



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

**A LOS ASISTENTES A LOS CURSOS**

**Las autoridades de la Facultad de Ingeniería, por conducto del jefe de la División de Educación Continua, otorgan una constancia de asistencia a quienes cumplan con los requisitos establecidos para cada curso.**

**El control de asistencia se llevará a cabo a través de la persona que le entregó las notas. Las inasistencias serán computadas por las autoridades de la División, con el fin de entregarle constancia solamente a los alumnos que tengan un mínimo de 80% de asistencias.**

**Pedimos a los asistentes recoger su constancia el día de la clausura. Estas se retendrán por el periodo de un año, pasado este tiempo la DECFI no se hará responsable de este documento.**

**Se recomienda a los asistentes participar activamente con sus ideas y experiencias, pues los cursos que ofrece la División están planeados para que los profesores expongan una tesis, pero sobre todo, para que coordinen las opiniones de todos los interesados, constituyendo verdaderos seminarios.**

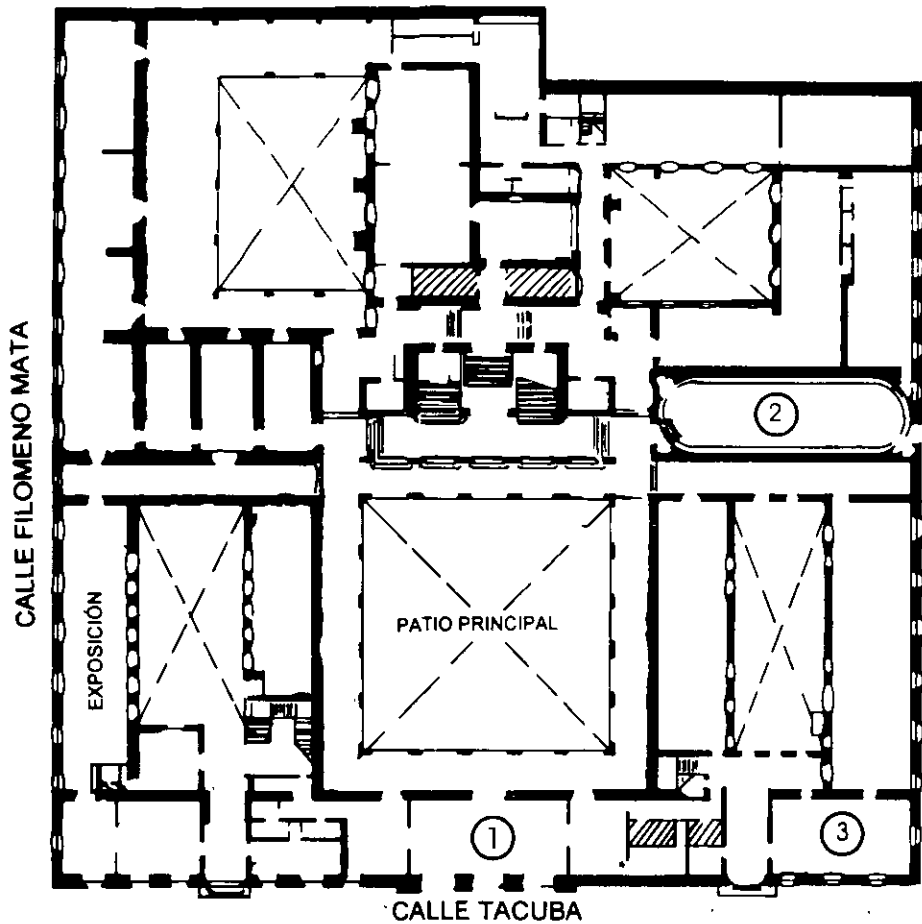
**Es muy importante que todos los asistentes llenen y entreguen su hoja de inscripción al inicio del curso, información que servirá para integrar un directorio de asistentes, que se entregará oportunamente.**

**Con el objeto de mejorar los servicios que la División de Educación Continua ofrece, al final del curso deberán entregar la evaluación a través de un cuestionario diseñado para emitir juicios anónimos.**

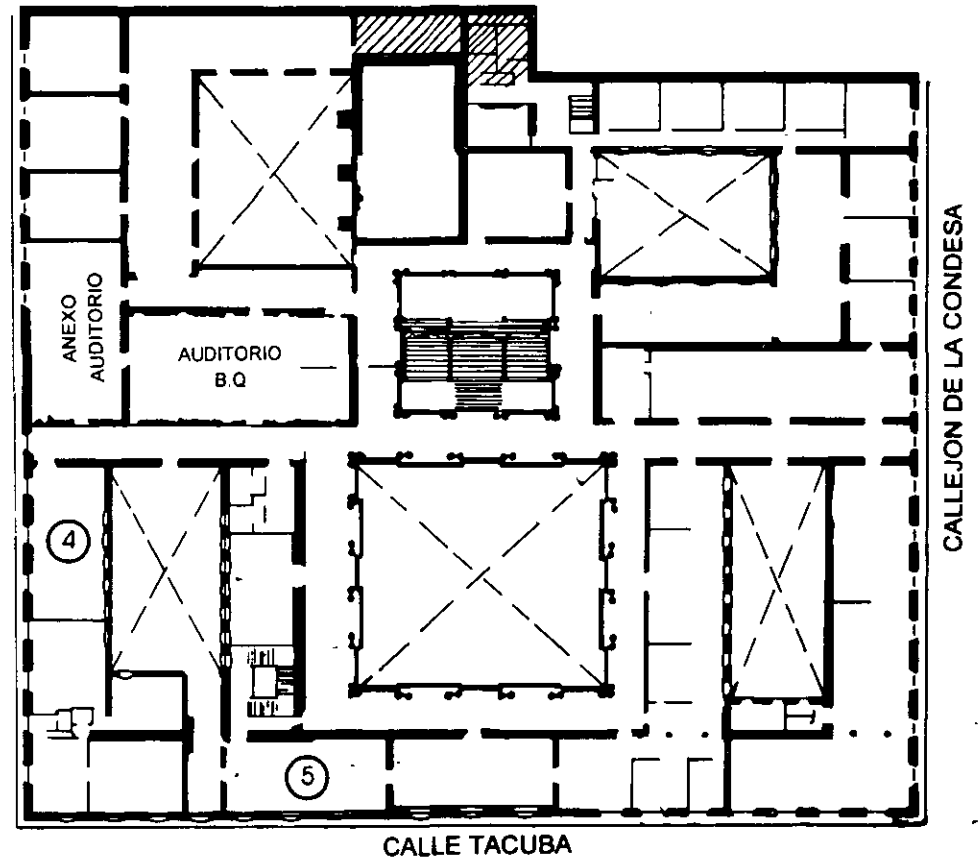
**Se recomienda llenar dicha evaluación conforme los profesores impartan sus clases, a efecto de no llenar en la última sesión las evaluaciones y con esto sean más fehacientes sus apreciaciones.**

**Atentamente  
División de Educación Continua.**

# PALACIO DE MINERIA

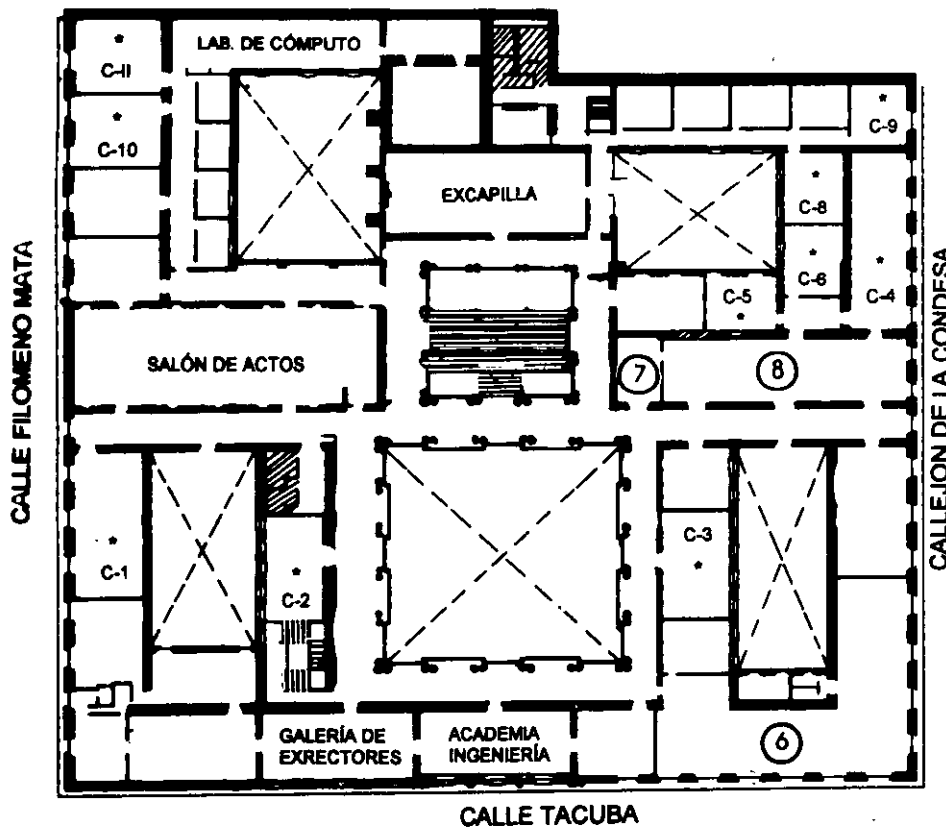


**PLANTA BAJA**



**MEZZANINNE**

# PALACIO DE MINERIA



## GUÍA DE LOCALIZACIÓN

1. ACCESO
2. BIBLIOTECA HISTÓRICA
3. LIBRERÍA UNAM
4. CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN "ING. BRUNO MASCANZONI"
5. PROGRAMA DE APOYO A LA TITULACIÓN
6. OFICINAS GENERALES
7. ENTREGA DE MATERIAL Y CONTROL DE ASISTENCIA
8. SALA DE DESCANSO

SANITARIOS

\* AULAS

**1er. PISO**



DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA  
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.  
CURSOS ABIERTOS

DIVISIÓN DE EDUCACIÓN CONTINUA





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

**CURSOS ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

**MÓDULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**SUBESTACIONES, ARREGLOS Y DIAGRAMAS UNIFILARES**

**EXPOSITOR: ING. ARTURO MORALES COLLANTES  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 200**



1.7.1.2	Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares	6
1.7.1.3	Diagrama con doble juego de barras o barra partida	6
1.7.1.4	Diagrama con triple juego de barras	8
1.7.1.5	Diagrama con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares	8
1.7.1.6	Diagrama con arreglo en anillo sencillo	8
1.7.1.7	Diagrama con arreglo de interruptor y medio	11
1.7.1.8	Diagrama con arreglo de doble interruptor	14
1.8	Consideraciones económicas	15

**Capítulo 2** Generalidades. Normas. Especificaciones. Equipo principal de subestaciones eléctricas

2.1	Nivel de aislamiento	19
2.2	Coordinación de aislamiento	20
2.3	Tensión nominal	21
2.4	Nivel básico de impulso	21
2.4.1	Nivel de aislamiento externo e interno de los aparatos	23
2.4.2	Nivel de aislamiento para soporte de barras	24
2.5	Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones	26
2.5.1	Distancia dieléctrica entre fases	29
2.6	Descargas parciales	30
2.6.1	Descargas internas	31
2.6.2	Descargas superficiales	33
2.6.3	Descargas externas	33
2.7	Corrientes en una subestación	34
2.7.1	Corriente nominal	34
2.7.2	Corriente de cortocircuito	34
2.7.2.1	Capacidades de cortocircuito	35
2.8	Normas	37

2.9	Especificaciones	39
2.10	Descripción del equipo de una subestación	39
2.10.1	Transformadores de potencia	40
2.10.1.1	Parte activa	40
2.10.1.2	Parte pasiva	41
2.10.1.3	Accesorios	42
2.10.1.4	Conexiones en los transformadores	44
2.10.1.5	Pruebas	46
2.10.2	Bancos de tierra	48
2.10.3	Transformadores de instrumentos	49
2.10.3.1	Transformadores de corriente	50
2.10.3.1.1	Parámetros de los transformadores de corriente	51
2.10.3.2	Transformadores de potencial	56
2.10.3.2.1	Parámetros de los transformadores de potencial	56
2.10.4	Dispositivos de potencial	58
2.10.5	Capacitores	60
2.10.5.1	Pruebas de campo	62
2.10.5.2	Bancos de capacitores	63
2.10.6	Pararrayos	69
2.10.6.1	Cuernos de arqueo	70
2.10.6.2	Pararrayos autovalvulados	71
2.10.6.2.1	Funcionamiento del pararrayos	72
2.10.6.3	Pararrayos de óxidos metálicos	74
2.10.6.4	Consideraciones generales sobre pararrayos	75
2.10.7	Interruptores	83
2.10.7.1	Parte activa	84
2.10.7.2	Parte pasiva	84
2.10.7.3	Accesorios	84
2.10.7.4	Parámetros de los interruptores	85
2.10.7.5	Tipos de interruptores	86

2.10.7.6	Métodos para incrementar la resistencia del arco	94
2.10.7.7	Fenómenos producidos por el cierre y disparo de los interruptores	95
2.10.7.8	Tipos de fallas en interruptores	99
2.10.7.9	Recierre automático y fallas en una red	101
2.10.8	Cuchillas	102
2.10.8.1	Componentes	102
2.10.9	Fusibles	105
2.10.9.1	Tipos de fusibles	105
2.10.9.2	Terminología utilizada en relación con los fusibles	110
2.10.10	Reactores	111
2.10.11	Baterías	112
2.10.11.1	Batería de tipo ácido	112
2.10.11.2	Batería de tipo alcalino	113
2.10.12	Cargadores de batería	115
2.10.13	Subestaciones en gas	118
2.10.13.1	Comparación en dimensiones	118
2.10.13.2	Comparación económica entre subestaciones convencionales y en gas	119
2.10.13.3	Ventajas de las subestaciones en gas	120
2.10.13.4	Componentes de una subestación en gas	121
2.10.13.5	Observaciones	124
2.10.13.6	Pruebas	125

### Capítulo 3      Diseño de barras colectoras

3.1	Introducción	127
3.2	Barras	128
3.2.1	Tipos de barras	128
3.2.1.1	Cables	128
3.2.1.2	Tubos	129
3.2.1.3	Barras de solera	130
3.2.2	Materiales	130
3.2.2.1	Cobre	131

3.2.2.2	Aluminio	132
3.2.3	Características	132
3.2.3.1	Capacidad de conducción de corriente relativa	132
3.3	Accesorios de las barras colectoras	133
3.3.1	Tipos	133
3.3.2	Materiales	140
3.3.3	Características	140
3.3.3.1	Tipos de conectores soldados	140
3.4	Aisladores para las barras colectoras	142
3.4.1	Tipos de aisladores	142
3.4.1.1	Aisladores rígidos	142
3.4.1.2	Cadenas de aisladores	149
3.4.1.3	Aisladores especiales	149
3.4.2	Materiales	149
3.4.3	Características	150
3.5	Consideraciones de las cargas en el diseño de barras	150
3.5.1	Cargas estáticas	151
3.5.1.1	Peso del conductor	151
3.5.2	Cargas dinámicas	154
3.5.2.1	Expansiones térmicas	154
3.5.2.2	Esfuerzos mecánicos	155
3.5.2.3	Esfuerzos electromagnéticos	155
3.6	Factores secundarios en el diseño de las barras colectoras	156
3.6.1	Efecto corona	157
3.6.2	Radiointerferencia	161
3.6.2.1	Método clásico de cálculo	161
3.6.2.2	Método de cálculo por computadora	171
3.6.3	Efecto superficial	172
3.6.4	Efecto de proximidad	172
3.6.5	Emisividad térmica	172
3.6.6	Vibración	173
3.6.7	Corrosión	174
3.6.7.1	Corrosión atmosférica	174
3.6.7.2	Corrosión galvánica	174
3.7	Métodos de cálculo	176
3.7.1	Clásico	176
3.7.1.1	Cargas verticales en las barras tubulares	176

	3.7.1.2 Cargas horizontales en las barras tubulares	179
	3.7.2 Mecanización del cálculo por computadora	184
3.8	Resultados del cálculo	186
	3.8.1 Barras de 85 kV	186
	3.8.1.1 Consideraciones	186
	3.8.1.2 Resultados	186
	3.8.1.3 Selección del material y distancias	186
	3.8.2 Barras de 230 kV	187
	3.8.2.1 Consideraciones	187
	3.8.2.2 Resultados	188
	3.8.2.3 Selección del material y distancias	188
	3.8.3 Barras de 400 kV	188
	3.8.3.1 Consideraciones	188
	3.8.3.2 Resultados	190
	3.8.3.3 Selección del material y distancias	190
3.9	Conclusiones	190
<b>Capítulo 4</b>	<b>Diseño de redes de tierra</b>	
4.1	Introducción	193
	4.1.1 Necesidad de la red de tierra	193
	4.1.2 Límites de corriente tolerables por el cuerpo humano	194
	4.1.3 Disposiciones básicas de las redes de tierra	195
4.2	Elementos de la red de tierra	198
	4.2.1 Conductores	198
	4.2.2 Electrodo	198
	4.2.3 Electrodo para pararrayos	199
	4.2.4 Conectores y accesorios	199
4.3	Factores considerados en el diseño	200
	4.3.1 Características del terreno	200
	4.3.2 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra	201
	4.3.2.1 Tipos de fallas a tierra	201
	4.3.2.2 Componente simétrica de la corriente a tierra en el instante de la iniciación de la falla	202

4.3.3	Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de corto circuito	204
4.3.3.1	Factor de decremento $D$	204
4.3.3.2	Factor de seguridad por crecimiento de la subestación	205
4.3.4	Efecto de la resistencia de la red de tierra	205
4.3.5	Efecto de los hilos de guarda	206
4.4	Métodos de cálculo	207
4.4.1	Clásico	207
4.4.1.1	Diseño preliminar	208
4.4.1.2	Cálculo del calibre del conductor de la red	208
4.4.1.3	Cálculo de los potenciales de paso, de contacto y de malla de la red de tierra	209
4.4.1.4	Cálculo de la longitud total del conductor	211
4.4.1.5	Cálculo de la elevación máxima del potencial de la red y cálculo de los potenciales de paso en la superficie de la malla	213
4.4.1.6	Investigación de los potenciales de transferencia	214
4.4.1.7	Revisión del diseño	215
4.4.2	Mecanización por computadora	216
4.4.2.1	Nomenclatura	216
4.4.2.2	Procedimiento de cálculo del programa	217
4.5	Ejemplos de cálculo de la red de tierra	218
4.5.1	Cálculo clásico	219
4.5.2	Cálculo con computadora	224
4.6	Conclusiones	226

## Capítulo 5 Proyecto físico de la subestación

5.1	Generalidades	227
5.2	Anteproyecto	228
5.3	Proyecto	229
5.3.1	Arreglo físico	232
5.3.2	Niveles de tensión	232

5.3.3	Características generales de la subestación	239
5.3.4	Diagrama unifilar	240
5.4	Protección contra sobretensiones	241
5.4.1	Descargas atmosféricas	241
5.4.2	Maniobras de interruptores	241
5.4.3	Protección contra sobretensiones	243
5.4.3.1	Pararrayos	244
5.4.3.1.1	Localización del pararrayos	250
5.4.3.2	Blindaje	257
5.4.3.2.1	Método electrogeométrico	258
5.4.3.2.2	Método de Bewley	264
5.4.3.2.3	Método de bayonetas	270
5.5	Distancias de diseño	274
5.5.1	Altura de los equipos sobre el nivel del suelo ( <i>hs</i> )	274
5.5.2	Altura de las barras colectoras sobre el suelo (2° nivel)	276
5.5.3	Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación	278
5.5.4	Distancias de seguridad	279
5.5.4.1	Zona de circulación del personal	281
5.5.4.2	Zona de circulación de vehículos	283
5.5.4.3	Zonas de trabajo	283
5.6	Faseo de los bancos de transformadores	286
5.7	Proyecto de planta y elevaciones	289
5.8	Tableros	294
5.9	Cables de control	295
5.9.1	Problemas de tipo electromagnético y electrostático en cables de control	297
5.9.2	Transitorios por maniobras con interruptores de los bancos de capacitores	299
5.9.3	Métodos para limitar transitorios	301
5.10	Rutas de cables de control	302
5.11	Protección a los cables contra roedores	304
5.12	Cables de control en instalaciones especiales	306
5.13	Lista de cables	307
5.14	Tipos de contaminación en subestaciones	308

5.15	Duración del proyecto de una subestación	310
5.16	Distribución de los costos de una subestación	311

## **Capítulo 6**    **Sistemas auxiliares**

6.1	Generalidades	313
6.2	Diagrama unifilar	313
6.3	Partes de un sistema auxiliar	316
6.3.1	Transformadores	317
6.3.2	Tableros	317
6.3.2.1	Tablero principal	317
6.3.2.2	Tablero secundario	317
6.3.3	Baterías	318
6.3.4	Cargadores	321
6.3.5	Planta de emergencia	322
6.4	Alumbrado de subestaciones	323
6.4.1	Iluminación horizontal	324
6.4.2	Iluminación vertical	324
6.4.3	Funciones del alumbrado	325
6.4.4	Control del alumbrado	325
6.4.5	Tipos de alumbrado	325
6.4.5.1	Alumbrado general	326
6.4.5.2	Alumbrado de bardas	334
6.4.5.3	Alumbrado del edificio de tablero	337
6.5	Sistema contra incendio	341
6.5.1	Sistemas de protección	341
6.5.1.1	Separación entre los bancos de transformadores	342
6.5.1.2	Muros no combustibles	342
6.5.1.3	Fosas	343
6.5.1.4	Polvo químico	343
6.5.1.5	Sistema a base de halón	344
6.5.1.6	Sistemas con base de dióxido de carbono	344
6.5.1.7	Sistema a base de agua pulverizada	344
6.5.1.8	Proyecto de un sistema de agua pulverizada, con tanque hidroneumático	345
6.6	Aire acondicionado	355



**Capítulo 7** Protección, relevadores y diagramas

7.1	Generalidades	357
7.2	Diagrama esquemático de protección	358
7.3	Partes de una protección	360
	7.3.1 Relevadores	360
	7.3.1.1 Atracción electromagnética	362
	7.3.1.2 Inducción electromagnética	363
	7.3.1.3 Estado sólido	363
	7.3.2 Contactos	364
	7.3.3 Tiempos de operación de relevadores	365
7.4	Relevadores más usados en subestaciones	366
	7.4.1 Relevadores de sobrecorriente	366
	7.4.2 Relevadores diferenciales	367
	7.4.3 Relevadores de distancia	369
	7.4.4 Relevador direccional	369
	7.4.5 Relevador de hilopiloto	370
7.5	Nomenclatura	371
7.6	Sistemas de protección	373
	7.6.1 Protección primaria	374
	7.6.2 Protección secundaria o de respaldo	375
	7.6.3 Protección de respaldo remota	375
	7.6.4 Protección de respaldo local de interruptor	376
7.7	Características de una protección	377
7.8	Diagramas principales de protección	377
	7.8.1 Protección de sobrecorriente	378
	7.8.2 Protección diferencial	381
	7.8.3 Protección de hilopiloto	382
	7.8.4 Protección de onda portadora	383
7.9	Principales protecciones en subestaciones	385
	7.9.1 Líneas o cables de alimentación	386
	7.9.1.1 Sobrecorriente	386
	7.9.1.2 Distancia	387
	7.9.1.3 Hilopiloto	388
	7.9.1.4 Onda portadora	389
	7.9.2 Bancos de transformadores	390
	7.9.3 Barras colectoras o buses	392
	7.9.4 Protección de respaldo local contra falla de interruptor	395
	7.9.5 Alimentadores de distribución	395
	7.9.6 Bancos de capacitores	399
	7.9.7 Bancos de tierra	400

	7.9.7.1	Conexión zig-zag	400
	7.9.7.2	Conexión estrella delta	401
	7.10	Comparación entre los relevadores convencionales y los electrónicos	402
	7.11	Interferencias electromagnéticas en los relevadores estáticos	404
<b>Capítulo 8</b>		<b>Medición</b>	
	8.1	Generalidades	405
	8.2	Magnitudes eléctricas	405
	8.3	Aparatos de medición	406
	8.3.1	Ampérmetros	406
	8.3.2	Vóltmetros	407
	8.3.3	Frecuencímetros	407
	8.3.4	Medidores de factor de potencia	408
	8.3.5	Wáttmetros	409
	8.3.6	Vármetros	410
	8.3.7	Watthorímetros	410
	8.3.8	Varhorímetros	412
	8.4	Montaje de los aparatos de medición	413
	8.5	Sistemas de medición	413
	8.5.1	Sistema de medición local	413
	8.5.2	Sistema de medición remoto	414
	8.5.3	Sistema mixto	414
	8.6	Zonas de medición en las subestaciones	416
	8.6.1	Bancos de transformadores	416
	8.6.2	Líneas y cables	416
	8.6.3	Barras colectoras	416
	8.6.4	Alimentadores de distribución	418
	8.6.5	Bancos de capacitores	418
	8.7	Transformadores de medición	419
	8.7.1	Transformadores de corriente	419
	8.7.2	Transformadores de potencial	420
<b>Capítulo 9</b>		<b>Control</b>	
	9.1	Generalidades	421
	9.2	Tipos de control	421
	9.2.1	Control local	421
	9.2.2	Control remoto	422
	9.3	Diagramas	422
	9.4	Dispositivos y elementos usados en control	422

9.4.1	Elementos ejecutores	422
9.4.2	Dispositivos de control automático	423
9.4.3	Dispositivos de alarma	423
9.4.4	Dispositivos de protección	423
9.4.5	Dispositivos de medición	423
9.4.6	Aparatos registradores	424
9.4.7	Dispositivos de mando y señalización	424
9.4.8	Cables de control	424
9.4.9	Tableros	425
9.5	Tipos y características de los elementos de control	425
9.5.1	Tipos de control	
9.5.2	Tipos de salones de tableros	425
9.5.3	Tipos de tableros de control y medición	425
9.5.4	Tipos de tableros de protección	425
9.5.5	Tipos de señalización	425
9.5.6	Bloqueos	426
9.5.7	Automatismos	426
9.5.8	Sistema de corriente directa	426
9.6	Descripción de los dispositivos de control	426
9.6.1	Dispositivos de mando	427
9.6.1.1	Sistema de mando con lámparas roja y verde	427
9.6.1.2	Sistema de mando con lámparas normalmente apagadas	429
9.6.2	Cabezal de mando	431
9.6.3	Interbloqueos entre interruptores y sus cuchillas	431
9.7	Sistemas automáticos de control	434
9.7.1	Recierre automático en alimentadores aéreos	434
9.7.2	Transferencia automática de alimentadores de un banco de transformadores a otro	436
9.7.3	Disparo por baja frecuencia de los interruptores de alimentadores de distribución	436
9.7.4	Sincronización	436
9.7.5	Regulación de tensión	440
9.7.6	Transferencia automática de transformadores de potencial	440
9.7.7	Recierres en líneas de alta tensión	442
9.7.8	Operación automática de los bancos de capacitores	445

9.8	Dispositivos de alarma	445
9.8.1	Alarmas de protecciones	445
9.8.2	Alarmas por mal funcionamiento de los equipos	445
9.8.3	Alarmas por mal funcionamiento de los circuitos de control y de servicios auxiliares	447
9.9	Aparatos registradores	449
9.9.1	Registrador de eventos	449
9.9.2	Osciloperturbógrafo (OPG)	450
9.10	Nomenclatura para los circuitos de corriente directa	452
9.11	Sistemas de control remoto	453
9.11.1	Descripción de los sistemas automáticos de telecontrol y telemando	456
9.11.2	Dispositivos de telemando	456
9.11.3	Dispositivos automáticos de control	460
9.11.3.1	Bloqueos	460
9.11.3.2	Recierres	460
9.11.3.3	Baja frecuencia	460
9.11.3.4	Sincronización	460
9.11.3.5	Regulación	461
9.11.3.6	Alarmas	461
9.11.3.6.1	Alarmas del equipo en general	461
9.11.3.6.2	Alarmas de los circuitos de control o dispositivos auxiliares	461
9.11.3.6.3	Alarmas de las protecciones automáticas	461
9.11.3.7	Clasificación de alarmas	463
9.11.3.7.1	Alarmas de emergencia	463
9.11.3.7.2	Alarmas de alerta	463

**Capítulo 10**      Tableros, localización de aparatos y alambrados

10.1	Generalidades	465
------	---------------	-----

10.2	Tipos de tableros	465
10.2.1	Tableros de un solo frente	465
10.2.2	Tableros de doble frente o dúplex	466
10.2.3	Tableros separados para mando y protección	466
10.2.4	Tableros tipo mosaico	467
10.3	Agrupamiento de circuitos por tablero	467
10.4	Perforaciones para los aparatos de los tableros	473
10.5	Descripción de los tableros	473
10.5.1	Tableros para servicio de estación	473
10.5.1.1	Tablero intemperie	473
10.5.1.2	Tablero interior	475
10.5.2	Singularidades de los tableros	475
10.5.2.1	Detalles generales para tableros de servicio de estación	475
10.5.2.2	Detalles en tableros de control	476
10.5.2.3	Detalles en tableros de protección	477

**Capítulo 11      Pruebas y puesta en servicio**

11.1	Generalidades	479
11.2	Tipos de pruebas	479
11.2.1	Pruebas a los equipos de alta tensión	480
11.2.1.1	Resistencia de aislamiento	481
11.2.1.2	Factor de potencia de los aislamientos	485
11.2.1.3	Rigidez dieléctrica del aceite	488
11.2.1.4	Relación de transformación	489
11.2.1.5	Resistencia de contacto	490
11.2.1.6	Tiempo de operación de un interruptor	491
11.2.1.7	Continuidad	491
11.2.1.8	Polaridad	491
11.2.1.9	Prueba de tensión mínima de operación	493
11.2.2	Pruebas en los circuitos de protección, medición, control y alarmas	493
11.2.2.1	Tableros de protección y control	493

11.2.2.2	Cable de control	494
11.2.2.3	Control y alarmas	494
11.2.2.4	Protecciones	495
11.2.2.5	Verificación del programa de telecontrol y pruebas	498
11.2.3	Pruebas al equipo con tensión nominal	499
11.2.4	Faseo	501
11.2.5	Toma de carga	502
11.3	Memoria del proyecto	504
	Bibliografía	505
	Indice	507

---

# PRÓLOGO

---

El propósito de este libro es concentrar en un solo volumen los datos necesarios en el diseño de subestaciones eléctricas, con objeto de auxiliar a los ingenieros y técnicos especializados.

El gran desarrollo industrial de las últimas décadas ha originado un crecimiento paralelo en los sistemas de energía eléctrica; por lo tanto, urge preparar nuevos profesionistas y actualizar a los ya existentes.

Como es poco lo que hay escrito sobre diseño de subestaciones, se considera que este libro cumple con el propósito, ya que recoge ideas de otros autores y las condensa. Además añade las experiencias del autor durante su trayectoria profesional por las áreas de construcción, diseño y selección de equipo para subestaciones eléctricas.

Muchos de los puntos aquí tratados, se encuentran dispersos en la literatura técnica de la especialidad, y la búsqueda de datos para el trabajo de diseño de subestaciones presenta dificultades, especialmente grandes para los que no tienen la experiencia adecuada.

Se ha procurado ser concisos en el desarrollo de los diferentes capítulos sin perder claridad en la exposición de los temas, partiendo de conceptos básicos ya desarrollados.

Otra meta de este libro es la de servir como libro de consulta para los estudiantes de las áreas de potencia, distribución y protección; para facultades y escuelas de ingeniería eléctrica, sobre todo en lo referente a lo expuesto en los capítulos 2, 4, 7 y 8.

Los capítulos 1, 3, 4, 5, 6, 7 y 9 son importantes para los ingenieros de diseño de subestaciones y sirven para desarrollar desde una subestación de tipo industrial de mediana tensión, hasta las de alta tensión de las compañías suministradoras de energía.

Finalmente, como aclaración, conviene indicar que el capítulo 2 describe los diferentes equipos de una subestación en su parte interna; en tanto que los capítulos 5 y 6 describen los mismos equipos pero formando parte del sistema.



---

# INTRODUCCIÓN Y DIAGRAMAS UNIFILARES

## 1.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

## 1.2 GENERALIDADES

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, en tres grupos:

- a)* Subestaciones variadoras de tensión.
- b)* Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c)* Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones, éstas se pueden agrupar en:

- a)* Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 kV.
- b)* Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 kV.

## 2 DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

- c) Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 kV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 23 kV.

### 1.3 LOCALIZACIÓN

El punto de partida para la localización de una subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza, con la mayor aproximación, el centro de carga de la región que se necesita alimentar.

Un método que se puede utilizar para localizar una subestación, es el siguiente:

En un plano grande de una ciudad se traza, a escala, una cuadrícula que puede ser de  $0.5 \times 0.5$  km. En cada cuadro de medio kilómetro de lado, se obtiene estadísticamente la capacidad instalada, contando el número de transformadores de distribución repartidos en el área y sumando la potencia en kVA de todos ellos.

Lo anterior se efectúa año tras año y, en esta forma, se detecta la velocidad de crecimiento (en el área mencionada) de la demanda eléctrica, en kVA, para cinco y para diez años. Obtenida la localización del centro de carga, conociendo la capacidad actual de la subestación y previendo las ampliaciones futuras, se determina la superficie necesaria para la instalación de la misma. A continuación, se procede a la localización de un terreno de área igual o mayor a la requerida y lo más próximo posible al centro de carga del área.

Una vez localizado el terreno, y antes de comprarlo, se debe efectuar un estudio para que no exista dificultad en la llegada de los circuitos de alimentación a la subestación. Las alimentaciones podrán efectuarse por medio de líneas de transmisión, o bien, si no hay espacio disponible para su tendido, por medio de cables subterráneos de alta tensión.

Localizado el terreno necesario, se procede a la obtención de los datos climatológicos de la región:

- a) Temperaturas, máxima y mínima
- b) Velocidad máxima del viento
- c) Altura sobre el nivel del mar
- d) Nivel isocerámico
- e) Nivel sísmico
- f) Nivel pluviométrico
- g) Grado de contaminación

### 1.4 CAPACIDAD

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA, más el incremento en el crecimiento, obtenido por extrapolación, durante los siguientes diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones.

## 1.5 TENSIÓN

Dentro de la gama existente de tensiones normalizadas, la tensión de una subestación se puede fijar en función de los factores siguientes:

- a) Si la subestación es alimentada en forma radial, la tensión se puede fijar en función de la potencia de la misma.
- b) Si la alimentación proviene de un anillo, la tensión queda obligada por la misma del anillo.
- c) Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, la tensión de la subestación queda obligada por la tensión de la línea citada.

### 1.5.1 Tensiones normalizadas

Las tensiones en un sistema de potencia se normalizan, en primer término, dependiendo de las normas que se utilizan en cada país y, en segundo término, según las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos.

Por ejemplo, en México, en el sistema central, las tensiones normalizadas son las siguientes:

Alta tensión 400, 230, 85 y 23 kV  
Baja tensión 440, 220 y 127 Volt

## 1.6 NOMENCLATURA Y SIMBOLOGÍA

La nomenclatura y simbología de los diagramas y el equipo que se menciona en este texto, están de acuerdo con las normas mexicanas elaboradas por el CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica), con las normas americanas ANSI y con las normas internacionales CEI (Comisión Electrotécnica Internacional).

## 1.7 DIAGRAMA UNIFILAR

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos. El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

### 1.7.1 Tipos de diagramas y su evaluación

La elección del diagrama unifilar de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

El diagrama de conexiones que se adopte, determina en gran parte el costo de la instalación. Éste depende de la cantidad de equipo considerado en el diagrama, lo que a su vez repercute en la adquisición de mayor área de terreno y, finalmente, en un costo total mayor.

Por otra parte, en la realización de un mismo diagrama de conexiones, se pueden adoptar diferentes disposiciones constructivas, que presentan variaciones de la superficie ocupada, en función del tipo de barras, del tipo de estructuras, de la mayor o menor sencillez de la instalación, del aspecto de la instalación, etc., mismas que también repercuten en el costo final de la subestación.

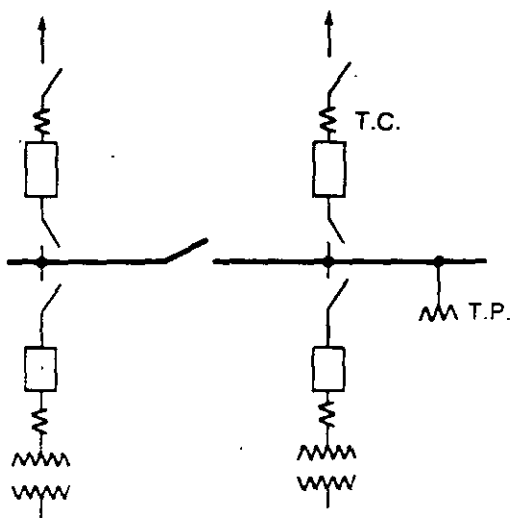
Los criterios que se utilizan para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- a) Continuidad de servicio
- b) Versatilidad de operación
- c) Facilidad de mantenimiento de los equipos
- d) Cantidad y costo del equipo eléctrico

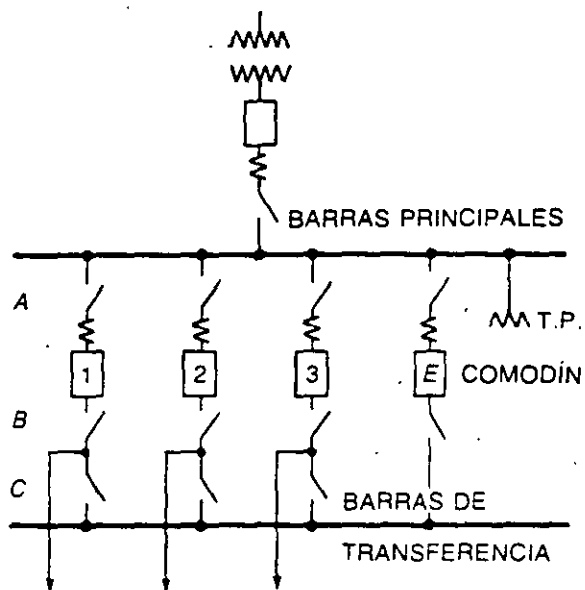
Con base en lo anterior, a continuación se describen los diagramas unificares más utilizados en subestaciones, siguiendo un orden creciente de complejidad.

#### 1.7.1.1 Diagrama con un solo juego de barras (Fig. 1-1-1)

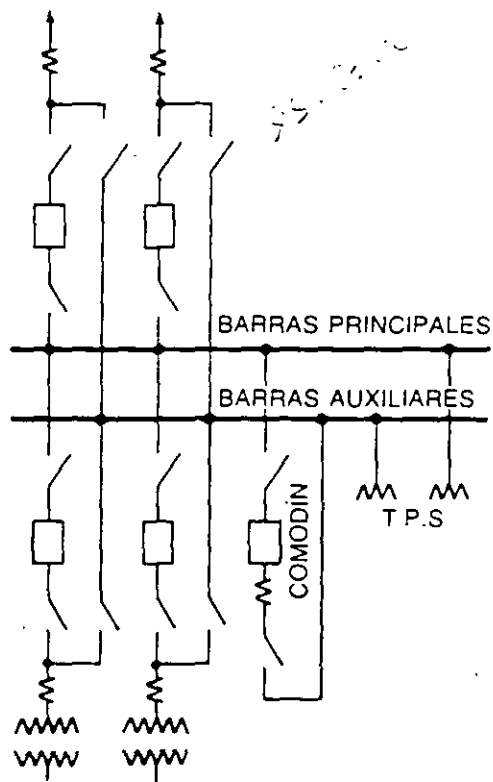
- a) Es el diagrama más sencillo. En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores están conectados al único juego de barras.
- b) Con este arreglo, en caso de operar la protección diferencial de barras, ésta desconecta todos los interruptores, quedando la subestación completamente desenergizada; si en la barra se instala el juego de cuchillas seccionadoras (1), en caso de una falla en las barras mencionadas queda fuera toda la subestación. Entonces se abren las cuchillas mencionadas, se deja fuera la parte dañada y así puede trabajar la mitad de la instalación que no sufrió daños.
- c) El mantenimiento de los interruptores se dificulta porque hay que dejar fuera parte de la subestación.
- d) Es el arreglo que utiliza menor cantidad de equipo y, por lo tanto, es el más económico.



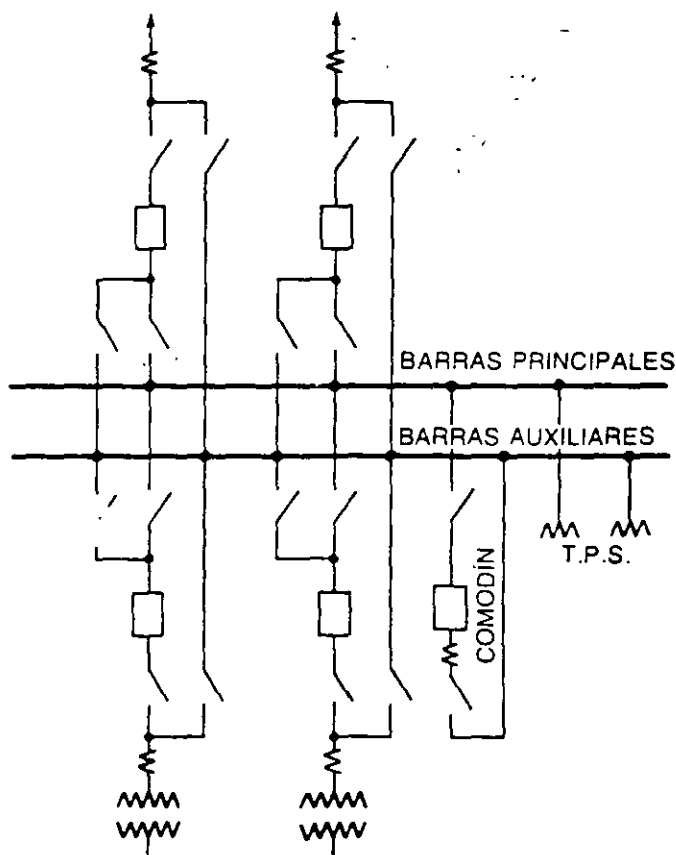
1 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN SOLO JUEGO DE BARRAS COLECTORAS



1a. UN JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE TRANSFERENCIA



VARIANTE A



VARIANTE B

2. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES

### 1.7.1.1a Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras de transferencia (Fig. 1-1-1a)

Es una alternativa del caso anterior, en la cual las barras de transferencia se utilizan para sustituir, a través del interruptor comodín, cualquier interruptor que necesite mantenimiento. Supongamos que se desea reparar el interruptor del circuito 1, primero se abre el interruptor 1, luego sus cuchillas A y B. Ahora se cierran las cuchillas C del circuito 1 y las A y B del interruptor comodín. Finalmente se cierra el interruptor E con lo cual queda en servicio el circuito 1, y el interruptor 1 queda desenergizado y listo para su reparación.

### 1.7.1.2 Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras auxiliares (Fig. 1-1-2; variantes A y B)

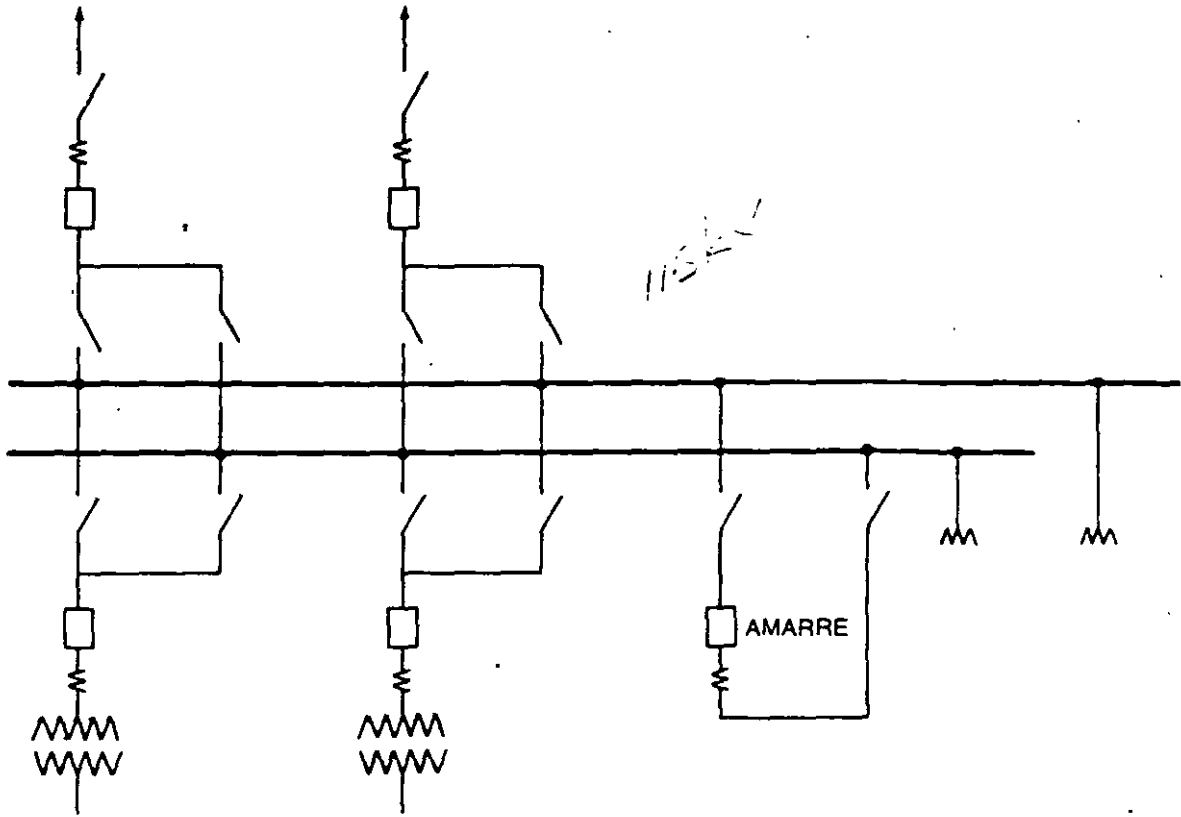
- a) En condiciones normales de operación, todas las líneas y bancos de transformadores se conectan a las barras principales. Con este diagrama se obtiene buena continuidad de servicio.
- b) Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras en el equipo.
- c) Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor por el comodín, sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconectar líneas o bancos de transformadores.
- d) Con respecto al caso anterior, la cantidad de equipo necesario es mayor, así como su costo.

### 1.7.1.3 Diagrama con doble juego de barras o barra partida (Fig. 1-2-1)

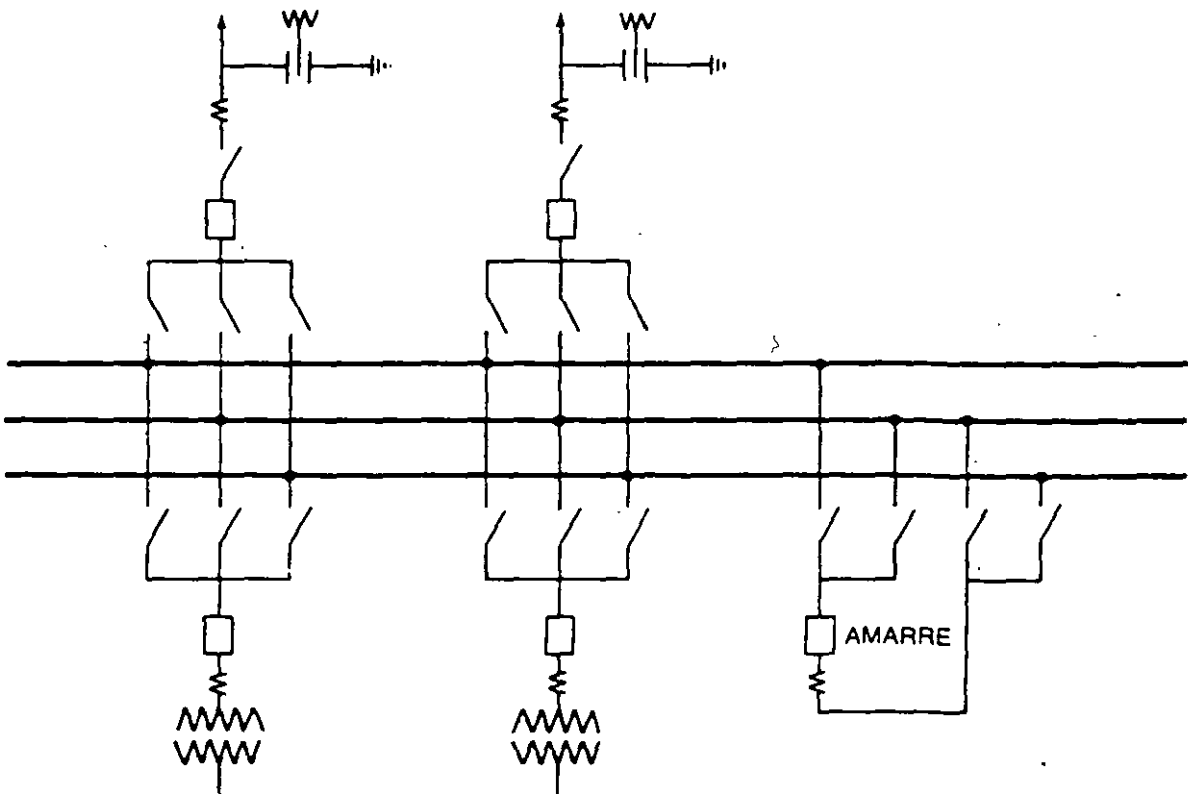
A este diagrama también se le conoce con el nombre de barra partida y es de los más utilizados.

El diagrama tiene como característica que la mitad de las líneas y transformadores se conectan a un juego de barras y la otra mitad a otro juego.

- a) Desde el punto de vista de continuidad, el arreglo no es bueno debido a que por cada interruptor que necesite revisión se tiene que desconectar el transformador o línea correspondiente.
- b) La subestación, en condiciones normales, se opera con el interruptor de amarre y sus dos juegos de cuchillas en posición de cerrado, de tal manera que, en caso de una falla en uno de los juegos de barras, el otro sigue operando, trabajando la subestación a media capacidad, mientras se efectúan las maniobras necesarias para librar las cuchillas de todos los circuitos de las barras dañadas dejando la subestación conectada al juego de barras en buen estado, mientras se reparan las barras afectadas.



1. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS O BARRA PARTIDA



2. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON TRIPLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS

FIG. 1-2

- c) Para dar mantenimiento a cada interruptor, se necesita desconectar el circuito correspondiente, lo cual representa una desventaja para este diagrama.
- d) Este arreglo es un 30% más caro que el tratado en el caso de un juego de barras, pero más barato que en el caso de interruptor y medio que se trata más adelante.

#### 1.7.1.4 Diagrama con triple juego de barras (Fig. 1-2-2)

Es un esquema no utilizado todavía en México, se utiliza en subestaciones en que el cortocircuito es muy alto.

- a) Desde el punto de vista de continuidad es igual al caso anterior.
- b) La operación con tres barras permite disminuir la magnitud de las corrientes de cortocircuito en la subestación sin tener que cambiar los interruptores por otros de mayor capacidad interruptiva. Por lo demás, respecto a la operación, el comportamiento es semejante al caso anterior.
- c) Para dar mantenimiento a cada interruptor, también se requiere desconectar el circuito correspondiente.
- d) La cantidad de interruptores es igual al caso anterior, pero respecto al número de cuchillas, la cantidad se incrementa un poco más de un 50%.

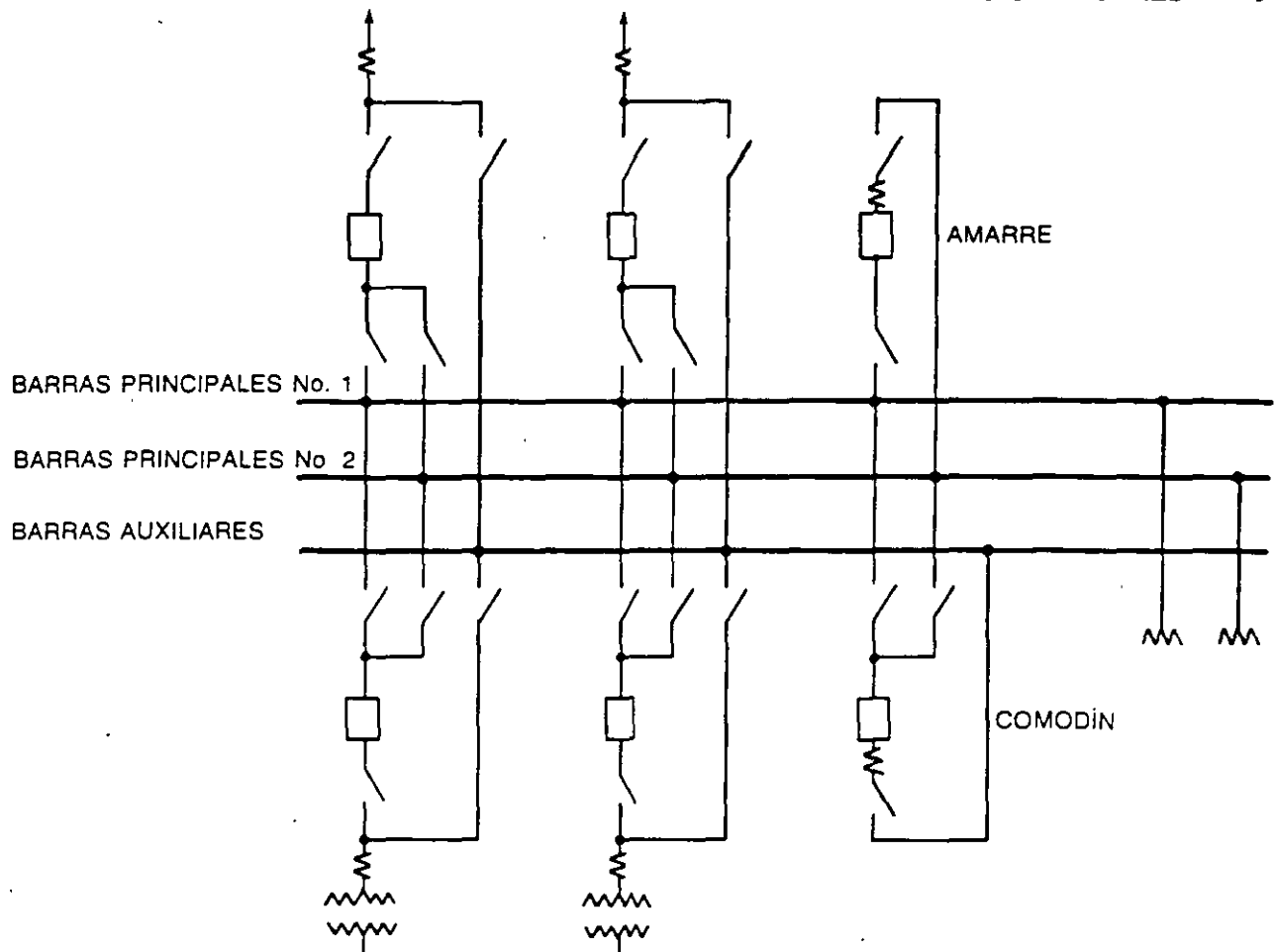
#### 1.7.1.5 Diagrama con doble juego de barras colectoras principales y uno de barras colectoras auxiliares (Fig. 1-3 diagrama 1)

- a) Cada juego de barras tiene su protección diferencial independiente para evitar, en caso de una falla en éstas, la desconexión total de la subestación.
- b) Los juegos de barras principales permiten que la mitad de las líneas y transformadores se conecten a un juego y la otra mitad al otro.  
Las barras auxiliares sirven para que el interruptor comodín pueda sustituir la operación de cualquier interruptor de circuito.
- c) Este arreglo permite dar mantenimiento a cualquier interruptor sustituyéndolo por el interruptor comodín, sin alterar la operación de la subestación.
- d) La cantidad de interruptores es igual más uno al caso de barra partida y las cuchillas aumentan en un 50%.

