried only after careful investigation of the power dissipation in the arrester.

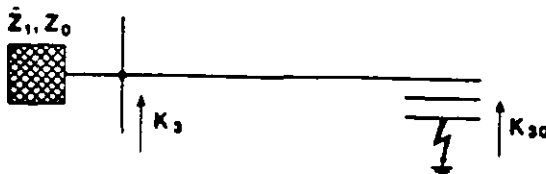


Figure 7. Configuration de base des défauts à la terre non utilisable pour des applications pratiques.

Figure 7. Basic configuration of earth faults.

K_2 = facteur de défaut à la terre (généralement) - earth fault factor (generally)

K_{30} = facteur de défaut à la terre (à l'endroit du défaut) - earth fault factor at fault location

Z_1 = impédance du réseau direct - impedance of positive sequence system

Z_0 = impédance du réseau homopolaire - impedance of zero sequence system

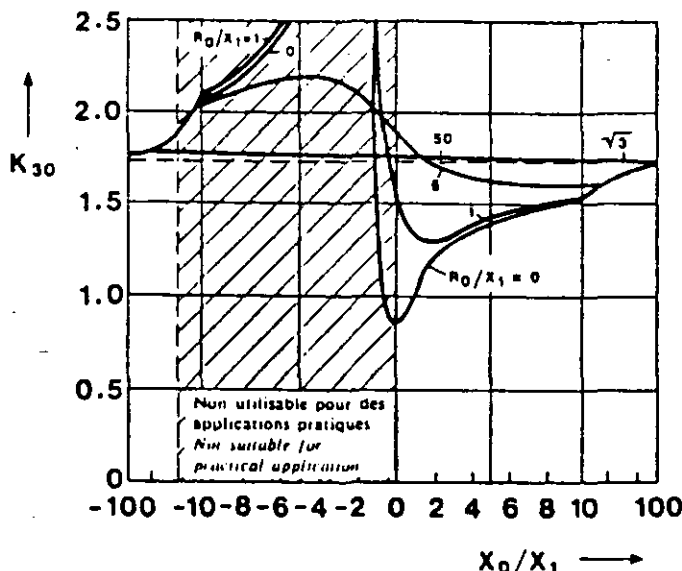


Figure 8. Facteur de surtension K_{30} à l'endroit du défaut $R_1/X_1 = 0$.

Figure 8. Overvoltage factor K_{30} at earth fault location $R_1/X_1 = 0$.

3.3 Earth faults

Single phase earth faults and two-phase faults to earth may create temporary overvoltage phase-to-earth in the healthy phases. Figure 7 shows the basic configuration.

If fault resistance is neglected, the temporary overvoltage in the healthy phases at the fault location can be calculated by :

Single phase earth faults :

$$K_{30} = \frac{1}{2} \left(\frac{3 \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1}{2 + \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1} \pm j\sqrt{3} \right) \quad (7)$$

Two phase faults to earth :

$$K_{30} = \frac{3 \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1}{1 + 2 \tilde{Z}_0 / \tilde{Z}_1} \quad (8)$$

with $Z_1 = R_1 + j X_1$ = resistance and reactance of positive sequence systems

$Z_0 = R_0 + j X_0$ = resistance and reactance of zero sequence system

With the assumption of $R_0 = R_1 = 0$, which is valid for most of the systems with nominal system voltages of 110 kV and above, these formulae simplify to :

Single phase earth faults :

$$K_{30} = \sqrt{3} \frac{\sqrt{1 + X_0/X_1 + (X_0/X_1)^2}}{2 + X_0/X_1} \quad (9)$$

Two phase faults to earth :

$$K_{30} = \frac{3 X_0/X_1}{1 + 2 X_0/X_1} \quad (10)$$

For these assumptions Figure 8 shows the values of K_{30} versus the ratio X_0/X_1 with the parameters R_0/X_1 .

For the stress on the arrester the actual earth-fault factor K_3 at the arrester location instead of K_{30} at the fault location is of interest. In directly earthed neutral systems it can be assumed that these two factors are equal. However, in systems with isolated or resonant earthed neutrals, particularly in long radial systems or only partly meshed systems, the earth-fault K_3 is highly dependent on the location of the earth-fault. At the far end of long radial lines values of K_3 higher than K_{30} occur, especially for single phase earth-faults in the centre of the system [7, 8].

Typical values of K_3 and the duration of the overvoltages are :

Earthed systems [1] :

Meshed systems with high short-circuit power $K_3 = 1.0$ to 1.4

Long radial systems with low short-circuit power $K_3 = 1.0$ to 1.5

Partially or low impedance earthed neutral systems $K_3 = 1.4$ to 1.7

The duration of the overvoltages is usually less than 1 s.

Resonant earthed neutral systems :

Meshed systems $K_3 = 1.73$

Systems with long radial lines :
at fault location $K_3 = 1.73$ to 1.8
at locations distant from fault $K_3 = 1.73$ to 2.0

The duration of the overvoltages may be up to 8 hours, in extreme cases 1 to 2 days.

Isolated neutral systems :

Distribution systems with overhead lines and industrial systems with cables $K_3 = 1.73$ to 1.8

The duration of overvoltages is :

System with earth-fault clearing
Overhead line faults : about 1 to 2 s
Busbar faults : about 4 s

Systems without earth-fault clearing [4] : maximum 8 h

It has to be mentioned that even in earthed systems parts of the network where all neutral connections are isolated, may be separated from the remainder of the system for short periods, e.g. when switching-off a transformer with unearthed neutral on the high voltage side while the transformer remains energized from the low volt-

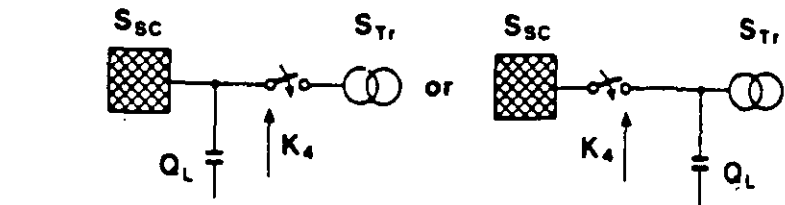


Figure 9. Configuration de base du phénomène de saturation durant la mise sous tension de gros transformateurs.

Figure 9. Basic configuration for saturation phenomena during energization of large transformers.

K_4 = facteur de surtension provoqué par un phénomène de saturation - overvoltage factor caused by saturation phenomena

S_{sc} = puissance de court-circuit du réseau - short circuit power of system

Q_L = charge capacitive - capacitive load

S_{Tr} = puissance assignée du transformateur - rated power of transformer

age side. Simultaneous earth faults in this "sub-system" then create temporary overvoltages of $K_3 = 1.73$. Therefore, automatic transformer neutral earthing or switching-off at the low voltage side should be provided for such transformers.

It has been adopted as usually correct to neglect the fault resistance. Taking into account the most unfavourable value of the fault resistance, the practical relevance of which has been doubted, earth-fault factors about 6 % higher than those obtained with its neglect will be obtained in some cases for directly earthed neutral systems. In most cases, however, the most unfavourable fault resistance is close to zero and the earth-fault factors calculated with both assumptions are the same.

The source impedance of the overvoltage is small and the current through the arrester is only determined by itself.

3.4 Resonance effects

Resonance in systems may be caused by saturation phenomena or by coupled circuits with similar resonant frequencies.

3.4.1 Saturation phenomena

In systems with low resonant frequencies, i.e. systems with low short-circuit power S_{sc} and high capacitive loads Q_L such as cables or shunt capacitors, temporary overvoltages on all phases due to resonance effects may occur during energization of large transformers. The basic configurations are shown in Figure 9.

For the origin of such temporary overvoltages the ratio Q_L/S_{sc} must meet the following condition [3] :

$$\frac{Q_L}{S_{sc}} = \left(\frac{S_{Tr}}{S_{sc}} \cdot \frac{L_{Tr}}{L_S \cdot u_k} + 1 \right) \cdot \left(\frac{f_g}{f_r} \right)^2 \quad (11)$$

where

S_{Tr} = rated power of transformer

u_k = short circuit impedance of transformer in pu

L_S/L_{Tr} = ratio of inductance when fully saturated to short circuit impedance of the transformer

f_0 = power frequency

f_r = frequency of higher harmonics created by transformer saturation

In principle resonance overvoltages with

$$K_4 = 2 \text{ to } 3$$

may be caused by transformer saturation up to harmonic frequencies of f/f_0 about 7. It is not always possible to limit these temporary overvoltages with metal oxide surge arresters as the effective source impedance can be comparatively low and the energy to be absorbed may exceed the arrester dissipation capability. More detailed studies as those presented in [3], however, meanwhile have shown that considerable stresses on surge arresters by such effects may only occur if the ratio

$$\frac{S_{Tr}}{S_{sc}} \cdot \frac{L_{Tr}}{L_S \cdot u_k}$$

is larger than 0.7 and if the harmonic frequency is not higher than about f/f_0

conditions, resonance effects may arise on the LV side. These resonances are caused by the coupling of two oscillating circuits with approximately the same resonant frequency. The principle is shown in Figure. 10.

Resonance can occur if the resonance frequency of the primary LC-circuit consisting of the capacitance C_{HV} of the cable at the HV-side and the short circuit inductance of the feeding network (given by S_{SC}) corresponds to the resonance frequency of the secondary LC-circuit consisting of the capacitance C_{LV} of the cable at the LV-side and the leakage inductance of the transformer (given by S_T and u_k).

Figure 11 shows an example of such resonance phenomena of coupled circuits. The upper trace shows the overvoltage on the LV-side without surge arrester. The second trace shows that a metal oxide surge arrester on the LV-side damps such overvoltages strongly. The lower traces show the relevant arrester current and the energy absorbed.

Although without arresters the overvoltage factors at the LV-side in case of coupled circuits without load may reach values of 3 to 5, metal oxide surge arresters reduce them to harmless values. The arresters would be stressed considerably by such events, only if the total capacitance at the unloaded LV-side would be at least some μF for 123-kV- and 145-kV-systems or some tens of μF for medium voltage systems. As such values are not usual for practical system configurations, the arrester stresses caused by such resonance phenomena of cou-

pled circuits can be disregarded and the arrester can be applied for their limitation.

4. SIMULTANEOUS EVENTS FOR TEMPORARY OVERVOLTAGES

If several reasons for temporary overvoltages coincide at the same time the total overvoltage factor will be equal to the product of the relevant single ones, i.e. if an earth-fault occurs immediately after a load rejection the total overvoltage factor referred to the actual power frequency phase-to-earth voltage just before these events will be equal to the product of K_1 for the load rejection factor and the earth-fault factor K_2 , which however, must be that one, applicable to the part of the system subjected to the load rejection overvoltage.

Also an earth-fault after energization of unloaded lines results into phase-earth overvoltages equal to the product of the two factors for the two events. The two factors must apply to the same location.

The consideration of an event consisting of three single events, such as an earth-fault after load rejection at the end of a long line would even result in a product of three single factors. However, besides the low probability of such events, the actual overvoltage factors will not be as high as the maximum values obtained for the single events.

The duration of temporary overvoltages caused by the combination of several reasons is composed of the duration of the relevant single compo-

nents. This may lead to a temporary overvoltage profile consisting of a high overvoltage factor during a short time and a lower one during a longer period of time.

5. REFERENCES

- [1] R. Eriksson : Temporary overvoltages in EHV systems. Aspects on system conditions and probability. CIGRE report 33-13, 1986, Chapter 1.1
- [2] IEC TC 37 (Germany) 40 July 1981 : Proposal of the German National Committee in connection with Document 37 (Central Office) 30 : revision of Publication 99-1A
- [3] O. Völcker : Arrester stressing by temporary overvoltages with oscillation frequencies other than power frequency. CIGRE report 33-13, 1986, Chapter 1.2
- [4] K.-H. Weck : Duration of temporary overvoltages in resonant earthed and isolated neutral systems. Document 33-85 (WG 06) 8 IWD
- [5] D. Povh, W. Schultz : Analysis of overvoltages caused by transformer magnetizing inrush currents. IEEE Trans. PAS 100 (1981), pp. 1355-1365
- [6] D. Boyle, K.F. Foreman : Summary of computer studies of switching overvoltages and surge arrester duty when energizing a 275 kV/132 kV transformer feeder circuit. Document 33-85 (WG 06) 9 IWD
- [7] A. Schei : Overvoltages during single line-to-earth faults in arc-suppression coil earthed system. Principle considerations. Document CIGRE SC 33-84 (WG 06) 2 IWD
- [8] A. Schei : Calculated overvoltages and surge arrester stresses during single line-to-earth faults in a 132 kV arc-suppression coil earthed network. Document CIGRE SC 33-84 (WG 06) 3 IWD

Metal oxide surge arresters in AC systems

Part VI : Selection of metal oxide surge arrester characteristics from the standards

L. STENSTRÖM

Working Group 06 of Study Committee 33

1. INTRODUCTION

Selecting a surge arrester for a specific application is a compromise between its protective levels, temporary overvoltage (TOV) capability and energy capability. Increasing the TOV capability i.e. selecting a higher rated voltage increases the possibility of the arrester to survive system voltage stresses, but reduces the margin of protection provided by the arrester for a given insulation level. An arrester with a higher energy capability reduces the risk of failure but usually means increased costs.

The possibility to obtain an optimum combination depends on how well actual arrester stresses are known or can be estimated. The preceding chapters have dealt in detail with these stresses due to lightning, switching, temporary overvoltages and the actual continuous operating voltage. In this chapter, the stresses are thus assumed to be known.

An optimum selection also requires a detailed knowledge of arrester capabilities regarding TOV and energy as well as how the standards and manufacturer's data shall be interpreted and correlated to service stresses.

Necessarily therefore, a complete selection procedure will look rather complicated as illustrated in Figure 14.

Due to lack of accurate information on service conditions and/or use of high relative insulation levels and/or limited and acceptable consequences of an arrester failure it may not be useful or justified to adapt the full selection procedure. Figure 15 shows a simplified selection scheme which can be used under such circumstances and also points out when use of a more complex method is necessary.

In order to compare arresters of different types and makes based on energy and overvoltage capability, a classification system must also be available. Reference is made, therefo-

re, to the work carried out by IEC TC 37 from which a proposal for a new standard for metal oxide surge arresters will be distributed during 1990 as per the 6-month rule.

This part of the report will follow step by step the simplified selection procedure outlined in Figure 15 with emphasis laid on the selection of the continuous operating voltage, U_c , the rated voltage, U_r , and the energy capability. For each step also the more complete method according to Figure 14 will be commented on.

To make it easier to follow the discussion numbers are given in the Figures 14 and 15 referring to corresponding clauses in the text.

2. SELECTION OF THE CONTINUOUS OPERATING VOLTAGE, COV OR U_c

U_c is by definition "The designated permissible r.m.s. value of power frequency voltage that may be applied continuously between the arrester terminals".

U_c for a metal oxide, MO, arrester is given by the manufacturer who has to consider ageing phenomena, possible non-uniform voltage distribution and energy stresses caused by lightning and switching surges as well as thermal stability.

The complete arrester with housing, internal components and possible grading ring must also be designed for the given U_c .

That a given U_c is relevant is proven in type tests, according to the standards, on prorated sections as well as on the complete arrester.

To make a distinction between actual applied crest voltage divided by $\sqrt{2}$ across the arrester terminals and U_c , the former will be designated U_{ca} .

U_c shall always be selected as higher than or equal to U_{ca} . To include the effect of harmonics when not

exactly known U_{ca} should be taken as the system voltage crest divided by $\sqrt{6}$ for normal phase-ground arresters. If the system voltage crest is not known, the highest voltage for equipment, U_m , should be used instead.

Normally U_m corresponds to the nominal system voltage plus 5-10%.

Normal service conditions are listed in the standard. Important conditions are the temperature range -40°C to $+40^\circ\text{C}$, frequency of the a.c. voltage 48 Hz-62 Hz and the presence or absence of heat sources near the arrester. If actual conditions are outside these limits, the manufacturer has to be consulted.

3. SELECTION OF RATED VOLTAGE, U_r , i.e. THE TOV CAPABILITY

When the required U_c for the MO arrester is determined the TOV combined with the energy from possible preceding transients will determine the rated voltage of the arrester.

By definition in the standard IEC 71-1 a temporary overvoltage is:

"An oscillatory phase-to-ground or phase-to-phase overvoltage at a given location of relatively long duration and which is undamped or only weakly damped. Temporary overvoltages usually originate from switching operations or faults (e.g. load rejection, single-phase faults) and/or from nonlinearities (ferro-resonance effects, harmonics). They may be characterized by their amplitude, their oscillation frequencies, their total duration or their decrement".

According to this definition for the MO surge arrester all voltages higher than U_r are defined as TOV. The duration of TOV can be from a few cycles to several hours. In isolated or resonance earthed neutral systems a TOV can be maintained for as much as 24 hours or even longer.

For a detailed discussion on the origin of TOV and its typical amplitudes and durations, reference is made to Part 3 "Temporary overvoltages and their stresses on metal oxide surge arresters" of the report.

Rated voltage of a MO arrester specifies the overvoltage capability established in the operating duty tests. (The new IEC standard exists as a secretary paper as per the 6 month rule. "Rated voltage" is used here as it is defined in this coming standard). Different arresters may have the same U_c but different rated voltages i.e. they are designed for the same system voltage but could meet different overvoltage requirements.

An arrester just fulfilling the (coming) IEC standard will have a TOV capability for 10 seconds equal to or greater than the rated voltage after being preheated to 60°C and dissipating a specified energy. The energy is defined by two subsequent line discharges of the relevant line discharge class for 10 kA surge arresters of discharge classes 2 and 3 and for 20 kA arresters of discharge classes 4 and 5. For 5 kA arresters as well as for 10 kA arresters of discharge class 1 the energy is taken by one high current impulse. For 20 kA High Lightning Arresters the energy is taken by three high current impulses.

The energy absorbed by the arrester in these tests prior to the application of rated voltage should be stated by the manufacturer. A guide to find approximately the energy generated in the MO arrester depending on line discharge class and switching impulse residual voltage is given in Figure 6 taken from Ref [1].

3.1 Simplified procedure

Main reference is made to Part 3 to obtain overvoltage factors for different occurrences of TOV and type of systems. To cover most common system situations, however, the following selection of U_r is suggested:

Amplitude and duration of TOV known

For duration ≤ 10 s select $U_r \geq \text{TOV}$

For duration ≤ 100 s select $U_r \geq 1.05 \times \text{TOV}$

For duration < 2 h consult manufacturer's TOV curves

For duration > 2 h consider the TOV as continuous and select U_c equal to TOV.

TOV not known

For directly earthed neutral systems:

Assume $\text{TOV} = 1.5 \text{ p.u.}$ ($1 \text{ p.u.} = U_m \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$) with a duration of 10 s and

select $U_r \geq \text{TOV}$. This will cover most cases including some combined effects of earth faults and load rejections due to the following reasons:

- The duration of earth faults is usually less than 1 s
- U_m is usually 5-10% higher than the normal operating voltage
- U_r is defined for 10 s and thus the 1 s TOV capability will be approximately 5% higher

For resonant earthed and isolated neutral systems:

Assume $\text{TOV} = 1.73 \text{ p.u.}$ ($1 \text{ p.u.} = U_m \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$)

For fault clearing time ≤ 10 s, select $U_r \geq \text{TOV}$

For fault clearing time ≤ 100 s, select $U_r \geq 1.05 \times \text{TOV}$

For fault clearing time < 2 h, consult manufacturer's TOV curves

For fault clearing times ≥ 2 h, consider the TOV as continuous and select U_c equal to the normal system operating voltage

For other systems consult Part 3. For resonant earthed systems with long radial lines special consideration must be taken. A computer study is recommended if arrester rated voltages $\geq 1.2 \times U_m$ is not acceptable from insulation co-ordination (protection level) point of view.

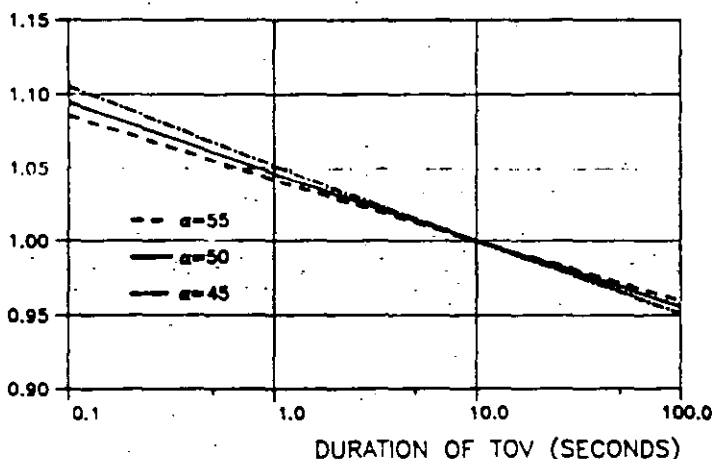
3.2 Complete procedure

To apply this method a detailed knowledge of magnitudes and durations of TOV is preferable. Furthermore, since the basic frequency of the TOV may differ considerably from the power frequency, two cases are considered — one with a TOV with a frequency of oscillation equal to or close to the power frequency and one with frequencies different from the power frequency.

3.2.1 Selection considering TOV with a frequency of oscillation equal to or close to the power frequency

By applying the 10-second overvoltage definition for rated voltage, it is possible to directly compare one point on a known TOV distribution curve with the arrester capability. As a first step in the selection procedure the rated voltage should be selected equal to or higher than the 10 second overvoltage, TOV_{10} . If TOV_{10} is not known but some other TOV with durations in the

PERMISSIBLE TOV IN p.u. OF THE 10 seconds (TOV_{10})
OVERVOLTAGE CAPABILITY



Permissible TOV in p.u. of the 10 seconds (TOV_{10})
overvoltage capability: TOV admissible en p.u.
du type surtensions de 10 secondes (TOV_{10})

Figure 1. Courbe des TOV possibles pour un parafoudre dépassant à peine les critères de la CEE.

Figure 1. TOV capability curve for an arrester just passing the IEC criteria.

range 0.1-100 seconds is known Figure 1 can be used to approximately recalculate the known TOV to TOV_{10} .

Figure 1 is drawn based on the assumption of an arrester just fulfilling the IEC requirements of rated voltage.

Energy dissipated in the arrester during a sinusoidal TOV:

$$W = T \times K_1 \times u \times i$$

where

T = duration of TOV

K_1 = constant

u = voltage crest

i = current crest

Furthermore $i = K_2 \times u^\alpha$

With α equal to 50, which is quite reasonable for an arrester just passing the IEC test and for the current range of interest, the 10-second energy during TOV_{10} can be recalculated to any time and amplitude of TOV in the range 0.1-100 seconds by using the equation:

$$TOV_T = TOV_{10} \times \left(\frac{10}{T}\right)^{\frac{1}{\alpha+1}}$$

Where

TOV_T = TOV with a duration of T seconds

T = duration in seconds

For longer times cooling, which depends on arrester design must be considered. The user must then consult manufacturers' catalogues.

Manufacturers' data may differ from this curve due to a different coefficient of nonlinearity (in Figure 1 curves for $\alpha = 45$ and $\alpha = 55$ are also shown), margin in rated voltage according to the IEC test etc. The final check must thus be done comparing known TOV with the manufacturer's curves which must have been established according to the same principles as used to verify the rated voltage according to the IEC test with the prior energy stated.

By using Figure 1, other known TOV can be checked and if necessary the selection of rated voltage reconsidered. In addition TOV of different amplitudes occurring at the same instant of fault can be recalculated and added to give an equivalent TOV of only one amplitude and one duration.

As an example consider Figure 2.

Firstly : Recalculate to one amplitude (in this case select e.g. 1.5 p.u.)

1.3 p.u. during 9 s corresponds to 1.5 p.u. in $(1.3/1.5)^{51} \times 9 = 0.006$ s

1.4 p.u. during 0.9 s corresponds to 1.5 p.u. in $(1.4/1.5)^{51} \times 0.9 = 0.03$ s

An equivalent TOV with amplitude 1.5 p.u. will thus have an approximate duration of $0.1 + 0.03 + 0.006 = 0.14$ s

Secondly : Recalculate to an equivalent 10 seconds overvoltage TOV_{10}

$$TOV_{10} = 1.5 \times \left(\frac{0.14}{10}\right)^{\frac{1}{51}} = 1.38 \text{ p.u.} = 335 \text{ kV eff.}$$

Thirdly : Select a standard arrester rated voltage next higher to 335 kV rms or an arrester with 10-second TOV capability greater than or equal to 335 kV rms.

After the preliminary selection of rated voltage, possible energy dissipation prior to TOV must be considered. To estimate the energy a preliminary selection of the protective level must also be done since energy dissipation due to switching and lightning overvoltages is a function of the protective level of the arrester as shown by Figures 6 to 9. By knowing the minimum rated voltage (TOV_{10} and the energy requirement manufacturers' catalogues can be consulted for the final selection of arrester rated voltage and also for checking of the specific TOV capability.

3.2.1.1 Effect of short-circuit impedance

Before the final choice is made it may be worthwhile to consider the short-circuit impedance seen from the MO arrester during a TOV. Figure 1 is established by assuming an infinite short-circuit power of the voltage supply. For very high TOV compared with the rated voltage of the MO arrester and for a limited short-circuit power the arrester may limit the open-circuit overvoltage, i.e. the prospective TOV,

considerably and much less energy than expected will be dissipated in the arrester. The curve according to Figure 1 will thus be very conservative.

By using the simplified circuit of Figure 3 the actual energy dissipated during TOV can be estimated.

In Figure 4 the result from a calculation using the circuit in Figure 3 and with an assumed MO characteristics according to Table I is given. The short-circuit impedance is assumed to be pure inductive.

As seen from Figure 4 a MO arrester can withstand approximately a 10-times longer TOV at 1.3 p.u. if the prospective short-circuit current is reduced from 40 to 0.5 kA rms. On the other hand the arrester current is too low at 1.1 p.u. to affect the prospective overvoltage even at only 0.5 kA rms in short-circuit current.

3.2.2 Selection considering TOV with a frequency different from power frequency

Generally the origins of TOV with frequencies different from power frequency, i.e. harmonics, are resonant conditions which shall be avoided in the design of the system. Usually such TOV occur only in special cases and therefore should not be considered when selecting the rated voltage of an arrester. In Part 4 "Stresses in metal oxide surge arresters due to temporary harmonic overvoltages" the problem has been dealt with in detail. Here therefore, only a short principal discussion will be presented and the arresters are not assumed to be installed to limit harmonic overvoltages.

Below the "knee-point" of the voltage-current characteristics of a MO arrester the power losses depend on temperature as well as on the frequency of the voltage applied.

However, an arrester designed to pass the IEC tests just fulfilling the requirement of rated voltage applied

TABLEAU I. / TABLE I.

Tension en p.u. de la tension nominale. Voltage in p.u. of rated voltage	Crête de courant A Current A peak	Coefficient de non-linéarité α dans l'équation $i = k \times u^\alpha$ Coefficient of non-linearity α in the equation $i = k \times u^\alpha$
1.0	8.5×10^{-3}	50
1.1	1.	50
1.2	77.5	50 30
1.3	855.	30

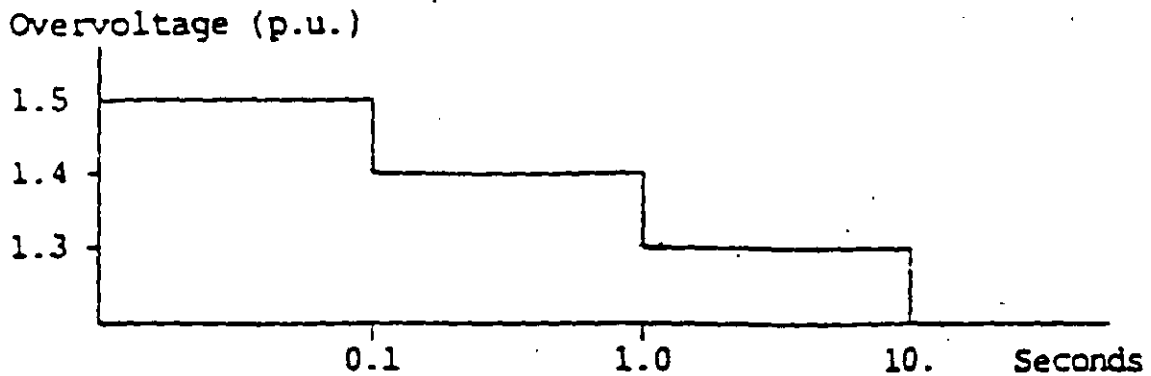


Figure 2. Exemple de profil de surtension pour un réseau de 420 kV (1 p.u. = $420 \times \sqrt{2}/\sqrt{3}$).

Figure 2. Example of overvoltage profile for a 420 kV system (1 p.u. = $420 \sqrt{2}/\sqrt{3}$).

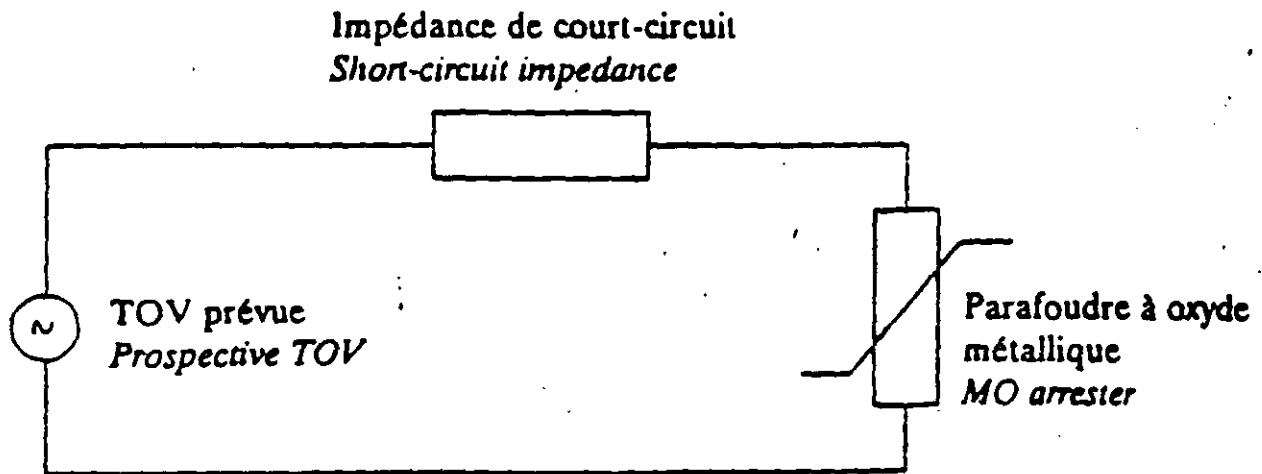


Figure 3. Circuit permettant d'estimer l'énergie du parafoudre à oxyde métallique pendant la TOV.

Figure 3. Circuit to estimate MO arrester energy during TOV.

during 10 seconds will most probably have the rated voltage defined above the "knee-point" of the characteristics.

The conduction mechanism is different in the region above the "knee-point" compared with the leakage current region and independent of temperature and frequency.

For a TOV higher than the 10 second overvoltage capability (i.e. the rated voltage according to IEC) it can be assumed, therefore, that the ratio between the energies W_1 and W_2 absorbed during one half cycle at the frequencies f_1 and f_2 is

$$\frac{W_1}{W_2} = \frac{f_2}{f_1} = \frac{\tau_1}{\tau_2}$$

for the same voltage amplitude, where τ is the duration of one half cycle.

The consequence of this is that for the same voltage amplitude the arrester capability is the same in seconds independent of frequency if the duration is less than 10 s i.e. the TOV must be above the rated voltage according to the assumptions made.

By applying the simplified method outlined in clause 3.2.1 and using the ratio between energies at different frequencies an equivalent 10 s overvoltage (TOV_{10}) at power frequency can be determined on which to base the selection of U_p .

As an example consider a TOV according to Figure 5.

In Table II the TOV is evaluated and recalculated to one equivalent TOV at 50 Hz with one amplitude (1.5 p.u.) and one duration (15.3 ms).

The equivalent 10 s overvoltage (TOV_{10}) is then determined as:

$$TOV_{10} = 1.5 \times \left(\frac{0.0153}{10} \right)^{\frac{1}{51}} = 1.32 \text{ p.u.}$$

A standard arrester rated voltage equal to or higher than 1.32 p.u. should be selected. (Or an arrester with 10 s TOV capability = 1.32 p.u.)

3.2.2.1 Effect of the short-circuit impedance for harmonic TOV

Assuming a pure inductive source for harmonic TOV will result in a figure equivalent to Figure 4 but due to the higher frequency the effect of the source impedance will be even more pro-

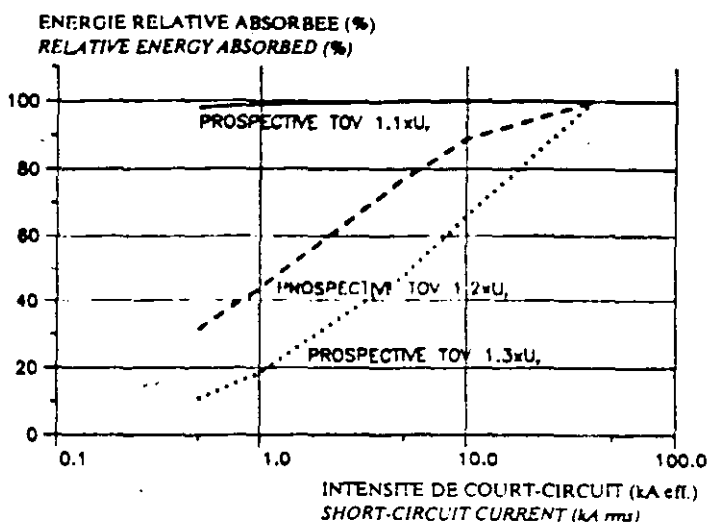


Figure 4. Effet de l'impédance de court-circuit de la source (Fréquence 50 Hz) sur l'énergie dissipée du parafoudre.

Figure 4. Effect of the short-circuit impedance of the source (Frequency 50 Hz) on arrester dissipated energy.

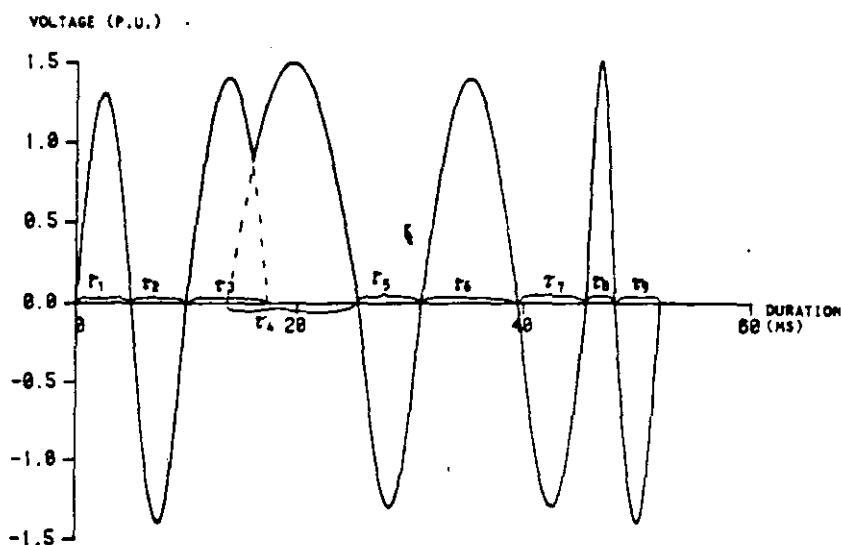


Figure 5. Exemple de TOV comprenant plusieurs fréquences différentes de la fréquence industrielle. La TOV ne doit pas être prise comme réaliste et n'est utilisée que comme exemple pour la procédure.

Figure 5. Example of TOV comprising several frequencies different from power frequency. The TOV shall not be seen as realistic and is only used to exemplify the procedure.

nounced. However, when conditions for resonance exist, the equivalent scheme for the source impedance usually is much more complex than can be modelled by a simple inductive source. This is discussed in detail in Part 4.

4. SELECTION OF THE NOMINAL DISCHARGE CURRENT

The same recommendations as for the old type of arresters with gaps are valid i.e.:

For systems with $U_m \leq 52$ kV use a nominal discharge current, $I_n = 5-10$ kA

For systems with $U_m \leq 300$ kV use $I_n = 10$ kA

For systems with $U_m > 300$ kV use $I_n = 10-20$ kA

5. INSULATION CO-ORDINATION SELECTION OF PROTECTIVE LEVEL

An insulation co-ordination has to be carried out. The most important

SPECIFIC ENERGY kJ/kV (U_r)

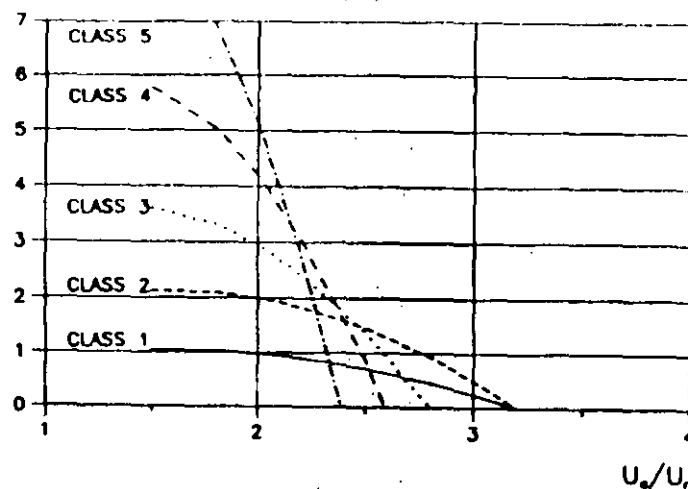


Figure 6. Energie spécifique en kJ/ U_r , en fonction du rapport de la tension résiduelle du choc de manœuvre, U_r , sur U_n . Paramètre : classe d'amorçage de ligne.

Figure 6. Specific energy in kJ/ U_r , dependent on the ratio switching impulse residual voltage, U_r , to U_n . Parameter: Line discharge class.

SPECIFIC ENERGY kJ/kV (U_r)

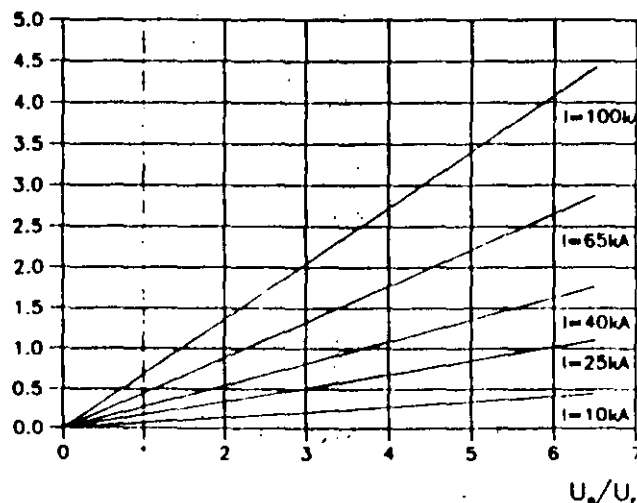


Figure 7. Energie spécifique en kJ/ U_r , en fonction du niveau de protection en kV. U_n pour des chocs de courant de 4/10 μ s. Remarque : le niveau de protection est valable à l'amplitude réelle du courant et non à un courant nominal.

Figure 7. Specific energy in kJ/ U_r , dependent on the protective level in kV. U_n for 4/10 μ s current impulses. Note: The protective level is valid at the actual current amplitude not at a nominal current

TABLEAU I / TABLE II

Overvoltage p.u.	Duration t_1-t_9 ms	Duration of equivalent 50 Hz TOV giving the same energy ms	Duration of equivalent TOV with amplitude 1.5 p.u. giving the same energy ms
1.3	5.0	5.0	0.0034
1.4	5.0	5.0	0.148
1.4	7.5	7.5	0.222
1.5	12.0	12.0	12.
1.3	5.5	5.5	0.0037
1.4	8.5	8.5	0.252
1.3	6.0	6.0	0.004
1.5	2.5	2.5	2.5
1.4	4.0	4.0	0.119
			$t = 15.3$ ms

Duration of equivalent 50 Hz TOV giving the same energy ms

Durée de la TOV 50 Hz équivalente donnant la même énergie, en ms

Duration of equivalent TOV with amplitude 1.5 p.u. giving the same energy ms

Durée de la TOV équivalente avec amplitude de 1,5 p.u. donnant la même énergie en ms

TABLE III. Line discharge classes and virtual duration of current impulse (rectangular current) as per IEC.

Line discharge class as per IEC	Virtual duration of peak (μ s)
1	2000
2	2000
3	2400
4	2800
5	3200

parameters involved in this process are:

- Prospective amplitude and steepness of overvoltage
- Distance between the arrester and protected objects
- Insulation level, surge impedance and/or capacitance of protected object
- Design safety margin for station and equipment insulation (typically 20% as given by IEC 71-1976).
- Acceptable risk i.e. the importance of the station
- Number and positioning of arresters

Further information is obtained in Part 5 "Protection performance of metal oxide surge arresters" and from IEC 71-1, 71-2 and 71-3.

6. SELECTION OF ENERGY CAPABILITY

6.1 Energies associated with standard tests

According to the coming IEC standard as well as the ANSI/IEEE standard for MO arresters the arresters or arrester sections shall be subjected to a number of tests including current impulses from a few microseconds to milliseconds with amplitudes from 100 kA to a few hundreds of amperes depending on arrester type. The energies absorbed in these tests are considerably dependent on the protective level of the arrester.

In Figures 6 to 9 specific energies absorbed in the most common standard tests are shown. The energies are given in kJ/U, as a function of the arrester protective level in kV/U.

Figure 6 is taken from Ref [1] and gives the energies associated with the line discharge classes as per IEC.

Figures 7 to 9 are representative for the standard current tests with impulses of 4/10 μs, 8/20 μs and 30/80 μs respectively.

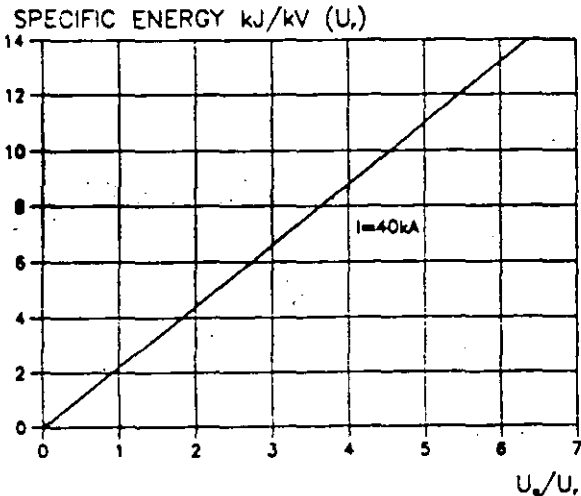


Figure 9 Energie spécifique en kJ/U, en fonction du niveau de protection en kV/U, pour des chocs de courant de 30/80 μs. Remarque : le niveau de protection est pris à 40 kA.

Figure 9 Specific energy in kJ/U, dependent on the protective level in kV/U, for 30/80 μs current impulses. Note: The protective level is taken at 40 kA.

SPECIFIC ENERGY kJ/kV (U₀)

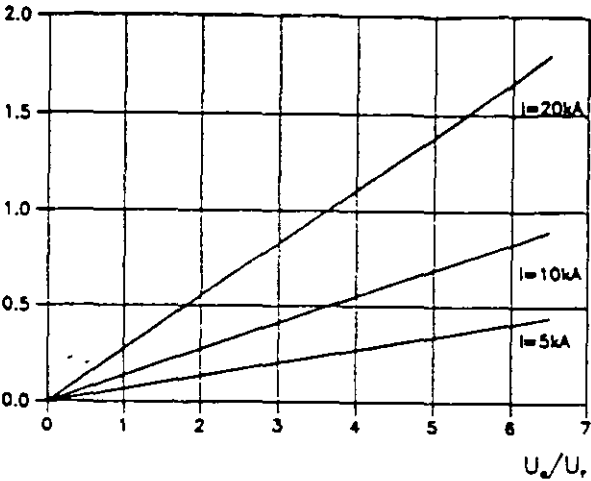


Figure 8. Energie spécifique en kJ/U, en fonction du niveau de protection en kV/U, pour des chocs de courant de 8/20 μs. Paramètre : amplitude du courant. Remarque : le niveau de protection est valable au courant réel et non à un courant nominal.

Figure 8. Specific energy in kJ/U, dependent on the protective level in kV/U, for 8/20 μs current impulses. Parameter: Current amplitude. Note: the protective level is valid at actual current not at a nominal current.

The energies have for all cases been calculated by assuming the voltage to be constant during the discharge and the current is taken as a pure sine wave with a minimum time to half value on the tail according to give tolerances in the standard.

6.2 Arrester energies resulting from switching of transmission lines

Switching-in against a trapped charge on a transmission line is generally considered to be the decisive case for an arrester installed at the open far end of the line. Calculated arrester energies should preferably be compared with the energies absorbed in the line discharge test.

An energy selection procedure firstly assumes that the decisive energy stress as a function of arrester protective level is calculated or estimated by any suitable method. (In Ref [3] typically figures are found) secondly a preliminary choice of arrester rated voltage, protective level as well as current and line discharge class is made and the relative protective level in kV per kV arrester rated voltage is determined.

Thirdly the energy is compared with energies absorbed in the line discharge classes according to Figure 6 and a suitable class is chosen which meets the requirements. Protective level

and/or rated voltage may be reconsidered.

6.2.1 Complete procedure

Several manufacturer have presented curves that show that the energy capability of the MO blocks is a function of current amplitude and duration of the impulse i.e. the arrester energy capability increases with increasing energy injection time.

The selection procedure may therefore be refined if the actual discharge duration and waveshape of current are taken into account which of course assumes a very good knowledge of actual stresses.

Furthermore the IEC line discharge test comprises repeated discharges and the thermal stability of the arrester has to be verified for two consecutive discharges with 50 to 60 seconds between them. For single operations usually an arrester can withstand a higher energy than determined by one line discharge as per Figure 6. This "single energy capability" is normally given by the manufacturer with different limits for different manufacturers regarding impulse duration and/or current amplitude. As the probability also is very low that breaker closing occurs at maximum unfavourable instant regarding arrester energy twice within one minute, it may be too conservative to design for two consecutive discharges.

The actual arrester current resulting from transmission line switching does not look like a square wave as in the standard tests. The duration of the discharge may also differ from what is prescribed (Table III).

In order to compare with the standard tests, actual stresses can be recalculated to stresses obtained in standard tests.

If no information is available from a manufacturer it can be assumed that the energy capability follows an equation of the form:

$$W = W_0 \times \left(\frac{T}{T_0} \right)^n \quad (1)$$

Where

W_0 = energy capability for a square current wave of duration T_0

W = energy capability for a square current wave of duration T

The exponent n may be different for different manufacturers. The tests in

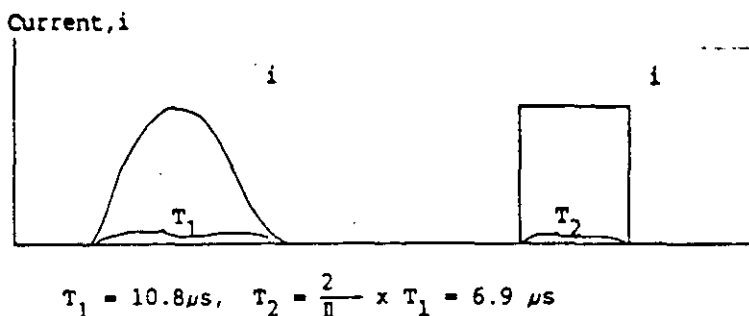


Figure 10. Recalcul d'une onde sinusoïdale 4/10 μ s par rapport à une onde de courant carrée équivalente. (On part de l'hypothèse d'un temps minimal pour réduire la valeur de moitié conformément aux tolérances figurant dans la norme).

Figure 10. Recalculation of a sine wave 4/10 μ s to an equivalent square current wave. (A minimum time to half-value according to given tolerances in the standard is assumed).

present IEC or other standards do not permit the accurately establishment of a conservative value of n . As the influence of the time T on the energy capability is not negligible, procedures and verifying tests are necessary for the future. An exponent, which can be used based on existing tests can be determined from arrester line discharge class and high current impulse test. The 8/20 μ s current impulse gives, according to Figure 8, usually less energy and therefore is not used.

As the equation (1) is based on square current waves the high current impulse with waveshape 4/10 μ s is first recalculated to an equivalent square current as shown by Figure 10.

For an arrester fulfilling line discharge class 4 and passing the high current test at 100 kA absorbing the energies 4.2 kJ/kV and 2.2 kJ/kV respectively n is determined as:

$$n = \frac{\ln(W/W_0)}{\ln(T/T_0)} = \frac{\ln(2.2/4.2)}{\ln(6.9/2800)} = 0.11$$

The procedure is not quite accurate since higher protective level gives higher energies in the high current test. Even if the opposite is true, therefore, an arrester withstanding a higher energy than another type in the line discharge test seems to withstand a lower energy at the high current test. On the other hand the line discharge test includes 18 discharges but the high current test is limited to only two impulses. The decisive case therefore should have a low probability of occurrence.

The reported values of n for a comparison on energy withstand capability made with the same number of impulses applied at different impulse durations are in the order 0.2-0.4.

Moreover, it is better to use the obtained exponent based on existing standard tests than a value of zero.

Knowing the coefficient and constants in the equation (1) any impulse can be recalculated to an equivalent square current wave of known duration.

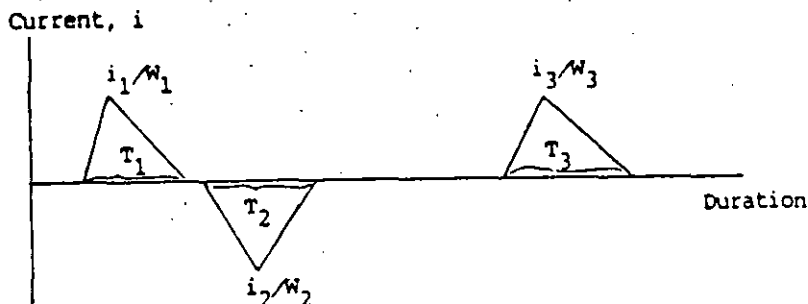


Figure 11. Exemple de cycle de surtensions de manœuvre calculé (forme d'onde de courant triangulaire).

Figure 11. Example of calculated switching surge duty (triangular current wave shape).

As an example assume that a preliminary energy estimation has indicated the need for a class 3 arrester. A more detailed calculation has revealed a switching surge duty according to Figure 11.

The switching event thus has resulted in three current impulses of approximately triangular shape through the arrester with energy content and duration of W_1 to W_3 and T_1 to T_3 respectively.

By using equation 1, the energy stress imposed on the arrester can be recalculated to a class 3 line discharge test with a virtual duration of 2400 μ s and energy requirement W'

$W' =$

$$W_1 \times \left(\frac{2400}{T_1 \times 0.5} \right)^n + W_2 \times \left(\frac{2400}{T_2 \times 0.5} \right)^n + W_3 \times \left(\frac{2400}{T_3 \times 0.5} \right)^n$$

to be compared with energies shown in Figure 6 for line discharge class 3. (The procedure is quite accurate when recalculating one single impulse. By adding the energy from several impulses like in this example a conservative value is obtained) If the energy W' is higher than given by Figure 6 for the chosen protective level the rated voltage and/or protective level may be reconsidered or the comparison repeated for the next higher line discharge class.

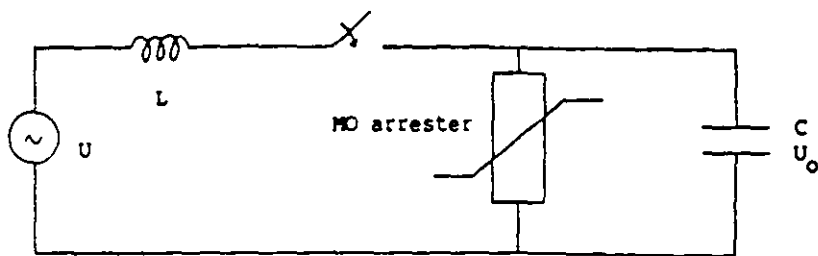
6.3 Arrester energies caused by lightning

Knowing the energy stress as a function of protective level (Ref [3]) and with a preliminary choice of rated voltage and protective level the stress can be compared with absorbed energies in standard tests given in Figures 6 to 9.

A parameter which not has to be forgotten when selecting the energy capability is the experience from SiC arresters. For lightning there is no major difference between expected stresses caused by lightning for SiC arresters and MO arresters. Experience with a certain current class SiC arrester therefore can be a good base for selecting the same current class for a MO arrester.

6.3.1 Complete procedure

Actual current amplitudes and waveforms usually differ considerably from what are obtained in standard tests (Ref [1]).



U = tension maximale entre phases ou entre phase et terre en fonction de la mise à la terre du neutre d'une batterie de condensateurs

L = inductance du réseau d'alimentation soit pour une valeur monophasée soit pour deux phases en série

C = Capacité entre phases ou entre phase et terre en fonction de la mise à la terre du neutre de la batterie de condensateurs

U_0 = charge piégée dans le condensateur

U = max phase-to-phase or phase-to-ground voltage depending on neutral grounding of capacitor bank

L = inductance of supply network either for one-phase value or for two phases in series

C = capacitance phase-to-phase or phase-to-ground depending on neutral grounding of capacitor bank

U_0 = trapped charge in the capacitor

Figure 12. Circuit de principe prenant en considération les contraintes d'un parafoudre dues à la commutation de condensateurs.

Figure 12. Principle circuit to consider arrester stresses due to capacitor switching.

Decisive energies from lightning may be expected with much longer duration of the impulses than given by the standard 4/10 μ s and 8/20 μ s current impulses. If the expected energies in such cases exceed the values given in Figures 6 to 9 the same procedure as described in Clause 6.1 can be undertaken to recalculate to an equivalent stress at some line discharge class or at the high current test.

6.4 Capacitor Switching (complete procedure)

Switching of capacitor banks can impose heavy duties on surge arresters especially if the decisive case takes into account single or two-phase restrikes of the breaker.

In accordance with Clauses 6.2 and 6.3 (complete procedure) a guidance to select a suitable arrester can be obtained by applying the method of recalculating the energy stress to an equivalent stress at some standard test procedure.

Figure 12 shows a principle circuit to estimate arrester stresses due to capacitor switching.

The inductance and capacitance in Figure 12 represent either a two-phase or a single phase situation and the "arrester" consists of either two phase-to-ground arresters in series or one single phase-to-ground arrester.

A preliminary choice of protective level and rated voltage as well as line discharge class and high current withstand capability is made.

The arrester energy W_1 is then estimated or calculated by any suitable method.

The duration T_1 of the current through the arrester is determined by L and C to approximately $T_1 = \pi \sqrt{LC}$.

Recalculated to an equivalent square current wave with duration T_2 this gives $T_2 = 2/\pi \times T_1$ and compared with a line discharge class with virtual duration T_0 the required energy capability W' will be:

$$W' = W_1 \times (T_0/T_2)^n \\ = W_1 \times (T_0/(T_1 \times 2/\pi))^n$$

which should be compared with the energies given for different line discharge classes in Figure 6.

If necessary the preliminary selection of protective level, arrester rated voltage and energy capability is reconsidered.

6.5 Summary of selection of energy capability (complete procedure)

The procedure of selecting a MO arrester based on estimated energy stresses and standard test data is summarized in Figure 13.

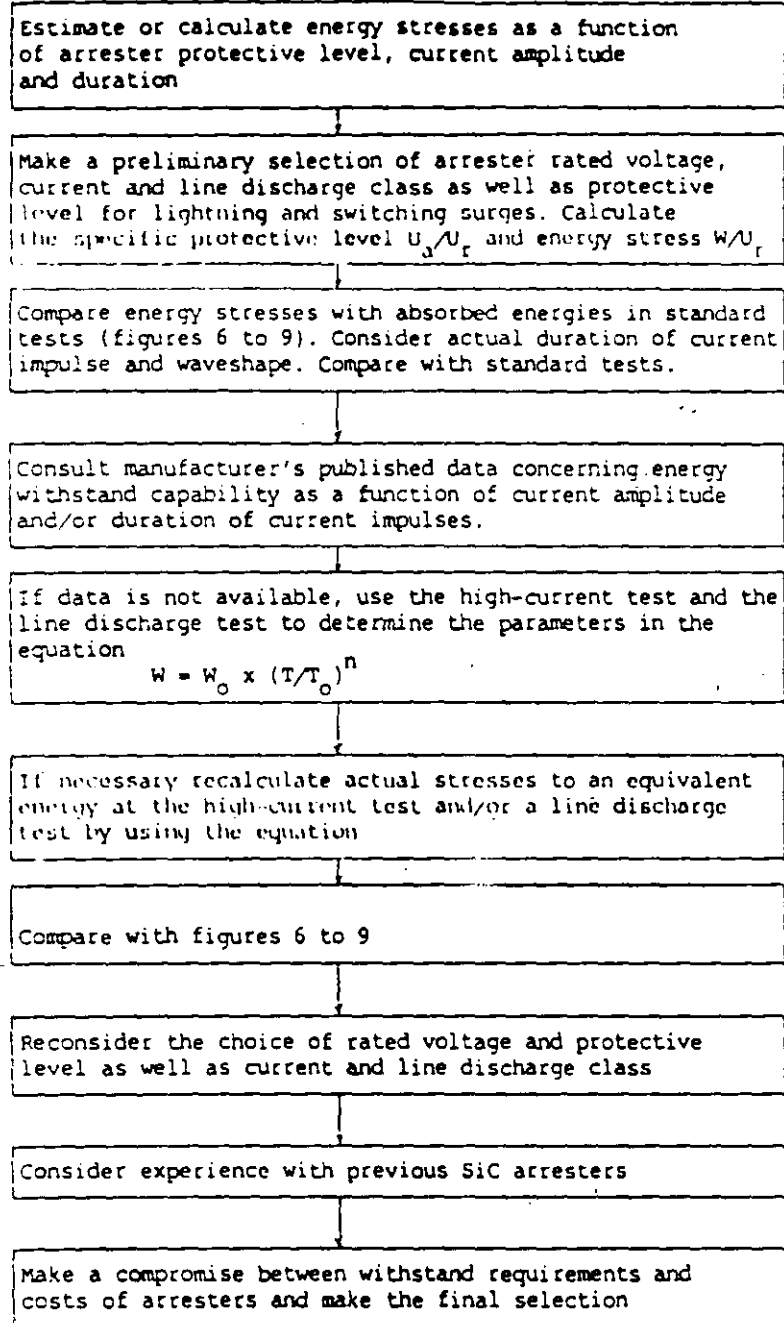


Figure 13. Selection procedure, energy capability.

7. POLLUTION (COMPLETE PROCEDURE)

The possible effects on MO arresters caused by pollution are listed and dealt with in Part 2 "Performance of metal oxide surge arresters under operating voltage".

The heating of the MO blocks which may occur under conditions of external pollution and is mentioned in Part 2 is due to the transient nonlinear grading of the arrester by the polluted conductive surface. For a given pollution level

the performance of the arrester will thus be improved if the arrester is able to withstand a higher degree and/or longer duration of nonuniform voltage distribution. This can be considered in the selection procedure by selecting higher TOV capability for the same U_{ca} i.e. higher rated voltage. Also an improved pollution performance may be obtained by a higher energy capability since this usually means bigger block volume and thus a lower temperature increase for the same energy absorbed.

All operating duty tests according to the standard start with a preheating of the test sections to 60°C which is some weighted average that shall cover the influence of ambient temperature, solar radiation and to some extent pollution.

If the mean temperature of the MO blocks during a pollution test, which by comparative field tests is found to be relevant, increases above 60°C this gives a more severe situation for the arrester than according to the standard if during polluted conditions also the arrester is expected to dissipate maximum energy followed by the decisive TOV. It must then be checked by the manufacturer if the arrester can withstand an operating duty test with increased preheating. A higher rated voltage, for the same arrester type, may be necessary. This may reduce the temperature reached during polluted service conditions and the ability to withstand TOV combined with energy dissipation at elevated temperature will be improved.

Other design dependant parameters which improve the pollution performance for a given pollution level are e.g.:

- Lower leakage currents on the external surface i.e. for porcelain housings longer creepage distance
- Better heat transfer
- Lower power losses at U_{ca} .

8. FINAL SELECTION

When the simplified selection procedure results in certain combinations of arrester rated voltage, protective level and energy capability, it is recommended to reconsider the selection or to go to the more complete scheme.

For instance when a combination is obtained which requires a relatively high rated voltage with a relatively low protective level in ratios of the rated voltage and the energy demand is low a more optimum choice of arrester may be found if the TOV and arrester overvoltage capability are more carefully checked.

Furthermore, if the TOV requirements result in a relatively low rated voltage for which "high" protective levels are sufficient but the energy requirements are high a selection of a higher rated voltage may lead to that a less qualified and thus cheaper arrester can be used.