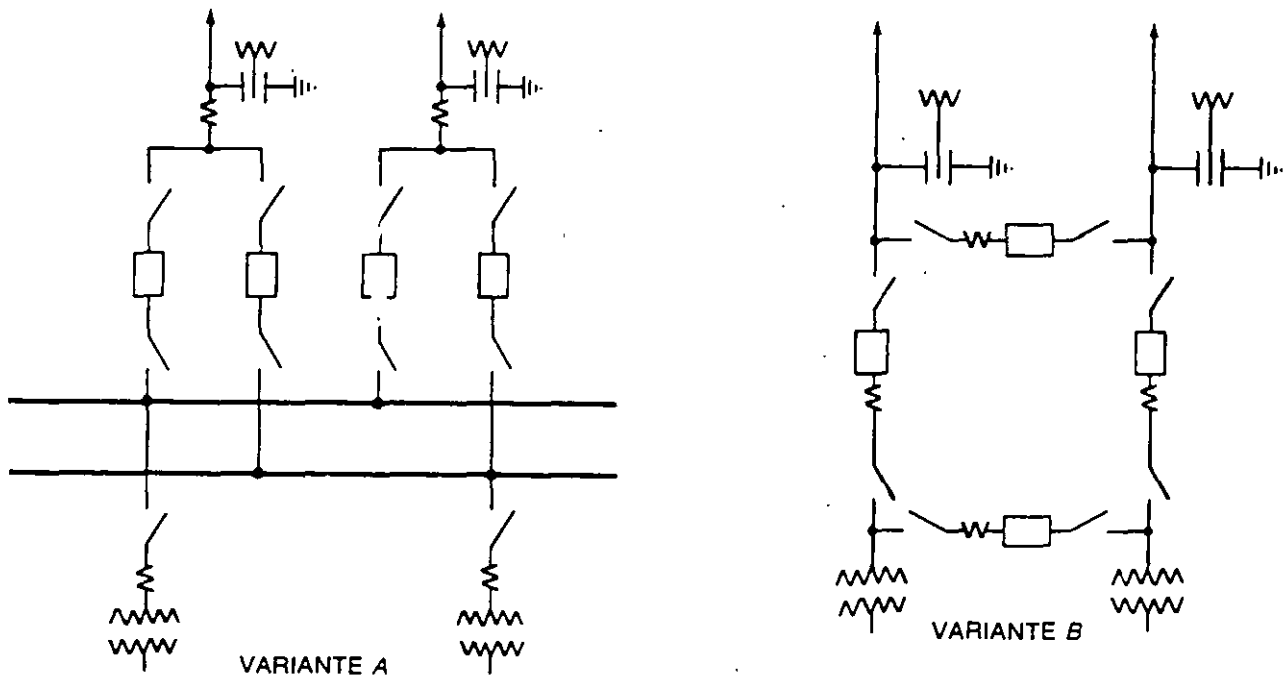
#### 1.7.1.6 Diagrama con arreglo en anillo sencillo (Fig. 1-3 diagrama 2)

Es un esquema que se puede presentar con cualquiera de las dos variantes A o B y es muy flexible en su operación; se utiliza mucho en la salida de 23 kV de las subestaciones de distribución, utilizando anillo sencillo o doble. También se utiliza en subestaciones de 230 kV. Véase Figura 1-3 diagrama 2 variante A.



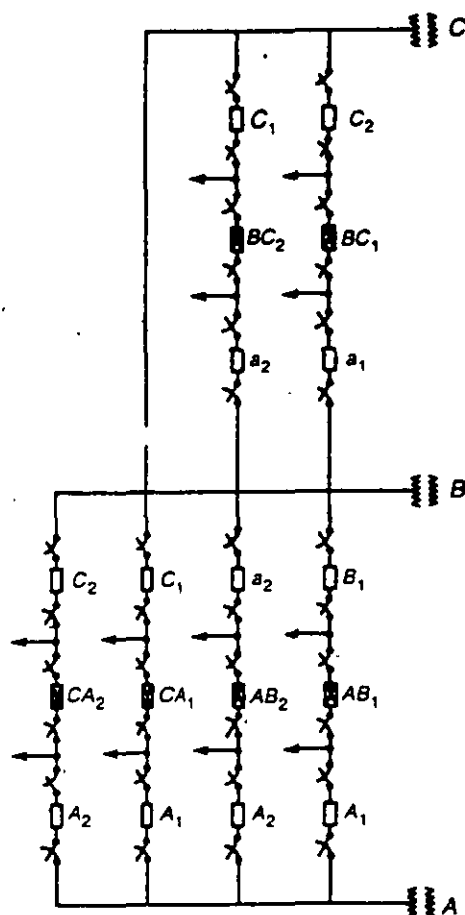


1. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UNO DE BARRAS COLECTORAS AUXILIARES



2. DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO EN ANILLO SENCILLO

FIG. 1-3



ESQUEMA DEL ARREGLO FÍSICO

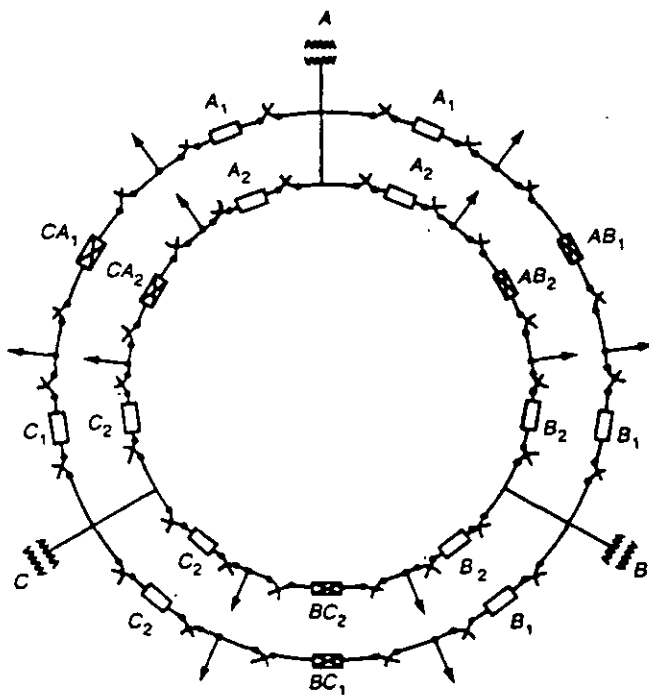


DIAGRAMA UNIFILAR

DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE DOBLE ANILLO CON TRES TRANSFORMADORES

- ⊗ INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN
- INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN

FIG. 1-3-VARIANTE C

- a) Permite perfecta continuidad de servicio, aun en el caso de que salga de servicio cualquier transformador de línea.
- b) Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de una falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda restablecido el servicio instantáneamente.  
Si falla un transformador o una línea, la carga se pasa al otro transformador o línea, o se reparte entre los dos adyacentes.  
En caso de haber más de dos transformadores, se puede usar un arreglo con doble anillo. Véase Figura 1-3 variante C.
- c) Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al dejarlo desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.
- d) Prácticamente requiere el mismo equipo que el primer caso de barra sencilla, con la ventaja de que se ahorra la protección de barras.

### 1.7.1.7 Diagrama con arreglo de interruptor y medio (Fig. 1-4-1)

También este esquema se puede presentar con las variantes A o B. Este arreglo se utiliza mucho en las áreas de alta tensión de las subestaciones de gran potencia, sobre todo en aquéllas de interconexión, que forman parte de un sistema en anillo.

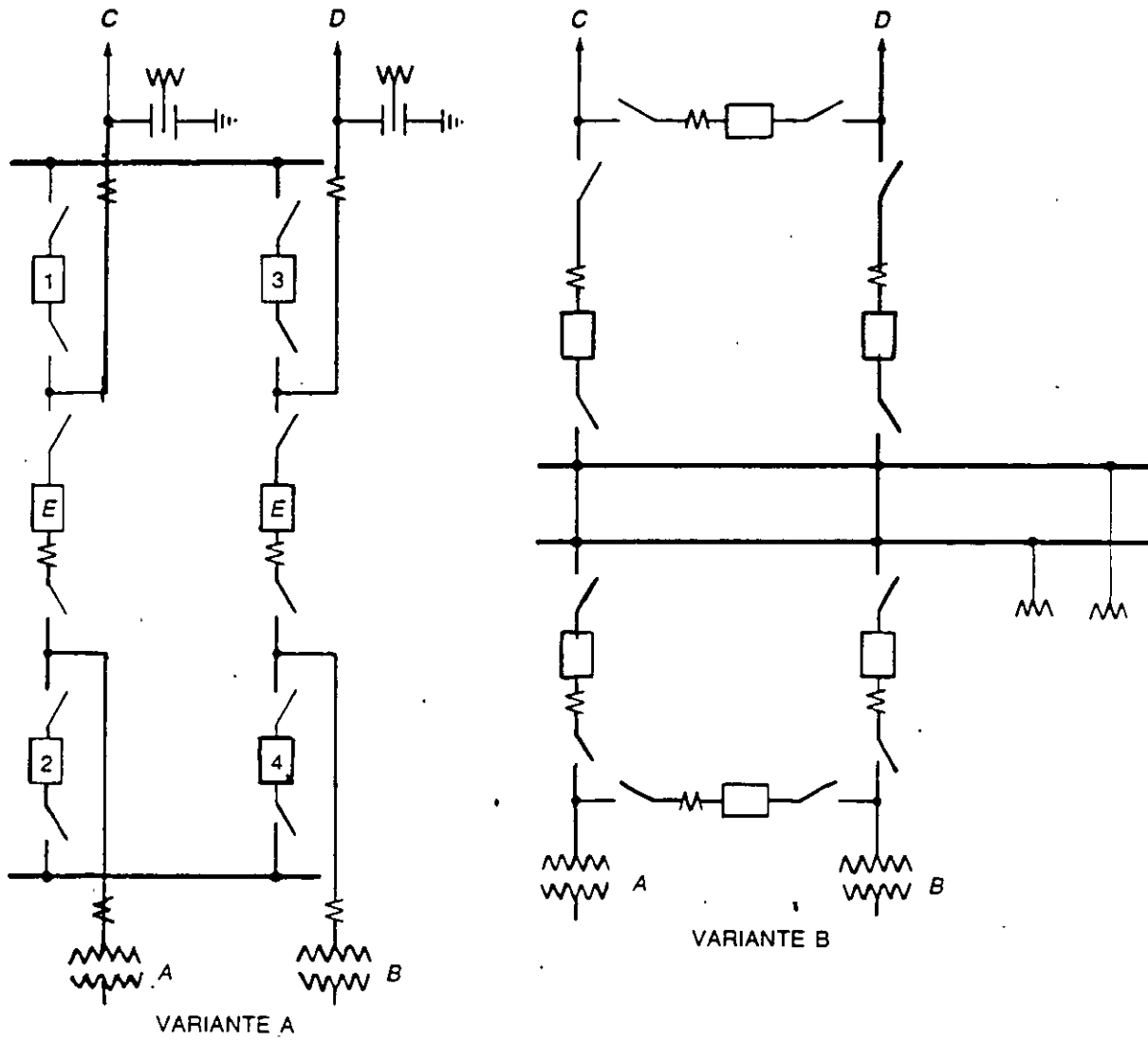
- a) En ambas variantes hay perfecta continuidad de servicio.
- b) En condiciones normales de operación, todos los interruptores están cerrados, cada juego de barras tiene su propia protección diferencial y, en caso de falla en cualquier juego de barras, ésta desconecta todos los interruptores que llevan energía al juego de barras afectado, sin dejar fuera de servicio ninguna línea, ni transformador.

A cada sección del diagrama unifilar la llamamos módulo. En este caso, cada módulo consta de tres interruptores, cada uno de los cuales tiene dos juegos de transformadores de corriente, uno a cada lado y dos juegos de cuchillas, también uno a cada lado.

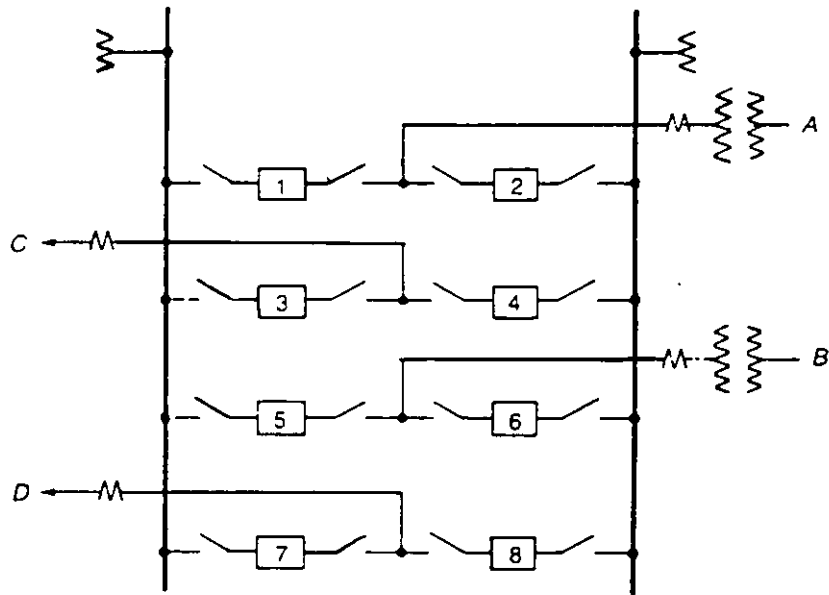
Los interruptores externos conectan a las barras, del lado de la línea en un caso, y del lado del banco en el otro caso. Entre los dos interruptores exteriores y el central se observa una conexión de línea o cable de un lado; y del otro, una conexión a un transformador.

- c) Se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor en el momento que se necesite, sin afectar la continuidad de servicio.

Este caso, comparado con el de doble barra más barra auxiliar, requiere una cantidad ligeramente mayor de interruptores, aunque una cantidad bastante menor de cuchillas lo que al final de cuentas representa un costo total menor.

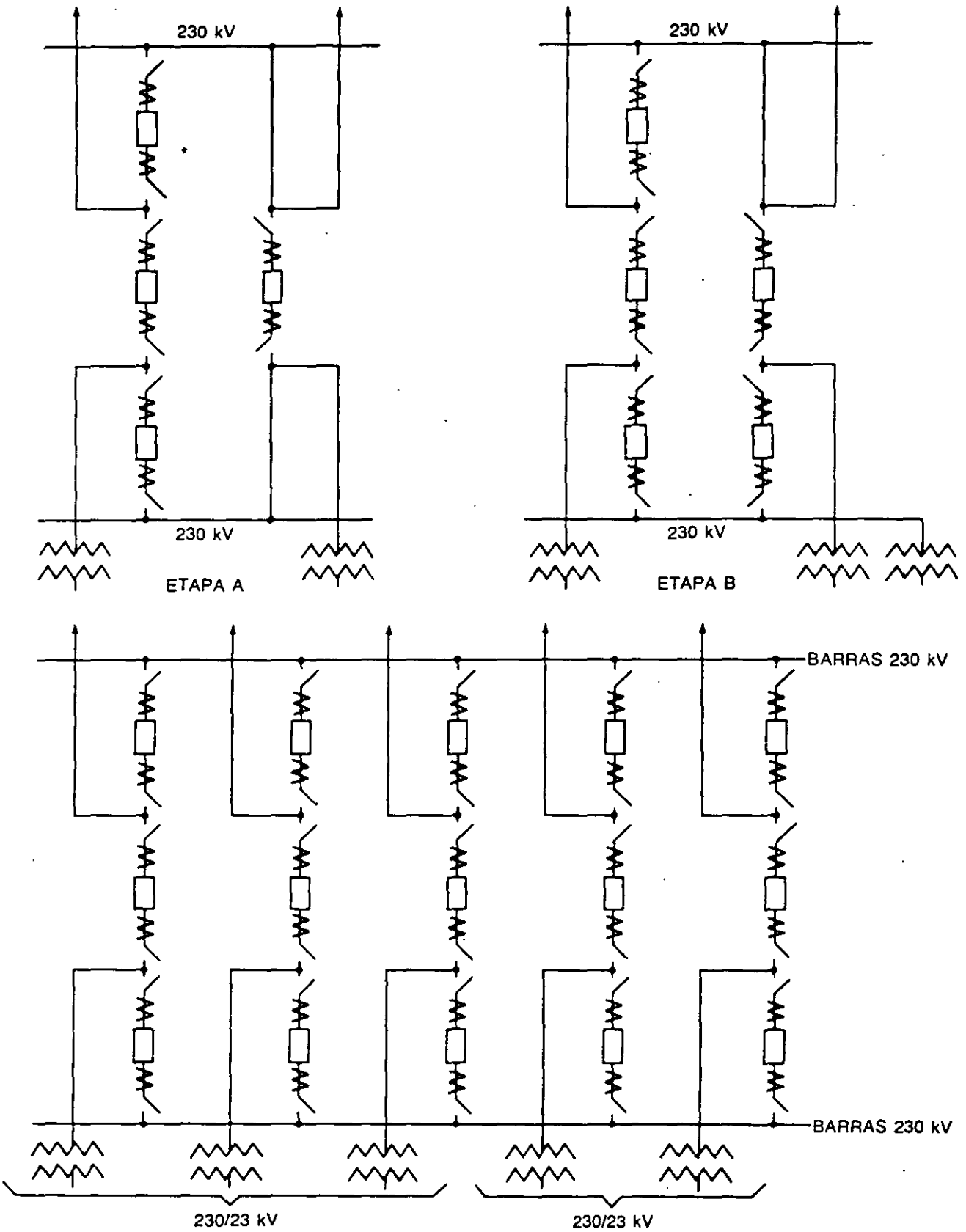


1 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO



2 DIAGRAMA DE CONEXIONES CON ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR

FIG. 1-4



ETAPA C  
(SITUACIÓN FINAL)  
DIAGRAMA DE CONEXIONES EN ANILLO EN LA SECCIÓN DE 230 kV PARA  
SUBESTACIONES DE 230/23 kV.

FIG. 1-5

Como inciso aparte de este diagrama, en la Figura 1-5 se puede observar que el arreglo en anillo se puede convertir fácilmente en arreglo de interruptor y medio, de acuerdo con las tres etapas ilustradas en dicha figura.

### 1.7.1.8 Diagrama con arreglo de doble interruptor (Fig. 1-4-2)

Es otra forma de arreglo escasamente utilizado por su alto costo, aunque tiene un incremento de confiabilidad relativamente mayor que en los casos de anillo o interruptor y medio.

a) A continuación se indican como ejemplo, dos casos de alta confiabilidad que se han usado en México.

1 Plantas generadoras con unidades de 350 MW. Supongamos el uso del diagrama de interruptor y medio de la Figura 1-4-1A y consideremos que el interruptor 2 está en reparación. Supongamos ahora la posibilidad de que la línea C falle ocasionando la apertura de los interruptores 1 y E. En este momento, un generador de 350 MW que alimentara el sistema a través del transformador A, quedaría fuera del sistema desperdiciándose un gran volumen de energía.

Supongamos ahora que utilizamos el diagrama de interruptor doble, considerando las mismas condiciones, o sea, el interruptor 2 en reparación y falla de la línea C. En este caso, la energía del generador A se puede inyectar en el sistema a través del cierre de los interruptores 1 y 7 que alimentan la línea D.

2 Subestaciones alimentadoras de redes automáticas de distribución. En México, en el sistema central es norma que de cada transformador de 60 MVA, se deriven seis alimentadores que alimentan una sola red automática de distribución, con entradas en diferentes puntos de la red.

Supongamos el uso del diagrama de doble anillo de la Figura 1-3-variante C como se observa en este arreglo, cada transformador abastece solamente a cuatro alimentadores. La imposibilidad de derivar seis circuitos nos lleva la utilización del esquema de doble interruptor, como se muestra en la Figura 1-6. Aquí, se observa que para alimentar dos redes automáticas en forma segura, basta con tres transformadores de 60 MVA.

b) y c) se considera semejante al caso del interruptor y medio.

d) Es el caso en que se requiere mayor número de interruptores y cuchillas, por lo que se considera el más caro de los diagramas discutidos.

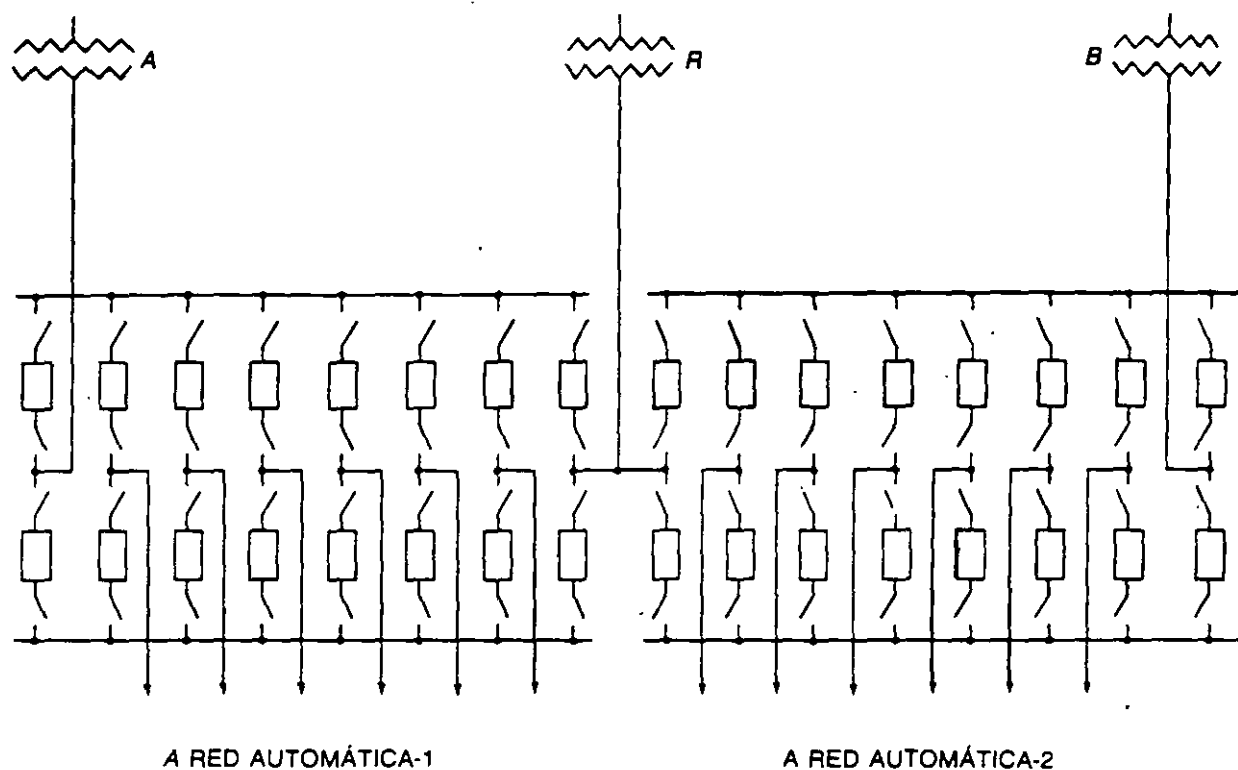


FIG. 1-6

## 1.8 CONSIDERACIONES ECONÓMICAS

La evaluación de los diagramas anteriores nos lleva a efectuar una comparación económica, entre algunos de los más utilizados, de acuerdo con la cantidad de equipo y su costo relativo en por ciento.

En la Tabla 1-1 se analizan cuatro tipos de diagramas aplicados a una subestación que, en esencia, consta de dos circuitos alimentadores de 230 kV y dos bancos de transformadores de 230/85 kV.

No se incluye el costo de los transformadores de potencia debido a que éste es el mismo para todas las alternativas.

Como se observa en la tabla, el costo del equipo para el arreglo de interruptor y medio es inferior al costo del arreglo del de doble juego de barras principales y un juego de barras auxiliares, aunque a primera vista parece ser lo contrario.

Además, hay que añadir que el arreglo de interruptor y medio conviene más, desde el punto de vista de la continuidad de servicio y que permite la misma facilidad en la revisión de los interruptores que el caso antes citado; entonces se justifica la adopción del diagrama de interruptor y medio en el lado de 230 kV.

El costo del arreglo con doble juego de barras es, a su vez, más económico que el de interruptor y medio. Sin embargo, para efectuar la revisión de cualquier interruptor es necesario desconectar la línea o el transformador correspondiente.

**TABLA 1-1** Comparación entre cuatro diagramas de conexiones para una subestación de 230 kV, con dos circuitos de 230 kV y dos transformadores de 230/85 kV

		CANTIDAD DE EQUIPO NECESARIO DE 230 kV				COSTO DEL EQUIPO DÓLARES (USA)	COSTO %
		INTERRUPTORES	CUCHILLAS DESC.	JUEGOS DE T.C.	JUEGOS DE T.P.		
a)	UN SOLO JUEGO DE BARRAS COLECTORAS	4	7	4	1	80 217.00	100
b)	DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS	5	12	5	2	110 940.00	130
c)	DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS AUXS.	6	22	6	2	151 098.00	188
d)	INTERRUPTOR Y MEDIO	6	12	6	2	125 748.00	157

EQUIPO:	PRECIO UNITARIO (precios, 1987)
INTERRUPTOR DE 230 kV	\$ 12 000.00
JUEGO DE 3 CUCHILLAS DE 230 kV	\$ 2 535.00
JUEGO DE 3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 230 kV	\$ 2 808.00
JUEGO DE 3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 230 kV	\$ 3 240.00



Finalmente, el costo del arreglo de un solo juego de barras es el más económico, pero no ofrece la confiabilidad necesaria para los casos de una subestación de transmisión o de interconexión, ni ofrece flexibilidad desde los puntos de vista de operación, o de mantenimiento, del equipo instalado.

---

**GENERALIDADES. NORMAS.  
ESPECIFICACIONES. EQUIPO  
PRINCIPAL DE  
SUBESTACIONES  
ELÉCTRICAS**

**2.1 NIVEL DE AISLAMIENTO**

En una subestación, una vez determinada la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento que, en forma indirecta, fija la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones.

Éstas pueden tener procedencias diferentes:

Externa, la debida a descargas atmosféricas (rayos); es la de mayor importancia en instalaciones eléctricas con tensiones nominales inferiores a 300 kV.

Interna, la debida a maniobras de interruptores. Ésta es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 330 kV.

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes, y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se conoce con el nombre de Nivel Básico de Impulso (NBI) y sus unidades se dan en kilovolts.

## 2.2 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Se denomina coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica, al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos explosor o pararrayos, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión-tiempo, contra las características de respuesta del aislamiento del equipo por proteger, dadas también por sus propias curvas tensión-tiempo. Dicho de otra forma, la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes.

En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación. Para ello, se pueden considerar tres niveles de aislamiento, como se observa en la Figura 2-1.

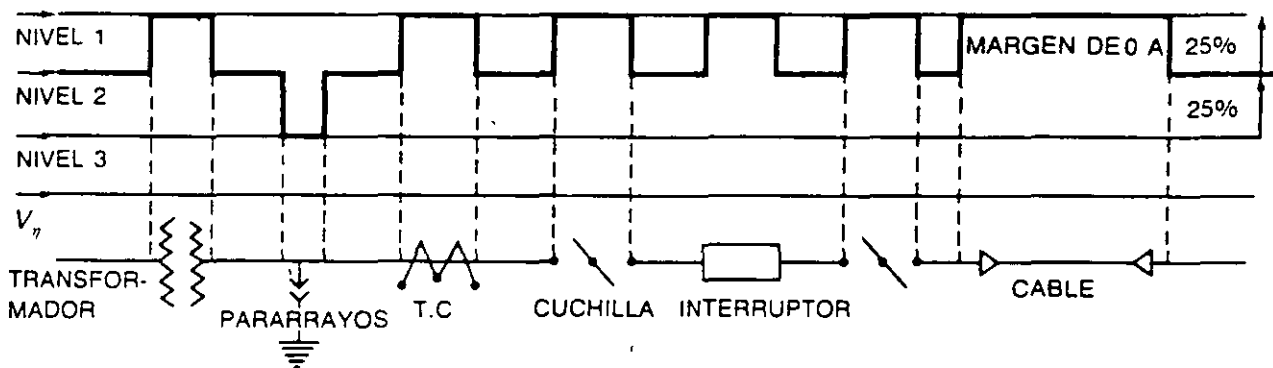


FIG. 2-1

La figura muestra un diagrama unifilar. En su parte superior se encuentran los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento, indicando el nivel que corresponde a cada aparato.  $V_n$  es la tensión nominal del sistema.

Nivel 1, también llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no autorrecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como: transformadores, cables o interruptores.

Nivel 2, también llamado nivel medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorrecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecua de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, buses y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

Nivel 3, también llamado nivel bajo o de protección. Está constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

Respecto a los intervalos entre los niveles de tensión, se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser entre 0 y 25%. La diferencia entre

los niveles medio y bajo (pararrayos) parece ser suficiente con un 15%. Sin embargo, como los pararrayos pueden estar instalados a una distancia algo mayor que la debida de los aparatos por proteger, las sobretensiones que llegan a estos aparatos pueden ser ligeramente superiores a las de operación del pararrayos. Por lo tanto, es conveniente también, fijar una diferencia de 25% entre estos dos últimos niveles.

### 2.3 TENSIÓN NOMINAL

En la Tabla 2-1 se indican los valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI).

**TABLA 2-1** Valores normales de tensiones entre fases

Tensiones nominales del sistema kV		Tensión máxima para el equipo kV
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

FUENTE: Publicación 38 de la CEI: "Tensiones normales de la CEI", 4a. ediciones 1967, Tabla V, p. 12.

### 2.4 NIVEL BÁSICO DE IMPULSO

En la Tabla 2-2 aparecen los niveles de aislamiento adoptados por la CEI, correspondientes a los niveles normales de tensión para alturas sobre el nivel del mar iguales o menores de 1 000 metros, que es la altura normalizada.

A partir de estos niveles de aislamiento se deben adoptar las disposiciones necesarias, para evitar que se produzca efecto corona en las barras colectoras, en los conectores y en general en cualquier punto de la instalación.

Por otra parte, la elección del nivel de aislamiento adecuado determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre las partes conductoras de fase diferente y entre fase y tierra; tiene además, una repercusión importante en el costo de la subestación.

TABLA 2-2 Niveles de aislamiento

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO kV ef.	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO		NIVEL DE AISLAMIENTO A BAJA FRECUENCIA	
	Aislamiento pleno kV cresta	Aislamiento reducido kV cresta	Aislamiento pleno kV ef.	Aislamiento reducido kV ef.
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550 450	275	230 185
170	750	650 550	325	275 230
245	1 050	900 825 750	460	395 360 325
300		1 175 1 050 900		510 460 395
362		1 300 1 175 1 050		570 510 460
420		1 675 1 550 1 425 1 300		740 680 630 570
525		1 800 1 675 1 550 1 425		790 740 680 630

FUENTE: Publicación 71 de la CEI: "Coordinación del aislamiento" 4a. edición, 1967; Tabla III, p. 24.

En la tabla se observa que la columna del nivel de aislamiento al impulso se divide en dos columnas, una para el aislamiento pleno y la otra para el aislamiento reducido. A medida que el valor de la tensión máxima crece, el número de valores de tensión del aislamiento reducido también crece para un mismo valor de la tensión máxima.

En la Tabla 2-3 aparecen los factores de corrección por altitud que se aplican a todos los aislamientos externos, o sea en contacto con el aire, de los equipos de alta tensión. Como se observa, para aisladores eléctricos situados en altitudes superiores a la normalizada de 1 000 m, el NBI de los aislamientos externos se reduce progresivamente a partir de 1 000 m.

**TABLA 2-3** Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes mayores a 1 000 m

Altitud m	Factor de corrección del nivel de aislamiento $\delta'$
1 000	1.00
1 200	0.98
1 500	0.95
1 800	0.92
2 100	0.89
2 400	0.86
2 700	0.83
3 000	0.80
3 600	0.75
4 200	0.70
4 500	0.67

FUENTE: Normas USAS C57, 1200-1968. Tabla 1, p. 8

#### 2.4.1 Nivel de aislamiento externo e interno de los aparatos

*Ejemplo 1.* Analicemos el caso de un sistema de 230 kV nominales, instalado a 2 300 metros de altura sobre el nivel del mar; seleccionemos un transformador para cuyas bobinas, de acuerdo con la Tabla 2-2, consideramos la tensión máxima de 245 kV. A este valor corresponde un NBI, para los aislamientos externos (boquillas) de 1 050 kV al nivel del mar. De acuerdo con la Tabla 2-3, a la altura de 2 300 m.s.n.m. se tiene un factor de corrección por altitud de 0.87. Por lo tanto, el NBI de los aislamientos externos, de los aparatos con NBI de 1 050 kV al nivel del mar, que se instalan a 2 300 m, se reduce a 913 kV, o sea  $1\ 050 \times 0.87 = 913$  kV.

Según la Tabla 2-2, para el valor de 1 050 kV, podemos elegir para las bobinas del transformador cualquiera de los tres valores que aparecen en la columna de aislamiento reducido. Ahora bien, para tener una buena coordinación de aislamiento entre las boquillas exteriores, cuyo NBI es de 913, y el embobinado interior, se debe escoger el valor de 900 kV.

El ejemplo anterior sirve de generalización para todos los aparatos eléctricos que tengan aislamientos internos, sumergidos en aceite, gas, etc., y que por no estar en contacto con la atmósfera, su NBI es prácticamente independiente de las condiciones atmosféricas y de la altura sobre el nivel del mar. En cambio, para todos los aislamientos externos que se encuentran en contacto directo con la atmósfera y que dependen de sus factores, se adopta un valor de NBI corregido por altitud, de manera que se puedan coordinar con los valores del NBI interno.

*Ejemplo 2.* Consideremos en este caso una instalación de 400 kV nominales, a una altitud de 2 300 m.s.n.m. De acuerdo con la Tabla 2-2 el NBI para los elementos internos, puede escogerse de 1 425 kV (a 1 000 m.s.n.m.) y para los elementos

externos es suficiente un NBI de 1 675 kV que traducido a la altura de 2 300 m.s.n.m., reduce su valor a  $1\ 675 \times 0.87 = 1\ 457$  kV que proporciona una coordinación correcta con los aislamientos internos, ya que en caso de una sobretensión ligeramente mayor a 1 457 kV arquearían las boquillas y no el embobinado de un transformador, como debe de ser (adicionalmente el transformador quedaría protegido por su pararrayos).

### 2.4.2 Nivel de aislamiento para soporte de barras

Para soporte de las barras colectoras se utilizan dos tipos de aisladores:

- Aisladores de tipo cadena formados por varios discos y que se utilizan para soportar buses de tipo flexible, en suspensión o en tensión.
- Aisladores del tipo columna, formados por una o varias columnas rígidas. Se utilizan para soportar el peso de los buses de tipo rígido.

**TABLA 2-4** Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio en condiciones atmosféricas normales

	Práctica Europea	Práctica en Estados Unidos y Canadá
Temperatura ambiente	20°C	25°C
Presión atmosférica	1 013 mbar	1013 mbar
Humedad	11 g/m <sup>3</sup>	15 g/m <sup>3</sup>

NOTA. Una presión de 1 013 mbar equivale a una presión de 760 mm de mercurio a 0°C.

FUENTE: Publicación 274 de la CEI: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 000 V" Primera edición. 1968: p. 16.

FACTOR DE CORRECCIÓN DE LA DENSIDAD DEL AIRE,  $\delta$ :

Corrección con respecto a 20°C y 1 013 mbar (práctica en Europa).

$$\delta = \frac{0.289 b}{273 + t}$$

Corrección con respecto a 25°C y 1 013 mbars (práctica en Estados Unidos y Canadá):

$$\delta = \frac{0.294 b}{273 + t}$$

$b$  = presión atmosférica en milibars

$t$  = temperatura ambiente en grados Celsius

Corrección con respecto a 25°C y 76 cm Hg (1 013 mbar) (práctica en Estados Unidos y Canadá).

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 + t}$$

$b$  = presión atmosférica en cm de columna de mercurio

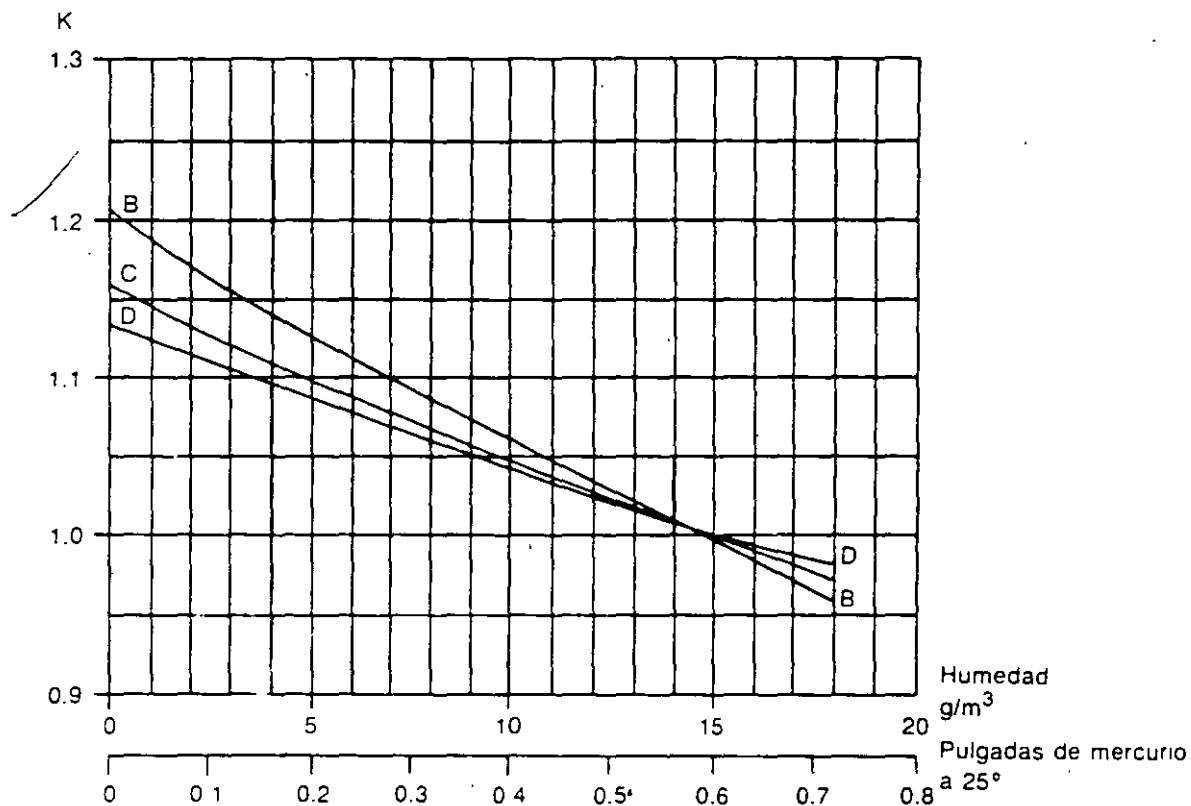
$t$  = temperatura ambiente en grados Celsius

En ambos casos los valores de las tensiones de prueba, tanto al impulso con onda de  $1.2 \times 50 \mu\text{S}$ , como con tensiones de baja frecuencia, en seco (de 15 a 100 Hz) están referidos a las condiciones atmosféricas indicadas en la Tabla 2-4.

Si estas condiciones son diferentes de las consideradas normales, los valores de las tensiones de prueba indicadas deben corregirse multiplicando cualquiera de estos valores por el factor de corrección de la densidad del aire, ( $\delta$ ) delta, y el resultado debe dividirse entre el factor de corrección por humedad ( $K_h$ ) cuyas curvas se incluyen en la Figura 2-2. La tensión de prueba a baja frecuencia y bajo condiciones de lluvia se corrige únicamente multiplicando la tensión de prueba a baja frecuencia por el factor delta.

Ejemplo: El factor de densidad del aire a la altura de la ciudad de México (2 300 m.s.n.m.) que corresponde a una presión barométrica media de 58 cm de columna de mercurio y una temperatura promedio de  $25^\circ\text{C}$ , es el siguiente:

$$\delta = \frac{3.92 \times 58}{273 + 25} = 0.763$$



La curva B se aplica a las pruebas a frecuencia industrial en seco.

La curva C se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad positiva.

La curva D se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad negativa.

FUENTE: Publicación 274 de la CIE: Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 000 V. Primera edición, 1968; Fig. 2, p. 47:

FIG. 2-2 Factor de corrección por humedad ( $K_h$ )



En las instalaciones de 230 kV a 2 300 m.s.n.m. para buses flexibles se utilizan cadenas de aisladores de suspensión formadas por 16 discos de 10 pulgadas de diámetro por  $5\frac{3}{4}$  de paso, con lo que se obtiene un NBI de 1 425 kV al nivel del mar, mientras que a 2 300 m de altitud proporciona un valor de  $1\,425 \times 0.763 = 1087$  kV. Para la misma tensión nominal de 230 kV con buses rígidos, se utilizan columnas de aisladores de una pieza para soportar los tubos de aluminio. Los aisladores están formados por siete columnas que proporcionan un NBI de 1 300 kV al nivel del mar, mientras que a 2 300 m.s.n.m., ofrecen un valor de  $1\,300 \times 0.763 = 992$  kV.

## 2.5 DETERMINACIÓN DE DISTANCIAS DIELECTRICAS EN SUBESTACIONES

En una subestación, para tener una coordinación de aislamiento adecuada, se deben fijar las distancias a través del aire, entre partes vivas de fases diferentes, y entre parte viva de fase y tierra.

Para ello vamos a definir ciertos conceptos que utilizaremos, para comprender el problema.

Tensión crítica de flameo (*TCF*). Se designa como tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo del 50%.

La relación entre la *TCF* y el *NBI* para una probabilidad de falla del 10%, está dada en forma experimental por:

$$NBI = 0.961 TCF \text{ (Considerando una desviación estándar del fenómeno de 3\%).}$$

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, o sea

$$(TCF)_{normal} = \frac{NBI}{0.961}$$

para el caso de una tensión nominal de 230 kV, con un *NBI* = 1 050,

$$(TCF)_{normal} = \frac{1\,050}{0.961} = 1092.6 \text{ kV al nivel del mar.}$$

Para diseño se utiliza la  $(TCF)_{normal}$  corregida por altitud y por humedad o sea

$$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal} \times K_h}{\delta} \quad (1)$$

donde

$(TCF)_{normal}$  = valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea cuando  $\delta = 1$  y  $K_h = 1$

$\delta$  = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura

$K_h$  = Factor de humedad atmosférica

La relación entre la  $(TCF)_{diseño}$  y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 kV/m, se obtiene la siguiente expresión

$$(TCF)_{diseño} = K \cdot d$$

donde

$K$  = gradiente de tensión en kV/m

$d$  = distancia de fase a tierra en m

Despejando  $d$  y utilizando el valor promedio de  $K$ , la expresión queda en la siguiente forma:

$$d = \frac{(TCF)_{diseño}}{550}$$

sustituyendo el valor de la expresión (1), la distancia en metros queda:

$$d = \frac{(TCF)_{normal} \times K_h}{550 \times \delta} \quad (2)$$

Confirmando lo expresado anteriormente, las distancias dieléctricas también se pueden corregir por altitud a partir de 1 000 m.s.n.m., de acuerdo con la expresión (3), que considera un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros de incremento en altitud. El tramo de cero a mil metros, se considera dentro de la corrección.

$$d_h = d_{1\,000} + 0.0125 \left( \frac{h-1\,000}{100} \right) d_{1\,000} \quad (3)$$

donde:

$d_h$  = distancia dieléctrica a la altura de  $h$  m.s.n.m.

$d_{1\,000}$  = distancia dieléctrica a la altura de 1 000 m.s.n.m.

TABLA 2-5

Tensión nominal del sistema kV	NBI kV	$\delta$ A 1 000 msnm	$(TCF)_{normal} = \frac{NBI}{0.961}$ kV	$(TCF)_{diseño} = \frac{(TCF)_{normal}}{\delta}$ kV	Distancia mínima de fase a tierra $d_{1\ 000} = m$
85	550	0.893	572.3	640.9	1.165
230	1 050	0.893	1 092.6	1 232.5	2.225
400	1 425	0.893	1 483.0	1 661.0	3.020

La Tabla 2-5 muestra los valores de la distancia mínima de fase a tierra, para  $d = 1\ 000\ m$ , para tres magnitudes de tensión nominal.

Como ejemplo, al aplicar la expresión (3) y vaciar los resultados en la Tabla 2-6 se muestran las distancias mínimas de fase a tierra, a  $2\ 300\ m.s.n.m.$ , para los mismos valores de tensión nominal.

TABLA 2-6

Tensión nominal del sistema kV	Distancia mínima de fase a tierra ( $d_{1\ 000}$ ) m	Distancia mínima de fase a tierra ( $d_{2\ 300}$ ) m
85	1.165	1.350
230	2.225	2.586
400	3.020	3.510

Tomando en cuenta que la configuración real entre las partes vivas de una subestación es diferente de la configuración placa-varilla utilizada para establecer los valores mínimos de no flameo de la Tabla 2-5, la CEI recomienda que la distancia mínima entre fase y tierra para tensiones menores de 245 kV, se obtiene aumentando en 10% los valores mínimos de no flameo, para la tensión de que se trate.

Si la tensión es superior a 380 kV, un aumento de 6% es suficiente.

Los datos obtenidos, de acuerdo con los criterios explicados, pueden o no sufrir variaciones en sus magnitudes, dependiendo de las consideraciones que se hagan en el desarrollo de la norma de que se trate. Por esto al partir de datos iguales, pero utilizando normas diferentes, se puede llegar a soluciones ligeramente diferentes.

En la Tabla 2-7 se muestran, de acuerdo con la norma CEI, los valores de las distancias mínimas de no flameo para las tensiones máximas normalizadas.

Los valores de la tercera columna de la tabla se han determinado con electrodos placa-varilla e indican las distancias a través del aire, en centímetros, necesarias para

TABLA 2-7 Distancias mínimas de no flameo

Tensión máxima entre fases del sistema kV	Nivel de aislamiento al impulso kV	Distancia mínima a tierra a menos de 100 m cm	Distancia mínima a tierra a 2 300 m cm
3.6	45	6	7.0
7.2	60	9	10.5
12	75	12	14.0
17.5	95	16	18.6
24	125	22	25.6
36	170	32	37.2
52	250	48	55.8
72.5	325	63	73.3
100	380	75	87.2
100-123	450	92	107.0
123-145	550	115	133.7
145-170	650	138	160.5
170	750	162	188.4
245	825	180	209.3
245	900	196	227.9
245-300	1 050	230	267.4
420	1 425	305	354.6

FUENTE: Publicación 71A de la CEI: "Recomendaciones para la coordinación del aislamiento" Primera edición, 1962 p. 28.

soportar sin flameo cinco impulsos de magnitud igual al nivel de aislamiento (NBI) correspondiente, que aparece en la segunda columna, o en caso de que se produzca un único arco, se aplicarán de nuevo diez impulsos adicionales, sin que se produzca flameo.

Para las instalaciones situadas entre 1 000 y 2 300 m.s.n.m., las distancias de la tercera columna deben incrementarse en 1.25% por cada 100 m de incremento en altitud.

### 2.5.1 Distancia dieléctrica entre fases

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al nivel de aislamiento al impulso (NBI) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación. Esto conduce a elegir una distancia mínima entre fases, 15% mayor que la distancia mínima a tierra, según la recomendación de la CEI, en su publicación 71-A, sección 6.4.

Como práctica en el diseño de subestaciones, las distancias entre los ejes de los conductores de fases diferentes, y entre el eje de un conductor de fase y tierra, se

fijan aumentando a sus respectivas distancias mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien, las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para buses flexibles, hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello, las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2.0, por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

El valor de 1.8 se aplica para claros, en buses, del orden de 40 m, mientras que el valor de 2.0 se aplica para claros mayores de 40 m, obteniéndose una serie de valores en la Tabla 2-8.

**TABLA 2-8** Distancia entre fases y a tierra a 2 300 m.s.n.m. para buses flexibles

Tensión nominal del sistema kV	NBI kV	Distancias mínimas		Factor	Redondear a m
		Fase a tierra m	Entre fases m		
85	550	1.350	2.43	1.8	2.5
230	1 050	2.586	4.66	1.8	5.0
400	1 425	3.510	7.02	2.0	7.0

Para niveles de tensión nominal superiores a 230 kV, las sobretensiones originadas por maniobras de interruptores son más críticas que las de los impulsos debidos a rayos y, en consecuencia, las distancias mínimas entre fases y de fase a tierra deben fijarse de acuerdo con este tipo de sobretensiones.

Por otro lado, la distancia entre fases es uno de los factores que inciden en la magnitud del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el cual debe limitarse a valores inferiores al gradiente crítico, a partir de cuyo valor se inicia el efecto corona.

## 2.6 DESCARGAS PARCIALES

Se conoce como descarga parcial, una descarga eléctrica intermitente, de alta frecuencia, que se localiza en una porción de un sistema aislante, sometido a un gradiente de tensión, que resulta de una ionización gaseosa transitoria que ocurre cuando el gradiente de tensión excede de un valor, llamado gradiente crítico.

Las descargas parciales se pueden clasificar en:

1. Internas
2. Superficiales
3. Externas

### 2.6.1 Descargas internas

Son las que comúnmente se conocen con el nombre genérico de descargas parciales.

Este tipo de descarga se produce en pequeñas cavidades localizadas en el seno de un aislamiento, generalmente sólido.

Un aislante se considera ideal, cuando en su parte interna es perfectamente homogéneo. En la realidad se presentan ligeras heterogeneidades que se originan durante su fabricación, como pueden ser burbujas que aparecen al extruir los aislamientos del tipo de resina sintética, o bien, en el encintado de las bobinas de máquinas eléctricas donde, en algún punto, la cinta no queda bien adherida, formando una cavidad.

Consideremos una muestra del aislamiento que rodea un conductor, sometido a una tensión  $V$  de tipo senoidal. El aislamiento contiene una cavidad llena de aire, o de cualquier otro gas producido dentro del plástico, que podemos representar como un capacitor  $C$ , (véase Figura 2-3-1). La muestra del aislamiento, se puede representar por el circuito equivalente de la Figura 2-3-2.

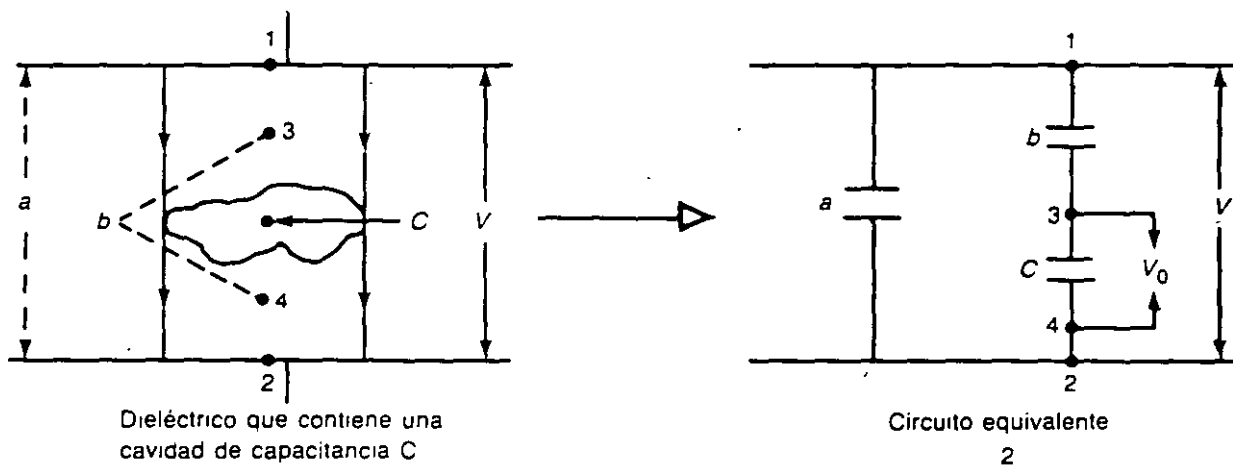


FIG. 2-3

En donde:

$a$  = la capacitancia que presenta el aislamiento, en su parte sana

$b$  = la capacitancia del aislamiento sano que rodea la cavidad

$c$  = la capacitancia de la cavidad

$V_0$  = la tensión, a partir de la cual, el gas contenido en la cavidad  $C$  se ioniza y provoca la descarga del capacitor  $C$ , representado como un explosor de puntas.

Proceso físico. Entre los puntos 1 y 2 de la muestra se aplica una tensión  $V$ , relativamente elevada, de frecuencia industrial. Véase la Figura 2-3. La onda senoidal comienza en el punto  $\alpha$  de la Figura 2-4, empieza a crecer simultáneamente con la tensión  $V_0$ , que aparece entre los extremos de la cavidad  $C$ .

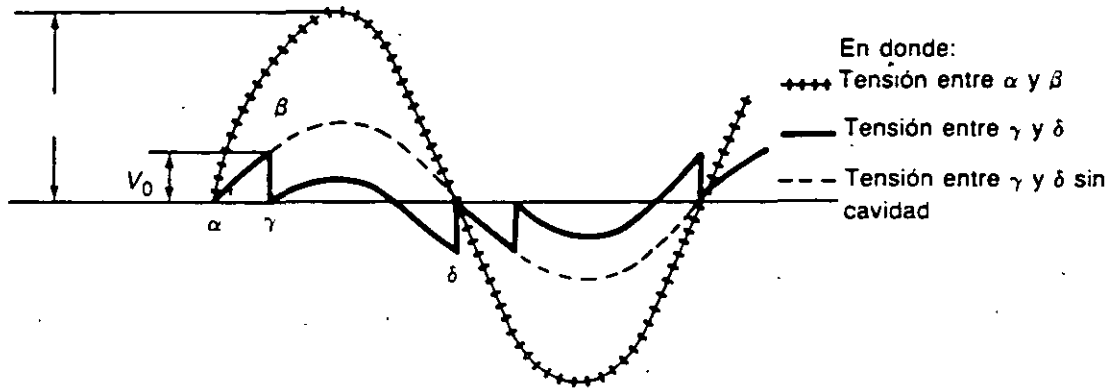


FIG. 2-4 Forma de onda de una descarga

Al alcanzar  $V_0$  el punto  $\beta$ , el gas en la cavidad se ioniza, se hace conductor, produciéndose una descarga a través de la misma y regresa a cero, o sea al punto  $\gamma$  de la curva. En este punto, la tensión  $V$  sobre la onda sigue creciendo hacia su valor máximo. Simultáneamente a partir del punto  $\gamma$ , el valor de  $V_0$  empieza a crecer de nuevo sin llegar al valor de descarga, pues antes de que esto ocurra  $V_0$  empieza a decrecer, arrastrado por el descenso de la onda  $V$ . A continuación, la tensión  $V_0$  crece en forma negativa hasta llegar al punto  $\delta$ , donde se produce de nuevo la descarga en la cavidad, y así sucesivamente en cada uno de los semiciclos.

En resumen, los efectos principales del fenómeno físico en una descarga interna, son los siguientes:

1. *Efecto eléctrico.* Produce ionización del gas en la cavidad, descarga eléctrica y destrucción de las moléculas del aislamiento por bombardeo de iones y electrones, causando finalmente la falla del aislamiento.
2. *Efecto químico.* Produce ozono ( $O_3$ ) que ataca químicamente el aislamiento.
3. *Efecto mecánico.* Produce ondas ultrasonoras, del orden de 40 kHz.
4. *Efecto óptico.* Produce emisión luminosa (no siempre visible).
5. *Efecto térmico.* Hay desprendimiento de calor muy concentrado.

El examen de estos efectos permite:

- a) Entender que las descargas parciales internas son dañinas, ya que se componen de bombardeo iónico y ataques químico, mecánico y térmico que degradan el aislamiento.
- b) Seleccionar diferentes métodos para detectar y medir las descargas, aprovechando cualquiera de las diferentes manifestaciones energéticas descritas.

Finalmente, se puede decir que el efecto de ionización de un gas, dentro de una cavidad en un aislante, no es más que una de las tantas manifestaciones del fenómeno general de la descarga eléctrica. Por esta razón, el fenómeno comúnmente

llamado ionización, por desconocimiento de los otros efectos, debe ser llamado "Descargas parciales".

### 2.6.2 Descargas superficiales

Este tipo de descarga se produce en la superficie de un dieléctrico debido a que éste está soportando altos gradientes de tensión en forma tangencial. Comúnmente se conoce con el nombre de falla por arrastre.

### 2.6.3 Descargas externas

Son las que comúnmente se conocen con el nombre de "efecto corona".

En sí, el efecto corona es *un caso particular del fenómeno* de descargas parciales. Este efecto se puede oír y ver como una crepitación y luminosidad respectivamente que se producen sobre la superficie desnuda de un conductor, cuando el gradiente de tensión en la superficie alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que le rodea.

El efecto corona, produce radiointerferencia en la gama de 5 a 10 MHz, con las consiguientes pérdidas de energía. El fenómeno de radiointerferencia se atenúa rápidamente con la distancia, al grado de que a más de 50 m de la fuente, la atenuación es lo suficientemente grande para que la señal no afecte los radiorreceptores y televisores de la zona.

El efecto corona se puede eliminar utilizando cualquiera de los métodos que se indican:

1. Que la tensión de fase a neutro sea menor que la tensión crítica disruptiva, de tal manera que la relación de la tensión crítica disruptiva ( $V_0$ ), en kV eficaces a tierra, entre la tensión de operación, en kV eficaces de fase al neutro ( $V_1$ ), debe ser mayor que uno. Dicha relación se llama coeficiente de seguridad C.S., y se expresa en la siguiente forma:

$$\text{C.S.} = \frac{V_0}{V_1} > 1$$

- El efecto corona aparece a partir de que el C.S., se hace menor de la unidad.
2. Al aumentar el diámetro del conductor.
  3. Al aumentar el número de conductores por fase.
  4. Al aumentar la distancia entre fases.

*Ejemplo 1.* Se supone que en una instalación de 400 kV se puede usar indistintamente cable ACSR de 1 113 o de 1 272 M.C.M. La distancia entre centros de fases



debe ser de 8 m. Se utilizan dos conductores por fase. Si se quiere tener coeficiente de seguridad del mismo orden, la separación entre los conductores del primer calibre debe ser de 45 cm, que produce un valor de C.S. = 1.10 y la separación del segundo calibre debe ser de 40 cm, que produce un coeficiente algo mayor, pero del mismo orden, o sea C.S. = 1.19.

*Ejemplo 2.* En las barras colectoras de tubo puede adoptarse una separación entre fases de 6.5 m, usando tubo de aluminio de 50.8 mm (2") de diámetro con un coeficiente de seguridad bastante alto, o sea igual a 1.31.

Además de evitar los altos gradientes de potencial en la superficie de los conductores, hay que evitar también que se produzca efecto corona en otros puntos de la subestación, como pueden ser las zapatas terminales de los aparatos o los conectores. Para ello, se requiere que estos dispositivos se diseñen de tal manera que el gradiente de potencial en todos los puntos quede debidamente limitado. Por otro lado, todos los conectores empleados en instalaciones de 230 kV en adelante deben diseñarse de tal forma que se eliminen aristas y puntos salientes.

## 2.7 CORRIENTES EN UNA SUBESTACIÓN

Una instalación eléctrica debe estar diseñada para soportar el paso de dos tipos de corriente:

1. Corriente nominal máxima.
2. Corriente de cortocircuito máxima.

### 2.7.1 Corriente nominal

La corriente nominal nos fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, cuchillas, transformadores de corriente, etc. En las subestaciones de tipo común, dependiendo del nivel de potencia que manejan, es normal encontrar magnitudes de corrientes que pueden variar entre mil y cinco mil amperes.

### 2.7.2 Corriente de cortocircuito

La corriente de cortocircuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación.

La corriente de cortocircuito, al circular por los devanados de cualquier transformador, produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los aislamien-

tos y disminuye la vida útil de éstos, de tal manera que una sobretensión posterior, aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados e incluso de su destrucción.

Como ambas corrientes aumentan a medida que crece el sistema eléctrico, conviene diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que se alcanzarán en la etapa final de desarrollo de la subestación considerada.

Para reducir las corrientes de cortocircuito, se acostumbra conectar bobinas en serie en las tres fases para reducir el cortocircuito trifásico, o bien, instalar una sola en el neutro de los transformadores de potencia para reducir el cortocircuito monofásico a tierra. Los valores de las reactancias de estas bobinas varían según el sistema de que se trate. Para una bobina en el neutro de un transformador trifásico, un valor de 0.4 ohm puede ser el adecuado para reducir la corriente de cortocircuito, de tal manera, que por un lado se pueda disminuir el costo de los interruptores y por el otro, no se reduzca tanto el valor de dicha corriente como para que afecte la sensibilidad de las protecciones correspondientes.

Los sistemas de distribución, por ejemplo en el caso de 23 kV, funcionan en su mayor parte en forma radial; sólo en las zonas de alta densidad de carga se utiliza el sistema de red automática.

### 2.7.2.1 Capacidades de cortocircuito

Se supone un sistema cuyas capacidades de cortocircuito previstas hasta el año 2 000, son las siguientes, de acuerdo con la tensión nominal de cada subsistema:

400 kV	–	20 000 MVA
230 kV	–	15 000 MVA
85 kV	–	3 800 MVA

Estos valores serán los utilizados para el diseño de las subestaciones dentro del sistema considerado.

*Ejemplo 1.* Cálculo de un cortocircuito trifásico. Se quiere calcular la magnitud de un cortocircuito trifásico en un banco formado por tres transformadores monofásicos, de 10 MVA cada uno. La capacidad del banco es de 30 MVA, su relación es de 85/23 kV, conexión delta-estrella, con una impedancia de cada transformador en p.u. (por unidad) de 0.084 y se utiliza una base de 30 MVA.

Empleando el equivalente de Thévenin de secuencia positiva, para una falla trifásica en 85 kV, según la Figura 2-5, se obtiene la impedancia de secuencia positiva equivalente, del sistema, a partir de la expresión:

$$\bar{X}_s = \frac{\text{MVA}_b}{\text{MVA}_{cc}}$$

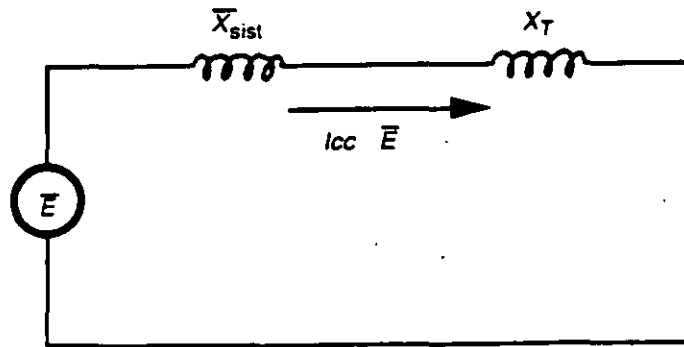


FIG. 2-5 Equivalente de Thévenin de secuencia positiva

donde:

$\bar{X}_s$  = valor p.u. (por unidad) de la reactancia del sistema.

$MVA_b$  = valor de la potencia base en MVA.

$MVA_{cc}$  = valor de la potencia de cortocircuito con MVA.

$$\bar{X}_s = \frac{30}{3800} = 0.00789 \text{ p.u.}$$

El valor del cortocircuito trifásico en las barras de 23 kV del banco, se calcula a partir del circuito de la Figura 2-5, considerando  $\bar{E} = 1$ .

$$\begin{aligned} MVA_{cc} &= \frac{MVA_b}{\bar{X}_s} \\ &= \frac{30}{0.00789 + 0.084} = 326.5 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Es práctica común suponer que la impedancia del sistema  $\bar{X}_s$  es cero, por lo que podemos considerar que la corriente de cortocircuito en el sistema de 85 kV es infinita. A este criterio de cálculo se le conoce como el método del “bus infinito”.

Considerando ahora el análisis del problema anterior por el método del bus infinito, se obtiene el nuevo valor de  $MVA_{cc}$

$$MVA_{cc} = \frac{30}{0.084} = 357 \text{ MVA}$$

que nos muestra que la diferencia entre considerar el valor real del cortocircuito o considerar el valor por el método del bus infinito, es pequeña y prácticamente despreciable.

*Ejemplo 2.* Cálculo de cortocircuito monofásico a tierra. Se considera ahora el mismo banco del ejemplo 1, con sus mismas características.

Debido a que en la práctica las fallas monofásicas a tierra son más frecuentes que las trifásicas, en algunas ocasiones y para disminuir los esfuerzos dinámicos en

los transformadores se puede tratar de reducir la falla monofásica en 23 kV, utilizando un reactor conectado en el neutro del banco de transformadores monofásicos.

La magnitud del cortocircuito monofásico en 23 kV, considerando bus infinito y con un reactor de 1.2 ohms conectado en el neutro se calcula de acuerdo con la siguiente expresión:

$$MVA_{cc} = \frac{3 MVA_b}{\bar{X}_{1T} + \bar{X}_{2T} + \bar{X}_{0T} + 3\bar{X}_N}$$

donde:

$\bar{X}_T$  = reactancia en p.u. del banco (1, 2 y 0 = secuencias positiva, negativa y cero).

$\bar{X}_N$  = Reactancia en p.u. del neutro.

el valor de  $3 X_N$  en p.u., con base en 30 MVA está dado por la expresión:

$$3\bar{X}_N = \frac{3X_N}{X_B}$$

pero

$$X_B = \frac{(KV)^2}{MVA_b} = \frac{23^2}{30} = 17.6 \text{ ohms}$$

por lo que

$$3\bar{X}_N = \frac{3 \times 1.2}{17.6} = 0.204 \text{ p.u.}$$

sustituyendo los valores anteriores en la primera expresión se obtiene:

$$MVA_{cc} = \frac{3 \times 30}{3 \times 0.084 + 0.204} = 197 \text{ MVA}$$

magnitud que es del orden de la mitad del valor de 357 MVA que se obtuvo en el problema 1.

## 2.8 NORMAS

Es un conjunto de publicaciones editadas por organismos especializados, que sirven de base en el diseño de instalaciones, equipos o partes dentro de cualquier área de la ingeniería.

Se puede definir la normalización como el proceso de formular y aplicar reglas con la aportación y colaboración de todas las áreas involucradas, para obtener una técnica y economía de conjunto óptimas.

La normalización se apoya en la ciencia, la técnica y la experiencia y fija las bases para un entendimiento entre un fabricante y un comprador, respecto a la calidad de un producto.

En forma general se considera que la normalización abarca tres niveles:

1. *Niveles de empresa.* Este nivel de normalización se desarrolla en empresas grandes y muy grandes, para satisfacer sus propias necesidades y optimizar el costo, el tiempo y la calidad de sus productos.
2. *Nivel nacional.* Este nivel de normalización se desarrolla dentro de algunos países, por lo general en los más desarrollados industrialmente; sirve como herramienta para reglamentar las transacciones desde el punto de vista técnico, entre los diferentes fabricantes y consumidores de un país.

Estas normas abarcan diferentes industrias, como son la eléctrica, la mecánica, la química, etc. Como ejemplos de estas instituciones se pueden citar las normas DIN alemanas, las ANSI americanas, las DGN mexicanas, etcétera.

3. *Nivel internacional.* Este nivel de normalización es el caso general que abarca los casos anteriores. Estas normas se utilizan para reglamentar las transacciones técnicas entre diferentes países. Como un ejemplo se puede mencionar, la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), cuya responsabilidad cubre el campo de la electrotécnica, para unificar la nomenclatura, la clasificación de los aparatos y máquinas eléctricas, sus pruebas, etcétera.

Un organismo de normalización suele estar formado por un consejo directivo, un comité ejecutivo, y los comités y subcomités técnicos de normalización, cada uno de estos últimos operando dentro de su área específica.

El proceso para desarrollar una norma es el siguiente:

El comité correspondiente prepara un anteproyecto, que es estudiado y discutido hasta que haya unanimidad en los acuerdos. Estos comités están formados por representaciones de fabricantes, consumidores, universidades y centros científicos. Cuando se llega a un acuerdo dentro del comité técnico, el documento se somete a una encuesta pública durante seis meses. Si en este periodo no aparecen críticas por escrito, se da por aprobada la norma en cuestión. Si por el contrario hay críticas, se analizan de nuevo por el comité, en presencia de los críticos y después de discusiones y acuerdos, se aprueba definitivamente la norma.

Debido a los avances tecnológicos más o menos rápidos, dependiendo del área, las normas requieren ser revisadas con cierta periodicidad. Es usual que se revisen y actualicen cada cinco años, o menos, si es necesario.

**Normalización integral.** Se llama normalización integral al conjunto de los siguientes factores:

1. *Formulación y aplicación de normas.* Es lo que se llama propiamente normalización.
2. *Control de calidad.* Tiene como objetivo verificar las características físicas y la calidad de los productos, con base en el cumplimiento de las normas.
3. *Metrología.* Es la ciencia de las mediciones y se refiere al conjunto de estudios, análisis, pruebas, etc., que se efectúan a los equipos por comprobar.
4. *Certificación.* La certificación se refiere a la sanción que una autoridad técnica hace, de acuerdo con la norma, de un producto.

Para sancionar un producto se puede certificar a nivel nacional, pero cuando se requieren pruebas de alto nivel técnico, se requiere un laboratorio de alta tecnología, cuyo fallo sea reconocido internacionalmente; como ejemplo se pueden citar los laboratorios KEMA de Holanda.

## 2.9 ESPECIFICACIONES

Las especificaciones son un conjunto de reglas escritas, de fácil comprensión, con una descripción clara y precisa de los requisitos técnicos de los materiales, equipos o servicios, que un comprador elabora basado en una o varias normas, que son parte integrante del contrato de compra venta con un fabricante, y que sirven de base para la fabricación de un equipo determinado.

En las especificaciones se fijan los requisitos mínimos de aceptación en cuanto a las características eléctricas, mecánicas, químicas, etc., así como las pruebas de prototipo; de rutina y especiales requeridas.

Además de la parte escrita, las especificaciones suelen ir acompañadas de dibujos, normas, catálogos, etcétera.

El desarrollo de unas especificaciones implica trabajo de investigación y pruebas por parte de ingenieros capacitados, así como retroalimentación de información por parte de las áreas de construcción, operación y mantenimiento; para mejorar los diseños nuevos de los aparatos de que se trate.

## 2.10 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE UNA SUBESTACIÓN

En este inciso se intenta describir, a grandes rasgos, las características más importantes del equipo principal que se instala en una subestación y que, salvo algunos elementos, se muestra en su totalidad en el diagrama unifilar de la subestación de que se trata.

Dicho equipo se va a reunir en dos grupos, el primero describe en orden de mayor a menos importancia, los aparatos del grupo de tensión y en el segundo, se describen los aparatos del grupo de corriente.

### 2.10.1 Transformadores de potencia

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Se puede considerar formado por tres partes principales:

Parte activa  
 Parte pasiva  
 Accesorios

#### 2.10.1.1 Parte activa

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

1. *Núcleo.* Éste constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28 mm.

La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

2. *Bobinas.* Éstas constituyen el circuito eléctrico. Se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida.

Las normas tampoco establecen condiciones específicas, quedando en mano de los diseñadores el adoptar criterios que vayan de acuerdo con la capacidad y la tensión, y que incidan en la forma de las bobinas.

Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromagnético que se producen durante los cortocircuitos.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas.

*Bobina rectangular.* Se instala sobre un núcleo de sección rectangular. Es la bobina más barata. Se puede utilizar en transformadores trifásicos con potencias limitadas hasta 5 MVA y tensiones de hasta 69 kV.

**Bobina cilíndrica.** Se forma con una serie de discos, con separaciones de cartón aislante para permitir el flujo del aceite; los discos se instalan sobre un tubo de material aislante. Cada disco consta de varias vueltas devanadas en espiral. Se utilizan en transformadores de potencias medianas, o sea de hasta 10 MVA y 15 kV.

**Devanado continuo tipo disco.** Es semejante al caso anterior. Se inicia a partir de un disco que se devana en espiral desde el tubo aislante hacia afuera. La vuelta exterior del disco se conecta con la exterior del siguiente disco, y en éste el devanado espiral se desarrolla ahora desde afuera hacia adentro, continuando así sucesivamente hasta terminar la bobina. Los discos se separan entre sí por medio de espaciadores de cartón prensado.

Este tipo de embobinado se utiliza en transformadores con potencias de hasta 40 MVA y para tensiones entre 15 y 69 kV.

**Bobina tipo galleta.** El primario y el secundario se devanan en forma de galletas rectangulares, colocando las bobinas primarias y secundarias en forma alternada.

Se utilizan en transformadores de tipo acorazado, para altas potencias y altas tensiones (230 o 400 kV).

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares de cada usuario que imponen ciertos criterios, como pueden ser:

Forma de la sección del conductor en los devanados de alta y baja tensión, tipo de aislamiento para soportar altas temperaturas, aplicación de compuestos aislantes a las bobinas, etcétera.

3. **Cambiador de derivaciones.** Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de un transformador. Puede ser de operación automática o manual, puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.
4. **Bastidor.** Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

### 2.10.1.2 Parte pasiva

Consiste en el tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos.

El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.



La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo.

El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55°C, o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por sí solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

1. Clase 0A. Enfriamiento por aire. Circulación natural.
2. Clase 0W. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
3. Clase F0A. Enfriamiento por aceite y aire forzados.

### 2.10.1.3 Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento.

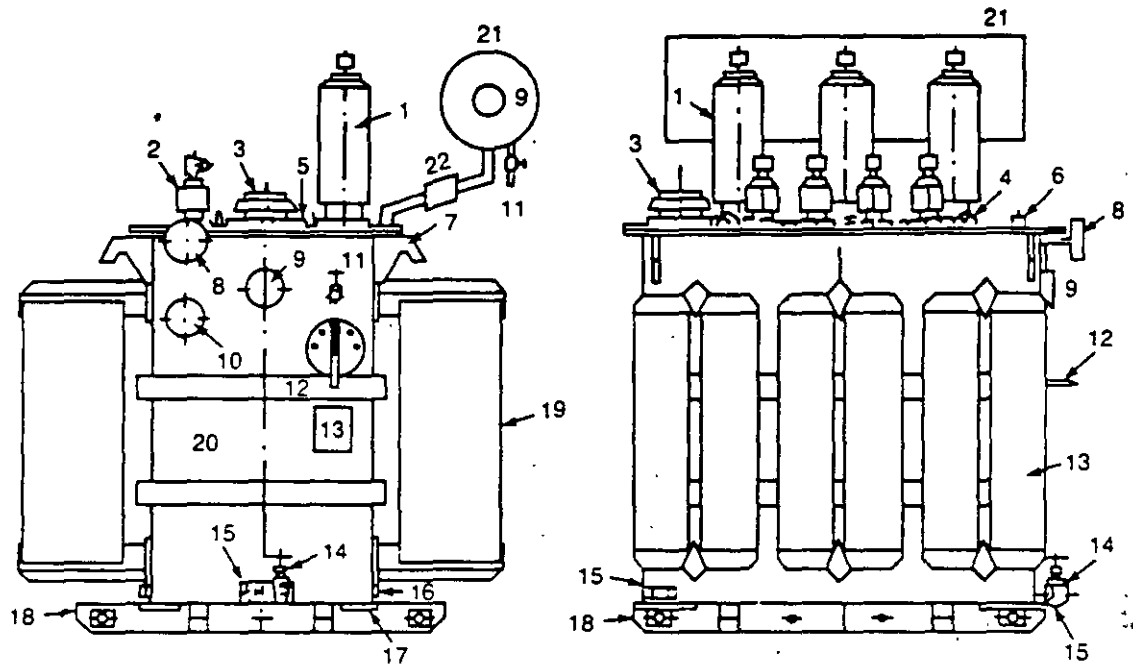
Entre estos elementos, algunos de los cuales se observan en la Figura 2-6, destacan los siguientes:

*Tanque conservador.* Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior del tanque si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración.

La tubería entre los dos tanques debe permitir un flujo adecuado de aceite. En ella se instala el relevador de gas (*Buchholz*) que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

En el conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Por un lado, porque al estar variando el nivel del aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia adentro del transformador, y por otro lado, porque el aceite en contacto con el aire se oxida y pierde también características dieléctricas. Para evitar lo anterior, se utilizan diferentes métodos de protección; uno es por medio de una lámina de neopreno que se mueve simultáneamente con la variación del nivel del aceite y evita el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del conservador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

## TRANSFORMADORES DE POTENCIA



## DESCRIPCIÓN

- |  |   |
|--|---|
| 1 Boquillas para alta tensión  | 12 Maneral para operación sin excitación del cambiador de derivaciones, con seguro para candado e indicador de posiciones |
| 2 Boquillas para baja tensión  | 13 Placa de características   |
| 3 Relevador mecánico de sobrepresión                                 | 14 Válvula para drenaje   |
| 4 Orejas con ojo para levantar la tapa                               | 15 Válvula para muestreo  |
| 5 Registro   | 16 Placas para conexión a tierra  |
| 6 Cople con tapón para llenado al vacío                              | 17 Refuerzos para palanqueo o soportes para gato  |
| 7 Orejas de gancho para izaje del conjunto                           | 18 Base deslizable  |
| 8 Manómetro-vacuómetro   | 19 Radiadores fijos o desmontables. Con o sin válvulas  |
| 9 Indicador magnético de nivel sin o con contactos para alarma       | 20 Caja   |
| 10 Indicador de temperatura del aceite con o sin contactos P. alarma | 21 Tanque conservador   |
| 11 Válvula superior para conexión a filtro prensa                    | 22 Relevador de gas (Bucholz)   |

FIG. 2-6 Accesorios de un transformador

**Boquillas.** Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador.

**Tablero.** Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

**Válvulas.** Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

*Conectores de tierra.* Son unas piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

*Placa de características.* Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

#### 2.10.1.4 Conexiones en los transformadores

Para seleccionar un transformador es necesario conocer las ventajas y desventajas de cada una de las conexiones más utilizadas. Dichas conexiones son:

*Estrella-estrella.* Sus características principales son:

- a) Aislamiento mínimo.
- b) Cantidad de cobre mínimo.
- c) Circuito económico para baja carga y alto voltaje.
- d) Los dos neutros son accesibles.
- e) Alta capacitancia entre espiras, que reduce los esfuerzos dieléctricos durante los transitorios debidos a tensión.
- f) Neutros inestables, si no se conectan a tierra.

*Estrella-estrella con terciario en delta.* Sus características son:

- a) La delta del terciario proporciona un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica en los devanados principales.
- b) El terciario se puede utilizar para alimentar el servicio de estación, aunque no es muy recomendable por las altas corrientes de corto circuito que se obtienen.
- c) Aumenta el tamaño y costo del transformador.

*Delta-delta.* Es una conexión raramente usada. Se utiliza en tensiones bajas y medias. Sus características son:

- a) En caso de que a un banco de transformadores se le dañe una fase, se puede operar utilizando la conexión delta abierta o  $V$ .
- b) Circuito económico para alta carga y bajo voltaje.
- c) Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de tercera armónica.
- d) No se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco de tierra, lo cual encarece más el banco.

- e) Se necesitan mayores cantidades de aislamiento y de cobre.
- f) La conexión delta se usa con aislamiento total y rara vez se usa para tensiones superiores a 138 kV por el alto costo del aislamiento.

*Delta-estrella.* Se acostumbra utilizar en transformadores elevadores de tensión. Sus características son:

- a) Al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero.
- b) Se eliminan los voltajes de tercera armónica, porque la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario.
- c) La conexión estrella se usa con aislamiento graduado hasta el valor de la tensión del neutro.

*Estrella-delta.* Se acostumbra utilizar en transformadores reductores de tensión. Sus características son:

- a) No se puede conectar a tierra el lado secundario.
- b) Se eliminan los voltajes de tercera armónica porque la corriente magnetizante de la tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del secundario.

*T-T.* Es una conexión raramente usada. Sólo se utiliza en casos especiales en que se alimenten cargas tri, bi y monofásicas juntas, sus características son:

- a) Comportamiento semejante a la conexión estrella-estrella.
- b) Tiene ambos neutros disponibles.
- c) Los voltajes y las corrientes de tercera armónica pueden ocasionar problemas.
- d) Se necesitan dos transformadores monofásicos para la conexión.
- e) La capacidad debe ser 15% mayor que la carga por alimentar.

*Zig-zag.* Se utiliza en transformadores de tierra conectados a bancos con conexión delta, para tener en forma artificial una corriente de tierra que energice las protecciones de tierra correspondientes.

*Autotransformador.* Se utilizan cuando la relación de transformación es menor de dos. Son más baratos que los transformadores equivalentes. Sus características son:

- a) Menor tamaño, peso y costo.
- b) Como la impedancia entre primario y secundario es menor que en un transformador, se presenta una posibilidad mayor de fallas.

- c) Debido a que sólo existe una bobina, el devanado de baja tensión también debe soportar las sobretensiones que recibe el devanado de alta tensión.
- d) Las conexiones en el primario y el secundario deben ser siempre iguales o sea estrella-estrella o delta-delta; estas últimas no son usuales.

### 2.10.1.5 Pruebas

Las pruebas mínimas que deben efectuarse a los transformadores antes de la salida de la fábrica son:

1. *Inspección del aparato.* Se verifica el cumplimiento de las normas y las especificaciones.
2. *Aceite aislante.* Se debe verificar la rigidez dieléctrica y la acidez.
3. *Resistencia de aislamiento.* Se mide con un megger de 1 000 volts, durante un minuto, corrigiendo la lectura a 20°C. La medición se efectúa en tres pasos, primero se mide la resistencia de los devanados entre alta y baja tensión, después se mide entre alta tensión y tierra y finalmente entre baja tensión y tierra.
4. *Inspección del alambrado de control.* Se comprueba la continuidad y la operación de los circuitos de control, protección, medición, señalización, sistema de enfriamiento, cambiador de derivaciones y transformadores de instrumentos.
5. *Relación de transformación.* Esta prueba se efectúa para determinar que las bobinas han sido fabricadas, de acuerdo con el diseño y con el número de vueltas exacto.
6. *Polaridad.* Se requiere su comprobación para efectuar la conexión adecuada de los bancos de transformadores.
7. *Potencial aplicado.* Sirve para comprobar el aislamiento de los devanados con respecto a tierra. Consiste en juntar por un lado todas las terminales del devanado que se va a probar y, por otro lado, se conectan entre sí todas las terminales de los otros devanados y éstas a su vez se conectan a tierra.

La prueba consiste en aplicar, entre el devanado que se prueba y los otros devanados, más tierra durante un minuto y la tensión de prueba a la frecuencia nominal, sin que falle el aislamiento.

8. *Potencial inducido.* Sirve para comprobar el aislamiento entre espiras y entre secciones de los devanados. Consiste en inducir entre las terminales de un devanado, una tensión doble de la nominal durante un minuto, y a una frecuencia doble de la nominal, para que no se sature el núcleo.

Esta prueba somete al aislamiento a gradientes de tensión elevados. Si se miden las descargas parciales durante esta prueba, se pueden detectar los puntos débiles en el aislamiento.

9. *Pérdidas en el hierro y por ciento de la corriente de excitación.* Estos valores se indican en las especificaciones de acuerdo con sus valores máxi-

mos permitidos, que se llaman valores garantizados. Si las pérdidas obtenidas son superiores a los valores garantizados se le cobra multa al fabricante, por un monto que concuerda con las fórmulas indicadas en las normas correspondientes.

10. *Pérdidas de carga y por ciento de impedancia.* Como en el caso anterior, también se fijan los valores garantizados y se cobran multas en caso de pérdidas superiores a las garantizadas.
11. *Temperatura.* Estas pruebas por ser caras, se efectúan a una unidad de cada lote; se desarrollan conectando el cambiador de derivaciones en posición de pérdidas máximas y trabajando el sistema de enfriamiento correspondiente a plena capacidad.
12. *Impulso.* Es una prueba de tipo opcional; simula las condiciones producidas por la descarga de un rayo y consiste en aplicar sucesivamente al aislamiento de un transformador una onda de impulso completa a tensión reducida, dos ondas de impulso cortadas en la cola y una onda de impulso completa a tensión plena.

Dicha prueba sirve para mostrar las resistencias de un aislamiento a las descargas atmosféricas.

Las pruebas de impulso a que se someten los diferentes tipos de equipo eléctrico se representan por ondas de sobretensión de características diferentes, según se muestra en la Figura 2-7.

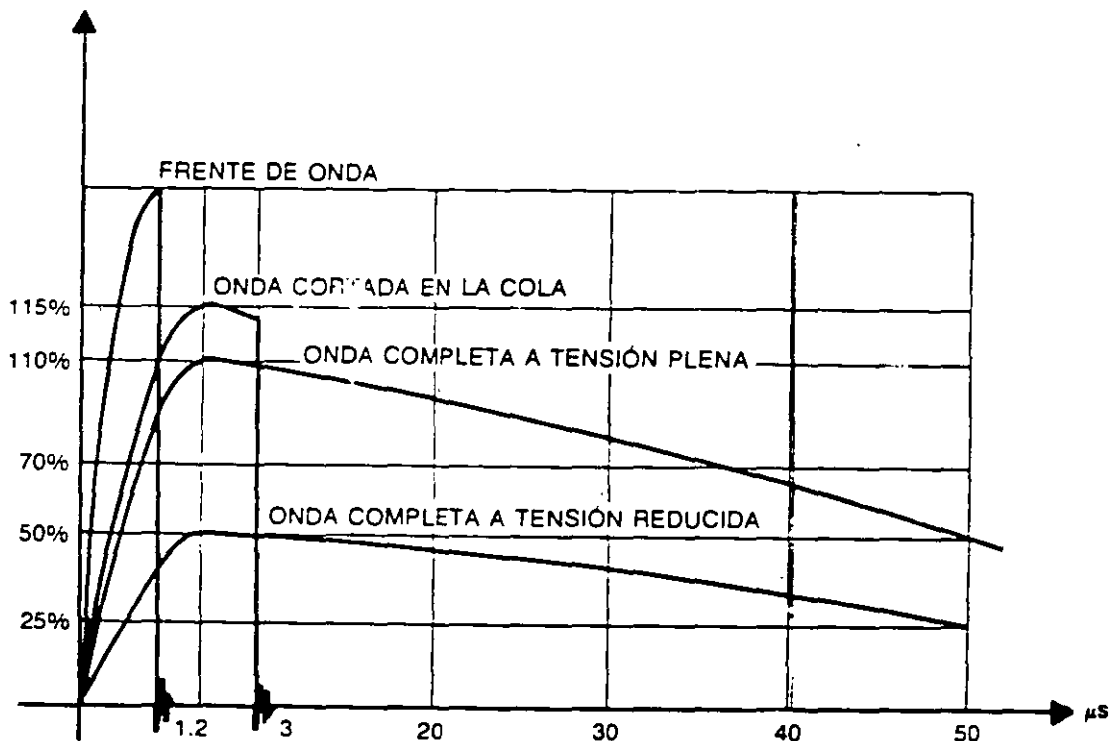


FIG. 2-7 Tipos de onda de impulso

Los tipos de onda indicados presentan las siguientes características:

*Frente de onda.* Este caso simula una descarga atmosférica directa a las boquillas de un transformador y que se contornea a tierra por el exterior. Es prácticamente una rampa, con una velocidad de crecimiento del orden de 1 000 kilovolts por microsegundo, que se corta antes de llegar al valor de cresta. En el caso de utilizar este tipo de onda, la polaridad siempre debe ser negativa.

*Onda cortada.* La onda cortada simula una descarga atmosférica de mediana magnitud, pero capaz de flamear por el exterior los aisladores próximos al transformador, también puede simular el caso de una onda viajera que descarga a través de algún aislador de una línea, 3 km antes del transformador.

La onda tiene un valor de cresta aproximadamente 15% mayor que el de la onda completa y es cortada a los tres microsegundos de su inicio.

Para clases de aislamiento con valores superiores a 1 800 kV (EAT) el frente de onda y la onda cortada tienen el mismo valor de cresta; sin embargo, la pendiente del frente es diferente.

*Onda completa.* Es una onda que alcanza su valor máximo en 1.2 microsegundos y decae a la mitad de ese valor en 50 microsegundos. En el caso de los transformadores en aceite se utiliza con polaridad negativa, mientras que en el caso de los transformadores de tipo seco se utiliza con polaridad positiva, con un valor de cresta que depende del nivel de aislamiento del transformador de que se trate.

*Onda completa a tensión reducida.* Es semejante al caso de onda completa, pero con valor de cresta que varía entre el 50 y el 70% del valor de onda completa.

13. *Ruido.* Es una prueba de tipo opcional que muestra si el transformador cumple con los niveles de ruido establecidos en las normas correspondientes.
14. *Descargas parciales.* Es una prueba opcional, pero en la actualidad, en muchas especificaciones se está solicitando como prueba de rutina, ya que un transformador puede pasar todas las pruebas anteriores y sin embargo, en caso de existir descargas parciales en su aislamiento, puede llegar a fallar en un periodo de tiempo relativamente corto.
15. *Inspección previa al embarque.* Consiste en la comprobación de la presión del nitrógeno, contenido de oxígeno, hermeticidad, megger de embarque y humedad residual.

### 2.10.2 Bancos de tierra

Consiste en un transformador cuya función principal es conectar a tierra el neutro de un sistema y proporcionar un circuito de retorno a la corriente de cortocircuito de fase a tierra.

Si en un sistema de potencia con neutro flotante, como es el caso de un circuito alimentado desde la delta de un transformador, ocurre un cortocircuito de fase a tierra, no hay camino de regreso para la corriente de cortocircuito. El sistema podrá

seguir en operación pero con las otras dos fases al elevar su tensión a un valor mayor a 1.73 p.u. de  $\sqrt{3}$  veces el valor de la tensión nominal entre fases; lo cual ocasiona una sobretensión permanente a la frecuencia del sistema que afecta tanto al transformador como al propio sistema. Para evitar lo anterior, se debe considerar un camino extra para la corriente de regreso de tierra. Este camino se obtiene al conectar un transformador especial llamado "banco de tierra".

Para este fin existen dos tipos de bancos de tierra:

1. Transformador de tierra, con conexión estrella y neutro a tierra en el lado de alta tensión, y delta en baja tensión.

Puede ser un transformador de 3 fases, que para un sistema aislado de tierra en 85 kV, puede tener una relación de 85/23 kV, conexión estrella-delta, y cuyo devanado de 23 kV puede utilizarse para alimentar los servicios de estación de la instalación.

La conexión en estrella debe tener su neutro con conexión fuera del tanque, para conectarse sólidamente a tierra.

2. Transformador con conexión tipo zig-zag. Es un transformador especialmente diseñado para banco de tierra; su impedancia en secuencia positiva es muy alta, mientras que su impedancia en secuencia cero es baja; el neutro que sale del tanque a través de una boquilla, se conecta sólidamente a tierra.

El neutro debe poder soportar, durante un minuto, una corriente de 1800 A.

En ambos casos, las terminales del lado de la estrella o de la conexión zig-zag del banco de tierra de que se trate, se conectan a la red alimentada por la delta, mientras que el neutro se conecta a la red de tierra de la subestación, instalándose en éste un transformador de corriente que energiza las protecciones automáticas, cuando se producen fallas a tierra en el sistema.

### 2.10.3 Transformadores de instrumentos

Son unos dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir a escala, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperes o tensiones de 120 volts.



Los transformadores de corriente se conectan en serie con la línea, mientras que los de potencial se conectan en paralelo, entre dos fases o entre fase y neutro. Esto en sí, representa un concepto de dualidad entre los transformadores de corriente y los de potencial que se puede generalizar en la siguiente tabla y que nos ayuda para pasar de las funciones de un tipo de transformador al otro (Tabla 2.9):

A continuación se estudian, por separado, las características principales de cada uno de los dos tipos de transformadores arriba mencionados. Ambos pueden utilizarse para protección, para medición, o bien, para los dos casos simultáneamente siempre y cuando las potencias y clases de precisión sean adecuadas a la función que desarrollen.

### 2.10.3.1 Transformadores de corriente

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes.

**TABLA 2-9** Equivalencias de funciones en los transformadores de instrumentos

Concepto	Transformador	
	Potencial	Corriente
Tensión	Constante	Variable
Corriente	Variable	Constante
La carga se determina por:	Corriente	Tensión
Causa del error:	Caída de tensión en serie	Corriente derivada en paralelo
La carga secundaria aumenta cuando:	$Z_2$ disminuye	$Z_2$ aumenta
Conexión del transformador a la línea:	En paralelo	En serie
Conexión de los aparatos al secundario:	En paralelo	En serie

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican para tensiones de servicio de hasta 25 kV, y con aislamiento en resina sintética. Los de servicio exterior y para tensiones medias se fabrican con aislamiento de porcelana y aceite, aunque ya se utilizan aislamientos a base de resinas que soportan las condiciones climatológicas. Para altas tensiones se continúan utilizando aislamientos a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico, con boquillas de porcelana.

La tensión del aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos, igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado.,

Para el caso de los transformadores utilizados en protecciones con relevadores estáticos se requieren núcleos que provoquen menores saturaciones que en el caso de los relevadores de tipo electromagnético, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

*Transformador de medición.* Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

*Transformadores de protección.* Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de los relevadores de sobrecorriente, sólo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

*Transformadores mixtos.* En este caso, los transformadores se diseñan para una combinación de los dos casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los circuitos de protección.

### 2.10.3.1.1 Parámetros de los transformadores de corriente

*Corriente.* Las corrientes primaria y secundaria de un transformador de corriente deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

*Corriente primaria.* Para esta magnitud se selecciona el valor normalizado inmediato superior de la corriente calculada para la instalación.

Para subestaciones de potencia, los valores normalizados son: 300, 400, 600, 800, 1 200, 1 500, 2 000 y 4 000 amperes.

*Carga secundaria.* Es el valor de la impedancia en ohms, reflejada en el secundario de los transformadores de corriente, y que está constituida por la suma de las

impedancias del conjunto de todos los medidores, relevadores, cables y conexiones conectados en serie con el secundario y que corresponde a la llamada potencia de precisión a la corriente nominal secundaria.

Es decir, una potencia de precisión de 100 VA para una corriente nominal secundaria de 5 amperes, representa una impedancia de carga de:

$$\frac{100}{5^2} = 4 \text{ ohms}$$

La carga se puede expresar también, por los volt-amperes totales y su factor de potencia, obtenidos a un valor especificado de corriente y frecuencia.

Las cargas normalizadas se designan con la letra *B* seguida del valor total de la impedancia, por ejemplo B-1.8. El valor del factor de potencia normalizado es de 0.9 para los circuitos de medición y de 0.5 para los de protección. Todos los aparatos, ya sean de medición o de protección, traen en el catálogo respectivo la carga de acuerdo con su potencia de precisión. De los cables de control se puede obtener la carga según se indica en la Figura 2-8.

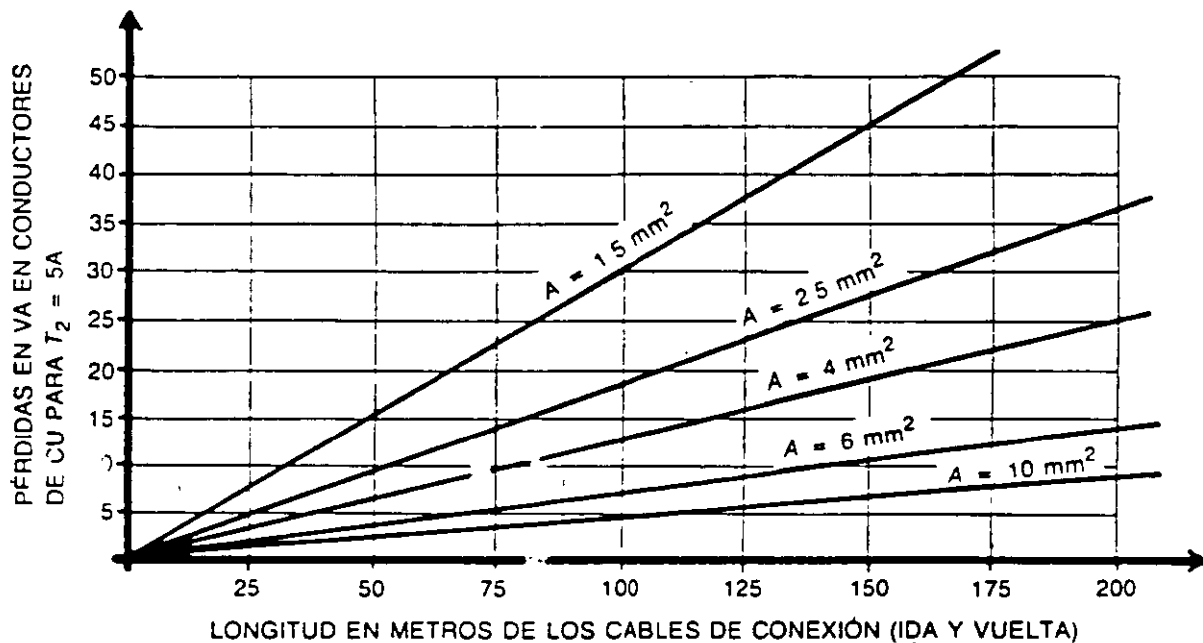


FIG. 2-8 Pérdidas en cables de control

**Límite térmico.** Un transformador debe poder soportar en forma permanente, hasta un 20% sobre el valor nominal de corriente, sin exceder el nivel de temperatura especificado. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 2 A/mm<sup>2</sup>, en forma continua.

**Límite de cortocircuito.** Es la corriente de cortocircuito máxima que soporta un transformador durante un tiempo que varía entre 1 y 5 segundos. Esta corriente puede llegar a significar una fuerza del orden de varias toneladas. Para este límite las normas permiten una densidad de corriente de 143 A/mm<sup>2</sup> durante un segundo de duración del cortocircuito.

**Tensión secundaria nominal.** Es la tensión que se levanta en las terminales secundarias del transformador al alimentar éste una carga de veinte veces la corriente secundaria nominal. Por ejemplo, si se tiene un transformador con carga nominal de B 1.0, o sea una carga de 1.0 ohms, la tensión secundaria generada será de:

$$1 \text{ ohm} \times 5 \text{ amperes} \times 20 \text{ veces} = 100 \text{ volts}$$

que se designa como un transformador de corriente de clase C-100.

**Potencial nominal.** Es la potencia aparente secundaria que a veces se expresa en volt-amperes (VA) y a veces en ohms, bajo una corriente nominal determinada y que se indica en la placa de características del aparato. Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias de las bobinas de todos los aparatos conectados en serie con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto joule que se producen en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, como se indica en la Tabla 2-10.

Para los secundarios de 5 amperes, la experiencia indica que no se deben utilizar conductores con calibres inferiores al No. 10 AWG, que tiene una resistencia de 1 ohm por cada 333 metros de longitud. Este conductor sobredimensionado, reduce la carga (*burden*) y además proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de una ruptura accidental del circuito, con el desarrollo consiguiente de sobretensiones peligrosas.

**Clase de precisión para medición.** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible, en por ciento, que el transformador puede introducir en la medición, operando con su corriente nominal primaria y la frecuencia nominal.

**TABLA 2-10** Cargas aceptadas en transformadores de corriente

Cargas normales para transformadores de corriente según Normas ANSI C.57.13					
Designación de la carga	Características		Caract. para 60 Hz y corr. sec. de 5A		
	Resistencia (ohm)	Inductancia en milihenrys	Impedancia (ohm)	VA	Factor de potencia
B0.1	0.09	0.116	0.1	2.5	0.9
B0.2	0.18	0.232	0.2	5.0	0.9
B0.5	0.45	0.580	0.5	12.5	0.9
B1.0	0.50	2.3	1.0	25	0.5
B2.0	1.0	4.6	2.0	50	0.5
B4	2.0	9.2	4.0	100	0.5
B8	4.0	18.4	8.0	200	0.5

TABLA 2-11 Precisiones normalizadas en transformadores de corriente

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los wathorímetros de alimentadores de potencia.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de corriente de los aparatos de medición en general, indicadores o registradores y a los relevadores de las protecciones diferencial, de impedancia y de distancia.
3 a 5	Alimentación a las bobinas de los relevadores de sobrecorriente.

Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, cada clase de precisión especificada debe asociarse con una o varias cargas nominales de precisión, por ejemplo: 0.5 de precisión con una carga de 50 VA.

Según el uso que se dé al transformador, se recomiendan las siguientes precisiones, considerando que a precisiones más bajas corresponden precios del transformador más altos, para una misma tensión y relación de transformación (Tabla 2-11).

Los transformadores para medición están diseñados para que el núcleo se sature para valores relativamente bajos de sobrecorriente, protegiendo de esta forma los instrumentos conectados al secundario del transformador.

*Clase de precisión para protección.* Los transformadores con núcleos para protección, se diseñan para que la corriente secundaria sea proporcional a la primaria, para corrientes con valores de hasta 20 veces el valor de la corriente nominal.

La norma ANSI hace la siguiente clasificación de la precisión para protección:

*Clase C.* Esta clase cubre a los transformadores que, por tener los devanados uniformemente distribuidos, el flujo de dispersión en el núcleo no tiene efecto apreciable en el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación se puede calcular por métodos analíticos.

*Clase T.* Esta clase cubre a los transformadores que, por no tener los devanados uniformemente distribuidos, el flujo de dispersión en el núcleo afecta el error de relación, dentro de los límites de carga y frecuencia especificados. Su relación debe ser determinada mediante prueba de laboratorio.

Ambas clasificaciones deben complementarse con la tensión nominal secundaria que el transformador puede suministrar a una carga normal, considerada entre B 1.0 y B 8.0, cuando fluye una corriente con una magnitud de 20 veces la corriente nominal secundaria, sin exceder en 10% el error de relación. Este error deberá estar limitado a 10% para cualquier corriente entre 1 y 20 veces la nominal, y para cualquier carga inferior a la nominal.

Por ejemplo, un transformador de clase C-200 deberá tener por norma un error menor de 10% para cualquier magnitud de corriente, entre 1 y 20 veces la nominal secundaria, si su carga no es mayor a  $2 \text{ ohms} \times 20 \text{ veces} \times 5 \text{ amperes secundarios} = 200 \text{ volts}$ .

Resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos. Esta resistencia está determinada por las corrientes de límites térmico y dinámico definidas por la ANSI como:

*Corriente de límite térmico.* Es el mayor valor eficaz de la corriente primaria que el transformador puede soportar por efecto joule, durante un segundo, sin sufrir deterioro y con el circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperes eficaces o en  $n$  veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el aparato es de  $150^{\circ}\text{C}$  para aislamiento de clase A. Dicha elevación se obtiene con una densidad de corriente de  $143 \text{ A/mm}^2$  aplicada durante un segundo.

La corriente térmica se calcula a partir de:

$$I_T = \frac{\text{MVA}_{cc}}{\sqrt{3} \times \text{kV}}$$

donde:

- $I_T$  = Valor efectivo de la corriente de límite térmico
- MVA = Potencia de cortocircuito en MVA
- kV = Tensión nominal del sistema en kV

*Corriente de límite dinámico.* Es el valor de pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro, con su circuito secundario en cortocircuito. Se expresa en kiloamperes de pico, de acuerdo con la expresión

$$I_D = 1.8 \sqrt{2} I_T = 2.54 I_T$$

donde:

- $I_D$  = Valor de pico de la corriente dinámica.

En la práctica, para construir transformadores resistentes a los cortocircuitos se requieren grandes secciones de cobre en los embobinados, lo que reduce el número de espiras del primario. Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado del número de ampere-vueltas del primario, la precisión de los transformadores que pueden resistir cortocircuitos disminuye considerablemente. O sea, para tener un transformador con características elevadas de resistencia al cortocircuito, habría que limitar la precisión al mínimo.

Finalmente, en una subestación se acostumbra especificar los transformadores de corriente con la siguiente nomenclatura: C.200 y 0.3B01 a 0.3B2.0. En este caso 0.3 es la precisión, 200 es la tensión que se levanta en las terminales secundarias, para un error menor del 10%, y 0.1 a 2.0 son los límites de variación de las cargas acostumbradas. Además, se acostumbra especificar los transformadores con un límite térmico de 25 kV durante un segundo y con un límite dinámico de 50 kA pico durante los dos primeros ciclos.

### 2.10.3.2 Transformadores de potencial

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores se fabrican para servicio interior o exterior, y al igual que los de corriente, se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas para tensiones bajas o medias, mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite y porcelana.

#### 2.10.3.2.1 Parámetros de los transformadores de potencial

*Tensiones.* Las tensiones primaria y secundaria de un transformador de potencial deben estar normalizadas de acuerdo con cualquiera de las normas nacionales o internacionales en uso.

*Tensión primaria.* Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación.

*Tensión secundaria.* Los valores normalizados, según ANSI son de 120 volts para aparatos de hasta 25 kV y de 115 volts para aquéllos con valores superiores a 34.5 kV.

A diferencia de los aparatos de corriente, los de potencial se construyen normalmente, con un solo embobinado secundario.

*Potencia nominal.* Es la potencia secundaria expresada en volt-amperes, que se desarrolla bajo la tensión nominal y que se indica en la placa de características del aparato.

Para escoger la potencia nominal de un transformador, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos conectados en paralelo con el devanado secundario, más las pérdidas por efecto de las caídas de tensión que se producen en los cables de alimentación; sobre todo cuando las distancias entre los

**TABLA 2-12** Precisiones normalizadas en transformadores de potencial

Cargas normales para transformadores de potencial según normas ANSI C.57.13					
Cargas normales		Características con base en 120 V y 60 Hz			
Designación	VA	f.p.	Resistencia ohms	Inductancia henrys	Impedancia ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1 152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.0554	36
M	35	0.20	82.6	1.07	411

transformadores y los instrumentos que alimentan son importantes; y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida, como se indica en la Tabla 2-12.

Para secundarios de 120 volts, la experiencia indica que no se deben utilizar conductores con calibres inferiores al No. 12 AWG. Este calibre reduce la carga del cable y proporciona alta resistencia mecánica, que disminuye la posibilidad de ruptura del circuito; con el desarrollo consiguiente de cortocircuitos peligrosos.

**Carga.** Es la impedancia que se conecta a las terminales del devanado secundario.

**Clase de precisión para medición.** La clase de precisión se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal.

La precisión de un transformador se debe poder garantizar para valores entre 90 y 110% de la tensión nominal.

Las normas ANSI definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5. Según el uso que se dé al transformador de potencial, se recomiendan las siguientes precisiones:

**TABLA 2-13** Precisiones para aparatos de medición

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para mediciones y calibraciones de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentación para los wathorímetros de sistemas de potencia y distribución.
0.5 a 0.6	Alimentación para wathorímetros de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentación a las bobinas de potencial de los aparatos de medición, indicadores o registradores.
3-5	Alimentación a las bobinas de relevadores de tensión, frecuencímetros y sincronoscopios.



TABLA 2-14 Consumo en VA de diferentes aparatos

Aparatos	CONSUMO APROXIMADO EN VA	
	Transformadores de corriente	Transformadores de potencial
Ampérmetro	2 - 6	-----
Vóltmetro: indicador	-----	3.5 - 15
registrador	-----	15 - 25
Wáttmetro: indicador	1.5 - 5	6 - 10
registrador	1.5 - 8	5 - 12
Medidor de fase:		
indicador	6 - 16	7 - 20
registrador	6 - 16	15 - 20
Wathorimetro	0.5 - 1.5	3 - 15
Frecuencímetro: indicador	-----	1 - 15
registrador	-----	7 - 15
Sincronoscopio	-----	6 - 25
Relevador de tensión	-----	10 - 15
Relevador direccional	1.5 - 10	25 - 40
Relevador de corriente	3 - 10	-----
Relevador diferencial	3 - 12	-----
Relevador mínima impedancia	0.5 - 2	-----
Relevador distancia	6 - 20	-----

En una subestación se acostumbra especificar los transformadores de potencial con la siguiente nomenclatura, de acuerdo con las normas ANSI: 0.3 *W*, o 0.3 *X* o 0.3 *Y*, 0.6 *Y*, 1.2 *Z*.

Donde el primer factor 0.3, 0.6 o 1.2 es el valor de la precisión y debe ir asociado con una o varias cargas nominales de precisión indicadas por las letras *W*, *X*, *Y* o *Z* que indican las potencias nominales en VA. Además se acostumbra especificar los transformadores para que resistan durante un segundo los esfuerzos térmicos y mecánicos derivados de un cortocircuito en las terminales del secundario, a voltaje pleno sostenido en las terminales del primario.

A continuación se muestra la Tabla 2-14 en la que se incluyen las potencias más comunes que consumen las bobinas de los diferentes aparatos de medición y protección, conectadas a transformadores de corriente y de potencial.