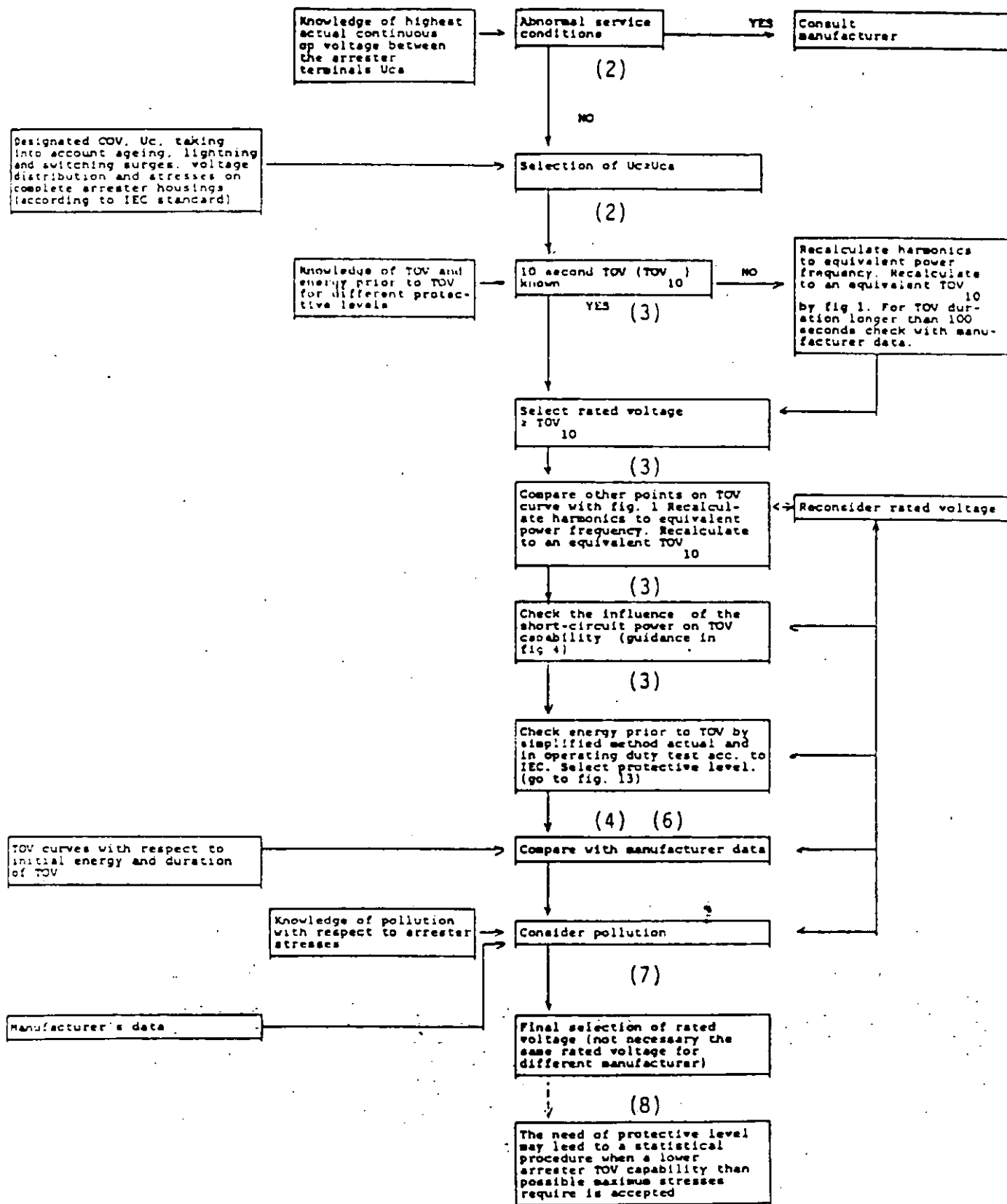
Manufacturer
(Supplies)User
(Needs)

Figure 14. Complete selection procedure (Numbers refer to corresponding clause numbers in the text).

Max actual COV. U_{ca}
Take max system voltage
 $U_{nom}/6$

Determine TOV, amplitude and
duration.
For "common" cases see clause 3.1.
(Generally consult Part 3 of
the report)

Consult catalogues

Go to more complete
scheme (fig 14)

No
Go to more complete
scheme (fig 14)

Yes

Go to the more complete
scheme (fig. 14)

No
Go to the more complete
scheme (fig. 14)

Select $U_c \geq U_{ca}$ (2)

Select U_r depending on TOV (3)

Consider the insulation
withstand

Select nominal discharge
current (4)

Insulation co-ordination
Protective level
acceptable? (5)

Estimate energy requirements for
switching and lightning with
respect to the protective level (6)

For 10/20 kA arresters select a
relevant line discharge class

For 5 kA arresters consider the high
current withstand capability and the
nominal current

Arrester selection acceptable? (8)

Figure 15. Simplified selection procedure (Numbers refer to corresponding clause numbers in the text).

REFERENCES

- [1] K.H. Weck. Stresses on metal-oxide arresters by overvoltages CIGRE 33-85 (SC) S 1.4 IWD Colloquium 1985 in Budapest

- [2] A. Schel. Bases for stresses and test requirements on metal oxide surge arresters without gaps proposed by IEC TC 37 WG 4 CIGRE 33-85 (SC) S 1.1 IWD Colloquium in Budapest

- [3] A. Schel and A. Ekström. Stresses on metal oxide surge arresters in HVAC and HVDC systems by temporary and transient overvoltages and related tests. CIGRE paper 33-13, 1986

Insulation

may be classified into two broad categories: external and internal insulation. External insulation is comprised of air and/or porcelain, etc., such as conductor to tower clearances of transmission lines or bus supports. If the potential caused by lightning exceeds the strength of insulation, a flashover or puncture occurs. Flashover of external insulation generally does not cause damage to equipment. The insulation is "self-restoring". At the worst a relatively short outage follows to allow replacement of a cheap string of damaged insulation. Internal insulation most frequently consists of paper, oil or other synthetic insulation which insulates h.v. conductors from ground in expensive equipment such as transformers, generators, reactors, capacitors, circuit-breakers, etc. Failure of internal insulation causes much longer outages. If power arc follows damage to equipment it may be disastrous and lead to very costly replacements.

The system's insulation has to be designed to withstand lightning voltages and be tested in laboratories prior to commissioning.

Exhaustive measurements of lightning currents and voltages and long experience has formed the basis for establishing and accepting what is

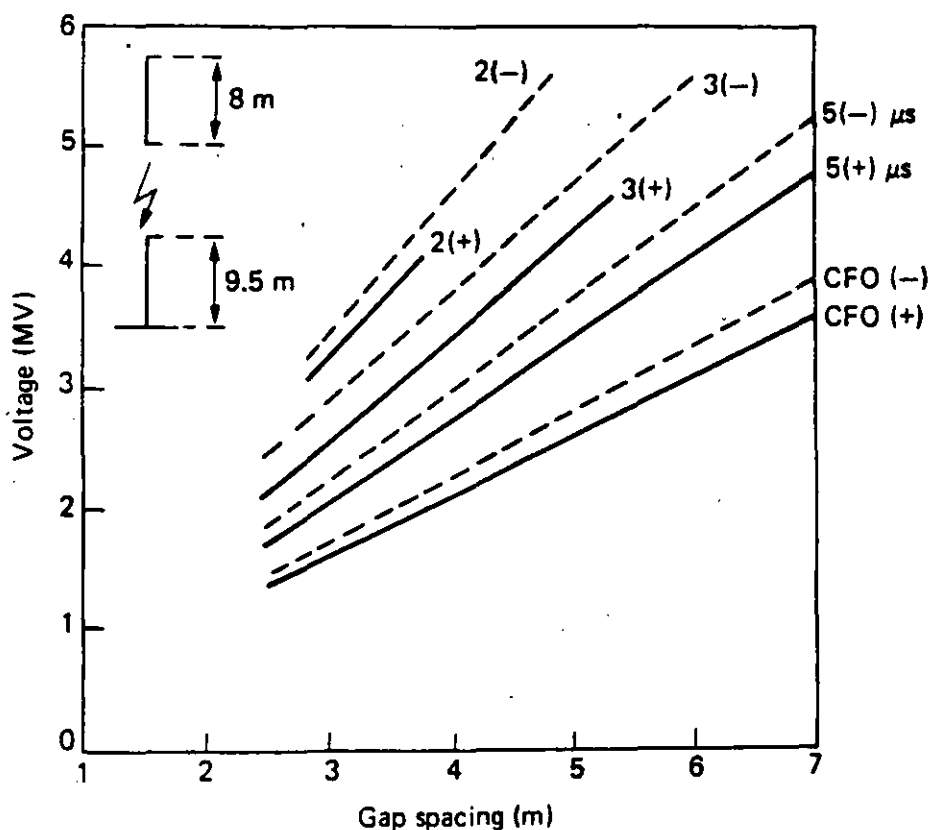


FIG. 7.6. Impulse (1.2/50 μs) flashover characteristics of long rod gaps corrected to STP (after Udo⁽¹⁰⁾).

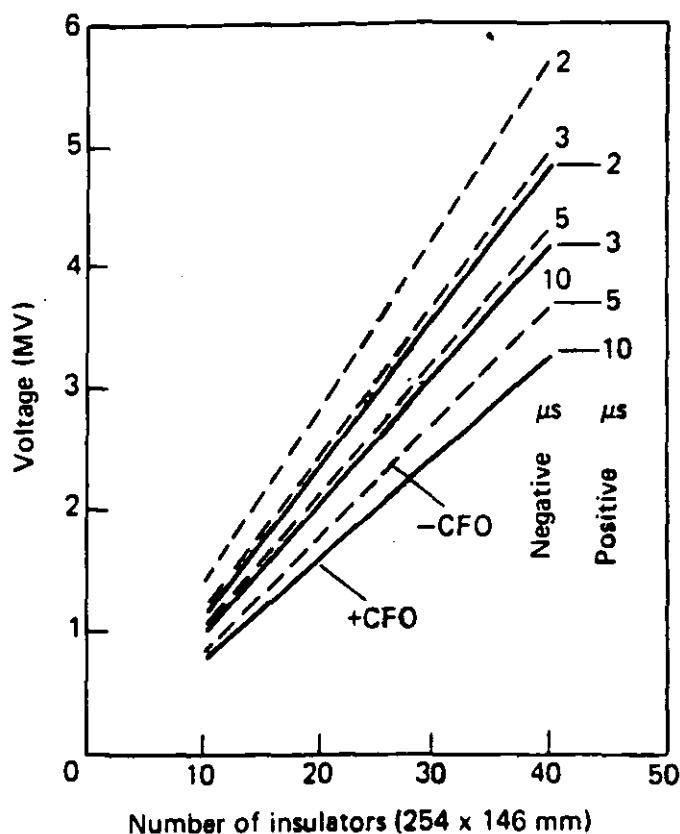


FIG. 7.7. Impulse (1.2/50 μsec) flashover characteristics for long insulator strings (after $U_{do}^{(10)}$).

known as the standard surge or "impulse" voltage to simulate external or lightning overvoltages. The international standard lightning impulse voltage waveshape is an aperiodic voltage impulse that does not cross the zero line which reaches its peak in 1.2 μsec and then decreases slowly (in 50 μsec) to half the peak value. The characteristics of a standard impulse are its polarity, its peak value, its front time and its half value time. These have been defined in Chapter 2, Fig. 2.24.

Extensive laboratory tests have shown that for external insulation the flashover voltages are substantially proportional to gap length and that positive impulses give significantly lower flashover values than negative ones. In addition, for a particular test arrangement, as the applied impulse crest is increased the instant of flashover moves from the tail of the wave to the crest and ultimately to the front of the wave giving an impulse voltage-time characteristic as was discussed in Chapter 5, Fig. 5.34. Figures 7.6 and 7.7 show typical impulse spark over characteristics for long rod gaps and suspension insulators obtained by $U_{do}^{(10)}$ at various times to flashover. These figures include the critical or long time flashover characteristics

(CFO) occurring at about $10\ \mu\text{sec}$ on the wave tail as well as the characteristics corresponding to shorter time lags near the wave crest. Data for both polarities are shown. The values plotted in Figs. 7.6 and 7.7 have been corrected to standard atmospheric conditions.

7.3 SWITCHING SURGE TEST VOLTAGE CHARACTERISTICS

In power transmission systems with systems voltages of 245 kV and above, the electrical strength of the insulation to switching overvoltages becomes important for the insulation design. A considerable amount of data on breakdown under switching surges is available. However, a variety of switching surge waveshapes and the correspondingly large range of flashover values make it difficult to choose a standard shape of switching impulses. Many tests have shown that the flashover voltage for various geometrical arrangements under unidirectional switching surge voltages decreases with increasing the front duration of the surge, reaching the lowest value somewhere in the range between 100 and $500\ \mu\text{sec}$. The time to half-value has less effect upon the breakdown strength because flashover almost always takes place before or at the crest of the wave. Figure 7.8 illustrates a typical relationship for a critical flashover voltage per metre as function of time to flashover for a 3-m rod-rod gap and a conductor-plane gap respectively.⁽¹¹⁾ It is seen that the standard impulse voltages give the

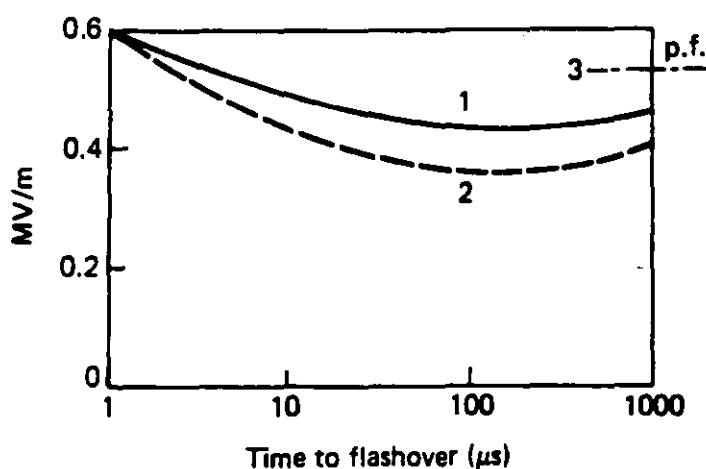


FIG. 7.8. Relationship between vertical flashover voltage per metre and time to flashover (3 m gap). 1. Rod-rod gap. 2. Conductor plane gap. 3. Power frequency.

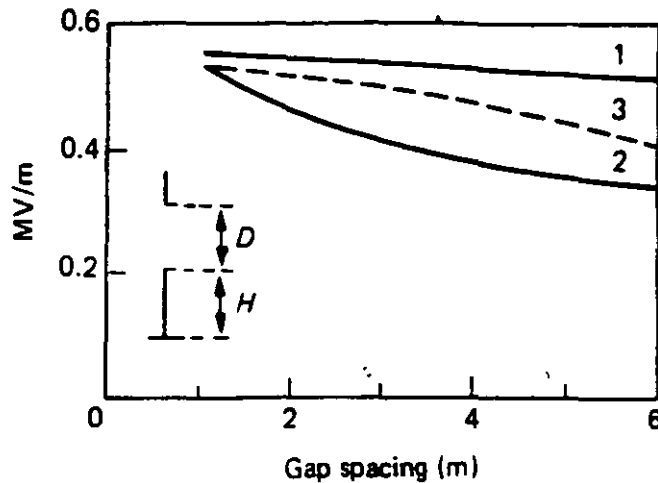


FIG. 7.9. Relationship between flashover voltage (MV/m) and gap length for 1: 1.2/50 μ sec impulses, 2: 200/2000 μ sec switching surges and 3: power frequency voltages.

highest flashover values, with the switching surge values of crest between approx. 100 and 500 μ sec falling well below the corresponding power frequency flashover values.

The relative effect of time to crest upon flashover value varies also with the gap spacing and humidity.⁽²¹⁾ Figure 7.9 compares the positive flashover characteristics of standard impulses and 200/2000 μ sec with power frequency voltages for a rod-rod gap plotted as flashover voltage per metre against gap spacing.⁽¹¹⁾ We observe a rapid fall in switching surge breakdown strength with increasing the gap length. This drastic fall in the average switching surge strength with increasing the insulation length leads to costly design clearances, especially in the ultra h.v. regions. All investigations show that for nearly all gap configurations which are of practical interest, positive switching impulses result in lower flashover voltage than negative ones. The flashover behaviour of external insulations with different configurations under positive switching impulse stress is therefore most important. The switching surge voltage breakdown is also affected by the air humidity. Kuffel *et al.*⁽²²⁾ have recently reported that over the range from 3 to 16 g/m³ absolute humidity, the breakdown voltage of positive rod gaps increases approximately 1.7% per 1 g/m³ increase in absolute humidity.

For testing purposes the standard switching surge recommended by IEEE St-4-1978 Publication⁽¹²⁾ and IEC Publication 70⁽¹³⁾ has a front time $T_1 = 250 \mu$ sec $\pm 20\%$ and half-time value $T_2 = 2500 \mu$ sec $\pm 60\%$. The general designation for a standard switching impulse is given as 250/2500 μ sec.

The front is counted from the actual beginning of the impulse till the peak value is reached. Full characteristics of a standard switching test surge have been defined in Chapter 2, Fig. 2.25.

It was shown in Chapter 5, section 5.9 that in non-uniform field gaps the shape of both electrodes affects the formation and propagation of streamers and directly influences the flashover values. This explains the different flashover values observed for various insulating structures, especially under switching surges. Much of the laboratory flashover data for large gaps under switching surges have been obtained for rod-plane gaps. Subsequently, several attempts have been made to relate data for other structures to rod-plane gap data. Several investigators^(14,15) have shown that the positive 50% switching surge voltage of different structures in air in the range from 2 to 8 m follow the expression

$$V_{50} = k500 d^{0.6} \text{ kV} \quad (7.1)$$

where d is the gap length in metres, k is gap factor relating to the electrodes geometry. For rod-plane gaps the factor k is accepted as unity. Thus, the factor k represents a proportionality factor of the 50% flashover voltage of any gap geometry to that of a rod-plane gap for the same distance or

$$k = \frac{V_{50}}{V_{50 \text{ rod-plane}}} \quad (7.2)$$

Expression (7.1) applies to data obtained under switching impulse of constant time to crest. A more general expression which gives minimum strength and applies to longer times to crest has been proposed by Gallet and Leroy⁽¹⁶⁾ as follows:

$$V_{50} = \frac{k3450}{1 + \frac{8}{d}} \text{ kV} \quad (7.3)$$

where k and d have the same meaning as in expression (7.1).

In expression (7.2) only the function $V_{50 \text{ rod-plane}}$ is influenced by the switching impulse shape, while the gap factor k depends only on the gap geometry and hence upon the field distribution in the gap. The parameters influencing the gap factor (k) have been fully discussed by Schneider and Weck.⁽¹⁷⁾ These authors have measured the gap factor (k) for different gap geometries and spacings using a large three dimensional electrolytic tank

TABLE 7.1
Geometric Gap Factor for Various Structures

Configuration	Figure	$d = 2 \text{ m}$	$d = 3 \text{ m}$	$d = 4 \text{ m}$	$d = 6 \text{ m}$
		k	k	k	k
Rod-plane	a	1	1	1	1
Rod-structure	b	1.08	—	1.07	1.06
Rod-rod vertical $H = 2 \text{ m}$	c	1.27	1.26	1.21	1.14
Conductor-plane	d	1.08	—	1.14	1.15
Conductor-cross arm end	e	1.57	1.68	1.65	1.54
Conductor-2 m rod	f	1.47	—	1.40	1.25
Conductor-7 m rod	g	1.55	—	1.54	1.40

and modelling scaled down gaps. Their data are included in Table 7.1. The corresponding geometric configurations are shown in Fig. 7.10(a) to (f).

Expressions (7.1) and (7.3) together with data presented in Table 7.1 can be used in estimating required clearances in designing e.h.v. and u.h.v. structures. Refinements to these expressions are being introduced as more data becomes available.

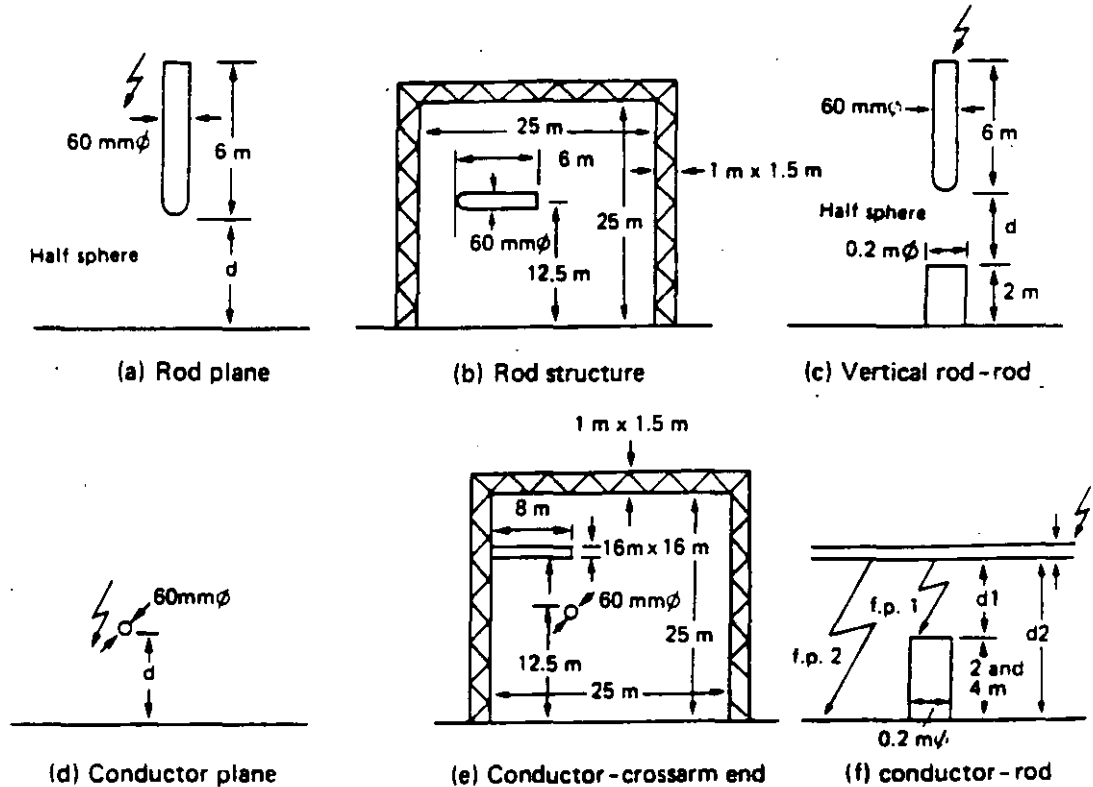


FIG. 7.10. Configuration (gap factor).

7.4 INSULATION COORDINATION

Insulation coordination is the correlation of insulation of electrical equipment with the characteristics of protective devices such that the insulation is protected from excessive overvoltages. In a substation, for example, the insulation of transformers, circuit breakers, bus supports, etc., should have insulation strength in excess of voltage provided by protective devices.

Electric systems' insulation designers have two options available to them: (i) choose insulation levels for components that would withstand overvoltages, (ii) devise protective devices that could be installed at the sensitive points in the system that would limit overvoltages there. The first alternative is unacceptable especially for e.h.v. and u.h.v. operating levels because of the excessive insulation required. Hence, there has been great incentive to develop and use protective devices. The actual relationship between the insulation levels and protective levels is a question of economics. Conventional methods of insulation coordination provide a margin of protection between electrical stress and electrical strength based on predicated maximum overvoltage and minimum strength, the maximum strength being allowed by the protective devices. "Insulation level"—insulation level is defined by the values of test voltages which the insulation of equipment under test must be able to withstand.

In the earlier days of electric power, insulation levels commonly used were established on the basis of experience gained by utilities. As laboratory techniques improved, so that different laboratories were in closer agreement on test results, an international joint committee, the Nema-Nela Committee on Insulation Coordination, was formed and was charged with the task of establishing insulation strength of all classes of equipment and to establish levels for various voltage classification. In 1941 a detailed document⁽¹⁸⁾ was published giving basic insulation levels for all equipment in operation at that time. The presented tests included standard impulse voltages and 1-minute power frequency tests.

In today's systems for voltages up to 245 kV the tests are still limited to lightning impulses and 1-minute power frequency tests. Above 300 kV, tests include in addition to lightning impulse and the 1-minute power frequency tests, the use of switching impulse voltages. Tables 7.2 and 7.3 list the standardized test voltages adopted for testing equipment by European and other countries and the North American countries for voltages up to

TABLE 7.2
Standardized Test Voltages for Rated Voltages up to 245 kV

IEC Publication 71, 1972:
Drafts 17A (C.O.) 103 and 104:

Coordination of insulation
New specifications for dielectric tests

European practice and other countries

U.S.A. and Canada

Rated voltage	Test voltage 50 Hz, 1 min		Impulse voltage 1.2/50 μ sec		Rated voltage	Test voltage 60 Hz				Impulse voltage 1.2/50 μ sec	
						to earth		across open contacts*			
	to earth	across open contacts*	to earth	across open contacts*		dry 1 min	wet 10 sec	dry 1 min	wet 10 sec	to earth	across open contacts*
V_m kV†	kV†	kV†	kV†	kV†	V_m kV†	kV†	kV†	kV†	kV†	kV†	kV†
3.6	10	12	20§ 40	23§ 46	4.76 I	19	—	21	—	60	70
7.2	20	23	40§ 60	46§ 70	8.25 I 8.25 F	26 35	— 30	29 39	— 33	75 95	80 105
12	28	32	60§ 75	70§ 85	15 I	36	—	40	—	95	105
17.5	38	45	75§ 95	85§ 110	15.5 I 15.5 F	50 50	— 45	55 55	— 50	110 110	125 125
24	50	60	95§	110§	25.8 I	60	—	60	—	125	140

			125	145	25.8 F	70	60	77	66	150	165
36	70	80	145§	165§	38 I	80	—	88	—	150	165
			170	195	38 F	95	80	105	88	200	220
52	95	110	250	290	48.3 F	120	100	132	110	250	275
72.5	140	160	325	375	72.5 F	175	145	195	160	350	385
100 E	150	175	380	440							
100	185	210	450	520							
123 E	185	210	450	520							
123	230	265	550	630							
145 E	230	265	550	630							
145	275	315	650	750							
170 E	275	315	650	750							
170	325	375	750	860							
245 E	325	375	750	860							
245 E	360	415	850	950							
245 E	395	460	950	1050							
245	460	530	1050	1200							

Above $V_m = 100$ kV as per European practice

* Only for isolators and earthing switches.

† RMS value.

‡ Peak value.

§ For effectively earthed neutral with additional overvoltage protection or lightning arresters.

V_m = Max. service voltage of the network between phases.

I = Indoor execution.

F = Outdoor execution.

E = Reduced insulation, permissible only for effectively earthed neutral.

TABLE 7.3
Standardized Test Voltages for Rated Voltages Above 300 kV

IEC Publication 71, 1972: Drafts 17A (C.O.) 103 and 104:				Coordination of insulation New specifications for dielectric tests					
Rated voltage		to earth		across open contacts					
V_m kV*	Test voltage 50 Hz, 1 min kV*	Impulse voltage 1.2/50 μ sec kV†	Switching surge 250/ 2500 μ sec kV†	Test voltage 50 Hz, 1 min kV*	Bias test:		Switching surge 250/ 2500 μ sec kV†	Bias test:	
					IS + 50 Hz Lightning surge $+0.7 \times V_m(\sqrt{2}/\sqrt{3})$ 1.2/50 μ sec kV†			SS + 50 Hz Switching surge $+V_m(\sqrt{2}/\sqrt{3})$ 250/2500 μ sec kV†	
300	380	950	750	435	950	+170	850	700	+245
		1050	850		1050	+170			
362	450	1050	850	520	1050	+205	950	800	+295
		1175	950		1175	+205			
420	520	1300	950	610	1300	+240	1050	900	+345
		1425	1050		1425	+240			
525	620	1425	1050	760	1425	+300	1175	900	+430
		1550	1175		1550	+300			
765	830	1800	1300	1100	1800	+435	1550	1100	+625
		2100	1425		2100	+435			

* RMS value.

† Peak value.

 V_m = max. service voltage of the network between phases.

IS Lightning surge.

SS Switching surge.

245 kV and above 300 kV respectively. For V_m (maximum voltage between phases) above 100 kV the European and North American practices use the same test voltages (Table 7.2). The values given in column 3 of Tables 7.2 and 7.3 correspond to impulse test voltage (1.2/50 μ sec) and are usually referred to as the "Basic Insulation Levels" (BILs), defined as the impulse voltage which the insulation of any electrical equipment for a given rated voltage must be able to withstand, also commonly known as "Impulse Withstand Level".

Test Procedures

(a) *Proof of lightning impulse withstand level.* Details of test procedures applicable to particular types of test objects are specified by the appropriate

apparatus standards (ASTM). The recommended procedure depends on the nature of the subject whether it has self-restoring insulation only or a combination of self-restoring and non-self-restoring.

For self-restoring insulation the test procedures are in common use for impulse withstand voltage establishments: (i) fifteen impulses of the rated voltage and of each polarity are applied—up to two disruptive discharges are permitted. (ii) In the second procedure the 50% flashover technique described in section 5.13 is used. The object is deemed to have withstood the test provided the withstand probability is not less than 90%, which in turn is given by the expression⁽¹¹⁾

$$V_{w90\%} = V_{50\%}(1 - 1.30\sigma) = 0.96V_{50\%} \quad (7.4)$$

where σ is the standard deviation $\sigma = 0.03$, with normal distribution being assumed.

In tests on non-self-restoring insulation three impulses are applied at the rated withstand voltage level of the specified polarity. The requirements of the test are satisfied if no indication of failure is obtained using methods of detection specified by the appropriate apparatus standards.

(b) *Testing with switching impulses.* These tests are foreseen, as mentioned before, for equipment for rated voltages for 300 kV and above. The testing procedure is similar to that outlined for lightning impulses applying 15 impulses. The tests are carried out on objects in clean and dry conditions such as applied for indoor equipment, while outdoor equipment is usually tested under positive switching impulses only. In some cases, such as in testing of circuit isolators or circuit breakers which in service may experience combined voltage stresses (power frequency and switching surge), the “biased” tests are used to simulate these conditions. The switching impulse tests are carried out with the equipment energized from a power frequency transformer. The acceptable insulating capability requires 90% withstand probability.

(c) *Testing with power frequency voltage.* To assess the effect of overvoltages that insulation may experience over long periods in service, it has become a standard practice to perform a “1-minute test” with power frequency voltages at levels such as specified in Tables 7.2 and 7.3. It has often been argued that these test levels are excessive and not experienced in practice. The question is presently under review by the IEC Committee. The power frequency tests of indoor equipment are carried out in dry conditions, while outdoor equipment is tested under conditions of standard rain. The IEC prescribes the conditions for standard rain as follows: precipitation rate 1–

1.5 mm/min, with the resistivity of water (collected) $\rho = 100 \Omega\text{m}$; earlier European specifications called for precipitation of 3 mm/min and $\rho = 100 \Omega\text{m}$.

Statistical Approach to Insulation Coordination

In the early days insulation levels for lightning surges were determined by evaluating the 50% flashover values for all insulations and providing sufficiently high withstand levels for all insulations. This approach is difficult to apply at e.h.v. and u.h.v. levels, particularly for external insulations.

Present-day practices of insulation coordination rely on a statistical approach which relates directly the electrical stress and the electrical strength.⁽¹⁹⁾ This approach requires a knowledge of the distribution of both the anticipated stresses and the electrical strengths.

The statistical nature of overvoltages, in particular switching overvoltages, makes it necessary to compute a large number of overvoltages in order to determine with some degree of confidence the statistical overvoltages on a system. The e.h.v. and u.h.v. systems employ a number of nonlinear elements, but with today's availability of digital computers the distribution of overvoltages can be calculated. A more practical approach to determine the required probability distributions of system's overvoltages employs a comprehensive systems simulator interfaced with a hybrid computer, e.g. as described in reference 23, the IREQ simulator.

The dielectric strengths of external self-restoring insulations are determined through tests carried out in laboratories and the data on withstand provide the basis for establishing withstand levels. It was shown in Chapter 5 that the development of electrical breakdown is governed by statistical laws and has a random character; furthermore, it is found that the distribution of breakdowns for a given gap follows with some exceptions approximately normal or Gaussian distribution, as does the distribution of overvoltages on the system. For the purpose of coordinating the electrical stresses with electrical strengths it is convenient to represent the overvoltage distribution in the form of probability density function and the insulation breakdown probability by the cumulative distribution function as shown in Fig. 7.11. The knowledge of these distributions enables us to determine the "risk of failure". As an example, let us consider a case of a spark gap for which the two characteristics in Fig. 7.11 apply. At an

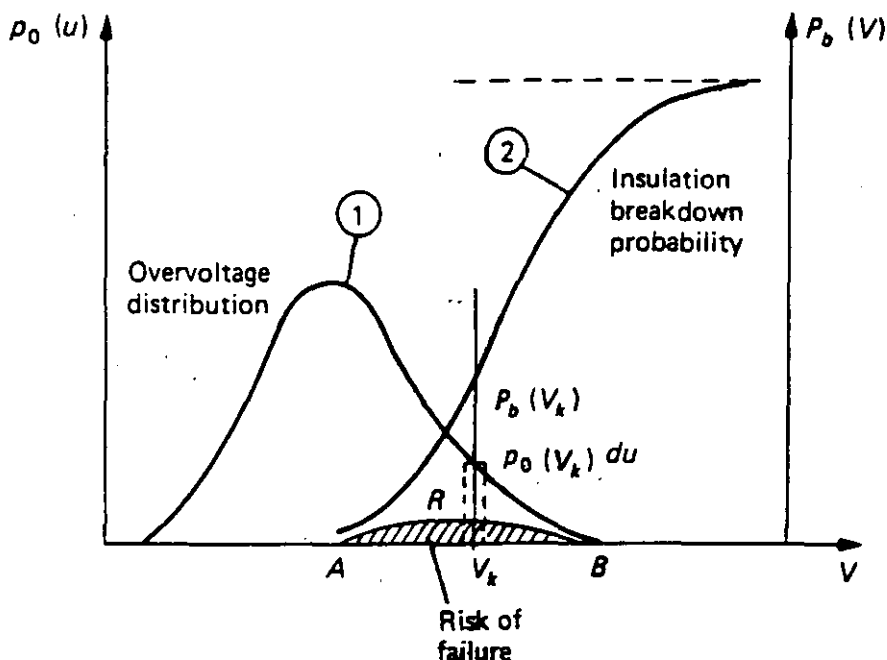


FIG. 7.11. Method of describing the risk of failure. 1. Probability density function

$$p_0(V) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-[V_k - V_0]^2/2\sigma^2}$$

V_0 average value of overvoltage; V_k K th value of overvoltage; σ standard deviation. 2. Cumulative distribution function $P_b(V) = \int_0^V p_b(V_k) du$.

overvoltage V_k the probability of occurrence of overvoltage is $p_0(V_k) du$, whereas the probability of breakdown in $P_b(V_k)$ or the probability that the gap will breakdown at an overvoltage V_k is $P_b(V_k)p_0(V_k) du$. For the total voltage range we obtain for the total probability of failure of "risk of failure"

$$R = \int_0^\infty P_b(V_k)p_0(V_k) du. \quad (7.5)$$

The risk of failure will thus be given by the shaded area under the curve R .

In engineering practice it would become uneconomical to use the complete distribution functions for the occurrence of overvoltage and for the withstand of insulation and a compromise solution is accepted as shown in Fig. 7.12(a) and (b) for guidance. Curve (a) represents probability of occurrence of overvoltages of such amplitude (V_s), that only 2% (shaded area) has a chance to cause breakdown. V_s is known as the "statistical overvoltage". In Fig. 7.13(b) the voltage V_w is so low that in 90% of applied impulses, breakdown does not occur and such voltage is known as the "statistical withstand voltage" V_w .

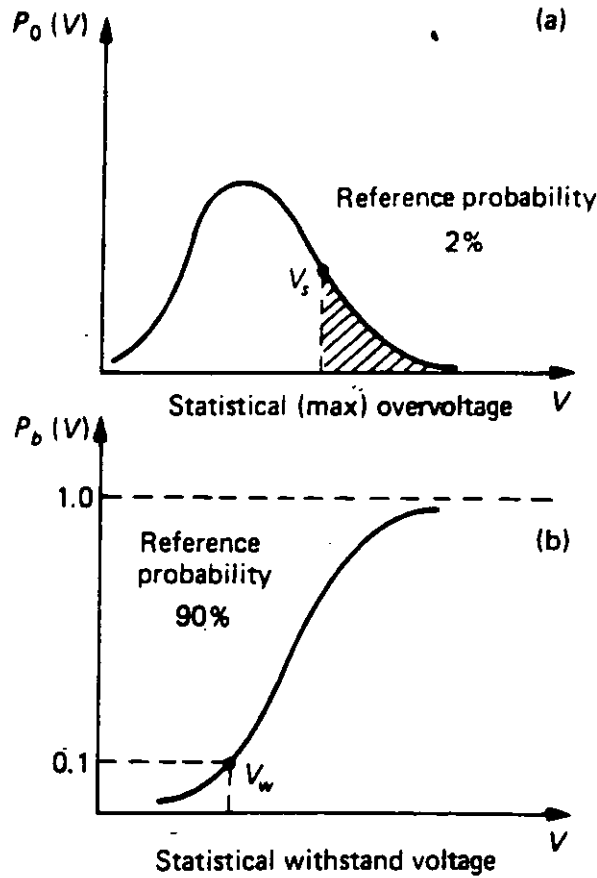


FIG. 7.12. Reference probabilities for overvoltage and for insulation withstand strength.

In addition to the parameters "statistical overvoltage V_s " and the "statistical withstand voltage V_w " we may introduce the concept of statistical safety factor γ . This parameter becomes readily understood by inspecting Fig. 7.13(a) to (c) in which the functions $P_b(V)$ and $p_o(V_k)$ are plotted for three different cases of insulation strength but keeping the distribution of overvoltage occurrence the same. The density function $p_o(V_k)$ is the same in (a) to (c) and the cumulative function giving the yet undetermined withstand voltage is gradually shifted along the V -axis towards high values of V . This corresponds to increasing the insulation strength by either using thicker insulation or material of higher insulation strength. As a result of the relative shift of the two curves [$P_b(V)$ and $P_o(V_k)$] the ratio of the values V_w/V_s will vary. This ratio is known as the statistical safety factor or

$$\frac{V_w}{V_s} = \gamma \quad (7.6)$$

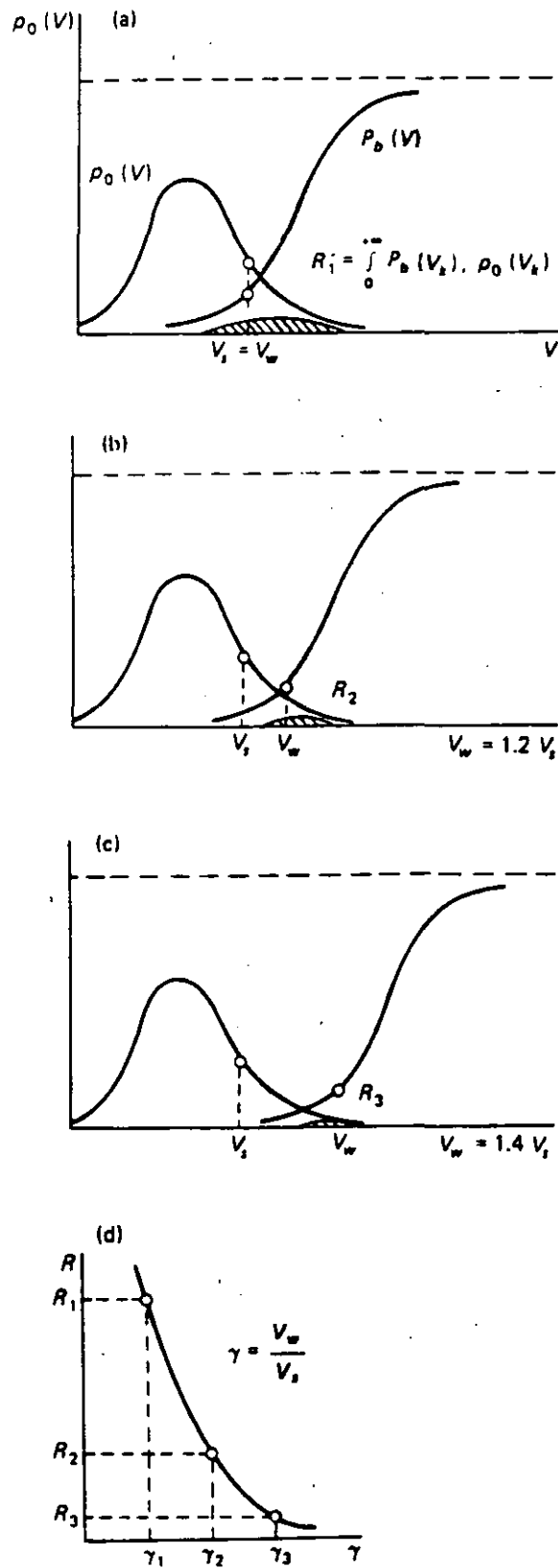


FIG. 7.13. The statistical safety factor and its relation to the risk of failure (R).

In the same figure (d) is plotted the relation of this parameter to the “risk of failure”. It is clear that increasing the statistical safety factor (γ) will reduce the risk of failure (R), but at the same time will cause increase in insulation costs. The above treatment applies to self-restoring insulations. In the case of non-self-restoring insulations the electrical withstand is expressed in terms of actual breakdown values. The statistical approach to insulation, presented here, leads to withstand voltages (i.e. probability of breakdown is very small), thus giving us a method for establishing the “insulation level”.

Correlation Between Insulation and Protection Levels

“The protection level” provided by (say) arresters is established in a similar manner to “insulation level” the basic difference is that the insulation of protective devices (arresters) must not withstand the applied voltage. The concept of correlation between insulation and protection levels can be readily understood by considering a simple example of an insulator string being protected by a spark gap, the spark gap (of lower breakdown strength) protecting the insulator string. Let us assume that both gaps are subjected to the same overvoltage represented by the probability density function $p_0(V)$, Fig. 7.14. The probability distribution curves for the spark gap and the insulator string are presented by $P_g(V)$ and $P_i(V)$ respectively in Fig. 7.14. The statistical electrical withstand strength of the insulator string is given by a curve identical with Fig. 7.12. The probability of breakdown of this insulation remains in the area R which gives “risk of failure”. Since the string is protected by a spark gap of withstand probability $P_g(V)$, the probability that the gap will operate (its risk of failure) is obtained from integrating the product $P_g(V)p_0(V) dV$. In Fig. 7.14 this probability is denoted (qualitatively) by $P_p(V)$. As is seen the probability is much higher than the probability of insulation damage—probability of failure R . In the same figure is shown the traditional margin of safety corresponding to the voltage difference between the 50% flashover values of the protecting gap and the protected gap.

For overvoltages of the highest amplitude (extreme right of Fig. 7.14) the probability curves of insulation failure and that of protective spark gap breakdown overlap. In reality such cases will not arise. Figure 7.14 is simplified in that it contains information pertaining to the amplitude of the overvoltage, and it ignores the effect of time of voltage application on the breakdown of both the protective gap and the insulation. In practice, the

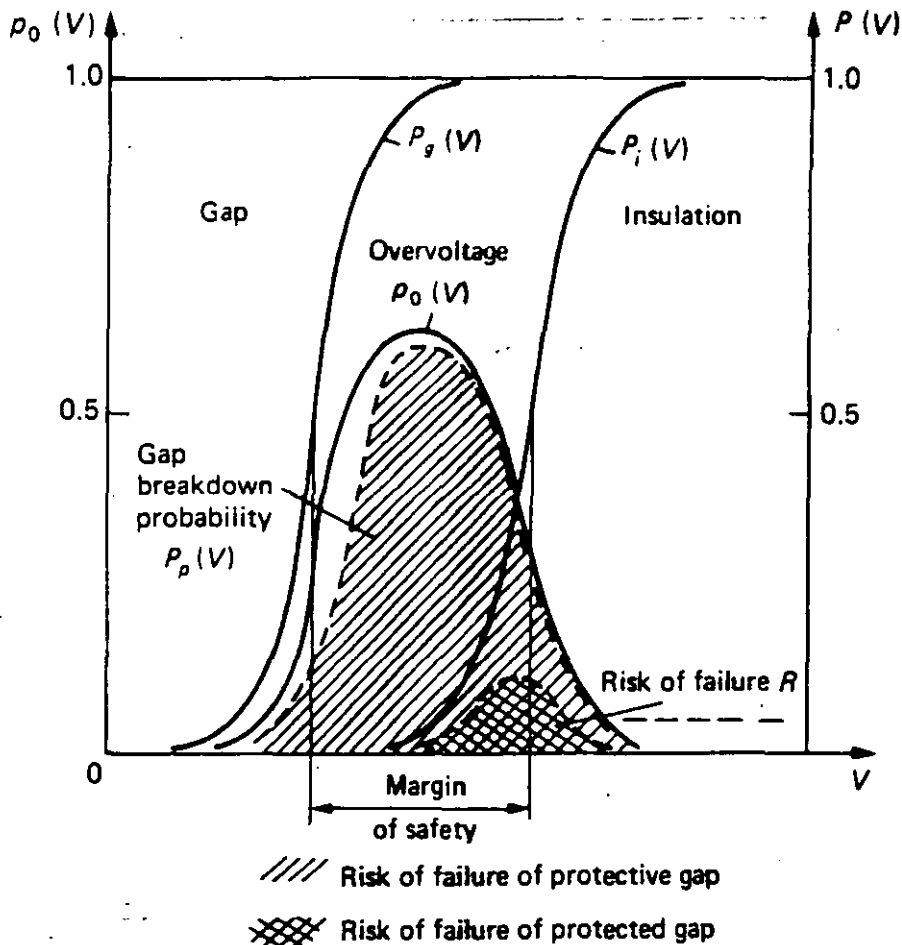


FIG. 7.14. Distribution functions of breakdown voltages for protective gap and protected insulation both subjected to an overvoltage $p_0(V)$.

P_p Risk of failure of protective gap.

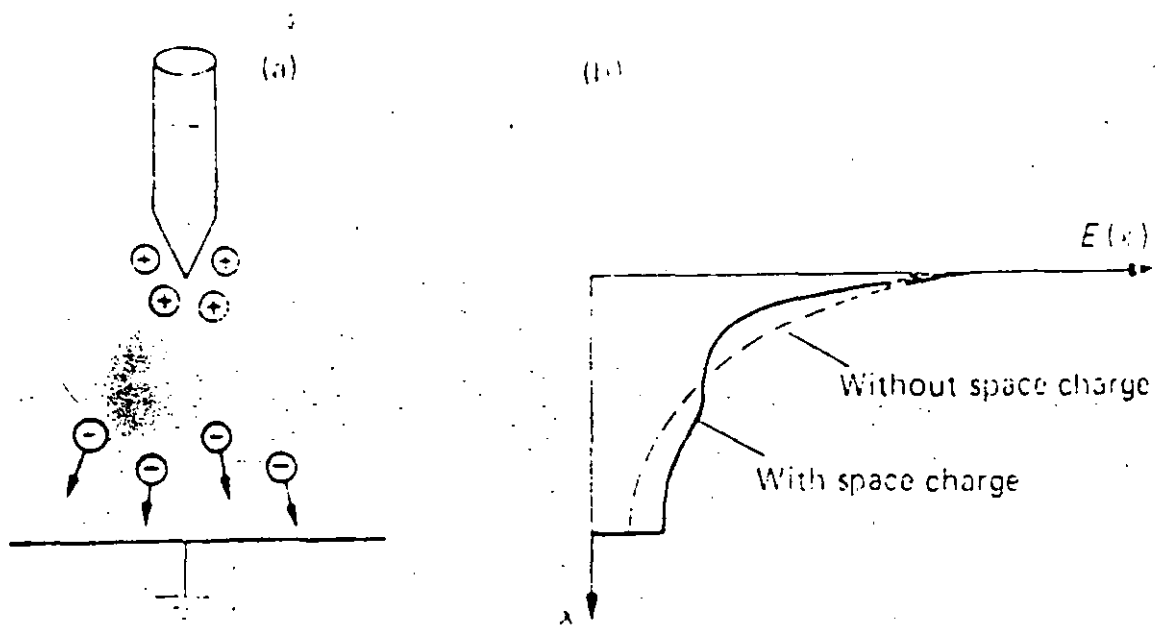
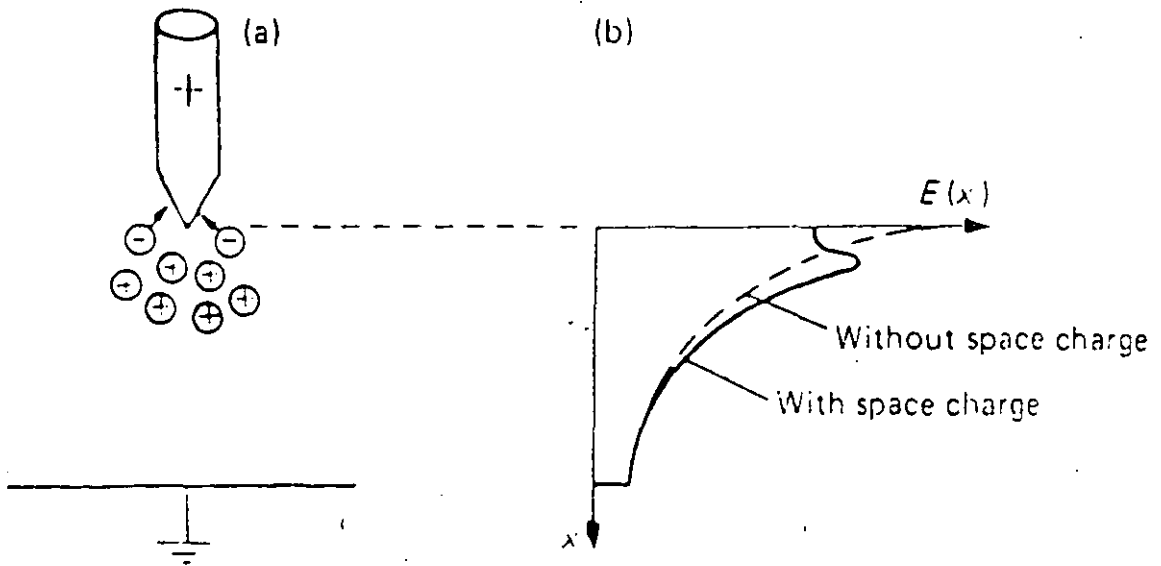
R Risk of failure of protected gap.

protective gap will break down before the insulation and will cause a reduction (to a safe limit) in overvoltage reaching the protected insulation.

REFERENCES

1. Hydro-Quebec Symposium on Extra-High Voltage Alternating Current, October 1973.
2. L. V. Bewley. *Travelling Waves on Transmission Systems*. Dover Publications, New York, N.Y., 1963.
3. *Electrical Transmission and Distribution*. Westinghouse Electric Co., Pittsburgh, Penn., 1964.
4. W. W. Lewis. *The Protection of Transmission Systems against Lightning*. Dover Publication Inc., New York 1965.
5. R. H. Golde (editor) *Lightning*, Vol. I: *Physics of Lightning*; Vol. II: *Lightning Protection*. Academic Press, London/New York/San Francisco 1977.

6. B. F. J. Schonland. Progressive lightning, IV. The Discharge mechanism. *Proc. Roy. Soc. Series A*, 164 (1938), p. 132.
7. *E.H.V. Transmission Lines*. Reference Book General Electrical Company, Edison Electrical Institute, New York, 1968, p. 288.
8. AIEE Committee Report. Method for Estimating Lightning Performance of Transmission Lines. *Trans. AIEE Part III*, 69 (1950), p. 1187.
9. R. H. Golde. A plain man's guide to lightning protection. *Electronics and Power*, March 1969.
10. T. Udo. Sparkover characteristics of long gaps and insulator strings. *Trans. IEEE PAS* 83 (1964), p. 471.
11. W. Diesendorf. *Insulation Coordination in High Voltage Electric Power Systems*. Butterworths, 1974.
12. IEEE St-4-1978, Standard Techniques for High Voltage Testing. IEEE Inc. publication.
13. International Electrotechnical Commission, Technical Com. 28 (Central Office), 35 (1970).
14. L. Paris. Influence of air gap characteristics on line to ground switching surge strength. *Trans. IEEE PAS* 86 (1967), p. 936.
15. L. Paris and R. Cortina. Switching surge characteristics of large air gaps and long insulator strings. *Trans. IEEE PAS* 87 (1968), p. 947.
16. G. Gallet and G. Leroy. Expression for switching impulse strength suggesting the highest permissible voltage for AC systems. IEEE—Power, Summer Power Meeting, 1973.
17. K. H. Schneider and K. H. Weck. *Electra* No. 35 (1974) p. 25.
18. Standard Impulse, Basic Insulation Levels. A Report of the Joint Committee on Coordination of Insulation AIEE, EEI and NEMA. EEI Publication No. H-9, NEMA Publication # 109, AIEE Transactions, 1941.
19. Dielectric Stresses and Coordination of Insulation. Brown Boveri Publication No. CH-A0500 20E No. 4, 1972.
20. K. Berger. Method und Resultate der Blitzforschung auf dem Monte San Salvatore bei Lugano in den Jahren 1963–1971.
21. W. Büsch. The effect of humidity on the dielectric strength of long air gaps of UHV-configurations subjected to positive impulses. Ph.D. thesis, E.T.H., Zurich, 1982, (see also: W. Büsch, *Trans. IEEE PAS* 97 (1978), pp. 2086–2093).
22. J. Kuffel, R. G. van Heswijk and J. Reichman. Atmospheric influences on the switching impulse performance of 1-m gaps. *Trans. IEEE PAS* 102 (7), July 1983.
23. P. C. S. Krischnayya, M. M. Gavrilovic and N. L. Nakra. Power systems simulation facilities at IREQ. Int. Conf. on Overvoltages and Compensation on Integrated AC-DC Systems, Winnipeg, 1980, p. 114.



(a) Space charge build-up in negative point-plane gap. (b) Field distortion by space charge.

5. ELECTRIC UTILITY SYSTEM INSULATION COORDINATION

5.1. DEFINITION

INSULATION COORDINATION IS
CORRELATION OF THE INSULATION OF
EQUIPMENT WITH THE CHARACTERISTICS
OF PROTECTIVE DEVICES

5.2. BIL — BASIC (IMPULSE) INSULATION LEVEL

REFERENCE LEVEL

EXPRESSED IN IMPULSE CREST VOLTAGE

POSITIVE WAVE

1.2 x 50 WAVESHAP

50% FLASHOVER → DATA BASE

BIL IS A WITHSTAND VALUE, FULL WAVE

5.3. BASIC SWITCHING SURGE INSULATION LEVEL 0.83 x BIL

5.4. CFO — CRITICAL FLASHOVER VOLTAGE

DRY OR WET CONDITIONS

TEMPERATURE

PRESSURE

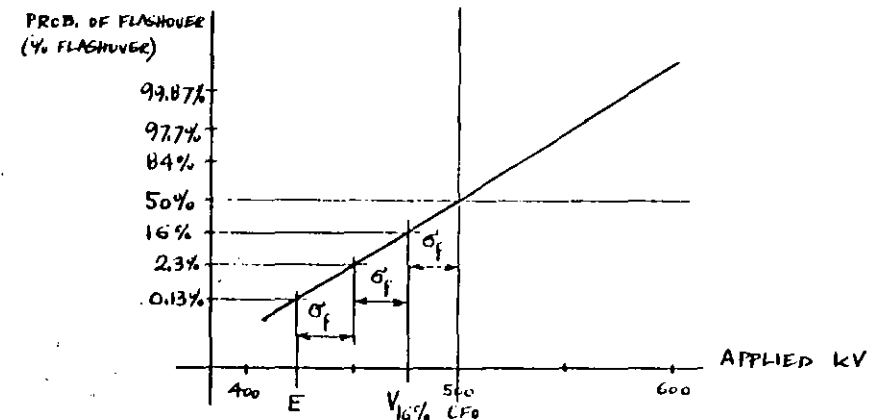
HUMIDITY

SHAPE OF ELECTRODES

STATISTICAL DISTRIBUTION IS

GAUSSIAN CURVE

CFO IS MEAN VALUE OF MEASURED
FLASHOVER VALUES (50% POINT)



STANDARD DEVIATION, σ_f

$$\sigma_f = \sqrt{\frac{\sum (X_i - X_{mean})^2}{N}}$$

USUALLY 4.5 - 5% OF CFO

$$\text{OR } \sigma_f = CFO - V_{16\%}$$

$V_{16\%}$ = VOLTAGE AT 16% PROB. OF FLASHOVER

5.5. PROBABILISTIC WITHSTAND STRENGTH OF INSULATION — E

$$E = CFO - 3\sigma_f$$

FLASHOVER PROBABILITY IS 0.13% AT E

5.6. VOLT - TIME CHARACTERISTICS

SUSPENSION INSULATORS

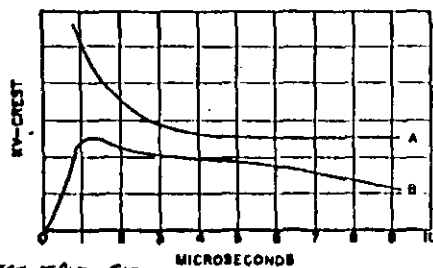
ROD GAPS

TRANSFORMERS

DISCONNECT SWITCHES

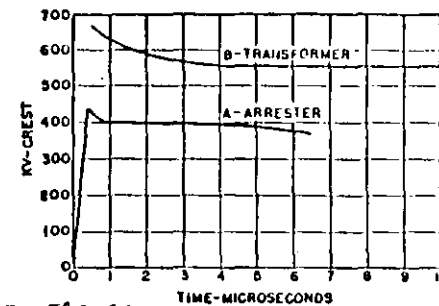
PROTECTIVE DEVICES

COORDINATION OF CHARACTERISTICS



WEST, T & D, 610

Fig. 1—Protection of insulation with characteristic of "A" by protective device with characteristic of "B."

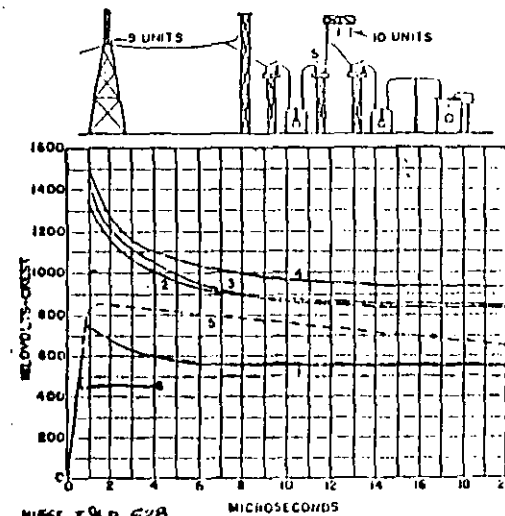


WEST, T & D, 612

Fig. 2—Coordination of transformer insulation with arrester characteristic.

Curve A—100-kv station-type 5V arrester—minimum voltage for 5000-ampere 10 x 20 current wave.

Curve B—Transformer insulation withstand characteristic.



WEST, T & D, 628

Fig. 30—Coordination of insulation in a 135-kv substation for $1\frac{1}{2} \times 40$ microsecond positive wave.

- (1) Transformer with 550 kv BIL.
- (2) Line insulation of 8 suspension units.
- (3) Disconnect switches on 4 apparatus insulators.
- (4) Bus insulation of 10 suspension units.
- (5) Maximum $1\frac{1}{2} \times 10$ wave permitted by line insulation.
- (6) Discharge of 121-kv arrester for maximum $1\frac{1}{2} \times 40$ full wave.

5.7. REDUCED BASIC INSULATION LEVELS

BETTER ARRESTERS

ARRESTERS ARE CLOSER TO TRANSFORMERS

GROUNDING EFFECTIVE

SIZE OF TRANSFORMERS

COST OF EQUIPMENT

230-KV TRANSFORMER

BIL	REL. COST
1050	100%
650	65%

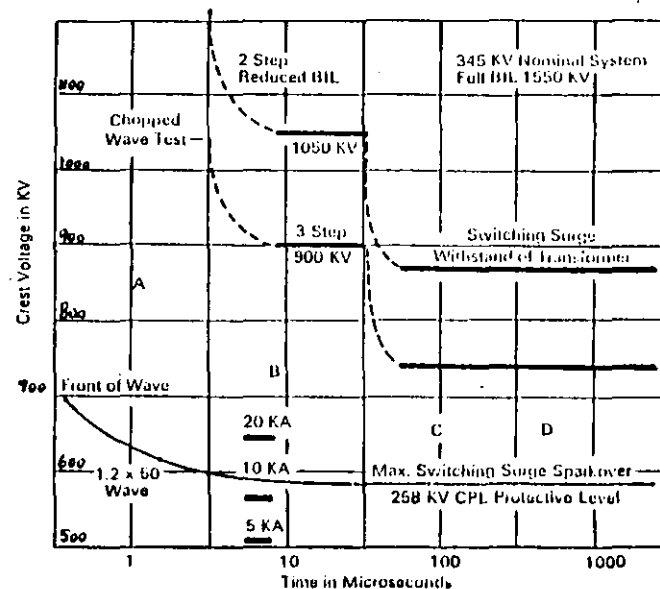
LOWER LOSSES

SMALLER IMPEDANCE

1.5 - 2 - 3 STEP REDUCTION

PROTECTIVE MARGIN

COORDINATION DIAGRAMS

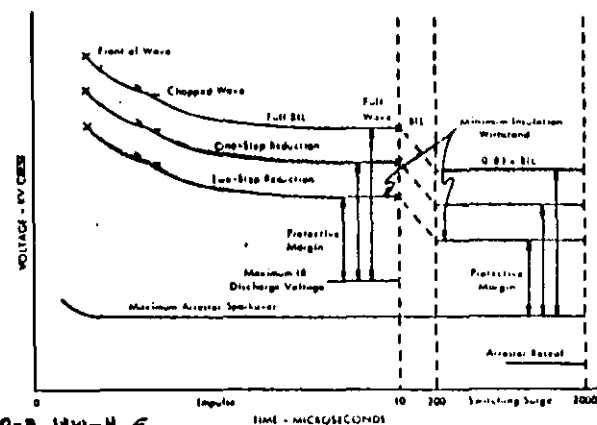


Protective Margins:

(A) Lightning Impulse Sparkover
(B) Lightning Impulse Discharge Voltage

(C) Switching Surge Sparkover
(D) Switching Surge Discharge Voltage

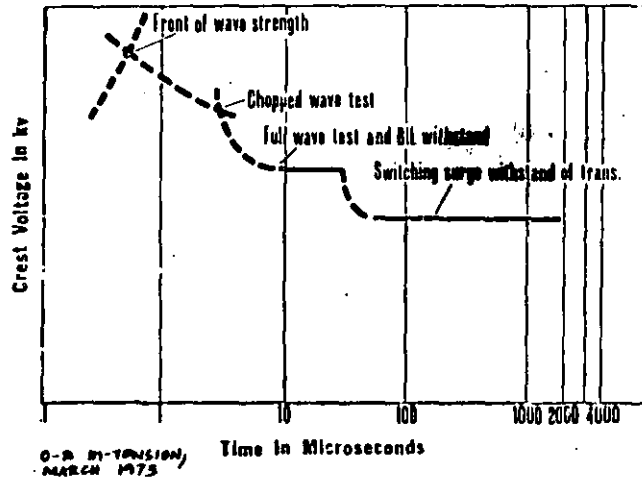
WEST. DB 38-131, 1



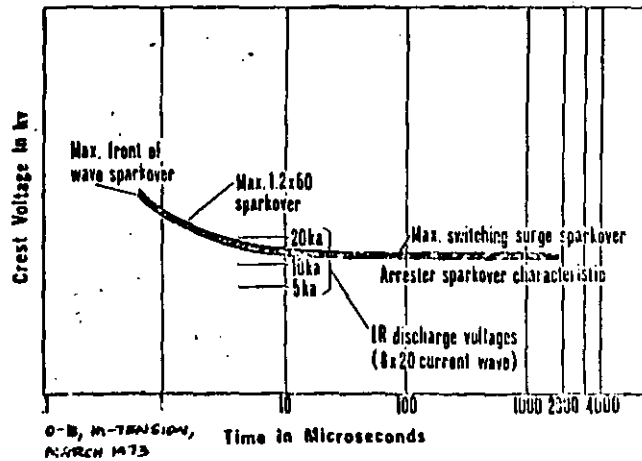
0-3 140-H, 6

Coordination diagram illustrating possible reductions in BIL's for major equipment through suitable arrester protection; each step represents savings of thousands of dollars in cost.