#### 2.10.4 Dispositivos de potencial

Son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser de tipo inductivo son de tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

Se definen como un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectados en tal forma que la tensión

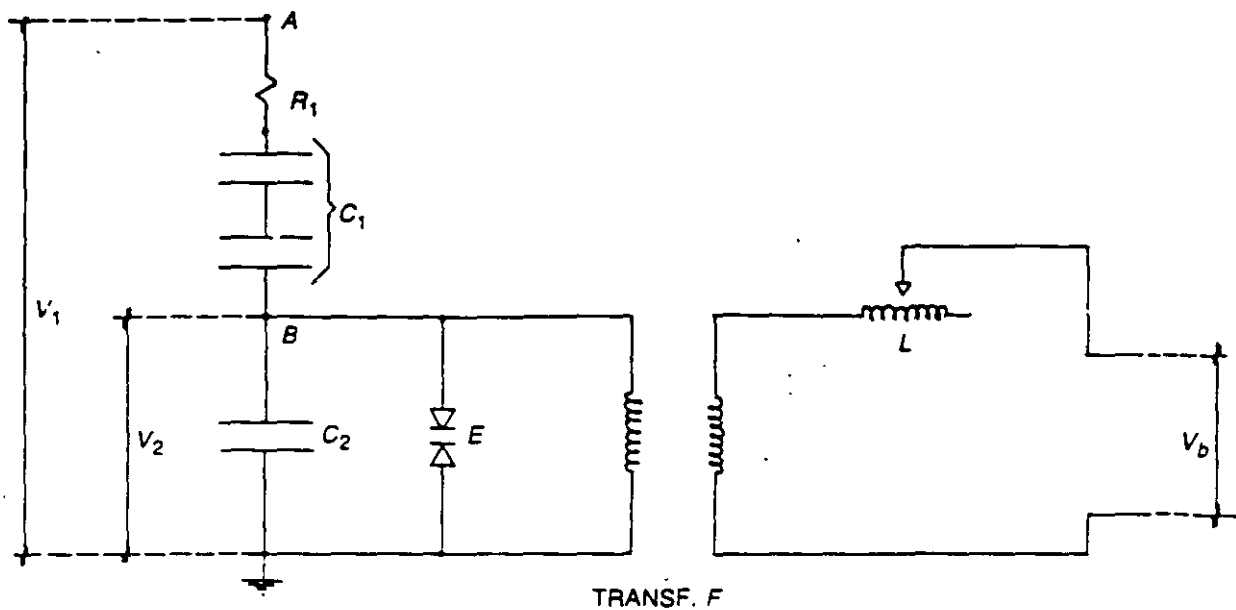


FIG. 2-9 Dispositivo de potencial

secundaria de la unidad electromagnética  $V_b$  es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria  $V_1$  aplicada. Véase Figura 2-9.

En dicha figura se observa en el lado de alta tensión una capacitancia  $C_1$  llamada capacitancia principal, en serie con una capacitancia muy grande  $C_2$ , llamada capacitancia auxiliar, en baja tensión y ambas conectadas entre la tierra  $T$  y el bus  $A$ , con tensión a tierra igual a  $V_1$ . Ambos grupos capacitivos se relacionan como se ve en la siguiente expresión:

$$V_2 = V_1 \frac{C_1}{C_2}$$

en donde  $V_2$  es la tensión utilizada para alimentar a la unidad electromagnética.

Como el capacitor  $C_2$  es muy grande, se requiere de la unidad electromagnética que se conecta al divisor capacitivo en el punto  $B$  y que entre otros elementos consta de un transformador  $F$  conectado en paralelo para reducir la tensión intermedia al valor requerido de la tensión secundaria  $V_b$ . Para poder lograr un ajuste más preciso de la tensión  $V_b$ , se utiliza la bobina variable  $L$ .

El transformador capacitivo se logra ya sea usando capacitores independientes, o bien en la mayoría de los casos, utilizando las capacitancias instaladas en las boquillas de tipo capacitivo. El primer caso se obtiene aprovechando los capacitores de una protección de onda portadora, y el segundo caso se obtiene a partir de las boquillas de un interruptor de gran volumen de aceite, o las de un transformador de potencia.

El explosor  $E$  forma parte de un circuito  $RC$  de protección contra sobretensiones y se conecta en paralelo con la unidad electromagnética. Debe ajustarse para que opere a una tensión igual a  $2 V_2$ .

*Carga.* Se expresa en volt-amperes.

*Capacidad térmica.* Se da en volt-amperes y debe ser, cuando menos, igual a la carga máxima nominal de precisión especificada.

*Cortocircuito.* Los dispositivos de potencial deben poder soportar en las terminales secundarias, durante un segundo, los esfuerzos térmicos y dinámicos debidos a un cortocircuito, al mismo tiempo que mantienen en las terminales primarias su tensión nominal, sin que la elevación de temperatura exceda de  $250^{\circ}\text{C}$ .

La clase de precisión, para el servicio de medición, es de 0.3, 0.6 y 1.2.

### 2.10.5 Capacitores

Son unos dispositivos eléctricos formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

En este capítulo se va a tratar con capacitores de potencia para alta tensión.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Se fabrican en unidades monofásicas de 50, 100, 150, 200, 300 y 400 kVAR y en unidades trifásicas de 300 kVAR. Las unidades de uso más común son las de 100 y 150 kVAR. Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

Los primeros capacitores de potencia se fabricaron en 1914, utilizando un aislamiento de papel impregnado en aceite mineral. En 1932 se utilizó como impregnante el askarel y se obtuvo una reducción en tamaño, peso y costo, además de ser un líquido incombustible. En cambio, es un producto muy contaminante, por lo que hace años que su uso se ha desechado. Últimamente la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión ha reducido aún más los tamaños, teniéndose menores problemas con las descargas parciales y menores pérdidas.

En la instalación de los bancos de capacitores de alta tensión hay que tomar en cuenta ciertas consideraciones:

*Ventilación.* Se debe cuidar que los capacitores estén bien ventilados para que su temperatura de operación no exceda a la de diseño. La operación a unos  $10^{\circ}\text{C}$  arriba de la temperatura nominal disminuye la vida media del capacitor en más de un 70% debido a que los dieléctricos son muy sensibles, y en forma marcadamente exponencial, a las temperaturas de operación.

**Frecuencia.** Los capacitores deben operar a la frecuencia nominal; si la frecuencia de alimentación baja, se reduce la potencia reactiva suministrada de acuerdo con la relación siguiente:

$$Q_s = \frac{f_a}{f_n} Q_n$$

donde:

$Q_s$  = potencia reactiva suministrada en kVAR.

$Q_n$  = potencia reactiva nominal en kVAR.

$f_a$  = frecuencia aplicada en Hz.

$f_n$  = frecuencia nominal en Hz.

En el caso de aumentar la frecuencia la potencia reactiva crece en forma proporcional, aumenta la temperatura y disminuye la vida útil del capacitor.

**Tensión.** Si los capacitores se alimentan con una tensión inferior al valor nominal, la potencia reactiva suministrada se reduce proporcionalmente al cuadrado de la relación de las tensiones, como se muestra en la relación siguiente:

$$Q_s = \left( \frac{V_a}{V_n} \right)^2 = Q_n$$

donde  $Q_s$  y  $Q_n$  ya fueron indicados en la expresión anterior

$V_a$  = tensión aplicada en volts

$V_n$  = tensión nominal en volts

Los capacitores de alta tensión pueden operar a tensiones de hasta 110% del valor nominal; sin embargo, conviene evitar que esto suceda, pues la operación a una sobretensión permanente de un 10%, disminuye la vida media de un capacitor en un 50%.

**Corriente.** La corriente nominal en un capacitor viene dada por las relaciones:

$$I_n = \frac{Q}{V} \text{ si es monofásico}$$

o

$$I_n = \frac{Q}{\sqrt{3}V} \text{ si es trifásico}$$

donde:

$I_n$  = corriente nominal en

$V$  = tensión en kilovolts

{ Amperes  
 { Entre terminales si es monofásico  
 { Entre fases si es trifásico

$Q$  = potencia reactiva nominal en kVAR

La corriente en un capacitor es directamente proporcional a la frecuencia, la capacitancia y la tensión entre terminales, o sea.

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

Por eso, en caso de capacitores conectados a cargas que producen armónicas, como es el caso de un horno eléctrico y suponiendo que todas las armónicas tuvieran la misma amplitud, la corriente para la quinta armónica sería del orden de más siete veces el valor fundamental.

Según normas, un capacitor no debe soportar corrientes de más del 180% del valor nominal, y una combinación de sobretensión y sobrecorriente simultáneas no debe sobrepasar un incremento de 35% que es el valor del incremento máximo permitido en la potencia reactiva nominal, pues de lo contrario se producen temperaturas elevadas que aumentan la presión interior y abomban los tanques de los capacitores.

### 2.10.5.1 Pruebas de campo

Para cerciorarse del estado en que se encuentran los capacitores cuando han operado bajo condiciones adversas, o han estado desconectados durante un cierto tiempo, conviene efectuar las siguientes pruebas.

*Rigidez dieléctrica.* Aplicar en las terminales del capacitor una tensión que no sobrepase el 75% de la tensión nominal y durante un tiempo que no exceda de 10 segundos.

*Capacitancia.* Esta medición se puede efectuar con un puente de capacitancias. Si no hay, se utiliza un frecuencímetro, voltmetro y amperímetro; se mide la corriente del capacitor aplicando los valores nominales de frecuencia y tensión y se obtiene la capacitancia a partir de la expresión siguiente:

$$C = \frac{I}{V_n \cdot 2\pi f_n}$$

En donde:

- $C$  = capacitancia en Farads
- $I$  = corriente medida en Amperes
- $f_n$  = frecuencia nominal en Hertz
- $V_n$  = tensión nominal en Volts

*Resistencia entre terminales.* Se obtiene al aplicar una tensión de corriente directa a sus terminales y al medir el valor de la corriente resultante.

En caso de que el capacitor tenga resistencias de descarga, la resistencia medida será el valor de éstas ya que la resistencia del dieléctrico del capacitor es de un orden de magnitud mucho mayor.

Si el capacitor no tiene resistencias de descarga, la resistencia se puede medir con un megger.

*Resistencia del aislamiento.* Esta magnitud se mide utilizando un megger, que se conecta entre una de las terminales y el tanque. La resistencia del aislamiento a tierra no debe ser de inferior a 1 000 meghoms.

*Hermeticidad del tanque.* Para comprobar la hermeticidad de un capacitor, se limpia bien el tanque, se mete a un horno con una temperatura de 75°C, durante 4 horas, se saca y se deposita sobre un papel limpio. El aumento en la presión interna hará fluir el impregnante sobre el papel en caso de haber fuga.

*Factor de disipación.* Es difícil de efectuar en el campo, ya que se requiere un equipo especial. Da una idea del grado de deterioro del dieléctrico de un capacitor.

#### Recomendaciones:

1. Antes de tocar las terminales de un capacitor que ha estado energizado deben transcurrir cuando menos cinco minutos, para que se descargue a través de las resistencias de descarga y después se conectan las dos terminales a tierra. Un capacitor se puede dañar si antes de un minuto se cortocircuitan las dos terminales.
2. Como el nivel de la tensión de iniciación de las descargas parciales, en los dieléctricos de los capacitores, decrece a medida que baja la temperatura, en lugares muy fríos es peligroso energizar capacitores que han quedado fuera de operación durante un cierto tiempo. En la actualidad ya se fabrican capacitores que operan sin peligro hasta temperaturas de -40°C.
3. Desde un punto de vista económico, los capacitores deben instalarse en el lado de alta tensión, ya que para tensiones de hasta 26 kV, el costo disminuye unas diez veces.
4. Cuando se instalan los capacitores para corregir el factor de potencia, éstos se deben conectar después del equipo de medición para que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga, no pase por el citado equipo. Si el equipo de medición se llegara a instalar en el lado de baja tensión, los capacitores también se instalarán en baja tensión.

#### 2.10.5.2 Bancos de capacitores

En las instalaciones industriales y de potencia, los capacitores se instalan en grupos llamados bancos.

Los bancos de capacitores de alta tensión generalmente se conectan en estrella, con neutro flotante y rara vez con neutro conectado a tierra. El que se utilice uno u otro tipo de neutro, depende de las consideraciones siguientes:

1. Conexión del sistema a tierra
2. Fusibles de capacitores
3. Dispositivos de conexión y desconexión
4. Armónicas

*Conexión del sistema a tierra.* En sistemas eléctricos con neutro aislado, o conectado a tierra a través de una impedancia, como es el caso del sistema central mexicano, los bancos de capacitores deben conectarse con el neutro flotante. En esta forma se evita la circulación, a través del banco de capacitores, de armónicas de corriente que producen magnitudes de corriente superiores al valor nominal y que pueden dañar los capacitores.

Aun en el caso de que los bancos de transformadores de la subestación tengan su neutro conectado directamente a tierra, se recomienda instalar el banco de capacitores con su neutro flotante.

La principal ventaja de los bancos de capacitores con el neutro flotante es permitir el uso de fusibles de baja capacidad de ruptura.

Los bancos de capacitores con neutro flotante se pueden agrupar formando tres tipos diferentes de conexiones, utilizando en todos los casos fusibles individuales en cada capacitor.

1. Simple estrella, un grupo
2. Doble estrella, un grupo
3. Simple estrella, dos grupos en serie

A continuación se analizará cada grupo por separado, para determinar las corrientes máximas de cortocircuito y las energías que va a disipar cada fusible, y así tener una idea del costo de cada agrupamiento.

1. Simple estrella, un grupo.

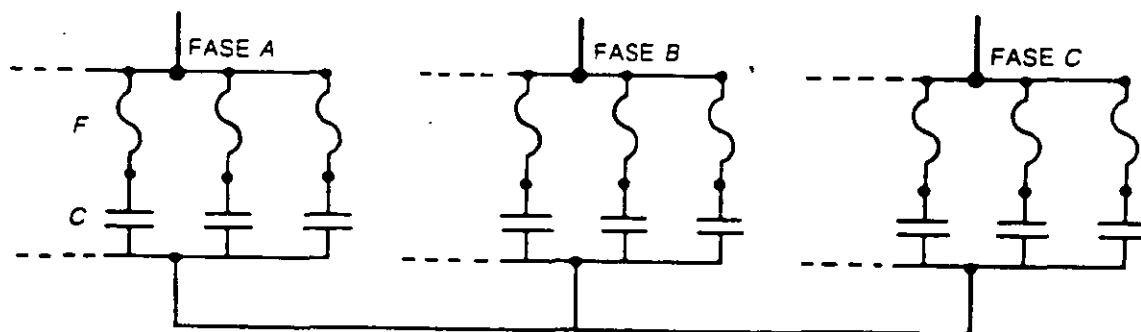


FIG. 2-10

Potencia reactiva de cada capacitor  $Q_c = 83.3$  kVAR.

Tensión aplicada a cada capacitor  $V_c = \frac{23}{\sqrt{3}} = 13.3$  kV

Corriente de cada capacitor  $I_c = \frac{83.3}{13.3} = 6.26$  A

Cantidad de capacitores por fase:  $N_f = \frac{Q_B}{3 \times Q_c} = \frac{10\,000}{3 \times 83.3} = 40$  unidades

donde  $Q_B$  = potencia reactiva total del banco de capacitores en kVAR.

$Q_c$  = potencia reactiva de cada capacitor en kVAR.

$N_f$  = número de capacitores por fase.

$V_c$  = tensión aplicada a cada capacitor en kV.

$I_c$  = corriente de cada capacitor en A.

En caso de fallar un capacitor de cualquier fase, la corriente que circula a través del fusible ( $I_F$ ) se obtiene de la expresión:

$$I_F = 3 N_f \times I_c = 3 \times 40 \times 6.26 = 752 \text{ A}$$

La reactancia de cada capacitor ( $X_c$ ) se obtiene de la expresión

$$X_c = \frac{V_c}{I_c} = \frac{13\,300}{6.26} = 2127 \text{ ohms}$$

la capacitancia de cada capacitor ( $C_c$ ) se obtiene de

$$C_c = \frac{10^6}{2\pi f \times X_c} = \frac{10^6}{6.28 \times 60 \times 2\,127} = 1.25 \mu\text{F.}$$

Al producirse la falla sobre el capacitor dañado, se descarga simultáneamente la energía de todos los capacitores restantes de la fase afectada, o sea, para este ejemplo será la energía de 39 capacitores.

La expresión general de la energía almacenada en un capacitor  $C$  es

$$W = \frac{1}{2} CV^2, \text{ para el caso del ejemplo, se tiene}$$

$$W = \frac{N_f - 1}{2} [C_c \times 10^{-6} \times (V_c \times \sqrt{2})^2]$$

$$= \frac{39}{2} [1.25 \times 10^{-6} \times (13\,300 \sqrt{2})^2] = 8\,614.5 \text{ Joules}$$



2. Doble estrella, un grupo.

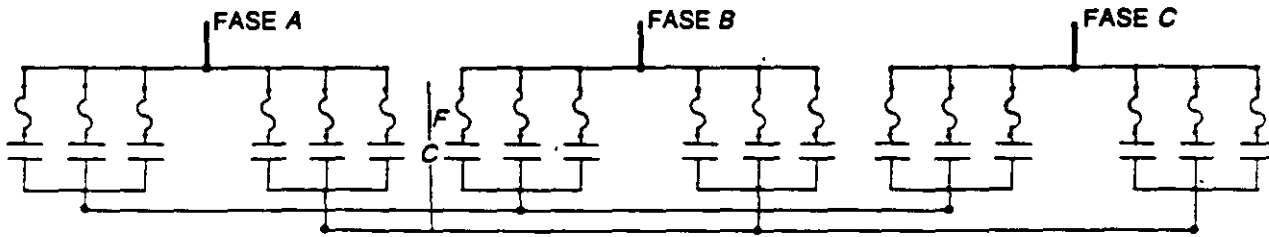


FIG. 2-11

En este caso se forman dos estrellas, cada una con su neutro aislado de tierra y del otro neutro.

Los capacitores tienen las mismas características del caso anterior.

La diferencia consiste en que ahora  $N_f = 20$  debido a que cada estrella es independiente de la otra, por no estar los neutros interconectados.

Entonces

$$I_F = 3 N_F \times I_c = 3 \times 20 \times 6.26 = 376 \text{ A}$$

la reactancia de cada capacitor

$$X_c = \frac{V_c}{I_c} = \frac{13\,300}{6.26} = 2\,127 \text{ ohm}$$

la capacitancia de cada capacitor

$$C_c = \frac{10^6}{6.28 \times 60 \times 2\,127} = 1.25 \mu\text{F}$$

En este caso, al producirse la falla sobre el capacitor dañado, se descarga simultáneamente la energía de todos los capacitores restantes de una de las estrellas de la fase afectada, o sea, la energía que disipa el fusible afectado es:

$$W = \frac{19}{2} [1.25 \times 10^{-6} \times (13\,300 \sqrt{2})^2] = 4\,192.3 \text{ joules} \\ = 4\,192.3 \text{ W}\cdot\text{s}$$

En esta conexión, se observa que tanto la  $I_F$  como la  $W$  disminuyen prácticamente a la mitad respecto al caso anterior.

3. Simple estrella, dos grupos en serie. Esta conexión es apropiada para sistemas con tensiones nominales superiores a 34.5 kV.

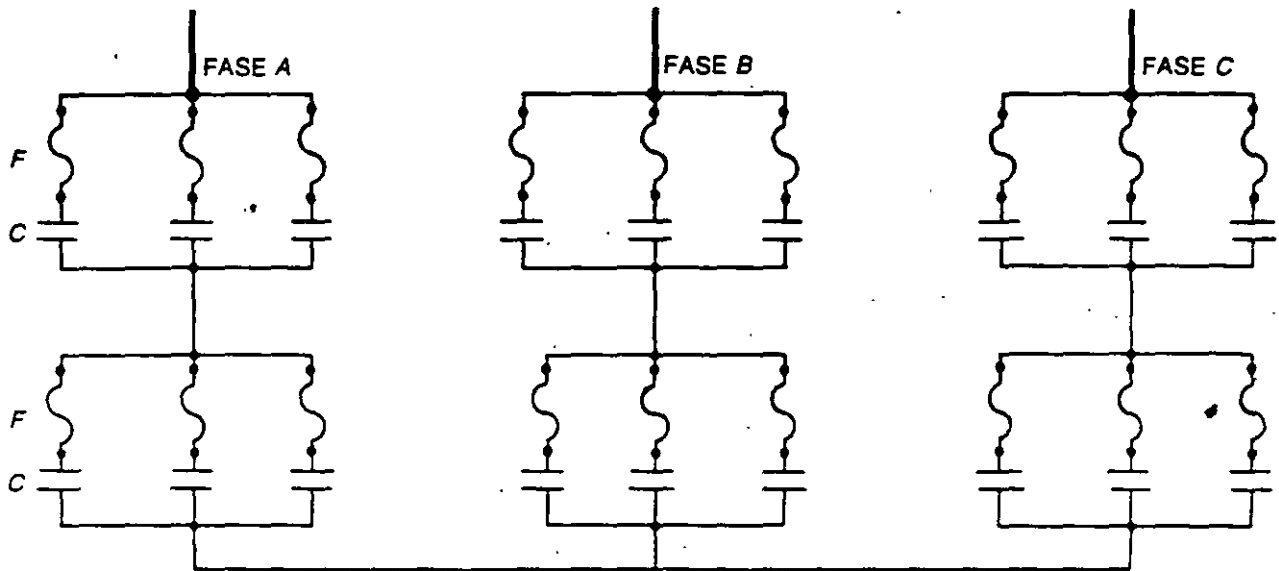


FIG. 2-12

En esta conexión se utilizan capacitores de 6.65 kV, que por estar en serie, la tensión de fase a neutro será también de 13.3 kV. Por lo demás, los capacitores son iguales a los del primer caso.

La corriente de cada capacitor.

$$I_c = \frac{83.3}{6.65} = 12.52 \text{ A}$$

En este caso, al fallar un capacitor, la corriente de su fusible se obtiene a partir de la expresión siguiente:

$$I_F = \frac{3 N_g \times G_f}{3G_f - 2} I_c$$

donde

- $N_g$  = número de capacitores por grupo
- $G_f$  = número de grupos en serie y por fase
- $I_c$  = corriente de cada capacitor

$$I_F = \frac{3 \times 20 \times 2}{3 \times 2 - 2} \times 12.52 = 376 \text{ A}$$

la reactancia de cada capacitor ( $X_c$ )

$$X_c = \frac{V_c}{I_c} = \frac{6\,650}{12.52} = 530 \text{ ohms}$$

la capacitancia de cada capacitor ( $C_c$ ) es

$$C_c = \frac{10^6}{2\pi f \times X_c} = \frac{10^6}{6.28 \times 60 \times 530} = 5 \mu\text{F}$$

La energía que disipa el fusible, de acuerdo con la energía almacenada en el grupo, está dada por:

$$W = \frac{19}{2} [5 \times 10^{-6} \times (6\,650\sqrt{2})^2] = 4\,201 \text{ joules}$$

A continuación se muestra la Tabla 2-15 donde se comparan las tensiones, corrientes de los capacitores de cada uno de los tres casos, así como las capacidades de los fusibles que se pueden recomendar.

Como se puede observar en la tabla, la corriente en cada capacitor y la energía disipada en cada fusible de los casos 2 y 3 son prácticamente iguales, y ambas magnitudes son la mitad de las correspondientes al caso 1.

En resumen, los casos 2 y 3 son más económicos que el caso 1, y a su vez, el caso 3 es más económico que el 2 debido a que la tensión de operación de cada capacitor y su fusible es de la mitad. La cantidad de capacitores y fusibles es la misma en los dos últimos casos, así como lo complicado de la instalación.

*Fusibles de capacitores.* El precio de los fusibles para los casos 1 y 2 depende de la corriente de cortocircuito que van a soportar, y ésta a su vez, depende de que el neutro del banco esté flotante o conectado firmemente a tierra. Si está flotante, ya se vio que las corrientes de falla son bastante bajas. En el caso de tener el neutro firmemente conectado a tierra, la falla en un capacitor implica un cortocircuito de

TABLA 2-15 Parámetros eléctricos contra tipo de conexión

Características de los capacitores	Caso 1	Caso 2	Caso 3
$V_c$ = tensión de cada capacitor kV	13.3	13.3	6.65
$I_c$ = corriente de cada capacitor A	6.26	6.26	12.52
$I_f$ = corriente de cortocircuito en el fusible A	752	376	376
$W$ = energía disipada por cada fusible J	8614	4192	4201
$N_f$ = numero de capacitores por fase	40	20	---
$N_g$ = numero de capacitores por grupo	---	---	20
$C_c$ = capacitancia de cada capacitor ( $\mu\text{F}$ )	1.25	1.25	5.0
$X_c$ = reactancia de cada capacitor (ohm)	2127	2127	530
$Q_c$ = potencia reactiva de cada capacitor (kVAR)	83.3	83.3	83.3
<b>FUSIBLES RECOMENDADOS</b>			
Tensión nominal del fusible kV	15	15	8.7
Corriente nominal del fusible A	15	15	30
Capacidad interruptiva del fusible kA.	2	1	1

fase a tierra, que suele exceder de 5 000 amperes asimétricos, corriente que debe interrumpirse utilizando fusibles limitadores de corriente, cuyo costo es bastante mayor que los del tipo de expulsión que se utilizan para el caso de neutro flotante.

El precio de los fusibles para el diagrama del caso 3 es independiente del tipo de conexión del neutro, debido a que en este caso la corriente que fluye a través de un capacitor fallado varía poco, independientemente de que el neutro del banco sea o no flotante.

Como se indicó anteriormente, cuando en un grupo se instalan varios capacitores en paralelo, al fallar un capacitor, además de la propia corriente de cortocircuito asociada a la red alimentadora, se añade un flujo de corriente transitoria a través de la unidad fallada, originado por la descarga del resto de los capacitores del grupo, en paralelo con esta unidad. Esta corriente, aunque se amortigua en pocas milésimas de segundo, es de gran intensidad y de frecuencia elevada, por lo que no conviene utilizar fusibles del tipo de expulsión. Este fenómeno no es grave, siempre y cuando el grupo de capacitores conectados en paralelo sumen una energía que no exceda de 10 kJ.

En la práctica se recomienda no sobrepasar una potencia reactiva de 3 000 kVAR en un solo grupo de capacitores en paralelo, si la protección se efectúa con fusibles de expulsión. Si la potencia reactiva para grupo en paralelo es mayor al valor indicado, entonces se usarán fusibles limitadores de corriente, con capacidad para interrumpir corrientes de alta frecuencia.

*Dispositivos de conexión y desconexión.* Las tensiones de recuperación que se presentan entre los contactos de los dispositivos de apertura son mayores cuando se deja el neutro flotante; que cuando se conecta el neutro a tierra.

Para tensiones menores de 46 kV las tensiones de recuperación no presentan mucha diferencia entre los dos casos anteriores. Para bancos de gran potencia reactiva y tensiones superiores a 46 kV conviene operar el banco con el neutro flotante, aunque esto origina que el costo del interruptor sea más elevado.

Para tensiones superiores a 100 kV, la conexión del neutro a tierra es imprescindible, por razones de costo del interruptor.

*Armónica.* La conexión del neutro a tierra es un paso para la tercera armónica y sus múltiplos, que tienen la propiedad de causar interferencias en las líneas telefónicas adyacentes.

### 2.10.6 Pararrayos

Son unos dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas.

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado, convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente. Estas características se logran con el aparato llamado pararrayos.

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

1. Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
2. Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
3. Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
4. No deben operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
5. La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

1. *Sobretensiones de impulso por rayo.* Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (rayos); tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.
2. *Sobretensiones de impulso por maniobra.* Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencias del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente. Tienen una duración del orden de milisegundos.
3. *Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz).* Se originan durante los rechazos de carga en un sistema, por desequilibrios en una red, o corto circuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Los pararrayos deben quedar conectados permanentemente a los circuitos que protegen y entrar en operación en el instante en que la sobretensión alcanza un valor convenido, superior a la tensión máxima del sistema.

Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

1. Cuernos de arqueo
2. Pararrayos autovalvulares
3. Pararrayos de óxidos metálicos

#### 2.10.6.1 Cuernos de arqueo

Es el caso de los pararrayos más primitivos y pueden estar formados por un solo expulsor, caso más sencillo, o varios explosores en serie, conectados por un lado al circuito vivo que se va a proteger, y por el otro lado, a la red de tierra. Véase la Figura 2-13.

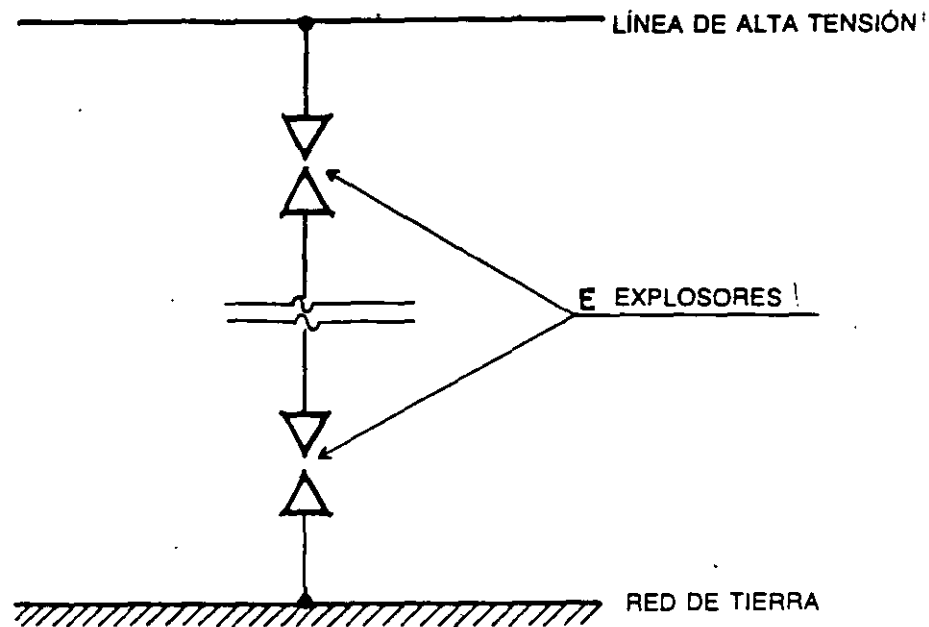


FIG. 2-13 Esquema de pararrayos primitivo

Este sistema, que sería el más económico, tiene el inconveniente de que una vez originado el arco en el explosor se ioniza el aire y la corriente de descarga se transforma en una corriente de cortocircuito a tierra que sólo se puede eliminar mediante la apertura de un interruptor o fusible adecuado. Su uso no es común. Se podría utilizar mediante el uso de un interruptor con circuito de recierre.

### 2.10.6.2 Pararrayos autovalvulares

Este grupo de pararrayos, llamados también de tipo convencional, está formado por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentadas como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre los cilindros, según la Figura 2-14.

Las resistencias evitan que, una vez iniciada la descarga en los explosores, se produzca una corriente permanente. A su vez permiten disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando mayor sensibilidad al pararrayos, aun en el caso de sobretensiones reducidas.

Las resistencias no lineales son unos pequeños cilindros formados por pequeñas partículas de carburo de silicio (SiC) con dimensiones del orden de 200 micrones, como se observa en la Figura 2-15.

La curva característica no lineal de tensión-corriente, se obtiene a partir de las propiedades semiconductoras eléctricas, por la interacción entre el carburo de silicio y el aglutinador que permite cierto contacto entre las partículas de SiC, ocasionando la obtención de una resistencia no lineal.

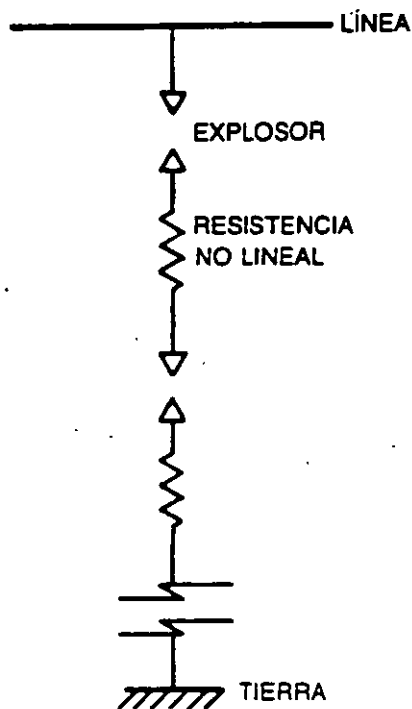


FIG. 2-14 Esquema de pararrayos autovalvular

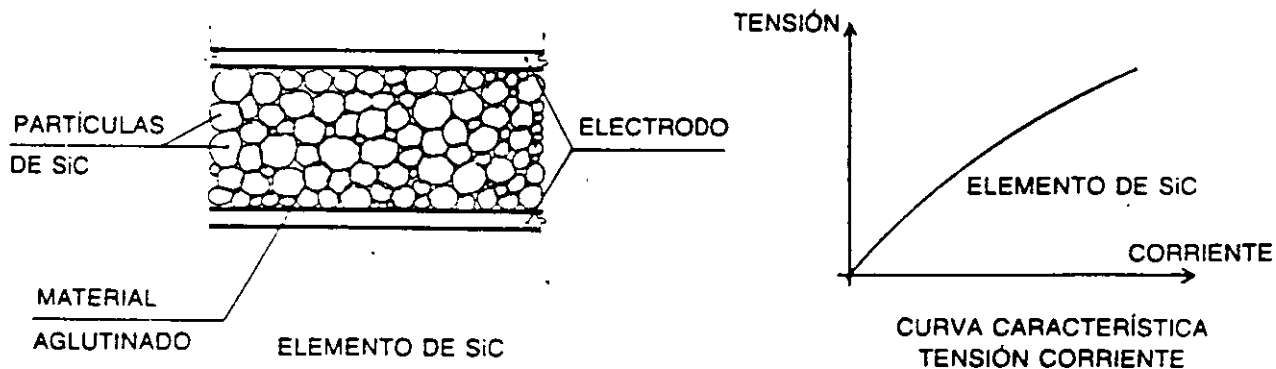


FIG. 2-15

Los cilindros semiconductores tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones y de aumentarla a un valor prácticamente infinito, al regresar la tensión a su valor nominal. Esto convierte al pararrayos en una válvula de seguridad para las altas tensiones, que funciona en el momento necesario, evitando la persistencia de la corriente de cortocircuito sin que se produzcan oscilaciones secundarias.

### 2.10.6.2.1 Funcionamiento del pararrayos

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueo de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en

una de las pasadas por cero de la onda de corriente, los explosores interrumpen definitivamente la corriente.

En la Figura 2-16 se observa el efecto de una onda de choque sobre un pararrayos de tipo valvular, en donde:

$V_c$  = Valor de la tensión máxima de la onda de choque.

El frente escarpado, que semeja una función escalón, tiene una duración de 1.2 microsegundos, y llega al valor de la mitad de  $V_c$  en un tiempo de 50 microsegundos.

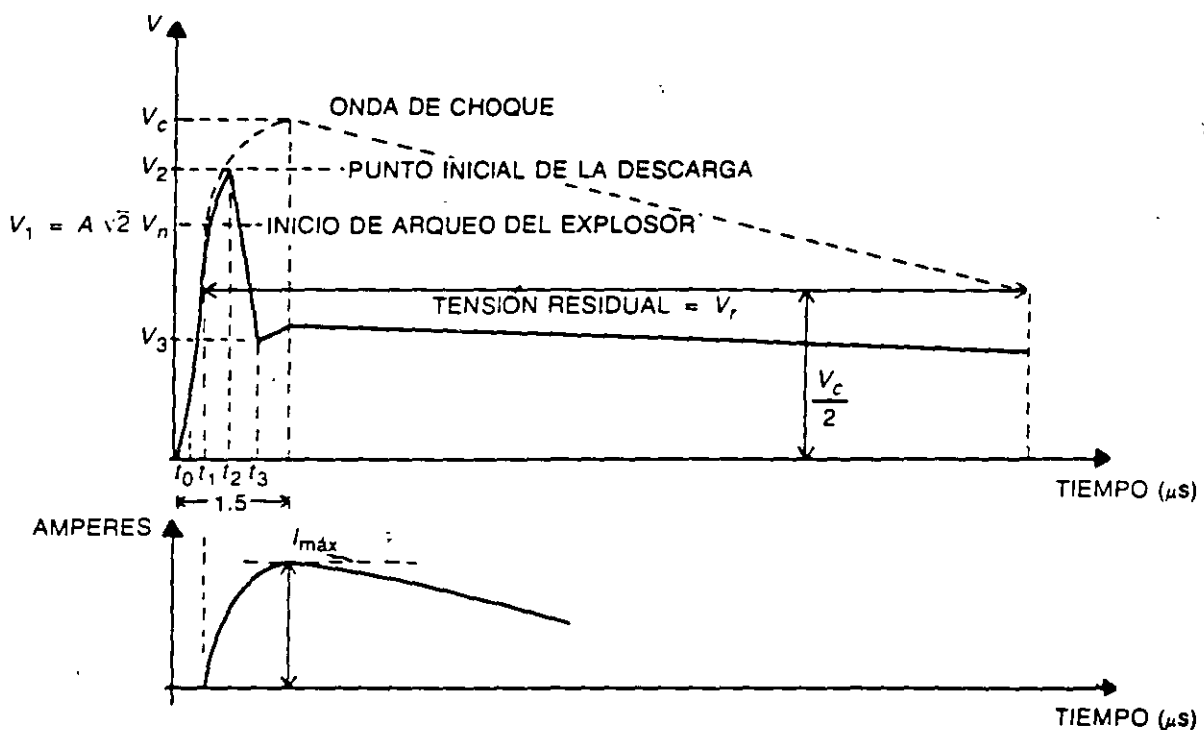


FIG. 2-16 Funcionamiento del pararrayos

En la figura se observa que una vez iniciada la onda de choque en  $t_0$ , ésta empieza a crecer hasta llegar a  $V_1$  punto en que empieza a ionizarse el entrehierro del explosor, sigue creciendo la tensión y al llegar a  $V_2$  se produce el arco entre las terminales del explosor.

El valor  $V_2$  se relaciona con la amplitud de la tensión nominal  $V_n$  de la red, por medio de un coeficiente  $A$ , de acuerdo con la expresión:

$$V_2 = A \sqrt{2} V_n$$

En donde  $A$  es una constante que depende de las características de diseño del pararrayos, y en forma práctica se le fija un valor de 2.4.



A  $V_2$  se le llama tensión de arranque del pararrayos, a partir de cuyo valor, la tensión desciende rápidamente hasta llegar a  $V_3$ , que se denomina tensión residual, y cuya magnitud aparece entre las terminales del pararrayos, en el momento en que la corriente de descarga alcanza su valor máximo de intensidad  $I_m$ , de acuerdo con la expresión:

$$V_3 = I_m R$$

donde  $R$  es la magnitud en ohms, de la resistencia no lineal en el instante  $t_3$ .

Observando la gráfica se nota que el pararrayos reduce la onda de sobretensión del valor de pico  $V_2$  al valor de la tensión residual  $V_3$ , en un tiempo muy breve, del orden de  $8 \mu s$ .

Por otro lado, durante la descarga de la sobretensión, en la resistencia no lineal, circula una corriente con un valor máximo  $I_m$  que fija la capacidad de descarga máxima de energía a través del pararrayos, sin que éste sufra deterioro alguno.

Cuando los pararrayos deban limitar también las sobretensiones que originan la operación de interruptores, los explosores incluyen también un soplado magnético que cumple dos funciones, extinguen más rápidamente el arco formado y oponen mayor resistencia a los reencendidos.

### 2.10.6.3 Pararrayos de óxido metálicos

Tienen su base en las investigaciones que se han venido efectuando sobre las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos. Los fabricantes de equipo eléctrico han venido desarrollando, desde hace unos quince años, otro tipo de pararrayos, el de óxido de zinc (ZnO). Este tipo está basado también en que la curva de tensión-corriente de las resistencias es menos lineal que la del caso de carburo de silicio; conduce cuando la tensión es superior a la tensión máxima de referencia y cierra la conducción, prácticamente a un valor cero, cuando la tensión regresa a su valor normal.

Los pararrayos están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana, sin entre hierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de una sobrepresión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.

Las resistencias no lineales son también unos pequeños cilindros formados por partículas de óxido de zinc de menor tamaño que en el caso de los convencionales según la Figura 2-17. Las partículas están formadas por cristales de óxido de zinc de unos 10 micrones, rodeados por un material aglutinador de mayor resistencia eléctrica que el cristal, el cual produce una separación entre los cristales del orden de 0.1 de micrón y permite cierto contacto entre los cristales de óxido, ocasionando una resistencia no lineal. La resistencia de los cristales es mucho menor que la del

material aglutinador, de tal manera que cuando aparece una sobretensión entre los elementos no lineales, casi toda la tensión aparece en la capa aglutinadora; así se produce un fenómeno multiplicador de corriente, típico de la electrónica de estado sólido y se obtiene una característica extremadamente no lineal entre la tensión aplicada y la corriente resultante, que se aproxima al caso del pararrayos ideal.

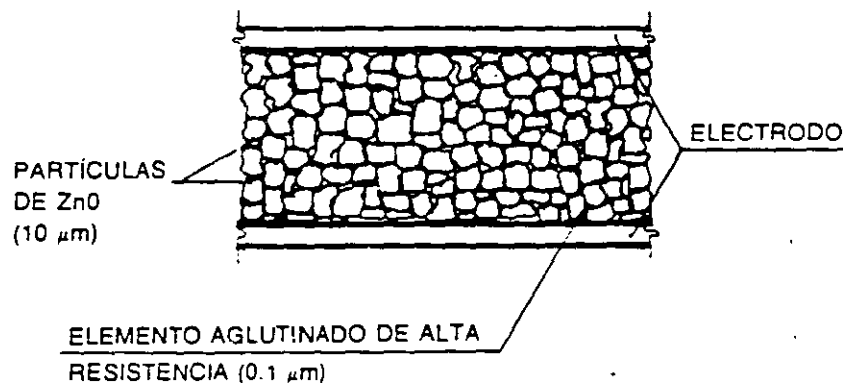


FIG. 2-17 Elemento de ZnO

La característica tensión-corriente de estos pararrayos corresponde a la relación:

$$I = K V^n$$

que nos indica la corriente que circula en el pararrayos.

Donde  $K$  es un factor que depende de las dimensiones de la resistencia y de su material.

$n$  es un exponente que tiene valores entre 4 y 6 para los autovalvulares y entre 30 y 40 para los de óxido de zinc.

Si se grafica la relación anterior, se observa (Fig. 2-18) que cuando el factor de sobretensión es igual a la unidad, la corriente del pararrayos es del orden de 1 miliampere lo que disipa muy poca energía y por lo tanto no requiere de los explosores que utilizan los autovalvulares.

#### 2.10.6.4 Consideraciones generales sobre pararrayos

##### 1. Ventajas de los de óxido de zinc sobre los de tipo convencional:

- a) Como no tienen entrehierros, su protección es constante.
- b) Por su característica de tensión-corriente menos lineal que los de tipo convencional, no permite el flujo de corriente posterior, causada por una sobretensión.

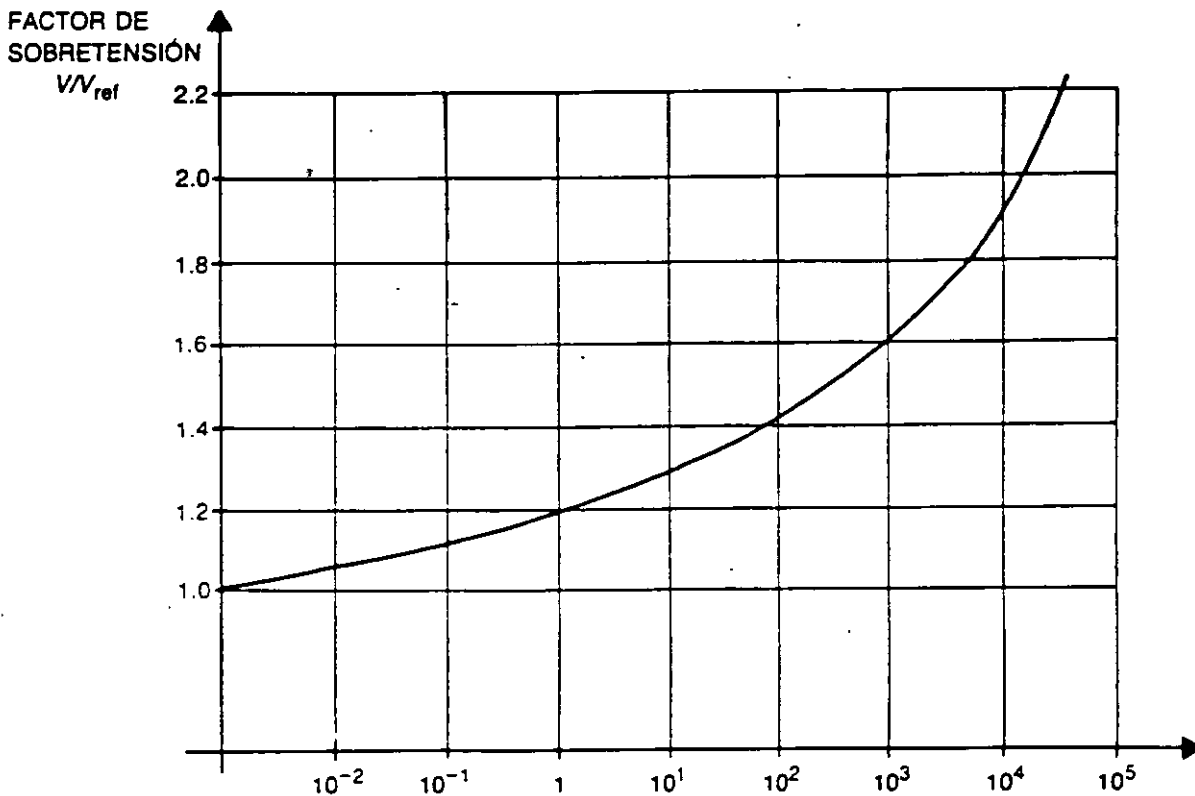


FIG. 2-18 Curva tensión-corriente en elemento de ZnO

- c) Debido a que absorben menos energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores.
- d) El volumen de las partes activas se reduce respecto al tipo convencional, lo que los hace más compactos.

2. *Tensión nominal.* Se define como la tensión máxima continua a valor eficaz y a frecuencia industrial, la que soporta un pararrayos entre sus terminales, y que permite la terminación de la ionización después de que han estado descargando energía en los explosores.

Se llama tensión máxima continua de operación al valor anterior multiplicado por  $\sqrt{3}$  y se define como la tensión máxima aplicable al sistema.

Por ejemplo, un sistema de 240 kV puede tener en condiciones anormales una tensión máxima de fase, a tierra de 186 kV y su tensión máxima continua de operación sería de 322 kV. Hay que estar seguros de que la tensión máxima continua de operación del sistema no exceda en ningún momento la tensión máxima que soporta el pararrayos.

La tensión nominal, o sea la de designación de un pararrayos convencional, usualmente se calcula en forma aproximada por la relación:

$$V_n = K_T V_m$$

que es aplicable sólo para sobretensiones producidas por descarga de rayo y no por operación de interruptores.

Donde:

- $V_n$  = tensión nominal en volts del pararrayos  
 $V_m$  = tensión máxima en volts, entre fases del sistema  
 $K_T$  = factor de aterrizamiento del sistema, cuya magnitud depende de las relaciones  $\frac{R_0}{x_1}$  y  $\frac{X_0}{x_1}$   
 $R_0$  = resistencia de secuencia cero del sistema  
 $x_0$  = reactancia de secuencia cero del sistema  
 $x_1$  = reactancia de secuencia positiva

como dato práctico se puede utilizar  $K_T = 8.0$  para sistemas con neutro efectivamente conectado a tierra, lo cual cumple con que:

$$\frac{R_0}{x_1} \leq 1.0 \quad \text{y} \quad \frac{x_0}{x_1} \leq 3.0$$

Para una protección eficaz contra las sobretensiones, las tensiones de arranque y residual deben ser inferiores a un cierto límite, dado por las normas con el fin de evitar el flameo de los aisladores, soporte de la propia porcelana de los pararrayos y de los aislamientos de máquinas y aparatos.

Cuando un sistema está directamente conectado a tierra, los pararrayos pueden ser del 85% de la tensión nominal. Por el contrario, cuando el sistema está aislado de tierra, éstos pueden ser del 100% del valor nominal.

3. *Capacidad de sobretensión.* Cuando a un pararrayos de ZnO se le aplica una tensión que excede continuamente el valor nominal y durante un tiempo largo, se incrementan las pérdidas en watts de las resistencias y aumenta su temperatura. La capacidad de sobretensión depende de la marca y del diseño del pararrayos, y además del tiempo de duración de la sobretensión, de tal manera que si tomamos como ejemplo el del punto 2, un pararrayos de 240 kV puede soportar una sobretensión de 1.12 veces su valor durante 1 segundo, o bien 1.03 veces su valor durante 100 segundos.
4. *Corriente de descarga.* Se define así el valor pico de un impulso de corriente normalizado con una onda de  $8 \times 20$  microsegundos que se utiliza para la clasificación de los pararrayos. Estos impulsos suelen ser del orden de 10 kA de acuerdo con las normas CEI-99-1 o ANSI-C62-1. Teóricamente los pararrayos deben absorber completamente la energía de impulso de un rayo, sin corriente posterior de descarga. La capacidad de absorción de energía para el caso de 240 kV es del orden de 4.3 kilojoules/kV que reúne los requisitos de capacidad ampliamente.

**Descarga máxima.** Designa la onda de corriente de breve duración y de máxima amplitud que el pararrayos puede dejar pasar cierto número de veces a intervalos de tiempo determinados, sin que se produzcan fallas. Esta magnitud fija la capacidad calorífica del aparato y es de 10 a 20 veces mayor que el poder de descarga nominal.

**Descarga nominal.** Se define como la amplitud de la corriente de choque que al circular por el pararrayos produce una tensión residual que no sobrepasa el valor máximo fijado por la coordinación del aislamiento.

La corriente de descarga nominal o corriente de descarga del pararrayos se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$I_d = \frac{2E - V_r}{Z_0 + R}$$

en donde:

- $I_d$  = corriente de descarga en kiloamperes
- $E$  = magnitud de la onda de sobretensión que incide en la subestación en kV. (Usualmente se toma el NBI del sistema).
- $V_r$  = tensión residual del pararrayos en kV. (Usualmente se desprecia)
- $Z_0$  = impedancia característica de la línea en ohms
- $R$  = resistencia de la línea en ohms. (Usualmente se desprecia).

Margen de protección contra rayos. Este margen se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

$$MP = \frac{NBI - V_m}{V_m} \times 100$$

donde:

- $MP$  = margen de protección del pararrayos contra descargas atmosféricas en por ciento.
- $NBI$  = magnitud del nivel básico de impulso en kV del aparato por proteger.
- $V_m$  = tensión máxima en el pararrayos. Dicha tensión es el mayor de los valores de cualquiera de las tres magnitudes siguientes:

1. Tensión máxima de descarga debida al impulso por rayo
2. Tensión residual para la corriente de descarga nominal
3. Tensión de descarga con impulso de frente lineal dividida entre 1.15

Margen de protección contra sobretensiones de maniobra. Este margen se puede calcular a partir de la expresión:

$$MP_m = \frac{NBI_m - V_m}{V_m} \times 100$$

donde:

- $MP_m$  = margen de protección por maniobra en %  
 $NBI_m$  = magnitud del nivel básico de impulso por maniobra del sistema en kV  
 $V_m$  = Tensión de descarga del pararrayos con onda de maniobra, en kV. Este dato no siempre se da como característica del pararrayos, en cuyo caso, no debe usarse dicho pararrayos para protección, ya que no hay garantía de respuesta adecuada para las sobretensiones de maniobra.

El margen de protección varía entre 10 y 35%. El valor superior se recomienda para el caso de protección contra descargas atmosféricas y el valor inferior para el caso de protección contra impulsos de maniobra.

A partir de lo anterior, se presentan dos ejemplos:

1. Determínese el nivel básico de aislamiento para el área de 115 kV de una subestación instalada a 2200 m.s.n.m. ( $\delta' = 0.88$ ), (de tabla 2.3) considerando un sistema conectado directamente a tierra o sea  $K_T = 0.80$ .

Solución:

La tensión nominal del pararrayos, considerando el valor de la tensión máxima de 123 kV, es:

$$V_n = K_T V_m$$

$$V_n = 0.8 \times 123 = 98.4 \text{ kV}$$

De un catálogo de fabricante se obtiene

Tensión de descarga	= 3 315 kV
Tensión de frente de onda	= 339 kV
Tensión residual para 10 kA de descarga	= 240 kV

El  $NBI$  para aislamientos no recuperables (aislamiento de papel) dando un  $M.P.$  de un 25%, que sería el valor intermedio entre 10 y 35%, considerando el valor indicado arriba, será de

$$NBI = 1.25 \times \text{tensión de descarga}$$

$$NBI = 1.25 \times 315 = 394 \text{ kV}$$

cuyo valor más cercano de acuerdo con la norma, es de 450 kV.

El *NBI* para aislamientos autorrecuperables (porcelana), referido a 1 000 m.s.n.m., también con un *MP* = 0.25, es de:

$$NBI = \frac{MP \times \text{tensión de descarga} \times 1.05}{\delta}$$

donde  $\delta$  es el factor de corrección por altitud para aislamientos externos.

$$NBI = \frac{125 \times 315 \times 1.05}{0.88} = 470 \text{ kV}$$

cuyo valor más cercano de acuerdo con la norma es de 550 kV.

2. Obténganse las características de un pararrayos para el área de 400 kV de una subestación y determinese el margen de protección considerando que se encuentra instalado al final de una línea cuya impedancia característica es ( $Z_0 = 320$  ohms).

Los datos del sistema son:

Tensión máxima de operación	=	420 kV
Longitud de la línea	=	300 km
<i>NBI</i> para los aislamientos externos	=	1 425 kV
Coefficiente de falla a tierra	=	0.8
Sobretensión permitida por operación de interruptores	=	2.5 p.u.

Solución:

Se considera que el sistema está efectivamente conectado a tierra  $K_T = 0.8$ .

La tensión nominal del pararrayos ( $V_n$ ) es:

$$V_n = 0.8 \times 420 = 336 \text{ kV}$$

la corriente de descarga a través del pararrayos es

$$I_d = K \frac{2(NBI)}{Z_0}$$

donde  $K$  es un factor de atenuación que depende de la distancia del punto de incidencia de la descarga al pararrayos, de acuerdo con la tabla.

Distancia en $m$	$K$	
700	3	
1 600	2	considerando un valor intermedio:
3 200	1	$K = 2$

Si el punto de descarga del rayo está a varios kilómetros del aparato protegido, el factor de atenuación de la línea es alto y las corrientes que derivan a tierra los pararrayos son del orden de 2 kiloamperes. Ahora bien, como las estadísticas indican que el 90% de las descargas atmosféricas son inferiores a 5 kA en líneas de distribución, y el 95% son inferiores a 10 kA en líneas de alta tensión, se puede considerar que para definir la capacidad de corriente de un pararrayos que se va a fijar en una instalación, hay que tomar en cuenta el costo del equipo por proteger y la frecuencia de las tormentas, factores que permiten juzgar si se utilizan o no pararrayos de gran capacidad de descarga. Como esto es proporcional al costo, es común que para las subestaciones de regular importancia se utilicen los pararrayos de 5 kA que protegen el 90% de los casos de sobretensión.

$$I_d = 2 \frac{2 \times 1\,425}{320} = 18 \text{ kA que lleva a un valor de corriente de descarga de } 20 \text{ kA.}$$

En el catálogo de un fabricante de pararrayos de óxido de zinc, se utilizan las siguientes características:

Tensión nominal	336 kV
Tensión máxima de descarga, 0.5 $\mu$ s (onda de 1.2/50 $\mu$ s)	1 130 kV
Tensión de descarga con onda de maniobra	815 kV
Tensión residual con corriente de 20 000 A	1 000 kV

### Cálculo del margen de protección por rayo:

Se utiliza el mayor de cualquiera de los dos valores: el de tensión máxima de descarga o el de tensión residual a 20 kV. En este caso, ese valor corresponde a 1 130 kV.

$$MP = \frac{1\,425 - 1\,130}{1\,130} \times 100 = 26.1\% \text{ que ofrece el pararrayos}$$



Para conservar un margen de protección de 26.1%, la tensión máxima que puede aparecer en el equipo protegido es de:

$$V_m = (1 - 0.200) \times 1\,425 = 1\,140 \text{ kV}$$

La distancia máxima a que se puede instalar el pararrayos para este *MP*, viene dada por la expresión, que se analizará en el capítulo 5:

$$D = \frac{300 (V_m - V_0)}{2 \frac{dV}{dt}}$$

donde:

- $D$  = distancia en metros entre el pararrayos y el equipo por proteger.
- $V_m$  = tensión máxima permitida en el equipo por proteger
- $V_0$  = tensión máxima de descarga
- $\frac{dV}{dt}$  = pendiente del frente de onda en kV/ $\mu$ S, que para un rayo puede ser de 1 000 kV/ $\mu$ S
- 300 = velocidad de propagación de la onda, en m/ $\mu$ S o sea:

$$D = \frac{300 (1\,140 - 1\,130)}{2 \times 1\,000} = 1.50 \text{ m}$$

Nota: se observa que el mayor margen de protección del equipo que podemos obtener con este pararrayos es de 26.1% y éste lo tenemos sólo si conectamos el pararrayos directamente a las terminales del aparato por proteger  $D = 0$ .

### Cálculo del margen de protección por maniobras de interruptores:

La máxima sobretensión permitida por operación de los interruptores es de:

$$V_m = 2.5 \times \sqrt{2} \times \frac{420}{\sqrt{3}} = 857 \text{ kV}$$

$$MP_m = \frac{857 - 815 \times 100}{815} = 5.15\%$$

De acuerdo con el catálogo del fabricante de pararrayos, la tensión de descarga por maniobra es de 815 kV; el margen de protección es pequeño, por lo que se debe utilizar otro pararrayos del catálogo que incluya esta característica, y nos ofrezca el margen de protección adecuado.

### **Interacción de la lluvia, la niebla y el campo exterior en los pararrayos:**

En el caso de que dentro de un pararrayos se pueda introducir la humedad, ésta se condensa formando una capa conductora que altera la repartición de la tensión a lo largo de los explosores y así se origina que unos explosores se encuentren a mayor tensión que otros, lo cual inicia la emisión de efluvios que, a su vez, oxidan el nitrógeno del aire, el cual en presencia del agua produce ácido nítrico que destruye las partes metálicas. Por lo anterior, los pararrayos deben permanecer bien sellados.

La lluvia y la niebla también influyen, por otro lado, en la tensión de flameo, a la frecuencia de 60 Hz, de la porcelana exterior del pararrayos, ya que forma una capa conductora sobre la superficie del aislador. La niebla hace bajar más aún la tensión de flameo, ya que todo el contorno del aislador está húmedo, mientras que con la lluvia las partes inferiores de las campanas están secas.

La forma del campo eléctrico exterior influye también en la tensión de flameo de los pararrayos, pudiéndose considerar dos casos:

1. Si el pararrayos no está instalado cerca de elementos metálicos, la capacitancia a tierra es despreciable, la tensión se reparte a lo largo de la porcelana en forma uniforme, y por lo tanto, la tensión de flameo es la nominal.
2. Si el pararrayos está instalado cerca de elementos metálicos, como puede ser una reja, la capacitancia a tierra es mayor, la tensión se reparte en la porcelana en forma no uniforme, y por lo tanto, la tensión de flameo disminuye respecto al caso anterior.

Los efectos del campo exterior disminuyen con la instalación sobre el pararrayos de anillos equipotenciales.

Pruebas de laboratorio han mostrado que al utilizar ondas de choque de polaridad negativa, la tensión del flameo disminuye un 25% respecto a las positivas y que si se utiliza el anillo equipotencial, la tensión de flameo correspondiente a ambas polaridades es prácticamente igual. Por esto, se pueden encontrar pararrayos de 230 kV con 3 anillos repartidos a lo largo de la longitud del aparato.

#### **2.10.7 Interruptores**

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes (cortocircuito).

En este capítulo se tratará de los interruptores de corriente alterna utilizados en alta tensión.

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

#### 2.10.7.1 Parte activa

Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soportará los contactos móviles.

#### 2.10.7.2 Parte pasiva

Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla las funciones siguientes:

- a) Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- b) Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- c) Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

#### 2.10.7.3 Accesorios

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- a) Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- b) Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- c) Conectores de tierra.
- d) Placa de datos.
- e) Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

#### 2.10.7.4 Parámetros de los interruptores

A continuación se van a definir algunas de las magnitudes características que hay que considerar en un interruptor.

*Tensión nominal.* Es el valor eficaz de la tensión entre fases del sistema en que se instala el interruptor.

*Tensión máxima.* Es el valor máximo de la tensión para el cual está diseñado el interruptor y representa el límite superior de la tensión, al cual debe operar, según normas.

*Corriente nominal.* Es el valor eficaz de la corriente normal máxima que puede circular continuamente a través del interruptor sin exceder los límites recomendables de elevación de temperatura.

*Corriente de cortocircuito inicial.* Es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

*Corriente de cortocircuito.* Es el valor eficaz de la corriente máxima de cortocircuito que pueden abrir las cámaras de extinción del arco. Las unidades son kiloamperes aunque comúnmente se dan en megavolt-amperes (MVA) de cortocircuito.

*Tensión de restablecimiento.* Es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

Esta tensión tiene dos componentes, una a la frecuencia nominal del sistema y la otra superpuesta que oscila a la frecuencia natural del sistema.

*Resistencia de contacto.* Cuando una cámara de arqueo se cierra, se produce un contacto metálico en un área muy pequeña formada por tres puntos, que es lo que en geometría determina un plano. Este contacto formado por tres o más puntos es lo que fija el concepto de resistencia de contacto y que provoca el calentamiento del contacto, al pasar la corriente nominal a través de él.

La resistencia de contacto varía de acuerdo con la fórmula:

$$R = K \rho \frac{D}{F}$$

en donde:

- $R$  = Resistencia de contacto en ohms
- $K$  = Constante dada por el fabricante del interruptor
- $\rho$  = Resistividad del metal del contacto
- $D$  = Dureza del metal del contacto
- $F$  = Fuerza que mantiene cerrado el contacto

En la fórmula se observa que la resistencia de un contacto crece directamente proporcional a la resistividad y a la dureza e inversamente proporcional con la presión del contacto.

*Cámaras de extinción del arco.* Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

- a) Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- b) Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- c) Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1 000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.
- d) Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocos milésimos de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundo.
- e) Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- f) Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

Como la interacción de estos fenómenos es difícil de analizar, el diseño de una cámara de interrupción está basada, en gran porcentaje, en tablas y pruebas de laboratorio. En la actualidad, se sigue en la búsqueda de cámaras interruptivas de menor tamaño y mayores capacidad de cortocircuito, centrándose los estudios en la investigación de la física del arco eléctrico a través de equipos de medición, captación de datos, simulación y, finalmente, del empleo de computadoras.

### 2.10.7.5 Tipos de interruptores

De acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, ordenados conforme a su aparición histórica:

1. Gran volumen de aceite
2. Pequeño volumen de aceite

3. Neumáticos (aire comprimido)
4. Hexafluoruro de azufre
5. Vacío

*Interruptor en gran volumen de aceite.* Fueron de los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite para la extinción del arco. Son muy utilizados todavía en Estados Unidos.

En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

Cada polo tiene doble cámara interruptiva, conectadas en serie, lo cual facilita la ruptura del arco al repartirse la caída de tensión según el número de cámaras. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara, se utilizan poderosos resortes, y para limitar el golpe que se produciría al final de la carrera, se utilizan amortiguadores.

Para la revisión, por mantenimiento de los interruptores de pequeña capacidad, se bajan los tres tanques por medio de un cable y una manivela. En aparatos de gran capacidad, primero se vacía el aceite y a continuación se abren las tapas de hombre en cada uno de los tres tanques.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del interruptor.

*Interruptor en pequeño volumen de aceite.* Este tipo, que tiene forma de columna, fue inventado en Suiza por el Dr. J. Landry. Por el pequeño consumo de aceite, son muy utilizados en Europa, en tensiones de hasta 230 kV y de 2 500 MVA de capacidad interruptiva. En general se usan en tensiones y potencias medianas. Este interruptor utiliza aproximadamente un 5% del volumen de aceite del caso anterior.

Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

Los contactos de estos interruptores pueden soportar, según estadísticas de los fabricantes, el siguiente número de operaciones sin requerir su cambio:

A corriente nominal

4 000 operaciones

% POTENCIA DE  
CORTOCIRCUITO MÁX

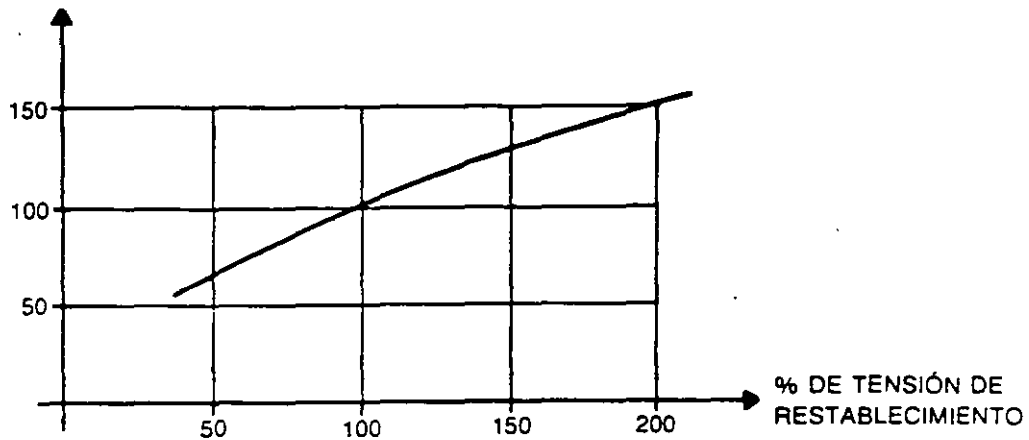


FIG. 2-19 Curvas potencia de cortocircuito-tensión de restablecimiento.

A la mitad de la potencia máxima de cortocircuito	8 operaciones
A plena potencia de cortocircuito	3 operaciones

El desarrollo de los gases de extinción depende más de la corriente que de la tensión, lo que origina que la potencia de cortocircuito aumente constantemente con la tensión, como se puede observar en la Figura 2-19, que relaciona la potencia máxima de cortocircuito en por ciento con la tensión de restablecimiento, también en por ciento.

En dicha gráfica se puede apreciar que si la tensión de restablecimiento alcanza un valor doble; la potencia de ruptura aumenta en un 50%.

Los interruptores de este tipo usan un mando que se energiza por medio de resortes.

El tiempo de la extinción del arco es del orden de 6 ciclos.

Interruptores neumáticos. Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los dos casos anteriores.

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 kg/cm<sup>2</sup> dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de 3 ciclos, lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

Estos aparatos pueden operar en dos formas. En forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento; o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta el conjunto de los interruptores de la instalación. La se-

gunda forma puede ser de alimentación radial a partir de un cabezal de aire, o a partir de una instalación en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla de toda la instalación, además de que en caso de subestaciones de gran capacidad, la longitud de las tuberías es tan grande que hace que su costo sea muy elevado respecto al caso modular.

En los aparatos de tipo modular, el volumen del tanque debe ser de tal tamaño que pueda soportar, cuando menos, dos operaciones de apertura y cierre combinadas. A continuación, si la presión resultante es inferior al valor mínimo considerado por el fabricante para el soplado del arco, y ocurriera un cortocircuito en la línea, el interruptor tiene un control que impide la apertura del mismo, ya que de no bloquearlo se produciría la destrucción del interruptor.

Las cámaras de extinción de estos interruptores son de forma modular y, de acuerdo con la capacidad y tensión de la instalación, se utilizan desde dos cámaras en adelante:

- 2 cámaras hasta 80 kV
- 4 cámaras hasta 150 kV
- 6 cámaras hasta 220 kV
- 10 cámaras hasta 380 kV

Una de las ventajas de utilizar varias cámaras en serie, es la de repartir la tensión entre el número de ellas, disminuyendo la tensión de reencendido entre los contactos de cada una de ellas.

Debido a que estos interruptores producen mayores sobretensiones, es común entre los diversos fabricantes insertar en paralelo con los contactos principales, resistencias amortiguadoras y capacitancias que producen altas impedancias y reparten las tensiones de las cámaras. Los diagramas más utilizados son los siguientes, según la Figura 2-20.

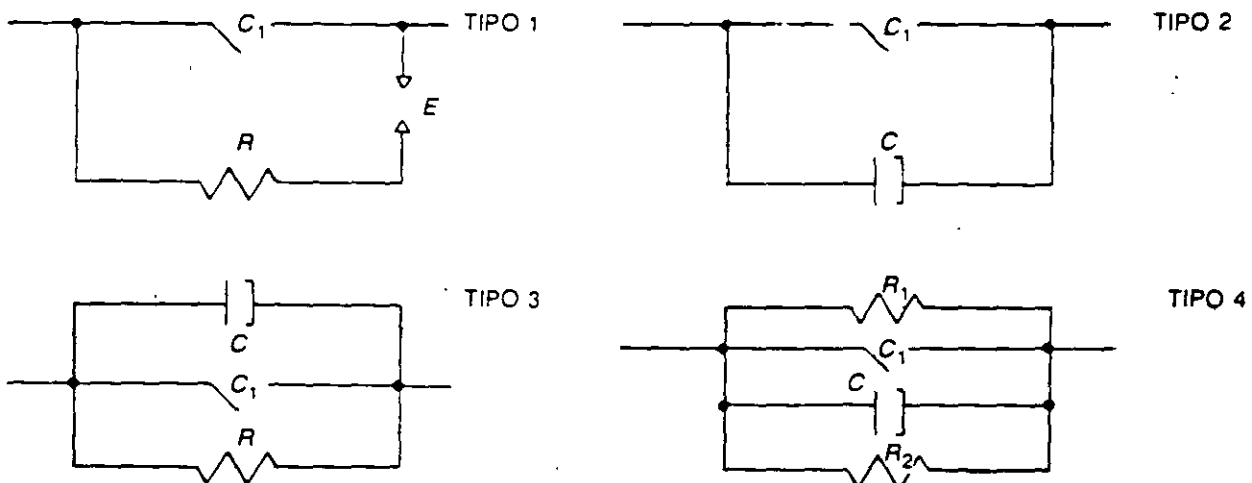


FIG. 2-20 Tipos de arreglos utilizados para disminuir sobretensiones en interruptores.



- Tipo 1 Es una resistencia  $R$  en serie con un explosor  $E$ ; este conjunto está en paralelo con el contacto  $C_1$  del interruptor.
- Tipo 2 Tiene un capacitor  $C$  de reparto de tensión.
- Tipo 3 Usa además del capacitor  $C$  una resistencia que permite una pequeñísima corriente y produce un abatimiento de la sobretensión entre los contactos  $C_1$  del interruptor.
- Tipo 4 Es semejante al tipo 3, pero utiliza una resistencia  $R_1$  para el cierre y otra  $R_2$  para la apertura.

El incremento de la tensión que puede aparecer entre los contactos de un interruptor se puede determinar por medio de la expresión:

$$\left(\frac{dV}{dt}\right)_m = \frac{R}{L} V_m$$

donde:

$$\left(\frac{dV}{dt}\right)_m = \text{Velocidad de incremento de la tensión máxima}$$

$R$  = Valor de la resistencia amortiguadora indicada

$L$  = Inductancia de la red en Henrys

$V_m$  = Valor pico de la tensión de restablecimiento

Resumiendo las características de estos interruptores se puede decir lo siguiente:

1. Los tiempos de maniobra son muy cortos, lo que limita la duración de los esfuerzos térmicos que originan los cortocircuitos y por lo tanto se reduce el desgaste de los contactos.
2. Son aparatos de construcción sencilla; se emplean los mismos elementos interruptivos para todas las tensiones, lo cual reduce el almacenaje y el costo de las piezas de repuesto.
3. Pueden efectuar recierres con tiempos mínimos y potencias de cortocircuito elevadas.
4. *El mantenimiento es sencillo y rápido.* No tiene peligro de incendio.

*Interruptores en hexafluoruro de azufre.* Son aparatos que se desarrollaron al final de la década de los años 60 y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre ( $SF_6$ ) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

*Propiedades del  $SF_6$ .* Es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. A la temperatura de 2 000°K conserva todavía alta conductividad térmica,

que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto la gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones, la menor de 3 bars, llenando los tanques y la mayor, de unos 18 bars, dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de evitar que al abrir el interruptor sus contactos, el sople de gas produjera enfriamiento y el gas pasara al estado líquido. Posteriormente se ha usado una sola presión, con lo cual se disminuye el tamaño de los interruptores en cerca de un 40%, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida y la cámara, al abrir los contactos, tiene un émbolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 kA, que es un caso muy especial.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principales averías de este tipo de interruptores son las fugas de gas, que requieren aparatos especiales para detectar el punto de la fuga. En un aparato bien instalado, las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro del aparato.

En caso de pérdida total de la presión del gas y debido a la alta rigidez dieléctrica del  $SF_6$ , la tensión que pueden soportar los contactos cuando están abiertos es igual al doble de la tensión de fase a tierra. De cualquier forma, no es conveniente operar un interruptor de  $SF_6$  cuando ha bajado su presión por una fuga y debe de ser bloqueado el circuito de control de apertura para evitar un accidente.

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos; se entiende por dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

Si el interruptor es de operación monopolar, puede ser benéfico usar recierre monopolar. Aquí la dispersión puede aumentar hasta 4 milisegundos, cuya magnitud empieza a producir efectos adversos en la magnitud de las sobretensiones por maniobra.

El mecanismo de mando de estos interruptores es, generalmente, de aire comprimido.

*Interruptores en vacío.* Esta tecnología aparece por el año de 1960. Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo del latón.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización y, por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo.

Este tipo se utiliza en instalaciones de hasta 34.5 kV dentro de tableros blindados.

Los dos inconvenientes principales son:

1. Que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara y al entrar aire y producirse el arco, pueda reventar la cámara.
2. Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre sus contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

Resumen de los interruptores descritos.

*Tipo neumático.*

*Ventajas.*

1. Bajo costo y disponibilidad del aire.
2. Rapidez de operación.
3. No provoca explosiones ni arde como el aceite.
4. Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
5. No es asfixiante ni tóxico.

*Desventajas:*

1. Menor rigidez dieléctrica que el  $SF_6$ .
2. Mayor presión.
3. La constante térmica es de unas 100 veces la del  $SF_6$  a la misma presión.
4. Aun a presiones cinco veces superiores que el  $SF_6$ , el aire tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
5. En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.

6. Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
7. Los niveles de ruido al operar son muy altos.
8. El sistema de compresión de aire tiene un precio alto y la confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr.

*Tipo hexafluoruro.*

*Ventajas:*

1. Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
2. Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
3. El  $SF_6$  es estable. Expuesto al arco se disocia en  $SF_4$ ,  $SF_2$  y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en  $SF_6$ .
4. La alta rigidez dieléctrica del  $SF_6$  lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aun a presiones bajas.
5. La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
6. Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

*Desventajas:*

1. A presiones superiores a 3.5 bars y temperaturas menores de  $-40^{\circ}C$ , el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones, es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperaturas ambiente menores de  $15^{\circ}C$ .
2. El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire, lo desplaza provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.
3. Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

*Tipo vacío.*

*Ventajas:*

1. Es un interruptor muy compacto.
2. Prácticamente no necesita mantenimiento.

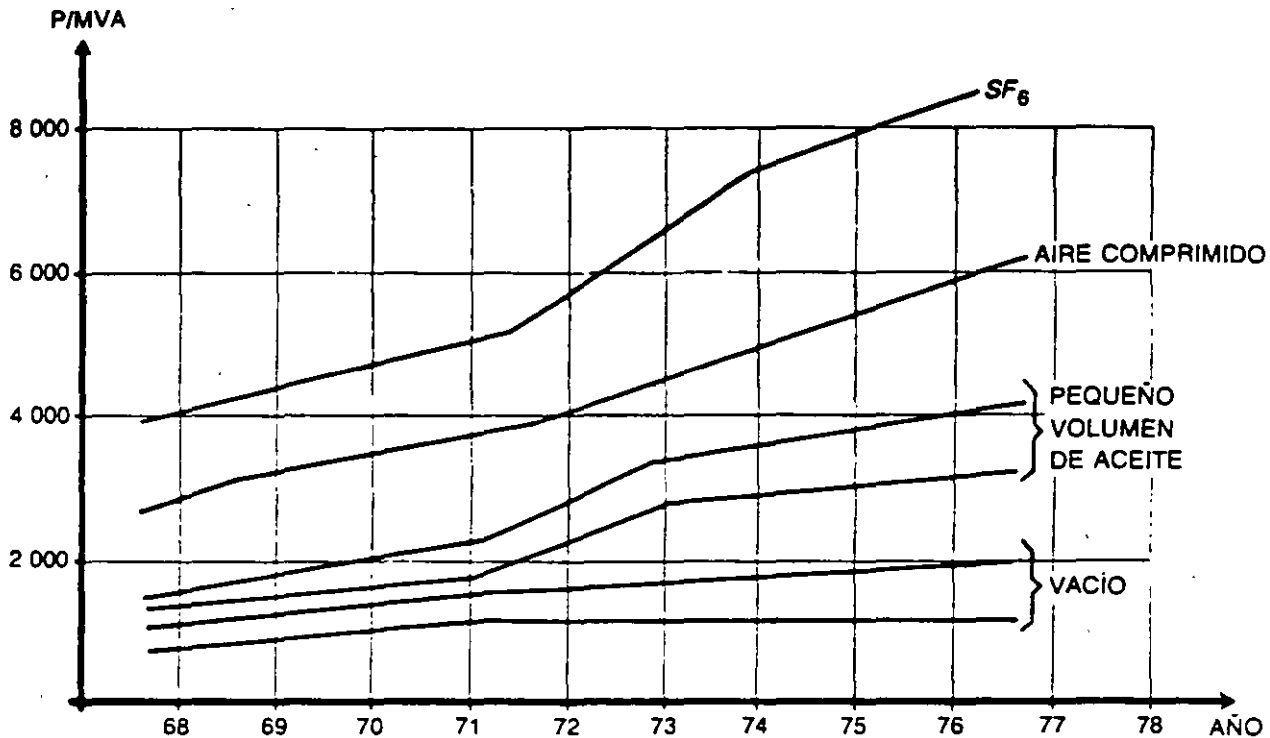


FIG. 2-21 Crecimiento de las capacidades interruptivas a través de los años.

*Desventajas:*

1. Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgasificación de los electrodos metálicos.
2. Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X.
3. Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

Crecimiento de las capacidades interruptivas. Las capacidades interruptivas han ido creciendo a través de los años dependiendo del tipo de interruptor y de las capacidades de los mismos, como se observa en la Figura 2-21.

En la gráfica se puede ver que las capacidades interruptivas crecen más rápidamente con los años en el caso del SF<sub>6</sub>, mientras que el vacío se ha mantenido estático.

De acuerdo con el progreso en la técnica de los interruptores el aumento de la capacidad interruptiva es regular, crece en los de aire comprimido y mucho más en los de SF<sub>6</sub> debido a las extraordinarias características dieléctrica y térmica de este gas.

**2.10.7.6 Métodos para incrementar la resistencia del arco**

En las cámaras de extinción se puede incrementar la resistencia del arco de acuerdo con los siguientes conceptos:

1. *Alargamiento.* En este caso la resistencia es proporcional a la longitud del arco.
2. *Enfriamiento.* Un enfriamiento del gas ionizado aumenta la resistencia del arco, debido a que la tensión requerida para mantener la ionización aumenta cuando la temperatura del plasma disminuye.
3. *División.* La cámara de arqueo está formada por varias láminas paralelas aisladas entre sí; esto hace que el arco se divida en un gran número de pequeños arcos en serie; cada uno de estos pequeños arcos se enfría por alargamiento mientras ascienden entre dos láminas contiguas.
4. *Construcción.* A medida que a un gas ionizado se le va forzando a pasar por un ducto que se va estrechando, se requiere un incremento en la tensión para mantener el arco.

#### 2.10.7.7 Fenómenos producidos por el cierre y disparo de los interruptores

*Condiciones de cortocircuito.* En un circuito bajo condiciones normales, la tensión aplicada produce una corriente limitada por las impedancias de los elementos que forman parte del mismo, como son generadores, líneas de transmisión, aparatos y cargas, produciéndose un factor de potencia que puede ser elevado.

En el mismo circuito, bajo condiciones de cortocircuito en las terminales del generador, se inicia una sobrecorriente que sólo está limitada por la resistencia del inducido del generador, sumada en cuadratura con la reactancia de dispersión del mismo, que es una impedancia muy pequeña. El flujo de dispersión resultante cierra su circuito a través del aire y como la resistencia del embobinado es pequeña en comparación con la reactancia, es la resistencia la única limitadora de la corriente. A esta corriente se le llama "corriente inicial de cortocircuito" y su magnitud disminuye gradualmente por la acción contraelectromagnética de la misma que reduce el flujo y, por lo tanto, la fuerza electromotriz, hasta llegar la corriente de cortocircuito a un valor permanente que sólo estará limitado por la reactancia síncrona del generador, que se debe al campo giratorio síncrono de la reacción de inducido. A esta corriente se le llama "corriente permanente de cortocircuito" y tiene un factor de potencia del orden de 0.1.

La corriente de cortocircuito en un sistema puede ser de dos tipos:

1. Simétrica
2. Asimétrica

*Corriente simétrica.* Es el valor eficaz de la componente de corriente alterna en el momento de separación de los contactos del interruptor. Ésta se origina cuando al pasar la onda de tensión por su valor máximo se inicia el cortocircuito. Como la onda de corriente, por ser un circuito eminentemente inductivo, se atrasa práctica-

mente  $90^\circ$ , parte de cero y no se produce ningún estado transitorio que desplazaría el eje de la onda de corriente.

**Corriente asimétrica.** Es el valor total de la corriente de cortocircuito, que ocurre en el instante en que se separan los contactos del interruptor, y que comprende, en cada instante, la suma de dos términos: el de corriente directa, que decrece exponencialmente y el de corriente alterna que se mantiene constante respecto al tiempo.

La corriente asimétrica se origina cuando al inicio del cortocircuito la onda de tensión pasa por el valor cero. En este instante, por tratarse de un circuito inductivo, la onda de corriente aparece atrasada  $90^\circ$ , y la corriente al no poder alcanzar su valor máximo por la inercia que representa el circuito inductivo, presenta un desplazamiento del eje de las abscisas (X) en forma exponencial.

En la Figura 2-22, se muestra la onda de corriente de un cortocircuito asimétrico, en la que aparece una componente no oscilatoria (componente de corriente directa) que en la ordenada en el origen tiene una magnitud  $BC$  que es igual y de signo contrario al valor pico de la componente de corriente alterna ( $ca$ ). La velocidad de decrecimiento de la componente no oscilatoria, varía con los parámetros del circuito, en forma muy rápida.

en donde:

- AA' } = Envolvente de la onda de corriente
- BB' } = Línea de cero
- BX }

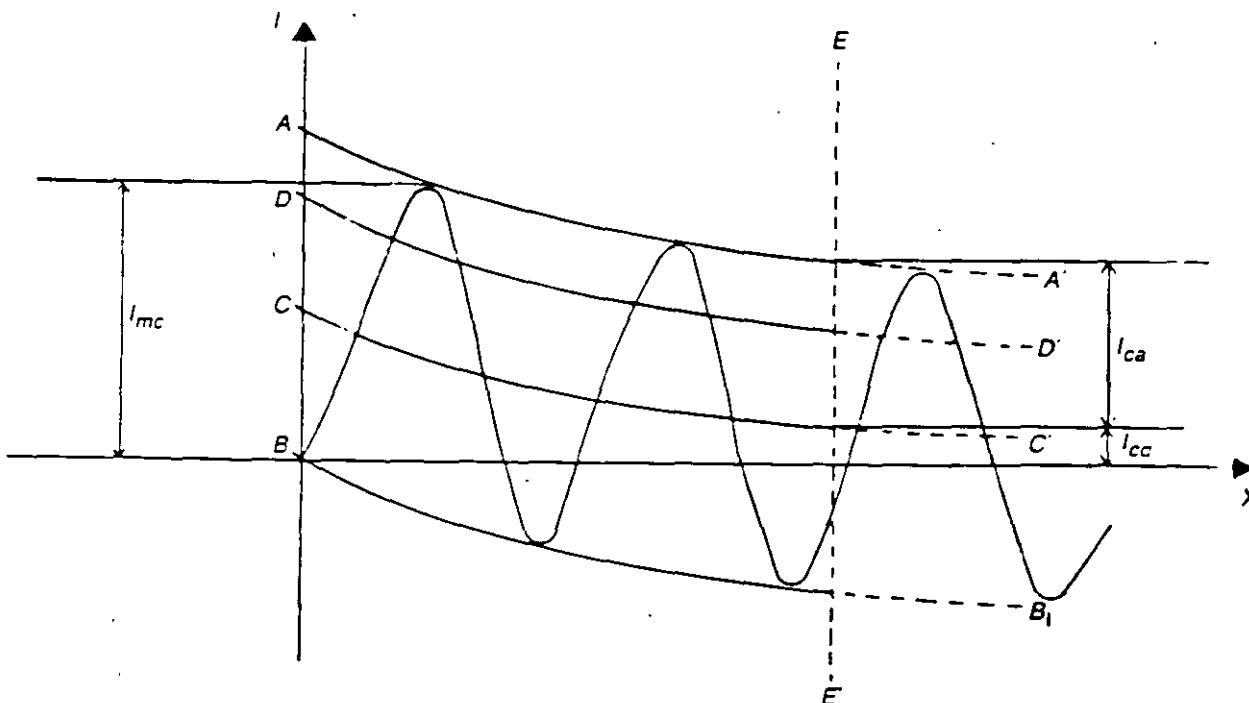


FIG. 2-22 Cortocircuito asimétrico

- CC' = Desplazamiento de la línea de cero (eje de la senoide). Componente no oscilatoria.
- DD' = Eje del valor eficaz (valor eficaz medido a partir del eje CC').
- EE' = Instante de la separación de los contactos (inicio del arco)
- $I_{mc}$  = Corriente máxima
- $I_{ca}$  = Valor pico de la componente alterna en un instante EE'
- $I_{cd}$  = Componente no oscilatoria de cd en el instante EE'
- $\frac{I_{cd} \times 100}{I_{ca}}$  = Valor de la componente de cd en %

La relación de la variación  $I_{ca}$  en el origen, con la variación  $I_{cd}$  en el instante EE' corresponde en promedio a los valores de la siguiente Tabla 2.15 en la que:

- $I_{cd}$  = valor máximo de la componente no oscilatoria (cd)
- $I_{ca}$  = valor de pico de la componente alterna (ca)

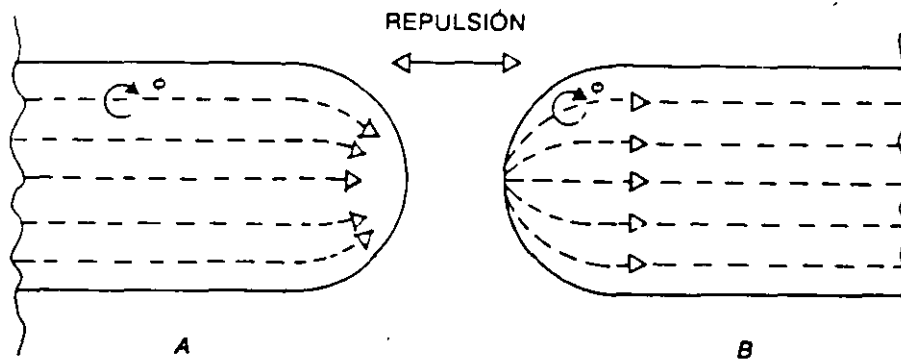
**TABLA 2-15** Relación de los componentes directa y alterna

Tiempo entre 0 y EE' en centésimos de segundo	0	1	2	3	5
$\frac{I_{cd}}{I_{ca}} =$	1	0.65	0.43	0.28	0.14

El valor máximo de la componente no oscilatoria puede ser de hasta 1.8 veces el valor pico de la componente alterna, o sea, el valor eficaz de la componente alterna puede llegar a:

$$1.8\sqrt{2} = 2.5 \text{ veces el valor eficaz de la componente alterna.}$$

Este valor tan alto de la corriente instantánea, provoca esfuerzos electrodinámicos que, en el caso de un interruptor, se oponen al cierre de los contactos del mismo, considerando que los contactos tienen la forma de la Figura 2-23.



**FIG. 2-23** Esfuerzos en los contactos de una cámara de arco



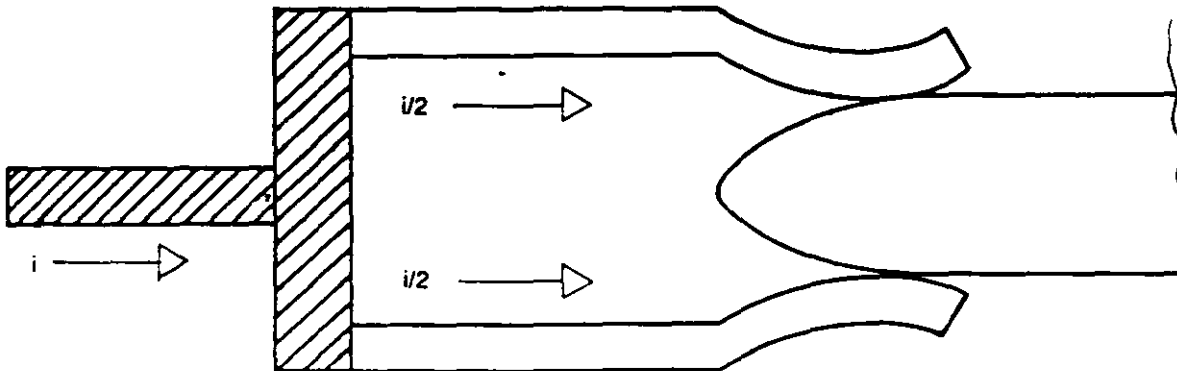


FIG. 2-24 Diferente forma de ensamble de los contactos

Esta fuerza repulsiva es proporcional al cuadrado de la corriente que circula por el contacto, lo cual se debe a que los flujos magnéticos de cada una de las líneas de corriente del contacto A se repelen con los flujos de las corrientes del contacto B.

Para evitar lo anterior puede haber dos soluciones, o aumentar la fuerza de cierre de los contactos, que a su vez aumentan los esfuerzos mecánicos al cerrar, o compensar el esfuerzo electromagnético, cambiando el diseño de los contactos de manera que la resultante de los esfuerzos electromagnéticos ayuden al cierre de los contactos. Un ejemplo de esto se puede ver en la Figura 2-24, en que los dos contactos aprovechan la atracción que se produce entre dos conductores paralelos.

*Apertura bajo condiciones de cortocircuito.* Como ya se indicó anteriormente, la apertura de un circuito siempre va acompañada de un arco, cuya extinción se produce al paso de la corriente por cero.

La magnitud de la corriente asimétrica total que debe abrir un interruptor, es la suma del valor eficaz de la componente alterna (ca) más la componente no oscilatoria (cd) en el instante en que abren los contactos del interruptor, como se muestra en la expresión:

$$I_{eT} = \sqrt{\left(\frac{I_{ac}}{\sqrt{2}}\right)^2 + I_{cd}^2}$$

en donde:

$I_{eT}$  = es el valor efectivo de la corriente total de apertura

$I_{cd}$  e  $I_{ca}$  son los valores de la gráfica de la corriente asimétrica. Véase Figura 2-22.

*Tensión de restablecimiento después de la apertura.* En el momento del paso por cero de la corriente, o sea de la extinción del arco en los contactos, aparece entre ellos una tensión que es la suma de la onda fundamental de tensión sumada a la componente transitoria de tensión, suma que se llama tensión de restablecimiento.

La tensión de restablecimiento es el producto del promedio de los valores eficaces de las tensiones entre fases, tomadas durante el periodo que sigue a la extinción definitiva del arco, multiplicado por  $\sqrt{3}$ , o sea:

$$V_R = \frac{\frac{V_1}{2\sqrt{2}} + \frac{V_2}{2\sqrt{2}} + \frac{V_3}{2\sqrt{2}}}{3} \cdot \sqrt{3}$$

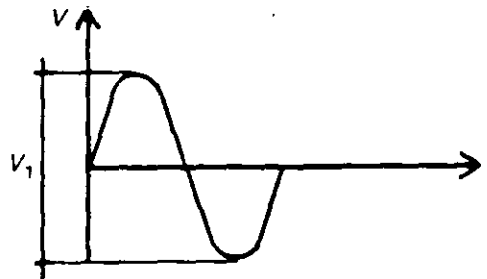


FIG. 2-25

donde:

$V_R$  = Tensión de restablecimiento

$V_1$ ,  $V_2$  y  $V_3$  son las tensiones entre cada una de las tres fases.

*Potencia de cortocircuito trifásica de un interruptor.* Es el producto de la tensión de restablecimiento por la corriente, ya sea simétrica o asimétrica y por  $\sqrt{3}$ .

### 2.10.7.8 Tipos de fallas en interruptores

*Falla en las terminales.* Dentro de esta categoría se considera a todas las fallas pegadas al interruptor. En este caso la oscilación de la tensión se amortigua por la resistencia propia del circuito de potencia y su frecuencia  $f_0$  depende de los valores de la inductancia y de la capacitancia del lado de la fuente, o sea:

$$f_0 \approx \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\sqrt{LC}}$$

*Falla en una línea corta (falla kilométrica).* Este tipo de falla hace muy crítico el comportamiento de los interruptores, principalmente cuando ocurre entre los 3 y 5 km de distancia del interruptor. De ahí el nombre de falla kilométrica.

En este caso, la tensión de restablecimiento está dada por la diferencia de tensión entre el lado de la fuente y el lado de la línea, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental. Los primeros ciclos de la tensión transitoria tienen for-

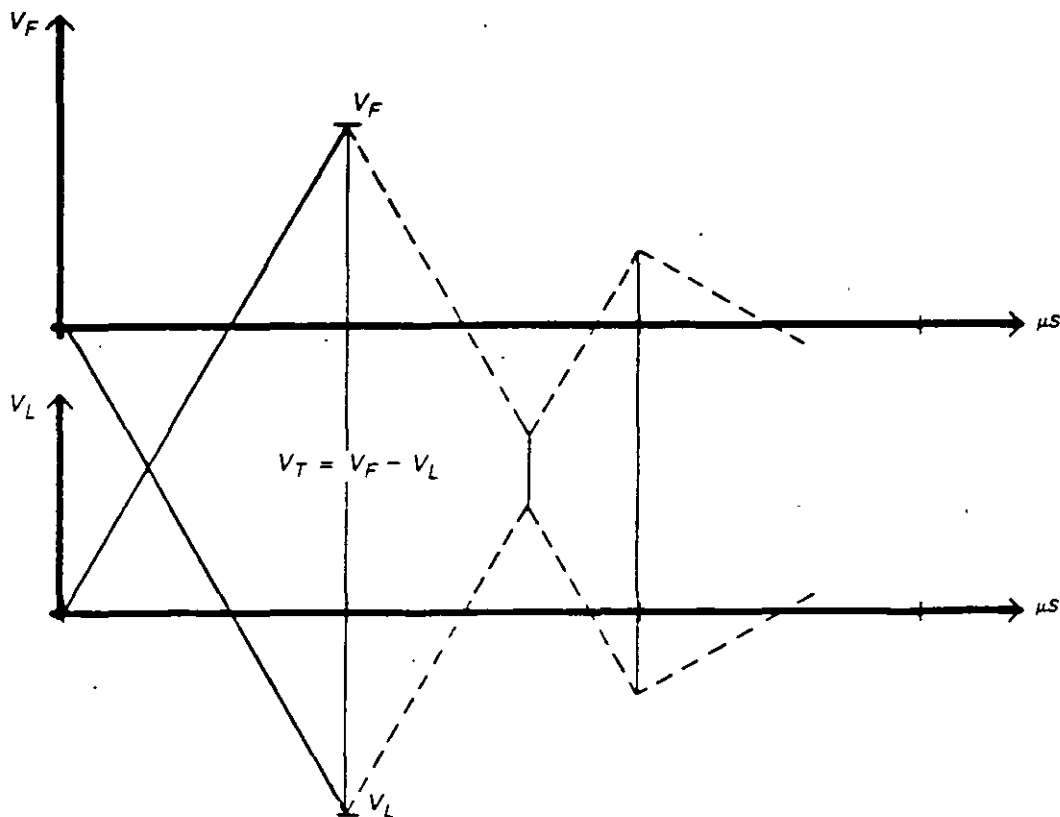


FIG. 2-26

ma de diente de sierra, de acuerdo con la Figura 2-26 y como la velocidad de crecimiento de los dientes es grande, esto ocasiona esfuerzos muy grandes en el dieléctrico del interruptor. En cambio la magnitud de la corriente durante esta falla es menor que en el caso anterior.

*Apertura en oposición de fases.* Se produce en el caso en que por una conexión de fase equivocada, al cerrar el interruptor, éste cierra contra un cortocircuito directo, lo que provoca una apertura violenta, llegando a producirse una sobretensión de hasta tres veces la tensión normal de fase a neutro, con una frecuencia de oscilación del doble de la fundamental.

*Apertura de pequeñas corrientes inductivas.* Es el caso típico de la apertura de un transformador excitado o de un banco de reactores. La apertura de estas corrientes puede provocar la llamada "falla evolutiva" que en un interruptor puede llegar a ser bastante fuerte, como se analiza en el inciso siguiente:

Las corrientes inductivas son reducidas por el interruptor antes de pasar la onda por cero, pero debido a la energía almacenada en la inductancia del transformador, se generan sobretensiones que producen el reencendido del arco, siendo los picos de sobretensión que aparecen antes de que se origine el reencendido, lo que más daña al interruptor.

*Falla evolutiva.* Ésta se produce cuando al abrir un circuito inductivo aparece la sobretensión que puede provocar el arqueo de los aisladores exteriores, lo cual

a su vez, pone en cortocircuito la inductancia del transformador, liberándose una onda viajera entre el transformador y el interruptor que provoca el reencendido del interruptor, volviendo a reaparecer la corriente de cortocircuito. En el momento en que ocurre esto, los contactos del interruptor se encuentran en proceso de apertura y separados una cierta distancia. Al reiniciarse el arco, con la corriente de cortocircuito, se eleva la presión dentro del interruptor, pudiendo ésta llegar a un valor tan grande que produzca la explosión del mismo.

### 2.10.7.9 Recierre automático y fallas en una red

El recierre automático de los interruptores tiene como fin mejorar la continuidad de servicio de la instalación.

Las fallas en una red pueden ser de tres tipos:

- a) Transitorias
- b) Semipermanentes
- c) Permanentes

En los casos *a* y *b* se puede restaurar el servicio una vez que ha cesado la falla. En el caso *c* sólo se puede restaurar el servicio, después de una reparación de la zona dañada.

*Falla transitoria.* Un ejemplo de este tipo de falla puede ser la descarga de un rayo, que contornea un aislador sin perforarlo. En líneas de muy alta tensión, este tipo de falla representa un 90% y en líneas de tensión media representa un 60% del total de las fallas que afectan las líneas aéreas.

En esta falla se considera que el tiempo de desionización del trayecto de un arco eléctrico en el aire, varía desde unas centésimas de segundo, hasta unas dos décimas. Por lo tanto, cuando hay recierre se acostumbra permitir un espacio de 0.3 segundos entre el final de la última apertura y el principio del siguiente recierre, para evitar que el relevador de recierre lo vea como una continuación del cortocircuito.

*Falla semipermanente.* Un ejemplo de este tipo de falla puede ser el contacto de una rama de árbol con un conductor de alta tensión, en que la rama se consume progresivamente en fracciones de segundo.

Esta falla es de mayor duración que el caso anterior, y sólo se elimina con un recierre automático lento de varios segundos o menos. Es una falla rara en altas tensiones y más frecuente en tensiones medias.

La experiencia muestra que, en tensiones medias, el número de fallas que se eliminan con el primer recierre lento llega a ser del orden de 20%. En el segundo recierre, el promedio de fallas eliminadas es ya muy bajo y en el tercer recierre el promedio es prácticamente nulo.

*Falla permanente.* Un ejemplo de este tipo de falla puede ser un cortocircuito en las bobinas de un transformador o dentro de un cable de potencia. En este caso,

el cortocircuito una vez iniciado se establece en forma franca y sólo desaparece después de la apertura del interruptor correspondiente.

*Recierre monofásico.* En alta tensión, se ha detectado estadísticamente, que el porcentaje de fallas que afectan una sola fase es del orden de 90% y considerando, además, que la mayor parte de las fallas son de tipo transitorio o semipermanente, se puede pensar en la utilización del recierre monofásico. Como el recierre es rápido, no existe el temor de que llegue a perder el sincronismo, ya que las otras dos fases siguen manteniendo una liga sincronizada y sólo en el caso en que después del primer recierre persista el cortocircuito, entonces se efectúa el disparo trifásico.

El recierre automático impone condiciones de servicio más severas a los interruptores y sus mecanismos, y en el caso de que la falla sea permanente, el interruptor debe soportar un cierre y apertura contra un segundo cortocircuito, una fracción de segundo posterior al del primer disparo, lo cual obliga a que los interruptores que van a trabajar con recierre deben tener un diseño más reforzado tanto eléctrica como mecánicamente hablando.

## 2.10.8 Cuchillas

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento.

Las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor sí puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de  $SF_6$  que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

### 2.10.8.1 Componentes

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra; dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos, la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

#### 1. Horizontal

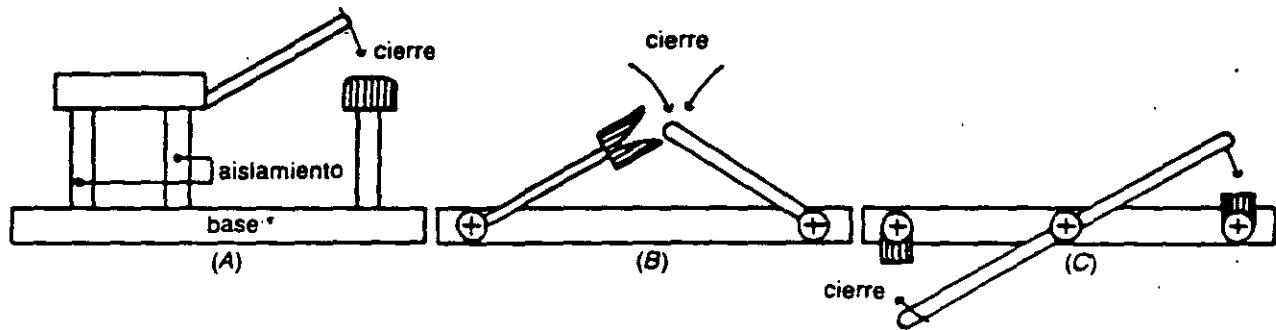


FIG. 2-27 Tipos de cuchillas

2. Horizontal invertida
3. Vertical
4. Pantógrafo

*Horizontales.* Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, véase la Figura 27-A. Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. Otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en que la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas.

Cuchilla con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho, según la Figura 2-27-B.

La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna gira y en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas, según se observa en la Figura 2-27-C.

*Horizontal invertida.* Es igual a la cuchilla de la Figura A, pero las tres columnas de aisladores se encuentran colgando de la base. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un resorte que, en este caso, ayuda al cierre de la misma; por otro lado, los aisladores deben fijarse a la base en forma invertida al caso A para evitar que se acumule el agua.

*Vertical.* Es igual a la cuchilla de la Figura A, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tienen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.

*Pantógrafo.* Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Ésta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas. La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que el cable receptor debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.

Los elementos de conexión en las cuchillas están formados, de un lado, por la cuchilla y del otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto pérdidas bajas, por efecto joule, en los puntos de contacto.

Los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes:

*Base.* Se fabrican de lámina de acero galvanizado.

*Aisladores.* Son de porcelana y pueden ser de tipo columna o de tipo alfiler.

*Cuchilla.* La cuchilla se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.

*Operación.* Desde el punto de vista de maniobra, las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. La operación en forma individual se efectúa cuando la tensión de operación es menor de 20 kV; se abren o cierran por medio de garrochas o pértigas de madera bien seca y el operador debe utilizar guantes de hule.

La operación en grupo se efectúa para tensiones superiores a 20 kV y puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconecta los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual, para tensiones de hasta 115 kV, o bien, en forma motorizada por medio de energía eléctrica hidráulica, neumática, etc.

En sistemas donde la operación es o va a ser telecontrolada, y aunque las tensiones del sistema sean bajas, se requieren cuchillas motorizadas.

Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete de control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se pueda abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor. En el gabinete de control de las cuchillas existen una serie de contactos auxiliares tipo *a* y *b* para tener señalización y bloqueos de circuitos de acuerdo con la posición de las cuchillas; los contactos de señalización van colocados en el mecanismo (árbol) principal del mando. Los bloqueos forman un sistema para operar un par de juegos de cuchillas y el interruptor correspondientes, en la siguiente forma:

1. Impiden la operación de las cuchillas, mientras se encuentre cerrado el interruptor.
2. Bloquean el cierre del interruptor si cualquier polo de las cuchillas no abrió o cerró completamente.
3. Impiden la operación simultánea de las cuchillas y el interruptor.
4. Impiden efectuar una orden contraria a otra, dada con anterioridad y que no se haya completado.

El diseño y construcción de las cuchillas están reglamentadas de acuerdo con las normas CEI-129 y 273 o las normas ANSI C29.8 y C29.9.

## 2.10.9 Fusibles

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo más baratos que éstos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los relevadores y los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, está formado por 3 polos. Cada uno de ellos, a su vez, está formado por una base metálica semejante a las utilizadas en las cuchillas, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema. Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho del fusible.

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que está calibrada de acuerdo con su capacidad de corriente. En esta sección se produce una densidad de corriente elevada que, al pasar de un valor determinado y durante un tiempo prefijado, se produce la fusión del elemento y la apertura del circuito de que se trate. Al fundirse el elemento fusible se generan gases a presión dentro del cartucho del fusible que son proyectados hacia el exterior del tubo. El gas a presión está formado por el aire que se encuentra dentro del cartucho que se expande bruscamente por efecto del calor del arco eléctrico y que, al ser expulsado, produce la extinción del arco al pasar por cero la onda de corriente.

Para los elementos fusibles se utiliza como material un alambre de aleación a base de plomo, para el caso de bajas tensiones y corrientes, y una cinta de aleación a base de cobre o de aluminio, para el caso de mayores corrientes.

### 2.10.9.1 Tipos de fusibles

De acuerdo con su capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, entre los más conocidos se pueden indicar los siguientes:

1. Expulsión
2. Limitador de corriente
3. Vacío

*Expulsión.* Estos aprovechan la generación y expulsión de un gas a alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido a continuación de la fusión del elemento fusible, provoca la extinción del mismo conforme a la Figura 2-28 que



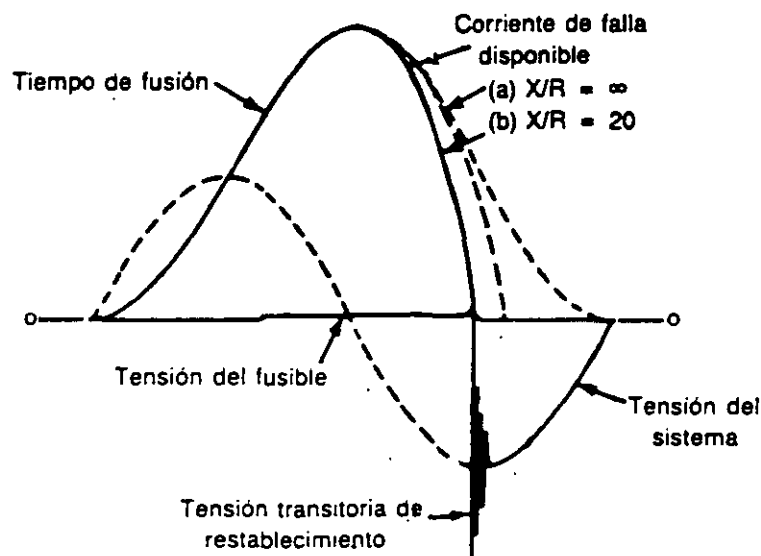


FIG. 2-28 Oscilograma de operación de un fusible de expulsión

muestra la relación corriente-tensión-tiempo, en la interrupción de un fusible de expulsión.

De este tipo de fusible son los de ácido bórico, sustancia que es el elemento generador de gas, y que tiene como ventaja que son recargables, utilizando para ello pastillas de ácido bórico comprimido, como se observa en la Figura 2-29.

En esta figura se observa que el elemento fusible se encuentra entre los contactos móvil y fijo. El contacto móvil lo comprime un resorte. La cámara de arqueo se localiza en la parte inferior. Ahí se encuentran las pastillas de ácido bórico que tienen un canal por donde se desliza el contacto móvil.

Al fundir el elemento fusible, se produce el arco eléctrico y al quedar libre el fusible, el resorte que estaba comprimido desplaza el contacto móvil, produciendo un alargamiento del arco. A su vez, el arco produce calor y éste provoca una reacción en el ácido bórico que desprende vapor de agua y óxido de boro. La extinción del arco se logra por la acción desionizadora del vapor y la turbulencia de las partículas del óxido de boro.

Una vez que la presión interior llega a valores elevados, se desprende el sello y escapa el gas en forma explosiva.

Al interrumpirse la corriente de cortocircuito, aparece la sobretensión transitoria de restablecimiento y, posteriormente, aparece la tensión restablecida del sistema.

*Limitador de corriente.* Este tipo de fusible tiene doble acción, por un lado reduce la corriente de falla debido a la característica de introducir una resistencia elevada en el circuito y por otro, debido al incremento de la resistencia pasa de un circuito de bajo factor de potencia a otro circuito de alto factor de potencia, desfasando el cero normal de la onda de corriente a un punto cercano al cero normal de la onda de tensión.