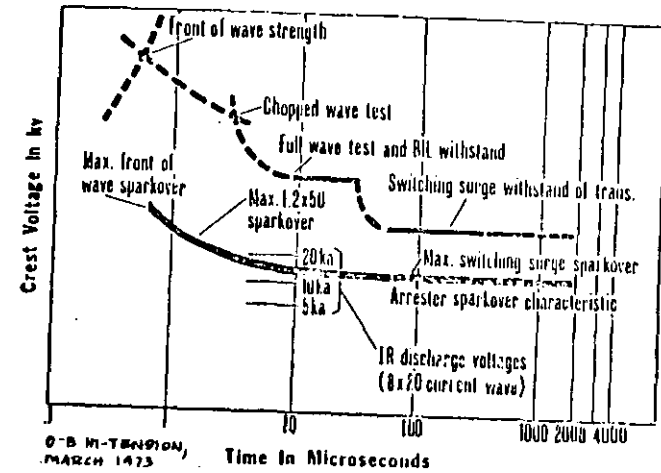
The voltage withstand characteristics of transformer insulation can be plotted on basis of time required to reach crest values.



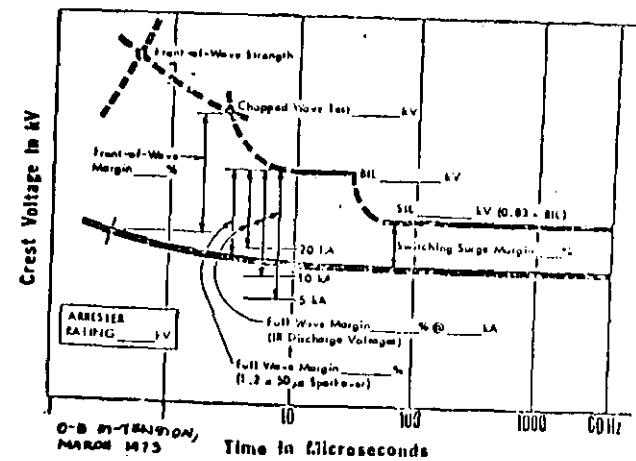
Arrestor sparkover characteristic curve indicates voltage level at which operation occurs in relation to wave front of over-voltage surge.



Combining the voltage withstand curve of the transformer with the sparkover characteristic curve of the arrestor provides the information needed for insulation coordination study.



Supplementary diagram illustrates the procedure by which protective margins are calculated and indicated on a coordination study.



% MARGIN:

$$\left(\frac{\text{WITHSTAND LEVEL}}{\text{PROTECTION LEVEL}} - 1 \right) 100$$

5.8. INSULATION COORDINATION OF OVERHEAD LINES

5.81. LINE INSULATION

TOWER DIMENSIONS
LENGTH OF STRING
INSULATOR CREEP DISTANCE
TOWER GROUNDING
OUTAGE PERFORMANCE
IMPULSE-SWITCHING-60HZ

5.82. DESIGN REQUIREMENTS OF A TOWER

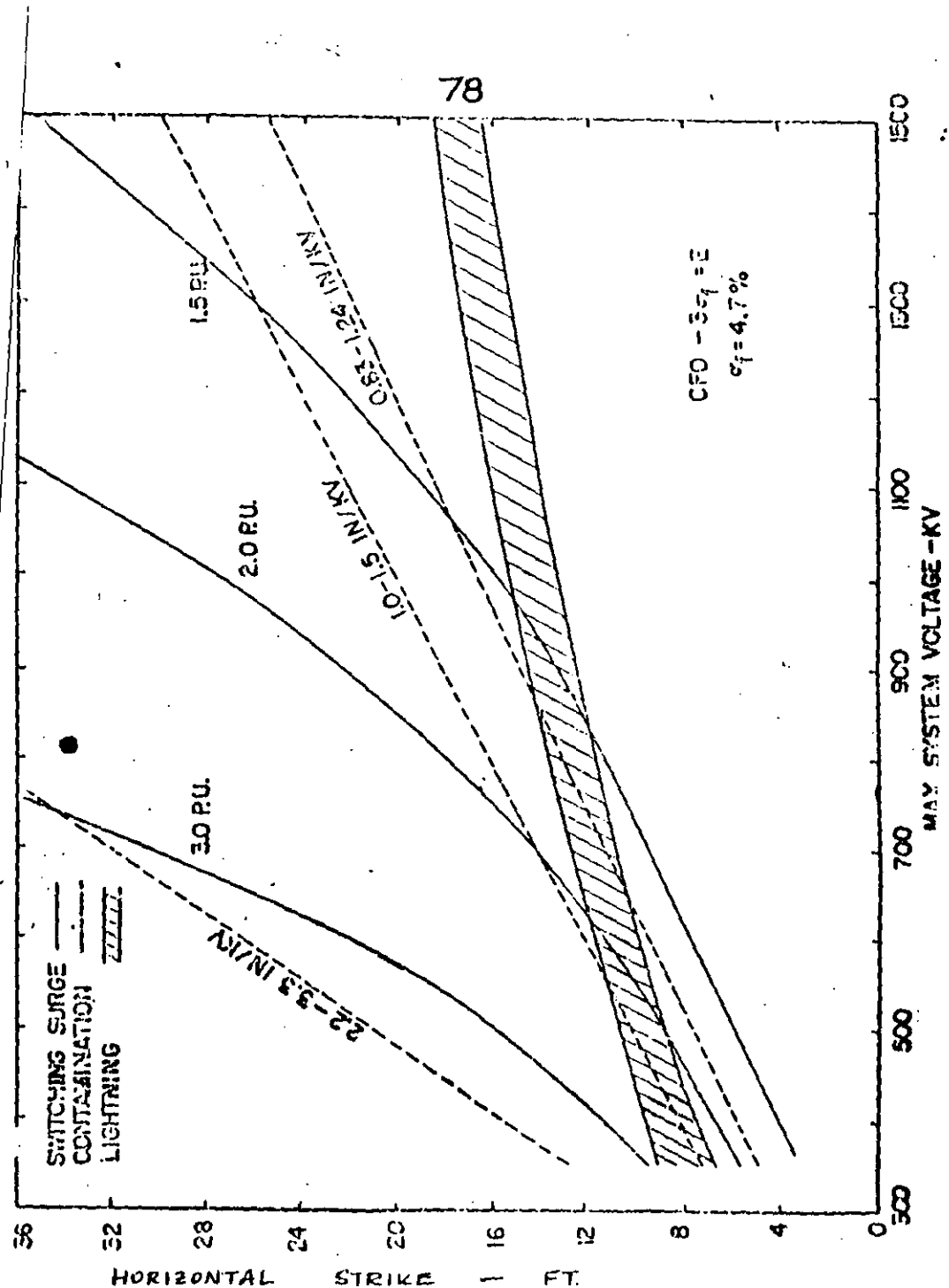
SPECIFICATION: HORIZONTAL
STRIKE DISTANCE

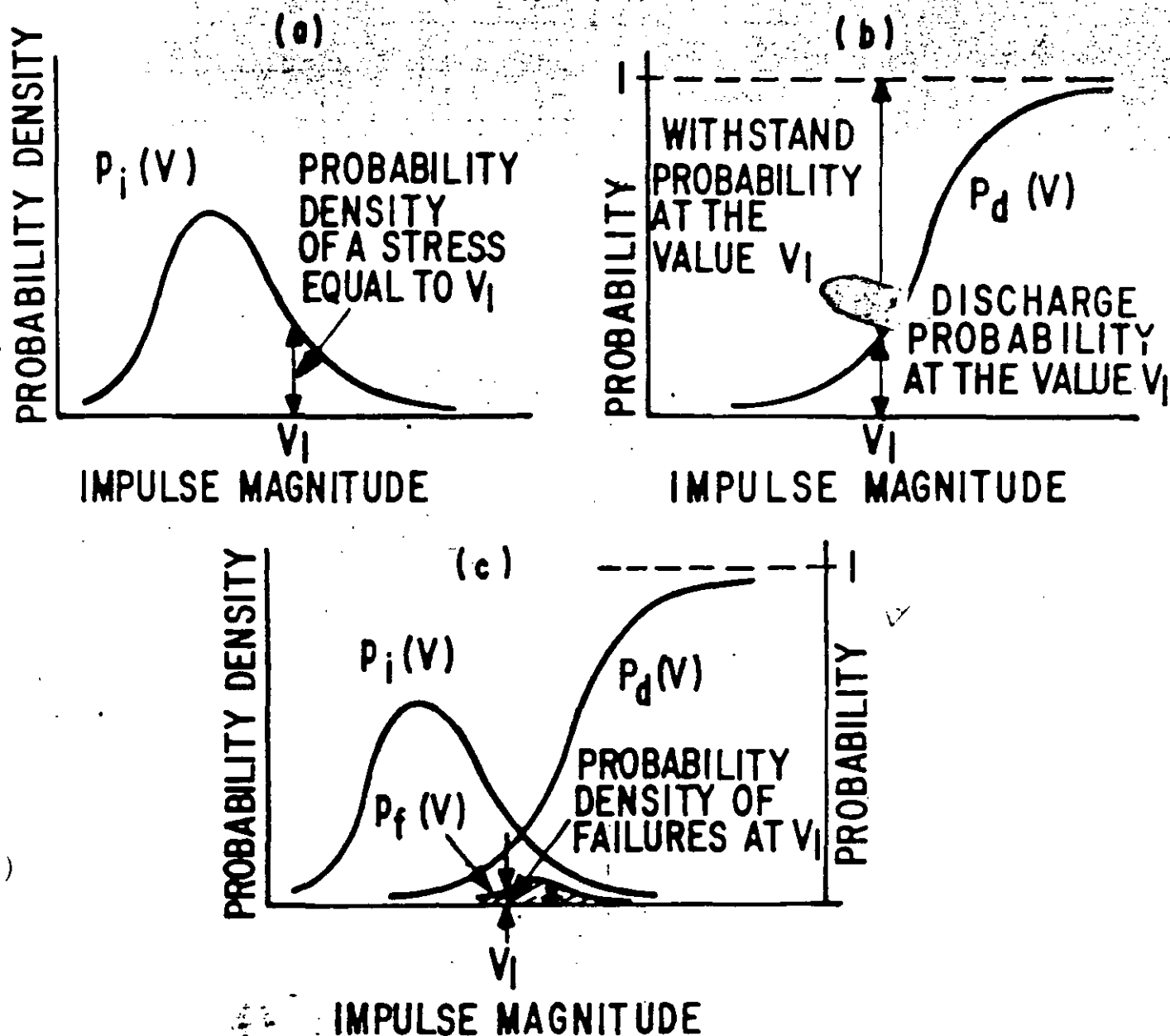
V-STRING INSULATOR
CONFIGURATION

LIGHTNING BAND ASSUMES
FLASHOVER RATE OF ABOUT
1 PER 100 MILES PER YEAR
(ISOKERAUNIC LEVEL = 30)

SWITCHING SURGE CURVES
ARE FOR 1.5 - 2.0 - 3.0 P.U.
3.0: CB WITHOUT RESISTORS
2.0: SINGLE-RESISTOR CB
1.5: TWO-RESISTOR CB

60 HZ (CONTAMINATION)
INCHES OF CREEP PER KV
LINE-TO-GROUND VOLTAGE





* AREA IS EQUAL TO TOTAL RISK, R

Fig. 4. Probabilistic determination of the risk of insulation failure: (a) Probability density of prospective impulse magnitude, (b) cumulative discharge probability of the insulation, and (c) area corresponding to risk of failure.

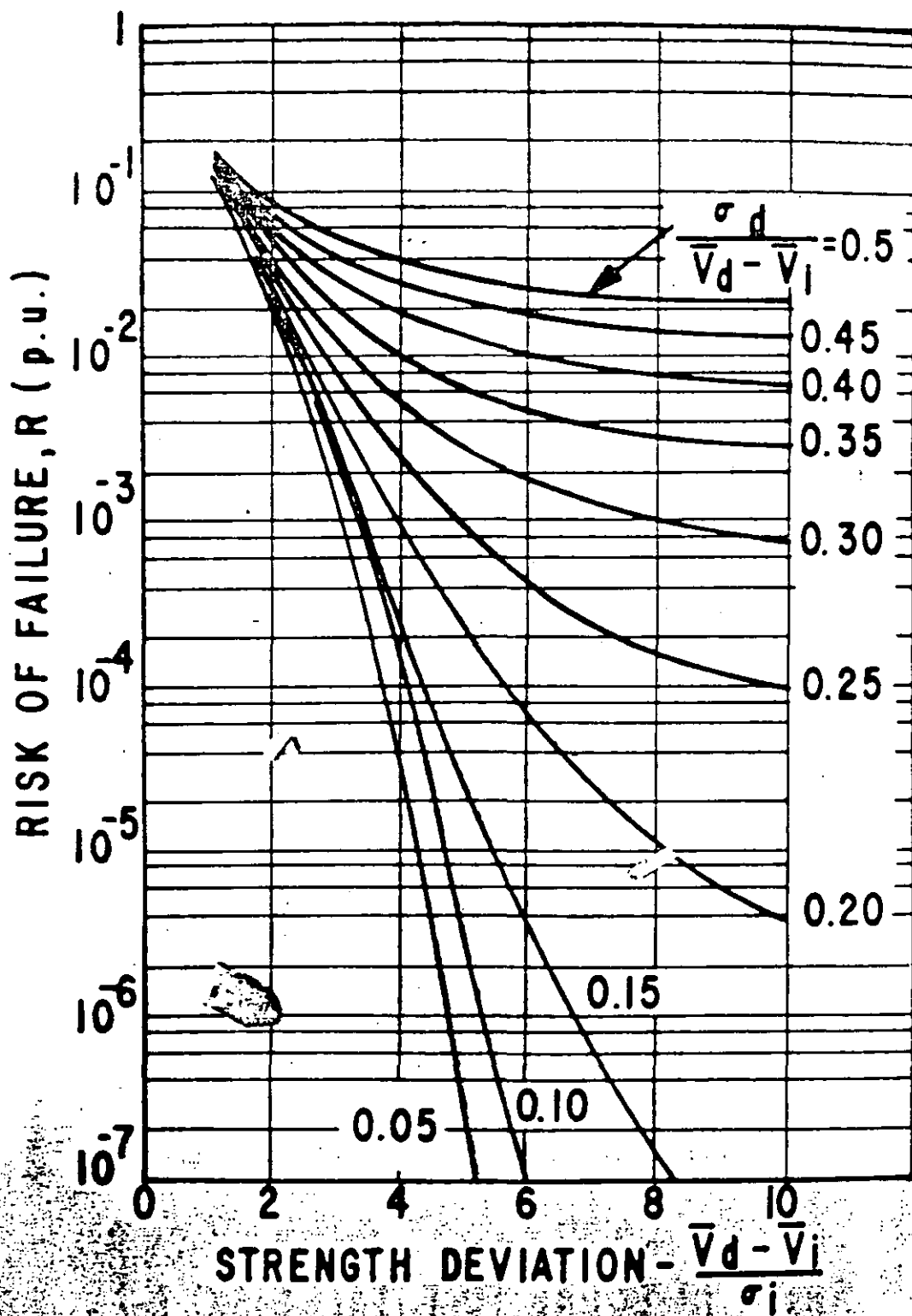


Fig. 5. Risk of failure as affected by margin between strength and stress distributions.



-LAPEM

LABORATORIO DE PRUEBAS Y ENSAYOS DE MEXICO.

SECCION UNO: GENERAL

1.1 ALCANCE

Esta guía de aplicación para la Publicación IEC 71-1, se aplica para la selección de los niveles de aislamiento del equipo o instalaciones de sistemas trifásicos con tensiones nominales de 1 kV en adelante.

Comprende el aislamiento de fase a tierra entre fases y el longitudinal.

Los principios que se presentan se pueden aplicar también a sistemas monofásicos o bifásicos, sin embargo, los valores son válidos únicamente para sistemas trifásicos.

1.2 OBJETIVO

El objetivo de esta guía de aplicación, es dar un procedimiento para determinar la tensión de aguante nominales para los rangos I y II de la Publicación 71-1, y para justificar la asociación de los valores nominales con las tensiones máximas para el equipo normalizado ahí.

1.3 INTRODUCCION

Esta guía de aplicación consta de dos partes.

El Contenido de la Parte I sigue estrictamente el diagrama de flujo de coordinación de aislamiento presentando como Fig.1 en la Publicación 71-1, se hace énfasis en la necesidad de considerar todos los orígenes, todas las clases y todos los tipos de esfuerzos de tensión en servicio independientemente del rango de tensión máximo para el equipo hasta que se determinan las tensiones de aguante requeridas, solo en el último paso de la coordinación de aislamiento la selección de las tensiones de aguante nominal se aplica al principio de cubrir un esfuerzo de tensión de un servicio particular por una tensión de aguante nominal.

Las secciones de la dos a la cinco corresponden a los rectángulos en el diagrama de flujo en la Fig.1 de la IEC 71-1 y dan información detallada para el procedimiento necesario para llegar al resultado.

Las recomendaciones para el equipo seleccionado dadas en la parte 2: son ejemplos que explican los conceptos de la parte 1.

...



-LAPEM-

LABORATORIO DE PRUEBAS Y ENSAYOS DE MEXICO.

SECCION UNO: GENERAL ...2

Las siguientes Publicaciones IEC se refieren a:

Publicación IEC 71-1 Coordinación de aislamiento, Parte 1, términos, definiciones, principios y reglas, contiene las definiciones de los términos - que se encuentran aquí. Se dan las series de los valores normalizados para las tensiones de aguante nominales y la combinación recomendada entre estos y las tensiones máximas para el equipo.

Publicación IEC 99-1 Apartarrayos, Parte 1, apartarrayos tipo resistencia no lineal para sistemas de C.A.
Especifica los requisitos de prueba y los niveles de protección máximos para este tipo de apartarrayos.

Publicación IEC 99-4 Apartarrayos, Parte 4, apartarrayos de óxido metálico Sin Gaps para sistemas de C.A. (En preparación). Especifica los requisitos y los niveles de protección máxima para este tipo de apartarrayo.

Publicación IEC 99-3 Apartarrayos, Parte 3, guía de aplicación para la Pub. 99-1 -- (En preparación) proporciona el procedimiento de selección de los apartarrayos tipo resistencia no lineal, dependiendo de la condición del esfuerzo de sobretensión del sistema.

Nota: Una guía de aplicación para apartarrayos de óxido metálico Sin Gaps está bajo consideración.

Publicación IEC 60-1 Técnicas de Prueba de Alta Tensión, especifica los procedimientos de prueba y la corrección de la tensión de aguante a la atmósfera de referencia normalizada.

Publicación IEC 507 Pruebas de contaminación artificial en aisladores de alta tensión.

Publicación IEC 815 Guía para la selección de aisladores en condiciones contaminadas.



-LAPEM-

LABORATORIO DE PRUEBAS Y ENSAYOS DE MEXICO.

SECCION UNO: GENERAL ...3

Publicación IEC 58

Interruptores de C.A. en Alta Tensión, sugieren las sobretensiones máximas permitidas que se generan por la operación de interruptores en condiciones de prueba especificadas.

Publicación IEC
282-2

Fusibles de Alta Tensión, Parte 1, fusibles limitadores de corriente. Especifica las sobretensiones máximas permitidas que se generan por la operación de fusibles en condiciones de prueba especificada.

Parte Uno :

Principios de coordinación de Aislamiento.

Sección Dos:

Esfuerzos de tensión representativos del servicio.

2.1

Origen y clasificación de esfuerzos de tensión.

MMB/male
910408



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

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

I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES ELECTRICAS
PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA

MODULO III

NORMA OFICIAL MEXICANA APLICABLE A INSTALACIONES ELECTRICAS

ING. HECTOR SÁNCHEZ CEVALLOS.

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 concluye el 15 de octubre del presente año.

CONTENIDO DE LA NOM-001-SEMP-1994

INTRODUCCION. (1 Artículo)

PRIMERA PARTE

- CAPITULO 1. Disposiciones generales. (2 Artículos)
- CAPITULO 2. Diseño y protección de las instalaciones eléctricas. (9 Artículos)
- CAPITULO 3. Métodos de instalación y materiales. (42 Artículos)
- CAPITULO 4. Equipos de uso general. (15 Artículos)
- CAPITULO 5. Ambientes especiales. (22 Artículos)
- CAPITULO 6. Equipos especiales. (18 Artículos)
- CAPITULO 7. Condiciones especiales. (11 Artículos)
- CAPITULO 8. Sistemas de comunicación. (3 Artículos)
- CAPITULO 9. Alumbrado público. (6 Artículos)
- CAPITULO 10. Tablas.

SEGUNDA PARTE

- CAPITULO 21. Generalidades. (3 Artículos)
- CAPITULO 22. Líneas aéreas. (10 Artículos)
- CAPITULO 23. Líneas subterráneas. (9 Artículos)
- CAPITULO 24. Subestaciones. (5 Artículos)

Total: 156 Artículos

CAPITULO 2. DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

- Uso e identificación de los conductores puestos a tierra.
- Circuitos derivados.
- Alimentadores.
- Cálculo de circuitos derivados y alimentadores.
- Circuitos exteriores derivados y alimentadores (índice)
- Acometida.
- Protección contra sobrecorriente.
- Puesta a tierra.
- Apartarrayos.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES.

- Métodos de instalación.
- Alambrado provisional.
- Conductores para instalaciones de uso general.
- Charolas para cables.
- Alambrado visible sobre aisladores.
- Instalaciones ocultas sobre aisladores.
- Cable plano tipo FCC.
- Cables con aislamiento mineral y cubierta metálica tipo MI.
- Tubería eléctrica no metálica.
- Cables armados tipo AC.
- Cables con armadura metálica tipo MC.
- Cable con cubierta no metálica tipos NM y NMC.
- Cables con pantalla y cubierta no metálica tipo SNM.
- Cable para acometida.
- Cables subterráneos para alimentadores y para circuitos derivados tipo UF.
- Cables de energía y control tipo TC para charolas.
- Cable pre-ensamblado en tubo conduit no metálico.
- Extensiones bajo el repello.
- Tubo conduit metálico semipesado.
- Tubo conduit metálico tipo pesado.
- Tubo rígido no metálico.
- Tubo conduit metálico tipo ligero.
- Tubería metálica flexible.
- Tubo conduit metálico flexible.
- Tubo conduit flexible hermético a los líquidos, metálico y no metálico.
- Ductos bajo el piso.
- Canalizaciones en piso celulares metálicos.
- Canalizaciones en piso de concreto celular.
- Ductos metálicos y no metálicos con tapa.
- Cables planos tipo FC.
- Ductos con barras (electroductos).
- Canalizaciones pre-alambradas.

- Registros de salida, de dispositivos y de empalme, cajas de registro ovaladas y accesorios.
- Gabinetes, cajas y gabinetes para enchufe de medidores.
- Canales auxiliares.
- Desconectadores.
- Tableros de distribución y gabinetes de control.

CONTENIDO DE LA NOM-001-SEMP-1994

INTRODUCCION. (1 Artículo)

PRIMERA PARTE

- CAPITULO 1. Disposiciones generales. (2 Artículos)
- CAPITULO 2. Diseño y protección de las instalaciones eléctricas. (9 Artículos)
- CAPITULO 3. Métodos de instalación y materiales. (42 Artículos)
- CAPITULO 4. Equipos de uso general. (15 Artículos)
- CAPITULO 5. Ambientes especiales. (22 Artículos)
- CAPITULO 6. Equipos especiales. (18 Artículos)
- CAPITULO 7. Condiciones especiales. (11 Artículos)
- CAPITULO 8. Sistemas de comunicación. (3 Artículos)
- CAPITULO 9. Alumbrado público. (6 Artículos)
- CAPITULO 10. Tablas.

SEGUNDA PARTE

- CAPITULO 21. Generalidades. (3 Artículos)
- CAPITULO 22. Líneas aéreas. (10 Artículos)
- CAPITULO 23. Líneas subterráneas. (9 Artículos)
- CAPITULO 24. Subestaciones. (5 Artículos)

Total: 156 Artículos

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 concluye el 15 de octubre del presente año.

CAPITULO 1 DISPOSICIONES GENERALES

ARTICULO 110-14 (c)

--- Terminales en dispositivos de 100 A o menores o para conductores de calibres 14 a 1 AWG, su temperatura de aislamiento debe ser 60° C.

--- Terminales en dispositivos de 100 A o mayores o para conductores de calibres superiores a 1 AWG, su temperatura de aislamiento debe ser 75° C.

--- Se pueden usar conductores con mayor temperatura de operación, pero su capacidad se toma a 60° o 75° C según sea el caso.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

Articulo 210 CIRCUITOS DERIVADOS.

--- Conductor neutro aislamiento de color blanco o gris natural.

--- Cualquier otro neutro aislamiento de color blanco con franjas de un color identificable (que no sea verde).

--- Conductor de puesta a tierra, puede ser desnudo o bien aislado de un color verde o con una o mas franjas amarillas a lo largo del conductor.

--- Medios efectivos de identificación para las fases tales como:

- cintas
- etiquetas, etc.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 210 CIRCUITOS DERIVADOS.

210.7 Todos los contactos instalados en circuitos de 15 a 20 A deben ser del tipo de puesta a tierra.

210.8 Todos los contactos instalados en circuitos derivados de 15 y 20 A en baños, cocheras , exteriores, lugares con acceso directo a desniveles no mayores de 2 m, debajo de desniveles y sótanos empleados como áreas de trabajo, almacenes o similares, embarcaciones, baños de comercios, industrias y en techos deben ser del tipo con interruptor integrado contra falla a tierra.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 220 CALCULO DE CIRCUITOS DERIVADOS Y ALIMENTADORES.

220.3 - En el cálculo de circuitos derivados, la capacidad de estos no debe ser menor a:

$$\Sigma \text{ cargas continuas} + 1.25 \text{ cargas continuas}$$

220.10 - Los conductores alimentadores deben tener suficiente capacidad de conducción de corriente para alimentar las cargas conectadas. En ningún caso la carga calculada de un alimentador puede ser menor que las cargas de los circuitos alimentados. La protección contra sobrecorriente en un alimentador no debe ser menor a :

$$\Sigma \text{ cargas continuas} + 1.25 \text{ cargas continuas}$$

Es importante hacer notar que todos los cálculos y tablas de esta Norma están basados en VA y no en watts.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 215 ALIMENTADORES.

215.10 - Para sistemas en estrella con neutro solidamente puesto a tierra, con medios de desconexión de 1 000 A o más y tensión de más de 150 V a tierra, sin exceder de 600 V entre fases, se debe prever protección contra falla a tierra.

Esto no debe aplicarse si representa un riesgo, como es el caso de bombas contra incendio.

El funcionamiento del sistema de protección contra falla a tierra debe ser instalado cuando se use por primera vez. Estas pruebas deben quedar a disposición de la autoridad competente.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

240.3(a) - No se debe exigir protección contra sobrecorriente cuando ésta represente un riesgo como es el caso de BCI y grúas magnéticas.

240.3(b) - Si la capacidad de un conductor no corresponde con el valor nominal de la protección, para dispositivos de 800 A o menos, se puede usar el inmediato superior.

240.3(b) - Si la capacidad de un conductor no corresponde con el valor nominal de la protección, para dispositivos de 800 A o más, se puede usar el inmediato inferior.

Este artículo se refiere en múltiples ocasiones sobre la necesidad de coordinación de protecciones.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

240-21b) Derivaciones de alimentadores no mayores de 3 m de longitud. Se deben cumplir que:

- 1) La longitud de los conductores derivados no exceda 3 m
- 2) La capacidad de corriente de los conductores derivados sea;
 - a. No menor que la carga conjunta calculada para los circuitos alimentados por los conductores derivados y,
 - b. No menor que la corriente nominal del dispositivo alimentado por los conductores en derivación, o no menor que la corriente nominal del dispositivo de protección contra sobrecorriente al final de los conductores derivados.
- 3) Los conductores no se extienden más allá del cuadro de distribución, tablero o dispositivo de control que alimentan.
- 4) Salvo en el punto de conexión al alimentador, los conductores derivados estarán encerrados en una canalización que se extienda desde la derivación a la cubierta de un cuadro de distribución, tablero o dispositivo de control, o la parte de atrás de un cuadro de distribución abierto.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

5) Para instalación en campo donde el conductor derivado sale de un gabinete o bóveda en la cual esta hecha la derivación, el rango del dispositivo de sobrecorriente del lado de la línea del conductor derivado, no deberá exceder el 1000% (10 veces) la capacidad del conductor derivado.

c) Derivaciones de alimentadores no mayores de 10 m de longitud. Se permite que las derivaciones de conductores de un alimentador no tengan protección contra sobrecorriente en el punto de la derivación siempre que:

- La capacidad de conducción de corriente de los conductores de la derivación no es menor que $\frac{1}{3}$ del valor del dispositivo de protección contra sobrecorriente de los conductores alimentadores.

3) Los conductores de la derivación deben terminar en un solo interruptor o juego de fusibles que limiten la carga a la capacidad de conducción de corriente de los conductores de la derivación.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

4) estar adecuadamente protegidos contra daños físicos y deben estar dentro de una canalización.

d) El alimentador derivado del primario, más el alimentador derivado del secundario de un transformador, cuya longitud total entre ambos no exceda de 7.5. m. Los conductores de alimentación a un transformador, se permitirá que se deriven sin protección contra sobrecorriente en el punto de derivación, si se cumple la totalidad de las condiciones siguientes:

1) Que los conductores que alimenten el primario del transformador tengan una capacidad de corriente de por lo menos, $1/3$ de la de los conductores o de la protección contra sobrecorriente de la que se deriven.

2) Que los conductores alimentados por el lado secundario del transformador tengan una capacidad de corriente que multiplicada por la relación de transformación de tensiones (secundario o primario), sea por lo menos de $1/3$ de la capacidad de corriente de los conductores o de la protección contra sobrecorriente de la cual se derivan los conductores primarios.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

3) Que la longitud total del conductor en el primario más el conductor secundario no exceda los 7.5 m, excluyendo cualquier parte del conductor primario protegida para su capacidad de corriente.

4) Que los conductores primarios y secundarios estén adecuadamente protegidos contra daños mecánicos.

5) Que los conductores secundarios terminen en un único interruptor automático o un juego de fusibles

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

e) Derivaciones de alimentadores de más de 7.5 m. Se permiten derivaciones de hasta 30 m de longitud total cuyo recorrido horizontal no sea mayor de 7.5 m si se cumple que:

1) La capacidad de los conductores derivados no deben ser menor de 1/3 de la del dispositivo del cual se alimentan.

2) Los conductores derivados deben terminan en un único interruptor automático o juego de fusibles que limiten la carga a la capacidad de los conductores derivados.

3) Los conductores derivados están adecuadamente protegidos contra daños mecánicos deben estar dentro de una canalización.

4) Los conductores derivados deben ser continuos, sin empalmes de extremo a extremo.

5) La sección transversal mínima de los conductores derivados será de 13.30 mm² (6 AWG) para cobre y de 21.15 mm² (4 AWG) para aluminio o mayores.

6) Los conductores derivados no atravesarán paredes, pisos ni techos.

7) La derivación se hará a no menos de 9 m desde el piso.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 240 PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE

240.100 - En alimentadores con tensiones superiores a 600 V, la protección debe ser como sigue:

Para fusibles - No más de tres veces la capacidad de conducción de corriente del circuito protegido.

Para interruptores - No más de seis veces la capacidad de ajuste de disparo térmico (ajuste de tiempo largo).

En cualquier caso, estas protecciones se deben coordinar.

CAPITULO 2 DISEÑO Y PROTECCION DE LAS INSTALACIONES ELECTRICAS

ARTICULO 250 PUESTA A TIERRA

250.23 - El conductor de puesta a tierra se lleva a cada interruptor de servicio con el objeto de que las corrientes de falla tengan un camino de retorno en el caso de una de corto circuito.

250.24 - Cuando uno o más edificios son alimentados de un sistema de CA puesto a tierra, cada servicio en cada edificio individual debe ser separadamente puesto a tierra. Si uno o más servicios son alimentados de un sistema no puesto a tierra, el electrodo de puesta a tierra debe estar conectado solamente a la cubierta del equipo de servicio.

250.27 - La puesta a tierra por medio de una alta impedancia o reactancia es una práctica que tiene por objeto limitar la corriente de falla a tierra a un valor seguro. La puesta a tierra por medio de alta impedancia se usa generalmente en sistemas no puestos a tierra.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 310 CONDUCTORES PARA INSTALACIONES DE USO GENERAL

310.4 - No se pueden poner en paralelo conductores menores a 53.48 mm^2 (1/0 AWG), excepto si son para control.

Factores de corrección por agrupamiento

(a) Para cables o canalizaciones que tengan más de 3 conductores que lleven corriente. Cuando el número de conductores que llevan corriente en un cable o en una canalización exceda de tres, la capacidad de corriente obtenida de las tablas y ya corregida por temperatura debe ser afectada por los factores de corrección por agrupamiento de la tabla siguiente:

Número de conductores que llevan corriente	Factores de corrección por agrupamiento
4 a 6	0.80
7 a 9	0.70
10 a 20	0.50
21 a 30	0.45
31 a 40	0.40
41 y más	0.35

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 318 CHAROLAS PARA CABLES

318.3 - Usos Permitidos. Los siguientes cables o canalizaciones pueden instalarse en charolas bajo las condiciones del artículo correspondiente:

Cables armados, cables con armadura engargolada, cables con cubierta no metálica, cables con cubierta no metálica y con pantalla, cables multiconductores para acometidas, cables multiconductores para alimentadores subterráneos y circuitos derivados, cables de energía y de control para charolas, cables de potencia limitada para charolas.

Cables monoconductores tipos THW-LS, THHW-LS, XHHW-LS para charolas en interiores o exteriores donde se requiera mayor protección contra la propagación de incendio y de baja emisión de humos.

Tubo conduit metálico semipesado, metálico pesado, rígido no metálico, metálico ligero, metálico flexible, metálico flexible hermético y no metálico flexible hermético

Los cables monoconductores, deben ser de 53.48 mm² (1/0

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 318 CHAROLAS PARA CABLES

En condiciones especiales y solamente para charolas del tipo de fondo sólido continuo, se permite el uso de secciones de cables monoconductores menores a 53.48 mm^2 pero no menores a 8.367 mm^2 (8 AWG).

Los cables para puesta a tierra deben ser de 107.2 mm^2 (4/0 AWG) o mayores

Nota: Este artículo no pretende limitar el uso de charola solo a establecimientos industriales.

318.3 - Uso No Permitido. En cubos de ascensores, o donde puedan estar sujetas a daño físico severo. Tampoco en espacios de manejo de aire, excepto como soporte, según la sección 300-22(c).

- No se permiten cables de 600 V o más junto con cables de 600 V o menos, excepto que sean separados por una barrera fija de material compatible o cuando los cables de más de 600 V sean del tipo MC.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 347 TUBERIA ELECTRICA NO METALICA

--- Es una canalización flexible, corrugada de sección transversal circular.

--- Resistente a la humedad.

--- Atmósferas químicas.

--- Resistentes a la flama.

--- Cuando se requiere (Art. 250), se debe adicionar un conductor para la puesta a tierra de los quipos

--- Debe sujetarse a intervalos no mayores a 1.80 m.

--- Debe marcarse sus características principales a cada metro.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 347 TUBERIA ELECTRICA NO METALICA

USOS PERMITIDOS :

--- En edificios que no excedan de tres pisos.

a) Visible cuando no este expuesto a daños físicos.

b) Oculto dentro de paredes, pisos o techos.

--- En edificaciones que excedan de tres pisos.

a) Oculto dentro de paredes, pisos o techos.

--- En lugares corrosivos.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 347 TUBERIA ELECTRICA NO METALICA

--- En lugares ocultos, secos o mojados.

--- Embebidos en concreto.

--- Dentro de plafones (construidos con material incombustible)

USOS NO PERMITIDOS

--- En lugares clasificados como peligrosos.

--- Como soporte de equipos y aparatos.

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 347 TUBERIA ELECTRICA NO METALICA

- Enterrada directamente.
- Cuando la tensión del conductor es mayor a 600 V.
- En teatros y lugares similares.
- Para conductores cuya temperatura de operación exceda la del tubo

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 362 DUCTO CUADRADO

362.2 - El ducto cuadrado metálico solamente se permite en instalaciones visibles, si son para lugares mojados deben ser herméticos a la lluvia.

No se permiten en lugares peligrosos

362.5 - No deben contener más de 30 conductores activos, los conductores de control no se consideran conductores activos

No se puede ocupar más del 20 % de la sección transversal del ducto

Si se cumple con la condición anterior no se deben aplicar factores decrementales a los 30 conductores activos

CAPITULO 3 METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

ARTICULO 362 DUCTO CUADRADO

Se pueden meter más de 30 conductores activos y aplicar factores decrementales pero no se puede ocupar más del 20 % de la sección transversal del ducto.

Para elevadores y montacargas el porcentaje máximo de relleno es del 50 % de la sección transversal del ducto.

362.8 - Deben ser soportados a no más de 1.5 m y en ningún caso mayor a 3 m entre soportes.

En tramos verticales el soporte no debe estar a más de 4.6 m con no más de una unión entre 2 soportes consecutivos.

CAPITULO 4 EQUIPOS DE USO GENERAL

ARTICULO 430 MOTORES

430-22. Para un solo motor, los conductores a no menos de 125% de la corriente nominal del motor a plena carga.

Para un motor de velocidad variable, en base a la corriente del devanado que consume más corriente

Los conductores para un motor de corto tiempo, deberán tener una capacidad de conducción de corriente no menor a la que se indica en la Tabla 430-22 (a).

**TABLA 430-22 (a) PORCENTAJES PARA LA SELECCION DE CODUCTORES
ALIMENTADORES A MOTORES QUE NO OPEREN EN SERVICIO
CONTINUO**

Clasificación del Servicio:	Por ciento de la corriente nominal indicada en la placa.			
	Régimen de trabajo de diseño del motor:			
	5 minutos	10 minutos	30 y 60 minutos	Servicio continuo
De corto tiempo : Accionamiento de válvulas, ascenso y descenso de rodillos	110	120	150	
Servicio Intermitente : Ascensores y montacargas, máquinas -herramientas, bombas, puentes levadizos, mesas giratorias, etc. para soldadoras de arco, ver Sección 630-21	85	85	90	140
Servicio Periódico: Rodillos, equipos para manejo de minerales y carbón, etc.	85	90	95	140
Trabajo variable	110	120	150	200

Cualquier motor puede considerarse en trabajo continuo, a menos que la naturaleza del aparato que accione, no trabaje continuamente con carga, bajo ninguna condición durante su operación.

CAPITULO 4 EQUIPOS DE USO GENERAL

ARTICULO 430 MOTORES

430-24. VARIOS MOTORES O MOTOR (ES) Y OTRA(S) CARGA(S).

Los conductores que alimentan varios motores o motor(es) y otra(s) carga(s), deberán:

- Conducir la suma de las corrientes a plena carga nominales de todos los motores, más el 25% de la corriente nominal del motor mayor del grupo, más la corriente nominal de las otras cargas

Cuando uno o mas motores del grupo operan por corto tiempo, se suma de acuerdo con la sección 430-22.

CAPITULO 4 EQUIPOS DE USO GENERAL

ARTICULO 430 MOTORES

430-28. DERIVACIONES EN LOS ALIMENTADORES.

Los conductores derivados de los alimentadores para motores deberán:

(1) Estar dentro de un equipo de control cerrado o dentro de una canalización, con una longitud no mayor de 3 m y en el área de la instalación estar protegido por control de sobrecarga en la línea que corresponde a la derivación del conductor, la clasificación o ajuste de esta no deberá de exceder el 1000% (10 veces) la capacidad del conductor de la derivación;

2) ser de $\frac{1}{3}$ de la capacidad de conducción de corriente de los conductores alimentadores.

ARTICULO 430 MOTORES

Los Alimentadores derivados mayores a 7.60 m de longitud, en fábricas de techo alto (mayores a 10 m de altura), los conductores derivados del alimentador principal, no podrán ser mayores a 7.60 m de longitud en dirección horizontal y su longitud total no mayor a los 30.50 m de longitud total cuando se reunan las condiciones siguientes:

- La capacidad de conducción de los conductores derivados, no es menor a un tercio de la capacidad de los conductores alimentadores.
- Los conductores derivados, terminan en un solo interruptor termomagnético o un juego sencillo de fusibles,
- Los conductores están instalados en canalizaciones.
- Los conductores derivados son continuos sin empalmes en toda su longitud.
- Los conductores derivados sean de una sección nominal transversal de 13.3 mm^2 (6 AWG) en cobre o 21.15 mm^2 (4 AWG) en aluminio o mayores.
- Los conductores derivados no se encuentran alojados en muros, pisos ó techos.
- Los conductores derivados no se encuentran a menos de 9.00m del piso.

CAPITULO 4 EQUIPOS DE USO GENERAL

ARTICULO 430 MOTORES

430.52 - Cuando los valores de la tabla 430.152 no permiten al motor arrancar, debido a corrientes grandes de arranque, se pueden usar valores mayores según lo siguiente:

1. fusibles del tipo sin retardo de tiempo que no excedan 600 A, pueden ser incrementados hasta 400 % de la corriente a plena carga del motor pero no debe exceder 400 %.
2. fusibles del tipo con retardo de tiempo, pueden ser incrementados hasta 225 % de la corriente a plena carga del motor pero no debe exceder 225 %.
3. interruptores del tipo de tiempo inverso pueden ser incrementados pero no exceder 400 % de la corriente a plena carga y hasta 100 A. Un incremento del 300 % se permite para corrientes a plena carga mayores a 100 A.
4. interruptores instantáneos pueden ser incrementados pero no exceder 1300 % de la corriente a plena carga del motor.

CAPITULO 6 EQUIPOS ESPECIALES

Artículo 680 Piscinas, Fuentes e Instalaciones Similares

680.6 - Se debe proveer protección contra falla a tierra para las unidades de alumbrado adjacentes a la piscina, la cual puede ser por medio de un interruptor contra falla a tierra o bien con un contacto del tipo con interruptor contra falla a tierra integrado.

680.20 - Los aparatos de iluminación subacuáticos, si no se instalan correctamente, pueden representar un riesgo para cualquier persona dentro de la piscina. Para proteger al usuario, el equipo de iluminación subacuático debe cumplir con lo siguiente:

- Estar instalado de tal manera que se prevenga el riesgo de electrocución, sin el uso de un circuito con protección de falla a tierra. Es importante hacer notar, sin embargo, que el equipo de iluminación subacuático que opera a una tensión de más de 15 V debe ser alimentado por un circuito con protección de falla a tierra.

- Debe estar limitado a 150 V entre conductores.

- Debe estar instalado al menos 0.45 m por debajo del nivel normal del agua.

SUBESTACIONES

(SECCION 2401-5 NOM-001-SEMP-1994)

MEDIO DE DESCONEXION GENERAL

- Debe ser de operación simultánea.
- Adecuado a la tensión y corriente nominal.

EXCEPCIONES

- En ampliaciones de subestaciones compactas.
- En subestaciones tipo intemperie abierto o pedestal con un solo transformador de 500 kVA o menor.
- En una unidad compacta de tipo desenchufable

SUBESTACIONES

DISPOSITIVO GENERAL DE PROTECCION CONTRA SOBRECORRIENTE.

(SECCIONES 2401-6, 2401-7 Y 2401-8 NOM-001-SEMP-1994)

- Adecuado a la tensión y corriente nominal.
- Capacidad interruptiva adecuada para la potencia máxima de cortocircuito que pueda presentarse en el lugar de la subestación.
- La protección del equipo en la subestación no debe depender del sistema de protección del suministrador.

- El usuario debe consultar con el suministrador para obtener la coordinación correspondiente.

SUBESTACIONES

SISTEMAS DE TIERRAS.

(SECCION 2403-1 NOM-001-SEMP-1994)

OBJETIVOS

- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia.
- Evitar diferencia de potencial (tensión de paso y contacto).
- Facilitar la operación de las protecciones.
- Mayor confiabilidad y seguridad.
- Evitar la aparición de potencial en el neutro.

ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TIERRAS.

- Red o malla de conductores.
- Electrodo de tierra.

--- Conductores de puesta a tierra.

--- Conectores.

SUBESTACIONES

CARACTERISTICAS DEL SISTEMA DE TIERRAS

(SECCION 2403-2 NOM-001-SEMP-1994)

--- El área ocupada por la subestación, debe encerrarse perimetralmente con un conductor continuo.

EXCEPCION :

--- Subestación tipo poste.

--- Subestación tipo pedestal.

--- Resistencia a tierra de la malla.:

- Menor a 25 ohms en S.E. hasta 250 kVA y 34.5 kV.
- Menor a 10 ohms en S.E. mayores de 250 kVA y hasta 34.5 kV.
- Menor a 5 ohms en S.E. con tensiones mayores a 34.5 kV.

EXCEPCION.:

Para terrenos con resistividad mayor a 3 000 ohms-metro, se permite que los valores anteriores de resistencia de tierra sean el doble para cada caso.

SUBESTACIONES

RESGUARDO Y ESPACIOS DE SEGURIDAD.

(SECCION 2404-1 NOM-001-SEMP-1994)

--- Las partes vivas que operen a una tensión mayor de 150 V a tierra.

Tabla 2404.1a)

Distancias mínimas a partes vivas descubiertas

1	2	3	4
Tensión nominal entre fases, V	Altura mínima m	Distancia horizontal mínima, m	Distancia mínima de resguardo a partes vivas, m

Hasta	600	2.60	1.00	0.05
Más de	600			
Hasta	6 600	2.70	1.00	0.10
	13 800	2.70	1.07	0.15
	23 000	2.80	1.14	0.23
	34 500	2.90	1.20	0.30
	69 000	3.20	1.50	0.58
	85 000	3.30	1.70	0.90
	115 000	3.50	1.85	0.94
	138 000	3.70	2.00	1.12
	161 000	3.90	2.25	1.32
	230 000	4.50	2.80	1.90

SUBESTACIONES

INTERRUPTOR GENERAL (DE OPERACION SIMULTANEA Y CON CARGA)

(SECCIONES 2405-10, 2405-12 Y 2405-13)
(NOM-001-SEMP-1994)

--- En toda subestación del usuario

EXCEPCION :

- En subestaciones intemperie tipo abierto o pedestal de 500 kVA o menores, bastara con un medio de desconexion en el primario capaz de interrumpir únicamente la corriente de excitación, no necesariamente de operación simultánea, instalando un interruptor automático en el secundario.

SUBESTACIONES

APARTARRAYOS

(SECCIONES 2405-28, 2405-29, 2405-30, 2405-31 Y 2405-32)
(NOM-001-SEMP-1994)

**OBJETIVO : PROTEGER AL EQUIPO DE LA
SUBESTACION CONTRA
SOBRETENSIONES**

--- INSTALACION :

- En todas las subestaciones puede hacerse tanto en el exterior como en el interior del local, tan cerca del equipo como sea factible.

RESGUARDO :

- Los apartarrayos y sus accesorios deben resguardarse en sitios inaccesibles.

SUBESTACIONES

APARTARRAYOS

(SECCIONES 2405-28, 2405-29, 2405-30, 2405-31 Y 2405-32)
(NOM-001-SEMP-1994)

CONEXION A TIERRA :

- Deben conectarse a tierra lo mas directamente posible.

--- Sección transversal del conductor de conexión a tierra en circuitos de 1 kV ó mas : No menor a 13.30 mm² para Cu y 21.15 mm² para Al.

--- Las partes metálicas y estructuras de apartarrayos deben conectarse a tierra cuando no se encuentren resguardados

METODOS DE INSTALACION Y MATERIALES

TUBERIA ELECTRICA NO METALICA

(SECCIONES 347-18, 347-19, 347-20, 347-21 Y 347-22)
(NOM-001-SEMP-1994)

--- Es una canalización flexible, corrugada de sección transversal circular.

--- Resistente a la humedad.

--- Atmósferas químicas.

--- Resistentes a la flama.

--- Cuando se requiere (Art. 250), se debe adicionar un conductor para la puesta a tierra de los quipos

--- Debe sujetarse a intervalos no mayores a 1.80 m.

--- Debe marcarse sus características principales a cada metro.

USOS PERMITIDOS :

--- En edificios que no excedan de tres pisos.

a) Visible cuando no este expuesto a daños físicos.

b) Oculto dentro de paredes, pisos o techos.

--- En edificaciones que excedan de tres pisos.

a) Oculto dentro de paredes, pisos o techos.

--- En lugares corrosivos.

--- En lugares ocultos, secos o mojados.

--- Embebidos en concreto.

--- Dentro de plafones (construidos con material incombustible)

USOS NO PERMITIDOS

--- En lugares clasificados como peligrosos.

--- Como soporte de equipos y aparatos.

--- Enterrada directamente.

--- Cuando la tensión del conductor es mayor a 600 V

--- En teatros y lugares similares.

--- Para conductores cuya temperatura de operación exceda la del tubo



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

CURSOS ABIERTOS

I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION E INSTALACIONES ELECTRICAS
PARA EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA.

MODULO III

UNIDADES DE VERIFICACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS.

ING. HECTOR SÁNCHEZ CEVALLOS.

Ley Federal sobre Metrología y Normalización, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 1o. de julio de 1992.

Artículo 68:

La verificación de las Normas Oficiales Mexicanas se realizará por las Dependencias del Ejecutivo Federal y por **Unidades de Verificación acreditadas**.

Artículo 69:

La Secretaría de Comercio y Fomento Industrial deberá acreditar, después de la aprobación de las dependencias competentes, a las personas físicas o morales para operar como **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.

Artículo 72:

La Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, publicará en el Diario Oficial de la Federación, periódicamente la relación de las **Unidades de Verificación acreditadas**. También publicará las suspensiones y revocaciones.

MARCO JURIDICO

Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de Diciembre de 1992.

Artículo 28 :

"Corresponde al solicitante del servicio, realizar a su costa y bajo su responsabilidad, las obras e instalaciones destinadas al uso de la energía eléctrica, mismas que deberán satisfacer los requisitos técnicos y de seguridad que fijen las Normas Oficiales Mexicanas.

Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicios en alta tensión, y de suministros en lugares de concentración pública, se requerirá que una unidad de verificación aprobada por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal certifique, en los formatos que para tal efecto expida ésta, que la instalación en cuestión cumple con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables a dichas instalaciones. La Comisión Federal de Electricidad solo suministrará energía eléctrica previa la comprobación de que las instalaciones a que se refiere este párrafo han sido certificadas en los términos establecidos en este artículo".

Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, publicada en el Diario Oficial de la Federación el 31 de Mayo de 1993.

Artículo 56:

"Cuando se trate de instalaciones eléctricas para servicio en alta tensión y de suministro en lugares de concentración pública, se requerirá que una unidad de verificación aprobada por la Secretaría verifique en los formatos que para tal efecto expida, que la instalación en cuestión y el proyecto respectivo cumplan con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables".

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.

REQUISITOS PARA LA APROBACION Y ACREDITAMIENTO DE UNIDADES DE VERIFICACION DE INSTALACIONES ELECTRICAS

Los aspirantes a Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas deberán presentar en la Dirección General de Operación Energética de la SEMIP, con copia a la Dirección General de Normas de la SECOFI.

- 1.- La solicitud debidamente requisitada, en formato expedido por la SEMIP.
- 2.- Copia del Título o de la cédula profesional expedida por la S.E.P., correspondiente a Ingeniero Electricista, Mecánico Electricista o ramas afines a la Ingeniería Eléctrica.
- 3.- Documento que avale su legal existencia; si es persona física presentar el registro correspondiente ante la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, si es persona moral presentar Acta Constitutiva y acreditar y comprobar que el personal técnico cumple con los requisitos señalados para personas físicas.
- 4.- Copia de los documentos que avalen 5 años de experiencia, como mínimo y que demuestren que se cuenta con capacidad técnica o profesional suficiente para la prestación del servicio que se pretende ofrecer.
- 5.- Documento que sustente la solvencia económica del solicitante, en el caso de persona moral los Estados Financieros de la empresa y en el caso de persona física acreditar dicha solvencia a satisfacción de la SEMIP.
- 6.- Certificado que avale que el equipo con que se pretende prestar el servicio de verificación de instalaciones eléctricas, está calibrado en laboratorios acreditados. Facturas que demuestren que el equipo es propio o tener subcontratados los servicios de un laboratorio de pruebas acreditado.
- 7.- Presentar una descripción detallada de los servicios que pretende prestar.
- 8.- Informar de las normas oficiales mexicanas que se pretendan verificar y describir los procedimientos que se utilizarán para la prestación de los servicios.
- 9.- Demostrar que se cuenta con la infraestructura suficiente y adecuada relacionada con los servicios que pretende prestar.
- 10.- Aprobar el examen que para el efecto autorice la SEMIP.

LOS EXAMENES DE EVALUACION SE REFERIRAN A :

- a) Aspectos legales relacionados con las Instalaciones Eléctricas.
 - 1) Ley Federal sobre Metrología y Normalización.
 - 2) Ley del Servicio Publico de Energía Eléctrica.
 - 3) Reglamento de la Ley del Servicio Publico de Energía Eléctrica.
 - 4) Acuerdo del 9 de Mayo de 1988 publicado en el Diario Oficial de la Federación.

- b) Conocimientos técnicos profundos sobre la Normatividad Eléctrica :
NOM-001-SEMP-1994.
 - 1) Capitulo 1 (Disposiciones Generales)
 - 2) Capitulo 2 (Diseño y Protección de las Instalaciones Eléctricas)
 - 3) Capitulo 3 (Métodos de Instalación y Materiales)
 - 4) Capitulo 4 (Equipos de Uso General)
 - 5) Capitulo 5 (Ambientes Especiales)
 - 6) Capitulo 6 (Equipos Especiales)
 - 7) Capitulo 7 (Condiciones Especiales)
 - 8) Capitulo 8 (Sistemas de Comunicación)
 - 9) Capitulo 9 (Alumbrado Publico)
 - 10) Capitulo 21 (Generalidades)

11) Capítulo 22 (Lineas Aéreas)

12) Capítulo 23 (Lineas Subterráneas)

13) Capítulo 24 (Subestaciones)

c) Aspectos Teóricos

1) Protecciones, Ajustes, Aspectos básicos de coordinación

2) Cálculos por Unidad

3) Corto Circuito

4) Mejoramiento del Factor de potencia

5) Selección del Equipo de Protección y Desconexión

6) Calculo y Selección de Transformadores

7) Equipo de Protección por Sobretensiones

8) Pruebas a Instalaciones Eléctricas

9) Calculo y Selección de Capacitores

10) Fuentes Ininterrumpibles de Energía Eléctrica

11) Criterios Normativos para la Selección del Equipo y Dispositivos Eléctricos

OBLIGACIONES DE LAS UVIES

La unidad de verificación deberá:

- Prestar con regularidad y eficiencia el servicio de verificación de instalaciones eléctricas a solicitud expresa de los usuarios de energía eléctrica, como lo marca el artículo 28 de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- Verificar el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas aplicables a las instalaciones eléctricas y emitir el dictamen correspondiente.
- Seguir la metodología para la revisión de proyecto y verificación de instalaciones eléctricas.
- Contar con la infraestructura mínima indispensable para ejecutar los servicios de verificación en forma expedita y eficiente.
- No tener interés comercial, ni ser parte de alguna institución o empresa pública o privada que tenga intereses comerciales directos en las instalaciones de los usuarios que verifique.
- No realizar servicios de verificación en instalaciones proyectadas y/o construidas por persona física o moral que forme parte de la unidad de verificación.
- La Unidad de Verificación que labore como servidor público y que desarrolle actividades directamente vinculadas con la verificación de instalaciones eléctricas de utilización, debe abstenerse de participar en cualquier forma en la atención, tramitación o resolución de asuntos relacionados con esta actividad, observando lo señalado en el Título Tercero, Capítulo I, Artículo 47, fracciones XII, XIII y XV de la Ley Federal de Responsabilidades de los Servidores Públicos.
- Guardar confidencialidad en los procesos de fabricación, derechos de autor o patente, derechos de propiedad y cualquier otra información que el usuario considere secreta o reservada.
- Hacer extensivo este compromiso al personal que labore personalmente bajo sus órdenes, y que tome parte en las verificaciones de las instalaciones eléctricas.
- Remitir a SEMIP dentro de los quince días siguientes a cada mes, a partir de la fecha de operación, el reporte técnico así como el listado de deficiencias encontradas, en su caso, copia del acta circunstanciada sea cual fuere su resultado y un ejemplar de la Constancia de Cumplimiento cuando este proceda.

- Recomendable que la UVIE intervenga desde el inicio del proyecto.
- El usuario debe de proporcionar a la UVIE :
 - Planos eléctricos.
 - Memoria Técnica.
 - Resultado de pruebas eléctricas.
- Honorarios sujetos al libre juego de la oferta y la demanda.
- La UVIE tiene cobertura nacional.
- Monopolios.
- La UVIE debe fundamentar con base en la NOM las deficiencias encontradas en su caso.
- Inconformidades.

**LUGARES DONDE SE PUEDEN CONSEGUIR LOS LISTADOS CON LOS NOMBRES,
DIRECCIONES Y TELEFONOS DE LAS UVIE'S.**

1. En el Diario Oficial de la Federación del 4 de mayo de 1994.
2. En todas las oficinas de atención al público de la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro.
3. En la Dirección General de Operación de Energía Eléctrica de la SEMIP, con domicilio en Francisco Márquez 160-2º piso, Col. Condesa, Del. Cuauhtémoc, C.P. 06140, México, D.F.
4. En las oficinas de :
 - La Cámara Nacional de la Industria de la Construcción.
 - La Cámara Nacional de Empresas de Consultoría.
 - La Cámara Nacional de la Industria de la Transformación.
 - La Cámara Nacional de la Industria Electrónica y Comunicaciones Eléctricas.
 - La Cámara Nacional de Manufacturas Eléctricas.
 - La Asociación Mexicana de Fabricantes de Conductores Eléctricos.
 - La Asociación Nacional de la Industria Química y Química.
 - La Asociación Mexicana de Empresas del Ramo de Instalaciones para la Construcción.
 - La Confederación de Cámaras Industriales.
 - La Confederación Nacional de Comerciantes de Material Eléctrico y Electrónico.
 - El Instituto de Investigaciones Eléctricas.
 - El Instituto de Tuberías Plásticas.

INFORMACION, ASESORIA Y QUEJAS

Para mayor información, asesoría o quejas, llamar a:

SECRETARIA DE ENERGIA, MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

564-76-10 (Quejas y Denuncias)

564-80-00 exts. 1326, 1192 y 1172

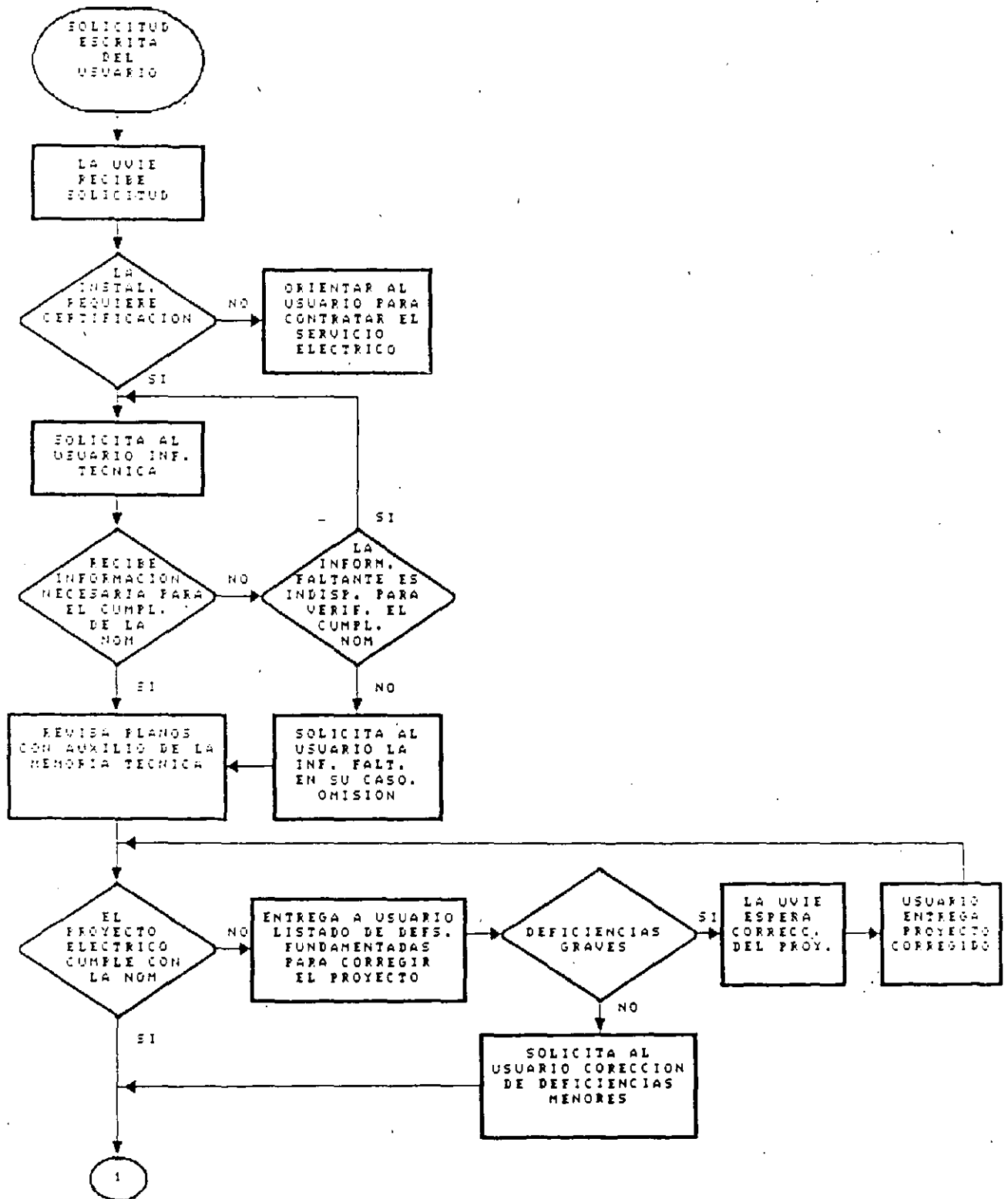
553-91-49 (Información)

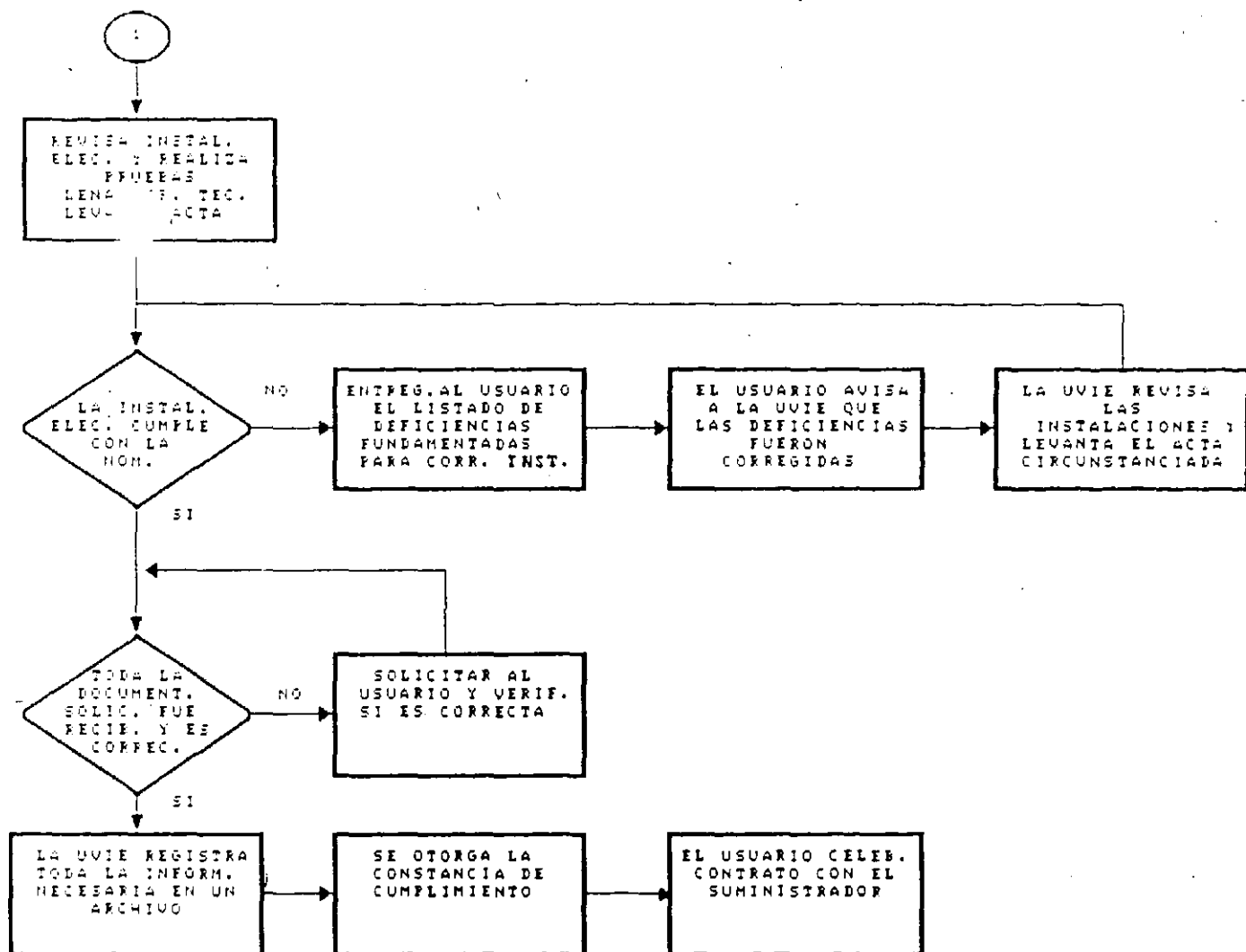
SACTEL (TELEFONOS DE LA SECRETARIA DE LA CONTRALORIA
GENERAL DE LA FEDERACION

En el Distrito Federal al : 604-12-40

En la República Mexicana al : 91-800-00-148
(La llamada es gratuita).

EVENTOS QUE PUEDEN PRESENTARSE EN UNA VERIFICACION







SECRETARÍA DE ENERGÍA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

I.- Requieren certificación por medio de una unidad de verificación de instalaciones eléctricas, aprobada por la Secretaría de Energía Minas e Industria Paraestatal y acreditada por la Secretaría de Comercio y Fomento Industrial, las instalaciones de energía eléctrica con las siguientes características:

- I.- Suministros en alta tensión, de más de 1000 volts entre conductores o más de 600 volts con respecto a tierra, en corriente alterna (exceptuando los señalados en el punto 2).
- II.- Lugares de concentración pública (exceptuando los señalados en el punto 2).

Se entiende como lugares de concentración pública:

- Albergues
- Asilos
- Arenas de box, lucha, patinaje, etc.
- Auditorios
- Baños Públicos
- Bares
- Bibliotecas públicas
- Bodegas, almacenes, expendios y envasadoras de materias líquidas, sólidas y gaseosas peligrosas
- Cárceles
- Cantinas
- Carpas
- Centros de convenciones
- Centros deportivos
- Centros nocturnos, cabaretes, discotecas, etc.
- Cines
- Circos
- Cortijos
- Centros para culto religioso
- Cafeterías
- Clínicas
- Edificios nuevos ocupados por arrendatarios, copropietarios o condominios habitacionales y de



SECRETARÍA DE ENERGÍA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

oficinas, de más de 3 niveles; exclusivamente en las instalaciones de los servicios comunes y alimentación general.

- Escuelas y demás centros docentes
- Estadios
- Expendios de Leche
- Exposiciones
- Fábricas de pinturas a base de solventes inflamables
- Fábricas de muebles de madera
- Fábricas de productos de hule y sus derivados
- Fábricas donde haya áreas de níquelado, galvanoplastia y polvos metálicos
- Fábricas textiles
- Ferias
- Funerarias
- Galerías
- Gasolineras y Estaciones de Servicio
- Guarderías
- Gimnasios
- Hangares y talleres de reparación aeronáutica
- Hoteles
- Hospitales y Sanatorios
- Instituciones financieras
- Juegos mecánicos
- Laboratorios
- Lavado y engrasado de automotores
- Lienzos charros
- Madererías
- Mercados
- Minas
- Molinos de Nixtamal
- Moteles
- Museos
- Parques de diversiones
- Plantas de bombeo y rebombeo de hidrocarburos líquidos y gaseosos
- Plantas químicas y petroquímicas
- Plantas de refinación en general
- Plantas de tratamiento de carbón
- Plazas taurinas
- Restaurantes
- Reclusorios
- Salones de fiestas
- Salones de baile
- Talleres de costura
- Teatros



SECRETARÍA DE ENERGÍA,

MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

- Terminales para pasajeros (aéreos, terrestres, marítimas)
- Tiendas departamentales y de autoservicio
- Tortillerías

Los demás inmuebles o áreas destinadas a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro motivo de reunión en forma habitual, así como los que se indican en la sección 501 de la Norma Oficial Mexicana de Emergencia NCM-EM-001-SEMP-1993.

- 2 - No se requerirá la certificación expedida por una unidad de verificación, en los siguientes tipos de instalaciones eléctricas:

a) CON CARGA CONTRATADA HASTA 10 KW.

- Albergues
- Cárceles
- Cantinas
- Cortijos
- Cafeterías
- Ferias
- Funerarias
- Galerías
- Instituciones financieras
- Juegos mecánicos
- Lienzos Charros
- Mercados
- Parques de Diversiones
- Plazas taurinas



SECRETARÍA DE ENERGÍA,

MINAS E INDUSTRIA PARASTATAL

- Restaurantes
- Reclusorios
- Talleres de costura
- Terminales para pasajeros (aéreos, terrestres, marítimas)
- Expendios exclusivamente de leche, molinos de nixtamal y tortillerías.
- Los demás inmuebles o áreas destinadas a fines de esparcimiento, recreativos, culturales, para recibir un servicio, concertar negocios o cualquier otro motivo de reunión en forma habitual.

b) CUALQUIER CARGA CONTRATADA

- Servicios de alumbrado público, Tarifas 5 y 5A para alumbrado (hasta en tanto existan NOM).
- Subestación tipo poste y red aérea, en alta tensión, tarifa 9, para bombeo de agua para riego agrícola.
- Subestación tipo poste y red aérea, en alta tensión, tarifa 6, para bombeos de aguas potables o negras del servicio público.
- Recontrataciones por cambio de razón social o giro sin incremento de carga contratada.
- Recontrataciones por disminución de la carga contratada.
- Recontrataciones sin cambio de razón social en servicios que fueron dados de baja, dentro de un período de 12 meses sin incremento de carga contratada.
- Instalaciones eléctricas que serán entregadas al suministrador para su operación.
- Instalaciones eléctricas utilizadas para la construcción de los inmuebles.



SECRETARIA DE ENERGIA,
MINAS E INDUSTRIA PARAESTATAL

- Instalaciones del Ejército, Armada y la Fuerza Aérea, que sean de carácter y fines exclusivamente militares y estén enmarcados dentro de la Seguridad Nacional (Las instalaciones armadas serán responsables de que dichas instalaciones cumplan con los ordenamientos legales).

c) CON CARGA CONTRATADA HASTA 40 KW Y CON SUMINISTROS EN BAJA TENSION

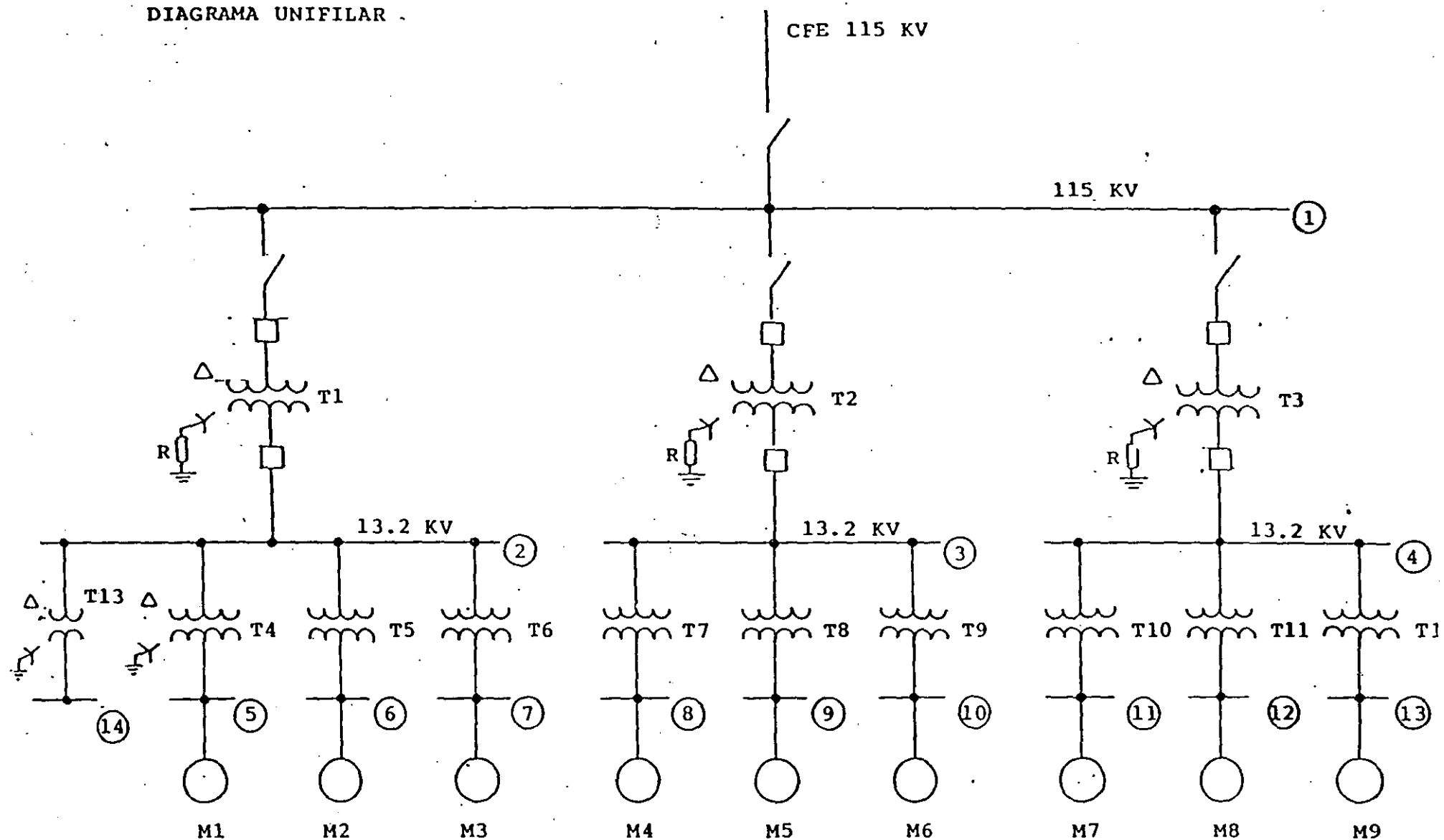
- Microindustrias
- Talleres exceptuando los de costura
- Fábricas exceptuando las que contengan ambiente peligroso.

**I CURSO INTERNACIONAL DE INSTALACIONES PARA EFICIOS
Y PARA LA INDUSTRIA MODULO III**

PROBLEMAS DE APLICACION

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

DIAGRAMA UNIFILAR .



DATOS DEL DIAGRAMA UNIFILAR

C.F.E. 115 KV.

Potencia de corto circuito trifásico = 1,626 MVA.

Potencia de corto circuito monofásico = 1,296 MVA.

TRANSFORMADORES T₁, T₂ Y T₃

5 MVA. 115 - 13.2/7.62 KV., Z = 6 %

Resistencia del neutro R = 12.7 Ohms

TRANSFORMADORES T₄ A T₁₂

1000 KVA. 13,200 - 440/254 V. Z = 4.6 %

TRANSFORMADOR T₁₃

75 KVA. 13,200 - 220/127 V. Z = 3 %

GRUPO DE MOTORES: M₁ A M₆

1000 KVA. 440 V. X = 25 %

VALORES EN p.u. REFERIDOS A UNA BASE DE 5 MVA

LOS VALORES DE VOLTAJE NOMINAL EN LOS BUSES SE CONSIDERARAN VOLTAJES BASE.

REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA:

$$\text{C.F.E.:} \quad X = \frac{5}{1,626} = 0.003075 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 5 MVA.:} \quad X = 0.06 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 1 MVA.:} \quad X = 0.046 \frac{5}{1} = 0.23 \text{ pu}$$

$$\text{CARGA 1 MVA.:} \quad X = 0.25 \frac{5}{1} = 1.25 \text{ pu}$$

$$\text{TRANSFORMADOR 75 KVA.:} \quad X = 0.03 \frac{5}{0.075} = 2.00 \text{ pu}$$

REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO:

C.F.E.:

$$I_a = I_{cc} = \frac{1,296,000}{\sqrt{3} \times 115} = 6,506.43 \text{ A.}$$

$$I_{\text{Base}} = \frac{5,000}{\sqrt{3} \times 115} = 25.102 \text{ A.}$$

$$I_{\text{pu}} = \frac{6,506.43}{25.102} = 259.2 \text{ pu}$$

$$I_{a0} = \frac{259.2}{3} = 86.4 \text{ pu}$$

DE LA ECUACION:

$$I_{a0} = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

DESPEJANDO X_0 :

$$X_0 = \frac{E}{I_{a0}} - 2X_1$$

$$X_0 = \frac{1}{86.4} - 2(0.003075) = 0.00542 \text{ pu}$$

RESISTENCIA DEL NEUTRO: $R_n = 12.7 \, \Omega$

$$Z_{Base} = \frac{13.2^2}{5} = 34.848 \, \Omega$$

$$R_n = \frac{12.7}{34.848} = 0.36444 \text{ pu}$$

$$3R_n = 1.09332 \text{ pu}$$

TRANSFORMADOR 75 KVA. $X_0 = X_1 = X_2 = 2.00 \text{ pu}$

TRANSFORMADOR 1 MVA: $X_0 = X_1 = X_2 = 0.23 \text{ pu}$

TRANSFORMADOR 5 MVA: $X_0 = X_1 = X_2 = 0.06 \text{ pu}$

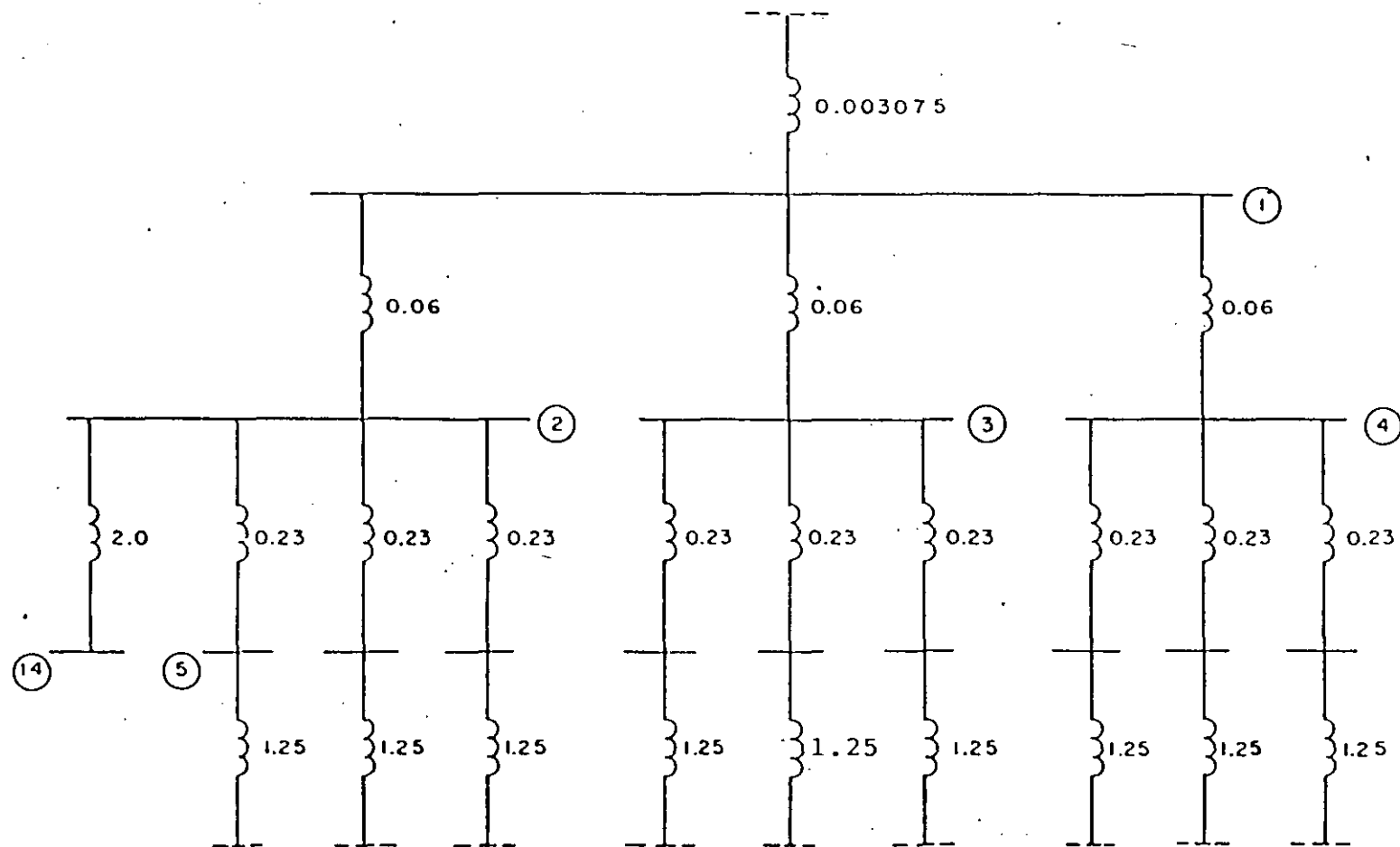


DIAGRAMA DE REACTANCIAS
SECUENCIA POSITIVA Y NEGATIVA

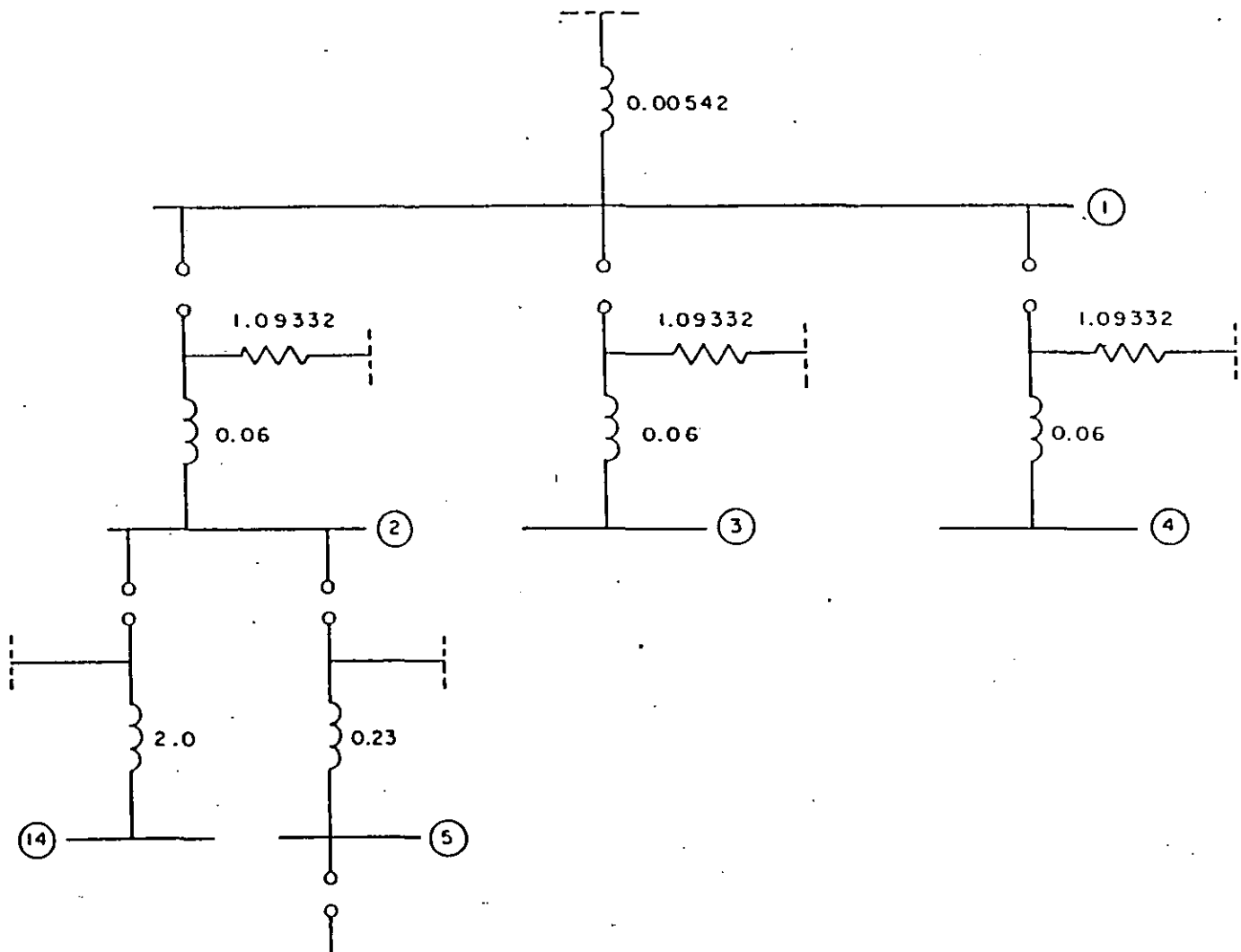


DIAGRAMA DE REACTANCIAS
SECUENCIA CERO

CALCULO DE CORTO CIRCUITO TRIFASICO.

DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA POSITIVA:

X EQUIVALENTE EN BUS 1: $X_1 = 0.00302 \text{ pu}$

$$P_{cc} = \frac{1}{0.00302} \times 5 = 1,655.76 \text{ MVA.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 2, 3 Y 4: $X_1 = 0.055898 \text{ pu}$

$$P_{cc} = \frac{1}{0.055898} \times 5 = 89.44 \text{ MVA.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 5: $X_1 = 0.234130 \text{ pu}$

$$I_{cc} = \frac{1}{0.234130} = 4.27110 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5,000}{\sqrt{3} \times 0.44} = 6,560.79 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 4.27110 \times 6560.79 = 28,022.03 \text{ A.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 14: $X_1 = 2.055898 \text{ pu}$

$$I_{cc} = \frac{1}{2.055898} = 0.486405 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 0.22} = 13,121.59 \text{ A.}$$

$$I_{cc} = 0.486405 \times 13121.59 = 6,382.4 \text{ A.}$$

CALCULO DE CORTO CIRCUITO MONOFASICO

DEL DIAGRAMA DE REACTANCIAS DE SECUENCIA CERO:

X EQUIVALENTE EN BUS 1: $X_0 = 0.005420 \text{ pu}$

$$I_{ao} = \frac{1}{2 (0.00302) + 0.005420} = 87.26 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 261.78 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 115} = 25.102 \text{ A.}$$

$$I_a = 261.78 \times 25.102 = 6,571.25 \text{ A.}$$

Z EQUIVALENTE EN BUS 2, 3 Y 4

$$Z_o = 1.09332 + j0.06 \text{ pu}$$

$$Z_o = 1.094965 \angle 3.14^\circ \text{ pu}$$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.055898 \angle 90^\circ) + 1.094965 \angle 3.14^\circ}$$

$$I_{ao} = 0.903577 \angle -8.929^\circ \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 2.710731 \angle -8.929^\circ \text{ pu}$$

$$I_{Base} = \frac{5000}{\sqrt{3} \times 13.2} = 218.69 \text{ A.}$$

$$I_a = 2.710731 \times 218.69 = 592.80 \text{ A.}$$

X EQUIVALENTE EN BUS 5: $X_o = 0.23 \text{ pu.}$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(0.234130) + 0.23} = 1.432131 \text{ pu}$$

$$I_a = 3I_{ao} = 4.296394 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = 6560.79 \text{ A.}$$

$$I_a = 4.296394 \times 6560.79 = 28,187.73$$

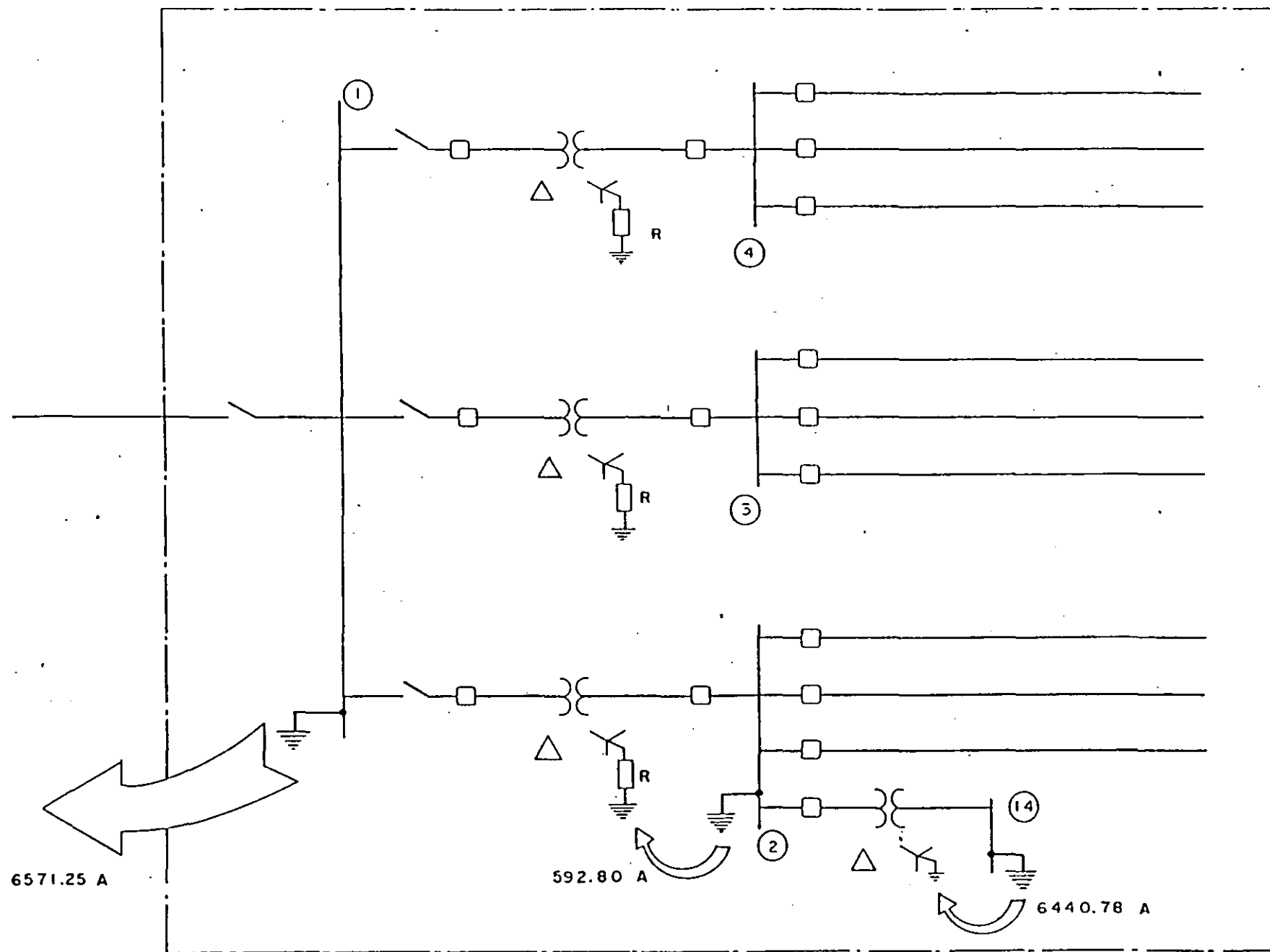
X EQUIVALENTE EN BUS 14: $X_o = 2.00 \text{ pu}$

$$I_{ao} = \frac{1.0}{2(2.055898) + 2.00} = 0.16362 \text{ pu}$$

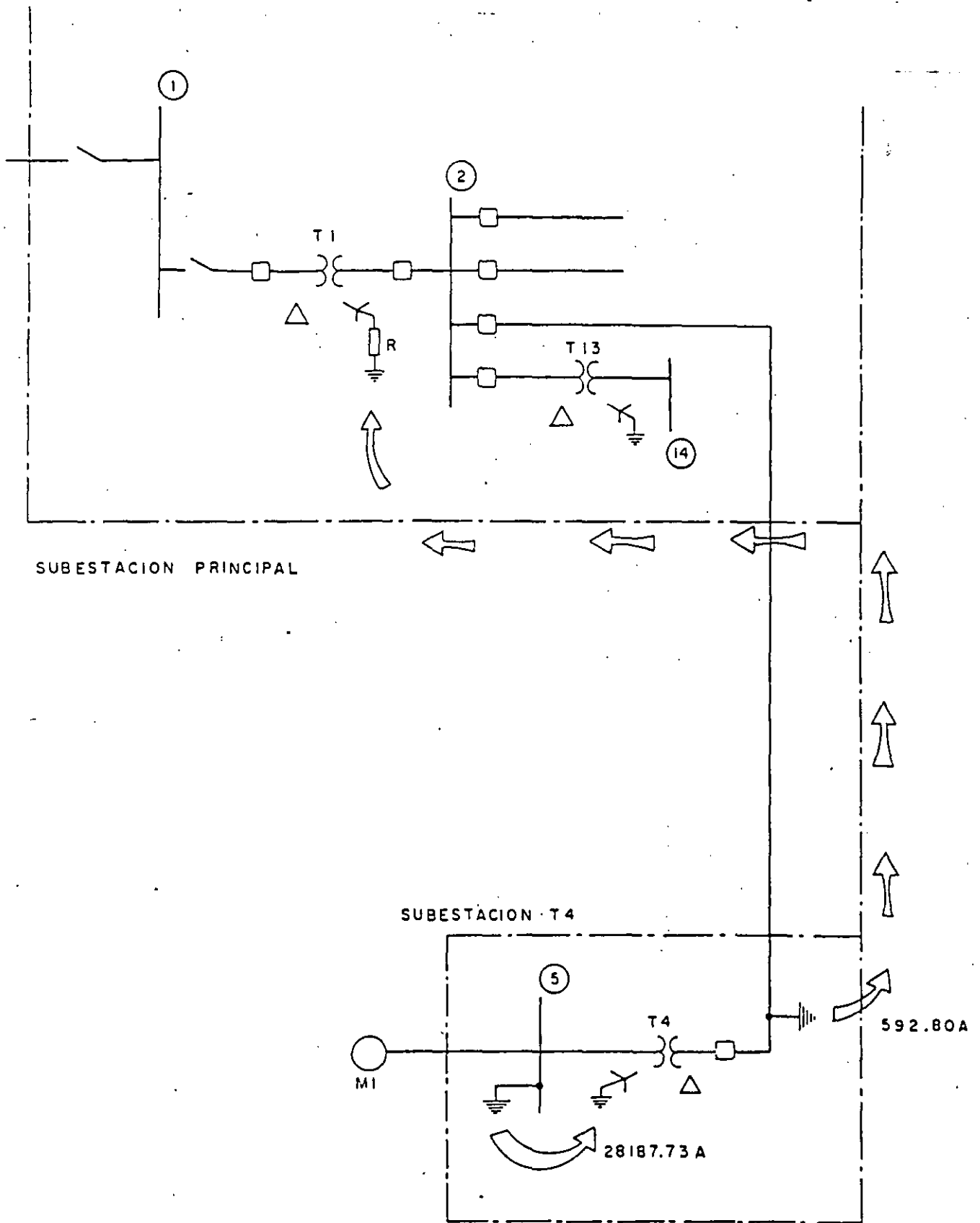
$$I_a = 3I_{ao} = 0.49085 \text{ pu}$$

$$I_{Base} = 13121.59 \text{ A.}$$

$$I_a = 0.49085 \times 13121.59 = 6,440.78 \text{ A.}$$



DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE FALLA
MONOFASICA EN SUBESTACION PRINCIPAL



DISTRIBUCION DE CORRIENTES DE FALLA
MONOFASICA EN SUBESTACION T4

MEMORIA DE CALCULO RED DE TIERRA

MC-EL-02

OBJETIVO

VERIFICAR QUE LOS POTENCIALES DE CONTACTO Y DE PASO EN LA RED DE TIERRA DE LA SUBESTACION NO EXCEDAN LOS VALORES LIMITE DE LOS POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

VERIFICAR TAMBIEN QUE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED SE ENCUENTRE DENTRO DEL RANGO DE VALORES RECOMENDADOS POR LAS NORMAS.

PROCEDIMIENTO DE CALCULO

ESTA BASADO EN LA NORMA:

IEEE std. 80-1986. (IEEE Guide for safety in AC Substation Grounding.)

REFERENCIAS

PLANO SUBESTACION PRINCIPAL 115 KV. CON ARREGLO DE EQUIPOS

MEMORIA DE CALCULO CORTO CIRCUITO TRIFASICO Y MONOFASICO.

DATOS PARA EL CALCULO

CORRIENTE DE FALLA MONOFASICA	$I = 6,571.25 \text{ A.}$
CORRIENTE DE DISEÑO	$I = 6,600 \text{ A.}$
LONGITUD DE LA SUBESTACION	$= 50 \text{ m.}$
ANCHO DE LA SUBESTACION	$= 37 \text{ m.}$
RESISTIVIDAD DEL TERRENO	$\rho = 200 \Omega - \text{m.}$
RESISTIVIDAD SUPERFICIAL (GRAVA EN LA SUP.)	$\rho_s = 3000 \Omega - \text{m.}$
PROFUNDIDAD DE LA RED	$h = 0.6 \text{ m.}$
ESPESOR DE LA CAPA DE GRAVA	$h_s = 0.15 \text{ m.}$
LONGITUD DE LA RED	$= 53 \text{ m.}$
ANCHO DE LA RED	$= 40 \text{ m.}$

CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES:

POTENCIAL DE PASO:

$$E_{270} = [1000 + 6(0.72)(3000)] 0.157 / \sqrt{0.5}$$

$E_{s70} = 3099.56 \text{ Volts}$

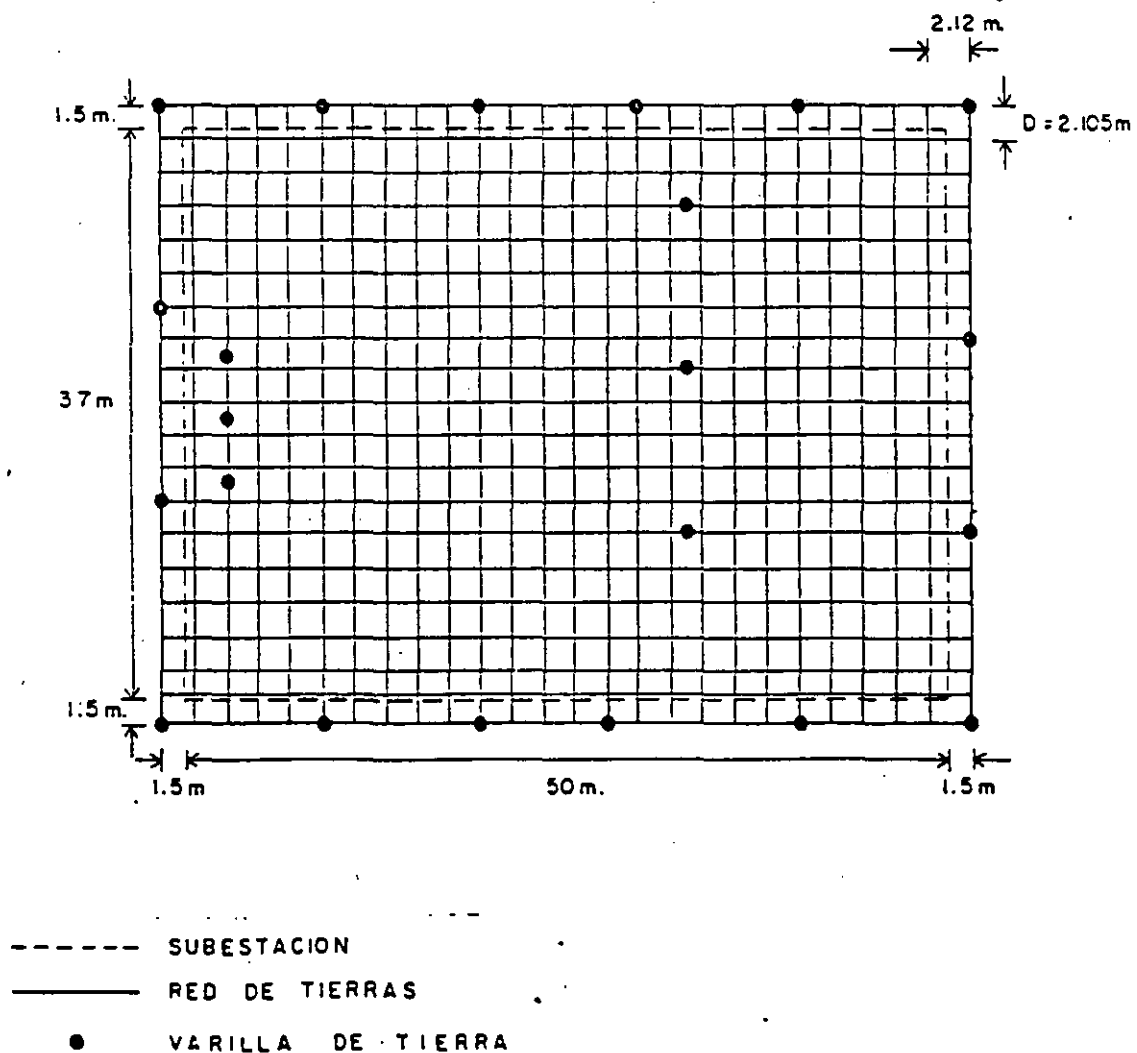
POTENCIAL DE CONTACTO:

$$E_{T70} = [1000 + 1.5 (0.72) 3000] 0.157 / \sqrt{0.5}$$

$$E_{T70} = 941.4 \text{ Volts}$$

DISPOSICION DE CONDUCTORES EN LA RED

SE CONSIDERARAN 20 CONDUCTORES PARALELOS Y 26 CONDUCTORES TRANSVERSALES COMO SE MUESTRA EN LA SIGUIENTE FIGURA:



TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA

$$t_f = 0.5 \text{ seg.}$$

RELACION X/R EN EL BUS DE FALLA

$$= 10$$

LONGITUD DE LAS VARILLAS DE TIERRA

$$= 3 \text{ m.}$$

DIAMETRO DE LAS VARILLAS DE TIERRA

$$= 0.0159 \text{ m.} \\ \left(\frac{5}{8}'' \right)$$

DISEÑO DE LA RED.

CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR (COBRE DESNUDO)

FACTOR DE DECREMENTO D_f :

PARA $X/R = 10$ Y $t_f = 0.5 \text{ seg.}$

$$D_f = 1.026$$

FACTOR DE PROYECCION C_p :

NO EXISTE INCREMENTO EN LA CORRIENTE DE FALLA.

$$C_p = 1.0$$

CORRIENTE MAXIMA DE MALLA:

$$I_d = 6600 \times 1.026 \times 1.0 = 6,771.6 \text{ A.}$$

SECCION DEL CONDUCTOR:

PARA CONECTORES MECANICOS DE BRONCE (ATORNILLABLES) $T_m = 450^\circ\text{C}$

DE TABLA 2 - IEEE std 80-1986: FACTOR = 8.6

$$A = 6771.6 \times 8.6 = 44,692.56 \text{ circular mils}$$

$$A = 44.692 \text{ KCM}$$

EL CONDUCTOR CALIBRE 2 AWG TIENE UNA SECCION DE 66.37 KCM, PERO POR RESISTENCIA MECANICA EMPLEAREMOS CALIBRE MINIMO 4/0 AWG (211.6 KCM) CON DIAMETRO $d = 0.0134 \text{ m.}$

CALCULO DEL FACTOR DE REDUCCION DEL VALOR NOMINAL DE ρ_s

$$K = \frac{200 - 3000}{200 + 3000} = - 0.875$$

DE LA FIGURA 8 - IEEE std 80 - 1986:

FACTOR DE REDUCCION: $C_s = 0.72$

CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA

CALCULO DE L_r :

$$L_r = 1.15 (22 \times 3.00) = 75.9 \text{ m}$$

CALCULO DE L :

$$L = (20 \times 53) + (26 \times 40) + 75.9 = 2,175.9 \text{ m}$$

CALCULO DE n :

$$n = \sqrt{20 \times 26} = 22.8 \text{ PARA CALCULAR } E_m$$

$$n = 26 \text{ PARA CALCULAR } E_s$$

CALCULO DE K_h :

$$K_h = \sqrt{1 + 0.6} = 1.2649$$

CALCULO DE K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\text{Ln} \left(\frac{2.105^2}{18 \times 0.6 \times 0.0134} + \frac{(2.105 + 2 \times 0.6)^2}{8 \times 2.105 \times 0.0134} - \frac{0.6}{4 \times 0.0134} \right) + \frac{1}{1.2649} \text{Ln} \left(\frac{8}{\pi (2 \times 22.8 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} [\text{Ln} (34.4452 + 48.4058 - 11.194) - 2.2634]$$

$$K_m = 0.3197$$

CALCULO DE K_i :

$$K_i = 0.656 + (0.172 \times 22.8) = 4.5776$$

POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA:

$$E_{tm} = 200 \times 0.3197 \times 4.5776 \times 8771.6 / 2175.9$$

$$E_{tm} = 910.88 \text{ volts}$$

CALCULO DE K_s :

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.6} + \frac{1}{2.105 + 0.6} + \frac{1}{2.105} (1 - 0.5^{24}) \right]$$

$$K_s = 0.5341$$

CALCULO DE K_t :

$$K_t = 0.656 + (0.172 \times 26) = 5.128$$

POTENCIAL DE PASO EN LA MALLA:

$$E_{sm} = 200 \times 0.5341 \times 5.128 \times 6771.6 / 2175.9$$

$$E_{sm} = 1704.7 \text{ volts}$$

COMPARACION DE POTENCIALES.

$$910.88 < 941.4 \text{ volts}$$

$$1704.7 < 3099.56 \text{ volts}$$

LA MALLA CUMPLE CON LOS POTENCIALES.

CALCULO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA RED.

$$R_g = 200 \left[\frac{1}{2100} + \frac{1}{\sqrt{20 \times 2120}} \left(1 + \frac{1}{1 + 0.6 \sqrt{\frac{20}{2120}}} \right) \right]$$

$$R_g = 1.9843 \text{ Ohms}$$

EMPLEANDO LA FORMULA DE SCHWARZ

$$h' = \sqrt{0.0134 \times 0.6} = 0.0897$$

$$\text{RELACION: LONGITUD/ANCHO} = 1.325$$

DE LA FIG. 18 IEEE std 80-1986

$$\text{PARA } h = \frac{1}{10} \sqrt{2120} = 4.80 \text{ m.}$$

$$\text{CURVA B: COEFICIENTE } K_1 = 1.14$$

$$\text{CURVA B: COEFICIENTE } K_2 = 4.8$$

$$R_1 = \frac{200}{\pi \times 2100} \left[\ln \left(\frac{2 \times 2100}{0.0897} \right) + 1.14 \frac{2100}{\sqrt{2120}} - 4.8 \right]$$

$$R_1 = 1.7567 \text{ Ohms}$$

$$R_2 = \frac{200}{2 \times 22 \times \pi \times 3} \left[\ln \left(\frac{8 \times 3}{0.0159} \right) - 1 + \left(2 \times 1.14 \frac{3}{\sqrt{2120}} \right) \right] \times$$

$$x (\sqrt{22} - 1)^2]$$

$$R_2 = 4.0236 \text{ Ohms}$$

$$R_{12} = \frac{200}{\pi \times 2100} \left[\ln \left(\frac{2 \times 2100}{3} \right) + 1.14 \frac{2100}{\sqrt{2120}} - 4.8 + 1 \right]$$

$$R_{12} = 1.6798 \text{ Ohms}$$

CALCULO DE R_g :

$$R_g = \frac{(1.7567 \times 4.0236) - (1.6798)^2}{1.7567 + 4.0236 - (2 \times 1.6798)}$$

$$R_g = 1.7542 \text{ Ohms}$$

LA RED TIENE UNA RESISTENCIA MENOR A 5 OHMS (SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION) POR LO QUE EL DISEÑO CUMPLE CON LOS REQUERIMIENTOS DEL CAPITULO 12 - IEEE std 80 - 1986.

**I CURSO INTERNACIONAL DE DISTRIBUCION INSTALACIONES ELECTRICAS PARA
EDIFICIOS Y PARA LA INDUSTRIA.**

MODULO III

SISTEMAS DE TIERRA

ING. ARTURO MORALES COLLANTES

INDICE

INTRODUCCION

1. GENERALIDADES
2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO, MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO
3. CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTE Y ASIMETRIA
4. RESISTENCIA A TIERRA
5. CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO
6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR
7. CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA
8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION.

Durante la última década, el desarrollo y aplicación de modelos y técnicas de evaluación para los estudios de sistemas de potencia han mejorado considerablemente y este ha sido el principal objetivo de muchas publicaciones.

Uno de estos estudios es el diseño de sistemas de tierra para las subestaciones eléctricas.

Si bien la necesidad de un adecuado diseño del sistema de tierra ha sido reconocido por muchos años, los criterios normalizados de diseño fueron establecidos hace solo 27 años con la publicación en 1961 de la Norma AIEE Std 80 -- Guide for Safety in AC Substation Grounding del American Institute of Electrical Engineers (AIEE).

Desde esa fecha se han publicado muchos trabajos que han mejorado los criterios de diseño y han desarrollado mejores métodos de análisis para determinar la eficacia de los sistemas de tierra.

En 1976 aparece la edición de la Norma IEEE Std 80 del Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) conteniendo solo algunos cambios de la edición anterior, siendo el principal, la revisión de un valor más estricto para la corriente permisible en el cuerpo humano.

La edición 1986 de la Norma IEEE Std 80 contiene mayores cambios en los pasos a seguir en el procedimiento del diseño.

El objetivo fundamental de estas notas es:

1. Proporcionar al alumno una versión condensada de la Norma.
2. Ilustrar los cambios en las ecuaciones y criterios de diseño encontrados en la edición 1986.
3. Ilustrar la aplicación de dichas ecuaciones a la solución de problemas.

Este tema cubre, además de todos los aspectos para el dise

1. GENERALIDADES

1.1 FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA.

1. Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
2. Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
3. Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).
4. Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
5. Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

1.2 COMPONENTES BASICOS DE UN SISTEMA DE TIERRA

El sistema de tierra de una subestación se integra con los siguientes elementos:

Conductores

Electrodos o varilla de tierra

Conectores o juntas

Cada elemento tendrá las siguientes características:

Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente en que se localice.

Conductividad eléctrica. De tal manera que no contribuya sustancialmente con diferencias de potencial locales en el sistema de tierra.

Capacidad de conducción de corriente. Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos durante las más severas condiciones de magnitud y duración de la corriente de falla.

Resistencia mecánica y robustez. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

1.3. MATERIAL PARA CONDUCTORES Y ELECTRODOS.

Los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cables trenzados de cobre, cobre estañado, copperweld (acero recubierto con cobre), acero, acero galvanizado, acero inoxidable ó aluminio.

Los electrodos o varillas de tierra son generalmente de acero, acero galvanizado, acero inoxidable, copperweld o acero embebido en concreto.

El factor principal en la selección de los materiales es la característica de corrosión que presentan al estar enterrados.

El cobre es la selección más común para los conductores ya que es económico y tiene buena conductividad, además de ser resistente a la corrosión y a la fusión.

Para los electrodos o varillas el material más empleado es el copperweld, ya que combina las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero, también se emplean varillas de acero galvanizadas para protegerlas de la corrosión.

El calibre de los conductores se determinará por requerimientos de conducción de corriente y el diámetro de las varillas por resistencia mecánica.

1.4. MATERIAL PARA CONECTORES.

Los conectores deberán seleccionarse con el mismo criterio con que se seleccionan los conductores, además tendrán las siguientes propiedades:

- a) Tener dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce al circular por él corrientes elevadas. (Resistente a la fusión).
- b) Tener suficientemente asegurados los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de él.

Generalmente se usan dos tipos de conectores:

Tipo presión. Incluye todas las conexiones que mediante presión mantienen en contacto al conductor con el conector. En este tipo están comprendidos los de tornillo y los de compresión. Estos conectores deberán diseñarse para una temperatura de 250 - 350 °C.

Tipo soldable o exotérmico. El cual mediante una reacción química el conductor y el conector se sueldan en una conexión molecular.

Este tipo de conector por su naturaleza soporta la misma temperatura de fusión que el conductor.

2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO. MEDICIONES DE CAMPO Y SELECCION DEL MODELO DEL SUELO.

2.1. INTRODUCCION

La resistividad eléctrica del suelo que rodea a una varilla o electrodo de tierra es uno de los parámetros más críticos que el diseñador tiene que determinar, debido a la gran influencia que tiene sobre la resistencia del electrodo y sobre los gradientes de voltaje en la superficie del área de la Subestación.

El principal objetivo del diseño de una red de tierras es limitar estos parámetros a valores seguros.

2.2. RESISTIVIDAD DEL TERRENO. DEFINICION Y UNIDADES

La resistividad eléctrica o resistencia específica de un terreno, es la resistencia de un volumen de éste, el cual tiene un área con sección transversal y longitud unitarias.

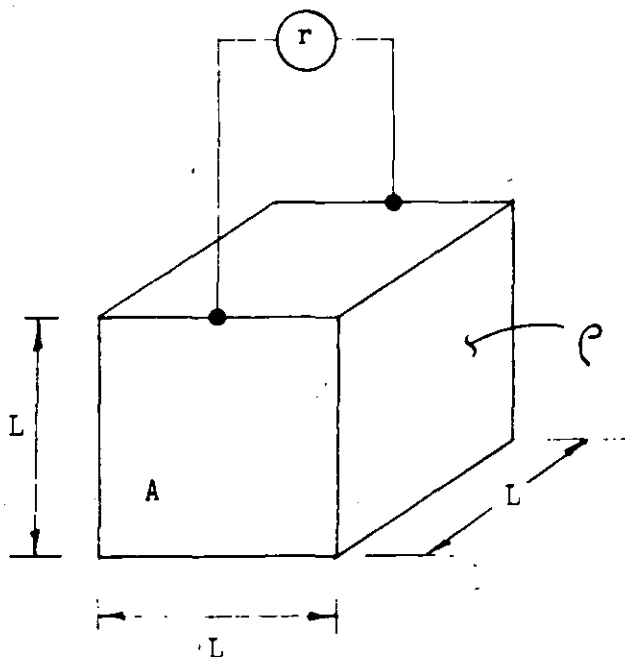


Figura 1

De la ecuación:

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Despejando a ρ :

$$\rho = R \frac{A}{L} = \text{Ohms} \frac{\text{long} \times \text{long}}{\text{long}} = \text{Ohms} \cdot \text{long}$$

En el sistema métrico:

ρ = Resistividad del terreno en Ohms - metro

R = Resistencia en Ohms

A = Area de la sección transversal en m^2

L = Longitud en m.

La resistividad del terreno para un diseño de tierras generalmente se determina con datos de campo, ya que la resistividad del terreno varía tanto horizontal como verticalmente, los datos generalmente conocidos como "perfil de resistividad aparente del suelo", se obtienen por pruebas y en varios lugares hasta una cierta profundidad en el terreno de la subestación.

Un modelo del terreno con sus parámetros empleados en el diseño, puede determinarse por simples técnicas o por los métodos más sofisticados de computadora.

2.3. CARACTERISTICAS DEL SUELO

El comportamiento de una varilla o electrodo de tierra enterrada en el suelo, puede analizarse por medio del circuito - mostrado en la figura:

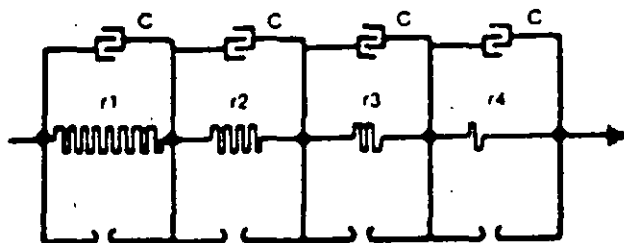


Figura 2

Como se muestra, la mayoría de los suelos se comportan como un conductor de resistencia r y como un dieléctrico; excepto para ondas de alta frecuencia y frente con mucha pendiente penetrando un suelo de material muy resistivo, la corriente de carga es despreciable en comparación con la corriente de fuga y la tierra puede representarse por una resistencia pura.

2.4. EFECTO DEL GRADIENTE DE VOLTAJE

La resistividad del suelo no se afecta por el gradiente de voltaje a menos que este exceda un cierto valor crítico. El valor algunas veces varía con el tipo de material del suelo, generalmente tiene una magnitud de varios Kilovolts por centímetro.

Una vez excedido, se desarrollará un arco en la superficie del electrodo que avanzará hacia tierra a fin de incrementar el tamaño efectivo del electrodo, hasta que los gradientes son reducidos a valores que el material del suelo pueda soportar.

Esta condición se ilustra con la presencia de gaps en la Fig. 2.

Ya que el sistema de tierras de la Subestación se diseña para cumplir con criterios más rigurosos de límites de voltajes de paso y de contacto, el gradiente puede suponerse que está por debajo del valor crítico.

2.5. EFECTO DE LA MAGNITUD DE LA CORRIENTE

La resistividad del suelo en la vecindad de una varilla o electrodo de tierra puede afectarse por las corrientes que fluyen de los electrodos hacia el terreno que la rodea.

Las características térmicas y el contenido de humedad del suelo determinarán si la corriente de una magnitud y duración causará que el terreno pierda humedad y se incremente su resistividad.

Un valor conservador de densidad de corriente no debe exceder de 200 A/m^2 en un segundo.

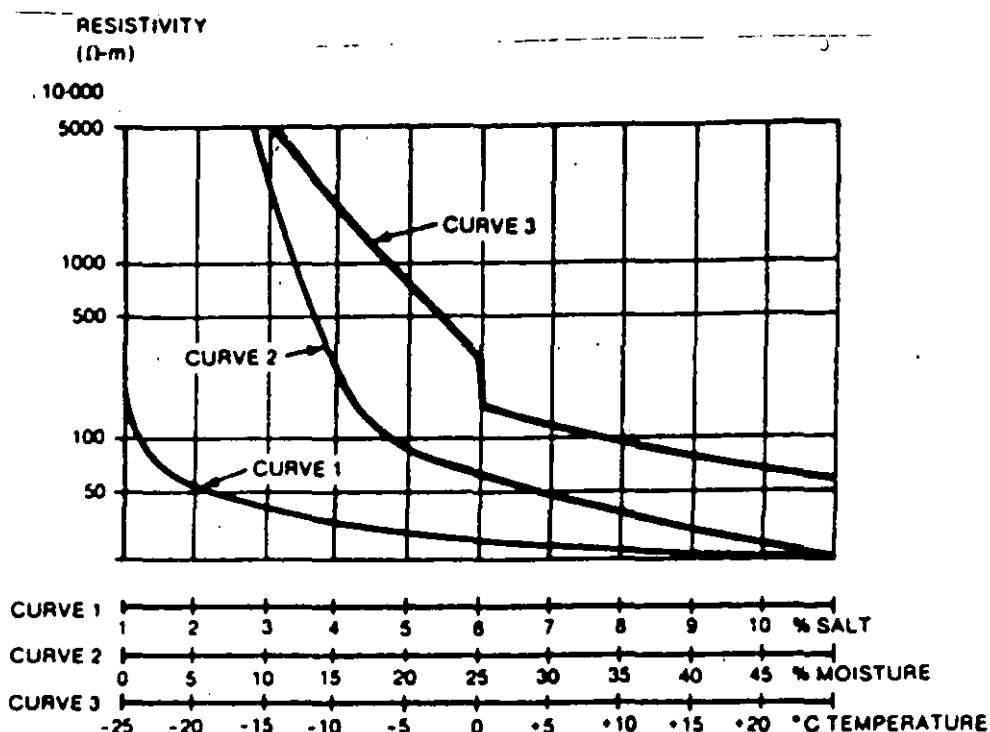
2.6. EFECTO DE LA HUMEDAD, TEMPERATURA Y CONTENIDO QUIMICO SOBRE LA RESISTIVIDAD.

La resistividad de la mayoría de los suelos se eleva considerablemente cuando el contenido de humedad se reduce a menos del 15% del peso del suelo. La cantidad de agua en el suelo depende del tamaño de las partículas, su compactación y variabilidad. Sin embargo como se muestra en la Fig. 3, curva 2, la resistividad se afecta muy poco una vez que el contenido de humedad excede el 22%.

La curva 3 de la Fig. 3, muestra la variación típica de la resistividad del suelo con respecto a la temperatura para un suelo arcilloso conteniendo 15.2% de humedad por peso. El efecto de la temperatura sobre la resistividad del suelo puede considerarse despreciable para temperaturas arriba -- del punto de congelación. A 0°C el agua en el suelo se empieza a congelar e incrementar su resistividad rápidamente.

La composición y la cantidad de sales solubles, ácidos e alkalis presentes en el suelo, pueden afectar considerablemente su resistividad. La curva 1 de la Fig. 3, ilustra el efecto típico de la sal (Cloruro de sodio) sobre la resistividad del suelo que contiene 30% de humedad por peso.

Figura 3



2.7. TECNICAS DE MEDICION.

La investigación en campo del terreno de una Subestación, es esencial para determinar tanto la composición general del -- suelo como la obtención de algunas ideas básicas acerca de -- su homogeneidad. Generalmente excavaciones y otros trabajos de Ingeniería Civil estan ya en desarrollo en o cerca del siti donde se localizará la malla de tierras.

La resistividad del suelo para el diseño de una red de tie--rras generalmente se determina recopilando datos de campo en el sitio en cuestión. Ya que existen variaciones tanto hori--zontal como verticalmente en la composición de un suelo, es conveniente realizar las pruebas de campo en varios lugares del terreno. La mayor cantidad posible de datos obtenidos -- en las pruebas nos permitirá seleccionar con precisión el -- modelo del suelo a usar en el diseño de nuestra red.

Existen 2 métodos para la medición de la resistividad del -- terreno:

a) METODO DE 4 PUNTOS O METODO DE WENNER

Este método es el más usado para la medición de la resisti--vidad promedio del terreno.

Se entierran pequeños electrodos a una profundidad "b" y es--paciados a intervalos "a". Se hace circular una corriente -- de prueba I entre los dos electrodos exteriores y se mide -- con un voltmetro de alta impedancia el voltaje en los 2 in--teriores. La relación V/I nos dará la resistencia en Ohms.

Existen 2 variaciones en este método:

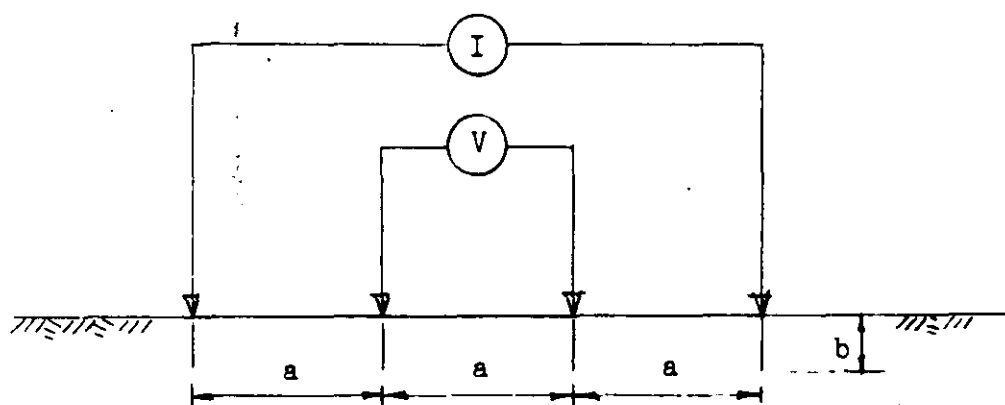
A) Electrodos igualmente espaciados o Arreglo de Wenner.