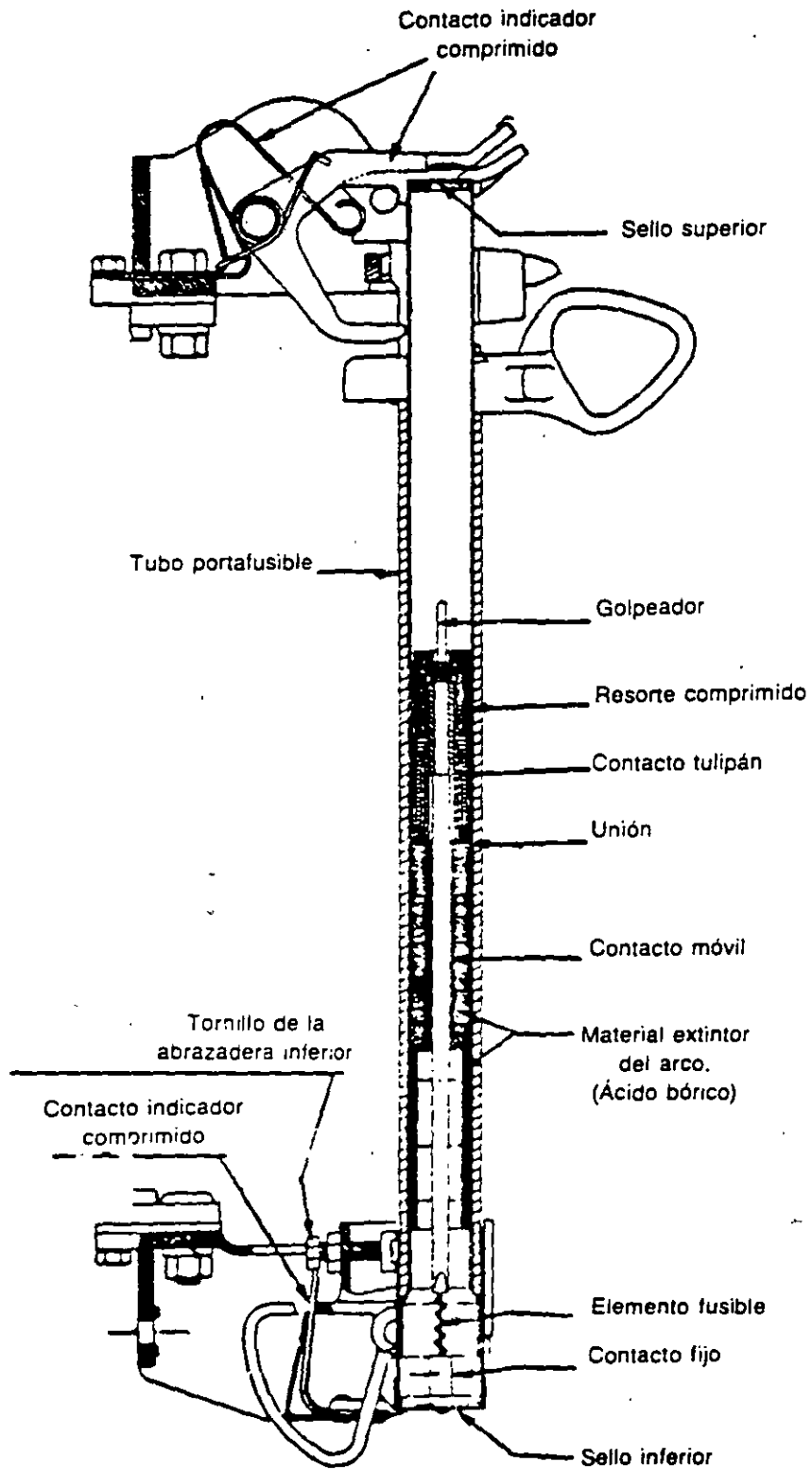


FIG. 2-29 Fusible tipo expulsión

El elemento fusible, más largo que el anterior y que se encuentra dentro de arena de sílice que centra el arco, eleva la presión a lo largo del elemento fusible y produce una elevación momentánea de la resistencia, la cual limita la corriente de cortocircuito, limitando así el tiempo de interrupción a un valor que se considera dentro del primer semiciclo de la onda de corriente.

El elemento fusible, como se observa en la Figura 2-30, consta de uno o varios elementos de plata en forma de alambre o cinta perforada. Estos elementos van enrollados helicoidalmente sobre un cilindro de porcelana que soporta altas temperaturas en el instante de la operación. El espacio entre el soporte y el tubo está relleno de arena de sílice. El eslabón fusible tiene puntos M que son puntos de soldadura de plomo o aleaciones de estaño, cadmio, etcétera.

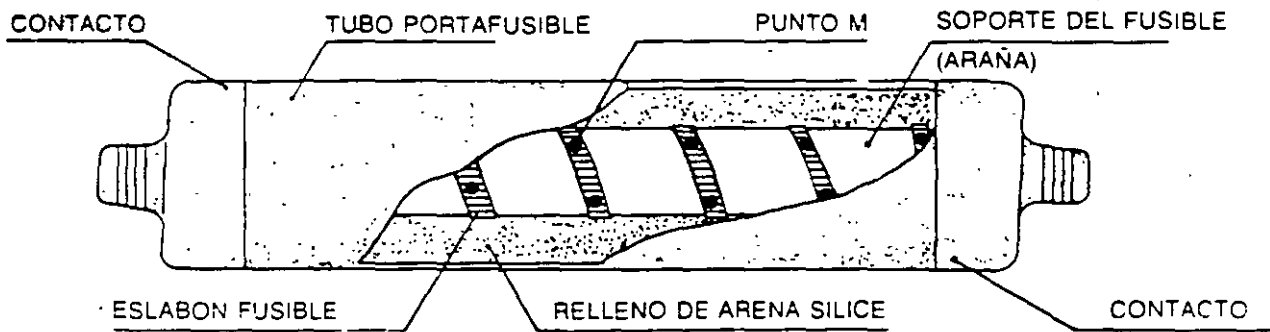


FIG. 2-30 Corte de un fusible limitador de corriente

Al calentarse el elemento de plata se empieza a fundir en diferentes puntos, produciendo gran número de pequeños arcos eléctricos en serie que, unidos a la alta resistencia del circuito, acaban por eliminar la corriente.

En la Figura 2-31 se muestran las curvas de corriente-tensión-tiempo de un fusible limitador de corriente, en donde se observa que el incremento de resistencia durante la fusión, causa un arco que provoca una diferencia de tensión muy grande, entre los extremos del fusible, debido a la inductancia del circuito, en un instante en que la corriente desaparece bruscamente.

Como el factor de potencia es muy alto, la corriente alcanza su valor cero muy cerca del cero normal de la onda de tensión. En este punto la recuperación total y la tensión transitoria de recuperación es muy pequeña, lo cual indica que este tipo de fusibles son casi insensibles a la tensión transitoria de recuperación.

Estos fusibles como no expulsan gases, se pueden instalar en lugares reducidos como tableros y su diseño se limita a que los picos de las sobretensiones no pasen de 2.5 veces el valor nominal, para evitar la operación continua de los pararrayos del sistema.

*Vacío.* En este tipo de interrupción se produce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en el que se ha hecho el vacío, de tal manera que a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos más sa-

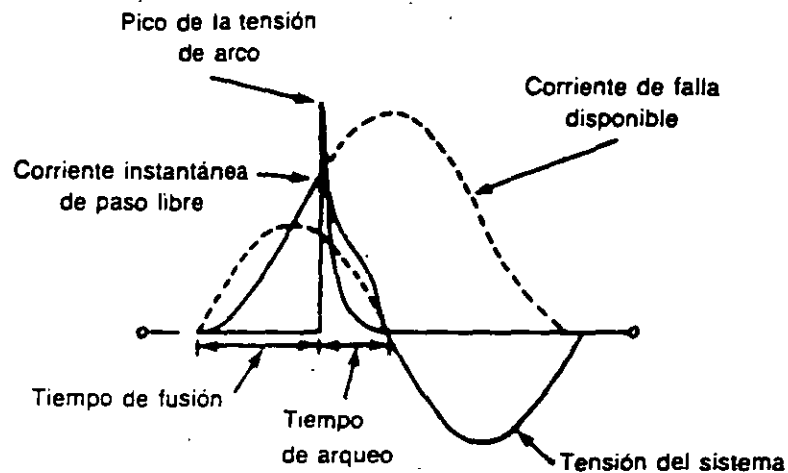


FIG. 2-31 Oscilograma de operación de un fusible limitador de corriente

lientes de la superficie del contacto y cesa cuando se evapora el último puente entre los dos contactos.

La emisión del arco que se forma en el vacío sólo ocurre en las pequeñas zonas del electrodo donde existe metal ionizado que forma una especie de vapor. Este vapor se expande rápidamente en el vacío al separarse los dos electrodos, llegándose a condensar en las paredes de vidrio de la cámara, y al pasar por cero la corriente, las zonas ionizadas del cátodo se extinguen y cesa el flujo de corriente. Conviene que los electrodos sean de un material buen conductor térmico, para que se enfríe rápidamente la superficie del contacto, lo que reduce la evaporación y acelera el corte del arco.

Las consideraciones anteriores indican que la parte más importante de un desconectador en vacío es la selección del material de los contactos. Las propiedades de este material que hay que considerar, son:

1. Buena conductividad eléctrica.
2. Buena conductividad térmica.
3. Alta dureza al frío y al calor para evitar desgaste al operar.
4. Alta densidad.
5. Resistencia de los contactos a quedar soldados.
6. No debe tener película aislante en la superficie, y si existe, debe ser conductora.
7. Bajo contenido de gas.

*Usos.* La ventaja de los fusibles en vacío es que se pueden montar en lugares muy reducidos como son los tableros y, además, no hacen ruido.

Los fusibles de expulsión se utilizan donde la expulsión de gases y su ruido no causan problemas, o sea, en equipo de líneas aéreas. Los fusibles limitadores de corriente son más caros y se usan principalmente en instalaciones interiores, aunque también se pueden utilizar en instalaciones exteriores.

### 2.10.9.2 Terminología utilizada en relación con los fusibles

**Intensidad límite.** Es la corriente por debajo de cuyo valor, el elemento fusible ya no se funde. La intensidad límite queda ligada por la siguiente relación de proporcionalidad.

$$I = b \sqrt{X \times S \times P} = b \sqrt{Kd^3}$$

en donde:

- $I$  = intensidad límite en amperes efectivos
- $b$  = constante que depende del tipo de metal
- $K$  = constante que depende de la ventilación del listón fusible
- $S$  = sección del listón fusible
- $P$  = perímetro del alambre (listón)
- $d$  = diámetro del alambre (listón)

**Inercia relativa del fusible.** Es el tiempo que tarda un alambre fusible en fundirse al pasar la corriente límite, cuando se impide la disipación del calor.

Este factor es menor cuando el elemento fusible es de alambre que cuando el elemento tiene forma de lámina y es la causa de que fusibles calibrados para la misma corriente límite, se fundan en tiempos diferentes.

Los metales que tienen mayor inercia relativa son, de mayor a menor, el plomo, el estaño, el cinc y el cobre. Este último es excelente cuando se usa como hilo para fusible.

Los fusibles se llegan a utilizar con tensiones de hasta 115 kV, lo normal es usarlos en tensiones medias, por ejemplo, 15 kV y 200 MVA de capacidad de ruptura. Se utilizan principalmente en la protección de transformadores de potencial y de distribución. Hay fusibles de gran capacidad de ruptura que pueden interrumpir potencias de hasta 300 MVA.

Los ejemplos para el uso de fusibles, véanse en la Figura 2-32.

La figura muestra las curvas tiempo-corriente, de mínima fusión y de máximo libramiento de un fusible, superpuestas a las curvas de daño y magnetización de un transformador. Como debe de ser, las curvas del fusible están entre las del transformador.

Se define la relación de fusión, como la relación de la corriente mínima de fusión del fusible entre la corriente de carga máxima del transformador, en p.u. (por unidad) que causa la operación del fusible.

Esta relación de fusión es de un orden práctico que varía entre 2 y 4. En el ejemplo de la gráfica, para que la curva del fusible se encuentra completamente debajo de la curva de daño del transformador, la relación de fusión debe ser de dos o menos.

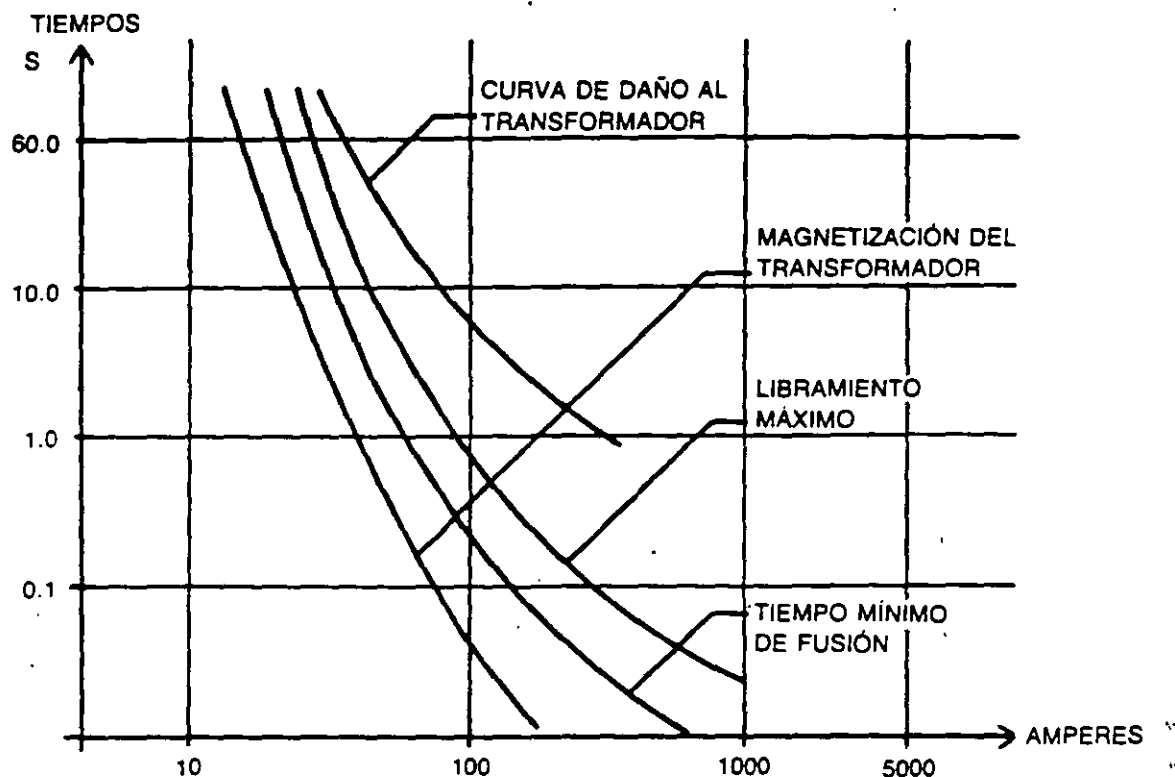


FIG. 2-32 Curvas tiempo-corriente de un fusible 8T.

### 2.10.10 Reactores

Son bobinas que se utilizan para limitar una corriente de cortocircuito y poder disminuir en esta forma la capacidad interruptiva de un interruptor y por lo tanto su costo; otra función de los reactores es la corrección del factor de potencia en líneas muy largas, cuando circulan corrientes de carga muy bajas, en este caso los reactores se conectan en derivación.

En el caso de subestaciones, los reactores se utilizan principalmente en el neutro de los bancos de transformadores, para limitar la corriente de cortocircuito a tierra. En algunas ocasiones se utilizan también en serie con cada una de las tres fases de algún transformador, para limitar la corriente de cortocircuito trifásica.

Los reactores, según su capacidad, pueden ser de tipo seco para potencias reactivas pequeñas, o del tipo sumergido en aceite para potencias elevadas, en cuyo caso tienen núcleo y necesitan estar encerrados en un tanque de lámina; sus terminales salen a través de boquillas de porcelana y necesitan a veces sistemas de eliminación del calor generado por las pérdidas internas del aparato. Estos últimos pueden llegar a semejarse a un transformador tanto por la forma como por su tamaño.

La construcción de los reactores desde el punto de vista de sus materiales es prácticamente igual a la de los transformadores y se ajustan a las normas ANSI-C57.16.

### 2.10.11 Baterías

Se denomina batería a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal de la batería viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas.

Las baterías, según el tipo del electrólito pueden ser ácidas o alcalinas.

#### 2.10.11.1 Batería de tipo ácido

Cada celda está formada por las siguientes partes:

*Recipiente.* Es un envase que puede ser de poliestireno transparente, o de vidrio, que ofrece la ventaja de permitir la inspección visual de los elementos interiores. Dentro del recipiente se localizan las placas activas, el electrólito y los separadores.

*Placas.* Las placas positivas están formadas por dióxido de plomo ( $PbO_2$ ) y pueden estar fabricadas en dos formas:

Placa plana empastada de una masa de dióxido de plomo. Este tipo se utiliza en la industria automotriz por ser más barata, pero es de menor duración, ya que con el uso y la vibración se va disgregando la pasta.

Placa multitubular, formada por una hilera de tubos fabricados con malla de fibra de vidrio trenzada, dentro de los cuales se introduce una varilla de aleación de plomo. Al unir todos los tubos en su parte superior queda formada la placa. Este método tiene la ventaja de producir mayor energía por unidad de peso y además evita la sedimentación del material activo, por lo que llega a tener una duración de hasta 20 años.

Las placas negativas son planas en ambos casos, y están formadas por plomo puro.

*Separadores.* Son los elementos aislantes que mantienen separadas las placas positivas de las negativas. Son láminas ranuradas, fabricadas de hule microporoso para permitir la circulación del electrólito, sin que éste afecte químicamente.

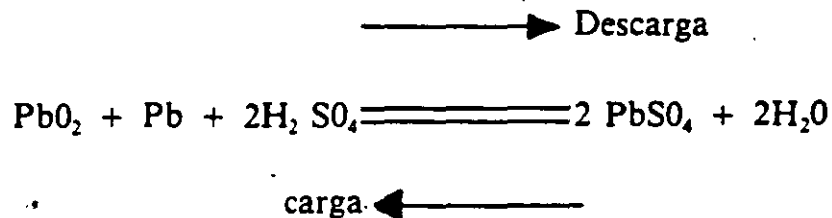
*Electrólito.* Está formado por ácido sulfúrico diluido en agua. Cuando la celda tiene carga eléctrica completa, la densidad del electrólito es de 1.21.

*Operación de una celda de tipo ácido.* Cuando una celda está completamente cargada, en la placa positiva hay dióxido de plomo y en la negativa solamente plomo. Ambas placas están bañadas por el electrólito.

Al cerrarse el circuito exterior de la batería, comienza la liberación de la energía eléctrica almacenada, y el radical sulfato ( $SO_4$ ) del electrólito, se combina con el plomo contenido en las placas, transformándose en sulfato de plomo y diluyéndose el electrólito.

Cuando se invierte el circuito de nuevo y comienza a cargarse la celda, ésta absorbe energía eléctrica, restituye el radical  $SO_4$  al electrólito y regresa al estado original.

La reacción se ilustra a continuación:



Durante el proceso de carga la densidad crece en proporción a la carga. Esto es una ventaja sobre las baterías de tipo alcalino de las que, por métodos directos, no se puede conocer su estado de carga.

### 2.10.11.2 Batería de tipo alcalino

La descripción es prácticamente igual que las de tipo ácido, por lo tanto conviene describir las diferencias, utilizando una celda de níquel-cadmio.

*Recipiente.* Son de plástico opaco y tienen el inconveniente de no permitir la inspección ocular del interior.

*Placa positiva.* Está formada por una hilera de tubos de malla de acero, que contiene hidróxido de níquel.

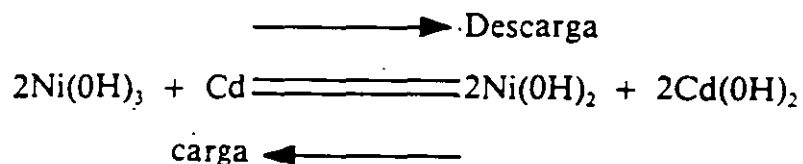
*Placa negativa.* Es igual a la positiva, pero rellena de óxido de cadmio, el cual se reduce a cadmio metálico durante el proceso de carga.

*Separadores.* Se usan barras de hule o de polietileno.

*Electrólito.* Es una solución de hidróxido de potasio, con una densidad que oscila entre 1.6 y 1.9 a 25°C, oscilación que no se debe a la carga eléctrica de la celda.

Durante los 25 años, en promedio, que dura la vida de estas celdas se hace necesario cambiar el electrólito unas tres veces, debido al envejecimiento que se produce por el dióxido de carbono de la atmósfera. Cada cambio completo del electrólito es un proceso que tiene una duración de unas 50 horas.

*Operación de una celda de tipo alcalino.* Las reacciones electroquímicas de estas celdas se ilustran a continuación:



Como se observa, el electrólito no interviene en la reacción, sino únicamente como conductor de iones, lo cual muestra que el estado del electrólito no es un indicador del estado de la batería, aunque sí de su vejez.

Valores característicos de una batería de 120 volts nominales.



TABLA 2-16 Valores característicos de baterías

Tipo	Celdas	Flotación		I/AH	Igualación		Descarga	
Ácida	60	$V_{pc}$ 2.15	$V_f$ 129	50-100	$V_{pc}$ 2.33	$V_f$ 140	$V_{pcf}$ 1.75	$V_{if}$ 105
Alcalina	92	1.4	129	50-100	1.52	140	1.14	105

en donde:

- $V_{pc}$  = volts por celda
- $V_t$  = volts terminales
- $V_f$  = volts en flotación
- $I/AH$  = corriente en miliamperes por cada 100 AH/8 h de capacidad de las celdas
- $V_{pcf}$  = volts por celda finales
- $V_{if}$  = volts terminales finales

Eficiencias de los diferentes tipos de baterías.

TABLA 2-17 Eficiencias en baterías

Eficiencias en %	Ácida	Alcalina
Eficiencia en A-H	91	71
Eficiencia en volts	85	80
Eficiencia en watts hora	77	57

en donde:

*Eficiencia en ampere-hora.* Es la relación de los ampere-hora de salida entre los ampere-hora de entrada.

*Eficiencia en watts-hora.* Es la relación de la energía de salida entre la energía de entrada, ambas en watts-hora.

*Observaciones.* De las tablas se ve que los dos tipos de baterías tienen la misma tensión de flotación, aunque la energía que demandan es diferente.

A los dos tipos de baterías se requiere reponer agua, que pierden en forma de hidrógeno y de oxígeno, cuando se producen sobrecargas.

*Temperatura.* La temperatura afecta por igual a los dos tipos de batería, ya que influye en la reacción química respectiva. Ambas baterías disminuyen su capacidad al disminuir la temperatura como se observa en la tabla siguiente, donde se indica la disminución en % de la capacidad nominal de una batería, a diferentes regímenes de descarga, para temperaturas entre 25° y 0°C.

**TABLA 2-18 Régimen horario de baterías**

Régimen en horas	Ácida en %	Alcalina en %
1	27	36
3	22	22
5	--	10
6	17	--
8	14	7

Cuando se opera a temperaturas inferiores a 0°C, la batería alcalina es la más adecuada.

*Gases.* El hidrógeno que se produce en ambas baterías se debe a la sobrecarga de éstas, que al no absorberse durante las reacciones electroquímicas, se libera a partir de la electrólisis del agua del electrolito.

Lo anterior obliga a instalar las baterías en locales bien ventilados, ya que a una concentración del 4%, el hidrógeno se hace peligrosamente explosivo.

*Almacenamiento.* Las celdas de tipo ácido se pueden almacenar sin el electrolito por tiempo indefinido. Una vez que se han humedecido, ya no deben permanecer sin estar en flotación. Las celdas de tipo alcalino prácticamente no sufren daño por almacenamiento.

### 2.10.12 Cargadores de batería

Son los dispositivos eléctricos (generadores de cd) o electrónicos que se utilizan para cargar y mantener en flotación, con carga permanente, la batería de que se trate. El cargador se conecta en paralelo con la batería.

La capacidad de los cargadores va a depender de la eficiencia de la batería, o sea, del tipo de batería que se adquiera. Para una misma demanda impuesta a la batería, se requiere un cargador de mayor capacidad, si es alcalina, por tener ésta una eficiencia menor, de acuerdo con lo visto en el inciso anterior.

*Selección de un cargador.* Para seleccionar un cargador es necesario fijar su capacidad de salida en amperes. Para ambos tipos de baterías, la capacidad se determina según la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{AH_D}{\eta_{AH} \times T_r} + I_{DN}$$

en donde:

- $I_c$  = corriente del cargador en amperes
- $AH_D$  = ampere-horas que se necesita devolver a la batería

- $\eta_{AH}$  = eficiencia de la batería en ampere-horas
- $T_r$  = tiempo de recarga en horas
- $I_{DN}$  = corriente de demanda normal en amperes

En la Figura 2-33 se muestra la curva de demanda que soporta una batería, con base en la cual se selecciona el cargador adecuado.

Tabulando los valores de la gráfica se tiene:

TABLA 2-19

	Descarga en amperes	Lapso en minutos
A <sub>1</sub>	55	1
A <sub>2</sub>	30	29
A <sub>3</sub>	15	51
A <sub>4</sub>	100	1

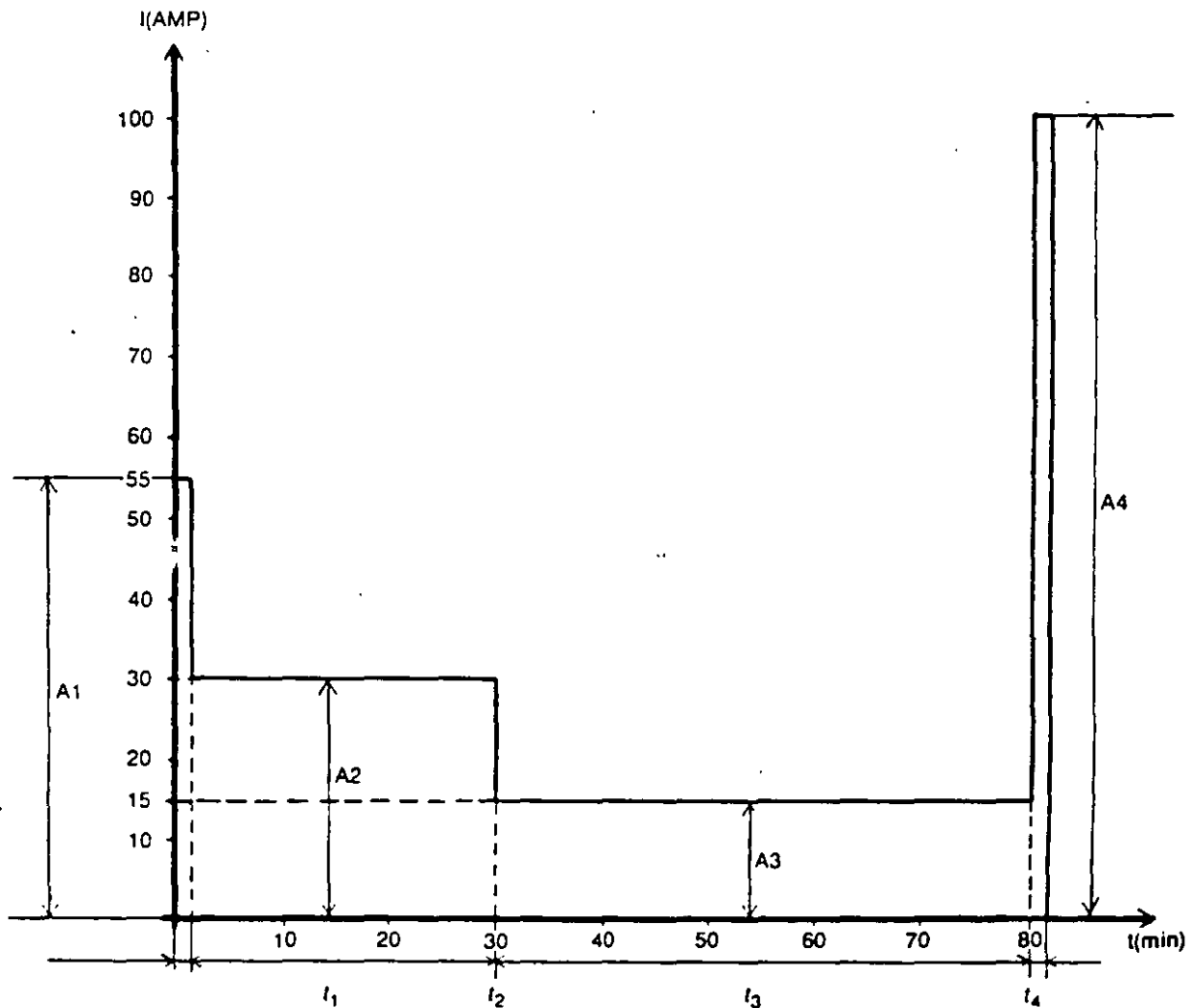


FIG. 2-33 Corriente contra tiempo

Cargador para batería ácida.

$$AH_D = 55 \times \frac{1}{60} + 30 \times \frac{29}{60} + 15 \times \frac{51}{60} + 100 \times \frac{1}{60} = 31.83$$

ampere-horas

$\eta_{AH} = 0.91$  por ser ácida.

$T_r = 4$  horas. Se considera que 4 horas es un tiempo razonable para recargar la batería sin dañarla.

Sustituyendo en la fórmula se obtiene

$$I_c = \frac{31.83}{0.91 \times 4} + I_{DN} = 8.75 + I_{DN}$$

De la fórmula se utiliza el primer término, que es el único variable con el tipo de batería, ya que el segundo término sólo depende de la carga.

*Cargador para batería alcalina.* Se repite el cálculo anterior, en el cual sólo cambia la eficiencia en ampere-horas.

$$I_c = \frac{31.83}{0.71 \times 4} + I_{DN} = 11.2 + I_{DN}$$

Como conclusión de los dos casos, y suponiendo que el valor de la demanda normal ( $I_{DN}$ ) es cero, se requieren los siguientes cargadores:

Cargador para la batería ácida = 9 amperes  
 Cargador para la batería alcalina = 12 amperes

o sea para la batería alcalina se requiere un cargador con una capacidad 33.3% mayor, lo que a su vez implica costo en el equipo y en la energía consumida.

*Energía consumida en la recarga.* En cualquiera de los dos tipos de batería se requiere reponer la energía descargada, para lo cual se utiliza la siguiente fórmula:

$$\begin{aligned} \text{kW} - H &= AH \times V_f \times 10^{-3} \\ &= 31.83 \times 140 \times 10^{-3} \\ &= 4.46 \end{aligned}$$

para la batería ácida, los kW-hora demandados a la red para restituir a la batería los 4.46 kW-hora son:

$$\frac{4.46}{0.77} = 5.79 \text{ kW-hora}$$

y para la batería alcalina, para reponer los mismos 4.46 kW-hora son:

$$\frac{4.46}{0.57} = 7.82 \text{ kW-hora}$$

*Observaciones.* Los cargadores de batería de tipo electrónico tienen la ventaja sobre sus antecesores (los equipos motor-generador) de ser más baratos y tener la tensión de salida mejor regulada, lo que aumenta la vida útil de la batería, tienen menor peso y su mantenimiento es muy reducido. La regulación de la tensión de salida (cd) debe ser de  $\pm 1\%$  del valor ajustado para la tensión de carga flotante, con una variación de carga entre 0 y 100%.

Lo anterior debe lograrse con variaciones de la tensión de entrada (ca) dentro del límite de  $\pm 10\%$  y con variaciones de la frecuencia de  $\pm 5\%$ . Durante su operación, el rectificador debe poder alimentar, simultáneamente, la carga de la batería más la carga conectada de la subestación:

### 2.10.13 Subestaciones en gas

Bajo este nombre se designa a aquellas subestaciones cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicos y con un gas a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión, que en la gran mayoría de los casos es el hexafluoruro de azufre, que tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas. Es una tecnología iniciada en el año de 1965 y que actualmente se encuentra muy desarrollada en Europa y en Japón; en México se están aplicando desde 1978.

El desarrollo de la tecnología de las subestaciones en gas se ha debido al crecimiento de las grandes ciudades, tanto en lo vertical como en lo horizontal, lo que origina un aumento en la densidad de la carga eléctrica, sobre todo en las zonas céntricas de las mismas. Esto obliga a instalar nuevas subestaciones de distribución en zonas urbanas, donde el precio de los terrenos es muy elevado y, en ciertos casos, es imposible obtener terrenos lo suficientemente grandes para poder instalar las subestaciones de tipo convencional. En estos casos es necesario recurrir a las subestaciones con aislamiento de gas,  $SF_6$ .

#### 2.10.13.1 Comparación en dimensiones

Para comparar la diferencia en dimensiones entre una subestación en hexafluoruro y una de tipo convencional, se muestran dos casos de subestaciones con sus dimensiones exteriores reales:

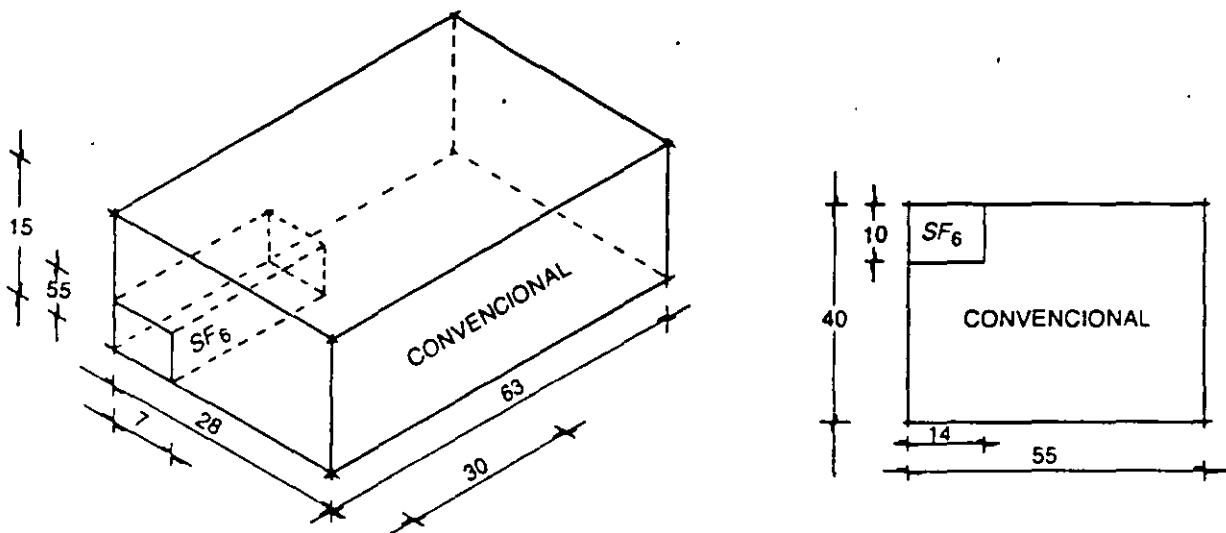


FIG. 2-34 Comparación en dimensiones entre las subestaciones, convencional y SF<sub>6</sub>

S.E. de 145 kV. 12 alimentadores Arreglo de doble barra Instalacion tipo interior		S.E. de 145 kV. 12 alimentadores Arreglo de interruptor y medio Instalación tipo intemperie			
Volumen requerido	{ S.E. tipo convencional - 26 460 m <sup>3</sup> . S.E. Tipo SF <sub>6</sub> - 1 150 m <sup>3</sup> }	Relación 23/1	Área requerida	{ S.E. Convencional - 2 200 m <sup>2</sup> . S.E. en SF <sub>6</sub> - 140 m <sup>2</sup> .                 }	Relación 15/1

En la primera se compara la relación en volumen, encontrándose que la subestación de tipo convencional ocupa un volumen 23 veces mayor que la de SF<sub>6</sub>.

En el segundo caso se compara la relación de las áreas ocupadas, encontrándose que la subestación convencional ocupa un área 15 veces mayor que la de SF<sub>6</sub>. Concepto que, expresado en otra forma, aclara que una subestación en hexafluoruro ocupa un área aproximada de 6% del área de una subestación convencional.

### 2.10.13.2 Comparación económica entre subestaciones convencionales y en gas

Para tener una idea aproximada de la diferencia en costo entre estos dos tipos de subestaciones, se puede utilizar como ejemplo una, con las siguientes características:

- Dos entradas para cable de potencia de 230 kV.
- Tres salidas para transformadores de 60 MVA 230/23 kV.
- Un bus doble, con interruptor de amarre en 230 kV.

Para ello se compara únicamente la parte de la SE susceptible de ser encapsulada y otro lado, debido a las variaciones en los precios que sufren los diferentes equipos periódicamente la comparación se puede hacer en forma de porcentaje, a saber:

**TABLA 2-20** Costo comparativo entre subestaciones

Partidas	Subestación	
	SF <sub>6</sub>	Convencional
Equipo eléctrico (más el gas)	239%	100%
Materiales varios, electromecánicos	18%	100%
Estructuras y cimentaciones	60%	100%
Trabajos de ingeniería civil	58%	100%
Trabajos de ingeniería electromecánica	72%	100%
Terreno	5%	100%
Total	92%	100%

### 2.10.13.3 Ventajas de las subestaciones en gas

Como se puede observar, a tensiones del orden de 230 kV, y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF<sub>6</sub> comienzan a ser más baratas que las convencionales a la intemperie, de igual capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230 kV el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que sólo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación, o en donde se tenga problemas de espacio disponible.

Para tensiones superiores a 400 kV, el costo de las subestaciones en gas desciende a valores en que puede ser económica su instalación, aun en lugares periféricos de ciudades grandes.

Las subestaciones en gas pueden fabricarse en forma monofásica con una envolvente en cada fase, o trifásica con una envolvente rodeando las tres fases. Las primeras son ligeramente más voluminosas y más caras que las segundas.

Las trifásicas se usan para tensiones de hasta 145 kV, mientras que las monofásicas se usan para todo tipo de tensiones, hasta valores de 800 kV.

Las trifásicas están diseñadas en tal forma, según afirmaciones de algunos fabricantes, que en caso de iniciarse un cortocircuito de fase a tierra, se obligue a éste a transformarse en trifásico, para que por medio de una protección rápida se abra el circuito antes de que se perfora la envolvente de lámina y escape el gas.

Las ventajas de las trifásicas, es que ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, porque las envolventes permiten mejor la entrada al personal, tienen 5% menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuye la posibilidad de fugas de gas. Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan ahorrando pérdidas de energía.

La ventaja de las monofásicas es que sólo puede existir el cortocircuito de fase a tierra, con lo que mediante una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente, además de que la falla sólo afecta a una de las fases y no a las tres. \*

Otras ventajas de las subestaciones en gas:

1. Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad de servicio.
2. En lugares en que la contaminación atmosférica es muy alta, como en las fábricas de cemento, la construcción blindada protegida a su vez bajo techo, protege perfectamente la instalación.
3. La construcción blindada evita la radiointerferencia y disminuye el nivel del ruido, debido a la operación de los interruptores.
4. La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.
5. Estadísticamente se ha observado que en una subestación de 230 kV instalada en el centro de una gran ciudad, que utilice una instalación de tipo convencional, el costo de la instalación es del orden de un 10% mayor del costo que se obtiene utilizando la misma instalación, pero en gas.

Lo anterior es concluyente para afirmar que las instalaciones en gas son más económicas que las de tipo convencional, cuando se instalan en zonas urbanas de terrenos muy caros y con tensiones superiores a 230 kV.

#### 2.10.13.4 Componentes de una subestación en gas

Una subestación en gas se encuentra formada por las siguientes partes:

*Barras colectoras.* La componente más sencilla de una subestación en gas es el conjunto de las barras colectoras. Las barras colectoras están formadas, si son monofásicas, por un tubo conductor de aluminio o de cobre, según la capacidad de corriente, de unos 15 cm de diámetro, soportado por medio de aisladores repartidos en forma espaciada a lo largo de una cubierta tubular de aluminio, a prueba de fugas, de 30 a 50 cm de diámetro exterior, conectada a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llenan con gas SF<sub>6</sub> a presión. Todas las juntas de la cubierta de aluminio están soldadas y forman una sección. Las secciones se van conectando entre sí por medio de bridas selladas y atornilladas, hasta formar el conjunto de barras de la subestación.

Los conductores internos unen una sección con la siguiente por medio de contactos con dedos de tipo tulipán, que permiten buena presión de contacto, absorben la expansión térmica entre secciones y ligeros desalineamientos angulares, y así evitan en esta forma la transmisión de esfuerzos a los aisladores.



Para soportar las barras conductoras se utilizan dos tipos de aisladores:

1. Tipo disco para tensiones inferiores a 230 kV
2. Tipo cónico para tensiones mayores a 230 kV

Ambos tipos son de resina ciclo-alifática, que no forman guías carbonizadas, en caso de producirse algún arqueo, durante las pruebas del equipo.

*Aisladores.* Son del tipo de disco, hechos de resina sintética y efectúan diferentes funciones, como aislar eléctricamente, soportar las barras en el centro del cilindro, separar los compartimientos de gas y soportar los esfuerzos electrodinámicos originados en los cortocircuitos. Esto último es importante cuando se utilizan envolventes trifásicas, que originan que las distancias entre fases sean menores y así producen que los esfuerzos electromagnéticos sean mucho mayores.

Las diferentes secciones de una subestación se separan usando los aisladores de barrera para el gas. La presión en cada sección se controla mediante los relevadores de presión. Esta división evita por un lado la contaminación del gas de todas las secciones de la subestación, cuando se abren las cuchillas o los interruptores, y por otro lado evita la propagación de una falla al resto de la subestación.

*Envolventes.* El material usado para las envolventes trifásicas puede ser acero o aluminio indistintamente, y para las monofásicas debe ser solamente aluminio y evitar el uso de materiales magnéticos que producirían muchas pérdidas.

El aluminio tiene la ventaja de disminuir el peso de la subestación, resiste en general la contaminación de tipo ambiental y la descomposición del  $SF_6$  por el arco.

Las carcazas de aluminio se funden, lo que produce mejor reparto del campo eléctrico, y son de mayor espesor que las de acero para soportar la perforación por el arco eléctrico.

La ventaja del acero es que presenta mayor resistencia al arco, de tal forma que el tiempo requerido para que el arco atravesara una lámina de acero, del mismo espesor que una de aluminio es de 4 veces más.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje, las subestaciones en  $SF_6$  traen entre las envolventes, juntas de expansión de tipo fuelle, que permiten las expansiones sin permitir el escape del gas interno.

*Hermetismo del gas.* El aislamiento entre las partes vivas y la envolvente se logra con la utilización del  $SF_6$  a una presión que varía de acuerdo con el fabricante, entre 3.5 y 4.5 bars, aunque en los interruptores se eleva la presión de las cámaras por medio de un émbolo hasta unos 6 bars, para provocar la extinción del arco.

El hermetismo se mejora a medida que se utiliza el menor número de soldaduras posible y por medio de sellos de hule especial que se instalan entre las bridas; los fabricantes garantizan una pérdida menor de 1% del peso total del gas de la subestación, al año.

*Cuchillas.* Se encuentran instaladas dentro de la envolvente de aluminio, al grado de parecer una prolongación de las barras colectoras. Su conexión es de tipo telescópico y sus contactos son de tipo tulipán del lado fijo; del lado móvil, es un

contacto concéntrico que se acciona por medio de un mecanismo que puede ser del tipo de cremallera, que en la mayor parte de los casos está motorizado y que acciona las tres fases a través de un mando operado desde el tablero de control o en forma manual.

Las cuchillas tienen un indicador de posición (abiertas o cerradas) y un grupo de contactos auxiliares de tipo *a* y *b*, para señalización y bloqueos.

Los bloqueos de tipo eléctrico sirven para evitar la operación de las cuchillas bajo condiciones de carga, así como para prevenir que las cuchillas de puesta a tierra sean cerradas contra barras energizadas.

*Cuchillas de puesta a tierra.* Estas cuchillas se utilizan en las subestaciones en gas, cumpliendo una función de seguridad para el personal de mantenimiento.

Se pueden considerar dos tipos de cuchillas de puesta a tierra:

Cuchillas de operación manual, que sirven para contactar a tierra la parte de la subestación que va a estar en proceso de mantenimiento, en combinación con cuchillas seccionadoras.

Cuchillas de operación motorizada rápida, diseñadas para soportar el cierre sobre una línea viva, sin sufrir deterioro, y que actúan como elemento de protección rápido. Este tipo de cuchillas se instalan en las entradas de energía de la subestación, ya sean líneas, cables o entradas a los transformadores de potencia, debido a que no se puede tener la seguridad de que los interruptores de los otros extremos de las líneas, puedan ser cerrados, ya sea por descuido o accidente.

*Interruptores.* Los interruptores de las subestaciones de gas al igual que las cuchillas se encuentran instalados dentro de la envolvente metálica. Sus cámaras de extinción son del mismo tipo que las de los interruptores en  $SF_6$  de tipo convencional; es decir, pueden ser de una o de dos presiones, aunque al igual que los convencionales los fabricantes han desechado los de dos presiones por ser más caros y voluminosos.

En el caso de las cámaras de una sola presión, éstas inyectan el gas por medio de un émbolo acoplado mecánicamente al contacto móvil, el cual comprime el mismo gas que rodea al interruptor a una presión dos o tres veces mayor, lo que origina el soplado, alargamiento y enfriamiento del arco y su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

*Transformadores de potencial.* Este equipo suele ir instalado dentro de una envolvente metálica instalada en uno de los extremos de las barras colectoras y conectada a éstas por medio de bridas. Estos transformadores pueden ser también, como en el caso convencional, de tipo inductivo o de tipo capacitivo. El tipo inductivo se utiliza para tensiones menores de 230 kV y el tipo capacitivo, más económico y menos voluminoso, se utiliza para las tensiones superiores a 130 kV. Estos transformadores se pueden utilizar en todas sus relaciones y prácticamente con todas las precisiones normalizadas, aunque los valores más utilizados son en precisiones de hasta 0.3% y para cargas de hasta 400 VA y pueden tener hasta dos secundarios. Estos límites no pueden ser mayores porque ello llevaría a dimensiones mayores en los transformadores, que los haría inaccesibles dentro de las envolventes metálicas.

*Transformadores de corriente.* Son de tipo toroidal, montados sobre las barras conductoras. Se pueden obtener con diferentes relaciones y clases de precisión, aunque las precisiones muy elevadas no se pueden alcanzar, porque implican crecimiento del núcleo, que a su vez ocasiona limitación de espacio dentro de las envolventes.

Los transformadores de corriente se montan generalmente en ambos lados de los interruptores y en la parte inferior de las boquillas de entrada a la subestación, para utilizarse en la protección.

*Boquillas.* Las boquillas que se utilizan en instalaciones de  $SF_6$  pueden ser de dos tipos:

*Boquillas aire-gas.* Éstas usan porcelana de tipo convencional en los dos extremos de la boquilla, pero el cemento que sella la unión entre las porcelanas y la brida debe ser de tipo especial para evitar que la humedad ambiente entre en contacto con el cemento, se pueda transminar por capilaridad y hacer contacto con el gas. Todo lo cual produciría ácido fluorhídrico, que ataca los silicatos que traen algunos cementos, lo cual a su vez produciría fuga del gas.

Estas boquillas se utilizan para recibir energía de una línea aérea en su parte superior; su parte inferior se sumerge dentro del gas de la subestación.

*Boquillas gas-aceite.* Estas boquillas se utilizan para alimentación de los transformadores que reciben la energía de una subestación en gas. La parte superior de la porcelana queda dentro del gas, que a su vez queda dentro de un ducto de la subestación, lo que ocasiona la conexión directa entre la subestación y el transformador, a través de una junta de expansión que absorbe las dilataciones térmicas, las vibraciones del transformador y ciertos desajustes geométricos derivados del montaje del equipo.

Las conexiones a los transformadores de potencia se pueden efectuar en dos formas: mediante la conexión por cable desnudo entre la boquilla gas-aire y el transformador, o como se acaba de mencionar, extendiendo el bus aislado en gas, directamente hasta las boquillas gas-aceite del transformador.

*Pararrayos.* Los pararrayos sumergidos en el gas son de construcción especial y por lo tanto tienen un costo alto comparativamente con los de tipo convencional.

*Gabinete de control.* Es el tablero donde se reúnen los elementos de mando y la indicación de los alimentadores, así como el control de los interruptores y sus cuchillas laterales. Este control se efectúa a través de los adecuados contactos de bloqueo, además de las señales de supervisión del gas.

### 2.10.13.5 Observaciones

Dentro de las subestaciones en gas hay que tomar en cuenta los siguientes puntos:

*Humedad.* El contenido de humedad en el  $SF_6$ , no debe exceder ciertos valores, de acuerdo con el fabricante, ya que los productos de descomposición del gas debidos al arco eléctrico, en presencia de humedad forman compuestos corrosivos que atacan la porcelana y la hacen conductora.

*Corrientes circulantes y conexión a tierra de las cubiertas.* Al fluir la corriente en el conducto interno de una instalación de hexafluoruro, se induce en la cubierta exterior una tensión en forma similar a la inducida en el secundario de un transformador de corriente. Si la cubierta tubular se conecta a tierra en ambos extremos, fluye en ella una corriente, prácticamente igual en magnitud y de dirección opuesta a la que fluye en el conductor interno y se considera que las cubiertas se encuentran al potencial de tierra.

*Coordinación de aislamiento.* Con relación a este punto se deben tomar las consideraciones siguientes:

Todas las componentes de la subestación en gas deben cumplir con el nivel básico de impulso adecuado, para soportar descargas de rayos o maniobras de interruptores.

Deberán usarse pararrayos del tipo estación en los puntos donde las líneas aéreas entran en la subestación.

En el caso de recibir la energía a través de una instalación de cables de potencia, no siempre son necesarios los pararrayos a menos que el cable sea corto y esté conectado a una instalación intemperie en el otro extremo. En general la instalación de pararrayos requiere un estudio previo de acuerdo con los parámetros del sistema.

### 2.10.13.6 Pruebas

Como en cualquier equipo eléctrico de alta tensión, las pruebas que se efectúan en las subestaciones aisladas en gas se consideran dentro de los tres tipos siguientes:

*Pruebas de diseño.* Se llevan a cabo en las componentes prototipo e incluyen:

- Tensión al impulso
- Tensión a la frecuencia de la red, durante un minuto
- Corriente
- Sobrepresión del gas
- Fugas de gas
- Vida y desgaste mecánico
- Interrupción de los interruptores

*Pruebas de rutina.* Se efectúan en la fábrica, se hacen a cada sección de embarque, e incluyen:

- Tensión a la frecuencia de la red, durante un minuto
- Descargas parciales
- Presión
- Fugas de gas
- Operación mecánica

*Pruebas de campo.* Éstas se efectúan cuando la subestación ha sido completamente instalada en el lugar de operación y antes de la puesta en servicio del equipo. Incluyen básicamente las siguientes pruebas:

**Tensión**

Humedad del gas, mediante la medición del punto de rocío del mismo.

Fugas de gas

Operación de partes, mecanismos y bloqueos

Continuidad y aislamiento de los cables de control

Hay que advertir que los fabricantes de este tipo de subestaciones arman completamente en la fábrica y prueban toda la subestación, antes de ser embarcada al lugar de destino. Luego la desmantelan y embarcan en bloques, del mayor tamaño posible, con sellos en todas sus bridas e inyección de gas seco a presión, de tal manera que durante todo el transporte se mantenga una presión interna positiva, que evite la introducción de humedad y elementos contaminantes. En esta forma, una vez instalada la subestación en el lugar de operación, las pruebas de puesta en servicio se reducen a un mínimo.

Para el cliente es preferible aceptar las pruebas de fábrica, siempre y cuando los sellos de embarque no se hayan roto, que desarmar toda la subestación para inspección antes del montaje final, ya que en el lugar de la instalación las condiciones de limpieza por más esmero que se tenga, no se pueden comparar con las existentes en la fábrica de origen y hay mucha probabilidad de que se introduzcan partículas de polvo, humedad o elementos contaminantes en general, que pueden crear puntos en donde se inicie efecto corona, que con el tiempo va a ir degradando el material de los discos aislantes hasta provocar la falla de la subestación o parte de ella.

Resumiendo: antes de la puesta en operación de la instalación se procede a verificar el hermetismo de la subestación mediante un detector de fugas de  $SF_6$ , los diferentes mecanismos y bloqueos, la humedad del gas mediante la medición del punto de rocío del mismo. Terminadas las verificaciones anteriores, se procede a efectuar con tensión, la prueba final del equipo.

Finalmente, desde el punto de vista de mantenimiento, este tipo de subestaciones requieren muy poco; el gas se debe muestrear y controlar su contenido de humedad, cada seis meses.

# **DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS**

## **3.1 INTRODUCCIÓN**

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierras, etc.

En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupen diferentes circuitos en uno o varios niveles de voltaje, dependiendo del propio diseño de la subestación.

Las barras colectoras están formadas principalmente de los siguientes elementos:

- a)* Conductores eléctricos
- b)* Aisladores: que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.
- c)* Conectores y herrajes: que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El diseño de las barras colectoras implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo, a la selección de los aisladores

y sus accesorios, y a la selección de las distancias entre apoyos y entre fases. El diseño se hace con base en los esfuerzos estáticos y dinámicos a que están sometidas las barras, y según las necesidades de conducción de corrientes, disposiciones físicas, etc. La selección final de las barras se hace atendiendo aspectos económicos, materiales existentes en el mercado y normas establecidas.

## 3.2 BARRAS

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que llamaremos barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa.

### 3.2.1 Tipos de barras

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

- a) Cables
- b) Tubos
- c) Soleras

#### 3.2.1.1 Cables

El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado. También se han usado conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad.

Las principales ventajas del uso de cable son:

- a) Es el más económico de los tres tipos.
- b) Se logran tener claros más grandes.

Sus desventajas son:

- a) Se tienen mayores pérdidas por efecto corona.
- b) También se tienen mayores pérdidas por efecto superficial.

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Dependiendo de la capacidad de energía y para reducir las pérdidas por efecto corona se usan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales.

### 3.2.1.2 Tubos

Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas.

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.

Las principales ventajas del uso de tubo son:

- a) Tiene igual resistencia a la deformación en todos los planos.
- b) Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c) Facilita la unión entre dos tramos de tubo.
- d) Reduce las pérdidas por efecto corona.
- e) Reduce las pérdidas por efecto superficial.
- f) Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.

Las desventajas son:

- a) Alto costo del tubo en comparación con los otros tipos de barras.
- b) Requiere un gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas con que se fabrican los tramos de tubo.

La selección del tamaño y peso de los tubos se hacen con base en la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión. Generalmente el factor determinante en el diseño de barras tubulares es la deflexión. En la mayoría de los casos se usan diámetros mayores que los necesarios para la conducción de corriente, con lo que se obtiene un aumento en la longitud de los claros y, por lo tanto, una reducción en el número de soportes, y así se disminuyen además las pérdidas por efecto corona.

*Ventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.*

- a) Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- b) A igual conductividad, el costo del tubo de aluminio es menor que el de cobre.
- c) Requiere estructuras más ligeras.

*Desventajas del tubo de aluminio sobre el de cobre.*

- a) Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- b) Los conectores son más caros.



### 3.2.1.3 Barras de solera

La barra más comúnmente usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en interiores) es la solera de cobre o de aluminio.

Las principales ventajas del uso de soleras son:

- a) Ser relativamente más económica que el tubo.
- b) Ser superior eléctricamente para conducción de corriente directa.
- c) Tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical.

Las principales desventajas son:

- a) Baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de cortocircuito.
- b) Mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad cuando se conduce corriente alterna.
- c) Requerir un número mayor de aisladores soporte.