Con este arreglo los electrodos están igualmente espaciados como se muestra en la Fig. 4-a.

Sea "a" la distancia entre dos electrodos adyacentes, entonces la resistividad en términos de las longitudes "a" y "b" que podemos medir será:

$$\rho = \frac{4\pi ar}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}}$$

La localización de los electrodos es sobre una línea recta.



$$b=0.1a$$

Figura 4-a

Si la longitud "b" es mucho menor que la longitud "a", puede despreciarse y la fórmula se reduce a:

$$\rho = 2\pi ar$$

y da aproximadamente la resistividad promedio (también conocida como resistividad aparente) del terreno.

Las lecturas obtenidas en campo pueden graficarse en función de su espaciamento, indicándonos donde existen capas de diferente suelo con sus respectivas resistividades y profundidades.

B) Electrodos no igualmente espaciados o Arreglo de Schlumberger - Palmer.

Una desventaja del método de Wenner es el decremento rápido en la magnitud del voltaje entre los 2 electrodos interiores cuando su espaciamiento se incrementa a valores muy grandes. Para medir la resistividad con espaciamiento grande entre los electrodos de corriente, puede usarse el arreglo mostrado en la Fig. 4-b

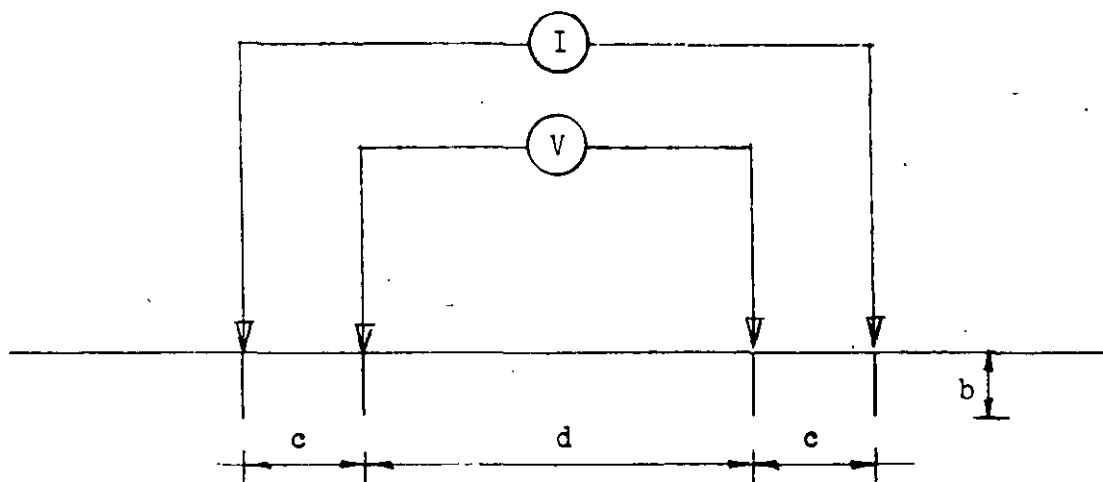


Figura 4-b

Los electrodos de potencial se localizan lo más cerca de los correspondientes electrodos de corriente, esto incrementa el potencial medido.

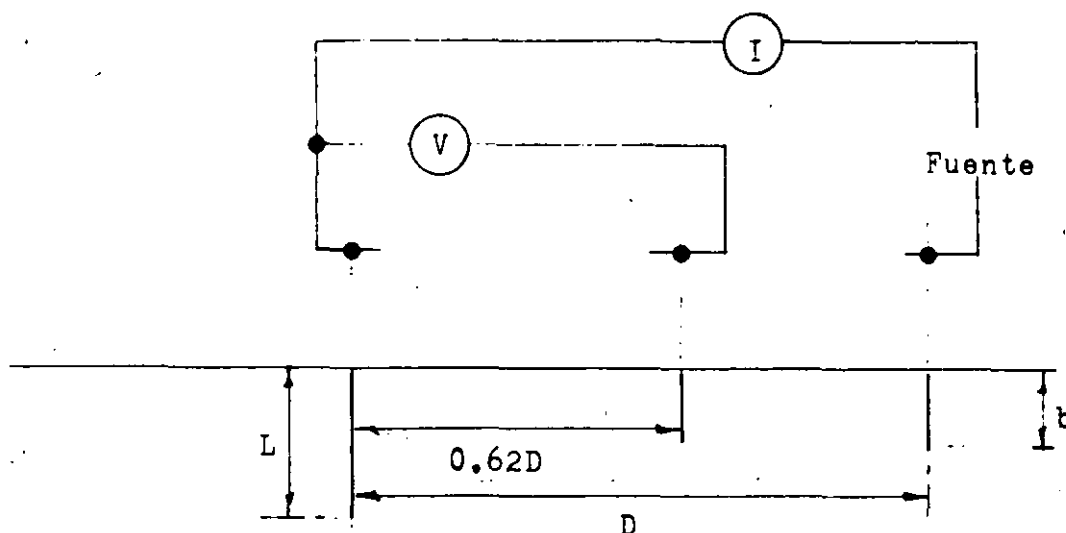
La fórmula empleada en este caso puede determinarse fácilmente. Si la profundidad "b" de los electrodos es pequeña comparada con la separación "d" y "c", entonces la resistividad aparente puede calcularse como:

$$\rho = \frac{\pi c(c+d)r}{d}$$

Además con valores grandes de $(d/(2c + d))$, las variaciones de las resistividades medidas debidas a irregularidades en la superficie son reducidas a un mínimo, dando mediciones más precisas.

b) METODO DE TRES PUNTOS O DE CAIDA DE POTENCIAL

El diagrama de conexiones para este método se muestra en la Fig. 5 :



En este método la profundidad L de la varilla de prueba localizada en el terreno es variable. Las otras dos varillas conocidas como varillas de referencia se entierran a poca profundidad " b " y espaciadas sobre una línea recta; con la varilla de voltaje localizada a 62% de la distancia entre la varilla de corriente y la varilla de prueba.

Para minimizar la interferencia inter-electrodos, la varilla de corriente deberá localizarse al menos a una distancia $5L_{\max}$ alejada de la varilla de prueba.

Estas especificaciones para la localización de las varillas de referencia están basadas en la suposición de un suelo uniforme.

Para un suelo uniforme, la resistencia de una varilla de longitud L y diámetro D enterrada en suelo de resistividad ρ está dada por:

$$r = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \frac{2.943 L}{D} \right]$$

Para cada longitud L de la varilla, la resistencia r medida determina el valor de resistividad aparente, el cual cuando se grafica contra L es de gran ayuda para determinar las variaciones de la resistividad del terreno con la profundidad.

3. CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA, ANALISIS DE FALLAS, DIVISION DE CORRIENTES Y ASIMETRIA.

3.1. DETERMINACION DE LA CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA.

Para determinar el valor correcto de la corriente máxima de malla I_G para el cálculo de la red de tierras de la sub estación, se seguirán los siguientes pasos:

- a) Evaluar el tipo y localización de aquellas fallas a tierra que probablemente producirán los mayores flujos de corriente entre la malla y el terreno circundante, produciendo la mayor elevación en el potencial de la malla con respecto a tierra (GPR) y los mayores gradientes de potencial en el área de la subestación.
- b) Determinar por cálculo, el factor de división de la corriente de falla S_f , para cada uno de los tipos de falla seleccionados en el inciso a) y establecer los valores correspondientes de corriente simétrica de malla, I_g .
- c) Para cada uno de los tipos de falla y basado en su tiempo de duración t_f , determinar el valor del factor de decrecimiento D_f para los efectos de asimetría de la onda de la corriente de falla.
- d) Seleccionar el valor más grande del producto $D_f I_g$ y por lo tanto la peor condición de falla; y establecer el valor del factor de proyección C_p para obtener los márgenes para crecimiento futuro del sistema.

3.2. CORRIENTE SIMETRICA DE MALLA.

Es una parte de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye de la malla de tierras hacia el terreno que la rodea. Puede expresarse como:

$$I_g = S_f I_f$$

Donde:

I_g = Corriente simétrica de malla en Amperes

I_f = Valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en Amperes

S_f = Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla a la parte de esta corriente que fluye de la malla hacia el terreno.

3.3. CORRIENTE MAXIMA DE MALLA.

El valor de la corriente máxima de malla se define como:

$$I_G = C_p D_f I_g$$

Donde:

I_G = Corriente máxima de malla en Amperes

D_f = Factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla t_f en segundos.

C_p = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$.

I_g = Corriente simétrica de malla (valor rms) en Amperes,

3.4 EFECTO DE LA ASIMETRIA. FACTOR DE DECREMENTO

La máxima corriente de malla I_G como se describio en el punto 3.3 de estas notas, es la máxima corriente asimétrica que fluye entre la malla de tierra y el terreno que la rodea.

Esta corriente incluye la corriente simétrica I_g , así como una corrección para la componente de corriente directa. Esta componente decae exponencialmente y se conoce como desplazamiento de la corriente cd .

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento D_f el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de cd.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} \left[1 - e^{-2t_f/T_a} \right]}$$

Donde: t_f = Duración de la falla en segundos

T_a = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{\omega R}$$

La relación X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

Se presenta la siguiente tabla para D_f y diferentes valores de X/R :

Decrement Factor D_f for Various X/R Ratios

Fault Duration t_f (sec)	60 Hz Cycles	Decrement Factor D_f			
		X/R =10	X/R =20	X/R =30	X/R =40
.00833	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

3.5. FACTOR DE DIVISION DE LA CORRIENTE DE FALLA.

Se define como:

$$S_f = \frac{I_g}{3I_o} = \frac{I_g}{I_f}$$

Donde:

I_g = Corriente simétrica de malla

I_o = Corriente de secuencia cero en el punto de falla

3.6. TIPOS DE FALLA A TIERRA.

Pueden ocurrir diferentes tipos de falla en el sistema, pe

ro desafortunadamente es difícil determinar que tipo de falla y su localización, proporcionarán el mayor flujo de corriente entre la malla de tierras y el terreno que la rodea. (Corriente I_G en las figuras 6, 7, 8, y 9).

En la determinación de los tipos de falla deberá considerarse la probabilidad de que ocurra la falla. Para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes se realice únicamente con la falla de línea a tierra (monofásica) y de dos líneas a tierra (bifásica a tierra).

Las fórmulas para calcularlas son respectivamente:

$$I_o = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_o}$$

$$I_o = \frac{EX_2}{X_1(X_o + X_2) + X_2X_o}$$

Donde:

I_o = Corriente rms simétrica de secuencia cero en el punto de falla

E = Voltaje en el punto de falla

X_1 = Reactancia equivalente de secuencia positiva en el punto de falla

X_2 = Reactancia equivalente de secuencia negativa en el punto de falla

X_o = Reactancia equivalente de secuencia cero en el punto de falla

3.7. EFECTO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

En la mayoría de los casos, es suficiente calcular la corriente máxima de malla I_G como se describió en los párrafos anteriores, despreciando las resistencias de los elementos del sistema eléctrico, la resistencia a tierra de la malla y la impedancia de la falla. El error que se in--

roduce en los cálculos es despreciable dando más margen de seguridad a la red, ya que la corriente calculada es ligeramente mayor.

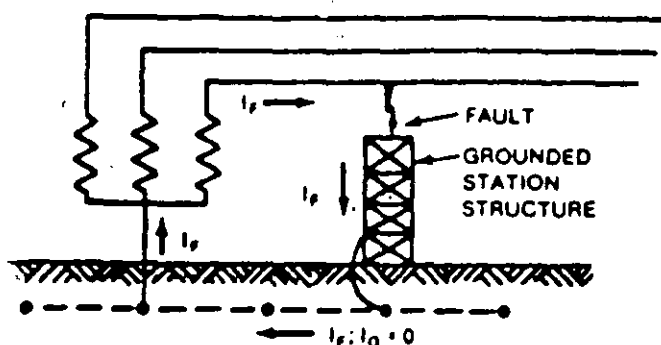


Figura 6

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado localmente

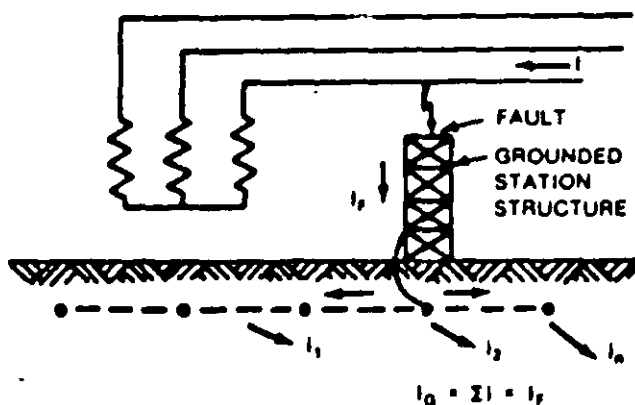


Figura 7

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado remotamente

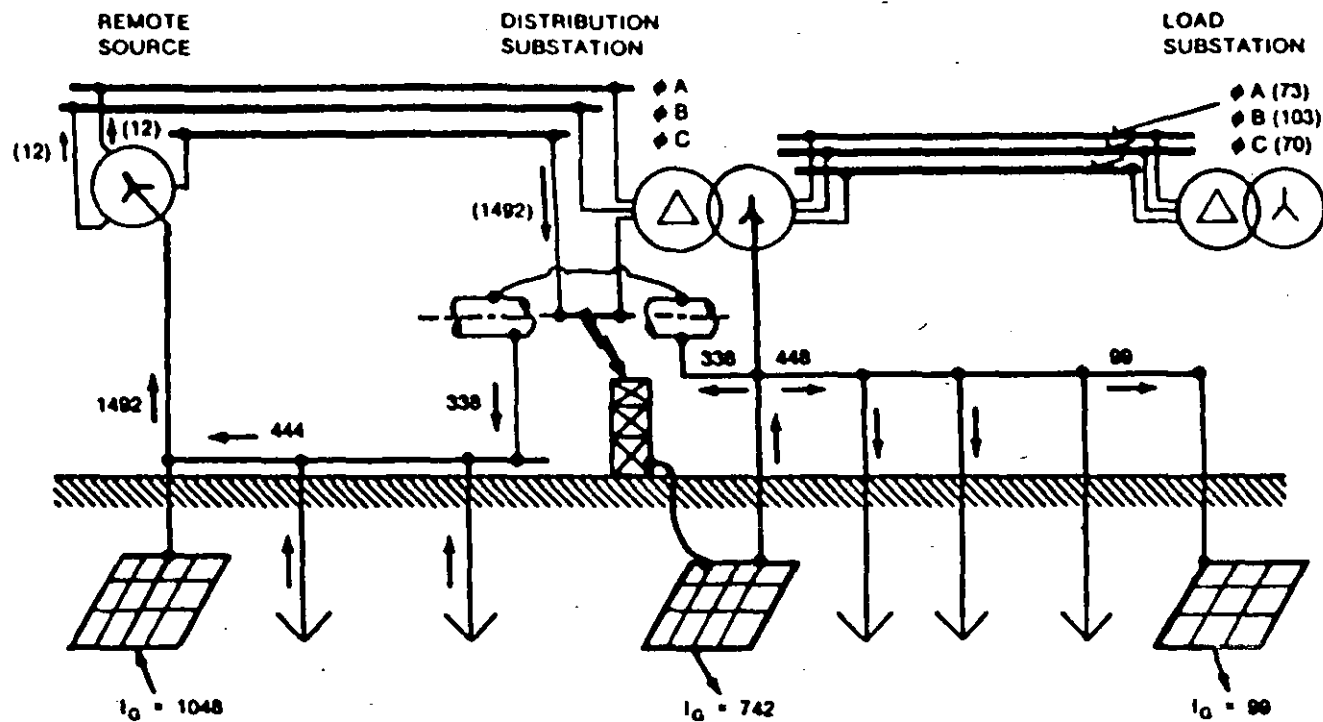


Figura 9

División de corrientes para una falla en el lado de alta tensión de una subestación de distribución

4. RESISTENCIA A TIERRA.

Un sistema de tierras deberá proveer una resistencia a tierra con valores cercanos a cero; en la práctica la elevación del potencial a tierra en el lugar de la subestación se incrementa proporcionalmente con la corriente de falla, a altas corrientes se deberá tener un valor muy bajo de resistencia a tierra del sistema.

Para subestaciones de potencia es recomendable tener valores de resistencia a tierra cercanos a 1 Ohm ó menos; mientras que en subestaciones de distribución un rango aceptable es de 1 a 5 Ohms dependiendo de las condiciones locales.

4.1. CALCULOS SIMPLIFICADOS.

El valor estimado de la resistencia a tierra es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el arreglo básico del sistema de tierras. A primera vista esto puede parecer difícil; el sistema de tierras todavía no está diseñado y su resistencia es desconocida.

Afortunadamente la resistencia depende en primer lugar del área ocupada por el sistema de tierras, la cual es conocida desde que se inicia el diseño.

Como primera aproximación, el valor mínimo de la resistencia a tierra en la subestación en suelo uniforme puede estimarse por medio de la fórmula de una placa metálica circular una vez que se ha determinado la resistividad del suelo.

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} \quad \dots 1$$

Donde:

R_g = Resistencia a tierra en Ohms

ρ = Resistividad promedio del suelo en Ohm-metro

A = Area ocupada por la malla de tierra en m^2

Puede obtenerse un valor límite de la resistencia agregando

un término a la fórmula anterior:

$$R_s = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad \dots 2$$

Donde L es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

El segundo término reconoce el hecho de que la resistencia de cualquier sistema que consiste en un número de conductores es mucho mayor que el formado por una placa sólida, y que esta diferencia decrecerá cuando se incremente la longitud de los conductores enterrados, aproximándose a cero cuando L sea infinita, alcanzándose la condición de placa sólida.

Las ecuaciones anteriores pueden emplearse con razonable precisión para profundidades de la red menores a 0.25 metros.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right] \quad \dots 3$$

Donde h es la profundidad de la malla en metros.

La ecuación 1 se usará solamente cuando se requiera un valor estimado de la resistencia a tierra.

Las ecuaciones 2 y 3 son de gran ayuda para calcular la elevación de potencial a tierra para evaluar un diseño preliminar y determinar la longitud aproximada de conductores enterrados que se necesitan para el control de los voltajes de paso y de contacto.

Para una mejor estimación de la resistencia a tierra de mallas con varillas de tierra, deberá emplearse la fórmula -

de Schwarz descrita a continuación.

4.2. FORMULA DE SCHWARZ.

La resistencia total de un sistema que consiste de una combinación de conductores horizontales (malla) y electrodos verticales (varillas), es menor que la resistencia de cualquiera de los componentes por separado, pero mayor que su combinación en paralelo.

La resistencia total es:

$$R_s = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}} \quad \dots 4$$

Donde:

R_1 = Resistencia de los conductores de la malla

R_2 = Resistencia de todas las varillas de tierra

R_{12} = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas.

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para R_2 y R_{12} han sido modificadas.

$$R_1 = (\rho_1 / \pi l_1) (\ln (2l_1 / h') + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2) \quad \dots 5$$

$$R_2 = (\rho_a / 2\pi n l_2) [\ln (8l_2 / d_2) - 1 + 2K_1 (l_2 / \sqrt{A}) (\sqrt{n} - 1)^2] \quad \dots 6$$

$$R_{12} = (\rho_a / \pi l_1) [\ln (2l_1 / l_2) + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2 + 1] \quad \dots 7$$

Donde:

- ρ_1 = soil resistivity encountered by grid conductors buried at depth h in Ω -m
- ρ_a = apparent soil resistivity as seen by a ground rod in Ω -m,
- H = thickness of the upper layer soil in m
- ρ_2 = soil resistivity from depth H downward in Ω -m
- l_1 = total length of grid conductors in m
- l_2 = average length of a ground rod in m
- h = depth of grid burial in m
- h' = $\sqrt{d_1 h}$ for conductors buried at depth h , or $0.5 d_1$ for conductors at $h = 0$ (on earth's surface)
- A = area covered by a grid of dimensions $a \cdot b$ in m^2
- n = number of ground rods placed in area A
- K_1, K_2 = constants related to the geometry of the system [Fig 18(a) and (b)]
- d_1 = diameter of grid conductor in m
- d_2 = diameter of ground rods in m
- a = short-side grid length in m
- b = long-side length in m

Las ecuaciones 5, 6 y 7 son válidas para suelos con 2 capas, con la capa superior de espesor H en la cual las varillas penetran para alcanzar la capa inferior. En tal caso, esto es para $\rho_1 > \rho_2$ donde la malla está enterrada en la capa superior ρ_1 pero las varillas están parte en la capa ρ_1 y parte en ρ_2 , el cálculo de R_2 y R_{12} se realiza con una resistividad aparente ρ_a vista por las varillas de tierra igual a:

$$\rho_a = 1_2 (\rho_1 \rho_2) (\rho_2 H + \rho_1 (1_2 - H))$$

Para el caso más general, en que la parte superior de las varillas están a la misma profundidad de la malla:

$$\rho_a = 1_2 (\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 (H-h) + \rho_1 (1_2 + h - H))$$

Para suelos de resistividad uniforme:

$$\rho_2 = \rho_1$$

Si la diferencia entre ρ_1 y ρ_2 no es muy grande (de preferencia ρ_2 no menor que $0.2 \rho_1$) y el espesor de la primera capa H es al menos $0.1b$, las ecuaciones son razonablemente precisas para la mayoría de los cálculos y además fáciles de emplear.

5. CALCULO DE POTENCIALES TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO.

5.1. RANGO DE CORRIENTE TOLERABLE.

Los efectos que produce una corriente eléctrica al circular a través de partes vitales del cuerpo humano, dependen de la duración, magnitud y frecuencia de esta corriente.

Los efectos fisiológicos más comunes que se presentan al ir incrementando la corriente eléctrica que circula por el cuerpo, son:

- Percepción
- Contracción muscular
- Pérdida del conocimiento
- Fibrilación ventricular
- Paro respiratorio
- Quemaduras

La consecuencia más peligrosa es la fibrilación ventricular, una condición de acción no coordinada de los ventrículos del corazón que da como resultado el paro inmediato de la circulación de la sangre.

La corriente de magnitud I_B y rango de duración 0.03 a 3 segundos que no produce fibrilación, está relacionada con la energía absorbida por el cuerpo y se describe en la siguiente ecuación:

$$(I_B)^2 t = K \quad \dots 8$$

Donde:

I_B = Magnitud rms de la corriente que fluye por el cuerpo

t = Duración del flujo de corriente

K = Constante empírica relacionada con la energía tolerada por un X% de una población dada.

Estos parámetros están basados en estudios en los cuales el 99.5% de todas las personas con peso aproximado de 50 Kg (110 libras) pueden soportar sin fibrilación ventricular, el paso de una corriente en magnitud y duración como la de

la ecuación anterior.

Despejando I_B :

$$I_B = \frac{\sqrt{\frac{K}{t}}}{\sqrt{t}} \quad \dots 9$$

Para las condiciones anteriores (50 Kg - 99.5%) el valor de K es 0.0135, por lo que:

$$I_B = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad \dots 10$$

Para personas con peso aproximado de 70 Kg (155 libras) el valor de K es 0.0246 por lo que:

$$I_B = \frac{0.157}{\sqrt{t}} \quad \dots 11$$

Este valor puede considerarse típico para los cálculos, ya que la mayoría de la población tiene un peso alrededor de los 70 Kg.

Usando el valor de la corriente tolerable por el cuerpo establecida anteriormente y las constantes apropiadas del -- circuito, es posible determinar el voltaje tolerable entre dos puntos críticos de contacto.

Para el análisis del circuito equivalente se aplicará la siguiente notación:

I_A = Corriente a través del circuito

R_A = Resistencia efectiva total del circuito

I_B = Corriente permisible por el cuerpo humano

Por condiciones de seguridad:

$$I_A < I_B$$

La resistencia R_A del circuito es función de la resistencia del cuerpo R_B y de la resistencia R_F (resistencia de la tie rra debajo de cada pie).

Para el análisis del circuito, el pie humano puede representarse como un disco conductor despreciando la resistencia de contacto de los zapatos.

Las resistencias propia y mutua para dos discos metálicos de radio b separados una distancia d_F sobre la superficie de un terreno homogéneo de resistividad ρ son:

$$R_{\text{foot}} = \rho / (4b) \quad \text{y} \quad R_{M_{\text{foot}}} = \rho / (2\pi d_{\text{foot}}) \quad \dots 11a \text{ y } 11b$$

Donde:

R_{foot} = Resistencia propia a tierra de cada pie en Ohms

$R_{M_{\text{foot}}}$ = Resistencia mutua entre los pies en Ohms

b = Radio equivalente de un pie en m.

d_{foot} = Separación de los pies en m.

La resistencia de la tierra bajo los dos pies en serie y en paralelo son:

$$R_{2F_s} = 2(R_{\text{foot}} - R_{M_{\text{foot}}}) \quad \dots 12$$

$$R_{2F_p} = 0.5(R_{\text{foot}} + R_{M_{\text{foot}}}) \quad \dots 13$$

Donde:

R_{2F_s} = Resistencia de los dos pies en serie

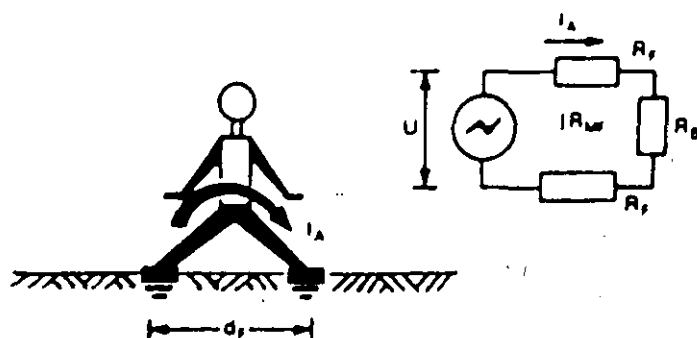
R_{2F_p} = Resistencia de los dos pies en paralelo

La figura 10 define el circuito equivalente de un contacto pie a pie. El potencial U es la diferencia de potencial -- máxima entre dos puntos sobre la superficie separados por la distancia de un paso.

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de paso es:

$$R_A = R_B + 2(R_{\text{foot}} - R_{M_{\text{foot}}})$$

El circuito equivalente para el contacto entre una mano y los dos pies se muestra en la figura 11.



$$d_s = 1 \text{ m}$$

$$R_A = R_B + 2R_f + 2R_{mf}$$

$$I_A = U/R_A$$

$$R_B = 1000 \Omega$$

where

I_A = the current of accidental circuit
 R_A = the total resistance of accidental circuit

Figura 10

Circuito del potencial de paso

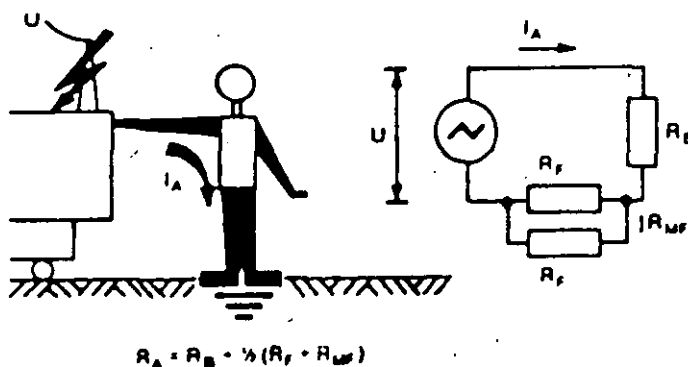


Figura 11

Circuito del potencial de contacto

La resistencia del circuito equivalente para el potencial de contacto está dada por:

$$R_A = R_B + 0.5(R_{\text{foot}} + R_{M_{\text{foot}}})$$

Se ha seleccionado para los cálculos un radio de 0.08 m -- (3 pulgadas) para el disco que representaría a un pie, despreciando el término correspondiente a la resistencia mutua.

Con esta aproximación, las ecuaciones para las resistencias en serie y paralelo de los 2 pies se obtienen en forma numérica expresadas en términos de la resistividad ρ como:

$$R_{2F_s} = 6\rho \quad \text{y} \quad R_{2F_p} = 1.5\rho \quad \dots 14 \text{ y } 15$$

5.2. EFECTO DE LA CAPA DE ROCA TRITURADA EN LA SUPERFICIE DE LA SUBESTACION.

Las ecuaciones 11a y 11b fueron derivadas, basadas en la suposición de un terreno con resistividad uniforme, cuando se tiene una capa de roca triturada en la superficie de la subestación (8 a 15 cm.) se incrementa la resistencia de contacto entre el terreno y los pies del personal en la subestación.

Las ecuaciones para R_{foot} y $R_{M_{\text{foot}}}$ serán ahora:

$$R_{\text{foot}} = \frac{\rho_1}{4b} F(X_1) \quad \dots 16$$

$$R_{M_{\text{foot}}} = \frac{\rho_1}{2\pi d_{\text{foot}}} F(X_2) \quad \dots 17$$

Donde:

b y d_{foot} se definieron anteriormente y $F(x)$ es una -- función basada en el espaciamiento entre los pies y los valores relativos de las resisti-

vidades del terreno y de la roca triturada en la superficie

$$F(X) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} Q \quad \dots 18$$

$$Q = \frac{K^n}{\sqrt{1+(2nX)^2}} \quad \dots 19$$

$$K = \frac{\rho - \rho_s}{\rho + \rho_s} \quad \dots 20$$

Donde:

ρ_s = Resistividad de la roca triturada en Ohms-metro

ρ = Resistividad del terreno en Ohms-metro

$x = x_1 = h_s/b$ para R_{foot}

$x = x_2 = h_s/d_{foot}$ para R_{Mfoot}

h_s = Espesor de la capa de roca triturada, en metros.

Como la cantidad $F(x)$ es difícil de evaluar si no se cuenta con una computadora, estos valores han sido calculados y graficados para un amplio rango de valores de x y el factor K como se muestra en la figura:

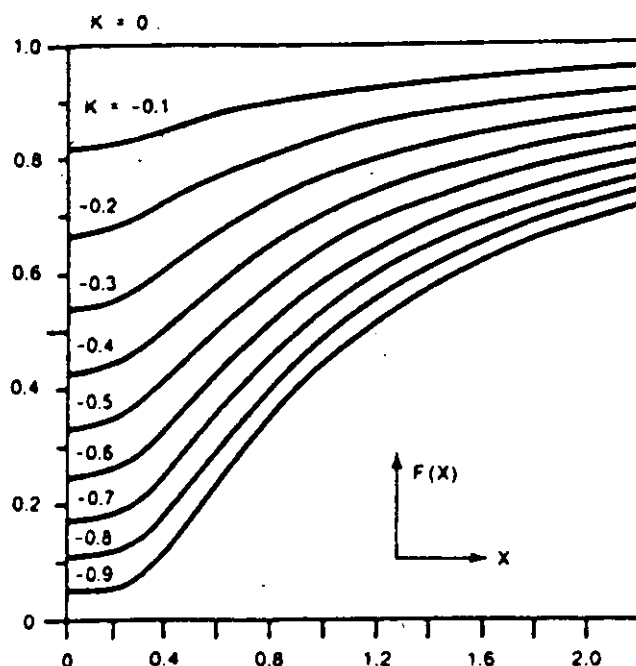


Figura 12

Para simplificar el procedimiento anterior, se desprecia la resistencia mutua y el radio equivalente b se ha considerado de 0.08 metros, encontrándose las ecuaciones para la resistencia de los 2 pies en serie y paralelo de la siguiente forma:

$$R_{2F_s} = 6.0 C_s (h_s, K) \rho_s \quad \dots 21$$

$$R_{2F_p} = 1.5 C_s (h_s, K) \rho_s \quad \dots 22$$

Donde:

C_s = Factor de reducción del valor nominal de la resistividad superficial.

$C_s = 1$ para cuando la resistividad superficial es igual a la resistividad del terreno.

En cualquier otro caso:

$$C_s = \frac{1}{0.96} \left[1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{\sqrt{1 + (2nh_s/0.08)^2}} \right] \quad \dots 23$$

Para este último caso en que $C_s < 1$, donde C_s es una función de (h_s, K) y el cual distingue las ecuaciones 21 y 22 de las ecuaciones 14 y 15, los valores de C_s se grafican en la siguiente figura:

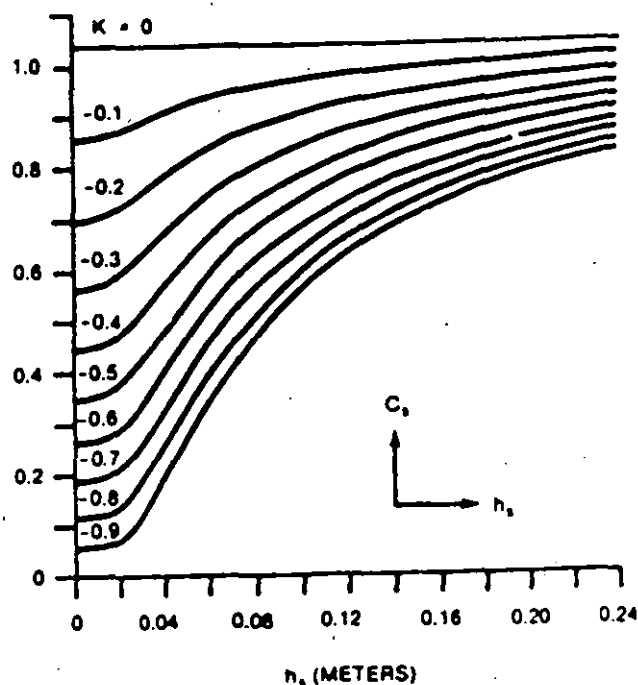


Figura 13

5.3. POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{paso}} = (R_B + R_{2F_s}) I_B$$

$$E_{\text{paso}_{50}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad \dots 24$$

$$E_{\text{paso}_{70}} = (1000 + 6C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad \dots 25$$

5.4. POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

Se calcula a partir de las ecuaciones y circuito equivalente estudiados anteriormente.

$$E_{\text{cont}} = (R_B + R_{2F_p}) I_B$$

$$E_{\text{cont}_{50}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.116 / \sqrt{t_s} \quad \dots 26$$

$$E_{\text{cont}_{70}} = (1000 + 1.5C_s(h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s} \quad \dots 27$$

Donde:

$C_s = 1$ Para cuando no existe una capa superficial en la subestación ó determinado a partir de la figura 13 cuando se tenga una capa superficial de alta resistividad y pequeño espesor.

$\rho_s =$ Resistividad del material de la superficie en Ohms-metro

$t_s =$ Duración de la corriente en segundos.

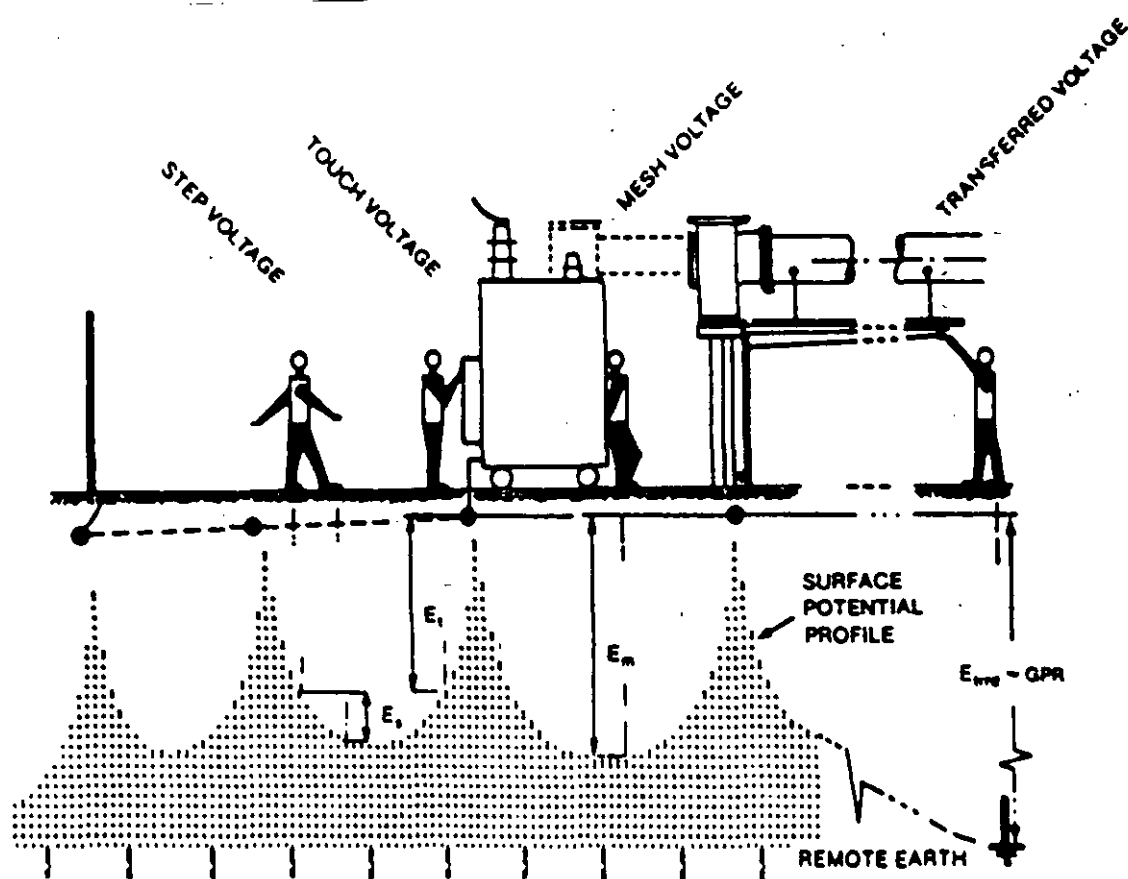


Figura 14

Situación de Potenciales

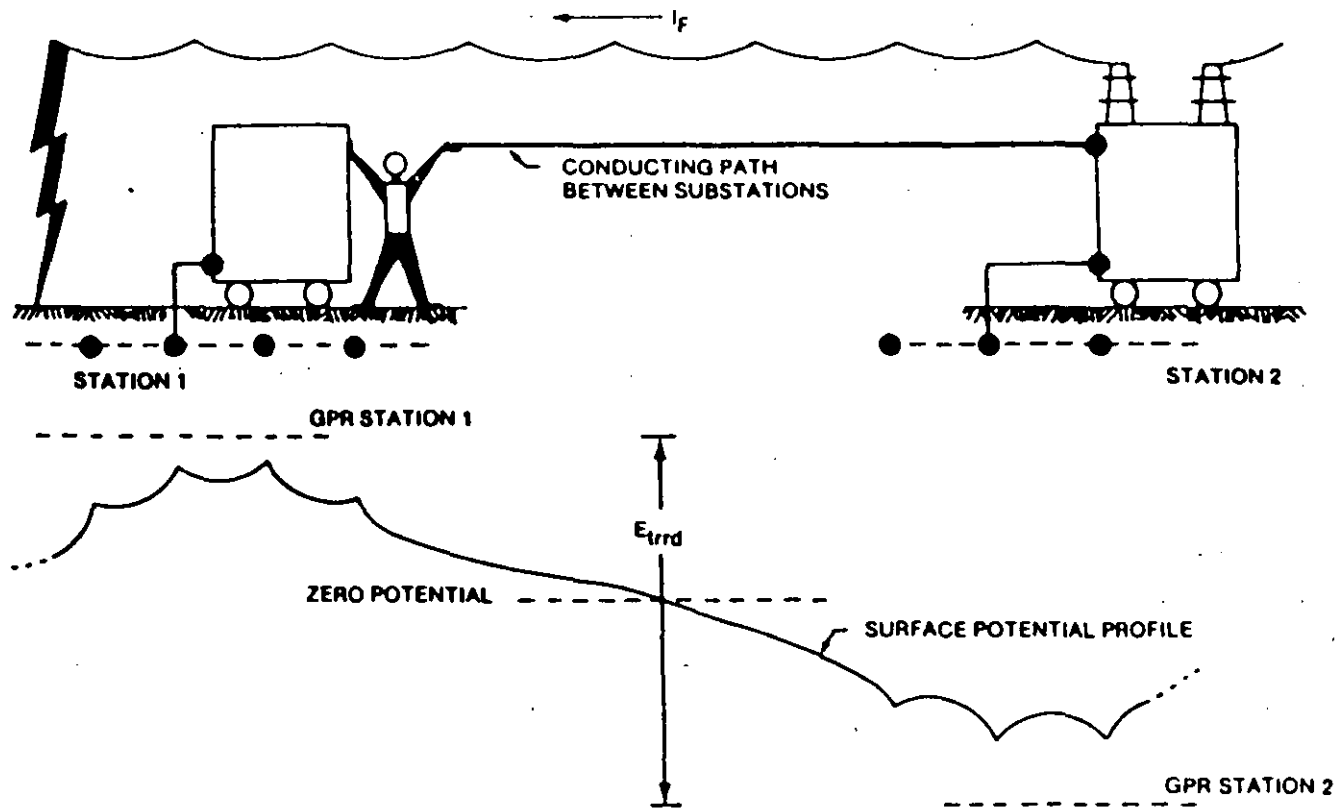


Figura 15

Situación típica de potencial transferido

Resistividad típica de materiales empleados como material de superficie en Subestaciones

Typical Resistivity of Material Used as Surface Material in Substations

No.	Description of Surface Material	Resistivity of Sample (ohm-meters)	
		Dry	Wet
1	Crusher Run Granite with Fines	140×10^6	1,300
2	#57 Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	190×10^6	8,000
3	Clean Limestone Slightly Coarser than Number 2	7×10^6	2,000 3,000
4	Washed Granite Similar to 3/4 in. Gravel	2×10^6	10,000
5	Washed Granite Similar to Pea Gravel	40×10^3	5,000
6	Crushed Aggregate Base Granite (with fines)	--	500-1,000
7	Concrete	2,000 - 10,000	50-100
8	Concrete	1,200 - 280,000	21-63
9	Asphalt	--	10,000
10	Asphalt	2×10^6 30×10^6	10,000 to 6×10^6

Referencia: Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986
Guide for Safety
Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR

6. CALCULO DE LA SECCION DEL CONDUCTOR.

Los conductores empleados en el sistema de tierra serán capaces de soportar la máxima corriente de falla durante un tiempo determinado sin llegar a la fusión.

La ecuación que evalúa la ampacidad de cualquier conductor del cual se conocen las constantes de su material es:

$$I = A \sqrt{\left[\frac{\text{TCAP} \times 10^{-4}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right] \ln \left[\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right]} \quad \dots 28$$

Donde:

- I = Corriente rms en Kiloamperes
- A = Sección transversal del conductor en mm²
- T_m = Temperatura máxima permisible en °C
- T_a = Temperatura ambiente en °C
- T_r = Temperatura de referencia para las constantes del material en °C
- α₀ = Coeficiente térmico de resistividad a 0°C
- α_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r
- ρ_r = Resistividad del conductor a la temperatura de referencia T_r en μΩ/cm³
- K₀ = 1/α₀ δ (1/α_r) - T_r
- t_c = Tiempo de duración del flujo de corriente en segundos
- TCAP = Factor de capacidad térmica en J/cm³/°C

Nótese que α_r y ρ_r están dados para la misma temperatura de referencia. Se muestran las constantes del material en la tabla No.1.

Si el tamaño del conductor está dado en Circular Mils, la ecuación se modifica a:

$$I = 5.0671 \cdot 10^{-4} A \sqrt{\left(\frac{\text{TCAP}}{t_c \alpha_r \rho_r} \right) \ln \left(\frac{K_0 + T_m}{K_0 + T_a} \right)} \quad \dots 29$$

Description	Material Conductivity (%)	α_r Factor @ 20 °C	K ($1/\alpha_0$) @ 0 °C	Fusing Temperature (°C)	ρ_r @ 20 °C ($\mu\Omega/\text{cm}$)	TCAP Factor Effective Value ($\text{J}/\text{cm}^3/^\circ\text{C}$)
Standard Annealed Soft Copper Wire	100.0	0.00393	234	1083	1.7241	3.422
Commercial Hard Drawn Copper Wire	97.0	0.00381	242	1084	1.7774	3.422
Copper Clad Steel Core Wire	40.0	0.00378	245	1084/1300	4.397	3.846
Copper Clad Steel Core Wire	30.0	0.00378	245	1084/1300	5.882	3.846
Commercial EC Aluminum Wire	61.0	0.00403	228	657	2.862	2.556
Aluminum Alloy Wire 5056	53.5	0.00353	283	660	3.2226	2.598
Aluminum Alloy Wire 6201	52.5	0.00347	288	660	3.2840	2.598
Aluminum Clad Steel Core Wire	20.3	0.00360	258	660/1300	8.4806	2.670
Zinc Coated Steel Core Wire	9.5	0.00320	293	419/1300	20.1	3.931
Stainless Steel No. 304	2.4	0.00130	749	1400	72.0	4.032

Tabla 1
Constantes de Material

Las ecuaciones anteriores pueden ordenarse de tal manera que se calcule el tamaño o calibre del conductor requerido en función de la corriente:

$$A_{\text{mm}^2} = I \sqrt{\frac{\frac{I_c a_r \rho_r \cdot 10^4}{\text{TCAP}}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 30$$

$$A_{\text{cmil}} = 1973.52 I \sqrt{\frac{\frac{I_c a_r \rho_r \cdot 10^4}{\text{TCAP}}}{\ln \left[1 + \left(\frac{T_m - T_a}{K_0 + T_a} \right) \right]}} \quad \dots 31$$

La figura 16 y la tabla 2, proporcionan una referencia rápida para algunos materiales, suponiendo los siguientes parámetros de diseño:

1. Temperatura ambiente de 40 °C
2. Temperatura límite de fusión del conductor como se muestra en la tabla 1 .
3. Temperatura máxima de 450 y 250 °C para los conectores.

Fault Time (s)	100% Cu Only	97% Cu Only	40% CCS Only	30% CCS Only	97% Cu/Temperature Limits	
					(450 °C)	(250 °C)
30.0	38.4	38.7	67.0	65.8	51.1	64.6
4.0	14.0	14.2	20.8	24.0	18.7	23.6
1.0	7.0	7.1	10.4	12.0	9.3	11.8
0.5	4.9	5.0	7.4	8.5	6.6	8.3

Tabla 2

Tamaño mínimo de conductor (cmils/A)

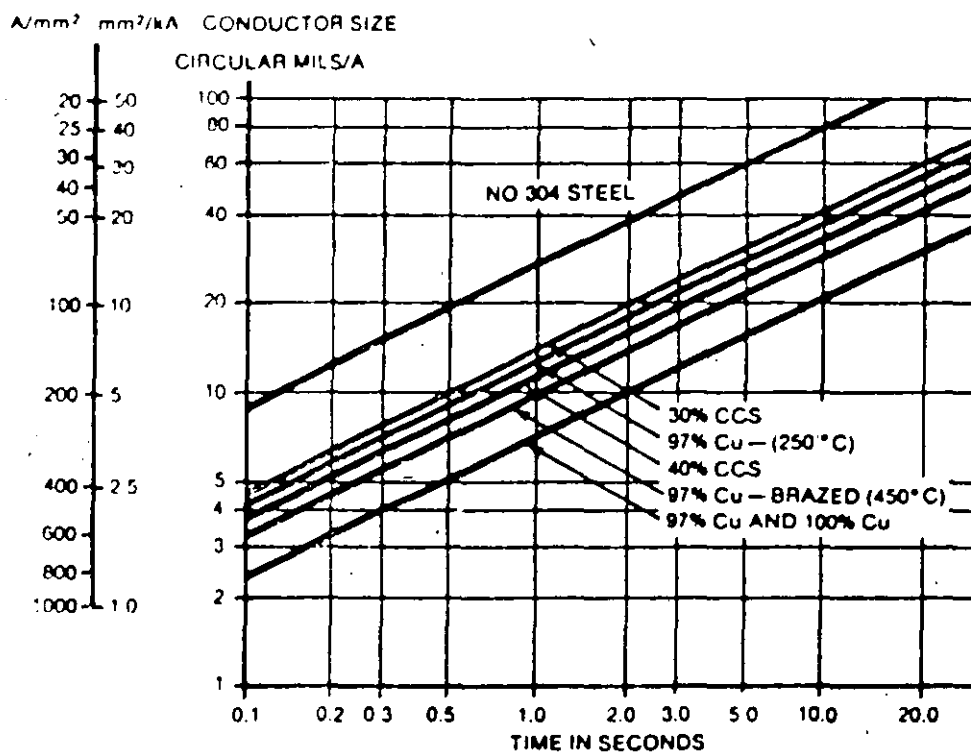


Figura 16

Nomograma para cálculo de conductores

CALIBRE Y DIAMETRO DE CONDUCTORES

CALIBRE		DIAMETRO CONDUCTOR	
Circular Mills	A.W.G.	Pulgadas	Milímetros
1,000,000		1.152	29.26
800,000		1.031	26.18
750,000		.998	25.35
700,000		.964	24.48
600,000		.893	22.68
500,000		.813	20.65
400,000		.728	18.49
350,000		.681	17.29
300,000		.630	16.00
250,000		.575	14.60
211,600	4/0	.528	13.41
167,800	3/0	.470	11.93
133,100	2/0	.419	10.64
105,500	1/0	.373	9.47
83,690	1	.332	8.43
66,370	2	.292	7.41
52,630	3	.260	6.60
41,740	4	.232	5.89
26,240	6	.184	4.67
16,510	8	.146	3.70
10,380	10	.116	2.94
6,530	12	.0915	2.32
4,110	14	.0726	1.84

7. CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA.

7.1. POTENCIAL DE CONTACTO (POTENCIAL DE MALLA).

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_m = \rho K_m K_i I_G / L \quad \dots 32$$

Es el producto del factor geométrico K_m , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno ρ y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_G/L .

Cálculo del factor K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ii} = 1$ para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ para mallas sin varillas de tierra o mallas con solo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas ni en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

h = Profundidad de la malla en metros

h_0 = 1 metro (profundidad de referencia de la malla)

D , n y d se definen en la tabla No. 3

Cálculo del factor K_i :

$$K_i = 0.656 + 0.172n$$

Cálculo de la longitud L:

Para mallas con varillas de tierra:

$$L = L_c + 1.15L_r$$

Donde:

L_c es la longitud de conductores enterrados en la malla y L_r representa la longitud total de las varillas de tierra. El factor de multiplicación -- 1.15 toma en cuenta que la densidad de corriente es mucho mayor en las varillas cerca del perímetro que en los conductores.

Para mallas sin varillas o solamente algunas localizadas en la malla pero lejos del perímetro:

$$L = L_c + L_r$$

7.2 POTENCIAL DE PASO.

Se calcula con la siguiente expresión:

$$E_s = \rho K_s K_i I_G / L \quad \dots 33$$

Es el producto del factor geométrico K_s , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno ρ y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_G/L .

Cálculo del factor K_s :

Para una profundidad $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5^{h^2/D^2}) \right]$$

Para una profundidad menor que 0.25 m.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} W \right]$$

Donde:

$$W = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} \dots + \frac{1}{n-1}$$

o para $n \geq 6$

$$W \sim \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423$$

El uso de las diferentes ecuaciones para K_s depende de la profundidad de la malla, ya que el potencial de paso decrece rápidamente cuando se incrementa la profundidad.

7.3. LIMITACIONES EN EL EMPLEO DE LAS ECUACIONES.

Cuando se emplean las ecuaciones anteriores, se recomiendan los siguientes límites para mallas cuadradas o para mallas rectangulares que tengan el mismo número de conductores en ambas direcciones:

$$n \leq 25$$

$$0.25 \text{ m} \leq h \leq 2.5 \text{ m}$$

$$d < 0.25h$$

$$D > 2.5 \text{ m}$$

También para mallas rectangulares con conductores en ambas direcciones igualmente espaciados (retícula cuadrada), el valor de n para determinar los factores K_m y K_i para el -- cálculo de E_m , será la media geométrica del número de conductores en ambas direcciones:

$$n = \sqrt{n_A n_B}$$

El valor de n para determinar los factores K_s y K_i para el cálculo de E_s , será el máximo de n_A y n_B .

$$n = \max(n_A, n_B)$$

7.4 LONGITUD MINIMA DE CONDUCTOR EN LA MALLA

Puede desarrollarse una ecuación que permita determinar de manera preliminar, la cantidad de conductor necesaria para mantener el potencial de contacto bajo límites seguros.

De las ecuaciones 26, 27 y 32:

Para $E_m < E_{\text{cont}_{50}}$:

$$\frac{K_m K_i \rho I_G}{L} < (1000 + 1.5 C(h, K) \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \quad \dots 34$$

Ordenando la ecuación:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(116 + 0.174 C(h, K) \rho_s)}$$

Similarmente para $E_m < E_{\text{cont}_{70}}$:

$$L > \frac{K_m K_i \rho I_G \sqrt{t_s}}{(167 + 0.235 C(h, K) \rho_s)} \quad \dots 35$$

8. PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

El diagrama de bloques de la figura 18 ilustra la secuencia para diseñar una malla de tierra. Todos los parámetros que se muestran en el diagrama se identifican en el índice presentado en la tabla No. 3 .

Paso 1. DATOS DE CAMPO.

Area ocupada por la malla de tierra (A) y resistividad - del terreno (ρ).

El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la subestación, en el - cual estarán indicados los límites y la disposición de - equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados anteriormente o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo a utilizar (suelo uniforme o modelo de dos capas).

Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR.

Cálculo de la corriente de falla. Tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

El tamaño del conductor se determina con las ecuaciones 30 y 31. La corriente de falla podrá calcularse con las fórmulas descritas anteriormente y será la máxima que - podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierra. El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, includo el tiempo de una protección de respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculará a partir de la sección del conductor.

Paso 3. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

Los voltajes de paso y de contacto tolerables se calcularán con las ecuaciones 24,25,26 y 27 descritas anteriormente.

La selección del tiempo t_g está basado en el criterio --

del ingeniero de diseño apoyado en la norma.

Paso 4. DISEÑO INICIAL DE LA MALLA.

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una red para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre conductores y la localización de varillas de tierra deberá basarse en la corriente I_G y en el área a proteger con la malla.

Paso 5. RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de la resistencia con las ecuaciones indicadas en el punto 3 de estas notas.

Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia, especialmente cuando se usan varillas para alcanzar capas de mayor conductividad en el subsuelo. Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones para incluir el efecto de dos diferentes resistividades en el cálculo de la resistencia de la red y del grupo de varillas.

Paso 6. CORRIENTE DE MALLA.

La corriente I_G se determina por las ecuaciones estudiadas anteriormente. Para evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, deberá usarse en el diseño de la malla solamente aquella parte de la corriente total de falla $3I_0$ que fluye de la malla hacia el terreno (y que contribuye a los voltajes de paso y de malla, y a la elevación de potencial de la malla).

La corriente I_G deberá reflejar la peor condición de falla (tipo y localización), el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

Paso 7. COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial de la malla del di-

seño preliminar está por debajo del valor del voltaje de contacto tolerable, ya no es necesario realizar más cálculos, únicamente se agregarán si se requieren, conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

Paso 8. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calcularán con las ecuaciones descritas en los párrafos correspondientes.

Paso 9. COMPARACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA, CON EL POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

En este paso se compararán el potencial de contacto en la malla llamado también potencial de malla, con el potencial de contacto tolerable calculado en el paso 3. Si el potencial de malla es menor que el potencial de contacto tolerable, el diseño puede completarse (ver paso 10) y si no, tendrá que modificarse el diseño preliminar (ver paso 11).

Paso 10. Si los voltajes de paso y de contacto en la malla son menores a los voltajes tolerables, el diseño necesitará solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de equipos, si no, tendrá que revisarse el diseño preliminar.

Paso 11. Si se exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla. Esta revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales, etc.

Paso 12. DETALLES EN EL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los voltajes tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.

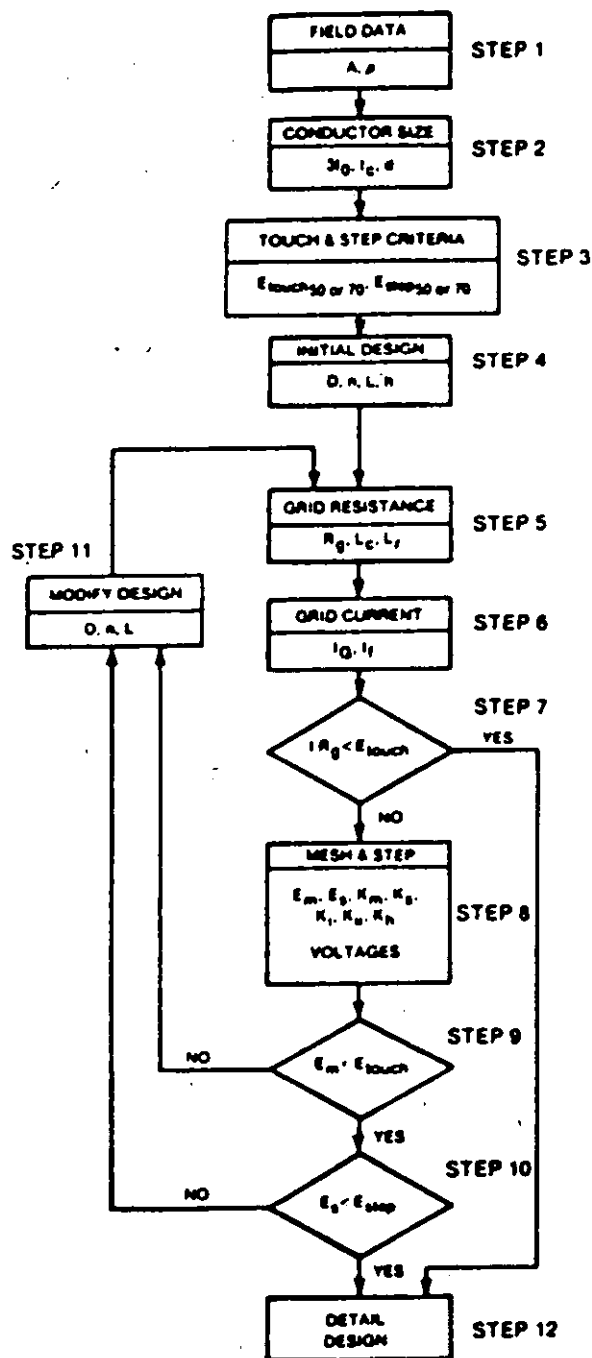


Figura 18

Diagrama de bloques
Procedimiento de diseño

Symbol	Description
I_0	Symmetrical fault current in substation for conductor sizing in A
I_G	Maximum grid current that flows between ground grid and surrounding earth (including de offset) in A
ρ	Soil resistivity in $\Omega \cdot m$
ρ_s	Surface layer resistivity in $\Omega \cdot m$
h_s	Surface layer thickness
C_g	Current projection factor for future system growth
C_s	Surface layer resistivity derating factor
t_f	Duration of fault current for sizing ground conductor in s
t_d	Duration of fault current for determining decrement factor in s
t_s	Duration of shock for determining allowable body current in s
A	Depth of ground grid conductors in m
d	Diameter of grid conductor in m
A	Total area enclosed by ground grid in m^2
D	Spacing between parallel conductors in m
D_f	Decrement factor for determining I_G
n	Number of parallel conductors in one direction
K_m	Spacing factor for mesh voltage, simplified method
K_s	Spacing factor for step voltage, simplified method
K_g	Corrected factor for grid geometry, simplified method
K_{in}	Corrective weighting factor that adjusts the effects of inner conductors on the corner mesh, simplified method
K_d	Corrective weighting factor that emphasizes the effects of grid depth, simplified method
L	Total length of grounding system conductor, including grid and ground rods in m
R_g	Resistance of ground system in Ω
E_m	Mesh voltage at the center of the corner mesh for simplified method in V
E_s	Step voltage between a point above the outer corner of the grid and a point 1 m diagonally outside the grid for simplified method in V
$E_{touch 60}$	Tolerable touch voltage for human with 60 kg body weight in V
$E_{touch 70}$	Tolerable touch voltage for human with 70 kg body weight in V
$E_{step 60}$	Tolerable step voltage for human with 60 kg body weight in V
$E_{step 70}$	Tolerable step voltage for human with 70 kg body weight in V

Tabla No. 3

Indice de los parámetros de diseño

BIBLIOGRAFIA

1. ANSI/IEEE Std. 80-1986
IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding
2. ANSI/IEEE Std. 142-1982
IEEE Recommended Practice for Grounding of Industrial and
Commercial Power Systems
3. Tutorial Course 86 EH0253-5-PWR
Practical Applications of ANSI/IEEE Std. 80-1986
Guide for Safety

SAFE SUBSTATION GROUNDING - PART I

Report of the Substation Committee Working Group 78.1
 "IEEE 80 Guide for Safety in AC Substations - Review"
 prepared by the Editing Task Force

J. G. Sverak
 Ciba & Hill, Inc.
 New York, NY

W. K. Dick
 ITT Blackburn Co.
 St. Louis, MO

T. H. Dodds
 McGraw-Edison Co.
 Canonsburg, PA

R. M. Happe
 Computer Sciences Corp.
 Falls Church, VA

Abstract - A practical approach to safety in grounding is aimed at balancing the interaction of two grounding systems: The permanent one, consisting of buried ground electrodes, and the accidental one, produced by a person walking in the exposed area or standing there and touching a grounded object. This paper describes the conditions and factors encountered in the accidental circuit analysis. Criteria are established for evaluation of the allowable step and touch voltages, for both conventional and gas-insulated substations. The presented material is a preliminary version of updated information, to replace the text of Sections 1-6 of the existing IEEE Std. 80, which is presently being revised by Working Group 78.1 of the Distribution Substation Subcommittee, and sponsored by the Substation Committee of IEEE. After comments to Part I, as well as to the future Parts II, III, IV, are received from the industry, a separate document will be qualified for the submission to IEEE Standards, as a Guide.

The purpose of this report, Part I, is:

- To establish, as design criteria, the safe limits for voltage differences which can exist in 50-60 Hz conventional or gas-insulated substations, during fault conditions.
- To review, and where appropriate, revise or extend the relevant information, presently available in IEEE Std. 80 - 1976.

1. INTRODUCTION

- 1.1 (reserved)
 1.2 (reserved)

1.3 Key Definitions

The definitions given herein, are peculiar to the applications of this Guide, Parts I - IV, inclusive. Thereafter, no further reference will be made with regard to any of the "key" definitions stated below, unless deemed necessary for better clarity. All other definitions will be placed directly within the current text of individual sections. For additional convenience, a complete index of all definitions will be appended to Part IV of the Guide.

Although grounding practices are generally well understood, it sometimes happens that some design solutions are more reflection of a routine than of a well-thought design approach. For this reason, the following point is deliberately made prior to the first definition statement:

At commercial frequencies, any current flow into and from the earth is strictly a cause-and-effect affair. This is to say, there is no ground current as such, and no fault current will get dissipated into the earth unless, at least, one ground return circuit actually exists - so that the current produced by a certain source however distant, can return through the earth to (and only to) that source. Thus, as a matter of methodology used, the definition of a "ground return circuit" is primary, and all other "ground" related definitions are secondary, following from it.

Def. (1) GROUND RETURN CIRCUIT is a circuit in which the earth or some other equivalent conducting body is utilized to complete the circuit and allow current circulation from or to its current source.

Def. (2) GROUNDED means that a given electric system, circuit, or device, is connected to the earth or to some other equivalent conducting body of relatively large extent serving in the place of the former, with the purpose to establish and maintain the potential of conductors connected to it approximately at the potential of the earth, and to allow for conducting electric currents from and to the earth or its equivalent.

Def. (3) GROUND is a conducting connection, either intentional or accidental, by which an electric circuit or equipment becomes grounded.

90 SM 652-8 A paper recommended and approved by the IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE PES Summer Meeting, Minneapolis, Minnesota, July 13-18, 1980. Manuscript submitted February 20, 1980; made available for printing May 30, 1980.

2. SAFETY IN GROUNDING

2.1 Basic Problem

In principle, a safe grounding design has two objectives:

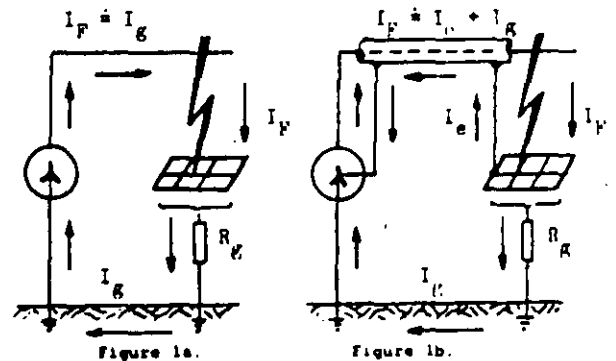
- Provide means to carry and dissipate electric currents into ground under normal and fault conditions without exceeding any operating and equipment limits or adversely affecting continuity of service.
- Assure such a degree of human safety that a person working or walking in the vicinity of grounded facilities is not exposed to the danger of a critical electric shock.

Some three, four decades ago, a great many people assumed that any object grounded, however crudely, could be safely touched. This misconception probably contributed to many tragic accidents in the past.

A low station ground resistance is not, in itself, a guarantee of safety. Since there is no simple relation between the resistance of the ground system as a whole and the maximum shock current to which a person might be exposed, a station of relatively low ground resistance may be dangerous under some circumstances¹, while another station with very high resistance may still be safe or can be made safe by careful design.

For instance, if a substation is supplied from an overhead line, a low grid resistance is important because a substantial part of the total ground fault current enters the earth, causing an often steep rise of the local ground potential; Figure 1a.

If a gas-insulated bus or an underground cable feeder is used, a major part of the fault current returns through the enclosure or cable sheaths directly to the source. Since this metal link provides a low-resistance parallel path to the ground return, the rise of local ground potential is ultimately of lesser magnitude; Figure 1b.



Nonetheless, in either case, the effect of that particular portion of fault current which enters and saturates the earth within the station area, has to be further analyzed. If the geometry, location of ground electrodes, local soil characteristics and other factors contribute to an excessive potential gradient field at the earth surface, the grounding system thus might be inadequate despite its capacity to sustain the fault current in magnitude and duration, as permitted by protective relays.

Today there is much better understanding of the complex nature of this problem and more awareness of the multitude of factors which have to be taken into account, if the objectives of safe grounding are to be met.

A practical approach to safe grounding therefore always concerns and strives for balancing the interaction of two grounding systems:

- The permanent one, consisting of ground electrodes buried at some depth below the earth surface.
- The accidental one, temporarily established by a person touching a grounded object when standing or walking in the exposed area.

¹ The sole exception is the case where I_k , the product of the maximum short-circuit current flowing in the ground system and the resistance of the latter represents a voltage low enough to be contacted safely.

The following Sections 3.4, 5.4 cover in detail those principal aspects and criteria, which enable us to evaluate all possible factors in protecting the most precious element of the accidental circuit: a human life.

3.1.1. Nature of Danger

Under typical ground fault conditions, the flow of current to earth will produce gradients within and around a substation. Figure 2 below shows this effect for a station with a simple rectangular ground grid in homogeneous soil, equipped with a number of ground rods along the perimeter.

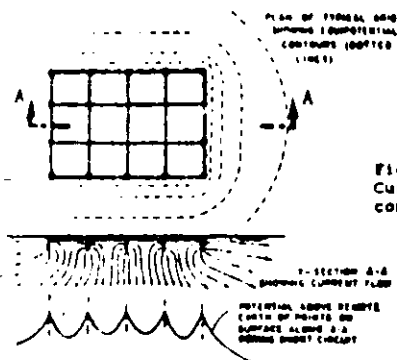


Figure 2.
Current and equipotential
contours of a ground grid.

Unless proper precautions are taken in design, the maximum gradients along the earth surface may be so great - under very adverse conditions - as to endanger a man walking there. More-over, dangerous potential differences may sometimes develop between structures or equipment frames which are "grounded" and the nearby earth.

A logical approach to solving this problem is first to determine the circumstances which make electric shock accidents possible. Typical of the type we are considering, are:

- 1) Relatively high fault current to ground in relation to the size of ground system and its resistance to remote earth.
- 2) Soil resistivity and distribution of ground current flow such that high voltage gradients occur at one or more points at the earth surface.
- 3) Presence of the individual at such a point, at such a time and in such a position, that his body is bridging two points of high potential difference.
- 4) Absence of a sufficient contact resistance or other series resistance, to limit current through the body to a safe value, under the above circumstances.
- 5) Duration of the fault and body contact - and hence of the flow of current through a human body, for a sufficient time to cause harm at the given current intensity.
- 6) Coincidence of all the unfavorable factors above.

On one hand, a small study would show that it is absolutely impossible - short of abandoning entirely the distribution and transmission of electric power, to prevent at all time, in all places and under all conditions the presence of voltages which might be potentially dangerous.

On the other hand, a relative infrequency of accidents of this type in real life, compared to accidents of other kinds, is without doubt due to the low probability of coincidence of all the unfavorable conditions required **.

However, neither fact relieves the engineer of the responsibility of seeking to lower this probability as much as he reasonably can, since fatalities due to gradients have occurred. Fortunately, in most cases, it can be reduced to a sufficiently low value by cautious, intelligent design. /6,29-38/

3. RANGE OF TOLERABLE CURRENT

Effects of an electric current passing through the vital parts of a human body depend on the duration, magnitude and frequency of this current. The most dangerous consequence of such an exposure could be ventricular fibrillation, a condition of inordinate action of the main chambers (ventricles) of the heart, resulting in immediate arrest of blood circulation.

3.1 Effect of Frequency

A rather unfortunate fact is that humans are very vulnerable to the effects of electric current at frequencies of 50 and 60 hertz. Currents about 0.1 ampere can eventually be lethal. Authorities generally agree that the human body can tolerate slightly larger currents at 25 hertz and approximately five times larger at direct current. Similarly, at frequencies of 1,000 or 10,000 hertz, even larger currents can be sustained. /15,18/. In the case of lightning surges, the human body seems able to tolerate very high currents, perhaps in the order of hundreds of amperes.

Detailed studies of the effects of both direct and oscillatory impulse current are reported in the literature; the latter being much more dangerous. /16,19/

A principal information regarding special problems of the D-C (direct current) grounding, is contained in the 1958 report of the Conversion Substations Subcommittee. /4/. The hazards of an electric shock, produced by the electrostatic effects of overhead transmission lines, are reviewed in Part I of the 1971 report of the General Systems Subcommittee. /5/

3.2 Effects of Magnitude and Duration

The most common physiological effects of electric current on the body, stated in order of increasing current magnitude, are perception, muscular contraction, unconsciousness, fibrillation of the heart, respiratory nerve blockage and burning. /27/

One milliamperes is generally recognized as the threshold of perception, a value of current at which a person is just able to detect a slight tingling sensation in his hands or fingertips, caused by the passing current. /21/

Currents from one to six milliamperes, often termed let-go currents, though unpleasant to sustain, do not impair the ability of a person holding an energized object to control his muscles and release it. Dalziel's classic experiment with 28 women and 134 men, provides data indicating an average let-go current of 10.5 mA for women and 16 mA for men, and 6 mA and 9 mA as the respective threshold values. /21/

In a 9 to 25 mA range, currents may be quite painful and can make it hard or impossible to release energized objects grasped by the hand. For still higher currents, muscular contractions could make breathing difficult. Unlike the cases of respiratory inhibition from the much greater current mentioned next, these effects are not permanent and disappear when the current is interrupted - unless the contraction is very severe and breathing is stopped not for seconds, but for minutes. Yet even such cases often respond to resuscitation. /22/

It is not until current magnitudes in a 10 A range are reached that such things as ventricular fibrillation, stoppage of the heart, or inhibition of respiration, might occur and cause injury or death. Persons in such conditions do not respond to resuscitation, and the skill or equipment needed to apply the only known remedy, a controlled electrical shock in the time during which it would be effective, is almost never available in the field. /25/

Hence, this report is greatly concerned with the fibrillation threshold, for if shock currents can be kept below this value, deaths or injury from this cause - and also deaths from the causes which require still higher current, will be avoided.

As it has been shown by Dalziel and others /1,13,14/, the non-fibrillating current of magnitude 1B at durations ranging from 0.03 to 3.0 seconds, is related to the energy absorbed by the body, as described by the following equation:

$$(I_B)^2 t = K \quad (1)$$

where I is (rms) magnitude of the current flowing through the body,

t is duration of this current flow.

K is empirical constant related to an electric shock energy tolerated by X % of a given population.

A more detailed discussion of this equation is provided in Section 4.

** German grounding standard DIN 57141 (1977 year edition), recognizes this low coincidence and allows reduction of a given fault current magnitude by a certain factor. For instance a 0.7 value is recommended for stations of a 110 kV class and above.

*) The most advanced method is called "CPR" (Cardio-Pulmonary Resuscitation), a method which is effective in maintaining blood circulation and lung functions, while the victim is transported to a defibrillator or it is brought to him.

3.3 Importance of High Speed Fault Clearing

High-speed clearing of ground faults is advantageous for two reasons:

Firstly, the probability of electric shock is greatly reduced by any reasonably fast type of fault clearing, in contrast to situations in which fault currents could persist for several minutes or hours.

Secondly, if such a coincidence should occur, both tests and experience show that the chance of severe injury or death is greatly reduced if the duration of a current flow through the body is very brief. The allowed current value may therefore be based on

- the clearing time of primary protective devices, or
- that of the backup protection **.

A good case could be made for the former, because of the low combined probability that relay malfunction will coincide with all other adverse factors necessary for an accident, as it has already been described in Section 2.

If the probabilistic aspects are neglected, choice of the back-up relay clearing times is more conservative, since it assures greater safety margins with regard to Equation (1).

In reality, high ground gradients from faults are usually infrequent and shocks from this cause still more so. Furthermore, both events are often of very short duration. Thusly, it would not be practical to design against shocks which can be merely painful and cause no serious injury, that is, for currents below the fibrillation threshold.

➡ It is not implied, however, that criteria developed for surface ground gradient potentials during a fault are necessarily applicable to other situations where the potentials are sustained and the probability of shock is higher.

4. PERMISSIBLE BODY CURRENT LIMIT

The magnitude and duration of the current conducted by a human body at a 50 or 60 hertz frequency, should be less than those which cause ventricular fibrillation.

4.1 Duration Formula

The duration for which a 50 - 60 Hz current can be tolerated by most people, is related to its magnitude by Eq. (1). Based on the results of Dalziel's studies, it is assumed that 99.5 % of all persons weighing approximately 50 kg (110 pounds), can safely withstand without ventricular fibrillation the passage of a current in magnitude and duration, determined by the following formula:

$$I_B = k / \sqrt{t}, \quad [A; \text{second}] \quad (2)$$

where I_B is rms current through the body, in amperes.

t is duration of shock, in seconds

k is derived as $k = \sqrt{K}$; K const. of (1) which for the particular value of $K = 0.0135$, based on a 50 kg body weight and $K = 99.5$ percent, yields $k = 0.116$, resulting in

$$I_B = 0.116 / \sqrt{t} \quad (2a)$$

Note that the above equation results in values of 116 mA for 1 second and 367 mA for 0.1 second (6 cycles).

Since (2) is based on tests limited to a 0.03 - 3.0 second range, it obviously is not valid for very long times, as some values of current can be tolerated indefinitely. /17,24/

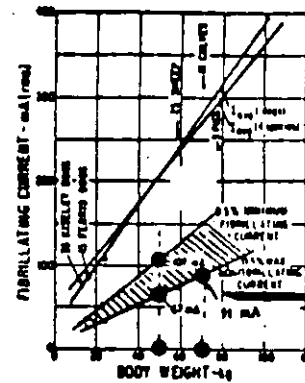
In Reference /13/, Ferris, King, Williams and Spence have suggested 100 mA as the fibrillation threshold*. If shock durations are not specified, the figure was derived from extensive experiments at Columbia University, on animals having body and heart weights comparable to man, for a maximum shock duration of three seconds. Other, more recent references on this subject are by Lee, Kouwenhoven, and Biegelmeier. /11,25,10,7,8/

* Some of the more recent experiments suggest the existence of two distinct thresholds; one where the exposure time is shorter than one heart-beat period and another one for the current exposure longer than one heart-beat. For a 50 kg adult, Biegelmeier proposes the threshold values of 500 mA and 50 mA, respectively. /7,8/

** Obviously, one need not fear asphyxiation due to muscular contraction alone, if modern relays, or other protective devices, can be counted upon to clear the shock current within a few seconds or less.

4.2 Alternative Assumptions

Fibrillation current is actually a function of individual body weight, as illustrated in Figure 3, showing the relationship between the critical current and body weight for several species of animals (calves, dogs, sheep, pigs), and a 0.5% common threshold region for mammals.



Effective (rms) values:

$$k = 90.7 \text{ mA } \sqrt{3} = 157 \text{ mA } 70$$

$$k = 67.0 \text{ mA } \sqrt{3} = 116 \text{ mA } 50$$

$$k = 107 \text{ mA } \sqrt{3} = 185 \text{ mA } 50 \text{ fibrill.}$$

Figure 3. Fibrillating current vs. body weight for various animals, based on a 1-second shock, adapted from Reference /5/.

In the earlier, 1961 edition of IEEE Std. 80, constants K , k , in Equations (1) and (2), given as 0.0272 and 0.165, had been assumed valid for 99.5 % of all men weighing approximately 155 pounds (70.3 kg). Dalziel's more recent studies, published in 1968, on which the present formula (2) is based, lead to the alternative value of $k = 0.157$, $K = 0.0246$ as being applicable to persons of unspecified sex, weighing 70 kg. /24,26/

Thus, alternatively

$$I_B = 0.157 / \sqrt{t} \quad \text{for 70 kg body} \quad (2b)$$

This maximum non-fibrillating current of 157 mA at the 70 kg base is still below the threshold of fibrillation of 185 mA at 50 kg; Figure 3.

With reason*, users of this Guide may select the latter constant for Eq. (2), provided that the average population weight can be expected about the mentioned value of 70 kg. Typically, these conditions can be met in places which are not accessible to public, such as in switchyards protected by non-metallic fences or walls, etc.

4.3 Note on Reclosing

Reclosure after a ground fault is common in modern operating practice. In such circumstances, a person might be subjected to the first shock which would not permanently injure him, but would upset and disturb him temporarily. Next, a single fast automatic reclosure could result in a second shock, initiated within less than 0.5 second from the start of the first. It is this second shock, occurring after a relatively short interval of time before the person has recovered, which might cause a serious accident.

With manual reclosure, the interval could be between several seconds and several minutes; there would be a greater possibility, but no assurance, of a person not being subjected to a second shock.

The cumulative effect of two or more closely spaced shocks has not been thoroughly evaluated, but a reasonable allowance can be made by using the sum of individual shock durations as the time of a single exposure.

*) In assessing the conditions to implement this option, attention should be paid to the fault clearing time. Preferably, the time should be 0.5 second, or less; in this time region, Dalziel's formula is considered very conservative by other researchers. General agreement exists between Geddes, Dayneka and Biegelmeier, that higher fibrillation thresholds exist than that derived by Dalziel for short durations. /27,4,8/

5. ACCIDENTAL GROUND CIRCUIT

5.1 Resistance of Human Body

For direct current and alternating current at normal power frequency, the human body can be substituted by a non-inductive resistance. The resistance is between extremities; that is, from the hand to both feet, or from one foot to the other one. In either case, the value of this resistance is difficult to establish. The resistance of the internal body tissues, not including skin, is of the order of 300 ohms, whereas values of body resistance including skin, ranging from 500 ohms to 3000 ohms, have been suggested in the literature. /1,9,12,17,20,27/

As already mentioned on page 2, Daisiel conducted extensive tests to determine safe let-go currents, with hands and feet wet, in salt water. Values obtained using 60 Hz for men, were: current 9.0 milliamperes; corresponding voltages, hand-to-hand 21.0 volts and hand-to-foot 10.2 volts. Hence, the alternating current resistance for a hand-to-hand contact is equal to 21.0/0.009 or 2330 ohms and the resistance hand-to-foot equals 10.2/0.009 or 1130 ohms, based on this experiment. /1,2,11/

For very high voltages (above 1 kV), and currents (above 5 A), the human resistance is decreased by damage or puncture of the skin at point of contact. However, a wet hand contact resistance may be very low at any voltage. The resistance of shoes is uncertain, though it may be very low for damp leather.

Thus, for the purposes of this guide:

- 1) Hand and shoe contact resistances will be assumed as equal to zero.
- 2) A value of 1000 ohms is selected for the calculations which follow, as representing the resistance of a human body from a hand-to-both feet and also from hand-to-hand, or from one foot to the other foot:

$$R_B = 1000 \Omega \quad (3)$$

5.2 Current Paths Through Body

It should be remembered that the rather conservative choice of a 1000 ohm resistance value relates to paths such as those between the hand and one or both feet, where a major part of the current passes through parts of the body containing the vital organs, including the heart. It is generally agreed that current flowing from one foot to the other is far less dangerous. Referring to tests done in Germany, Loucks mentioned the fact that much higher foot-to-foot than hand-to-foot currents had to be used, to produce the same current in the heart region, stating that the ratio is as high as 25 : 1. /28/

A case could thus be made for permitting much higher resistance values than 1000 ohms, where a path from one foot to the other foot is concerned. However, the following factors should be considered:

- A voltage between the two feet, painful but not fatal, might result in a fall which could cause a current flow through the chest area. The degree of this danger would further depend on the fault duration and the possibility of another, successive fault - perhaps on reclosure.
- A person might be working or resting in a prone position when a fault occurs.
- Current flow between front and rear feet of quadrupeds would involve the chest area. Also, in the case of a large animal, it could be about twice as great as for a man, as a result of larger distances shunted along the ground surface.

If trouble from these sources seems sufficiently remote, then the limit of tolerable foot-to-foot current may be increased, perhaps by a factor of ten or more in comparison to the hand-to-foot current computed from Equation (2). This has not been done, though, in this Guide.

It is apparent that the dangers from foot-to-foot contact are far less than from the other type. However, since deaths have occurred from the former, it is a hazard that should not be ignored. /32,33/

5.3 Accidental Circuit Equivalents

Using the value of tolerable body current, established by (2a) or (2b) and - as described next - the appropriate circuit constants, it is possible to determine the tolerable voltage difference between any two critical points of contact.

Figure 4 defines the circuit equivalent of a foot-to-foot contact. Here the potential U , as shunted by the body, is limited to the worst voltage difference between two accessible points on the ground surface, separated by the distance of one pace.

Here the equivalent circuit for a hand-to-two-feet contact is illustrated in Figure 5. (The shown device is assumed disconnected from the ground otherwise.)

$$d_F = 1 \text{ meter}$$

$$R_A = R_B + 2R_F - 2R_{MF}$$

$$I_A = U/R_A$$

$$R_B = 1000 \Omega$$

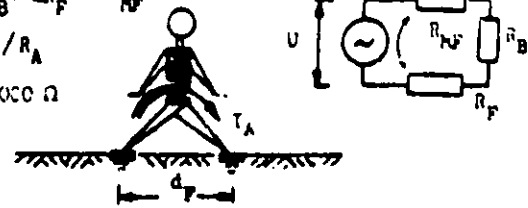
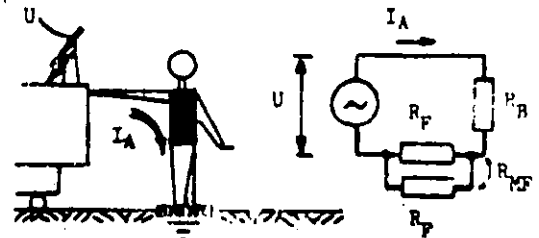


Figure 4. Step potential circuit.



$$R_A = R_B + \frac{1}{2}(R_F + R_{MF})$$

Figure 5. Touch potential circuit.

Most symbols shown above are self-explanatory. Nonetheless, let it be further noted that for all cases described herein, the following notation applies:

- I is the current of accidental circuit.
- R is the total effective resistance of A accidental circuit.
- I is the limit of body current, defined by respective Equations (2a) or (2b).

Obviously,

$$I_A \leq I_B \quad \text{is always required for safety.} \quad (4)$$

Resistance of the ground just beneath the feet may affect appreciably the value of R_A , as $R_A = f(R_B, R_F)$, a fact which may be most helpful in some difficult situations. For the purposes of circuit analysis, the human foot is usually represented as a conducting metallic disc and the contact resistance of shoes and socks is neglected. If R_F is the self-resistance of one foot and R_{MF} is the mutual resistance of one foot with respect to the other, the contact resistance of the two feet in series and in parallel is given by Equations (5) and (6):

$$R_{2Fs} = 2(R_F + R_{MF}) \quad (5)$$

$$R_{2Fp} = \frac{1}{2}(R_F + R_{MF}) \quad (6)$$

where, in addition to the symbols described above,

R_{2Fs} is the resistance of two feet in parallel,

R_{2Fp} is that of series connection, respectively

As shown by Sunde /40/, the self- and mutual resistances for two metallic discs of radius b , separated by a distance d_F on the surface of a homogeneous earth of resistivity ρ , are:

$$R_F = \rho / (4b) \quad [\Omega; \Omega\text{-m}, \text{m}] \quad (7)$$

$$R_{MF} = \rho / (2\pi \cdot d_F) \quad [\Omega; \Omega\text{-m}, \text{m}] \quad (8)$$

* Since the body resistance is assumed constant, to require $I_A \leq I_B$ is equivalent to saying that fibrillation may be prevented by keeping the energy $W = I^2 R t$ (watt-seconds) of energy absorbed in the body during a shock below a certain value; this value is 13.46 Ws for $k_{50} = 0.116$ A, and 24.65 Ws for $k_{70} = 0.217$ A, respectively. Thus, it can be seen that Daisiel's formula actually represents the relationship between shock current magnitude and duration for a constant shock energy.

References /1,2,5,32,33,34/. choose a radius of 8 cm (5") for the disc representing one foot and neglect the mutual resistance term. With only slight approximation, equations for the series and parallel resistance of two feet can be obtained in numerical form and expressed in terms of (ρ) , as shown below.

$$R_{F2s} = 6 (\rho) \quad [\Omega; \Omega] \quad (9)$$

$$R_{F2p} = 1\frac{1}{2} (\rho) \quad [\Omega; \Omega] \quad (10)$$

where

(ρ) is the numerical value of the soil resistivity given in ohm-meters.

Therefore, for all practical purposes the resistance of a foot is equal to $3(\rho)$. As shown next, (9) is used when computing the body current resulting from step voltages and (10) applies when calculating the body current produced by a mesh or touch potential, with both feet "buried" at zero depth in the soil near the surface.

For example, if $\rho = 2000$ ohm-m, equations (9) and (10), yield 12000 and 3000 ohms, for the series and parallel resistances. A more exact calculation of the contact resistances, using 1 m separation, yields $R_{2Fs} = 11863$ ohms and $R_{2Fp} = 3284$ ohms. Use of a larger value of dF , such as $dF = 1$ m, is conservative in calculating R_{2Fs} . Reason: though it might produce a slightly higher value of contact resistance than a smaller separation between the feet would, the resulting step voltage also is much higher with a large separation than it would be with the a smaller one - and that would be the dominant effect on body current.

The large separation is also conservative in computing R_{2Fp} , because it produces a smaller contact resistance than a small separation would.

5.4 Effect of a Thin Surface Layer of Crushed Rock

A 10 to 15 cm (4 to 6 inch) layer of crushed rock is often spread on the earth's surface, above the ground grid, to increase the contact resistance between the soil and the feet of people in the substation. If the underlying soil has a lower resistivity than the crushed rock, only some grid current will go upward and into the thin upper layer of crushed rock and the surface voltage will be very nearly the same as that without the rock layer; though, a body current will be considerably lower because of the greater contact resistance between the earth and the feet. In case like this, the approximation based on assuming homogeneous medium can produce considerable errors if the surface layer is thin and the earth material is of much smaller resistivity. A typical case which has been described in literature, shows that the effective resistance of a 0.25 m layer of limestone having a 5,000 ohm-m (wet) resistivity is roughly equivalent to 75 percent of its nominal value, if the resistivity of basement soil is 250 ohm-m. /37/

In the above mentioned reference, Hoppe derives the following equations for R_F and R_{MF} :

$$R_F = \frac{\rho_1}{4b} F(x_1), \quad R_{MF} = \frac{\rho_1}{2ndp} F(x_2) \quad (11), (12)$$

where

$$K = \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_1 + \rho_2}$$

ρ_1 is surface resistivity, $\Omega\text{-m}$,

ρ_2 is basement resistivity, $\Omega\text{-m}$,

$x_1 = h/b$; $x_2 = h/dp$;

h is thickness of surface layer,

dp is separation of two feet, and

b is radius of the "feet" disc;

all in meters.

$$F(x) = 1 + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{K^n}{n!}$$

Note: These equations could also be derived more simply by applying the method of images to Sunde's equations, in /40/. However, since the quantity $F(x)$ is rather tedious to evaluate without computer or programmable calculator, these values have been precalculated and graphed for a wide range of values (x) and factor K , as shown in Figure 6.

Example 1

Let a layer of surface material be 10 cm (4 inches) thick, and having the nominal resistivity of 2000 ohm-m; the underlying soil resistivity is 222 ohm-m, $b = 0.08$ m and $dF = 1$ m. From these data it follows that $K = -0.80$, $x_1 = 1.25$ and $x_2 = 0.1$. Using Figure 6, one can find $F(x_1) = 0.37$ and $F(x_2) = 0.11$. Substitute into (11), (12): $R_F = 3562$ ohms and $R_{MF} = 35$ ohms. Finally, using Equations (5) and (6), one obtains $R_{2Fs} = 7054$ ohms and $R_{2Fp} = 1798$ ohms.

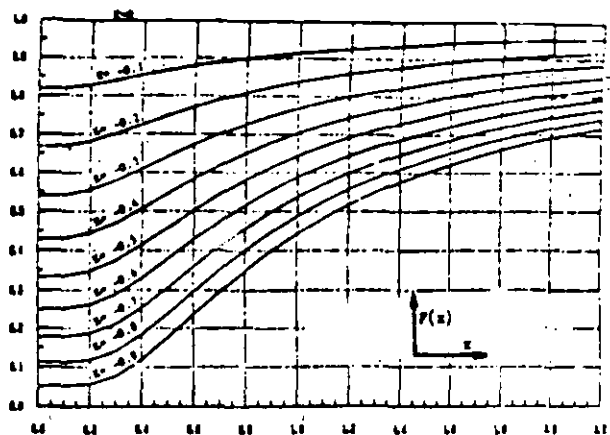


Figure 6. Function $F(x)$ versus reflection factor K

In order to obtain a simpler approximation for engineers, the mutual resistance term can be neglected and b assumed always equal to 0.08 m. On this basis, the equations for the series and parallel resistances of two feet can alternatively be expressed in a form which is analogous to that of (9) and (10), used for uniform soil ρ :

$$R_{2Fs} = 6.0 C (\rho_1), \quad \rho_1 \geq \rho_2 \quad (13)$$

and

$$R_{2Fp} = 1.5 C (\rho_1), \quad (14)$$

where

C is a reduction factor for derating the nominal value of surface layer resistivity determined as follows:
 $C = 1$ for uniform soils, and
 $C = F(h, K)$ otherwise.

For the latter case of $C \neq 1$, in which C is function of (h, K) and which distinguishes (13) and (14) from (9) and (10), the values of C are plotted in Figure 8.



Figure 7. Current and potential patterns for uniform soil with protective surface layer of high resistivity.

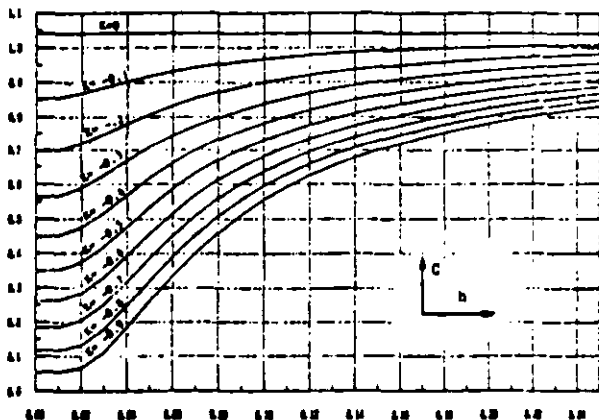


Figure 8. Reduction factor C as a function of reflection factor K and of surface layer of thickness h .

Example 2

For the same resistivity data, as used in Example 1, and also assuming again $h = 0.1$ m, and $K = -0.8$, factor C can be found from Figure 8. Here, C is determined to be approximately 0.6. Thence, R_{2Fs} is about 7200 ohms and R_{2Fp} is about 1800 ohms.

6. CRITERIA OF FERMISSEIBLE POTENTIAL DIFFERENCE

6.1 Typical Shock Situations

Figure 9 shows four basic situations, involving a person and grounded facilities during a fault. For a foot-to-foot contact the accidental circuit equivalent is that of Figure 4, and its driving voltage U is equal to E_s (step voltage); for the three remaining examples of a hand-to-both-feet contact, Figure 3 applies, and U is equal to E_t (touch voltage), E_m (mesh voltage), or E_{trnd} (transferred voltage), respectively.

During a fault, the earth becomes saturated by the currents emanating from the grid and other permanent ground electrodes, buried in some depth below the earth surface. The resulting gradient field has a primary effect on the value of U . /35-38/

For clarity, let it be stated that:

- Def (4) GROUND CURRENT is current flowing in a ground connection into or out of the earth or its equivalent serving as a ground.
- Def (5) GROUND POTENTIAL and GROUND POTENTIAL RISE (GPR). In normal condition, the grounded electrical equipment operates at zero ground potential, that is the ground potential of a grounded neutral conductor is identical to the potential of remote earth. During fault, the portion of a fault current which is dissipated by a ground electrode into the earth, causes a rise of the electrode potential with respect to remote earth. This voltage rise, proportional to the magnitude of the dissipated current and to the ground electrode apparent resistance, is the ground potential rise ("GPR") of the electrode.
- Def (6) STEP VOLTAGE is the difference in surface potential of two points at one pace (1 m) distance, experienced by a person bridging this distance with his feet without contacting anything else.
- Def (7) TOUCH VOLTAGE is the voltage difference between the ground potential rise ("GPR") and the surface potential at the point, where a man is standing on his feet while at the same time having his hands in contact with a grounded structure.
- Def (8) MESH VOLTAGE is the worst possible value of a touch voltage to be found within a mesh of a ground grid, if standing at or near the center of the mesh.
- Def (9) TRANSFERRED VOLTAGE is a case of the touch voltage in remote area, where the shock voltage may be approaching (or equal to) the full ground potential rise ("GPR") of a ground electrode.

Typically, the case of transferred voltage occurs when a person standing within the station area touches a conductor grounded at a remote point - or a person standing at a remote point touches a conductor connected to the station grounding grid. In both cases, during fault conditions, the resulting potential to ground may equal the full voltage rise of a grounding grid discharging the fault current, and not the fraction of this total voltage encountered in the "ordinary" touch contact situations.

6.2 Step and Touch Voltage Criteria

As the safety of a person depends on not exceeding the critical amount of shock energy absorbed before the fault is cleared and the system deenergized, the maximum driving voltage in any accidental circuit should not exceed the limit defined below.

For step, the limit is:

$$E_{\text{step}} = (R_B + R_{2F_n}) I_B : E_s \leq E_{\text{step}} \quad (15)$$

Combining (15), (13), (3) and (2a) or (2b),

$$E_{\text{step}_{50}} = (1000 + 6 C(q)) 0.116 / \sqrt{t} \quad (15a)$$

$$E_{\text{step}_{70}} = (1000 + 6 C(q)) 0.157 / \sqrt{t} \quad (15b)$$

Similarly, the touch limit is:

$$E_{\text{touch}} = (R_E + R_{2F_p}) I_B : E_m, E_{trnd} \leq E_{\text{touch}} \quad (16)$$

Combining (16), (14), (3) and (2a) or (2b),

$$E_{\text{touch}_{50}} = (1000 + 1.5 C(q)) 0.116 / \sqrt{t} \quad (16a)$$

$$E_{\text{touch}_{70}} = (1000 + 1.5 C(q)) 0.157 / \sqrt{t} \quad (16b)$$

where

$C = 1$ for uniform soil, or is determined from Figure 8, if a protective surface layer of high resistivity and small thickness is used;

q is the numerical value of resistivity of the surface material, in ohm-m;

t is duration of shock current, seconds.

→ The use of C factor should be limited to cases where the surface layer resistivity is higher than that of soil. Were the surface material q more conductive compared to the earth, it would affect the surface gradient, voltage and the foot contact resistance. Preferably, calculation for two layer soil should be made. The following references provide information and fundamental equations for making such calculations /35,37,38/.

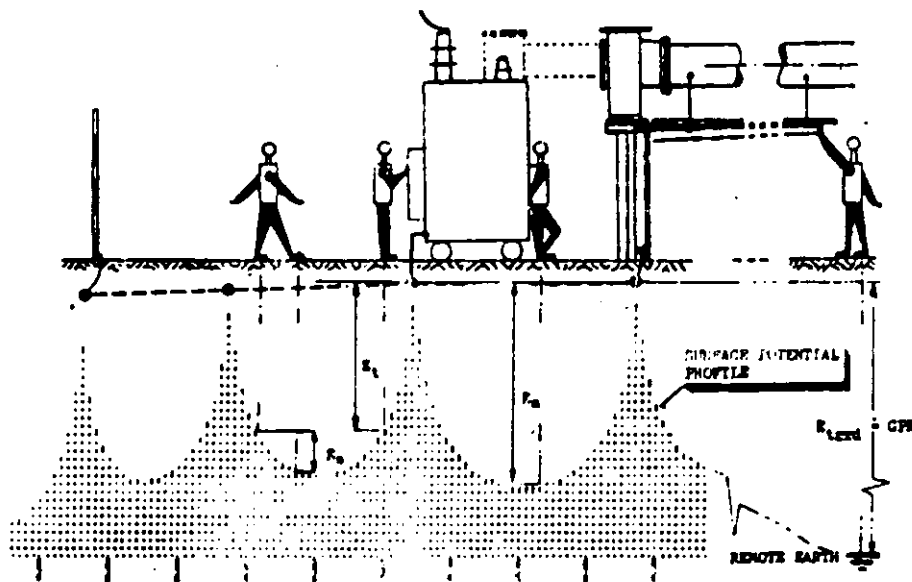


Figure 9 Basic Shock Situations

CONCLUSIONS

In summary, the presented material re-affirms the criteria for safe grounding practices, as presently included in Sections 1 to 6 of the IEEE Std. 80/1976. The same time, however, certain parts of the existing text have been extended or modified and the whole material restructured to take the best advantage of the presently available knowledge and of the availability of computers for solving more difficult problems.

ACKNOWLEDGEMENT

The material presented in this report represents views and thoughts of the IEEE Working Group 78.1, having 53 members. A complete list of members will be provided in Part IV. To this Part I, the contribution of Mr. S. G. Patel (Georgia Power Co) concerning his research of references on the shock current phenomenon, is gratefully acknowledged.

The Authors also wish to thank their respective management and companies for continued encouragement, given support and assistance through the preparation of this report.

Remarks to the Report Format

Section A has two more paragraphs: 6.3 - Note on Touch Voltage Considerations for GIS and 6.4 - Note on Effect of Sustained Ground Currents. These paragraphs will be included in the next report, Part II, to be discussed together with the rest of information concerning the gas-insulated substations (GIS).

Material of Part I, presented herein, has been rearranged with respect to that of the conference print, as follows: 1) Sections and major paragraphs are numbered in accordance with the List of Contents of the future Guide; 2) certain formulations are stated as Definitions; 3) Section 1 is extended to three paragraphs, with space formally reserved for 1.1 and 1.2, and with 1.3 used to establish those ("Key") definitions which are common to Parts I - IV; 4) References are re-numbered and some moved to Part II.

REFERENCES (Part I only)

- /1/ IEEE Std. 80/June 1976, IEEE GUIDE FOR SAFETY IN SUBSTATION GROUNDING, by Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York, 1976;
- /2/ AIEE No. 80/March 1961, GUIDE FOR SAFETY IN A-C CURRENT SUBSTATION GROUNDING, by American Institute of Electrical and Electronics Engineers, New York, 1961;
- /3/ AIEE Committee Report, "Voltage Gradients Through the Ground Under Fault Conditions", AIEE Trans., Vol. PAS-77, pp. 669-692, October 1958;
- /4/ Conversion Subcommittee of AIEE Substations Committee, "Recommended Grounding Practices for Single Polarity D-C Structures", Paper No. 57-719, AIEE Trans., Vol. 76, Part III, 1957;
- /5/ Report by IEEE Working Group on Electrostatic Effects of Transmission Lines, General Systems Subcommittee, "Electrostatic Effects of Overhead Transmission Lines, Part I - Hazards and Effects", IEEE Trans., Vol. PAS-91, pp. 422-426, March/April 1972;
- /6/ R. Rudenberg, "Grounding Principles and Practices - I, Fundamental Considerations on Grounding Currents", Electrical Engineering, Vol. 64/No.1, pp. 1-13, January 1945;
- /7/ H.G. Biegelmeier, "Die Bedeutung der Z-Schwelle des Herz-Kammerflimmerns für die Festlegung von Berührungsspannungsgrenzen bei den Schutzmaßnahmen gegen elektrische Unfälle", E&M, Volume 93, No.1, pp. 1-8, 1976;
- /8/ H.G. Biegelmeier, K. Rotter, "Elektrische Widerstände und Ströme im menschlichen Körper", E&M, Vol. 89, pp. 104-109, 1971;
- /9/ P. Osypka, "Quantitative Investigation of Current Strength and Routing in A-C Electrocutation Accident Involving Human Beings and Animals", Technische Hochschule Braunschweig, Brunswick, W. Germany, 1966/SLA Translation Center TT-6611470;
- /10/ W.H. Krueverhoven et al., "A-C Shocks of Varying Parameters on the Heart", AIEE Trans., Vol. 78/Part I, pp. 163-169, 1959;
- /11/ W.R. Lee, "Death from Electrical Shock", Proceed. of IEE, Vol. 113, No. 1, pp. 144-148, January 1966;
- /12/ K. Riebel, "Research into Electric Shock", Electrical Review 11, December 1965;
- /13/ L.P. Ferris, B.G. King, P.W. Spence, H. Williams, "Effect of Electric Shock on the Heart", AIEE Trans., Vol. 55, pp. 498-515 and 1263, May 1936;
- /14/ C.F. Dalziel, J.B. Lajon, J.L. Thurston, "Electric Shock", AIEE Trans., Vol. 60, pp. 1073-1079, 1941;
- /15/ C.F. Dalziel, E. Ogden, C.E. Abbott, "Effect of Frequency on Let-go Currents", AIEE Trans., Vol. 62, pp. 745-750 and 1000, December 1943;
- /16/ C.F. Dalziel, "Effect of Wave Form on Let-go Currents", AIEE Trans., Vol. 62, pp. 739-744, 1943;
- /17/ C.F. Dalziel, "Dangerous Electric Currents", AIEE Electrical Engineering, Vol. 63, pp. 579-585 and 1123-1124, 1940;
- /18/ C.F. Dalziel, T.H. Mansfield, "Effect of Frequency on Perception Currents", AIEE Trans., Vol. 69, pp. 1162-1168, 1950;
- /19/ C.F. Dalziel, "A Study of the Hazards of Impulse Currents", AIEE Trans., Vol. 72, Part III, pp. 1032-1043, October 1953;
- /20/ K.S. Geigas, "Electric Shock Hazard Analysis", AIEE Trans. Vol. 75, Part III, pp. 1329-1331, 1956;
- /21/ C.F. Dalziel, F.P. Massoglia, "Let-Go Currents and Volt-Voltages", AIEE Trans., Vol. 75, Part II, pp. 49-56, 1956;
- /22/ C.F. Dalziel, "Temporary Paralysis Following Freezing to a Wire", AIEE Trans., Vol. 79, Part III, pp. 174-175, 1960;
- /23/ C.F. Dalziel, "Threshold 60-Cycle Fibrillating Currents", AIEE Trans., Vol. 79, Part III, pp. 667-673, 1960;
- /24/ C.F. Dalziel, W.R. Lee, "Reevaluation of Lethal Electric Currents", IEEE Trans., Vol. ICA-4, No. 5, pp. 467-476, September/October 1968;
- /25/ C.F. Dalziel, W.R. Lee, "Lethal Electric Currents", IEEE Spectrum, pp. 44-50, February 1969;
- /26/ C.F. Dalziel, "Electric Shock Hazard", IEEE Spectrum, pp. 41-50, February 1972;
- /27/ L.A. Geddes, L.E. Baker, "Response to Passage of Electric Current Through the Body", Journal of Assoc. Advancement of Medical Instr., Vol. 2, pp. 13-18, February 1971;
- /28/ W.W. Loucks, "A New Approach to Substation Grounding", Electrical News and Engineering, May 15, 1934;
- /29/ P. Laurant, "Les Bases Generales de la Technique des Mises a la Terre Dans les Installations Electriques", Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens, Vol. I, Ser. 2, pp. 368-402, July 1951; (English translation available in Ref. 2, Appendix IV, pp. 62-90);
- /30/ E.T.B. Gross et al., "Grounding Grids for High Voltage Stations", AIEE Trans., Vol. 72, pp. 799-810, August 1953;
- /31/ J. Zaborazsky, "Efficiency of Grounding Grids with Non-uniform Soil", Ibid., Vol. 74, pp. 1230-1233, Dec. 1955;
- /32/ G. Bodier, "La Securite des Personnes et la Question des Mises a la Terre Dans les Postes de Distribution", Bulletin de la Societe Francaise des Electriciens, 6th ser., Vol. VII, No. 74, pp. 545-562, October 1947;
- /33/ H. Langer, "Messungen von Erdserschaltungen in einem 220 kV Umspannwerk", Elektrotech. Zeitschrift, Vol. 75, No. 4, pp. 97-105, February 1954; (English abstr. translation available in Ref. 2, Appendix V, pp. 91-102);
- /34/ A. Ziek, "Hazards of Electric Shock at Stations During Fault and Method of Reduction", Ontario Hydro Review News, Vol. 10, No. 1, pp. 1-6, 1958;
- /35/ F. Davalibi, D. Mukhadkar, "Optimum Design of Substation Grounding in Two-Layer Earth Structure, Part I - Analytical Study, Part II - Comparison between Theoretical and Experimental Results", and Part III - Study of Grounding Grids Performance and New Electrodes Configuration", IEEE Trans., Vol. PAS-94, No. 2, pp. 252-261, 262-266, 267-272, March/April 1975;
- /36/ J.G. Sverak, "Optimized Grounding Grid Design Using Variable Spacing Technique", Ibid., Vol. PAS-95, No. 1, pp. 362-374, January/February 1976;
- /37/ R.J. Hepple, "Step Potentials and Body Currents for Near Grounds in Two-Layer Earth", Ibid. Vol. PAS-98, No. 1, pp. 43-59, January-February 1979;
- /38/ H.N. Munnally, R.P. Webb, E.B. Joy and A.P. Mellopoulos, "Computer Simulation for Determining Step and Touch Potentials Resulting From Faults or Open Neutrals, in URD Cable", Ibid., Vol. PAS-98, No. 3, pp. 1130-1136, May/June 1979;
- /39/ J.C. Maxwell, A TREATISE ON ELECTRICITY AND MAGNETISM, book, New York: Dover 1954;
- /40/ E. D. Snijls, EARTH CONDUCTION EFFECTS IN TRANSMISSION SYSTEMS, book, New York: McMillan 1968.

Discussions

Edon J. Rogers (Hemlockville Power Administration, Vancouver, WA); Working Group 78.1 and the Editing Task Force have completed the first phase of a prodigious effort. I have several questions and comments on the revised Guide 80 Part I:

1. The authors determine the effect of a thin layer of high resistivity material of infinite extent covering a lower resistivity infinite homogeneous earth. In actual practice a small area of crushed rock covers heterogeneous earth. When determining "C" from Figures 6 or 7, the average resistivity value to what depth should be used for P_2 ? Near the edge of the grid will "C" approach one or value?
2. What are the author's design recommendations for buried grid ties or direct burial concentric neutral cable which connect directly to the Substation grid, dissipate a portion of the fault current, extends outside the grid and could have both adults walking and children playing above or in their proximity?
3. Voltages above 1000V and frequencies above 60Hz can appear on grounded metallic structures during switching sequences. For example, energizing or de-energizing shunt capacitors, back to back switching of shunt capacitors, high voltage bus and PCB energizing or de-energizing with disconnect switches and energizing and de-energizing GIS bus and PCB with gas insulated disconnect switches [1] [2]. In the event of 60Hz failure during switching sequences, contact with metallic structures could reduce body resistance below 1000 ohms. It should be recommended practice that personnel stay clear of metallic structures during these switching sequences. The large bulk of power system electrical injuries and fatalities result from inadvertent contact with energized bus or lines. Because of the continuing excellence of Guide-80, it is rare that a casualty occurs due to the grounding system.

REFERENCES

- [1] E. J. Rogers and D. A. Gillies, "Shunt Capacitor Switching EMI Voltages, Their Reduction in BPA Substations", *IEEE Trans., Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-93 No. 6, Nov/Dec 1974 pp. 1849-1860.
- [2] D. A. Gillies and E. J. Rogers, Induced Transient Voltage Reduction in BPA 500kV Substations, Conference Paper C72-522-1 presented at the IEEE/PES 1972 Summer Meeting July 9 to 14, 1972 San Francisco, California.

Manuscript received August 11, 1980.

G. L. Ford and S. A. Boggs (Ontario Hydro Research Division, Toronto, Ontario, Canada): The authors have presented an interesting paper which should stimulate considerable discussion. Grounding does not appear to be a dead issue and much basic work is yet to be done. We would like to discuss a few points raised in the paper:

1. In Section 2, with reference to Figure 1b, the authors note that for gas insulated switchgear the enclosures represent a low "resistance" path and local potentials are reduced on this account. While this is generally true at power frequency, for the steep wavefronts generated by faults or disconnect switch operations in GIS, very large, short duration (100 kV, 100 ns range) enclosure transient potential rises can occur. This topic is still under investigation by Ontario Hydro under CEA sponsorship. Theoretical work, supported by laboratory and field measurements [1,2], has established the nature of the mechanism. GIS users and manufacturers may have observed such groundrise potentials, but, as far as we are aware, no serious injuries have occurred. Because the phenomenon and the parameters which determine its magnitude have not been fully described and the ability of the human body to withstand nanosecond impulses is unknown, this must be attributed more to good luck than to good informed engineering design. We would welcome any further information from the authors, others users and manufacturers on this topic.
2. In Section 3, the authors suggest the use of a probabilistic analysis regarding the fault clearing time. We agree that this is the correct procedure, however it should be noted that the probabilistic analysis must be carefully and quantitatively carried out and that no guidelines for practical probabilistic engineering design have been established. One recent article describes an approach to this analysis [3]; however, we believe that if a probabilistic grounding

analysis is to be carried out, both the distribution of fault clearing times and the distribution of fault current magnitudes, as shown, be included. Ontario Hydro is presently carrying out such an analysis with respect to step and touch potentials on transmission line rights-of-way.

- A. The authors summarize, in Sections 4 and 5, the state of knowledge with regard to allowable body current magnitudes and durations. We believe that the authors will support our view that the state of knowledge in this area is not satisfactory, particularly in regard to the effects of very short duration transient potentials. Much basic research must be carried out in this area. This fact must be recognized by industry, and by funding agencies so that the necessary research can be carried out.

REFERENCES

- [1] G. L. Ford, S. A. Boggs, E. Y. Chu, "Transient Groundrise in SF₆ Substations Investigated", *Transmission and Distribution*, August 1979, pp 46-48.
- [2] G. L. Ford, S. A. Boggs, E. P. Dick, "Transient High-Voltage on the Grounded Enclosures of Gas-Insulated Equipment", *Canadian Electrical Association*, Vol. 19, Engineering and Operating, 1974, in Transactions.
- [3] S. Karkkainen, V. A. Palva, "Application of Probability Calculations to the Study of the Lightning Voltage Requirements for Electrical Safety Codes", *Sähkö*, Vol. 47, Nov 1974, No. 11, pp 463-471.
- [4] G. L. Ford, K. D. Krivastava, "Probabilistic Short-Circuit Level of Substation Bus Systems", *IEEE A 78-211-S*, Winter Power Meeting, 1978.

Manuscript received August 18, 1980.

J. G. Sverak, W. K. Dick, T. H. Dodds, and R. E. Hayner The discussors bring up excellent questions. We wish we could provide answers equally excellent, but unfortunately, many of the answers are either not available or are still essentially qualitative rather than quantitative.

In answer to the questions raised by *Mr. Rogers*: 1) If a person is standing on the bare soil rather than on the crushed rock, the resistivity to use in computing body current would be ρ_2 . If the person is standing on the crushed rock, the resistivity to use is ρ_1 . Although we have not computed exactly how it changes as one crosses the boundary, it seems logical that it would change from one value to the other in a distance of the order of d_1 , where d_1 is the distance between the person's feet. It also seems reasonable that the average value of ρ_2 to use should be that of the soil between the surface and depth d_1 , when one is computing body current from the surface voltage and voltage gradient. The layer of highly resistive crushed rock has little influence on the surface voltage and voltage gradient, but does reduce body current considerably. Its effect at much greater depths must be used when computing the grounding resistance of the grid.

2) If buried bare conductors are connected to the grounding grid and extend beyond the substation fence, there are two basic situations to be considered. First, near the substation, the body currents and surface voltages and gradients can be calculated as described in reference 3b. The value of I , representing the current injected into the conductor which is used in the equations of that reference, is simply the voltage potential rise on the grid divided by the grounding resistance of the conductor. The reference tells how to compute this resistance, and contains remarks on the treatment of long conductors. The equations become greatly simplified in single layer soil ($K = 0$). Second, farther away from the substation, the conductor voltage and current gradually decrease because of the effects of series resistance and shunt impedance in the conductor, which behave as a distributed parameter network. The degree of this attenuation, per unit of length, depends primarily on the ratio of a "series" resistance of the wire itself to its apparent "parallel" resistance to ground. In solving this problem, a good and not too elaborate approximation can be obtained with the use of hyperbolic functions. Depending on the actual design conditions, there are three analytical models of the well-known "ladder" network type to choose from:

- network of infinite length
- network of finite length, open ended
- network of finite length, terminated by impedance (termination by $Z = 0$ is a special case)

Typically, the first model can be used to evaluate the connection to a network of water-pipes, the second model is more suitable to represent individual counterpoise wires under a transmission tower and the behavior of a bare ground tie between two grounding grids is often best approximated by the third model. Recognizing the need for this type of information, which is missing in the 1976 edition, we are planning to cover this topic in more detail in Part III. In the meantime, one may refer to Appendix III, page 53, of the 1961 edition, Reference (1), and to (41) and (42) below. The last reference may be of particular interest in the mentioned case of a directly buried cable, if the concentric neutral consists of several drain wires embedded deep in the cable insulation. As an example, consider a 34.5 kV feeder consisting of two sets of three 500 MCM, single-phase cables bonded together in a triangular arrangement, with the drain wires of individual phases grounded at both ends and at junction points (in manholes), along the route. In some instances, an additional bare ground wire, say 4/0 copper, is run between the manholes, thus paralleling the path of drain wires and interconnecting all ground structures from manhole to manhole. Such an installation is analogous to that of a transmission line with overhead static wires, without or with a parallel run of counterpoise ties, respectively.

3) Finally, Mr. Rogers is concerned that the occurrence of transient overvoltages during switching operations with GIS may result in the presence of voltages above 1000 V on grounded enclosures and, furthermore, in the event of a 60 Hz failure, a contact with metallic structures could reduce body resistance below 1000 ohms. Since Messrs. Ford and Boggs have raised similar questions with respect to the safety of persons in GIS, these questions are answered together, next.

4) As indicated in Section 3 of this report, there is ample evidence that the human body seems to tolerate high frequency currents better than the currents in a 50-60 Hz region. Also, it is reasonable to assume that the reaction of a person subjected to a fast transient overvoltage would be more comparable to that caused by a lightning stroke than by exposure to 60 Hz. Experiments by Schwan seem to suggest that with increasing frequency, the response of a human body to the presence of electrical current degrades to a point where its perception becomes solely that of the sensation of heat. Per reference (43), the let-go current threshold increases as the square root of the frequency, whereas the perception threshold is nearly proportional to the frequency from 1 kHz above. According to this source, the let-go and perception threshold curves intersect at 100 kHz. If, of course, is prudent to admit that most of the research has been done in the area of low let-go current values and that less is known about similar exposures at higher energy levels. But in general, it probably is fairly conservative to assume that these effects of high frequency are at least strong enough to counterbalance the effect of any corresponding decrease in the effective impedance of the human body. The apparent body impedance for a touch type of contact as known to vary over a wide range from hundreds to 10⁵ ohms. This impedance is often characterized as being shunted by a capacitor - which we will believe, what Mr. Rogers had in mind. However, the value for this capacitor presently is a subject of some controversy, with suggested values ranging from 150 nF to 500,000 nF. The questions of impedance and waveform dependence are very complex and most authorities prefer to bound the range of body impedances rather than to determine the mean or average value. Nonetheless, having some aggravated biological effects presently unknown, it can be argued that the 60 Hz one wave safety criteria based on a constant 1000 ohm body resistance, as presented in this report, are reasonably conservative even when considering such fine points as the nonlinear character of a biological response of humans to a high frequency current stimulation, etc.

In order to provide a certain perspective for the above, the example used in Reference (34), "Grounding of GIS," will be investigated in terms of a lightning surge rather than a 60 Hz current. A 30 kA lightning stroke is assumed in the inner conductor. If the current in the outer sheath is in the order of 50% of this value, then

$$I_{OS} = 50\% I_C = 50\% (30 \text{ kA}) = 15 \text{ kA.}$$

It can be shown that the total inductance of a single-phase ground loop involving the outer sheath is approximately 10 μH . If one assumes that the maximum outer sheath voltage occurs at the point where the inductance is equally divided, then

$$\begin{aligned} L &= 5 (10 \mu\text{H}) = 5 \mu\text{H} \\ \text{For } 1.0 \mu\text{sec rise time, } f &\approx 250 \text{ kHz, and} \\ \omega &= 2\pi \cdot 2 (250 \text{ kHz}) = 1.57 \times 10^6 \\ Z_L &= 1.57 \times 10^6 (5 \mu\text{H}) = 7.85 \text{ ohms} \end{aligned}$$

Thus the maximum outer sheath voltage with respect to ground is

$$V_{OS} = I_{OS} Z_L = (15 \text{ kA}) (7.85 \text{ ohms}) = 118 \text{ kV}$$

Messrs. Ford and Boggs spoke of observed voltages with such orders of magnitude. They also mention rather short time durations of these pulses, 0.5 μsec or less. If one assumes a 0.5 μsec time duration, then the energy discharged through a body resistance of 1000 ohms is

$$\text{Energy} = \frac{V^2}{R} t \approx \frac{(100 \text{ kV})^2}{(1000 \Omega)} (0.5 \mu\text{sec}) = 5 \text{ joules}$$

which, in fact, is about 37% of the shock energy limit for a 60 Hz current exposure, based on Formula (2a). This would seem to support the opinion of many GIS manufacturers and users that no serious injuries occurred, mainly due to low energy levels rather than due to good luck.

However, we wish to extend thanks to Mr. Rogers and to Messrs. Ford and Boggs for presenting some good arguments why there should be more attention paid to the described transient phenomenon in GIS and to the transient response of grounding systems in general. These subjects have already been considered by the Substation Committee as justifying formation of a new Task Force.

5) To continue with questions of Ford and Boggs, we agree that a systematic probabilistic analysis is essential in obtaining a realistic picture of what is and what is not a truly critical measure in the grounding design. Research in this area may well be the main thrust of the next revision of IEEE 80.

6) It is genuinely difficult to assess the present state of art and adequacy of knowledge with regard to the body current magnitudes and durations presently considered to be safe.

On a limited basis, Figure 10 gives a rough idea of how the proposed IEEE limits compare with similar requirements used in other countries. In particular, curves 1a and 1b result from a substitution of $\rho = 0$ into (16a) and (16b), yielding the touch voltage limit values for a metal to metal type of contact, as a function of time, decreasing from approximately 641 volts at a 0.06 second exposure to 222 volts at 0.5 second if a 70 kg body criterion is used, while for a 50 kg body the range is 474-164-116 volts at the respective times of 0.06, 0.5 and 1 second. The remaining curves reflect the most recent information provided by CIGRE in reference 44. With a little probabilistic insight, one may be tempted to conclude that for all practical purposes, the application of curves 1a, 1b (IEEE), 2a, 2b (VDI) and curve 4 (Sweden) might produce just about the same risk level, though the individual distribution curves may differ. In Switzerland, the proposed new regulations suggest the use of curve 2b in conjunction with the body resistance of 2000 ohms. The same reference also indicates that in the USSR, the corresponding limit is a function of the fault time which falls between curves 2a and 1a for times below 0.7 second. If so, then the function is indeed very close to the proposed IEEE curve 1b for a 70 kg body.

REFERENCES

- [41] E. Dawalibi, D. Mukhedkar, "Multi Step Analysis of Interconnected Grounding Electrodes," IEEE Trans., Vol. PAS-95, No. 1, pp. 113-119, January/February 1978.
- [42] J. Endrenyi, "Analysis of Transmission Tower Potentials During Ground Faults," IEEE Trans., Vol. PAS-86, No. 10, pp. 1274-1283, October 1967.
- [43] "Electric Shock Prevention Investigation," Final Report prepared for U.S. Consumer Product Safety Commission, Bureau of Engineering Sciences, Washington, D.C., (draft) by III Research Institute, TITRI Project E6473, October 1977.
- [44] H. Seljeseth, A. Campling, E. H. Feist, M. Kuisman, "Station Earthing - Safety and Interference Aspects," Electra No. 71, pp. 47-69, July 1980.
- [45] H. P. Schwan, "Microwave Radiation Biophysical Considerations and Standards Criteria," IEEE Trans. on Biomedical Engineering, Vol. BME-10, pp. 304-312, July 1972.
- [46] J. G. Sverak, "Reliability of EHV-EHV Stations and Simulation of Its Probability," Elektrich. Otkryt., Vol. 57, pp. 385-391, July 1968 (written in Czech).

TOUCH VOLTAGE LIMIT

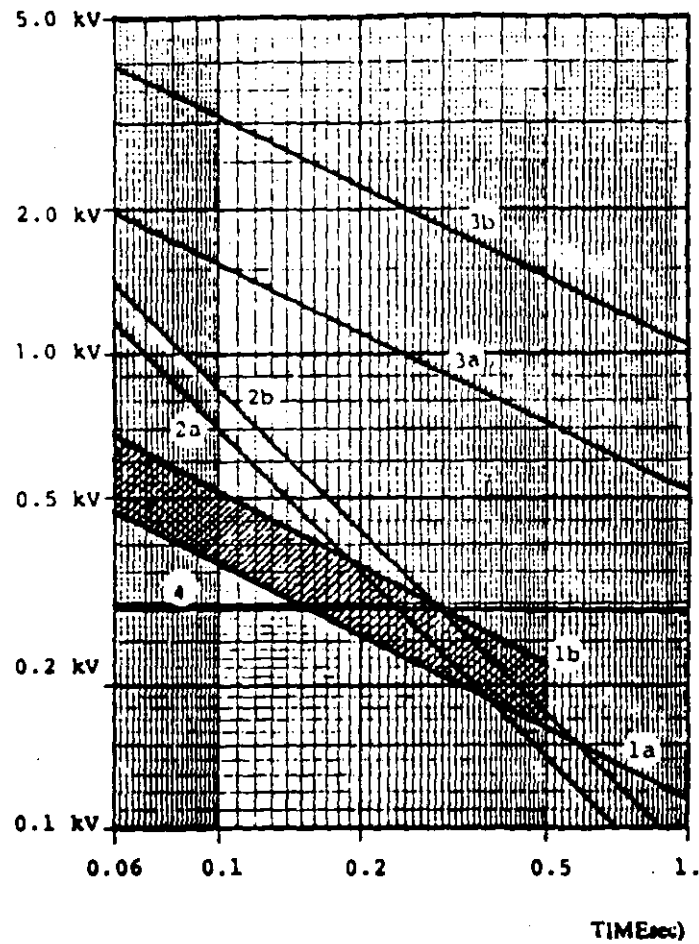


Figure 10

- 1a - IEEE (50 kg body assumption)
- 1b - IEEE (70 kg body assumption)
- 2a - VDE (installations below 110 kV)
- 2b - VDE (installations from 110 kV above)
- 3a - Finland (up to 110 kV)
- 3b - Finland (above 110 kV)
- 4 - Sweden

SAFE SUBSTATION GROUNDING - PART II

Report of the Substation Committee Working Group 78.1
"IEEE 80 Guide for Safety in A-C Substations -- Review"

prepared by

J.O. Svarak, R.U. Benson, W.K. Dick, T.H. Dodds, D.L. Gerrat, J.E. Idzkowski,
R.P. Kell, S.G. Patel, M.E. Regan, G.E. Smith, R. Verma and L.C. Zukerman

ABSTRACT - Once the safe voltage limits for step and touch are determined, the design of a grounding system can be initiated. The criteria for determining these limits were already defined in Part I. This paper sets forth the fundamental aspects of a grounding design which are common to all substations and shows the differences between conventional and gas-insulated equipment installations. Other topics include: Characteristics of a combined grid - rod system, a general formula and tables for sizing of conductors and joints and methods for calculation of a ground resistance. Potentials of GIS enclosures during fault conditions, properties of concrete-encased electrodes and the use of bentonite are also discussed. The presented material of Part II is a preliminary version of updated information, proposed to replace Sections 7 - 12 of IEEE Std. 80/1976. Paragraphs 6.1 and 6.2 complement Section 6 of Part I, presented in the first report (Paper 80 SM 652-8).