La posición vertical de las soleras es la forma más eficiente para conducción de corrientes, tanto alterna como directa, debido a su mejor ventilación, ya sea que se usen por separado o en grupos, espaciándolas para dejar circular el aire y mejorar la ventilación.

Cuando se agrupan varias soleras en forma laminar, la eficiencia de conducción de corriente por unidad de sección transversal es menor que cuando se usa una sola solera.

Al conducir corriente directa en grupos de soleras, y debido al poco espacio que hay entre ellas, su conducción de calor disminuye lo que hace que las soleras del centro se calienten más, bajando la eficiencia de conducción de corriente.

En corriente alterna, ocurre lo contrario, ya que debido al efecto superficial se produce mayor densidad de corriente en la periferia del conductor, que al estar en contacto con el aire circundante, facilita la eliminación del calor generado, aumentando la eficiencia de conducción de corriente.

### 3.2.2 Materiales

El material que forma un conductor eléctrico es cualquier sustancia que puede conducir una corriente eléctrica cuando este conductor está sujeto a una diferencia de potencial entre sus extremos.

Esta propiedad se llama conductividad, y las sustancias con mayor conductividad son los metales.

Los materiales comúnmente usados para conducir corriente eléctrica son, en orden de importancia: cobre, aluminio, aleaciones de cobre, hierro y acero.

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente, un problema económico, el cual no sólo considera las propiedades eléctricas del conductor sino también otras como: propiedades mecánicas, facilidad de hacer conexiones, su mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, resistencia a la corrosión del material y otros.

En la Tabla 3-1 se dan las propiedades físicas de los metales normalmente utilizados para la fabricación de conductores eléctricos.

**TABLA 3-1** Constantes físicas de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos

PROPIEDADES FÍSICAS	COBRE ELECTROLÍTICO	ALUMINIO	ACERO
PESO ESPECÍFICO g/cm <sup>3</sup> a 20°C	8.91	2.71	7.63
PUNTO DE FUSIÓN °C	1084	658	1406
COEF. LINEAL DE EXPANSIÓN TÉRMICA: (°C) POR 10 <sup>6</sup>	17.6	23.1	10.9
RESISTIVIDAD ELÉCTRICA A 20°C microhms - cm	1.68	2.68	Aprox. 16
CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA EN % DEL COBRE RECOCIDO A 20°C	101.0	61.0	12.3
RESISTENCIA A LA TENSIÓN kg/cm <sup>2</sup> DURO	3866	1898	9139
RESISTENCIA A LA TENSIÓN kg/cm <sup>2</sup> BLANDO	2249	844	6046
MODULO DE ELASTICIDAD kg/cm <sup>2</sup> por 10 <sup>6</sup>	1.19	0.70	2.1

### 3.2.2.1 Cobre

La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre.

Sus principales ventajas son las siguientes:

- a) Es el metal que tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. Esta última no se usa por su alto costo.
- b) Tiene gran facilidad para ser estañado, plateado o cadminizado y puede ser soldado usando equipo especial de soldadura para cobre.
- c) Es muy dúctil por lo que fácilmente puede ser convertido a cable, tubo o rolado en forma de solera u otra forma.

- d) Tiene buena resistencia mecánica; aumenta cuando se usa en combinación con otros metales, para formar aleaciones.
- e) No se oxida fácilmente por lo que soporta la corrosión ordinaria.
- f) Tiene buena conductividad térmica.

Para conductores de cobre desnudos, la temperatura máxima de operación se fija por el valor al cual el metal empieza a aumentar su velocidad de oxidación y por lo tanto ésta no deberá llegar a 80°C, la cual comprende la suma de la temperatura del conductor más la temperatura ambiente de 40°C. Debido a lo anterior, el nivel máximo de temperatura especificado por NEMA es de 30°C sobre la temperatura ambiente de 40°C.

### 3.2.2.2 Aluminio

Los conductores de aluminio son muy usados para exteriores, en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones.

Las principales ventajas son:

- a) Es muy ligero. Tiene la mitad de peso que el cobre para la misma capacidad de corriente.
- b) Altamente resistente a la corrosión atmosférica.
- c) Puede ser soldado con equipo especial.
- d) Se reduce el efecto superficial y el efecto corona debido a que para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

Las principales desventajas son:

- a) Menor conductividad eléctrica que el cobre.
- b) Se forma en su superficie una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.
- c) Debido a sus características electronegativas, al ponerse en contacto directo con el cobre causa corrosión galvánica, por lo que siempre se deberán usar juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas.

### 3.2.3 Características

#### 3.2.3.1 Capacidad de conducción de corriente relativa

La siguiente tabla se utiliza para conductores con el mismo diámetro y sección de metal, con diferentes valores de conductividad y a una temperatura de 70°C.

TABLA 3-2 Capacidad de conducción de corriente relativa

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD EN %	CAPACIDAD DE CORRIENTE RELATIVA
COBRE	100	1.00
ALEACIONES DE COBRE	95	0.98
	90	0.96
	85	0.94
	80	0.91
	70	0.86
ALUMINIO	61	0.78
ALEACIONES DE ALUMINIO	55	0.74
	50	0.71

TABLA 3-3 Propiedades de los alambres de cobre

CALIBRE AWG	DIÁMETRO mm	ÁREA		PESO kg/km	TIPO RECOCIDO	
		MCM	mm <sup>2</sup>		RESIST. MÁX. A LA c.d: 20°C Ohms/km	CARGA MÁX. DE RUPTURA kg
16	1.291	2.583	1.309	11.6	13.176	35.426
14	1.628	4.107	2.082	18.5	8.284	56.337
12	2.053	6.530	3.310	29.4	5.210	89.586
10	2.588	10.380	5.260	46.8	3.277	142.430
8	3.264	16.510	8.367	74.4	2.061	217.637

### 3.3 ACCESORIOS DE LAS BARRAS COLECTORAS

Son todos aquellos elementos que nos sirven para unir elementos conductores, fijarlos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos de los diferentes tipos que existen en instalaciones de barras conductoras.

#### 3.3.1 Tipos

Los accesorios más usados en la instalación de barras son:

- a) Conectores. Sirven para conectar los diferentes tramos de tubos que forman una barra, entre el juego de barras y las derivaciones a los aparatos. Los co-

nectores pueden ser de diversos tipos (rectos, "T", codos, etc.) y además pueden ser soldados, atornillados o de compresión.

Cuando se usan conexiones soldadas se tienen las siguientes ventajas:

1. Son más económicas que las atornilladas a medida que crecen las subestaciones en tamaño.
  2. Las soldaduras son más confiables.
  3. No hay que perder tiempo por trámites de compras.
- b) Juntas de expansión. Son las formadas por conductores flexibles que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras. Se deben instalar a la llegada de las barras al equipo pesado, para evitar esfuerzos en las boquillas de entrada a dicho equipo. El tipo de junta que se escoja dependerá del equipo y de la disposición de la instalación adoptada.
- c) Herrajes. Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores. Los herrajes usados en barras colectoras de tubo o solera son de los siguientes tipos:
1. Soportes de anclaje (clemas fijas).
  2. Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor al dilatarse.

Los requisitos que debe reunir un buen conector eléctrico son, en general, los siguientes:

1. Buena resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por cortocircuitos, viento y expansión térmica, sin producir deformación visible.
2. Alta conductividad eléctrica, que disminuya las pérdidas de potencia en la conexión.
3. Baja elevación de temperatura, aun con sobrecarga; es decir, la elevación de temperatura del conector será menor que la elevación de temperatura de los conductores que conecta.
4. La trayectoria de la corriente deberá ser la más corta y directa posible.
5. La resistencia eléctrica del conector debe ser igual o menor que una longitud equivalente de los conductores que conecta.
6. Baja resistencia de contacto, lo que se logra aumentando el número de puntos de contacto; lo cual se obtiene al aumentar la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Para conectores de presión atornillados, además de los requisitos anteriores, se necesita que:

- a) Los pernos estén lo más próximos posible a los conductores.
- b) Los pernos estén en pares opuestos para obtener un apriete máximo.

**TABLA 3-4** Propiedades físicas de los cables de cobre

**COBRE RECOCIDO CON CONDUCTIVIDAD DE 100%**

CALIBRE		NUMERO DE ALAMBRES	DIÁM. DEL ALAMBRE mm	DIÁM. DEL CABLE mm	ÁREA mm <sup>2</sup>	PESO kg/km	TIPO RECOCIDO		CAP. DE COND. DE CORRIENTE CABLE DESNUDO (AMPERES)	
							RESIST. MÁX. A LA c.d. 20°C Ohms/km	CARGA MÁX. DE RUPTURA kg	INTERIOR 30°C	EXTERIOR 30°C
MCM	AWG									
26.25	6	7	1.554	4.115	13.30	118.3	1.296	360	—	—
41.74	4	7	1.961	5.189	21.15	188.0	0.815	572	100	135
66.37	2	7	2.474	6.543	33.62	299.0	0.512	910	135	185
105.50	1/0	7	1.892	8.252	53.48	475.4	0.322	1 391	184	248
133.10	2/0	7	2.126	9.266	67.43	599.5	0.255	1 754	216	286
167.80	3/0	7	2.388	10.404	85.01	755.9	0.203	2 212	250	335
211.60	4/0	7	2.680	11.684	107.20	953.2	0.161	2 789	296	388
250	—	12	3.665	15.24	126.64	1 148.6	0.138	3 295	331	434
500	—	19	4.120	20.59	253.35	2 297.5	0.069	6 591	525	670

TABLA 3-5 Propiedades físicas de los cables ACSR más usados

CALIBRE		NÚM. DE ALAMBRES		DIÁMETRO mm		PESO TOTAL DEL CABLE kg/km	CARGA DE RUPTURA kg	RESISTENCIA 25°C Ohm/km	CAPAC. DE COND. DE CORRIENTE 30°C AMP
				TOTAL DE CABLE	NUCLEO ACERO				
mm <sup>2</sup>	MCM	ALUMINIO	ACERO						
171.36	336.0	26	7	18.31	6.75	688.0	6 373	0.172	420
405.45	795.0	26	7	28.14	10.36	1 633.8	14 152	0.072	725
567.63	1 113.0	54	19	32.84	10.94	2 126.3	18 234	0.052	875

**TABLA 3-6** Propiedades de los tubos de cobre estándar  
98% DE CONDUCTIVIDAD

DIÁMETRO NOMINAL		DIÁM DEL TUBO cm		GRUESO DE LA PARED cm	ÁREA cm <sup>2</sup>	PESO kg/m	MOMENTO DE INERCIA I = (cm) <sup>4</sup>	MÓDULO DE SECCIÓN S = (cm) <sup>3</sup>	LÍMITE ELÁSTICO kg	RESISTENCIA A LA c.d. 20°C MICROOHMS POR METRO	CAPAC. DE COND. DE CORR. 30°C	
		EXTERIOR	INTERIOR								INTER	INTEMP
3/4	2.0	2.667	2.087	0.289	2.162	1.93	1.5500	1.1628	2 433	81.31	512	680
1	2.5	3.340	2.697	0.321	3.046	2.73	3.5104	2.1024	3 427	57.72	675	860
1 1/4	3.2	4.216	3.474	0.370	4.478	3.98	8.3578	3.9656	5 039	39.26	875	1 130
1 1/2	4.0	4.826	4.064	0.381	5.319	4.74	13.2361	5.4847	5 983	33.06	1 025	1 285
2	5.0	6.032	5.237	0.398	7.036	6.26	28.0705	9.3061	7 915	24.99	1 300	1 585
2 1/2	6.0	7.302	6.350	0.476	10.210	9.10	59.7706	16.3722	11 489	17.22	1 700	2 010



TABLA 3-7 Propiedades de los tubos de aluminio estándar con 61% de conductividad

DIÁMETRO NOMINAL		DIÁM DEL TUBO cm		GRUESO DE LA PARED cm	ÁREA cm <sup>2</sup>	PESO kg/m	MOMENTO DE INERCIA I = (cm) <sup>4</sup>	MÓDULO DE SECCIÓN S = (cm) <sup>3</sup>	LÍMITE ELÁSTICO kg	RESISTENCIA A LA c.d. 20°C MICROOHMS POR METRO	CAPAC. DE COND. DE CORR. 30°C	
Pulg	cm <sup>2</sup>	EXTERIOR	INTERIOR								INTER	INTEMP
3/4	2.0	2.667	2.093	0.287	2.147	0.580	1.5400	1.1552	2 871	140.74	435	530
1	2.5	3.340	2.664	0.337	3.186	0.863	3.6336	2.1761	4 259	94.89	590	700
1 1/4	3.2	4.216	3.505	0.355	4.308	0.680	8.1039	3.8443	5 756	70.16	740	890
1 1/2	4.0	4.826	4.089	0.373	5.160	1.397	12.8989	5.3454	6 894	58.58	840	1 010
2	5.0	6.032	5.250	0.391	6.870	1.877	27.2922	9.1865	9 253	43.59	1 100	1 320
2 1/2	6.0	7.302	6.271	0.515	10.990	2.979	63.6831	17.450	14 696	27.52	1 490	1 790
3	8.0	8.890	7.792	0.548	14.370	3.894	125.6057	28.257	19 187	21.02	1 765	2 120
4	10.0	11.430	10.226	0.602	20.472	5.548	301.038	52.674	27 352	14.76	2 300	2 720
5	12.5	14.130	12.819	0.655	27.735	7.515	631.00	89.325	37 059	10.89	3 100	3 660

TABLA 3-8 Propiedades de las soleras

DIMENSIONES				ÁREA		PESO	EJE HORIZONTAL		EJE VERTICAL		LÍMITE ELÁSTICO kg	RESISTENCIA A LA c.d. 20°C MICROOHMS POR METRO
ESPESOR		ANCHO		MCM	cm <sup>2</sup>	kg/m	MOM. DE INERCIA	MÓDULO DE SECCIÓN	MOM. DE INERCIA	MÓDULO DE SECCIÓN		
Pulg	cm	Pulg	cm				I = cm <sup>4</sup>	S = cm <sup>3</sup>	I = cm <sup>4</sup>	S = cm <sup>3</sup>		
SOLERA DE COBRE												
1/4	0.6	2	5.0	636.6	3.225	2.88	6.926	2.7300	0.1083	0.3413	5216	54.18
		2 1/2	6.0	795.8	4.031	3.60	13.527	4.2671	0.1354	0.4267	7087	43.32
		3	8.0	955.0	4.837	4.33	23.375	6.1451	0.1625	0.5120	8505	36.11
		4	10.0	1273	6.450	5.77	55.400	10.923	0.2167	0.6826	11340	27.06
		5	12.5	1592	8.062	7.21	108.219	17.075	0.2709	0.8534	14175	21.64
SOLERA DE ALUMINIO												
1/4	0.6	3	8.0	955	4.837	1.30	23.433	6.1451	0.1664	0.5079	—	58.41
		4	10.0	1273	6.450	1.74	55.483	10.930	0.2081	0.6882	—	43.82
		5	12.5	1592	8.062	2.18	108.386	17.075	0.2913	0.8521	—	35.06

- c) El diámetro y número de pernos necesarios sean diseñados para producir el apriete deseado.

### 3.3.2 Materiales

Las características de un buen material para conectores deben ser las siguientes:

- a) Alta conductividad .
- b) Superficie maleable.
- c) Ductilidad, que permita un contacto envolvente alrededor del conductor.

Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio en diferentes aleaciones cuyas características principales son las siguientes:

1. Aleaciones con alto contenido de cobre. Se usan para muy altas corrientes y pueden llevar hasta el doble de la corriente normal del conductor que une.
2. Aleación de alta resistencia mecánica pero de baja conductividad eléctrica. Se usan para sujetar el conductor al aislador.

Ambas aleaciones tienen coeficientes de expansión térmica casi iguales al del cobre puro, lo cual permite que los conectores no se aflojen al variar los ciclos de temperatura, de acuerdo con la variación de carga en las barras.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio que tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, teniendo como características principales alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Los cambios de temperatura en las conexiones, debidos a la temperatura ambiente o a la corriente eléctrica, ocasionan movimientos relativos muy pequeños del metal de las zonas de alta presión a las zonas de baja presión, haciendo que el conductor se afloje. Este fenómeno se llama cedencia del material y aumenta cuando los metales son diferentes. Al aflojarse el conector, se reduce la presión de contacto, que hace aumentar la temperatura y con el tiempo se producen esfuerzos tales que hacen fallar al conector. Esto es más frecuente cuando el cable es de aluminio.

### 3.3.3 Características

#### 3.3.3.1 Tipos de conectores soldados

Las Figuras 3-1, 3-2, 3-3, 3-4, 3-5 y 3-6 muestran un conjunto de conectores y soportes, semejantes a los que utiliza la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A., que se pueden elaborar con material sobrante de la construcción de la subestación.

**TABLA 3-9** Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable

TIPO	USO
CONECTOR "I"	Derivación en I de un tubo a otro tubo, o de un tubo a cable, o de cable a cable.
CONECTOR "T"	Derivación en T de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, de un cable a otros dos o de tubo a soleras.
COPLES	Unión recta de tubos, extremo con extremo, de tubo con cable, o de dos cables de tubo con solera o de dos soleras.
REDUCCIÓN	Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos o de las soleras.
CONECTOR "T" EN EXPANSIÓN	Derivación en T de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular.
CONECTORES A BIRLO DE EXPANSIÓN	Unión recta o en ángulo de tubo o de solera a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento del tubo o del birlo.
TERMINAL DE EXPANSIÓN	Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo.
CLEMAS	Soportan los tubos y van montados sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables o soleras, ya sean estas últimas horizontales o verticales.
CONECTORES A BIRLO RÍGIDO	Unión recta o en ángulo de tubo o solera a birlo roscado.

Dichos conectores se fabrican con elementos soldados de aluminio a partir de tubería y placa de diferentes diámetros y espesores. Parte de ellos se produce en el taller y parte en la obra. Los tubos de aluminio tienen la pared de grueso normal y sólo el de 102 milímetros (4 pulgadas) es de cédula 80.

Este tipo de herrajes puede usarse para reportar tensiones y corrientes inferiores a 115 kV y 1000 Amperes.

Los herrajes que soportan tensiones de 230 kV o mayores tienen una apariencia semejante a los soldados, excepto que las aristas están redondeadas y los tornillos están cubiertos con una especie de concha, una de cada lado de la zapata. El objetivo de dichas conchas es cubrir las aristas de éstos para evitar la concentración de campo eléctrico y, por ende, la aparición del efecto corona. Estos conectores se adquieren con un proveedor especializado.

A continuación se aclaran algunos puntos de las figuras mencionadas:

Figura 3-1. Muestra un soporte de tubo (clema), fijo cuando se suelda con el tubo (de acuerdo con la nota 1); de lo contrario queda deslizable.

El diámetro A del círculo representa la línea del centro de los taladros que trae de fábrica la cabeza de los aisladores de apoyo (3 pulgadas). En otros aisladores el diámetro A es de 127 milímetros (5 pulgadas) por norma.

Figura 3-2. Representa una zapata que se fabrica aplastando un extremo del tubo de aluminio. De acuerdo con las dimensiones indicadas el material sobrante se recorta y la superficie de contacto de la zapata se maquina.

Figura 3-3 y 3-4. Muestran dos conectores, uno transversal con respecto al eje del tubo y otro soldado axialmente con respecto al mismo. Los taladros se desplazan para que pueda haber cierto desalineamiento del tubo al atornillar la zapata.

Figura 3-5. Ilustra la unión de dos tubos por medio de una junta soldada. Los tubos están separados por los salientes de un anillo especial que se utilizan en la soldadura de tubos y que permiten la penetración adecuada del metal fundido.

Figura 3-6. Muestra una junta de expansión que utiliza cuatro tramos de cable de aluminio, cuyos extremos deben quedar perfectamente soldados al tubo para tener una conducción eléctrica óptima.

### 3.4 AISLADORES PARA LAS BARRAS COLECTORAS

Son los elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y proporcionan además el nivel de aislamiento necesario.

#### 3.4.1 Tipos de aisladores

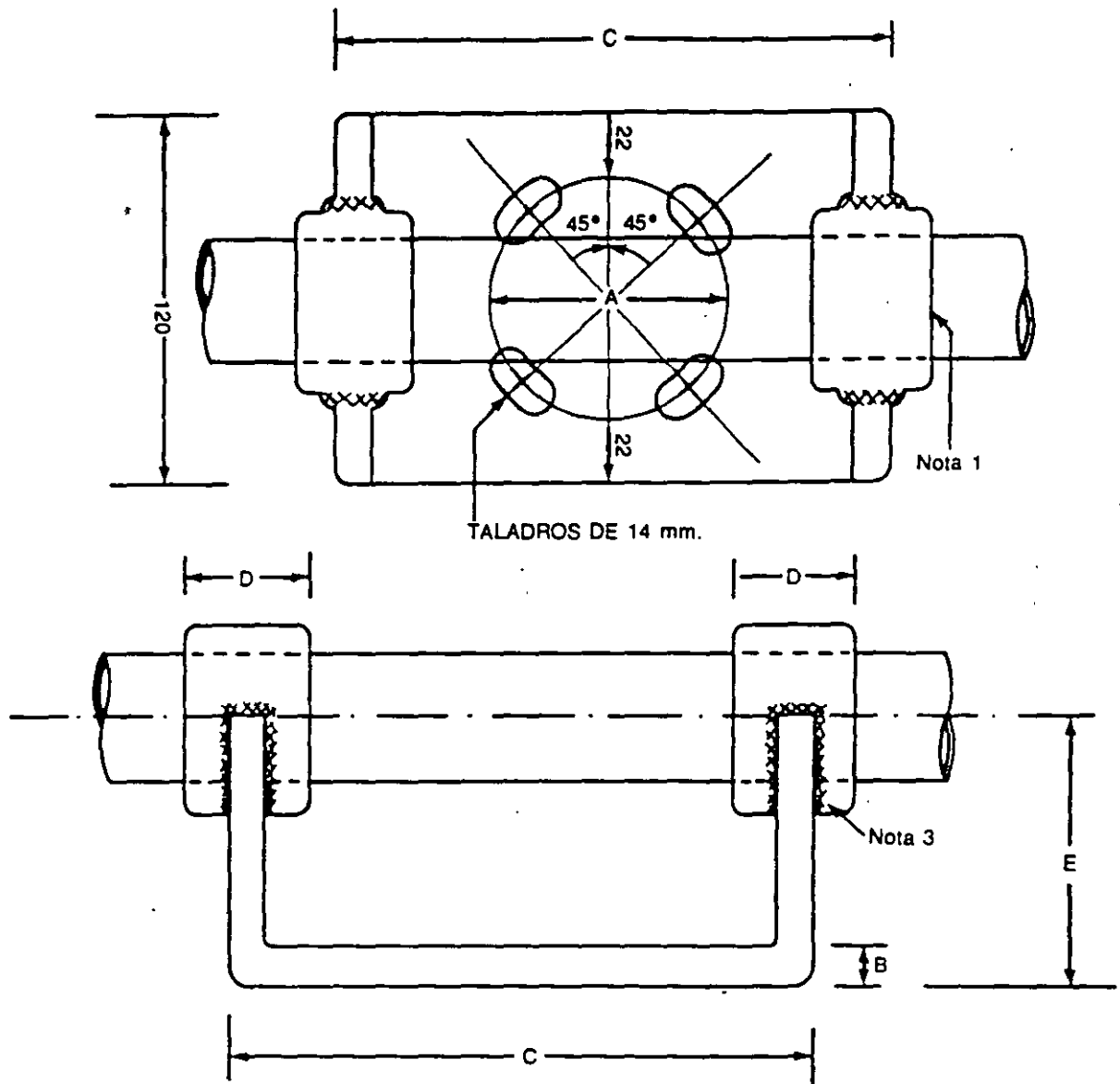
La selección adecuada de determinado tipo de aislador depende de varios factores, como son: el tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que esté sujeto, condiciones ambientales, etc.

Se usan tres tipos de aisladores: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

##### 3.4.1.1 Aisladores rígidos

Este tipo de aisladores se usa para soportar barras rígidas, como son los tubos y las soleras. Existen dos tipos de aisladores rígidos: los aisladores tipo alfiler y los aisladores tipo columna.

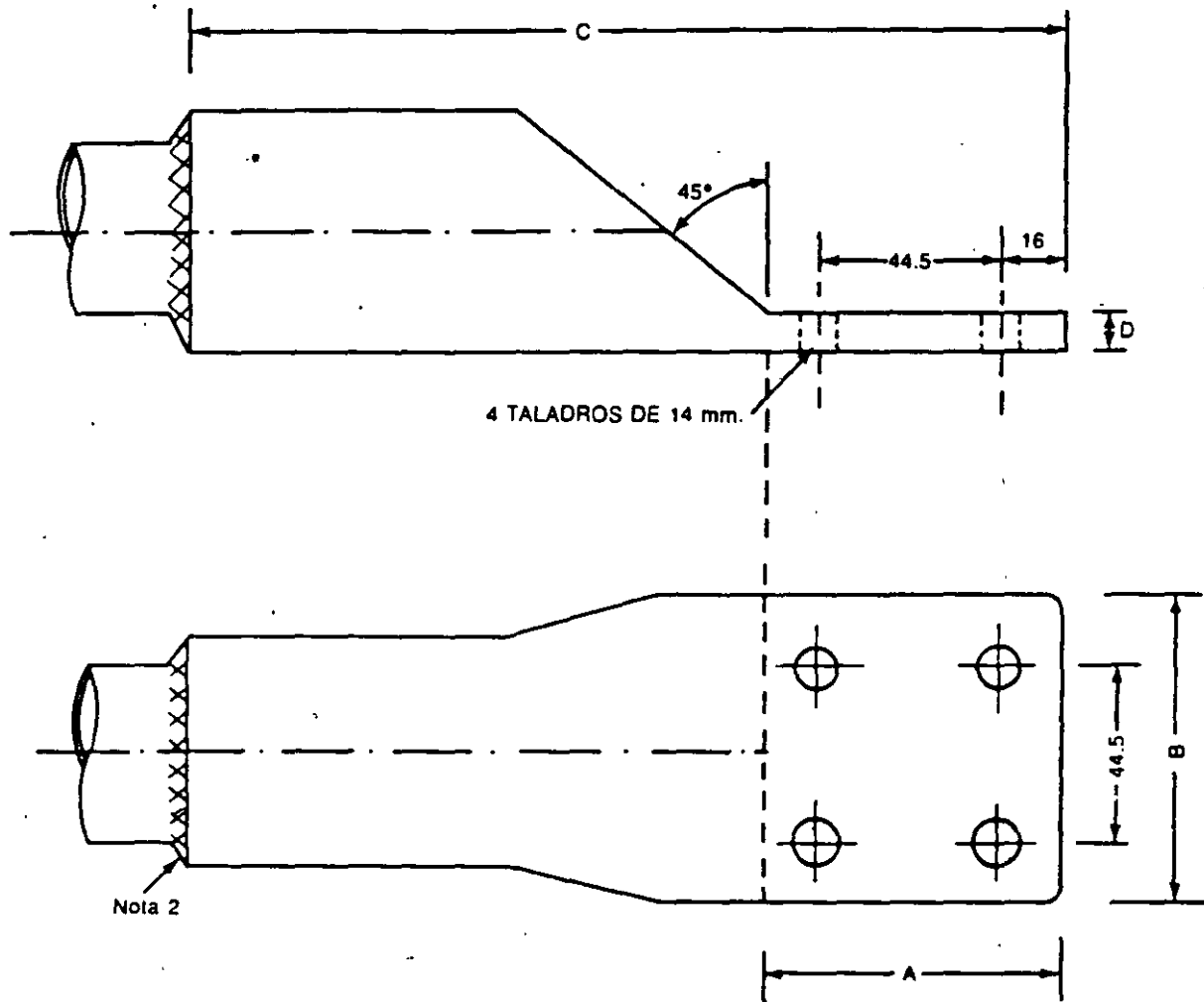
- a) Aisladores tipo alfiler. Cada elemento de este tipo de aislador está formado por una serie de aisladores concéntricos formando un conjunto que refuerza la distancia de flameo.



DIAM DEL TUBO			CLEMA							
NOMINAL	INT.	EXT.	NOMINAL	INT.	EXT.	A	B	C	D	E
32	35	42	51	49	60	76	10	145	38	60
51	53	60	64	63	73	76	13	145	38	70
64	63	73	76	78	89	76	19	145	58	80
76	78	89	89	91	102	76	19	145	58	92
102	103	114	114	122	141	76	19	145	58	114

- NOTAS
1. PARA CLEMA FIJA SOLDAR EN EL TERRENO
  2. ACOTACIONES EN mm
  3. SOLDAR EN EL TALLER
  4. MATERIAL ALUMINIO

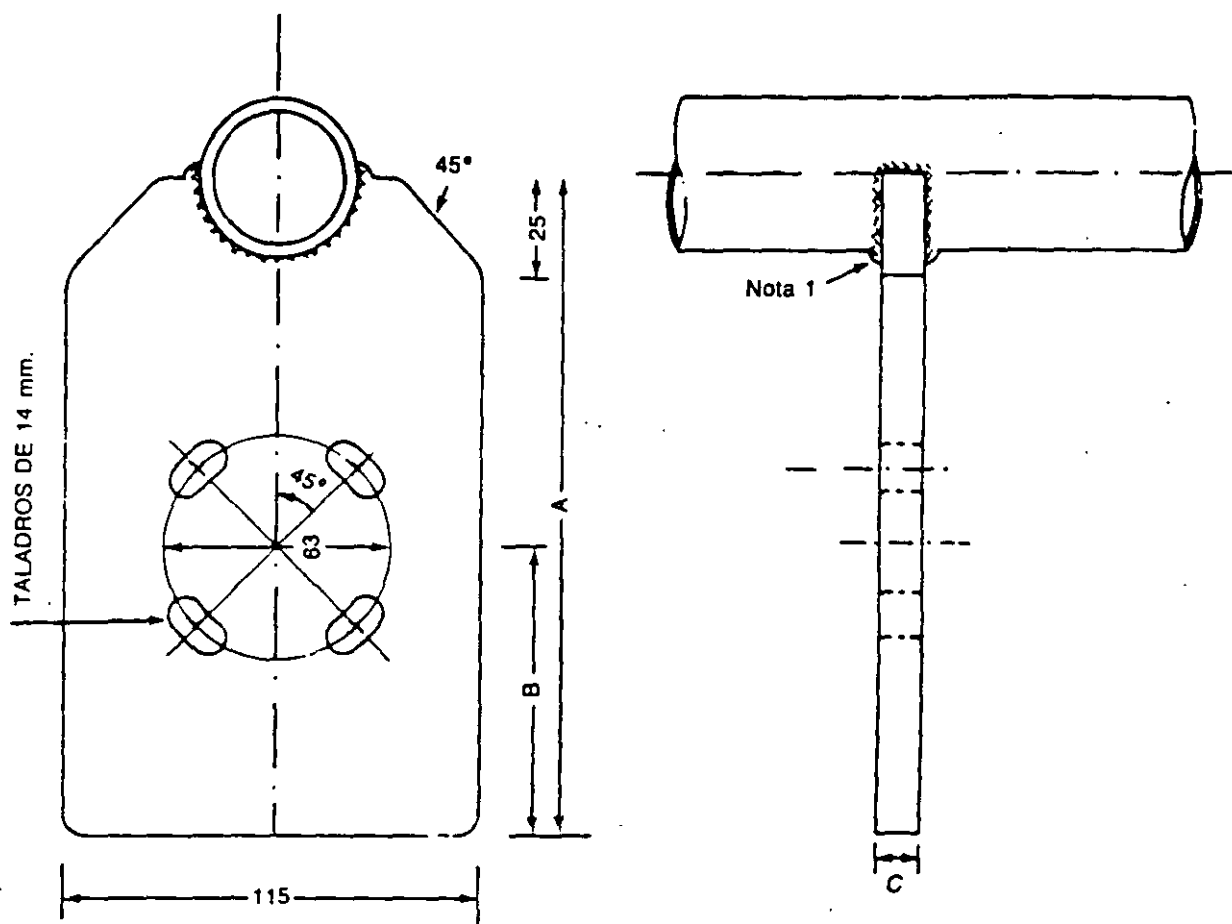
FIG. 3-1 Clema fija o deslizante aluminio



DIAM DEL TUBO			CLEMA						
NOMINAL	INT.	EXT.	NOMINAL	INT.	EXT.	A	B	C	D
32	35	42	51	49	60	76	76	225	10
51	53	60	64	63	73	76	76	225	10
64	63	73	76	78	89	76	111	275	11
76	78	89	89	91	102	76	121	275	11
102	103	114	114	122	141	76	121	325	19

- NOTAS
1. TALADROS NEMA
  2. SOLDAR EN EL TERRENO
  3. ACOTACIONES EN mm
  4. MATERIAL ALUMINIO

FIG. 3-2 Zapata aluminio

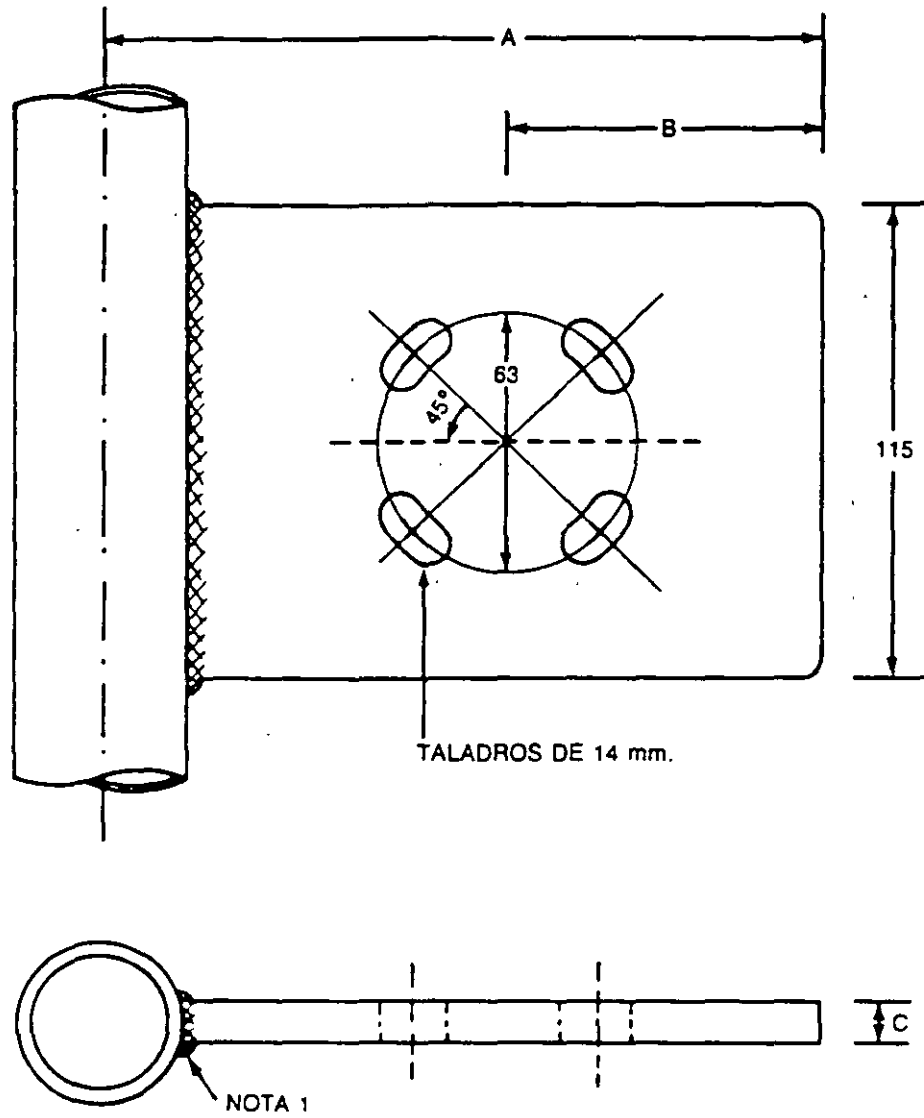


DIAM DEL TUBO			CONECTOR		
MOMINAL	INT	EXT.	A	B	C
32	35	42	175	76	10
51	53	60	175	76	13
64	63	73	175	76	19
76	78	89	185	76	19
102	103	114	185	76	19

- NOTAS
- 1- SOLDAR EN EL TERRENO
  - 2- ACOTACIONES EN mm.
  - 3- MATERIAL ALUMINIO

FIG. 3-3 Conector "T" transversal

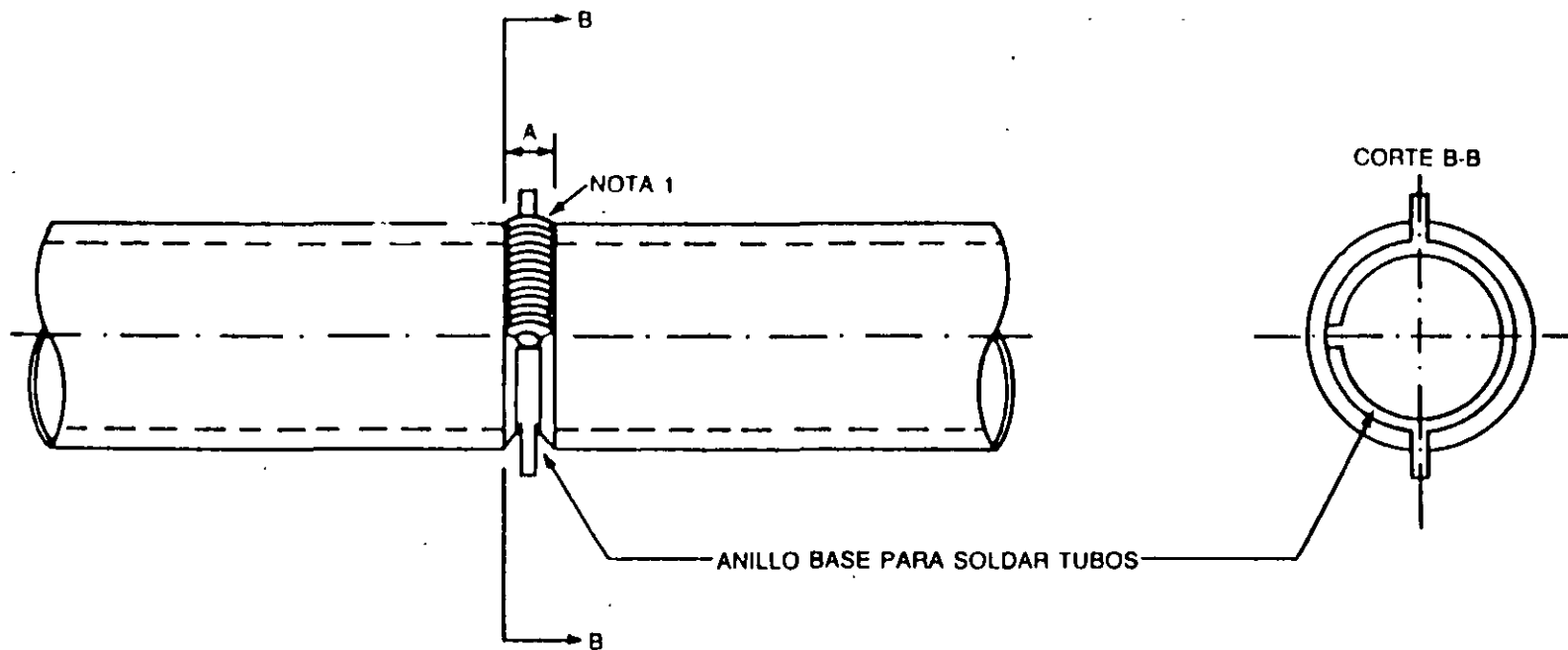




DIAM. DEL TUBO			CONECTOR		
NOMINAL	INT.	EXT.	A	B	C
32	35	42	175	76	10
51	53	60	175	76	13
64	63	73	175	76	19
76	78	89	185	76	19
102	103	114	185	76	19

- NOTAS
1. SOLDAR EN EL TERRENO
  2. ACOTACIONES EN mm
  3. MATERIAL ALUMINIO

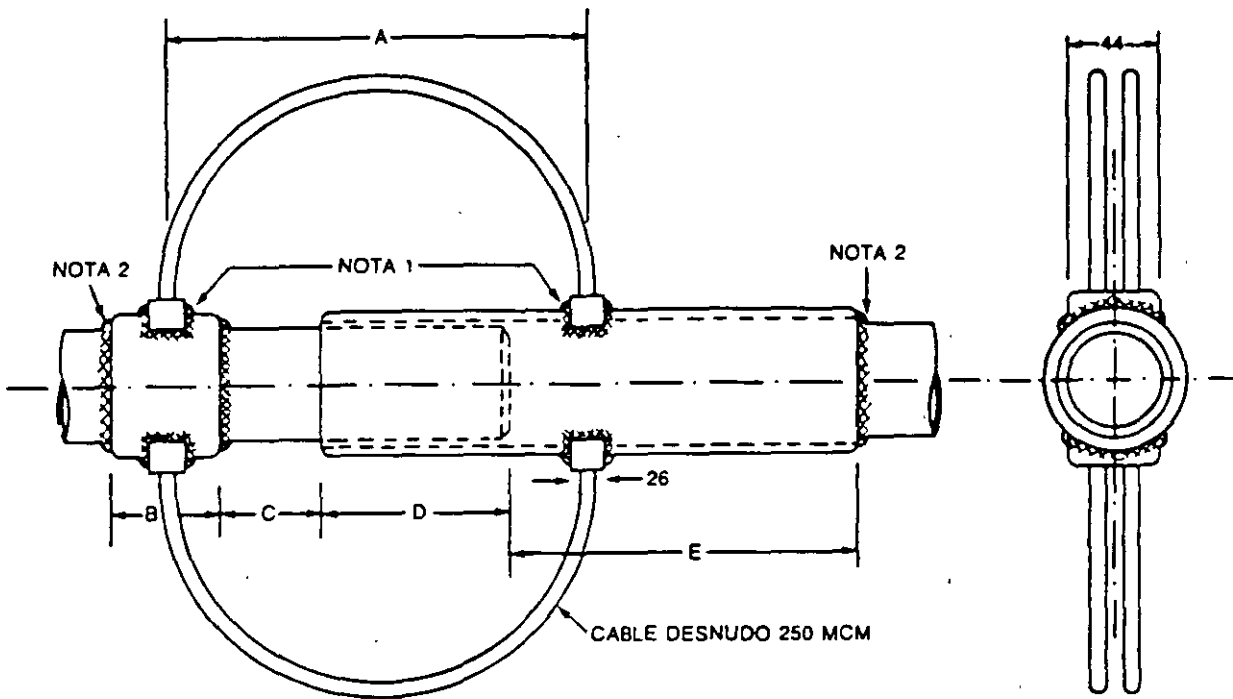
FIG. 3-4 Conector "T" axial



DIAM. DEL TUBO			
NOMINAL	INT.	EXT.	A
32	35	42	8
51	53	60	8
64	63	73	9
76	78	89	11
102	103	114	13

- NOTAS
1. SOLDAR EN EL TERRENO
  2. ACOTACIONES EN mm
  3. MATERIAL ALUMINIO

FIG. 3-5 Conector recto



DIAM. DEL TUBO			CONECTOR							
NOMINAL	INT.	EXT.	NOMINAL	INT.	EXT.	A	B	C	D	E
32	35	42	51	49	60	200	50	50	80	100
51	53	60	64	63	73	240	75	75	100	145
64	63	73	76	78	89	300	75	75	125	170
76	78	89	89	91	102	350	80	80	160	210
102	103	114	114	122	141	400	80	80	210	260

- NOTAS
1. SOLDAR EN EL TALLER
  2. SOLDAR EN EL TERRENO
  3. ACOTACIONES EN mm
  4. MATERIAL ALUMINIO

FIG. 3-6 Junta de expansión

Su principal ventaja es que evita, que entre sus pliegues, penetre la contaminación.

Su desventaja es lo difícil de su limpieza.

Este tipo de aislador se usa solo, o en columna, sobreponiendo uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado.

- b)* Aisladores tipo columna. Este tipo de aislador está formado por una sola pieza de mayor longitud que el tipo anterior. Actúa como una columna mecánica.

Sus principales ventajas son:

- a)* Alta resistencia mecánica.
- b)* Alta rigidez.
- c)* Mayor estabilidad.
- d)* Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante.
- e)* Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

También se usan solos o ensamblados uno sobre otro.

#### **3.4.1.2 Cadenas de aisladores**

Se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar.

Se enlazan un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

#### **3.4.1.3 Aisladores especiales**

Son todos los aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar.

Algunos de ellos son del tipo de aislamiento reforzado que se usan en los casos en que las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humos químicos, humedad, etc.).

#### **3.4.2 Materiales**

Los materiales aislantes más usados son la porcelana y el vidrio templado.

Las principales características de los materiales aislantes usados son:

- a)* Alta resistencia eléctrica.
- b)* Alta resistencia mecánica.

- c) Estructura muy densa.
- d) Cero absorción de humedad.

Las cachuchas y alfileres de los aisladores están hechos de fundición de hierro maleable.

La ventaja del hierro maleable es que elimina la oxidación y, por lo tanto, no es necesaria su galvanización.

La unión de los materiales aislantes y los metales se hace por medio de tratamientos especiales que aumentan la adherencia entre las superficies.

### 3.4.3 Características

Los aisladores de tipo alfiler y columna tienen características eléctricas muy parecidas.

El número de piezas ensambladas una sobre otra, para los diferentes niveles de voltaje adoptados en las subestaciones, y para las condiciones de altura sobre el nivel del mar de 2 300 m (Cd. de México), son las siguientes: ver (Tabla 3-9 bis):

**TABLA 3-9 bis** Número de piezas en columnas de aisladores al nivel del mar

TIPO ALFILER: VOLTAJE	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO kV	NÚMERO DE PIEZAS
23 kV	150	1
85 kV	500	3
230 kV	1 300	7
400 kV	1 800	10
TIPO COLUMNA: VOLTAJE	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO kV	NÚMERO DE PIEZAS
85 kV	550	1
230 kV	1 175	3
400 kV	1 675	5

Nota: Para obtener el NBI A 2 300 m.s.n.m. se multiplica el valor de la segunda columna por  $\delta = 0.763$ .

### 3.5 CONSIDERACIONES DE LAS CARGAS EN EL DISEÑO DE BARRAS

Las cargas consideradas en el diseño de las barras colectoras son todas las variables que intervienen en el cálculo y que, de una forma u otra, influyen en el resultado

del diseño. Estas cargas se pueden dividir en dos grupos principales que son: cargas estáticas y cargas dinámicas.

### 3.5.1 Cargas estáticas

Se definen como cargas estáticas-todas las que actúan sobre las barras, en forma constante y que son consideradas en el diseño en forma vertical.

#### 3.5.1.1 Peso del conductor

Uno de los factores básicos en la selección de un conductor es el peso del mismo y los pesos adicionales, como son los conectores, hielo y los cables que se llegan a instalar dentro de los tubos, para amortiguar las vibraciones ocasionadas por agentes externos al tubo.

En el diseño de barras de tubo, el factor determinante debido a los pesos anteriores, es la deflexión del tubo. Los límites prácticos para una máxima deflexión del tubo son:  $\frac{1}{150}$  del claro, en caso de usar dos apoyos (como viga libremente apoyada con carga uniformemente repartida) y de  $\frac{1}{200}$  del claro en caso de usar más de dos apoyos (viga continua con carga uniformemente repartida).

Una viga con carga uniformemente distribuida y libremente apoyada tiene una flecha máxima de:

$$\frac{5 W_c L^3}{384 EI}$$

donde:

- $W_c$  = carga total en lb
- $L$  = claro en pulg
- $E$  = módulo de elasticidad en lb/pulg<sup>2</sup>
- $f$  = flecha en pulg
- $W$  = peso unitario del tubo en lb/pie
- $I$  = momento de inercia de la sección en pulg<sup>4</sup>

En el caso de que el tubo esté como una viga continua, o sea, que el tubo esté apoyado con clemas fijas, se usa  $1/5$  de la flecha de una viga libremente apoyada. Si la viga tiene dos claros y es libre en los extremos o el tubo tiene apoyos deslizantes, se usan  $2/5$  de la flecha de una viga libremente apoyada.

En algunos casos, una vez calculada la flecha de la barra, se le da a ésta una contraflecha, antes de montarla, igual a la flecha calculada y en esta forma se ve el tubo como una viga completamente horizontal.

**TABLA 3-10** Características de aisladores tipo columna en intemperie  
(temperatura 10°C a 40°C 50/60 Hz)

VOLT NOMI kV	DIMENSIONES		RESISTENCIA MECANICA					CARACTERISTICAS ELECTRICAS					NORMAS	TIPO
			CANTILEVER		RESISTENCIA MÍNIMA			NIVEL DE NIVEL DE AISLAM.						
			VERTICAL	VERTICAL	TENSION	TORSION	COMPRESION	IMPULSO	A FREC. NOM.		DIST.			
	PISO	TECHO	kg	kg-m	kg	1.2 x 50	HÚMEDO	SECO	DE FUGA.					
	ALTURA	DIAM.	kg	kg	(lbs)	(lb-pulg)	(lbs)	μ SEC.	kV	kV	mm			
	mm	mm	(lbs)	(lbs)				kV			(pulg)			
	(pulg)	(pulg)												
23	305	267	908	454	2 270	92	4 540	150	60	70	508	ANSI-C29.8	CAMPANA	
	(12)	(10 $\frac{1}{2}$ )	(2 000)	(1 000)	(5 000)	(8 000)	(10 000)	(NIVEL DEL MAR)	(N.M.)	(N.M.)	(20)			
85	368	432	3 178	1 816	9 080	461	27 240	210	75	115	838	ANSI-C29.8	CAMPANA	
230	(14 $\frac{1}{2}$ )	(17)	(7 000)	(4 000)	(20 000)	(40 000)	(60 000)	(NIVEL DEL MAR)	(N.M.)	(N.M.)	(33)			
85	1 220	240	817		--	408	--	550	230	--	1 970	CEI-273	CILÍNDRICO	
			(1 800)		--	(35 385)	--	(1 000 m.s.n.m.)	(1 000 m.s.n.m.)	--	(77 $\frac{1}{2}$ )			
230	2 650	280	409		--	306	--	1 175	510	--	4 600	CEI-273	CILÍNDRICO	
			(900)		--	(26 540)	--	(1 000 m.s.n.m.)	(1 000 m.s.n.m.)	--	--			
400	3 850	350	612		--	306	--	1 675	740	--	6 700	CEI-273	CILÍNDRICO	
			(1 340)		--	(26 540)	--	(1 000 m.s.n.m.)	(1 000 m.s.n.m.)	--	--			

TABLA 3-11 Característica de aisladores para cadenas

VOLT NOMINAL kv	NUM DE UNIDADES A 2 500 m s n m	DIMENSIONES C. UNIDAD		VOLTAJE DE FLAMEO DE LA CADENA. BAJA FRECUENCIA (NIVEL DEL MAR)		DIST. DE FUGA DE LA CADENA mm (pulg)	DIST. DE ARCO EN SECO pulg	RESISTENCIA MECÁNICA Y ELÉCTRICA COMBIN. kg (lbs)	RESIST. AL IMPACTO pulg-lbs	CARGA MÁX. SOSTENIDA lbs	PESO POR UNIDAD lbs	CAT OHIO BRASS
		LONGITUD (mm) (pulg)	DIAMETRO DEL DISCO DE PORCEL (mm) (pulg)	VOLTAJE DE FLAMEO								
				SECO kv	HUMEDO kv							
	1	(5)	(10)	80	50	(12)	7-3/4	8 165 (18 000)	90	9 000	1 180	47 300
	1	(5-3/4)	(10)	80	50	(12)	7-3/4	8 165 (18 000)	90	9 000	1 180	47 310
85	6	127 (5)	254 (10)	345	235	182	--	8 165 (18 000)	90	9 000	1 180	47 300
230	16	146 (5-3/4)	254 (10)	875	635	487	--	8 165 (18 000)	90	9 000	1 180	47 310
400	23	146 (5-3/4)	254 (10)	1 185	880	--	--	8 165 (18 000)	90	9 000	1 180	47 310



Para reducir las flexiones, se usan tubos de mayor diámetro, resultando esto más económico, al reducir el número de soportes de la barra y, por lo tanto, el peso de la estructura. El incremento en el diámetro del tubo no sólo hace posible mayores claros, sino que también reduce las pérdidas por efecto corona.

Las barras de tubo deben quedar selladas en sus extremos con tapones para evitar la acumulación de agua, la cual ocasiona un aumento en el peso del tubo y por tanto en la deflexión.

Estos tapones deben tener forma esférica, para reducir las pérdidas por efecto corona.

Aunque el módulo de elasticidad del aluminio es aproximadamente  $2/3$  del valor del módulo de elasticidad del cobre, los tubos de aluminio tienen menor deflexión debido a que el peso, para igual volumen, es de  $1/3$  del de cobre. Pero en caso de acumular hielo, a mayor espesor de éste, el tubo de aluminio se deflexiona más que el de cobre.

### 3.5.2 Cargas dinámicas

Se definen como cargas dinámicas todas las cargas que actúan sobre las barras en forma variable; se consideran en el diseño en forma horizontal o axial.

#### 3.5.2.1 Expansiones térmicas

Una barra de cobre se expande 1.12 pulg por 100 pies de longitud con un incremento de temperatura de  $100^{\circ}\text{F}$ . Lo peligroso en las barras colectoras no es la expansión de las barras sino la expansión diferencial entre el material de la barra y la estructura de acero que lo soporta rigidamente, lo que ocasiona esfuerzos excesivos en los aisladores soporte.

Este efecto es aún más pronunciado si las barras colectoras llevan corriente, ya que en este caso, el calentamiento se produce solamente en las barras, mientras que la estructura permanece estática lo cual produce esfuerzos excesivos en los aisladores, llegándose a romper.

**TABLA 13-11bis** Tabla de coeficientes de expansión lineal de materiales comúnmente usados en las barras colectoras

MATERIAL	$(^{\circ}\text{C})^{-1}$	$(^{\circ}\text{F})^{-1}$
COBRE	0.0000166	0.00000928
ALUMINIO	0.0000231	0.0000128
ACERO	0.0000119	0.0000067
CONCRETO	0.0000143	0.0000079

Cualquier combinación de estos materiales produce esfuerzos debidos a sus diferentes expansiones térmicas.

### 3.5.2.2 Esfuerzos mecánicos

Hay otros esfuerzos en las barras que pueden causar ruptura de los aisladores. Estos esfuerzos son de tipo mecánico a saber:

- a) Impactos debido a la operación de interruptores.
- b) Esfuerzos mecánicos debido a tormentas o huracanes.
- c) Esfuerzos diferenciales debido a asentamientos de las cimentaciones del equipo pesado.

Debido a lo anterior, el diseño de las barras colectoras deben hacerse en tal forma que los esfuerzos no se transfieran a los aisladores soporte o a las boquillas de porcelana del equipo pesado. Para esto, los esfuerzos deben ser absorbidos por juntas de expansión y apoyos deslizantes.

### 3.5.2.3 Esfuerzos electromagnéticos

Estos esfuerzos son producidos por las corrientes de cortocircuito en el sistema que se trate. Un conductor debe tener suficiente resistencia mecánica para soportar también los cortocircuitos que producen una interacción entre la corriente de cortocircuito y su campo magnético produciendo fuerzas que son proporcionales al cuadrado de la corriente de cortocircuito e inversamente proporcional a la separación entre fases.