Section 6 (continued)

6.3 Note on Touch Voltage Considerations for GIS

In the grounding analysis of GIS, the touch voltage considerations present several unique problems. Unlike conventional facilities, the GIS equipment features a metal sheath enclosing a gas-insulated switchgear and inner high-voltage buses. Each bus is completely concealed within its enclosure and the enclosures are grounded. However, since a voltage is induced in the outer sheath whenever a current flows in the coaxial busbar, certain parts of the enclosure might be at a different potential with respect to the station ground. To evaluate the maximum voltage occurring on the bus enclosure during a fault, it, therefore, is necessary to determine the inductance of the outer sheath to ground, the inductance of the inner conductor, and the mutual inductances for a given phase configuration of individual buses.

Generally, a person touching the outer sheath of GIS might be exposed to voltages resulting from two basic fault conditions:

- 1) An internal fault within the gas-insulated bus system, such as a flashover between the bus conductor and the inner wall of the enclosure.
- 2) A fault external to the GIS, in which a fault current flows through the GIS bus and induces currents in the enclosures.

Since the person may stand on a grounded metal grating and the accidental circuit may involve both a hand-to-hand or hand-to-foot current path, the analysis of GIS grounding necessitates consideration of an additional problem - that of the permissible touch voltage for a metal-to-metal contact, Figure 10.

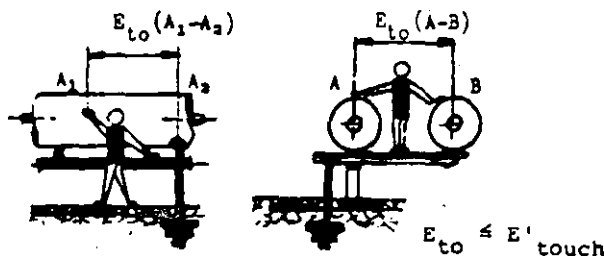


Fig. 10. Typical metal-to-metal touch situations in GIS.

Most GIS manufacturers consider the enclosure properly designed and adequately grounded if the potential difference between individual enclosures and with respect to the voltage level of other grounded structures does not exceed 65-130 volts during a fault. As shown below, the substitution of $p = 0$ in the foot voltage term $1.5C(p)$ of (16a, 16b) reveals that this voltage corresponds to the fault times from 0.8 to 3.2 second if the 100 kg criterion is used, and to the time span of 1.46 - 5.8 seconds for the assumption of a 70 kg body, respectively. This is, however, better perceived in a graphical form of Figure 11, which also helps to grasp the related problem of sufficient safety margins.

WM 180-8 A paper recommended and approved by the IEEE Substations Committee of the IEEE Power Engineering Society for presentation at the IEEE PES 1982 Winter Meeting, New York, New York, January 31-February 5, 1982. Manuscript submitted February 23, 1981; made available for printing November 30, 1981.

The reduced equations for a metal-to-metal contact, are:

$$E'_{\text{touch}_{50}} = 116 / \sqrt{t} \quad (\text{volts/seconds}) \quad (17a)$$

and

$$E'_{\text{touch}_{70}} = 157 / \sqrt{t} \quad (\text{volts/seconds}) \quad (17b)$$

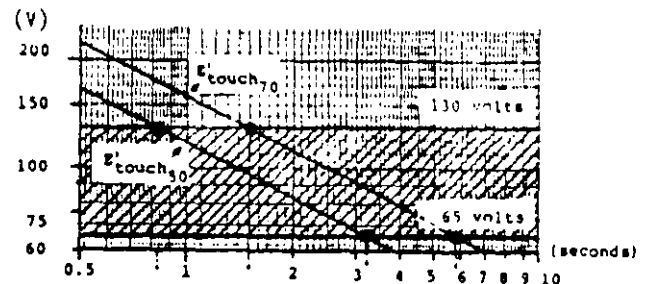


Figure 11. Touch voltage limits for metal-to-metal contact and a typical range of enclosure voltages to ground.

The fault conditions and the corresponding circuit equivalents for determining or verifying the critical design parameters of GIS grounding which are pertinent to safety will be discussed in more detail in Part II, Section 8.

6.4 Note on Effect of Sustained Ground Currents

After the safe step and touch voltage limits are established, the design of a grounding system can be carried out, satisfying the requirements based on the maximum ground fault current and the appropriate clearing time. However, currents below the setting of the protective relays may flow for extended periods of time. As such, they should be checked for causing body currents below a let-go current threshold. Fault currents between these two extremes will hardly require special considerations, since the time characteristics of protective relays usually allow passage of fault currents which in the range of permitted $(I \times t)$ values are below the maximum fault current limit. The lower currents of longer duration may thus be expected to produce body current below the threshold of fibrillation, even if somewhat above the let-go current threshold.

11.

The purpose of this part, Sections 7 - 12, is to set forth the fundamental concepts of the grounding design which are shared by all substations, as well as to point out those specific design requirements and peculiarities which often distinguish the gas-insulated substations from the conventional ones.

7. PRINCIPAL DESIGN CONSIDERATIONS

A grounding system should be installed in a manner that will limit the effect of ground potential gradients to such voltage and current levels which will not endanger safety of people or equipment under normal and fault conditions, as well as assure continuity of service.

Def. (10) GROUND ELECTRODE is a conductor imbedded in the earth and used for collecting or dissipating ground current from and into the earth, and for maintaining a ground potential on the conductors connected to it.

Def. (11) GROUNDING GRID is a system of ground electrodes which consists of a number of interconnected, bare conductors buried in the earth, providing common ground for electrical devices or metallic structures, usually in one specific location. Grids buried horizontally near the earth's surface are also effective in controlling the surface voltage gradients. A typical grid usually is supplemented by a number of ground rods and may be further enhanced by auxiliary ground electrodes, to lower its resistance with respect to remote earth.

Def. (12) GROUND MAT is a solid metallic plate, or a system of closely spaced bare conductors which are grounded and often placed in shallow depths above a ground grid or elsewhere at the earth surface, in order to obtain an extra protective measure minimizing the danger of the exposure to high step or touch voltages in a critical operating area or places which are frequently used by people. Grounded metal gratings, placed on or above the soil surface, are common forms of a ground mat.

Def. (13) GROUNDING SYSTEM comprises all interconnected grounding facilities in a specific area.

7.1 General Concept

In the discussion which follows, it is assumed that the system of ground electrodes has the form of a grid of horizontally buried conductors, supplemented by a number of vertical ground rods connected to the grid. Based on two consecutive surveys, the first reported in the AIEE Application Guide in 1954, and the second published in 1980, this concept also represents the prevailing practice of most utilities both in the USA and in the world [42,43].

Some of the prominent reasons for using the combined system of vertical rods and horizontal conductors, are:

- 1) In substations of any size, no ordinary single electrode is adequate enough to provide the needed conductivity and current-carrying capacity. In turn, when several electrodes, such as ground rods, are connected to each other and to all equipment neutrals and frames or structures which are to be grounded, the result is, necessarily, a grid arrangement of ground electrodes, regardless of the original objective. If the connecting links happen to be buried in a soil of low conductivity, this network alone may represent an excellent grounding system in itself. That is to say, a design using multiple electrodes often requires an interconnecting network so effective that the original ground electrodes may, at least in terms of the total grounding resistance, become superfluous. Partly for this reason some utilities depend on the use of a grid alone. However, ground rods are relatively inexpensive and easy to install. Furthermore, they are of a particular value to safety, as explained next.
- 2) If the magnitude of current dissipated into the earth is high, it seldom is possible to install a grid with resistance so low as to assure that the rise of a ground potential will not generate surface gradients unsafe for human contact. Then, the hazard can be eliminated only by control of local potentials through the entire area. A system which combines a horizontal grid and a number of vertical ground rods penetrating lower soils, has the following advantages:
 - While horizontal (grid) conductors are most effective in reducing the danger of high step and touch potentials on the earth's surface - provided that the grid is installed in a shallow depth usually .5-1 m (2-4 feet) below grade, sufficiently long ground rods will stabilize the performance of such a combined system. For many installations this is important: because of freezing or drying out, the resistivity of upper soil layers could vary with seasons.
 - In practice, the rods are far more effective in dissipating fault currents whenever a two- or multi-layer soil is encountered and the upper soil layer has higher resistivity than the lower layers. For many GIS and other space-limited installations, this condition becomes in fact the most desirable one to occur, or to be achieved by the appropriate design means. (Extra long ground rods, grounding wells, etc.)
 - Finally, if the rods are placed predominantly along the grid perimeter in high-to-low or uniform soil conditions, the rods will considerably moderate the steep increase of the surface gradient near the peripheral meshes. Specific details of this arrangement will be further discussed in Parts III and IV, since these are pertinent to the use of simplified methods in determining the voltage gradient at the earth's surface.

7.2 Primary and Auxiliary Grounding Electrodes

In general, most grounding systems usually utilize two groups of ground electrodes: those specifically designed for grounding purposes and the electrodes which comprise various underground metal structures, installed for purposes other than grounding.

Def. (14) A PRIMARY grounding electrode is defined as a ground electrode specially made or adapted for discharging the maximum value of a fault current into the ground for durations and often in a specific discharge pattern, as required (or implicitly called for) by the grounding system design.

Def. (15) AN AUXILIARY grounding electrode differs from the above by being a subject of certain design or operating constraints, such as of a limited current-carrying capability, etc.

Grounding grids, counterpoise, ground rods or wells are typical primary electrodes. Steel structures or foundations encased in concrete - if tied to the grounding grid in order to reduce the overall system resistance - represent typical auxiliary grounding electrodes with a low current duty.

7.3 Basic Aspects of Grid Design

Conceptual analysis of a grid system usually starts with inspection of the station layout plan, showing all major equipment and structures. In order to establish the basic ideas and concepts, the following points may serve as approximate guidelines for a typical grounding design:

- 7.3.1 A continuous cable loop should surround the perimeter, to enclose as much ground as practical. This measure helps to avoid high current concentration and hence high gradients both in the grid area and near the projecting cable ends.

- 7.3.2 Within the loop, cables should be laid in parallel lines and - where practical - along the structures or rows of equipment, to provide for short ground connections.

- 7.3.3 A typical grid system for a distribution substation might comprise 4/0 bare stranded copper cables buried 0.5-0.6 m (12 in 18 inches) below grade, spaced 3 to 7 m apart, in a grid pattern. At cross-connections, the cables would be securely bonded together. Use of ground rods at the grid corners and, say, at each second junction point along the perimeter there would be added a ground rod approximately 3m (10 feet) long. In multi-layer or soil resistance soils, it might be useful to use longer rods. (From this approach, 100 feet already have been used by some utilities.)

- 7.3.4 This grid system would be extended over the entire substation switchyard and sometimes beyond the fence line. Multiple ground leads and reinforced conductors would be used where high concentrations of current may occur, such as at a neutral-to-ground connection of generators, capacitor banks, or transformers.

- 7.3.5 Usual mesh side ratio is from 1:1 to 1:3 unless a precise (computer-aided) analysis warrants more extreme values. Typically in applications which are based on the advanced analytical methods, using unequal spacings. Without over-emphasizing the point, it is noted that frequent cross-connections are relatively inefficient in lowering the total resistance of a grid. However, their primary role is to assure adequate control of the surface potentials. The cross-connections are also useful in securing multiple paths for the fault current, minimizing the voltage drop in the grid itself and providing a certain measure of redundancy in the case of a conductor failure.

7.4 Design in Difficult Conditions

In areas where the soil resistivity is rather high or the substation space is at premium, it may not be possible to obtain a low impedance grounding system by spreading the grid electrodes over a large area, as it is done in more favorable conditions. Such a situation is typical of many GIS installations, occupying only a fraction of the land area normally used for conventional equipment. This often makes the control of surface gradients difficult. Some of the solutions include:

- 1) Alternate use of remote ground grids and a direct - grounding facilities; a combined system utilizing separate installations in buildings, underground vaults, etc. Apparently, a predominant use of remote ground electrodes prompts careful consideration of surge arrester location and other critical points because a significant voltage drop may develop between the local and remote grounding facilities.

- 2) Use of deep-driven ground rods and drilled ground wells, in combination with a chemical treatment of soils, or use of bentonite clays for backfilling.

- 3) Use of counterpoise wire mats. In exposed areas, it is feasible to combine both an insulating material and fabricated mats of wire mesh, expanded metal or gratings; first to equalize the gradient field near the surface and then to reduce conductance from the surface to the underlying metal structures. A typical counterpoise mesh might consist of copperclad steel wires, say, of No.6 AWG size, arranged in a 0.6 m x 0.6 m grid pattern (24 in x 24 in), installed 5 - 15 cm (2 - 6 in) below the earth's surface and overlaying the main ground grid which is installed at greater depth (usually between 0.3 - 1.5 m).

- 4) Where feasible, controlled use of other available means to lower the overall resistance of a ground system. Typical is the use of metallic objects on the site which qualify for and can serve as auxiliary ground electrodes, or as ground ties to other systems. Consequences of such applications have, of course, to be carefully evaluated.

7.5 Connections to Grid

Conductors of adequate capacity and mechanical strength should be used for the connections between:

- 7.5.1 All ground electrodes, such as ground grids, end-bush, ground wells and, where applicable, water or gas pipes, water well casings, etc.
- 7.5.2 All non-current carrying metallic parts which might accidentally become energized - such as metal structures, machine frames, metal housings of conventional or gas-insulated switchgear, transformer tanks, guards, etc.
- 7.5.3 All fault current sources such as surge arresters, capacitor banks or coupling capacitors, transformers, and where appropriate, machine neutrals, secondary lighting and power circuits.

Copper cables or straps are usually employed for these ground connections. However, transformer tanks are often used as part of a ground path for surge arresters mounted thereon. Similarly, steel or aluminum structures may be used for the ground path if it can be established that their conductivity, including that of any joints, is equivalent to that of the conductors which would normally be installed. Where this practice is followed, any paint films which might otherwise introduce

a highly resistive joint should be removed and a suitable joint compound applied or other effective means taken, to prevent subsequent deterioration of the joint from oxidation. In the case of GIS installations, extra attention should be paid to the possibility of unwanted circulation of induced currents. Section 8 covers the subject in more detail.

Equal division of currents between multiple ground leads at cross-connections or similar junction points, should not be assumed.

All accessible ground leads should be inspected on a periodic basis. Exothermic-weld, brazed, or pressure type connectors can be used for underground connections. Soldered connections are to be avoided. (A possibility of failure under high fault currents, or due to galvanic corrosion.)

Open circuits, even in exposed locations, can escape detection and it obviously is impractical to inspect buried portions of the grounding network, once it is installed. Those facilities which are most likely to supply or carry a high fault current, as transformer and circuit breaker tanks, switch frames and arrester pads, should always be connected to the grid with more than one ground lead. The leads should preferably be run in opposite directions. *

8. SPECIAL CONSIDERATIONS FOR GIS

8.1 Gas-insulated Substation Characteristics

Gas-insulated substation (GIS) is subjected to the same magnitude of ground fault current and requires the same low impedance grounding as conventional substations.

Def. (16) GAS-INSULATED SUBSTATION. A compact, multi-component assembly, enclosed in a grounded metallic housing in which the primary insulating medium is a compressed gas and which normally consists of buses, switchgear and associated equipment (subassemblies).

Typically, the GIS installation necessitates 10 - 25 % of the land area required for conventional equipment. Due to this and the other unique characteristics described next, it may be difficult to obtain an adequate grounding solely by conventional methods. For instance, particular attention should be given to the bonding of the metallic enclosures of the GIS assembly, as these enclosures carry induced currents of significant magnitude, which must be confined to specific paths. In this respect, grounding recommendations by the manufacturer of a given GIS usually need to be strictly followed.

8.2 Enclosures and Circulating Currents

The shielding effectiveness of the bus enclosure is determined by its impedance which governs the circulation of induced currents.

Def. (17) ENCLOSURE CURRENTS. Currents which result from the voltages induced in the metallic enclosure by effects of currents flowing in the enclosed conductors.

Def. (18) CONTINUOUS ENCLOSURE. A bus enclosure in which the consecutive sections of the housing along the same phase conductor are bonded together, to provide an electrically continuous current path throughout the entire enclosure length. Cross-bondings, connecting the other phase enclosures, are made only at the extremities of the installation and at a few selected intermediate points.

Def. (19) NON-CONTINUOUS ENCLOSURE. A bus enclosure with the consecutive sections of the housing of the same phase conductor electrically isolated (or insulated from each other), so that no current can flow beyond each enclosure section.

With separate enclosures for each phase, the magnitude and direction of the enclosure current is influenced by the size of the enclosure and the phase spacing between the buses, as well as by the method of interconnecting the enclosures.

In a CONTINUOUS enclosure design, a voltage is induced in an enclosure by the current in the conductor that it surrounds, producing a longitudinal current flow in the enclosure. This current returns through the housing (enclosures) of adjacent phases.

When a continuity of all phase enclosures is maintained through short connections at both ends and the load is equalized between phases, the enclosure current is only slightly less than that flowing in the inner bus in the opposite direction. The magnetizing current lags the enclosure current by approximately 90 degrees; the flux

is mainly contained within the enclosure. *

In a NON-CONTINUOUS enclosure design, there are no external return paths for enclosure currents. The voltage induced in a non-continuous enclosure by the current of an inner bus(es) that it surrounds, thus cannot produce any longitudinal current flow. Also, voltages might be induced in each enclosure by the current of other phase conductors, that is, by the currents in the conductors not enclosed by it. Nonuniform voltages result, causing local current flows in each isolated enclosure section, with the currents flowing in nonuniform patterns. Note: Because of these properties, the non-continuous design is generally considered less advantageous than that of the continuous type. As such, it is not currently used by the industry.

8.3 Grounding of Enclosures

Normally, the enclosures of the continuous type provide a return path for induced currents so that the conductor and enclosure form a concentric pair with effective neutralization of the field external to the enclosure. However, under asymmetrical faults, the probability is that the current induced in the enclosures will be substantially different from the current in the enclosed conductor.

Complete bonding and grounding of GIS enclosures is the best principal solution to minimize hazardous touch and step voltages within the GIS area. Additional measures include the use of conductive platforms which are connected to GIS structures and grounded. Servicing platforms (usually) are an integral part of the GIS design, supplied by the manufacturer.

Def. (20) MAIN GROUND BUS. A conductor or system of conductors that provides for connecting of all designated metallic components of the GIS to a station ground.

To limit the undesirable effects caused by circulating currents, the following requirements should be met:

a) All metallic enclosures should normally operate at ground voltage level, and

b) when grounded at the designated points, the bus enclosure design must ensure that no significant voltage differences exist between individual enclosure sections and that neither the supporting structures nor any part of the grounding system is adversely influenced by the flow of induced currents.

c) To avoid the circulation of enclosure currents beyond regular return path within the GIS assembly, cable sheath grounds should be tied to the grounding system (ground grid) via connections which are separated from the GIS enclosures. To facilitate this isolation, the design of cable terminations (potheads) should be such that an isolating air gap or proper insulation elements are provided.

d) Enclosure return currents also cannot be permitted to flow through any externally mounted current transformers.

8.4 Cooperation Between GIS Manufacturer and User

Usually, it is the GIS manufacturer who defines clearly what constitutes the "Main Ground Bus" of the GIS and specifies what is required of the user for connecting the GIS assembly to the station ground. Ample documentation is necessary to assure that none of the proposed connections from the "Main Ground Bus" to the grounding grid (station ground) would interfere with the required enclosure current path or any other operational feature of the GIS design. That may be especially pertinent if the "Main Ground Bus" consists of a system of interconnections between the GIS components and structures, and no separate busbar (continuous common ground bus loop), is furnished.

It is usual that the GIS manufacturer also provides, or is responsible, for:

- providing the subassembly-to-subassembly ground connections, to assure safe voltage gradients between all intentionally grounded parts of the GIS assembly and between those parts and the "Main Ground Bus" of the GIS;

- furnishing readily accessible connectors of sufficient mechanical strength to withstand electromagnetic forces and normal abuse in a point of application, as well as capable of carrying the anticipated maximum fault current in that portion of the circuit, without overheating;

* One possible exception is grounding of the secondaries of potential and current transformers. The grounding of such devices usually must be restricted to a single point, to avoid any parallel path that could cause undesirable circulation of currents, affecting the performance of relays and metering devices.

* However, despite all measures described, the presence of circulating currents can cause different parts of the GIS metal housing to have a slightly different potential to ground. Though the resulting voltage differences are small and generally of no concern with regard to a shock hazard, accidental metallic bridging of adjacent enclosures can cause annoying sparks.

- providing NFMA standard ground pads and/or) connectors allowing - at least - for two paths to ground from the "Main Ground Bus", or from each metallic enclosure and auxiliary piece of GIS equipment designated for a connection to the station ground if the "Main ground bus" of the GIS assembly does not actually exist;
- recommending proper procedures for connections between dissimilar metals, typically between a copper cable or similar ground conductor and aluminum enclosures.

The user usually provides information on the sources of fault current and the expected magnitudes and durations which ought to be considered. Moreover, he should be of assistance to the GIS manufacturer in reviewing all proposed grounding provisions, in order to assure proper interfacing of:

- connections for the neutral current of earthed equipment or apparatus and for dissipating surges caused by lightning and switching within the GIS;
- devices for dissipating lightning and switching surge currents, external to the GIS assembly;
- securing the requirements of protective relaying, and satisfying the provisions necessary for telephone and communication facilities;
- furnishing ground connections to all GIS supporting frames and structures, metallic sheaths and installation of shielding for cable terminations, where applicable;
- connections to those pads or connectors, furnished by the GIS manufacturer;
- assuring safe voltages for step and touch, under both normal and abnormal operating conditions external to the GIS assembly;
- compliance with the grounding specifications, related to correct grounding practices, as mutually agreed to by the GIS manufacturer and the user.

A.3 Other Special Aspects of GIS Grounding

A.3.1 Precautions should be undertaken to prevent excessive currents being induced into adjacent frames, structures or reinforcing steel, and to avoid establishing of current loops via other station equipment, such as transformers or separate switchgear. If there is the possibility of undesirable current loops via ground connections, or if any sustained current path might partially close or pass through grounded structures, the substation grounding scheme and the physical layout should be carefully reviewed with the GIS manufacturer.

A.3.2 Equal care is needed in the proximity of discontinuities in enclosure grounding paths at the transformer connections to GIS and at the interface points to conventional switchgear, to prevent circulating currents in the circuit breaker and transformer tank steel.

A.3.3 Where applicable, all isolating elements should be able to withstand the full potential difference which may occur between the locally grounded system and that external to the GIS. For instance, the isolation of high-pressure oil pipe cables from the GIS grounding system, often involves difficulties. Although the individual HV or EMV potheads may provide adequate separation from the external grounds - by the virtue of a design which usually includes the use of base plate insulators made of high voltage rated porcelain or fiberglass, problems sometimes arise if the same level of insulation is also expected at other interface points. One typical problem area is the auxiliary piping between the oil chamber of individual GIS potheads and the oil diffusion chamber at the end of a pipe cable which frequently branches to a variety of oil pressure monitoring instruments and alarm devices /46/. There, the isolation of metal parts is often achieved by the means of ceramic or plastic inserts which might have inadequate creepage distances.

In these and similar circumstances, a close cooperation with the GIS manufacturer, in early stages of the design, is very important.

A.4 Notes on Grounding of GIS Foundations

Since the earth path of ground currents is strongly affected by the relative position of conductive objects which are in the ground, more attention should be paid to those portions of the GIS grounding system which include discontinuities, or where the design requires an abrupt change in the pattern of ground electrodes. Typically, the following circumstances are of concern:

A.4.1 In the limited space of GIS substations, a substantial part of the insulation area is often occupied by concrete foundations, which may cause irregularities in a current discharge path. In this respect, a simple metallic slab reinforced by steel is advantageous both as an auxiliary grounding device and for seismic reasons.

A.4.2 The reinforcing bars and other metal in concrete foundations can act as auxiliary ground electrodes and may be used provided that under no circumstance the discharge of fault currents should result in concrete damage due to electrolysis. Some special attention of the concrete should be given. For more details, refer to paragraph 12.4.

A.4.3 Where a continuous floor slab is used, a good solution measure is to tie its reinforcing steel mesh to the common ground bus (Main Ground Bus) so that both the enclosures and the structural steel in and above the foundation will be at approximately the same potential level. The assumption is that this measure should produce a better earthing of the GIS assembly, and that the resulting bonding of steel together should produce more even distribution of current density and at the surface.

6.7 Touch Voltage Circuit Equivalents

The tolerable potential difference between two points of contact can be calculated in terms of the circuit constants and the allowable body current by the International Commission (Equivalent source theorem). The body current resulting from a touch, should be equal to that which the person's body would cause to flow through the body resistance, when it is as equal to 1000 ohms, in series with the equivalent impedance connected to the points of contact. Actually, the real network always includes at least two paths in parallel: the preferred direct path through the enclosures and supporting structures to the ground and a parallel path of the "non-identical" type, with current passing either from the enclosure to the ground or from the ground to the enclosure. However, a simplified approach, according to which the equivalent circuit (Figures 4.5, 9), is also adequate in this application.

In either case, it becomes necessary to define the body current to some value in a milliamperage range, while the fault currents which are of concern range from hundreds to thousands amperes. Thus, one can safely assume that the full potential difference existing prior to a contact would not change while forcing the current through or underneath a person including the body - and the case of a person touching the GIS sheath metal can be reduced to the problem of finding the voltage drop between two points of contact along one or between two enclosures and a common ground, for the hypothetical contact made by a person standing on a non-metallic surface (protective earth or a sand layer, the grounding grid, etc.), only a simplified touch voltage application criterion of formula (16) is recommended, which takes into account the maximum inductive voltage drop occurring within the GIS assembly.

The touch voltage criterion for GIS, is:

$$\sqrt{(E_{\text{sh}} + E_{\text{L}} + E_{\text{LTT}})^2 + (E_{\text{L}} \text{ to max})^2} \leq E_{\text{Touch}} \quad (16)$$

where

$E_{\text{sh}}, E_{\text{L}}, E_{\text{LTT}}$ is the calculated value of mesh, touch or transformer voltage, as determined for the point underneath a person's feet;

$E_{\text{L}} \text{ to max}$ is the maximum value of a metal-to-metal voltage difference on and between GIS enclosures, or between GIS enclosures and the supporting structures, in the horizontal or vertical assembly, as it is reasonably designed.

Although the GIS manufacturer generally designs the system to meet the already mentioned requirements for touch voltage and usually performs most, if not all, calculations, it is necessary for determining the mesh voltages and currents during faults, there still are circumstances when the user has to ascertain that the entire installation is safe. Having this possibility in mind, some of the critical aspects of interconnecting the GIS with a grounding system are briefly outlined next.

Before examining the corresponding circuit equivalents, it is useful to clarify the difference between a circulating current and eddy-currents and the effects in producing the sheath voltages.

With enclosures both grounded, as is often the case, the voltage occurring on the outer sheath is caused by the common mode voltage induced longitudinally and by the voltage caused by eddy-currents. The two voltage waves are assumed superposed. Analyzing the transverse mode first, any non-magnetic tubular shield surrounding a conductor will contain to some degree an alternating magnetic field produced by currents flowing in the inner conductor and therefore somewhat reduce the effect of that field on other outside conductors. This shielding effect results solely from the presence of eddy-currents circulating in a perpendicular plane to the field of the conductor - as if the enclosure consisted of many segments with no longitudinal current flow between them. Any

* It might be argued that the concrete slab, being a fairly good conductor itself, could act as a "screen" between the age at the floor level. If this were the case, the mesh voltage of the reinforcing bars from the ground would be negligible. It makes little difference whether the bars are connected to the grid or not. If the bars are connected to the grid, the voltage drop in the earth between the bars of the slab and the common ground would be zero. (As both ends are at the same potential, hardly any current would flow out of the bars into the concrete and toward the ground grid.) Therefore, the eddy-currents flowing within reinforcing bars will produce a substantially uniform potential field across the floor slab, whether or not the bars are connected (electrically) to the common ground.

since the currents produce their own magnetic fields opposing and counterbalancing the field of an inner conductor, a transverse voltage will occur across the enclosure, whether that is grounded or not. At 60 Hz, however, no non-magnetic enclosure of practical thickness provides enough shielding to be of any importance; the induced voltages are no more than a few volts and the relative shielding effectiveness would usually be less than 10 percent. Since the typical GIS enclosure of continuous design is effective by 80-90 percent, the predominant shielding effect results from the longitudinal circulation of currents in a closed path via the enclosures of individual phases and their bonds. With this insight, the following assumptions can reasonably be made:

- For continuous enclosures the effect of eddy-current may be completely neglected as a contributing voltage factor.
- Coupling from an inner conductor of one phase to any other outside conductor can be viewed as unaffected by the eddy-current shielding effect of its own enclosure.

Now, concerning solely the longitudinal effects, consider two elementary circuit models (a) and (b) of Figure 12.

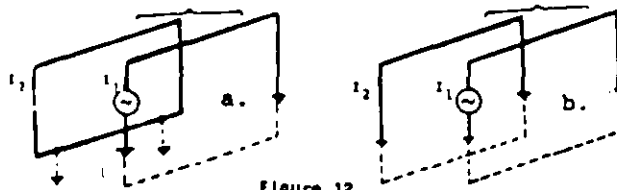


Figure 12.

Either sketch illustrates a system of two coupled circuits described by the following general equations:

$$V_1 = Z_1 I_1 + Z_m I_2 \quad (19)$$

$$0 = Z_m I_1 + Z_2 I_2 \quad (20)$$

where

Z_1 is self-impedance of the phase conductor with earth return

Z_2 is self-impedance of the outer sheath

Z_m is mutual impedance between the phase conductor and sheath

Solving (20) for I_2 and substituting the result into (19) will yield expressions for the apparent circuit impedance Z as seen by the source, and the relative magnitude and direction of I_2 with respect to I_1 .

$$I_2 = -\frac{Z_m}{Z_2} I_1 \quad \text{and} \quad V_1 = I_1 Z \quad (21), (22)$$

$$Z = Z_1 - \frac{Z_m^2}{Z_2} \quad (23)$$

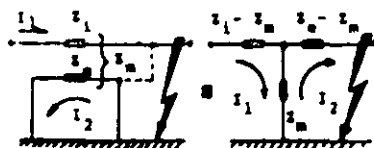


Figure 13.

In turn, these results can be both interpreted and manipulated in terms of the well-known T-equivalent of an ideal transformer (Figure 13), with the following implications:

- If the current return path includes both the ground connection and bonded enclosure loops, the circuit impedance is Z , as determined by (23).
- If only a small or no current flows into the ground connection and most of it returns via the sheath, the impedance is closer to Z' :

$$Z' = Z_1 + Z_2 - 2Z_m \quad (24)$$

this condition is equivalent to eliminating the ground branch* of the T-equivalent in Figure 13.

* It is important to realize that all conventions per (19) and (20) hold. Referring to Figure 12b, if, for instance, both conductors are assumed to be of the same size and elevation, then X_1 , X_2 and X_m can be expressed with respect to a ground plane, as

$$X_1 = X_2 = C \ln(2h/GMR) \quad \text{and} \quad X_m = C \ln(2h/D)$$

Using (24), $X = C [2 \ln(2h/GMR) - 2 \ln(2h/D)] = C 2 \ln(D/GMR)$, which, of course, is the inductance of a closed loop of two long parallel conductors separated by distance a .

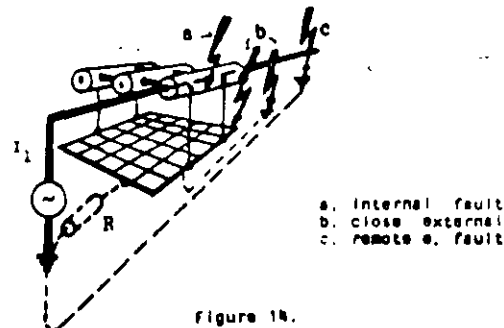


Figure 14.

In practical situations, as is shown in Figure 14, a multiplicity of return paths and a considerable cross-coupling occurs. For this reason, the simplified models apply only to a certain degree. This, however, makes the calculation of longitudinally induced currents difficult and for some remote external faults often outright impractical, as too many parameters remain ill-defined. Furthermore, because of a great variety in possible physical arrangements of the GIS assembly, it also is difficult to give specific guidelines. As a rule, the GIS manufacturers do detail calculations of this type for determining the basic design parameters, such as spacing and location of bonds, etc. Therefore, given the limited scope of this document, it is suggested to use the following simplified procedure only as means to obtain a rough estimate, if the lack of manufacturer's data makes it necessary.

8.7.1 INTERNAL FAULT

As illustrated in Figures 15, 16 and 17, on a single-bus basis, there are three possible locations of a fault point within the bus.

- 1) Enclosure grounded at point B, flashover occurs at point A, Figure 15:

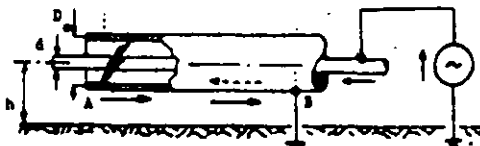


Figure 15.

Since only a minimum magnetic field exists outside the enclosure and most of the flux is retained inside the sheath acting as a coaxial cable, both the sheath resistance and inductance ought to be considered. Based on formula (24), the respective resistive and inductive voltage drops are:

$$V_{R1} = I R_0 \quad \text{and} \quad V_{L1} = j \omega (4.61 \times 10^{-7}) \log_{10} \left[\frac{(GMR - r_0)^2}{r_0 GMR} \right] I \quad (25)$$

$$V_{L1} = j \omega L_1 I \quad (26)$$

where

r_0 is effective radius of inner bus, taken as $r_0 = 0.9 d/2$, d being the actual diameter, in

GMR is geometric mean radius of enclosure, $GMR = D_0/2$, D_0 = inner radius + outer radius, in

I is current in inner bus, amperes

R_0 is enclosure resistance per unit length, Ω/a

L_1 is enclosure inductance per unit length, mH

h is height above ground, m

$\omega = 2 \pi f$, f being frequency in hertz

The total voltage drop along the enclosure is:

$$V_0 = (V_{R1}^2 + V_{L1}^2)^{1/2} \quad [\text{volts}] \quad (27)$$

- 2) Enclosure grounded at point A, flashover occurs at point B, Figure 16:

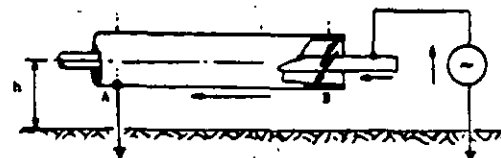


Figure 16.

In contrast, here the resistance can be neglected since the effect of enclosure inductance is predominant. The voltage drop is:

$$V_s = V_{s0} + j\omega L (4.61 \times 10^{-7}) \log_{10} (2h / \text{GMR}) I \text{ [volts]} \quad (28)$$

3) Enclosure grounded at both ends. Flashover occurs between the end points A and B, Figure 17.

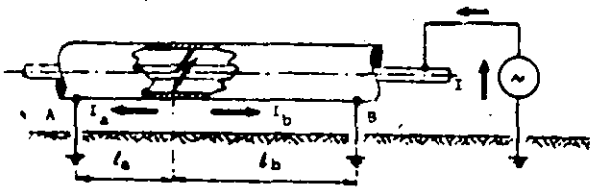


Figure 17.

For a fault anywhere between A and B the fault current I will divide according to impedances to ground which it sees. Hence, the longitudinal voltage drop will be at maximum whenever the following conditions are met for the respective left and right side currents I_a , I_b :

$$V = Z_A I_A = Z_B I_B = I_A + I_B = I \quad (29), (30), (31)$$

Applying expression (28) and formula (26) to determine Z_a , Z_b , it can be shown that the solution for unknown I_a , I_b , which also satisfies the implicit constraint that $I_a + I_b = I$, is:

$$I_a = \left[\frac{1 - \sqrt{Z_a/Z_b}}{1 - Z_a/Z_b} \right] I_{AB}, \quad I_b = \left[\frac{1 - \sqrt{Z_b/Z_a}}{1 - Z_b/Z_a} \right] I_{AB} \quad (32), (33)$$

With Z_a , Z_b , determined on per unit length basis, Z_a , Z_b , and the total enclosure length between ground points A and B, are:

$$Z_A = Z_a Z_A, \quad Z_B = Z_b Z_B, \quad Z_{AB} = Z_a + Z_b \quad (34), (35), (36)$$

In a case of $Z_a = Z_b$, the current would split evenly, with an internal fault occurring in the center: $I_a = I_b = 0.5 I$.

Example 1 - Internal Fault

Referring to Figure 18, consider the illustrated half of a GIS 230 kV bus, consisting of a cable feed, a breaker and an overhead transmission line termination at the elevated end, which has been described in literature [45].

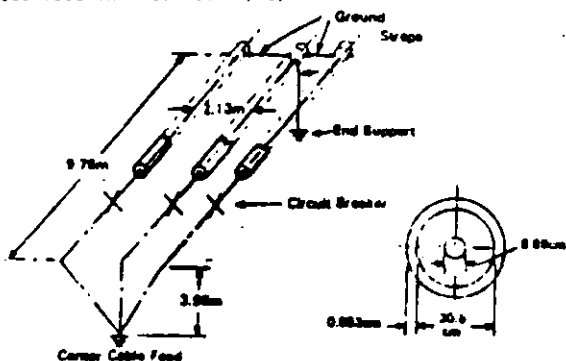


Figure 18.

In addition to the basic dimensions shown above, the following design data are given: $Z_0 = 60 \Omega$, $\text{GMR} (\text{cable}) = 0.157 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{ground strap and sheath}) = 0.022 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{bus}) = 0.022 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{cable}) = 0.157 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{ground strap and sheath}) = 0.022 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{bus}) = 0.022 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{cable}) = 0.157 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{ground strap and sheath}) = 0.022 \text{ m}$, $\text{GMR} (\text{bus}) = 0.022 \text{ m}$.

Assume infinite ground plane at zero depth (ground grid = steel bars, 2m apart, 1m deep), $S_0 = 21 \text{ m}$, $U_{10} = 0.0001 \text{ m}$, $U_{10} = 0.0001 \text{ m}$, $U_{10} = 0.0001 \text{ m}$.

$$Z_a = 0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I = j 0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I$$

$$Z_b = 0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I = j 0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I$$

$$Z_{AB} = Z_a + Z_b = j 0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I$$

Assuming a fault in the center phase to be the worst case for a given arrangement, the equivalent enclosure length (including the length of grounding strips converted to enclosure length), is:

$$L_{AB} = 9.78 + 3.96 + 3.96 \log_{10} (7.02 / 0.022) / \log_{10} (7.02 / 0.157) = 13.71 \text{ m}$$

Determining $Z_A = 23.57 \text{ m} ((1 - (2h/w)^2) / (1 - 2h/w)^2) = 7.1 \text{ m}$,

$$Z_B = L_{AB} - Z_A = 13.71 - 7.1 = 6.61 \text{ m}$$

$$Z_A = Z_B = Z_{AB}$$

$$I_A = I_B = I_{AB} = 7.1 (0.022) / 10^{-3} = 2.15 \times 10^{-3} \text{ amp}$$

$$I_B = I_{AB} = 16.3 (0.059) = 0.96 \times 10^{-3} \text{ amp}$$

$$I_A = 2.15 / (2.15 + 0.96) 50 \text{ kA} = 34.5 \text{ kA}$$

$$I_B = 0.96 / (2.15 + 0.96) 50 \text{ kA} = 15.5 \text{ kA}$$

the maximum voltage drop is:

$$0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I = 0.0001 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I = 3.4 \text{ volts, say } 3 \text{ volts.}$$

8.7.2 EXTERNAL FAULT

For the typical arrangement of a continuous design (enclosures of individual phases bonded together at both ends), it is not unreasonable to assume that all sheath currents can return via the adjacent enclosures of other phases and no induced currents will flow into and close via the ground.

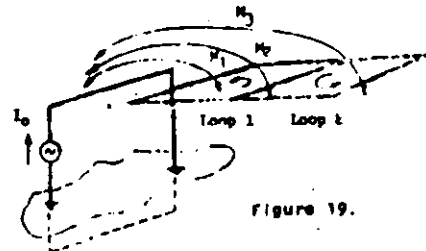


Figure 19.

With three identical buses in flat spacing, the enclosures can be viewed as forming two loops, each superimposed on the other, and each separately coupled with the energized conductor. When the outer phase conductor is energized, as shown in Figure 19, the two corresponding loop equations are:

$$(Z_{N1} - Z_{N2}) I_0 + Z_{\text{Loop}} I_1 = 0 \quad (37)$$

$$(Z_{N2} - Z_{N3}) I_0 + Z_{\text{Loop}} I_2 = 0 \quad (38)$$

If I_0 (that is the current flowing in the inner bus toward the point of external fault) is given, loop currents I_1 and I_2 are defined by their ratio to I_0 :

$$(-I_1/I_0) = (Z_{N1} - Z_{N2}) / Z_{\text{Loop}} = (Z_{N1}'/Z_{N1}') \frac{\log_{10} (2h / \text{GMR}) I}{2 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I} \quad (39)$$

$$(-I_2/I_0) = (Z_{N2} - Z_{N3}) / Z_{\text{Loop}} = (Z_{N2}'/Z_{N2}') \frac{\log_{10} (2h / \text{GMR}) I}{2 \log_{10} (2h / \text{GMR}) I} \quad (40)$$

where, as before, S denotes spacing between two adjacent buses. The mutual and outer enclosure loop lengths are:

$$L_{N1}' = L_{\text{bus}} + \frac{1}{2} L_{\text{enc}} \quad (41)$$

$$L_{N2}' = L_{\text{bus}} \quad L_{N3}' = L_{\text{bus}} \quad (42), (43)$$

Alternatively, if the center phase conductor is assumed as feeding the fault, an approximate value of the enclosure current can be determined from (39). When I_0 is replaced by I_0' or, as it is really the case, assuming the enclosure current to be from 10 to 15 percent higher than that calculated for the outer phase.

*) Conversion constant used for all purpose, is:

$$L_{N1}' = L_{\text{bus}} + \frac{1}{2} L_{\text{enc}} = L_{\text{bus}} + \frac{1}{2} L_{\text{enc}} \log_{10} (2h / \text{GMR}) I$$

Once the induced currents are determined independently for the single-line-to-ground fault of each phase, superposition might be used to determine the net current flowing in the enclosures during a phase-to-phase or a three-phase fault. It should be noted that the fault currents are 180 degrees out of phase for phase-to-phase and 120 degrees for a three-phase fault.

Example 2 - External fault

Given the same bus arrangement and design data as those used in Example 1, estimate the probable enclosure currents for a close external fault, with 50 kA supplied from a) outer phase, and b) center phase.

The related lengths are:

$$l'_a = 9.75 + 3.96 = 13.71 \text{ m}$$

$$l'_o = 13.71 + 0.5(2.13) = 14.49 = 15.296 \text{ m}$$

$$l''_o = 13.71 \text{ m}$$

For a loop formed by any two adjacent bus enclosures and their ties, the loop self-impedance is:

$$Z'_{\text{Loop}} = 1.74 \cdot 10^{-4} \cdot 2 \log_{10}(2.13/0.157) \cdot 15.296 = 6.028 \text{ m}\Omega$$

$$Z''_{\text{Loop}} = 0.364 \cdot 10^{-3} \cdot 13.71 = 5.402 \text{ m}\Omega$$

Using (37) and (38), the equivalent source voltages are:

$$(Z_{H1} - Z_{H2})I_o = 13.71 (1.74 \cdot 10^{-4} \log_{10}(2.13/(0.157-0.04))) (50) 10^3 = 150.31 \text{ V}$$

$$(Z_{H2} - Z_{H3})I_o = 13.71 (1.74 \cdot 10^{-4} \log_{10}(2)) (50) 10^3 = 35.906 \text{ V}$$

Applying (39) and (40), the loop currents are:

$$I_1 = 150.31 / (6.028 \cdot 10^{-3}) = 24.935 \text{ kA}$$

$$I_2 = 35.906 / (6.028 \cdot 10^{-3}) = 5.956 \text{ kA} \quad I_1 + I_2 = 30.891 \text{ kA}$$

$$I_{\text{center phase}} = 150.31 / (5.402 \cdot 10^{-3}) = 27.82 \text{ kA}$$

Therefore, the current in the enclosure of a faulted phase can be just equal to $I_1 = 24.9 \text{ kA}$, $I_1 - I_2 = 18.9 \text{ kA}$ anticipated in the center enclosure, and $I_2 = 5.9 \text{ kA}$ in the other outer enclosure. The maximum sheath voltage along enclosures of the faulted bus run can be estimated approximately 150.3 volts/2, say 75 volts.

6.6 Calculation Notes and Recommendations

To generalize the conditions which develop during a line-to-ground fault external to the GIS bus consisting of a number of enclosure runs bonded at both ends, consider the following:

First, as it has already been illustrated in Figure 12, let us assume that both the energized bus circuit and any coupled enclosure circuit have a common path of ground returns, and let

Z_{ii} = self-impedance of i -th conductor with a ground return.

Z_{ij} = mutual impedance between i -th and j -th conductors with common ground return

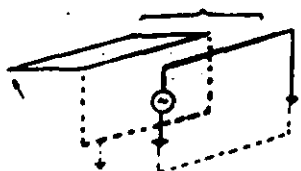


Figure 20.

Using index i_o to denote the energized bus, the voltage drop across each conductor and the ratio between circuit currents to i_o for each pair is defined by the following equations:

$$V_o = Z_{oo}I_o + Z_{oi}I_i \quad (44)$$

$$0 = Z_{io}I_o + Z_{ii}I_i \quad (45)$$

Similarly

$$Z_{H1} = Z_{oH} = Z_{H1} \quad \frac{I_H}{I_o} = - \frac{Z_{H1}}{Z_{H1}} \quad (46)$$

Alternatively, if the enclosure circuit is assumed ungrounded and forming a closed loop, Figure 20, the equations change to:

$$V_o = Z_{oo}I_o + (Z_{oi} - Z_{oo})I_i \quad (47)$$

$$0 = (Z_{io} - Z_{oo})I_o + (Z_{ii} - Z_{oi})I_i \quad (48)$$

and $\frac{I_H}{I_o} = - \frac{Z_{H1}}{Z_{H1}}$ where Z_{H1} is self-impedance of the sheath loop consisting of two conductors: $Z_{H1} = Z_{11} - Z_{21}$. Similarly $I_H = I_1 = I_2 = I_{12}$ and $Z_{H1} = Z_{10} - Z_{20}$.

Expanding the above concepts for a system with multiple buses, more exactly, assuming one phase conductor energized and other phase conductors floating or carrying no current, but with all enclosures bonded together and grounded, the above procedures can be unified, leading to the following general form:

$$\begin{bmatrix} V_o \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{oo} & Z_{o1} & Z_{o2} & \dots & Z_{on} \\ Z_{1o} & Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{no} & Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_o \\ I_1 \\ \vdots \\ I_n \end{bmatrix} \quad (49)$$

In such a notation, the "primitive" currents I^o can be related to the actual currents I by some convenient "formation" matrix C , containing appropriate arrays of 0, 1, -1 values:

$$[I^o] = [C][I], \text{ and } [I] = [C]^T[I^o] \quad (50)$$

If the current of energized bus I_o is given (maximum fault assumed), the above matrix system ZI can be partitioned along the shown lines, and a reduced system solved for the enclosure currents $I_1, I_2, \dots, I_n$.

For instance, if a three-phase system is assumed and a faulted bus is as shown in Figure 21, only three equations need to be calculated to determine the sheath currents.

However, even a 3x3 matrix containing complex elements becomes a 6x6 array in actual calculations. Thus, to simplify further, assume for the moment only the inductive terms as significant, which allows us to introduce the following typical identities, characterizing a flat spacing of three identical enclosures:

$$X_{1o}I_o + X_{2o}I_1 + X_{3o}I_2 + X_{4o}I_3 = 0 \quad (51)$$

$$X_{1o}I_o + X_{2o}I_1 + X_{3o}I_2 + X_{4o}I_3 = 0 \quad (52)$$

$$X_{2o}I_o + X_{1o}I_1 + X_{3o}I_2 + X_{4o}I_3 = 0 \quad (53)$$

where for $i, j = 1, 2, 3$, $Z_{ii} = Z_{11}$ and $Z_{1i} = Z_{i1}$ for $\text{abs}(i-j) = 1$
 $Z_{ii} = Z_{11}$ for $\text{abs}(i-j) = 2$

Subsequent addition of (51), (52), (53), and division by three results in an equation of an average single circuit, rendering the introduction of geometric mean concepts.

$$I_o(X_{1o} + X_{2o} + X_{3o})/3 + (I_1 + I_2)(X_{2o} + X_{1o} + X_{3o})/3 + I_3(X_{2o} + Z_{1o})/3 = 0 \quad (54)$$

$$\text{where } (X_{1o} + X_{2o} + X_{3o})/3 = X_{\text{avg}}(\text{GMD}_o)$$

$$(X_{2o} + X_{1o} + X_{3o})/3 = X_{\text{avg}}(\text{GMD}_1)$$

$$(X_{2o} + Z_{1o})/3 = X_{\text{avg}}(\text{GMD}_2)$$

Recognizing $I_1 + I_2 + I_3 = I_H$, the total sheath current I_H can be determined from the following expression, to which now is added the resistive term R representing the resistance of a return path to the current source.

$$\frac{-I_H}{I_o} = \frac{j I_H \cdot \log_{10}(3o/\text{GMD}_o)}{j I_o \cdot \log_{10}(3o/\text{GMD}_o) + R} \quad [A: a, O/a, a/a, O] \quad (55)$$

where

$$\text{GMD}_o = ((\text{GMR} - r_o)(s)(2s))^{1/3}$$

$$\text{GMD}_1 = ((\text{GMD}_o)(\text{GMD}_1)(\text{GMD}_2))^{1/3} = (\text{GMR}^3 (r_o)^4 (2s)^2)^{1/3} = 2\sqrt{1.977 \text{ GMR } s^2}$$

s is distance in such a plane or point of the current return path over or to which all flux can be assumed integrated. For the assumption of an infinite metallic plate at the earth's surface s is equal to twice the height of GIS above the ground, $s = 2h$.

$\text{GMR} - r_o$ is distance from the inner bus to the inner wall of its enclosure

$v(f) = 2.0965 f \times 10^{-3}$, where f is frequency in hertz

GMR is geometric mean radius of the outer sheath (enclosure)

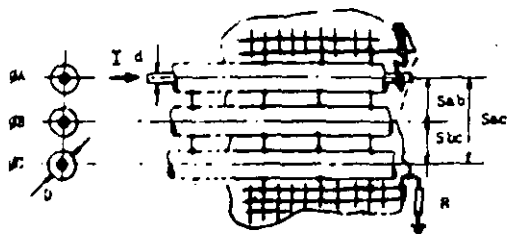


Figure 21.

Recommendations:

- In evaluating the magnitude of induced voltages caused by faults external to the GIS, only the case of a close fault (case "b" in Figure 14) need to be analyzed.*
- If the simplified method of loop currents is used in estimating the current flow in enclosures, and the fault current return path includes both a metal connection and the earth (i.e., non-zero R in Figure 14, for instance $R = R_g$, where R_g is resistance of a grid), the sum of currents induced in the sheath should be calculated by (55) and, if necessary, the results of simplified loop calculations proportionally adjusted.**
- In applying the touch voltage criterion (18), the following facts should be considered: While the case of an internal fault with ground return requires to add the inductive voltage drop to the ohmic drop representing the difference of potentials between the station ground and the point beneath a person's feet, this generally is not necessary for faults external to the GIS. For an external line-to-ground fault, the voltages induced on the sheath should be checked for a hand-to-hand metal-to-metal contact, but the calculation of step and touch voltages at the earth's surface is the same as that for conventional installations, i.e., the inductive term in formula (18) is zero.

9. SELECTION OF CONDUCTORS AND JOINTS

In assessing which conductor material and what conductor size or what maximum allowable temperature limit need to be applied in individual design situations, the final choice should always reflect the following considerations.

9.1 Basic Requirements

Each element of a grounding system, including grid proper, grid conductors, joints, connecting leads, and all primary grounding electrodes, should be so designed that for the expected design life of the installation, it will:

- 9.1.1 Have sufficient conductivity, so that it would not contribute substantially to local voltage differences.
- 9.1.2 Resist fusing and deterioration under the most adverse combination of a fault current magnitude and fault durations.
- 9.1.3 Be mechanically reliable and rugged to a high degree, especially in locations exposed to corrosion or physical abuse.

The first requirement for selecting a conductor with sufficient conductivity is usually fulfilled when the other two requirements for current-carrying ability and mechanical strength are satisfied.

9.2 Choice of Material and Related Corrosion Problems

COPPER is by far the most common material used for grounding in the United States. Copper conductors, in addition to their high conductivity, have the advantage of being resistant to underground corrosion since copper is cathodic with respect to other metals which are likely to be buried in the vicinity. Copper-clad steel is usually used for ground rods and occasionally for grounding grids. Use of copper, or to a somewhat lesser degree, of copper-clad steel, therefore, assures that the integrity of an underground network will be maintained for years, so long as the conductors are of adequate size and not damaged.

Nevertheless, since a grid of copper or copper-clad steel forms a galvanic cell with buried steel structures, pipes, and any of the lead-based alloys which might be present in cable sheaths, it is also likely to hasten the corrosion of the latter. Some utilities tried tinning of the copper; that reduces the "cell" potential with respect to steel and zinc by about 50 percent,

and practically eliminates the potential with respect to lead, tin being only slightly sacrificial to lead. Other often used methods are:

9.2.1 Insulation of the sacrificial metal surfaces with plastic tape, asphalt compound, or both.

9.2.2 Routing of buried metal elements so that any copper-based conductor will cross gas-pipes or similar objects made of other metals as nearly as possible at right angles, and then applying insulating coatings to one metal or the other where they are in near proximity.

9.2.3 A full cathodic protection of sacrificial metals in the area or, where feasible, use of non-metallic pipes and conduit.

ALUMINUM has been used for ground grids less frequently. Though at first glance the use of aluminum would seem to be a natural choice for GIS equipment - with enclosures made of aluminum or aluminum alloys - there are several disadvantages to consider:

a) Aluminum itself may corrode in certain soils. The layer of corroded material is nonconductive for all practical grounding purposes.

b) Gradual corrosion caused by alternating currents may also become a problem under some conditions.

Thusly, aluminum should be used only after a full investigation of all circumstances. Despite the fact that like steel it would alleviate the problem of contributing to the corrosion of other buried objects and eliminate most difficulties in maintaining a reliable electric connection between dissimilar metals. If so used, the high-purity electric conductor grades are recommended as being more suitable than most alloys. An all-aluminum cable of the same conductance as an equivalent copper conductor will also have an approximately equal short-time capacity. This follows from the fact that the respective temperature coefficients, specific heat, and density of copper and aluminum are such as to cause their respective melting points to be reached in approximately the same length of time./50/

STEEL, as material for ground grid conductors, has been used in many European countries and gradually is gaining acceptance in the USA - mainly due to the benefit of eliminating most of the adverse effects of copper already mentioned. Of course, such a design requires that attention is paid to the protection of the grid itself. Application of a galvanized or corrosion-resistant steel, in combination with cathodic protection, is a practical way.

In GIS, the use of cathodic protection may also be required for other reasons. Common is the protection of facilities which are external to the GIS, such as of pressurized oil-pipe cables or lead-shielded cables, etc. Because of the complexity of GIS assemblies, it is essential to consider all aspects of a corrosion prevention at once before designing the grounding system. Specific guidelines are difficult to establish since each substation conditions may be different due to its location and application in the electrical power system.

The subject of underground corrosion and cathodic protection is complex. Though many studies have been made and much has been published, a detailed discussion of these phenomena is beyond the present scope of this Guide.

9.3 Minimum Size Formula

Figure 22 and Table 1 provide a quick reference for most common materials and the following design parameters:

- Ambient temperature of 40 degrees C.
- Conductor fusing temperature limit, as given in Table 2.
- Required temperature of brazed joints, 450 degrees C.
- Required temperature of critical cables, 250 degrees C.

A quantitative determination of the short-time temperature rise in a ground conductor can be obtained from Equation (56). This equation allows to evaluate the capacity of any conductor* for which the material constants are known, or can be determined by calculation. Physical constants of the commonly used grounding materials are listed in Table 2.

$$I = A \sqrt{\ln \left(\frac{T_m - T_a}{T_a - T_0} \right) / \rho} \quad (56)$$

* This general equation replaces Onderdonk's formula for copper, used in earlier editions of this Guide. As reported by Svobak, for the assumption of $\rho = 1.589$ micro-ohm-cm resistivity at 0°C, TCAP assumed to be 3.4764 J/m°C, and the temperature coefficient of copper equal to 1/234 at 0°C, the substitution of these values into (56) indicates that the older formula can be viewed as a special case of the general formula. Alternatively in Onderdonk's equation, the constant in the denominator would be equal to 32.85 instead of 33, shown below /69/.

$$I = A \sqrt{\frac{\ln \left(\frac{T_m - T_a}{T_a - T_0} \right)}{33}}$$

- I is current, in amperes.
- A is copper cross-section, in circular mils.
- S is time in seconds, during which current I is applied.
- T_m is maximum allowable temperature, in degrees C.
- T_a is ambient temperature, in degrees C.

* For remote external faults the conditions within GIS will be less severe. For instance, were the GIS tied to an overhead transmission system, the assumption of $S=2h$ would no longer be valid for the fault current return circuit. The circuit equation would have to be based on an appropriate equivalent penetration depth, such as that given by Semlyen /72,7/.

** Generally, if the source neutral is remote and not connected to the grid - or as it usually is the case - if a multiplicity of bondings results in much lower impedances of the current-path via enclosure horizontal ties in comparison to that of the grounding strips, the direct use of (39,40) is adequate. Alternatively, if the source neutral is tied to the grid and the impedance of vertical grounding strips is comparable to, (or less than) the combined impedance of bonding links, then Eq. (55) will yield higher enclosure current. For instance, if $R = 2$ ohms is assumed in Example 2, by using (55) we get:

$$I_{sc}(1\phi) = 50 \text{ kA} \cdot \sqrt{(12.1207 \text{ ohm}) / (2 + 32.342 \text{ ohm})} = 34.4 \text{ kA}$$

where I is rms current, in kA
 A is conductor cross-section, in cm^2
 T_m is maximum allowable temperature, in $^\circ\text{C}$
 T_a is ambient temperature, in $^\circ\text{C}$
 T_0 is reference temperature for physical constants, in $^\circ\text{C}$
 α_0 is thermal coefficient of resistivity at 0°C
 k is $1/\alpha_0$
 t is time of current flow, in seconds
 TCAP is a material constant from Table 2. For definition refer to 9.4.

$$\rho = \frac{1}{(\alpha_0 + \rho_0) \text{TCAP}} \rho_0 \cdot 10^9; \rho_0 \text{ being the material resistivity at } T_0, \text{ in } \mu\Omega\text{-cm}$$

$$\ln(\rho_m \cdot \rho_a \cdot k_0) = \ln[1 + (T_m - T_a)/(\alpha_0 + \rho_a)]$$

Equation (56) reflects two basic assumptions: 1) all heat will be retained in the conductor, and 2) the product of $(sh \times sv)$ is approximately constant, sh increasing and sv decreasing at about the same rate. For most metals, these premises are applicable over a reasonably wide temperature range, as long as the fault duration is within a few seconds.**

9.4 Alternative Formulations

When working with materials which are not listed in Table 2, most engineering handbooks provide enough information, including the specific heat and weight data, for determining TCAP.

Specific heat (cal/gram/deg.C) and specific weight (gram/cm³) are related to the thermal capacity per unit volume in (Ws/cm³) as follows:

$$(\text{cal/gram/}^\circ\text{C}) \times (\text{gram/cm}^3) = 4.184 (\text{Ws/cm}^3/^\circ\text{C})$$

$$1 \text{ Ws} = 1 \text{ joule}$$

Hence, TCAP is defined by $\text{TCAP} = 4.184 \times \frac{sh}{sw} \times \frac{1}{\rho_0}$ (56a)

sh = specific heat in cal/gram/deg.C
 sw = specific weight in gram/cm³

and equation (56) can be transcribed directly for sv and sh , as

$$A_{\text{min}} = 4.809 \times I \sqrt{\frac{\rho_0 (0^\circ\text{C}) \times 10^{-4}}{k_0 \cdot sh \cdot sw \cdot \ln(T_m/T_a)}} \quad (57)$$

if the conductor size is given in circular mils,

$$I = 0.30671 \times A_{\text{cmil}} \sqrt{\ln(T_m/T_a) / \rho_0} \quad (57a)$$

and

$$A_{\text{cmil}} = 1.9775 \times I \sqrt{\rho_0 / \ln(T_m/T_a)} \quad (57b)$$

EXAMPLE - Page 17 of the 1976 edition of Guide 80 provides tabulated data on the minimum size for copper and copper-clad steel, given in Circular Mils / Ampere. A similar tabulation can be made using Equations (57, 57a, 57b) and Table 2, to get data for 30 % and 40 % copper-clad steel, and for 100 % and 97 % copper conductors. For instance, to calculate one-second size of a 30% copper-clad steel (CWS) cable, one gets:

$$\rho = 36.21, k_0 = 245, \ln[(1004 + 245)/285] = 1.579693$$

$$\text{and } \sqrt{36.21 / 1.579693} = 6.042,$$

$$\text{so that for } I = 1 \text{ ampere } A_{\text{cmil}} = 1.9775 \times 6.042 = 11.924.$$

A complete tabulation of all calculated values is given below in Table 1.

TABLE 1 - Minimum Sizes

Fault Time sec.	100% Cu only	Circular Mils per Ampere 97% Cu - 40% CWS only	30% CWS only	97% Cu temp. limits (450°C) (250°C)		
30	37.0	37.3	36.3	65.3	49.0	62.2
4	13.5	13.6	20.6	23.8	17.9	22.7
1	6.8	6.8	10.3	11.9	8.9	11.4
.5	4.8	4.8	7.3	8.4	6.3	8.0

9.5 Selection of Joints

All joints which connect various parts of the grounding network into an electrically continuous system of apparatus, conductors and ground electrodes, should be evaluated in terms of conductivity, thermal capacity, mechanical strength, and reliability.

An obvious consideration is to ensure that the connection will withstand expected mechanical stresses without any significant deterioration due to corrosion or metal fatigue for many years.

Electromagnetic forces produced by a high fault current can be surprisingly severe; copper cables were observed to stretch in staged fault tests, when temperatures approached the fusing limit of the tested conductor. Also, where overhead grounding wires are installed in strain, some reduction in strength (due to annealing) should be anticipated.

The most common methods of making ground connections utilize exothermic welds, brazed joints, and the use of pressure-type connectors. Some of the ground rules of their application are:

- If, for mechanical reasons, annealing of a conductor is a consideration, it may be prudent not to exceed 250 $^\circ\text{C}$ regardless of the type of connection used.
- The temperature limit of 450 $^\circ\text{C}$ is a reasonable value for brazed connections, considering that in practice many of copper-based eutectic brazing alloys will start to melt at temperatures less than 600 $^\circ\text{C}$.
- Exothermic-welded joints, if correctly applied and executed, will intimately join the cable with a connector or material which has about the same fusing temperature, so that the entire connection can be viewed and rated as being an integral part of one homogeneous conductor.
- Pressure-type connectors exist in a variety of types and makes. The bolted, wedge, and compression types are most common. In general, most of the pressure joints, if made with properly used connectors of a proven design, would operate at lower temperatures than the conductor. Due to a heat-sink effect caused by the presence of a relatively large connector, the conductor itself may fuse before the joint fails. However, in the absence of any industry approved standard, the test performance and application of these connectors may considerably differ from case to case. Therefore, these connectors should be selected and applied on an individual basis. If there is uncertainty or a lack of test data, it is reasonably conservative to design for temperatures within a 250-350 $^\circ\text{C}$ range. In the previous editions of this Guide, a 250 $^\circ\text{C}$ limit was suggested for bolted connections.*

9.6 Additional Sizing Factors

As a rule, the designer should take precautions to ensure that the temperature of any conductor would not exceed the maximum allowable temperature of the lowest rated component, or some other limitation, such as:

- Low temperature due to special circumstances. Typically, conductors near flammable materials could be subjected to more stringent limitations.
- Environmental factors. A possible exposure to corrosive agents should be carefully examined. If a gradual degradation of the grounding system could occur during the planned design life, extra allowances should be made in this respect.

Conductors which are used as ground leads conducting the lightning current seldom require further consideration. The size of a conductor which is selected accordingly to its fault current duty usually is also adequate for carrying short-time surges caused by lightning. There is no recorded evidence of a copper conductor larger than No. 10 (AWG) ever being fused because of the passage of lightning current. The National Fire Protection Association Code and the American National Standard C 5.1/1969 both specify No. 2 wire as the minimum size for copper grounding runs /47,49/.

9.7 Final Choice of Conductor Size

In practice, the requirements on mechanical reliability will set a minimum conductor size. The earlier AIEE and IEEE Guides recommended minimum sizes of 1/0 and 2/0 copper for brazed and bolted joints, respectively. A recent international survey has shown that about 66 % of the questioned utilities use No. 4/0 copper conductor for grids and approximately 16% prefer to use conductors as large as 500 MCM. On the other hand, close to 25 % of utilities report the use of copper conductors as small as 1/0 without any mechanical problems./43/

While it might seem proper for the designer to establish minimum sizes in the light of his own local conditions, the need for a certain conservatism deserves some emphasis. Some of the specific reasons are:

- Relay malfunctions and human errors can result in fault durations greatly in excess of ideal clearing times. One approach, which seems applicable to smaller substations, is to assume a time of a seconds, that is, the identical duration as is used for the short-time rating of switchgear. In larger stations with a multiplicity of protective facilities, it is quite reasonable to use the worst fault clearing time of back-up relays. Typically, for a fault duration within 2-3 seconds, in a small substation a 4/0 size of copper is adequate. In larger substations there seldom is any need to go above a 500 MCM size, if the fault is cleared in about one second.

** Readers interested in more information on this subject might find a very comprehensive treatment of the fusing problem and a large number of further references in /74/.

* Research into the origins of this rating has indicated that the main reason for this value was to avoid annealing of hard-drawn copper conductors in above grade applications. /83/

The ultimate value of current, determining the conductor size, should take into account the possibility of future growth. It is less costly to include an adequate margin in conductor size during the initial design than try to reinforce a number of ground leads at a later date.

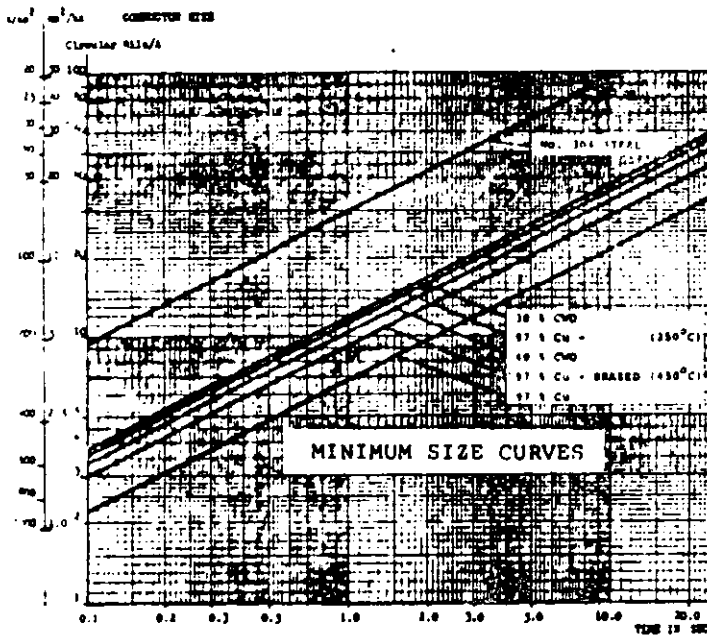


Figure 22.

TABLE 2 - Material Constants

Material	Resistivity (Ω)	Factor ($\times 10^3$)	Factor ($\times 10^3$)	Factor ($\times 10^3$)	Factor ($\times 10^3$)	Factor ($\times 10^3$)
Standard Aluminum	100.0	0.00393	27	100	1.7294	3.65
Standard Copper	97.0	0.00358	24	100	1.777	3.60
Standard Steel	40.0	0.00379	25	1000/1300	4.310	3.66
Standard Steel	30.0	0.00378	25	1000/1300	4.767	3.68
Standard Steel	11.0	0.00403	22	657	2.6254	2.84
Standard Alloy	13.5	0.00333	26	660	3.2226	2.69
Standard Alloy	12.5	0.00377	26	660	3.680	2.67
Standard Alloy	20.3	0.00350	24	660/1300	8.46	2.60
Standard Steel	4.5	0.00330	27	440/1300	20.1	4.08
Standard Steel	2.5	0.00330	27	1400	72.0	4.07

The above properties of aluminum alloy 1370 wire, as well as those of 3003AA and 5052AA material are given by ASTM standards.

High strength values listed; consult suppliers for other types and ratings.

10. SOIL CHARACTERISTICS

10.1 Soil as Grounding Medium

The behavior of a ground electrode buried in soil can be analyzed by means of the circuit in Figure 23. As shown, most soils behave both as a conductor of resistivity r , and as a dielectric. Except for high frequency and steep-front waves penetrating a very resistive soil material, the charging current is negligible in comparison to the "leakage" current, and the earth can be represented by a pure resistance.

10.2 Effect of Voltage Gradient

The soil resistivity is not affected by a voltage gradient unless the latter exceeds a certain critical value. The value somewhat varies with the soil material, but it generally has the magnitude of several kilovolts per centimeter. When exceeded, arcs would develop at the electrode surface and progress into the earth so as to increase the effective size of the electrode, until the gradients are reduced to values which the soil material can withstand. This condition is illustrated by the presence of gaps in Figure 23. Since the substitution grounding system normally is designed to comply with far more stringent criteria of size and earth voltage limits, the gradient can give a false impression as to the critical range.

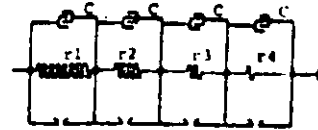


Figure 23.

10.3 Effect of Current Magnitude

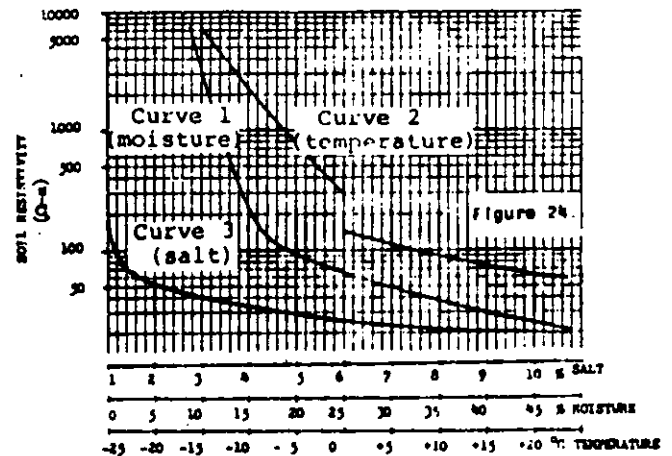
Soil resistivity in the vicinity of ground electrodes may be affected by currents flowing from the electrodes into the surrounding soil. The thermal characteristics and the moisture content of the soil will determine if a current of a given magnitude and duration will cause significant drying and thus increase the effective soil resistivity. A conservative value of current density, as given by Armstrong, is not to exceed 200 A/m² for one second /52/.

10.4 Effect of Moisture, Temperature and Chemical Content

Electrical conduction in soils is essentially electrolytic. For this reason the resistivity of most soils rises abruptly whenever the moisture content accounts for less than 15 percent of the soil weight. The amount of water further depends upon the grain size, compactness and variability of the grain sizes. However, as shown in Figure 24, Curve 1, the resistivity is little affected once the moisture content exceeds 22 percent.

The effect of temperature on soil resistivity is nearly negligible for temperatures above the freezing point. At 0 degrees C, the water in the soil starts to freeze and the resistivity increases rapidly. Curve 2 shows this typical variation for a clay soil containing 15 percent of moisture by weight /54/.

The composition and the amount of soluble salts, acids, or alkali present in the soil may considerably affect its resistivity. Curve 3, below, illustrates a typical effect of salt (sodium chloride) on the resistivity of a soil containing 30 percent of moisture /51/.



10.5 Use of Crushed-stone Layer

Gravel or crushed rock coverings, usually about 0.1 - 0.2 m (3 to 5 inches) in depth, are very useful in retarding the evaporation of moisture and thus in limiting the drying of top soil layers during prolonged dry weather periods. Also, as already discussed in Part I, covering the surface with a material of high resistivity is very valuable in reducing shock currents.

The ranges of surface resistivity for a crushed-stone layer depend on such factors as the kind of stone and its ability to retain moisture, average size, etc. Previous editions of this Guide suggested a 3000 ohm-m value as typical of crushed-stone overlies between 4 and 6 inches deep, assuming a wet surface. However, depending on a number of local conditions and years of usage, this value may not always be conservative enough, as some examples discussed in references, seem to indicate. /55, 56/ Several typical resistivity values are tabulated herein:

TABLE 3

Type of Stone	Wet Condition	Damp Condition
Granite, crushed, 4 in.	1000 ohm-m	1500 ohm-m
Granite, clean	1000 ohm-m	8000 ohm-m
Lime-stone, clear	1000 ohm-m	2200 ohm-m

The above shown values conveniently illustrate the need to evaluate the surface layer resistivity in terms of material actually used.

12.3 Schwartz's Formula

Total resistance of a system consisting of a combination of horizontal (grid) and vertical (rods) electrodes, will be lower than the resistance of either component alone, but still higher than that of their parallel combination. The total resistance is⁶⁰:

$$R = \frac{R_1 R_2 + R_{12}^2}{R_1 + R_2 + 2R_{12}} \quad (62)$$

where

R_1 is resistance of grid conductors
 R_2 is resistance of all ground rods (rodbed)
 R_{12} represents mutual resistance

Schwartz has developed a set convenient formulas, defining R_1 , R_2 , and R_{12} in terms of the basic design parameters, assuming uniform soil conditions /56/.

However, in practice it is often desirable to drive ground rods deep into the ground, to reach more conductive soils. The equations below have been modified for such a possibility, as follows: in (64) and (65) the resistivity terms reflect an apparent soil resistivity, as seen by the rods. Thus, for a two layer soil environment in which ground rods penetrate the lower layer in depth D , that is for $D > 0$, and usually $D \gg h$, the soil resistivity value is calculated by means of an expression shown in the notes below. The practical field testing and derivation of this expression is described in /73/. for uniform soils $\rho_1 = \rho_2$.

$$R_1 = (\rho_1 / \pi d_1) \{ \ln (2L_1 / h') + K_1 (L_1 / \sqrt{A}) - K_2 \} \quad (63)$$

$$R_2 = (\rho_2 / 2\pi d_2) \{ \ln (8L_2 / d_2) - 1 + 2K_1 (L_2 / \sqrt{A}) (\sqrt{n} - 1)^2 \} \quad (64)$$

$$R_{12} = (\rho_2 / \pi d_2) \{ \ln (2L_1 / d_2) + K_1 (L_1 / \sqrt{A}) - K_2 + 1 \} \quad (65)$$

ρ_1 is soil resistivity encountered by grid conductors buried at depth h , in ohm-meters.

ρ_2 is apparent soil resistivity as seen by a ground rod, in ohm-meters, $\rho_2 = \rho_1 (d_1 D) / (d_2 D + d_1 (L_2 - D))$

ρ_2 is soil resistivity from depth D downward, ohm-meters

L_1 is length of grid conductors, in meters

L_2 is average length of a ground rod, in meters

h is depth of grid burial, in meters

$h' = \sqrt{d_1 h}$ for conductors buried at depth h , or
 $0.5 d_1$ for conductors at $h = 0$ (on earth's surface)

A is area covered by a grid of dimensions $a \times b$, in meters²

n is number of ground rods placed in area A

K_1, K_2 are constants related to the geometry of the system

d_1 is diameter of grid conductor, in meters

d_2 is diameter of ground rods, in meters

a is short-side grid length, in meters

b is long-side grid length, in meters

The resulting equations are reasonably accurate for most practical calculations and relatively easy to use. Moreover, the ability to work with separate expressions for a grid and a set of rods becomes advantageous in simplified calculations, some of which will be further discussed in Part IV.

A slight problem with the application of these equations was that the factors ("coefficients") K_1 and K_2 had been originally presented by Schwartz just in a graphical form shown below.

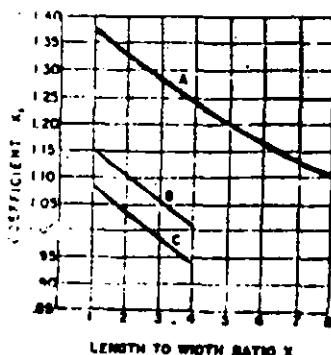
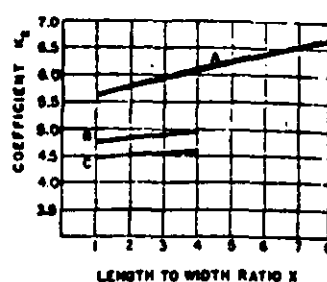


Figure 26.



Curve A - for depth $z = 0$

Curve B - for $z = \frac{1}{10} \sqrt{area}$

Curve C - for $z = \frac{1}{6} \sqrt{area}$

Figure 27.

However, given the near-linear character of these curves, it is possible to use a linearized form of $y = mx + b$ to obtain K_1 and K_2 within the indicated range of values, or to linearly interpolate between several points taken from the original curves. Finally, in computer applications, it might be worthwhile to use the more elaborate expressions below, derived by Kerckel /77/

$$K_1 = \frac{\sqrt{A}}{2} (1.66) \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 + b^2}}{b} \right) + \frac{1}{2} \ln \left(\frac{b + \sqrt{a^2 + b^2}}{a} \right) \right] + \frac{a}{3b^2} + \frac{b}{3a^2} - \frac{(a^2 + b^2)}{3a^2 b^2} \sqrt{a^2 + b^2} \quad (66)$$

$$K_2 = \ln \frac{4(a+b)}{b} + 2K_1 \frac{(a+b)}{\sqrt{A}} - \ln \frac{(a + \sqrt{a^2 + (b/2)^2})}{(b/2)} - \frac{1}{2} \ln \frac{(b/2) + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}}{-(b/2) + \sqrt{a^2 + (b/2)^2}} \quad (67)$$

The last reference also provides valuable information on the use of Schwartz's formula for determining the minimum buried length of conductors to attain a specified resistance for one, two, or three interconnected ground grids.

12.4 Note on Resistance of Primary Electrodes

In general, the resistance of any (made) primary electrode depends on the soil resistivity and is a function of the size and type of arrangement of all individual conductors comprising the ground electrode. For uniform soils, these latter two components can be combined into, and viewed as, a single geometrical expression which has the dimension of "inverse length".

Applying the above concept, a design chart for obtaining a quick estimate of the resistance of ground grids, has been developed and added to this Guide in Part IV, Appendix 5. The appendix also provides further information on the applicability and constraints of this method, if applied to vertical rods, horizontal rings, and plates.

In more complex arrangements involving criss-crossed wires and a multiplicity of rods in the same area, the mutual influence of individual elements plays an important role. More literature exists on this aspect of accurate evaluation of a ground resistance of grounding systems than any other. For studies utilizing computers, a number of references is available.⁶²

12.5 Chemical Treatment of Soils and Use of Bentonite

As the current density and ground resistance are inversely proportional to the diameter of an electrode, the inner shell of soil closest to the metal normally comprises the bulk of the electrode resistance to remote earth. The described phenomenon is often utilized to an advantage, as follows:

1) Use of sodium chloride, magnesium and copper sulfates, or calcium chloride, to increase the conductivity of a soil cone surrounding the metal of an electrode, as much as is feasible.

2) Use of Bentonite. Bentonite is a natural clay containing the mineral montmorillonite, which was formed by volcanic action years ago. It is noncorrosive, stable, and has a resistivity of 2.5 ohm-m, at 300 % moisture. The low resistivity results mainly from an electrolytic process between water, Na₂O (soda), K₂O (potash), CaO (lime), MgO (magnesia), and other mineral salts which ionize forming a strong electrolyte with pH from 8 to 10. Unlike a salt bed, this electrolyte will not gradually leach out, as it is part of the clay itself. Provided with a sufficient amount of water, it swells up to 13 times its dry volume and will adhere to nearly any surface it touches. Drying out and shrinking are not a problem:

- If exposed to direct sunlight, it tends to seal, itself off, preventing the drying process to penetrate deeper.

- Due to its hygroscopic nature, it acts as a drying agent drawing any available moisture from the surrounding environment. Therefore, as such it represents an excellent backfill material which allows a substantial reduction of the resistance of ground rods in highly resistive soils.^{77/}

⁶⁰ See references /6/ and /40/, listed in Part I.

⁶² Some of the recent references, such as that of Garrett and Holley /76/ have been truly useful when the algorithm for a grid resistance is incorporated into the program which already has provisions for a mathematical treatment of large arrays which are further used in solving the problem of a surface gradient field.

12.6 Concrete-encased Electrodes

Concrete, being hygroscopic, attracts moisture. Buried in soil, a concrete block behaves as a semi-conducting medium with a resistivity of 25 to 40 ohm-m. This is of particular interest in medium and highly resistive soils, since a wire or metallic rod encased in concrete has lower resistance than a similar electrode buried directly in the earth. This encasement reduces the resistivity of the most critical portion of material surrounding the metal element in much the same manner as does a chemical treatment of soils. However, this phenomenon may often be found as being both a design advantage and disadvantage. Some of the reasons are:

- On one hand, it is probably impractical to build foundation for structures where the inner steel (reinforcing bars) is not electrically connected to the metal of the structure, that is, to the main frame. Even if extreme care were taken with the anchor bolt placement in order to prevent any direct metal-to-metal contact, the semi-conductive nature of concrete would provide for equally effective connection.
- On the other hand, the presence of a small D-C current can cause corrosion of rebar material. Although AC current as such does not produce corrosion, approximately 0.01 percent of the AC current becomes rectified at the interface of the steel bar and concrete /62/.
- As a result, splitting of concrete may occur either due to the above phenomenon, since a corroded steel occupies approximately 2.2 times of its original volume producing pressures approaching 5000 psi, or due to the passage of a very high current which would vaporize the moisture in the concrete block.

Fortunately, there is a certain threshold potential for the former, approximately 60 VDC, below which no corrosion will occur. Also, a number of field tests concerning the maximum current loading is reported in literature /68, 79, 80/.

For instance, if the evaporation of soil moisture is disregarded, the theoretical value of a short-time overcurrent capacity of concrete-encased electrodes can be estimated by means of Ollendorff's formula /81/:

$$I_s = \frac{1}{R_1} \sqrt{\frac{2 \lambda_g \rho_s (T - T_0)}{\pi}} \quad (68)$$

where

- λ_g = Thermal conductivity of the ground, W/m.K
- R_1 = Ground resistance of the concrete pole, Ohms
- ρ_s = Ground resistivity, ohm-m
- T, T_0 = Temperature, ambient temperature, K

The applicability of this formula has been verified in /80/, which reports on the results of extensive field testing of concrete poles. In general, if damages are to be prevented, the actual current should be less than the value of I_s found by Equation (68). Use of a 20 - 25 percent safety margin appears reasonable for most practical applications.

Thus, with proper precautions, the concrete-encased foundations may be used as auxiliary ground electrodes.

References /78/, /79/ use the following equation for obtaining the effective resistance of a vertical rod encased in concrete:

$$R_{rod} = \frac{1}{2\pi l} [\rho_c \ln(D/d) + \rho_s \ln(8l/D) - 1] \quad (69)$$

where

- ρ_c is resistivity of concrete, ohm-m
- ρ_s is resistivity of soil, ohm-m
- l is length of a ground rod, m
- d is diameter of a ground rod, m
- D is diameter of a concrete shell, m

Since the above equation can be related to the commonly used formula for a bare ground rod of length l and diameter d , as shown below,

$$R_{rod} = \frac{\rho_s}{2\pi l} [\ln(8l/d) - 1] \quad (70)$$

then (69) can be resolved into

$$R_{rod} = \frac{1}{2\pi l} [\rho_s \ln(8l/D) - 1 + \rho_c \ln(8l/D) - \rho_c \ln(8l/d) - 1] \quad (71)$$

representing a combination of two resistances in series:

- resistance of a concrete "rod" of diameter D , directly buried in soil ρ_s , calculated by (70), and

- resistance of the inner segment of diameter d , containing a metal core of diameter d .

Obviously, the latter term is obtained as a difference of the hypothetical resistance values for a rod in concrete, if alternatively, d and D are entered into the single-medium formula (70), and ρ_s is replaced by ρ_c .

Such an equation is generally valid for any other electrode having a different shape. Noting, for convenience,

$$R_{SM} = F(\rho_s, S_0, C) \quad (72)$$

$$R_{DM} = F(\rho_c, S_0, C) + F(\rho_s, S_1, C) - F(\rho_c, S_1, C) \quad (73)$$

where in addition to the symbols already mentioned,

R_{SM} is electrode resistance in single medium

R_{DM} is electrode resistance in dual medium

S_0 is surface area of a given electrode

S_1 is area of interface

C represents a certain geometrical factor characterizing the particular shape of a given electrode

This form is adaptable to a variety of electrodes, buried in soil and assumed to be surrounded by a concentric shell of a material which has different resistivity than the soil. One possible model of this type, for which the Schartz's formula for a rodbed can easily be modified, is shown in Figure 18.

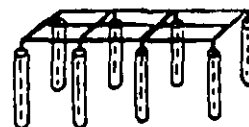


Figure 18.

Recommendations:

12.6.1 Connect anchor bolt and angle stubs to the reinforcing steel for a reliable metal-to-metal contact.

12.6.2 Make sure enough primary ground conductors (grounding grid and rods) will carry most of the burden of a high fault current and reduce the DC leakage to allowable level.

12.6.3 Bentonite clays may be used in areas of a high soil resistivity to reduce the resistance of primary grounding. Augering a hole and backfilling it with a bentonite slurry, say 15-25 cm (6-10 inches) around a ground rod, is a useful method to prevent the predominance of auxiliary electrodes in dissipating the fault current.

CONCLUSIONS

The second part of the proposed revised text of IEEE Std. 80 has been presented. It provides new material on GIS (Gas Insulated Substations), Uniform and two-layer soils, use of bentonite and of concrete-encased electrodes. Information on the selection of grounding conductors and joints also is considerably revised and extended. More attention has been paid to the role of ground rods and cross-connections since a grid-rod combination is viewed as the most common type of a grounding system, used by the industry.

ACKNOWLEDGEMENTS

Section 8 has benefitted from the work done in the 1973-76 period by the Task Force on GIS Grounding of W.G. 70.1, led by E.F. Jones and having the following members: T.M. Dodds, R. G. Holdway, L.G. Robinson, J.G. Sverak, and M. Sverdlow. The adapted material presented herein, reflects most of the ideas described in Chapter 4.3 of the IEEE Document P468-05, presently balloted by the Working Group 70.1 "Gas Insulated Substations" of the Transmission Substations Subcommittee. (However, additional work has been done in the area of GIS equivalent circuits for the analysis of touch potentials by Sverak and Dodds.)

Section 9 has utilized some material drafted by the following members of Working Group 80.1 "Permanent Connections in Substations" of the Distribution Substations Subcommittee: J. B. Cannon, F. Filidjoe, D. Dobbs, L. M. Ferguson, H. H. Ferris, R. D. Jasek, F. W. Knorr, W. C. McCart, J.L. Nixon, T.S. McLanahan, E. S. Ralls, R. H. Rorer and W. K. Switzer.

The Authors wish to thank their respective managements and companies for continued encouragement and technical support during the preparation of this second report; namely to:

Gibbs & Hill Inc., New York, ITT Blackburn Co., St. Louis, Southern Company Service, Alabama Consumers Power Company, Jackson, Michigan, Brierley Electric Co., Dayton, Ohio, Georgia Power Co., Atlanta, Ga., McQuay-Norris Co., Canonsburg, Pa., Safe Engineering Services Ltd., Montreal, Canada, USDA Rural Electrification Admin., Washington D.C., Westinghouse, Pittsburgh, Pa., Carolina Power & Light Co., Raleigh, N.C., Shawinigan Engineering Company Ltd., Montreal, Canada, Los Angeles Department of Water and Power, Los Angeles, Cal.

REFERENCES (Part II only)

- /41/ J. G. Sverak, W. K. Dick, T. M. Dodds, and R. H. Happe, "Safe Substation Grounding - Part I", (W. G. 78.1 Report Paper 80 SM 652-08), IEEE Trans. Vol. PAS-100, pp. 4281-4270, September 1981.
- /42/ "Application Guide on Methods of Substation Grounding", by AIEE Working Group on Substation Grounding Practices, AIEE Transactions Vol. 73, Part III-A, pp. 271-278, 1954.
- /43/ F. Devalibi, M. Bouchard, D. Mukhedkar, "Survey on Power System Grounding Design Practices", IEEE Transactions, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1396-1403, July/August 1980.
- /44/ IEEE Std. 81, "RECOMMENDED GUIDE FOR MEASURING EARTH RESISTIVITY, GROUND IMPEDANCE AND EARTH SURFACE POTENTIALS OF A GROUND SYSTEM", IEEE Inc., New York 1961.
- /45/ T. M. Dodds, M. E. Spindle, "Grounding of Gas Insulated Substations", *ibid.*, Vol. PAS-94, No. 4, pp. 1183-1191, July/August 1975.
- /46/ W. W. Graybill, M. C. Koehler, J. D. Madkari, and J. W. Nicholas, "Termination of High-Pressure Oil Cables in SF₆ Gas-Insulated Minisubstation Equipment", *ibid.*, Vol. PAS-93, No. 5, pp. 1669-1674, Sept/Oct 1974.
- /47/ ANSI C2-1977 NATIONAL SAFETY CODE -- note particularly ANSI C2.1-1972 Rule 123, Rule 127b, Rules 131 and 132, Rule 160B, Rule 192 and ANSI C2.2-1976 Section 9.
- /48/ L. S. Palmer, "Examples of Geotechnical Surveys", (Paper 2791-M), IEEE Journal, pp. 231-244, Jan. 1955.
- /49/ P. L. Bellaschi, "Lightning Currents in Field and Laboratory", AIEE Trans., Vol. 54, pp. 837-843, 1935 yr.
- /50/ IEEE Paper 82-280 "Use of Aluminum for Substation Buses" authored by Working Group 57.1.
- /51/ H.M. Towne "Lightning Arrester Grounds", Parts I, II, III, General Electric Review, Vol. 35, pp. 173-280, March to May, 1932.
- /52/ H.R. Armstrong "GROUNDING Electrode Characteristics from Model Tests", AIEE Trans., Vol. 72, Part III, pp. 1301-1306, 1953.
- /53/ J. Niemann, "Unstellung von Hochspannungs-Erdungsanlagen Auf Dem Betrieb Mit Starr Geordneten Störpunkt", E-Z, Vol. 73, No. 10, pp. 333-337, May 1952.
- /54/ IEEE Std. 182-1972 (Green Book), p. 88, Table 8, by IEEE Inc., New York 1972.
- /55/ R. Rugenberg "Fundamental Considerations on Ground Currents", Electrical Engineering, Vol. 64, January 1945.
- /56/ S. J. Schwartz, "Analytical Expression for Resistance of Grounding Systems", AIEE Trans., Vol. 73, Part III-B, pp. 1011-1016, 1954.
- /57/ S. W. Kerool "Design of Switchyard Grounding Systems Using Multiple Grids", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1341-1350, March 1981.
- /58/ V.E. Manilev, and A.K. Torpov, "Measurement of the Resistance of Ground Connections of a 220 - 110 kV Substation with Actual Short-Circuit Currents", CIOR Report No. 332 of 1937.
- /59/ "MANUAL ON GROUND RESISTANCE TESTING", Publ. No. 25 J, James O. Siddle Company, 1952.
- /60/ A. L. Kimyon, "Correlation of Measured and Calculated Substation Ground Grid Resistance", AIEE Trans. Vol. 78, Part I, pp. 696-701, 1959.
- /61/ O. F. Tegg, EARTH RESISTANCES, book, Pitman Publishing Corporation, New York 1964.
- /62/ F. Wenner "A Method of Measuring Earth Resistances", Report No. 254, Bulletin of the Bureau of Standards, Vol. 12, No. 3, pp. 829-862, February 1916.
- /63/ H.G. Taylor, "The Current-Loading Capacity of Earth Electrodes", IEE Journal, Vol. 77, pp. 542-560, October 1935.
- /64/ J. R. Eaton, "Grounding Electric Circuits Effectively", General Electric Review, Vol. 44, 1941.
- /65/ J. Endrey, "Evaluation of Resistivity Tests for Design of Station Ground in Nonuniform Soil", IEEE Trans., Vol. 84, No. 12, pp. 966-970, December 1963.
- /66/ V. M. Mahonar, R.P. Nagar "Design of Steel Earthing Grids in India", *ibid.*, Vol. PAS-98, No. 6, pp. 2126-2134, Nov/Dec 1979.
- /67/ R. Varma, A. Herand and P. Barbeau "Design of Low Resistance Grounding System for Hydro-Electric Plant Located on Highly Resistive Soils", *ibid.*, Vol. PAS-97, No. 5, pp. 1760-1768, Sept/Oct 1978.
- /68/ W.K. Dick, H.R. Holliday, "Impulse and Alternating Current Tests on Grounding in Soil Environment", *ibid.*, Vol. PAS-97, No. 1, pp. 102-108, Jan/Feb. 1978.
- /69/ J. G. Sverak, "Sizing of Ground Conductors Against Fusing", *ibid.*, Vol. PAS-100, No. 1, pp. 51-59, Jan. 1981.
- /70/ S. Thapar, E.T.B. Gross, "Grounding Grids for High Voltage Stations, Part IV - Resistance of Grounding Grids in Nonuniform Soil", IEEE Trans., Vol. PAS-82, pp. 782-788, Oct. 1963.
- /71/ C. J. Blattner, "Prediction of Soil Resistivity and Ground Rod Resistance of Deep Ground Electrodes", *ibid.*, Vol. PAS-99, No. 5, pp. 1758-1763, Sept./Oct. 1980.
- /72/ A. Semiyen, "Ground Return Parameters of Transmission Lines An Asymptotic Analysis for Very High Frequencies", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 3, pp. 1031-1038, March 1981.
- /73/ A. Derl, G. Tevan, A. Semiyen, and A. Castermann, "The Complex Ground Return Plane - A Simplified Model for Heterogeneous and Multi-Layer Earth Return", IEEE Trans., Vol. PAS-100, No. 8, pp. 3686-3673, August 1981.
- /74/ V. T. Morgan, "Rating of Conductors for Short-Duration Currents", Proc. IEE, Vol. 118, No. 3-4, pp. 555-570, March/April 1971.
- /75/ C. J. Blattner, "Study of Driven Ground Rods and Four Point Soil Resistivity Tests", (to be printed)
- /76/ D. L. Gerritt and M. J. Holley, "Calculation of Substation Grounding Resistance Using Matrix Techniques", IEEE Trans. Vol. PAS-99, No. 5, pp. 2008-2011, Sept./Oct. 1980.
- /77/ W.R. Jones, "Bentonite Rods Assure Ground Rod Installation in Problem Soils", *ibid.*, Vol. PAS-99, No. 4, pp. 1343-1346, July/August 1980.
- /78/ E. J. Fagan, R. M. Lee, "The Use of Concrete-Enclosed Reinforcing Rods as Grounding Electrodes", IEEE Trans. on Industry and General Applications, Vol. IGA-6, No. 4, pp. 337-348, July/August 1970.
- /79/ Miller, Hart, Brown, "Stray Current and Galvanic Corrosion of Reinforced Steel in Concrete", Material Performance, Vol. 15, No. 5, pp. 20-27, May 1976.
- /80/ W. Bogajewski, F. Devalibi, V. Gervais and D. Mukhedkar, "Effects of Sustained Ground Fault Current on Concrete Poles", Paper 81 WM 202-1, presented at the IEEE - PES Winter Meeting, Atlanta, Georgia, February 1981.
- /81/ F. Ollendorff, ERDSTRÖME (Ground Currents), book, Springer-Verlag 1928; Burkhauser-Verlag-Baselund, Stuttgart 1969.
- /82/ E. S. Ross, S. McCollum, and O. S. Peters, "Electrolysis in Concrete", Dept. of Commerce, Tech. Papers of Bureau of Standards, No. 18, pp. 1-137, March 19, 1913.
- /83/ E. R. Stauffacher, "Short-time Current Carrying Capacity of Copper Wire", G. E. Review No. 6, Vol. 31, pp. 326-327, June 1928.
- /84/ F. Devalibi, and D. Mukhedkar, "Resistance Calculation of Interconnected Grounding Electrodes", IEEE Trans., Vol. PAS-96, No. 1, pp. 59-65, January/February 1977.

SISTEMAS DE TIERRA

FUNCIONES PRINCIPALES DEL SISTEMA DE TIERRA:

- 1.- Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad de sistemas o equipos conectados a tierra, de los peligros de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.
- 2.- Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra, sin que se excedan los límites de operación de los equipos.
- 3.- Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.).
- 4.- Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.
- 5.- Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección, la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

COMPONENTES BASICOS DE UN SISTEMA DE TIERRA.

El sistema de tierra de una subestación se integra con los siguientes elementos:

Conductores

Varillas o electrodos de tierra

Conectores o juntas

Conductores

Sirven para formar el sistema de tierra y para la conexión a tierra de los equipos

Los conductores empleados en los sistemas de tierra son generalmente cables concéntricos formados por varios hilos y los materiales empleados en su fabricación son: el cobre, cobre

estañado, copperweld (acero recubierto con cobre), acero, acero inoxidable, acero galvanizado o aluminio.

El factor principal en la selección del material es la característica de resistencia a la corrosión que presenta al estar enterrado.

El cobre es la selección más común para los conductores, ya que es económico y tiene buena conductividad, además de ser resistente a la corrosión y a la fusión.

Varillas o electrodos de tierra.

Estos elementos se clavan en el terreno y sirven para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con menor resistividad eléctrica en el subsuelo.

Los materiales empleados en la fabricación de varillas o electrodos de tierra son generalmente el acero, acero galvanizado, acero inoxidable y copperweld.

Como en los conductores, la selección del material dependerá de las características de resistencia a la corrosión que presenten al estar enterrados.

El copperweld es el material más empleado en las varillas de tierra ya que combinan las ventajas del cobre con la alta resistencia mecánica del acero, tiene buena conductividad, resistencia a la corrosión y buena resistencia mecánica para ser clavada en el terreno.

Conectores o juntas.

Son los elementos que nos sirven para unir los conductores del sistema de tierra, para conectar las varillas a los conductores y para la conexión de los equipos, a través de los conductores al

sistema de tierra.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son generalmente de dos tipos:

- a) Conectores a presión
- b) Conectores soldables

Los conectores a presión son todos aquellos que mediante presión mantienen en contacto a los conductores.

En este tipo están comprendidos los conectores atornillados y los de compresión.

Los conectores a presión deberán diseñarse para una temperatura maxima de 250 a 350 grados C.

Los conectores soldables son aquellos que mediante una reacción química exotermica, los conductores y el conector se sueldan en una conexión molecular. Este tipo de conector, por su naturaleza, soporta la misma temperatura de fusión del conductor.

Los conectores deberán seleccionarse con el mismo criterio con que se seleccionan los conductores, además tendrán las siguientes propiedades:

- a) Tener dimensiones adecuadas para absorber el calentamiento que se produce al circular por él corrientes elevadas. (Resistente a la fusión).
- b) Tener suficientemente asegurados a los conductores para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las fallas, además de no permitir que el conductor se mueva dentro de él.

CARACTERISTICAS DE LOS ELEMENTOS DEL SISTEMA DE TIERRA.

Cada elemento del sistema de tierra deberá tener las siguientes

características:

- a) Resistencia a la corrosión. Para retardar su deterioro en el ambiente donde se localice.
- b) Conductividad eléctrica. De tal manera que no contribuya sustancialmente con diferencias de potencial en el sistema de tierra.
- c) Capacidad de conducción de corriente. Suficiente para soportar los esfuerzos térmicos durante las condiciones más adversas impuestas por la magnitud y duración de las corrientes de falla.
- d) Resistencia mecánica. De tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

DISPOSICIONES BÁSICAS DE LAS REDES DE TIERRA.

Se han considerado básicamente tres sistemas:

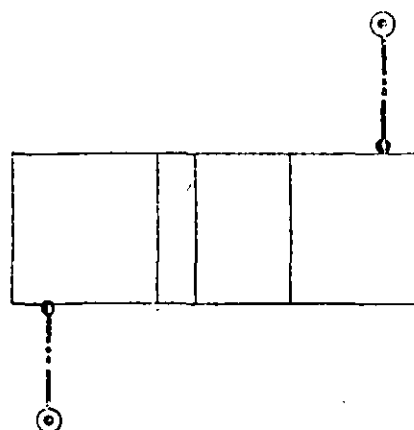
- a) Sistema radial.

Este sistema consiste en uno o varios electrodos de tierra a los cuales se conecta la derivación de cada uno de los equipos. El sistema radial es el menos seguro, ya que al producirse una falla en el equipo, se producen elevados gradientes de potencial.

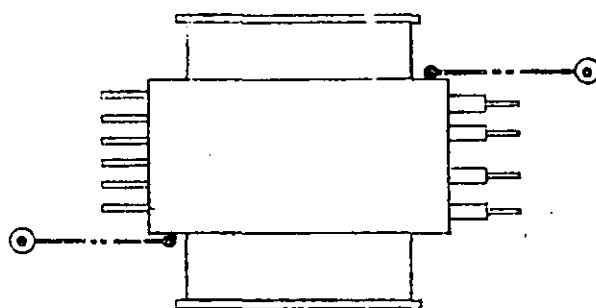
Simbología

- · · — CONDUCTOR DE TIERRA.
- ⊙ VARILLA DE TIERRA
- CONECTOR

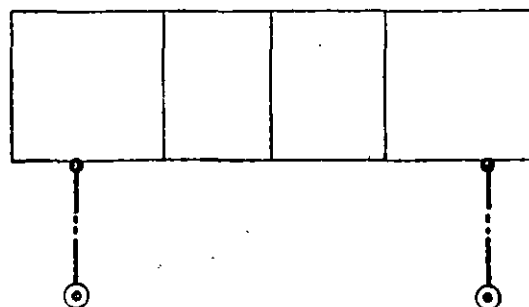
SISTEMA RADIAL



SUBESTACION



TRANSFORMADOR



TABLERO

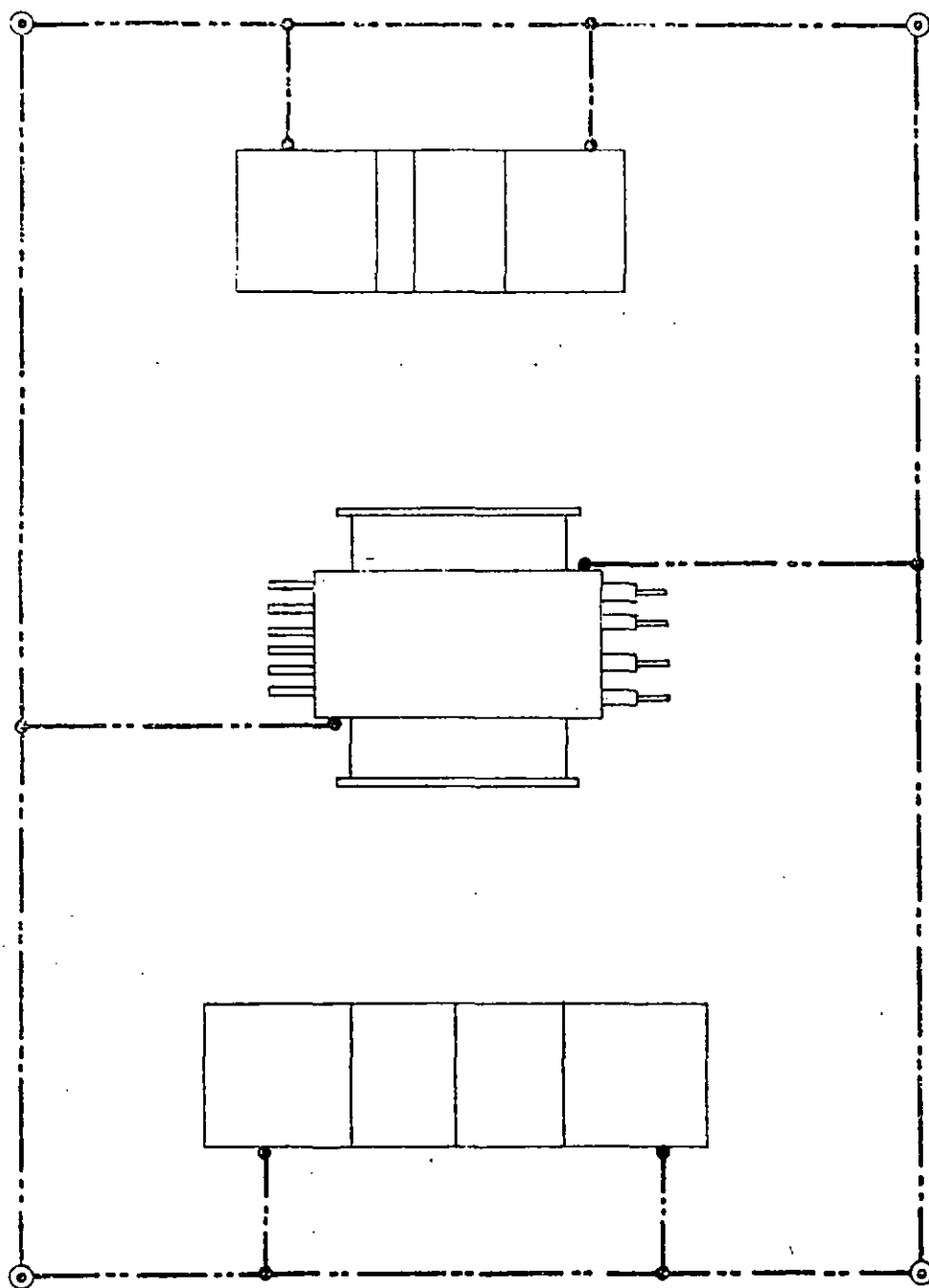
b) Sistema en anillo.

El sistema en anillo se obtiene colocando en forma de anillo un conductor de suficiente calibre alrededor de la superficie ocupada por los equipos de la subestación. Al anillo se conectan las derivaciones de cada uno de los equipos usando un conductor de calibre más delgado. En los vértices del anillo se instalan varillas o electrodos de tierra. Este sistema es más eficiente que el sistema radial, ya que los potenciales disminuyen al disiparse la corriente de falla por varias trayectorias en paralelo.

Simbología

— · — · —	CONDUCTOR DE TIERRA
⊙	VARILLA DE TIERRA
•	CONECTOR

SISTEMA EN ANILLO



c) Sistema de malla.

El sistema de malla es el más usado actualmente en las subestaciones eléctricas.

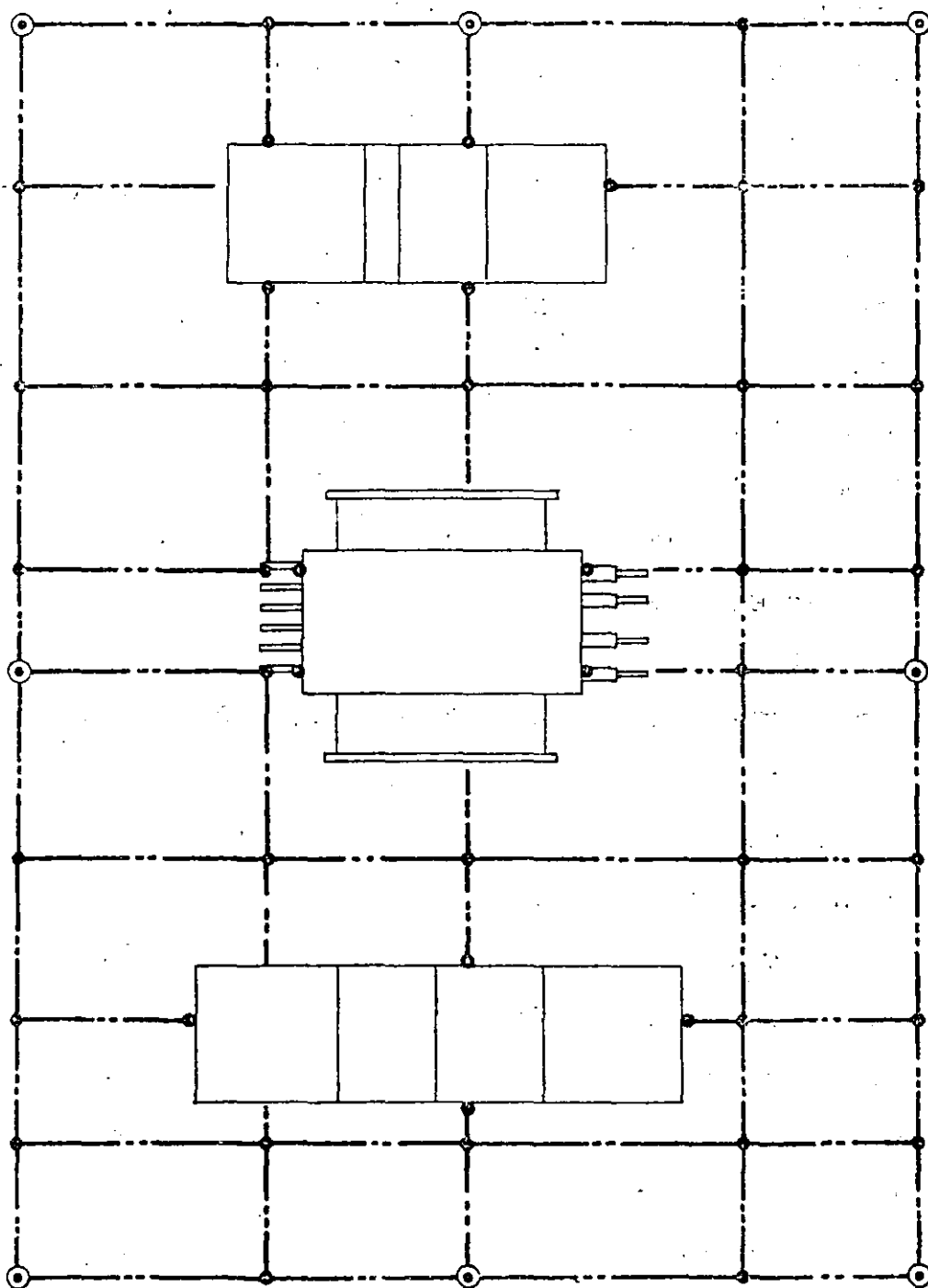
Consiste, como su nombre lo indica, en un arreglo de conductores perpendiculares formando una malla o retícula, a la cual se conectan las derivaciones de cada uno de los equipos.

En el perímetro de la malla generalmente se colocan varillas o electrodos de tierra. Este sistema es el más eficiente ya que se limitan los potenciales originados por la circulación de la corriente de falla.

Simbología

—...—	CONDUCTOR DE TIERRA
⊙	VARILLA DE TIERRA
•	CONECTOR

SISTEMA DE MALLA



Area de la malla

$$S_b = L_b \times A_b$$

b) Resistividad del terreno

La resistividad eléctrica o resistencia específica del suelo, es la resistencia de un volumen que tenga un área con sección transversal y longitud unitarias.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los métodos indicados en el libro o de datos promedio proporcionado por tablas.

Las pruebas de resistividad determinarán el perfil de resistividad y el modelo del suelo a utilizar.

Del metodo de 3 puntos tenemos:

$$\rho = \frac{2 R \pi L}{\ln \frac{2943 L}{d}}$$

En donde:

R = Resistencia medida (Ω)

ρ = Resistividad del terreno (Ω -m)

L = Longitud del electrodo (m)

d = Diametro del electrodo (m)

Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR

2.1 Cálculo de la corriente de falla

La corriente de falla podrá calcularse con las formulas del libro y sera la máxima que los conductores puedan conducir en la malla de tierra.

$$I_G = C_p D_f I_m$$

En donde:

I_g = Corriente máxima de malla en amperes

D_f = Factor de decremento para un tiempo de duración t_f en segundos.

C_p = Factor de la proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla.

$$C_p = 1.$$

I_m = Corriente de falla monofasica simetrica de malla (valor rms) en amperes.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de decremento D_f el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de corriente directa.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} [1 - e^{-2t_f/T_a}]}$$

Donde:

t_f = Duración de la falla en segundos

T_a = Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{wR}$$

La relación X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla.

2.2 El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible parra la liberación de la falla, incluido el de operación de una protección de respaldo

La norma recomienda $t_f = 30$ ciclos = 0.5 segundos.

2.3 Sección del conductor

$$A \text{ mm}^2 = I$$

$$\sqrt{\frac{t_f \alpha_r \rho_r 10^4}{\text{TCAP} \ln \left[1 + C \frac{T_m - T_a}{K_o + T_a} \right]}}$$

Donde:

I = Corriente rms en Kiloamperes

A = Sección transversal del conductor en mm^2

T_m = Temperatura máxima permisible en grados centigrados

T_a = Temperatura ambiente en grados centigrados

T_r = Temperatura de referencia para las constantes del material en grados centigrados

α_o = Coeficiente térmico de resistividad a 0.0°C

α_r = Coeficiente térmico de resistividad a la temperatura de referencia T_r

ρ_r = Resistividad de conductor a la temperatura de referencia T_r en $\mu\Omega\text{-cm}$.

K_o = $1/\alpha_o$, ó $(1/\alpha_r) - T_r$

t_f = Tiempo de duración del flujo de corriente en seg.

TCAP = Factor de capacidad térmica en $\text{J/cm}^3/^\circ\text{C}$

Paso 3 CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

$$E_{p70} = (1000 + 6 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s}$$

POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

$$E_{c70} = (1000 + 1.5 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_s}$$

Donde:

$C_s = 1$ Para cuando no existe la capa superficial en la subestación ó determinado a partir de curvas.

$\rho_s =$ Resistividad del material de la superficie en $\Omega\cdot m$

$t_f =$ Duración de la corriente en segundos

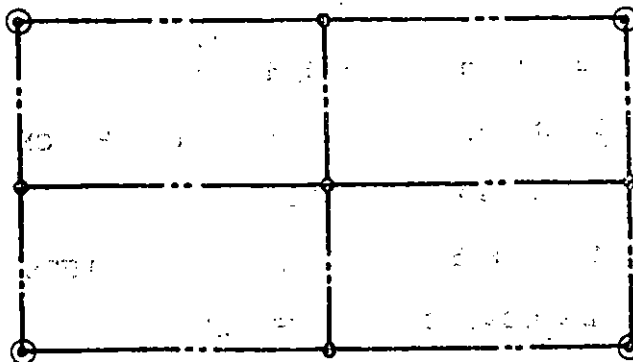
La selección del tiempo t_f estará basado en el criterio del ingeniero de diseño de acuerdo con lo establecido en el estudio de coordinación de protecciones.

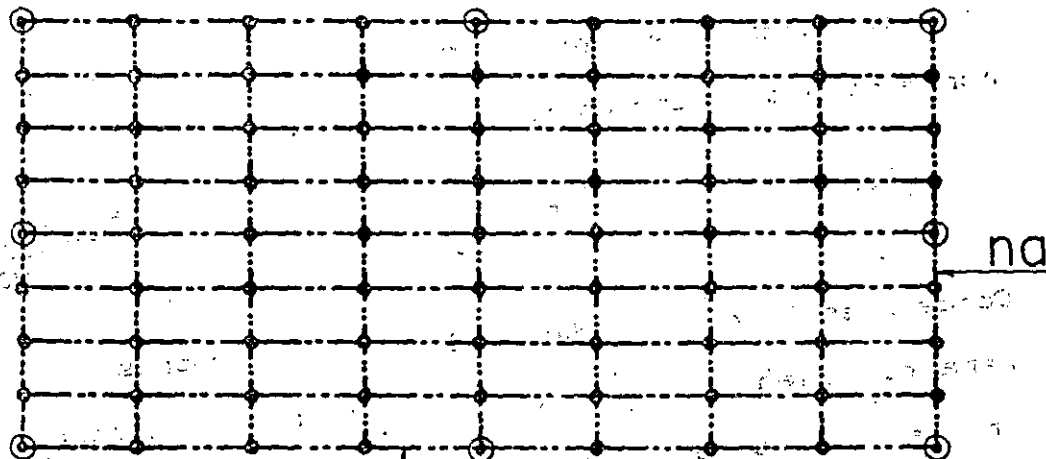
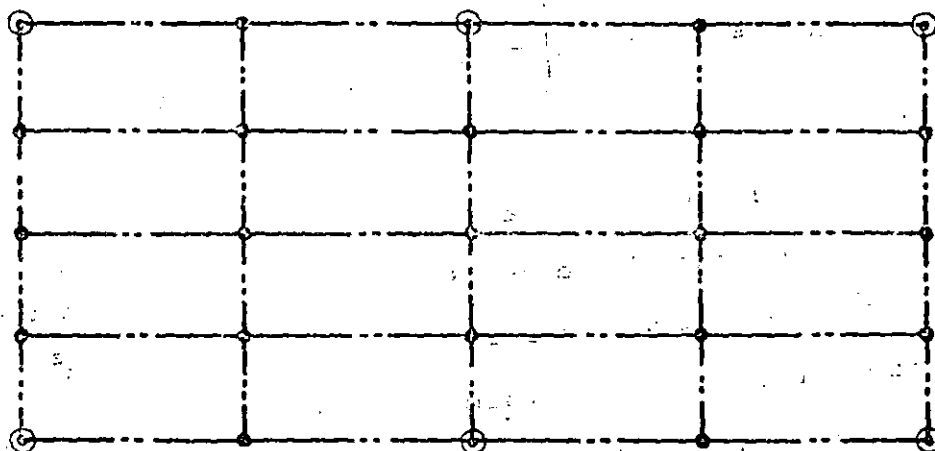
Paso 4 DISEÑO INICIAL DE LA MALLA

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la subestación.

Se localizarán conductores cruzados en dos direcciones formando una red para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

El espaciamiento entre estos conductores y la localización de varillas de tierra, deberá basarse en la corriente I_g y en el área a proteger por la malla.





nb

na

Paso 5 RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

Puede determinarse un valor preliminar de resistencia de la malla, con la siguiente ecuación:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}}$$

Donde:

R_g = Resistencia a tierra en Ohms

ρ = Resistividad promedio el suelo en Ohms-metro

A = Area ocupada por la malla de tierra en m^2

Puede obtenerse un valor límite de la resistencia agregando un término a la fórmula anterior:

$$R_g = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L}$$

Donde L es la longitud total de conductores enterrados de la red en m.

Para profundidades entre 0.25 y 2.5 metros se requiere una corrección por profundidad:

$$R_g = \rho \left[\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20 A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde h es la profundidad de la malla en metros.

Para el diseño final, puede encontrarse estimaciones más precisas de la resistencia, especialmente cuando en los cálculos se emplea la resistencia de las varillas

Para esta aplicación se utilizarán las ecuaciones que incluyen el efecto que produce el tener dos diferentes resistividades en el terreno.

FORMULA DE SCHWARS

$$R_g = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

Donde:

R_1 = Resistencia de los conductores de la malla

R_2 = Resistencia de todas las varillas de tierra

R_{12} = Resistencia mutua entre el grupo de conductores y el grupo de varillas

Esta fórmula supone condiciones de suelo uniforme.

Sin embargo, en la práctica es común que al enterrarse la varilla, alcance capas de suelo de mayor conductividad por lo que las expresiones para R_1 y R_{12} han sido modificadas.

$$R_1 = (\rho_1 / n l_1) [\ln(2 H / r_1) + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2]$$

$$R_2 = (\rho_a / 2\pi l_2) [\ln(8 l_2 / d_2) - 1 + 2K_1 (l_2 / \sqrt{A}) + (n-1)^2]$$

$$R_{12} = (\rho_a / n l_1) [\ln(2 l_1 / l_2) + K_1 (l_1 / \sqrt{A}) - K_2 + 1]$$

Donde:

ρ_1 = Resistividad del terreno a una profundidad h de los conductores, en Ohm-metro

ρ_a = Resistencia aparente del terreno vista por la varilla de tierra, en Ohm-metro

H = Espesor de la capa superior del terreno, en metros

ρ_2 = Resistividad del terreno desde la profundidad de H hacia abajo, en Ohm-metro

l_1 = Longitud total de conductores de la red, en metros

l_2 = Longitud promedio de la varilla de tierra, en metros.

h = Profundidad de enterramiento de la red, en metros

h' = Coeficiente de la profundidad de enterramiento

$h' = \sqrt{d_1 h}$ Para conductores enterrados a la profundidad h

$h_1 = 0.5 d_1$ Para conductores localizados a $h = 0$ (en la superficie)

A = Área cubierta por la red de dimensiones $a \times b$ en metros

n = N° de varillas de tierra localizadas en el área A

K_1, K_2 = Constantes relacionadas con la geometría del sistema

d_1 = Diámetro del conductor de la red, en metros

d_2 = Diámetro de las varillas de tierra, en metros

a = Ancho de la red, en metros

b = Largo de la red, en metros

RESISTIVIDAD APARENTE VISTA POR UNA VARILLA DE TIERRA EN

UN MODELO DE 2 CAPAS.

$$\rho_a = l_2 (\rho_1 \rho_2) / (\rho_2 (H + h) + \rho_1 (l_2 + h - H))$$

Paso 6 CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calculan con las siguientes ecuaciones.

POTENCIAL DE CONTACTO

$$E_m = \rho K_m K_i I_d / L$$

Donde:

K_m = Factor geométrico.

K_i = Factor de corrección.

ρ = Resistividad del terreno

I_0 = Corriente de falla de malla

L = Longitud de conductor enterrado

Cálculo del factor K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ti}}{K_h} \ln \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

Donde:

$K_{ti} = 1$ Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas de la malla o con varillas a lo largo del perímetro y por toda la malla.

$K_{ti} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$ Para mallas sin varillas de tierra o mallas que contengan solo algunas varillas, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0}$$

h = Profundidad de la malla en metros

h_0 = 1 metro (Profundidad de referencia de la malla)

D = Espaciamiento entre conductores

d = Diámetro de la varilla de tierra en metros

$$n = \sqrt{n_a n_b}$$

n_a = N° de conductores paralelos

n_b = N° de conductores transversales

Cálculo del factor K_i :

$$K_i = 0.56 + 0.172 n$$

Cálculo de la longitud L :

Para mallas con varillas de tierra

$$L = L_c + 1.15 L_r$$

L_c = Longitud de conductores enterrados en la malla

L_r = Longitud total de las varillas de tierra

POTENCIAL DE PASO

$$E_s = \rho K_s K_i I_g / L$$

Donde:

K_s = Factor geometrico

K_i = Factor de corrección

ρ = Resistividad del terreno

I_g = Corriente de falla de malla

L = Longitud del conductor enterrado

Cálculo del factor K_s :

Para una profundidad de 0.25 a 2.5 metros

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$n = \max.(n_a, n_b)$$

Paso 7 COMPARACION DE POTENCIALES

Potencial de contacto

$$\frac{K_m K_i \rho I_g}{L} < (1000 + 1.5 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_f}$$

Potencial de paso

$$\frac{K_s K_i \rho I_g}{L} < (1000 + 6 C_s (h_s, K) \rho_s) 0.157 / \sqrt{t_f}$$

Paso 8 Si los potenciales de paso y de contacto en la malla son menores a los potenciales tolerables, el diseño necesitará solamente de conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

Paso 9 Si los potenciales de paso y de contacto exceden los límites de los potenciales tolerables, se requerirá de una revisión en el diseño de la malla.

Esta revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicionales y realizar nuevamente todos los cálculos.

Paso 10 DETALLES EN EL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los potenciales tolerables, deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarrayos o en los neutros de transformadores, etc.