Para el diseño de un bus se debe alcanzar un balance económico de acuerdo con los tres puntos básicos siguientes:

- a) Limitar las corrientes máximas de cortocircuito.
- b) Aumentar la separación entre fases.
- c) Cambiar los arreglos de los buses.

Los esfuerzos debidos a cortocircuitos, que actúan sobre los tubos son principalmente laterales aunque también hay que tomar en cuenta los esfuerzos longitudinales y los torsionales. Estos esfuerzos los reciben íntegramente los aisladores soporte de las barras.

La magnitud de las fuerzas laterales pueden expresarse según la fórmula:

$$F = K \frac{5.4 I^2 \times 10^{-7} \times L}{d}$$

donde:

- $F$  = Fuerza lateral en libras
- $I$  = Valor instantáneo de la corriente en amperes
- $L$  = Longitud del claro en pies
- $d$  = Distancia entre ejes de conductores de fases diferentes en pulgadas
- $K$  = Factor de corrección (para tubos = 1)

En circuitos monofásicos la fuerza máxima bajo condiciones de cortocircuito puede darse por la fórmula siguiente:

$$W = 43.2 \frac{F}{d} \times 10^{-7}$$

donde:

- $W$  = Fuerza lateral en lb/pie
- $I$  = Valor efectivo de la corriente de cortocircuito simétrico en amperes
- $d$  = Distancia entre centros de conductores en pulgadas

En circuitos trifásicos, la fuerza máxima bajo condiciones de cortocircuito puede darse por la fórmula.

$$W = 37.5 \frac{F}{d} \times 10^{-7}$$

La separación mínima entre fases diferentes viene dada, en teoría, por la distancia de flameo entre dos electrodos en forma de agujas, determinada experimentalmente. En la práctica este valor se amplía para tomar en cuenta diferentes formas de conductores, características del aire circundante y los esfuerzos mecánicos debido a los campos magnéticos.

### 3.6 FACTORES SECUNDARIOS EN EL DISEÑO DE LAS BARRAS COLECTORAS

Existen varios factores inherentes a la forma y condiciones de las barras mismas, que no dependen de las condiciones externas y que son importantes para determinar la capacidad de corriente que pueden llevar un grupo de barras colectoras. Entre estos factores se encuentran los siguientes:

- 1) Efecto corona
- 2) Radio interferencia
- 3) Efecto superficial

- 4) Efecto de proximidad
- 5) Emisividad térmica
- 6) Vibración
- 7) Corrosión

### 3.6.1 Efecto corona

El efecto corona es una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado.

Puede oírse como un zumbido y es visible en la noche como un resplandor violeta.

El efecto corona se debe al gradiente de potencial en la superficie de los conductores y es función del diámetro del conductor.

Los factores que afectan las pérdidas por efecto corona son: el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie del conductor, la humedad del ambiente y la altura sobre el nivel del mar, a la que están instalados los conductores.

Las pérdidas en cables durante tiempo lluvioso llegan a ser 12 veces mayores que el tiempo seco. La altitud de 3 000 m reduce el nivel de voltaje al cual se inicia el efecto corona, en 32%.

Como resultado del efecto corona, el diámetro de un conductor no vendrá definido por la densidad de corriente, sino por la distancia entre apoyos y por dicho efecto corona.

Se ha encontrado que el tipo de conductor más eficiente para altos voltajes es el conductor cilíndrico hueco o alguno con núcleo de material relativamente barato, rodeado de una capa de material conductor.

### CÁLCULO DEL EFECTO CORONA EN LAS BARRAS DE 400 kV

Para encontrar la magnitud del efecto corona, primero se calcula la magnitud de la tensión crítica disruptiva del fluido que rodea el conductor ( $V_0$ ), que siempre debe ser superior a la tensión del conductor a tierra de acuerdo con la expresión:

$$C_s > 1 \text{ siendo } C_s = \frac{V_0}{V}$$

En donde:

$V_0$  = Tensión crítica disruptiva en  $kV_{rms}$  de fase a neutro

$V$  = Tensión del conductor en  $kV_{rms}$  de fase a neutro

o sea, el efecto corona desaparece cuando  $C_s$  es igual o superior a la unidad.

El valor de  $V_0$  se obtiene a partir de las expresiones siguientes:

a) Para el caso de circuitos trifásicos con un solo conductor por fase:

$$V_0 = 69 m \delta^{2/3} (1 - 0.07r) r \text{ Log}_{10} \frac{DMG}{RMG} \times 100$$

b) y, para el caso de circuitos trifásicos con conductores múltiples por fase:

$$V_0 = 69 m \delta^{2/3} (1 - 0.07r) \left[ \frac{(n-1)r}{R} \right] nr \text{ Log}_{10} \frac{DMG}{RMG} \times 100 \cdot \frac{2 (HMG)}{\sqrt{4 (HMG)^2 + (DMG)^2}}$$

donde:

$V_0$  = Tensión crítica disruptiva en kV eficaces de fase a neutro.

$m$  = Factor de superficie =  $m_f \times m_s$

$m_f$ = Coeficiente de forma del conductor	}	1 Para sección circular.
		0.9 Para cables con capa exterior de 12 a 30 alambres.
		0.85 Para cables con capa exterior de 6 alambres.
$m_s$ = Coeficiente de la superficie del conductor	}	0.9 Para cables nuevos y limpios.
		0.8 Para cables viejos y limpios.
		0.7 Para cables viejos y sucios.
		0.5 Para cables cubiertos con gotas de agua.

$\delta$  = Factor de densidad del aire  $\delta = \frac{3 \cdot 92 \times b}{273 + t}$  (Véase capítulo 2 Tabla 2-4)

$r$  = Radio del conductor en cm

$R$  = Radio del círculo en cm, sobre el que están colocados los  $n$  conductores

$n$  = Número de conductores por fase

$DMG$  = Distancia media geométrica en m

$RMG$  = Radio medio geométrico en m

$HMG$  = Altura media geométrica en m

En donde:

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} \times d_{bc} \times d_{ca}}$$

- $d_{ab}$  = Distancia en m entre centros de las fases AB  
 $d_{bc}$  = Distancia en m entre centros de las fases BC  
 $d_{ca}$  = Distancia en m entre centros de las fases CA

$$RMG = \sqrt[n]{nr R^{n-1}}$$

$$HMG = \sqrt[3]{h_a \times h_b \times h_c}$$

- $h_a$  = Altura media de la fase A en m  
 $h_b$  = Altura media de la fase B en m  
 $h_c$  = Altura media de la fase C en m

La altura media de cualquier fase =  $h = h_s - 0.70 F$

en que:

- $h_s$  = Altura de la fase en m al punto de soporte  
 $F$  = Flecha en m del conductor de la fase de que se trate

*Ejemplos.* Por lo tanto, no se entrará en más detalle y se dará como ejemplos de la aplicación de las citadas fórmulas, el cálculo realizado para barras de 400 kV.

### 1er. Caso:

*Barras de cable de 2 conductores por fase, ACSR. de 1113 MCM cada uno, dispuestos en forma horizontal con separación de 8 m entre fases.*

Altura de la fase al soporte = 21.5 m

Flecha media,  $F = 4$  m

Radio del conductor,  $r = 1.64$  cm

Factor de superficie,  $m = 0.9 \times 0.9 = 0.81$ .

El radio del circulo del haz de cables  $R = 22.5$  cm.

El factor de densidad del aire para el Distrito Federal es:

$$\delta = \frac{3.92 \times b}{273 + t} = \frac{3.92 \times 58.5}{273 + 25} = 0.7695$$

El número de conductores por fase  $n = 2$ .

$$DMG = 8 \sqrt[3]{2} = 8 \times 1.26 = 10.08 \text{ m}$$

$$RMG_c = \sqrt{1.64 \times 45} = 8.58 \text{ cm} = 0.0858 \text{ m}$$

$$HMG = 21.50 - 0.7 \times 4 = 18.7 \text{ m}$$

Por tanto, el voltaje crítico disruptivo será:

$$V_0 = 69 m \delta^{2/3} (1 - 0.07 r) \left[ \frac{(n-1)r}{R} \right] n r \times$$

$$\text{Log}_{10} \left[ \frac{DMG}{RMG} \times 100 \frac{2 (HMG)}{\sqrt{4 (HMG)^2 + (DMG)^2}} \right]$$

Sustituyendo

$$V_0 = 69 \times 0.81 \times 0.840(0.929) (0.928) \times 3.2 \log_{10}$$

$$\frac{10.08}{0.858} \times \left[ \frac{2 \times 18.7}{\sqrt{4 \times 18.7^2 + 10.08^2}} \right] = 130 \log_{10} 115$$

$$V_0 = 268 \text{ kV}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad} = \frac{268\sqrt{3}}{400} = 1.16 > 1, \text{ lo cual es correcto.}$$

## 2o. Caso:

*Barras de tubo de 5" de diámetro de un conductor por fase dispuestas en forma horizontal, con separación de 6.50 m entre fases.*

Radio del conductor,  $r = 7 \text{ cm}$

Factor de superficie,  $m = 1 \times 0.9 = 0.9$

Factor de densidad del aire en el D.F.,  $\delta = 0.7695$

$$\delta^{2/3} = 0.840.$$

La separación mínima entre fases es de 6.50 m.

$$DMG = 6.50 \sqrt[3]{2} = 6.50 \times 1.26 = 8.2 \text{ m}$$

$$V_0 = 69 m \delta \frac{2}{3} (1 - 0.07 r) r \log_{10} \frac{DMG}{r} \times 100$$

y sustituyendo valores:

$$V_0 = 69 \times 0.9 \times 0.840 (0.51) \times 7 \log \frac{820}{7}$$

$$= 187 \times 2.07 = 386 \text{ kV}$$

$$\text{Coeficiente de seguridad } C.S. = \frac{386\sqrt{3}}{400} = 1.67 > 1$$

### 3.6.2 Radiointerferencia

Se llama radiointerferencia al efecto obtenido en una recepción de radio, cuando la relación de la intensidad de campo deseada, a la intensidad de campo indeseable (ruido atmosférico, ruido producido por el hombre o señal de radio) es menor que el valor detectado por el oído humano en la frontera entre lo satisfactorio y lo insatisfactorio.

#### 3.6.2.1 Método clásico de cálculo

A continuación se ve el procedimiento para determinar si una cierta configuración de conductores produce una señal de ruido arriba de un nivel tolerable. Para ello se calcula el voltaje a tierra del sistema para un nivel seguro de ruido. Comparando este resultado con el voltaje real que se tiene en la S.E. de línea a tierra, se puede saber si los conductores propuestos no causan radiointerferencia.

El orden a seguir es el siguiente:

1. Se calcula el máximo gradiente de superficie unitario (gm) en kV/pulg/kV a partir de la siguiente fórmula:

$$gm = \frac{2}{d_{eq} L_n \left( \frac{4h}{d_{eq}} \right)} \tag{1}$$

donde:

- gm = gradiente unitario máximo de superficie en kV/cm/kV
- d<sub>eq</sub> = diámetro equivalente en cm del conductor
- h = altura media de la línea en cm

2. Se determina el gradiente de voltaje en el que se inicia el fenómeno de efecto corona con la fórmula de Peek.

$$e_v = 21.1\delta \left[ 1 + \left( \frac{0.301}{\sqrt{\delta}} \right) \right] \tag{2}$$

Generalmente este gradiente se limita a e<sub>v</sub> = 15.8 kV/cm, valor eficaz, para tener niveles de radiointerferencia aceptables.

Nota: La ecuación (1) es válida solamente para una configuración de una sola línea aérea, paralela al plano de tierra.

Para otras configuraciones, consultar el apéndice de la pág. 230.



donde:

- $e_v$  = El gradiente de voltaje de la superficie al cual el efecto corona se inicia en kV rms/cm.
- $r$  = Radio real de un conductor sencillo o el diámetro equivalente si se usa conductor trenzado, en cm.
- $\delta$  = Factor de corrección de la densidad del aire.

3. Cálculo del voltaje de inicio del efecto corona, aproximadamente igual al voltaje de radioinfluencia RIV (Radio Influence Voltage).

$$E_v = \frac{e_v}{g_m} \quad (3)$$

donde:

- $E_v$  = Voltaje de inicio efecto corona en kV rms de línea a tierra
- $e_v$  = del punto 2
- $g_m$  = del punto 1

4. Cálculo para el ajuste de varias condiciones de superficie.

$$E = K (E_v) \quad (4)$$

donde:

- $E$  = Voltaje de inicio de efecto corona en kV rms de línea a tierra de un conductor para la condición de superficie seleccionada
- $E_v$  = del punto 4
- $K$  = Factor de superficie seleccionado (se elige de la Tabla 3-12)

5. Determinación del voltaje de línea a tierra para un nivel específico de RIV (RIV: es el voltaje a tierra del conductor a una frecuencia de radio de 1 000 kHz. No es el nivel de radiointerferencia).

$$E = E' (K') \quad (5)$$

- $E$  = Voltaje a tierra en kV rms para la condición de la superficie seleccionada y nivel seleccionado de voltaje de radiointerferencia
- $E'$  = Resultado del paso 4
- $K'$  = Factor de multiplicación del RIV

En la Tabla 3-13 hay varios factores posibles de RIV.

Otra vez se recomienda una superficie de conductor cableado a la intemperie. El nivel seguro de RIV (voltaje de radioinfluencia) recomendado es 100 microvolts,

**TABLA 3-12 Factores de superficie**

CONDICIONES DE LA SUPERFICIE	FACTOR DE SUPERFICIE RECOMENDADO
Conductor liso	1.00
Conductor cableado en buenas condiciones, nuevo, limpio y seco	0.92
Conductor cableado usado a la intemperie	0.82*
Conductor cableado usado a la intemperie	0.68 - 0.78**
Conductor cableado nuevo, seco y tensionado por medios usuales	0.53 - 0.73 +
Conductor cableado, húmedo y nuevo o usado en la intemperie	0.16 + +

- \* Valores obtenidos de muestras en zonas sin contaminación.
- \*\* 1er. valor obtenido de muestras en zonas altamente contaminadas.  
2o. Valor obtenido de muestras en zonas poco contaminadas.
- + 1er. valor obtenido de muestras de material muy maltratado.  
2o. valor obtenido de muestras de material poco maltratado.

Nota: El valor más bajo es el que se usa para calcular el valor definitivo del RIV.

- + + Factor de superficie para conductores húmedos con diámetro superior a 1"; para diámetros menores de 1" se usará un factor ligeramente mayor.

que está de acuerdo con el reporte del FCC sobre radiointerferencia, que enumera seis clasificaciones de radio recepción; la clase más baja teniendo un nivel de ruido máximo es de 16 dB (arriba del nivel de 1 microvolt/metro). A la distancia de 30 m (100 pies) de la fuente, un nivel de RIV de 100 microvolt corresponde a un nivel de ruido de aproximadamente - 1.56 dB, mientras que un nivel de RIV de 1 000 microvolts tiene un nivel de señal de ruido de 18.4 dB. Estos valores se derivan de la ecuación (6). Como el efecto de las tres fases fue considerado al determinar estos

**TABLA 3-13 Factores de radioinfluencia**

CONDICIONES DE LA SUPERFICIE	FACTOR RIV	
	100 microvolt	1000 microvolt
Conductores cableados en buenas condiciones, nuevos, limpios y secos.	1.01	1.04
Conductor cableado usado a la intemperie	1.04	1.07
Conductor cableado, nuevo, seco y tensionado por métodos usuales	1.15	1.25
Conductor cableado, húmedo y nuevo o usado a la intemperie	1.75	2.50

niveles de ruido y la región de 100 microvolts está muy bajo de 16 dB, se considera que este nivel da una señal segura de ruido y es adecuada para propósitos de diseño.

Comparando el resultado de este paso con el voltaje a tierra propuesto para el sistema, se determinará si es necesario hacer alguna revisión en el diseño. Si el diseño no es adecuado, la revisión se hará en el tamaño del conductor, arreglo físico o en el voltaje de operación.

La fórmula para calcular el campo eléctrico de una línea de transmisión a una distancia de  $X$  metros es:

$$E = \frac{V}{x l_n \frac{2D}{d}} \quad (6)$$

donde:

$E$  = Campo eléctrico en microvolts/m

$V$  = Voltaje máximo de radiofrecuencia del conductor (RIV) en microvolts a 1 000 kHz

$D$  = Distancia entre fases en cm

$d$  = Diámetro del conductor en cm

$x$  = Distancia de la fuente en metros

Nivel de ruido en radio en dB =  $20 \log_{10} E$  (arriba del nivel de 1 microvolts/m).

Las seis clasificaciones de radiorrecepción arriba mencionadas han sido definidas a través de pruebas subjetivas de los efectos de la radiointerferencia sobre la recepción de una radiotransmisora normal y son las siguientes:

Clase A. Enteramente satisfactoria.

Clase B. Muy buena, leve ruido de fondo.

Clase C. Buena, ruido de fondo evidente.

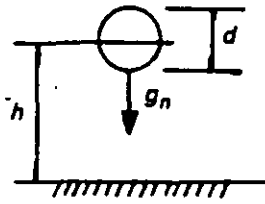
Clase D. Ruido de fondo muy evidente aunque se alcanza a oír fácilmente una conversación.

Clase E. Conversación inteligible únicamente con una concentración severa.

Clase F. Conversación ininteligible.

## APÉNDICE

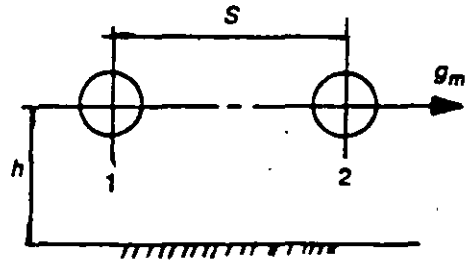
Ecuaciones para el máximo gradiente unitario superficial, de acuerdo con las diferentes configuraciones abajo indicadas. (Las flechas indican la dirección en la que el gradiente de superficie es máximo.)



$$P_{11} = 2 \log_n \frac{4h}{d}$$

$$Q = \frac{1}{P_{11}}$$

$$g_m = \frac{4}{d} Q = \frac{2}{d \log_n \left( \frac{4h}{d} \right)}$$

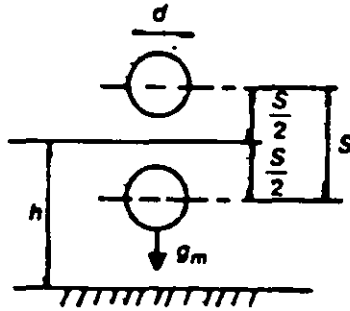


$$P_{11} = 2 \log_n \frac{4h}{d}$$

$$P_{12} = 2 \log_n \frac{2h}{S}$$

$$Q = \frac{1}{P_{11} + P_{12}}$$

$$g_m = 4 \left( \frac{1}{S} + \frac{1}{d} \right) Q$$



$$P_{11} = 2 \log_n \frac{4 \left( h + \frac{S}{2} \right)}{d}$$

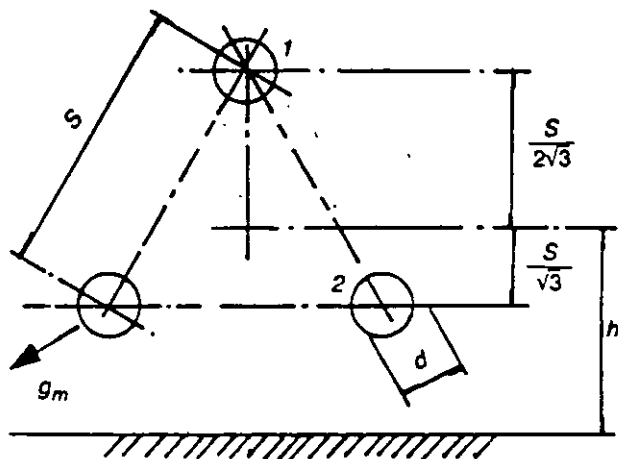
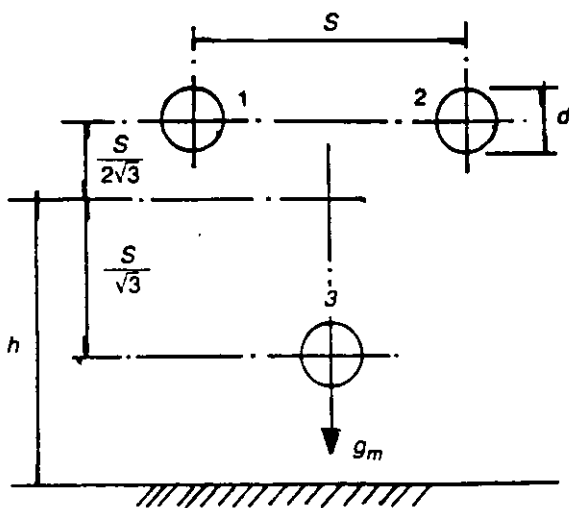
$$P_{22} = 2 \log_n \frac{4 \left( h + \frac{S}{2} \right)}{d}$$

$$P_{12} = 2 \log_n \frac{2h}{S}$$

$$Q_1 = \frac{P_{22} - P_{12}}{P_{11}P_{22} - P_{12}^2} \quad (1)$$

$$Q_2 = \frac{P_{11} - P_{12}}{P_{11}P_{22} - P_{12}^2} \quad (2)$$

$$g_m = \frac{4}{S} Q_1 + \frac{4}{d} Q_2$$



$$P_{11} = 2 \log_n \frac{4(h + \frac{S}{2\sqrt{3}})}{d}$$

$$P_{11} = 2 \log_n \frac{4(h + \frac{S}{\sqrt{3}})}{d}$$

$$P_{33} = 2 \log_n \frac{4(h - \frac{S}{2\sqrt{3}})}{d}$$

$$P_{22} = 2 \log_n \frac{4(h - \frac{S}{2\sqrt{3}})}{d}$$

$$P_{12} = 2 \log_n \frac{2(h + \frac{S}{2\sqrt{3}})}{S}$$

$$P_{12} = 2 \log_n \frac{2(h + \frac{S}{4\sqrt{3}})}{S}$$

$$P_{13} = 2 \log_n \frac{2h - \frac{S}{4\sqrt{3}}}{d}$$

$$P_{23} = 2 \log_n \frac{2(h - \frac{S}{2\sqrt{3}})}{S}$$

$$Q_1 = \frac{P_{33} - P_{12}}{P_{33}(P_{11} + P_{12}) - 2P_{13}^2}$$

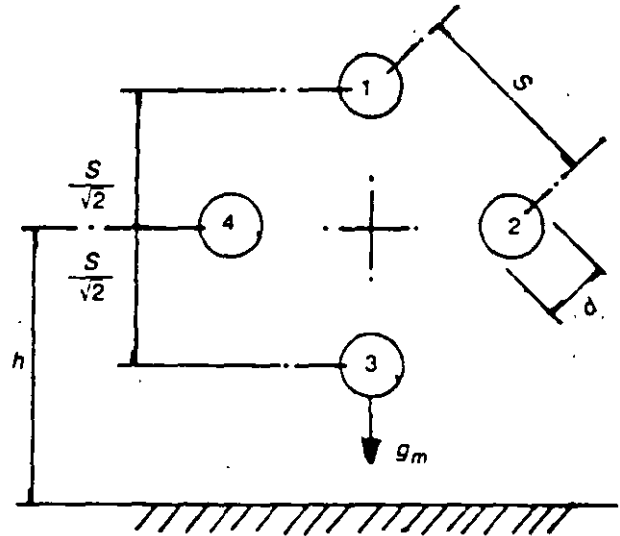
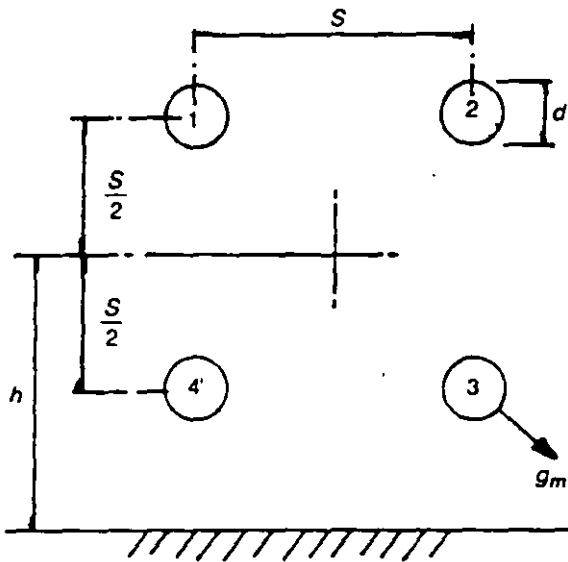
$$Q_1 = \frac{P_{22} + P_{23} - P_{12}}{P_{11}(P_{22} + P_{23}) - P_{12}^2}$$

$$Q_2 = \frac{P_{11} + P_{12} - 2P_{13}}{P_{33}(P_{11} + P_{12}) - 2P_{13}^2}$$

$$Q_2 = \frac{P_{11} - P_{12}}{P_{11}(P_{22} + P_{23}) - 2P_{12}^2}$$

$$g_m = \frac{4\sqrt{3}}{S} Q_1 + \frac{4}{d} Q_2$$

$$g_m = \frac{2\sqrt{3}}{S} Q_1 + (\frac{2\sqrt{3}}{S} + \frac{4}{d}) Q_2$$



$$P_{11} = 2 \log_n \frac{4(h + \frac{S}{2})}{d}$$

$$P_{33} = 2 \log_n \frac{4(h + \frac{S}{2})}{d}$$

$$P_{12} = 2 \log_n \frac{2(h + \frac{S}{2})}{S}$$

$$P_{13} = 2 \log_n \frac{2h}{\sqrt{2} S}$$

$$P_{14} = 2 \log_n \frac{2h}{S}$$

$$P_{11} = 2 \log_n \frac{(4h + \frac{S}{\sqrt{2}})}{d}$$

$$P_{22} = 2 \log_n \frac{4h}{d}$$

$$P_{33} = 2 \log_n \frac{(4h - \frac{S}{\sqrt{2}})}{d}$$

$$P_{12} = 2 \log_n \frac{2h(+ \frac{S}{2\sqrt{2}})}{S}$$

$$P_{13} = 2 \log_n \frac{2h}{\sqrt{2} S}$$

$$P_{34} = 2 \log_n \frac{2(h - \frac{S}{2})}{S}$$

$$P_{23} = 2 \log_n \frac{2(h - \frac{S}{2\sqrt{2}})}{S}$$

$$A = P_{11} + P_{12}$$

$$N_1 = (P_{22} + P_{13})(P_{33} - P_{13}) + 2P_{23}(P_{13} - P_{23}) + 2P_{12}(P_{23} - P_{33})$$

$$B = P_{33} + P_{34}$$

$$N_2 = P_{22}(P_{11} - P_{12}) + P_{23}(P_{13} - P_{11}) + P_{13}(P_{12} - P_{13})$$

$$C = P_{12} + P_{14}$$

$$N_3 = (P_{22} + P_{13})(P_{11} - P_{13}) + 2P_{23}(P_{12} - P_{11}) + 2P_{12}(P_{13} - P_{12})$$

$$Q_1 = \frac{B - C}{AB - C^2}$$

$$D = (P_{11}P_{33} - P_{13}^2)(P_{22} + P_{13}) + 4P_{12}P_{13}P_{23} - 2P_{11}P_{23}^2 - 2P_{33}P_{12}^2$$

$$Q_2 = \frac{B - C}{AB - C^2}$$

$$Q_1 = \frac{N_1}{D}$$

$$Q_1 = \frac{N_2}{D}$$

$$g_m = \frac{4\sqrt{2}}{S} Q_1 + \left(\frac{2\sqrt{2}}{S} + \frac{4}{d}\right) Q_2$$

$$Q_3 = \frac{N_3}{D}$$

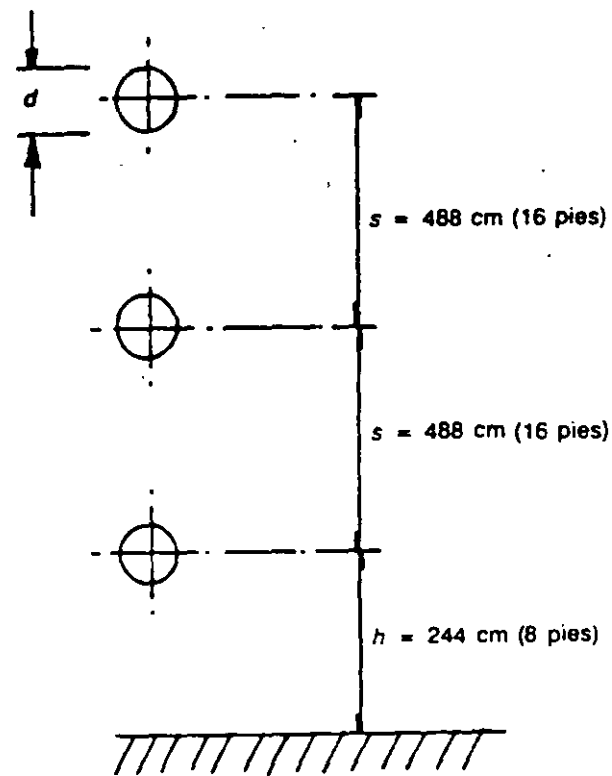
$$g_m = \frac{2\sqrt{2}}{S} Q_1 + \frac{4\sqrt{2}}{S} Q_2 + \frac{4}{d} Q_3$$

### NOMENCLATURA

- $d$  = Diámetro del conductor en cm
- $h$  = Altura del centro del haz de cables al suelo en cm
- $S$  = Separación entre cables del haz en cm
- $P_{11}, P_{12}, \text{etc.}$  = Coeficientes de potencial de Maxwell
- $Q_1, Q_2, \text{etc.}$  = Cargas por unidad de longitud y por unidad de voltaje del conductor
- $g_m$  = Máximo gradiente por unidad de superficie del conductor o haz en kV/cm/kV

Ejemplo ilustrativo:

Determinar si un cable de 4/0 American Wire Gauge (calibre de 4/0) en un sistema trifásico con 161 kV produce un nivel de señal de ruido seguro, al nivel del mar ( $\delta = 1$ ).



donde:

$$d = 1.34 \text{ cm (0.528 pulg)}$$

$$h = 244 \text{ cm (96 pulg)}$$

Determinar  $g_m$ .

1. Del apéndice, encontramos:

$$\begin{aligned} P_{11} &= 2 \log_n \frac{4h}{d} \\ &= 2 \log_n \frac{4 \times 244}{1.34} \\ &= 2 \log_n 727 \end{aligned}$$

$$P_{11} = 13.2$$

$$\text{y } Q = \frac{1}{P_{11}} = \frac{1}{13.2} = 0.0759$$

2. Determinación del gradiente de voltaje del inicio del efecto corona.



$$e_v = 21.1\delta \left[ 1 + \left( \frac{0.301}{\sqrt{r\delta}} \right) \right] \text{ kV/cm}$$

$$= 21.1 \left[ 1 + \left( \frac{0.301}{\frac{\sqrt{1.34}}{2}} \right) \right]$$

$$e_v = 28.8 \text{ kV/cm.}$$

3. Y el gradiente unitario máximo de superficie es:

$$g_m = 4 \left( \frac{1}{s} + \frac{1}{d} \right) Q$$

Sustituyendo valores:

$$g_m = 4 \left( \frac{1}{488} + \left( \frac{1}{1.34} \right) 0.0759 \right)$$

$$= 2.95 \times 0.0759$$

$$= 0.2275 \text{ kV/cm/kV}$$

4. Determinar el voltaje del inicio del efecto corona.

$$E_v = \frac{e_v}{g_m} = \frac{28.8}{0.2275} = 127 \text{ kVrms de la línea a tierra.}$$

5. Determinación de la corrección según la condición de la superficie.

Usando los valores de factores de superficie prácticos de (0.68 a 0.78).

$$E_i = E_v K$$

donde el:

Límite inferior  $E_i = 0.68 \times 127 = 86.2 \text{ kVrms de línea a tierra.}$   
(zona altamente contaminada)

Límite superior  $E_i = 0.78 \times 127 = 98 \text{ kVrms de línea a a tierra.}$   
(zona de poca contaminación)

6. Determinar el voltaje de línea a tierra para un nivel de (RIV) específico.  
Usando el nivel seguro de (RIV) recomendado, de 100 microvolts.

$$E' = E (K')$$

Límite inferior  $E' = 86.2 \times 1.04 = 89.8$  kVrms de línea a tierra

Límite superior  $E' = 98 \times 1.04 = 102$  kVrms de línea a tierra

Finalmente como el voltaje de línea a tierra del sistema de 161 kV es de 93 kV y este valor está por abajo del valor calculado de 102 kV. Se puede decir que el sistema operará seguro, con poca posibilidad de radiointerferencia a una distancia de 100 pies de la fuente de radiointerferencia, en una zona de poca contaminación.

Si la línea se encuentra en una zona de alta contaminación, es necesario incrementar el calibre del conductor.

### 3.6.2.2 Método de cálculo por computadora

Para saber si los conductores de una subestación causan radiointerferencia o no, ha sido elaborado un programa de computadora que resuelve este problema. Este programa se basa en el procedimiento descrito en el punto anterior y calcula, siguiendo una serie de pasos, el nivel de voltaje para el conductor o arreglo de conductores en que se tiene un nivel seguro considerado de 100 microvolts, de voltaje de radioinfluencia. (RIV).

Los datos de entrada del programa son: distancia entre fases, diámetro exterior del conductor y espaciamento entre conductores por fase. También se le indica al programa qué arreglo se usa, en caso de tener varios conductores por fase.

El resultado que imprime el programa es un conjunto de voltajes de fase a tierra, del arreglo de conductores dado, para el cual se tiene el nivel seguro de voltaje de radioinfluencia de 100 microvolts. Este conjunto lo da por medio de dos niveles de voltaje a tierra; un valor inferior, cuando el conductor está en una atmósfera con contaminación industrial y, una valor superior, cuando el conductor está en una atmósfera libre de contaminación industrial.

*Ejemplo.* Como aplicación del método, se obtendrá el nivel de radiointerferencia por barras de 400 kV.

Se desea saber si para las barras colectoras tubularres de aluminio, con un diámetro de 5 pulgadas y con separación entre fases de 6.50 m operando en un sistema con voltaje de 400 kV entre fases, produce radiointerferencia.

Los datos que se le dan al programa son los siguientes:

Diámetro exterior del conductor = 5.563 pulg

Distancia entre fases = 255.905 pulg

Arreglo de conductores = uno por fase

Separación entre conductores (si son varios por fase) = 0.0 pulg

Los resultados que da el programa son:

Nivel de voltaje interior = 492.42 kV rms

Nivel de voltaje superior = 564.84 kV rms

Como se ve, los valores anteriores son superiores al valor del voltaje a tierra de las barras, que es de  $400/\sqrt{4}$  kV. De lo cual se concluye que estamos abajo del nivel de 100 microvolts de voltaje de radioinfluencia, que produciría radiointerferencia.

### 3.6.3 Efecto superficial

Una corriente alterna, al circular a través de un conductor, produce un flujo magnético que genera una fuerza electromotriz que se opone al paso de la corriente y como en el centro del conductor el flujo magnético es mayor, se produce el llamado efecto superficial, o sea que la corriente se concentre en la periferia del conductor aumentando su resistencia aparente.

Como consecuencia de lo anterior, también se ha encontrado que el conductor más eficiente es el conductor hueco. Cuando se usan grupos de soleras que actúan como un solo conductor, la corriente se concentra en las soleras exteriores con lo que el efecto es favorable ya que estas soleras son las que tienen mejor ventilación.

### 3.6.4 Efecto de proximidad

El efecto de proximidad se debe al fenómeno resultante de las inducciones causadas por la corriente de una barra y la corriente de retorno en la barra paralela. Estas corrientes generan campos magnéticos que originan fuerzas electromotrices que se oponen al paso de la corriente en las porciones más alejadas de las barras, haciendo que la corriente se concentre en las porciones más cercanas de las dos barras, produciendo un calentamiento mayor en estas zonas.

El efecto de proximidad es inversamente proporcional a la distancia entre conductores. Donde hay espacio, se recomienda una separación mínima de unos 45 cm. Al reducirse la distancia, se reduce la capacidad de conducción debido a que aumenta la resistencia aparente del circuito.

### 3.6.5 Emisividad térmica

Se define como la velocidad de radiación térmica de un material.

Un conductor cubierto de una superficie oscura puede llevar mayor cantidad de corriente para una determinada elevación de temperatura, que un conductor similar pero sin oscurecer su superficie.

Por ejemplo, un conductor de cobre negro puede emitir hasta 25% más calor que un conductor con la superficie pulida.

El efecto de la superficie de las barras conductoras sobre la cantidad total de calor disipado se muestra en la siguiente tabla tomada de un conductor redondo de cobre de 4" de diámetro.

TABLA 3-14 Emisividad térmica

SUPERFICIE	COEF. DE EMISIVIDAD POR RADIACIÓN	DISIPACIÓN DE CALOR w/pie <sup>2</sup>		
		RADIACIÓN	CONVECCIÓN	TOTAL
PÁLIDA	0.03	0.68	13.44	14.12
BRILLANTE	0.07	1.58	13.44	15.02
LIGERA OXIDACIÓN	0.30	6.76	13.44	20.20
MEDIANA OXIDACIÓN	0.50	11.27	13.44	24.71
MUY OXIDADA	0.70	15.78	13.44	29.22
PINTURA GRANULADA	0.90	20.30	13.44	33.74
PINTURA LISA	0.95	21.43	13.44	34.87

### 3.6.6 Vibración

La vibración en conductores eléctricos es la causa frecuente de fallas de tipo mecánico.

La vibración de conductores aéreos puede dividirse en dos tipos:

- a) Vibraciones resonantes de alta frecuencia y baja amplitud.
- b) Vibraciones de baja frecuencia y gran amplitud, llamadas danzantes o galopantes.

Generalmente, esta clase de vibraciones son producidas por el viento.

Las fallas debidas a vibraciones resonantes son las más destructivas y son causadas por la fatiga del material. La mayor parte de las fallas ocurren en los puntos de soporte.

Los métodos más usados para disminuir el efecto de la vibración son los siguientes:

- a) Sustituyendo conductores de gran resistencia a la fatiga por materiales con límites de endurecimiento menores.
- b) Cambiando la forma de conductores cableados, en vez de un conductor sólido.
- c) Mejorando el diseño de las clemas de soporte o colocando algunos accesorios como los siguientes:
- d) Usando clemas de suspensión diseñadas en tal forma que la vibración en un tramo de conductor pase a través de ellas al tramo adyacente, evitando el reflejo de la vibración en el primer tramo.

- e) Usando varillas protectoras preformadas en las clemas de suspensión, que incrementan el módulo de sección.
- f) Usando amortiguadores que absorban la energía de la vibración y que eviten las amplitudes destructivas.

### 3.6.7 Corrosión

Es la destrucción de una sustancia, generalmente en metal, por la reacción química o electroquímica con el medio que la rodea. Los materiales más usados para conductores eléctricos como son el cobre y el aluminio, son altamente resistentes a la corrosión atmosférica. En el caso del acero, aun galvanizándolo se corroe al usarse en zonas salinas o en zonas industriales, por lo que debe usarse en lugares secos o en distritos rurales.

Existen varios tipos de corrosión, pero los más frecuentes son la corrosión atmosférica y la corrosión galvánica.

#### 3.6.7.1 Corrosión atmosférica

Es la corrosión producida en un material que está expuesto en exteriores.

En el caso del cobre y el aluminio, esta corrosión produce una capa de óxido sobre el material, que lo aísla de la atmósfera, protegiéndolo y deteniendo el proceso corrosivo.

En el caso del acero, esta capa de óxido no es protectora, por lo que la acción corrosiva continúa, invisiblemente, debajo de la primera capa, hasta la destrucción total del metal.

#### 3.6.7.2 Corrosión galvánica

Éste es el peor tipo de corrosión y se debe a la acción electroquímica de metal electropositivo cuando dos o más metales diferentes entran en contacto en presencia de un electrólito. La corrosión galvánica en zonas salinas e industriales adquiere grandes proporciones en comparación con zonas rurales y su intensidad se desarrolla según se indica en la Tabla 3-15.

Esta tabla está construida de tal manera que entre dos metales cualesquiera adyacentes, se considera que no hay corrosión. Esta corrosión es más intensa a medida que se usen metales que se encuentran relativamente más alejados en sus posiciones de la tabla y, en caso de haber destrucción, el metal destruido es siempre el que se encuentra situado en la parte superior de la tabla.

Por ejemplo, en caso de usarse conductores de magnesio y de platino, se tendría la máxima intensidad de corrosión galvánica como lo muestra la tabla, destruyéndolo-

metales e iniciándose así la destrucción de la junta, por lo que se debe hacer una revisión periódica de las juntas reponiendo la pasta en caso de que ésta ya no sirva.

En el caso de superficies recubiertas, es recomendable, además, el uso de pastas selladoras, lo que aumenta la seguridad de este método. El uso del estaño, da la resistencia de contacto más baja que cuando se usa zinc o cadmio.

Las placas bimetálicas se hacen uniéndose fuertemente una placa de cobre sobre una placa de aluminio ya sea por medio de soldadura a tope o por el uso de algún cemento conductor.

En el uso de placas bimetálicas se debe usar también una pasta anticorrosiva.

Se recomienda que al conectar dos piezas, una de aluminio y otra de cobre, siempre deberá quedar la pieza de aluminio en la parte superior de la unión ya que en esta forma, al llover, las sales de aluminio no afectan el cobre al escurrir sobre él, pero si la pieza se invierte, las sales del cobre al escurrir sobre el aluminio lo van destruyendo.

### 3.7 MÉTODOS DE CÁLCULO

#### 3.7.1 Clásico

El cálculo de las barras colectoras incluye a los factores vistos en los párrafos anteriores.

En primer lugar se establece el calibre mínimo de las barras ya sea en cable o en tubo y de cobre o de aluminio para soportar la corriente máxima total, prevista para el estado final de la subestación. Este calibre se calcula para el conductor al trabajar a una temperatura máxima de 30°C sobre el ambiente de 40°C de acuerdo con las normas NEMA.



#### 3.7.1.1 Cargas verticales en las barras tubulares

Una vez elegido el calibre mínimo posible, se van dando incrementos de diámetro de 1/2 pulg y se empiezan a calcular las distancias entre soportes para las flechas máximas tolerables debidas a la carga vertical del conductor. Como se vio anteriormente, las flechas máximas están dadas por:

$$f = \frac{1}{150} L \text{ para 2 apoyos y}$$

$$f = \frac{1}{200} L \text{ para más de 2 apoyos}$$

Con estos valores de  $f$  los sustituimos en la fórmula:

TABLA 3-15 Serie galvánica de los metales	
EXTREMO ANÓDICO	
	
Magnesio	
Aluminio	
Duraluminio	
Zinc	
Cadmio	
Hierro	
Estaño	
Plomo	
Níquel	
Latones	
Bronces	
Monel	
Cobre	
Plata	
Oro	
Platino	
	
EXTREMO CATÓDICO	

se en este caso la pieza de magnesio. En el caso del aluminio y del cobre, siempre se destruirá la pieza de aluminio.

Una manera de reducir la corrosión galvánica es disminuir al máximo la resistencia de contacto. Como caso práctico se usan elementos bimetálicos y pastas anticorrosivas. Las pastas anticorrosivas sellan la conexión contra la oxidación y corrosión evitando que la humedad del ambiente penetre en la conexión. Además, estas pastas contienen partículas metálicas conductoras que, cuando se presionan entre el conductor y el conector, rompen la película de óxido y actúan como puentes para llevar la corriente, ocupando las áreas donde se ha roto la película de óxido.

Los métodos más comunes para prevenir la corrosión entre el aluminio y el cobre son los siguientes:

1. Sellar las superficies de contacto con cromato de zinc o cualquier otro tipo de pasta anticorrosiva comercial.
2. Recubrir las superficies de contacto con estaño, cadmio o zinc, metales que se encuentran en la serie galvánica entre el aluminio y el cobre.
3. Insertar una placa bimetálica de cobre y aluminio entre las superficies de contacto, quedando unidas las superficies del mismo metal.
4. Soldar las dos superficies de aluminio y cobre.

El uso de las pastas selladoras es bastante confiable, pero con los elementos atmosféricos esta pasta se va destruyendo, quedando expuestas las superficies de los

$$f = \frac{5W_i L^3}{384 EI} \quad (7)$$

Si el tubo está como viga continua, o sea, con varios apoyos deslizantes y el central rígidamente sujeto, la flecha es de 1/5 del valor anterior. Si el tubo sólo tiene dos claros y es deslizante en los extremos, la flecha es de 2/5 del mismo valor.

Ejemplo:

Calcúlense los claros máximos permitidos para las flechas máximas anteriores, al utilizar tubo de aluminio de 2 1/2 pulg y 5 pulg de diámetro.

a) Tubo de 2 1/2 pulg de diámetro.

$$W = 2.002 \text{ lb/pie}$$

$$E = 10 \times 10^6 \text{ lb/pulg}^2$$

$$I = 1.53 \text{ pulg}^4$$

1. Sustituyendo el valor de  $f$  obtenemos el claro máximo para un tubo libremente apoyado:

$$\text{Sabido que: } W_i = \frac{W \cdot L}{12} \quad (8)$$

$$\frac{1}{150} L = \frac{5W_i \times L^3}{384 EI}$$

Despejando  $L$ :

$$L = \left( \frac{384 \times 12 EI}{150 \times 5 W} \right)^{1/3} \quad (9)$$

Sustituyendo valores tenemos:

$$L = \left( \frac{384 \times 12 \times 10^7 \times 1.53}{150 \times 5 \times 2.002} \right)^{1/3} = 360 \text{ pulg}$$

$$L = 9.15 \text{ m}$$

2. Al considerar el tubo como viga continua con más de dos apoyos y al usar la flecha de 2/5 se tiene:

$$\frac{1}{200} L = \frac{2 W_i L^3}{384 EI}$$



Sustituyendo valores y despejando  $L$ .

$$L = \left( \frac{384 \times 12 EI}{200 \times 2 \times W} \right)^{1/3} \quad (10)$$

$$I = \left( \frac{384 \times 12 \times 10^7 \times 1.53}{200 \times 2 \times 2.002} \right)^{1/3} = 445 \text{ pulg}$$

$$L = 11.30 \text{ m}$$

3. Para el tubo con sólo dos claros y apoyos deslizantes en los extremos, al usar la flecha de 1/5:

$$\frac{1}{200} L = \frac{W, L^3}{384 EI}$$

donde:

$$L = \left( \frac{384 \times 12 EI}{200 \times W} \right)^{1/3} \quad (11)$$

$$L = 560 \text{ pulg} = 14.10 \text{ m}$$

Estas longitudes máximas entre apoyos, serían sólo considerando el peso del tubo.

b) Tubo de 5 pulg de diámetro:

$$W = 5.051 \text{ lb/pie}$$

$$E = 10 \times 10^6 \text{ lb/pulg}^2$$

$$I = 15.16 \text{ pulg}^4.$$

1. Para tubo libremente apoyado, usando la expresión (9).

$$L = \left( \frac{384 \times 12 \times 10^7 \times 15.16}{150 \times 5 \times 5.05} \right)^{1/3} = 570 \text{ pulg}$$

$$L = 14.5 \text{ m}$$

2. Para tubo usado como viga continua, usando la expresión (10).

$$L = \left( \frac{384 \times 12 \times 10^7 \times 15.16}{200 \times 2 \times 5.05} \right)^{1/3} L = 700 \text{ pulg} = 17.9 \text{ m}$$

3. Para el tubo con dos claros, usando la expresión (11):

$$L = \left( \frac{384 \times 12 \times 10^7 \times 15.16}{200 \times 2 \times 5.05} \right)^{1/3} = 880 \text{ pulg}$$

$$l = 22.5 \text{ m}$$

Los seis valores anteriores nos dan los claros máximos referidos únicamente al peso propio del tubo. En algunos casos para amortiguar las vibraciones eólicas se introduce un cable de calibre adecuado al diámetro del tubo, y cuyo peso deberá tomarse en cuenta en el cálculo de las flechas de las barras. En lugares muy fríos, a la componente vertical del peso anterior habría que sumarle una carga uniformemente repartida formada por la máxima acumulación de hielo sobre el tubo considerado.

### 3.7.1.2 Cargas horizontales en las barras tubulares

En esta parte del cálculo, se consideran los esfuerzos horizontales a que están sujetas las barras, y que son: Esfuerzo por cortocircuito, esfuerzo debido a la presión del viento, y el esfuerzo debido a temblores de tierra. Generalmente para el cálculo, se consideran las siguientes sumas de esfuerzos:

1. Esfuerzo por cortocircuito + viento.
2. Esfuerzo por cortocircuito + temblor de tierra.

La mayor parte de estas dos componentes horizontales se considera aplicada en "cantilever" sobre los aisladores soporte de las barras y es la que nos limita la longitud del claro entre dos soportes continuos, de acuerdo con la resistencia del aislador que se ha seleccionado.

#### a) Esfuerzo por cortocircuito

En nuestras subestaciones de 400 kV se ha aceptado hasta la fecha un cortocircuito máximo de 20 000 MVA. La fuerza horizontal que ocasiona este cortocircuito es la siguiente:

Primero se obtiene el valor de la corriente de cortocircuito para ese voltaje:

$$I_{cc} = \frac{kVA_{cc}}{\sqrt{3} kV} = \frac{20 \times 10^6}{1.732 \times 400} = 29\,000 \text{ A}$$

Después, en la Tabla 5-2 de "Distancias a tierra y entre fases", del capítulo 5 se encuentra que la separación normal entre centros de fases de buses rígidos es de 6.50 m.

Con estos datos se usa la fórmula:

$$F_{cc} = 43.2 \frac{I_{cc}^2}{D} \times 10^{-7} \times L \tag{12}$$

donde:

- $F_{cc}$  = Fuerza horizontal debida a cortocircuito en lbs
- $I_{cc}$  = Corriente máxima de cortocircuito, valor efectivo en Amp
- $D$  = Distancia entre conductores en pulg
- $l$  = Longitud del claro en pies

Esta fórmula nos da la fuerza máxima de cortocircuito entre fase y tierra, que es un valor mayor que en el caso trifásico, en la relación de 43.2/37.5.

**b) Esfuerzo debido al viento**

Este esfuerzo se debe a la velocidad del viento, que produce una presión en la superficie del conductor. A continuación se da una tabla con valores de presión sobre diversos conductores:

**TABLA 3-16** Presiones debidas al viento

SUPERFICIE	FÓRMULA	PRESIÓN (VALORES PRÁCTICOS)	VELOCIDAD DE VIENTO		
			pie/seg	km/h	m/seg
CILINDRO (TUBO)	$P = 0.075 v^2$	$P = 39$ kg/m <sup>2</sup>	75	82	22.8
CABLES	$P = 0.050 v^2$	$P = 26$ kg/m <sup>2</sup>	75	82	22.8
SUPERFICIES PLANAS	$P = 0.125 v^2$	$P = 60$ kg/m <sup>2</sup>	75	82	22.8

donde:

- $P$  = Presión del viento en kg/m<sup>2</sup>
- $v$  = Velocidad del viento en m/seg

Para el caso de tubos se usará la fórmula:

$$P = 0.075 v^2 \tag{13}$$

El cálculo de la fuerza en el tubo debida a la presión del viento se calcula con la siguiente fórmula:

$$F_v = P \times L \times d \quad (14)$$

donde:

- $F_v$  = Fuerza debida al viento en kg
- $P$  = Presión por viento en kg/m<sup>2</sup>
- $L$  = Longitud del claro en m
- $d$  = Diámetro exterior del tubo, en m

Transformando la ecuación (13) al sistema inglés nos resulta:

$$P = \frac{0.075 \times 2.205}{(10.76)^2} v^2$$

$$P = 1.43 \times 10^{-3} v^2 \quad (15)$$

donde:

- $P$  = Presión del viento en lb/pie<sup>2</sup>
- $v$  = Velocidad del viento en pie/seg

La fuerza horizontal máxima que está aplicada sobre el tubo, será la suma de la fuerza debida al cortocircuito más la fuerza debida al viento.

$$F_{\max} = F_{cc} + F_v \quad (16)$$

Igualando la fuerza horizontal máxima de un claro con la resistencia al esfuerzo en "cantilever" del aislador soporte, y aplicando un factor de seguridad de  $f \cdot s = 1.25$ , se calcula la longitud del claro máximo entre dos apoyos tomando en cuenta sólo los esfuerzos debidos a cortocircuito y viento.

$$F_{\max} = \frac{R_o}{f \cdot s} \quad (17)$$

donde:

- $R_o$  = Resist. del aislador en lb.
- $f \cdot s$  = Factor de seguridad.

$$F_{\max} = \frac{R_o}{1.25} = 43.2 \frac{I_{cc}^2}{D} 10^{-7} L + \frac{1.43 \times 10^{-3}}{12} v^2 d \cdot L.$$

$$\frac{R_a}{1.25} = (43.2 \times 10^{-7} \frac{I_{cc}^2}{D} + 1.19 \times 10^{-4} v^2 d)L$$

Por lo tanto:

$$L = \frac{R_a}{1.25 (43.2 \times 10^{-7} \frac{I_{cc}^2}{D} + 1.19 \times 10^{-4} v^2 d)} \quad (18)$$

donde:

- $l$  = Longitud del claro en pies
- $I_{cc}$  = Corriente máxima de cortocircuito, valor efectivo en amperes
- $D$  = Distancia entre conductores en pulg
- $d$  = Diámetro exterior del tubo en pulg
- $v$  = Velocidad del viento en pie/seg
- $R_a$  = Resistencia del aislador en "cantilever", en lb

*Ejemplo:* Calcúlese el claro máximo de un tubo de 5"  $\phi$  considerando esfuerzos de cortocircuito y viento, con los siguientes datos (S.E. Santa Cruz):

- $I_{cc}$  = 29 000 Amp
- $D$  = 6.50 m
- $d$  = 5.00 pulg
- $v$  = 75 pie/swf
- $R_a$  = 970 lb

$$L = \frac{970}{1.25 (43.2 \times 10^{-7} \frac{(29\ 000)^2}{650/2.54} + 1.19 \times 10^{-4} (75)^2 \times 5)}$$

$$L = \frac{970}{1.25 (14.2 + 3.34)} = 44.4 \text{ pies}$$

$$L = 44.4 \times 0.304 = 13.5 \text{ m}$$

Ahora, la fuerza  $F'_{cc}$  debida a cortocircuito por unidad de longitud es:  
De acuerdo con la expresión 12 tenemos

$$F_{cc} = 43.2 \frac{I_{cc}^2}{D} \times 10^{-7} L \quad \text{lb}$$

y por unidad de longitud:

$$F_{cc} = 43.2 \frac{I_{cc}^2}{D} \times 10^{-7} \quad \text{lb/pie}$$

Sustituyendo valores resulta:

$$F_{cc} = 43.2 \frac{(29 \times 10^3)^2}{650/2.54} \times 10^{-7}$$

$$= 43.2 \times 0.3286$$

$$F_{cc} = 14.192 \quad \text{lb/pie}$$

La fuerza  $P'$  debida al viento por unidad de longitud es, de acuerdo con la expresión 15:

$$P' = 1.43 \times 10^{-3} (v^2) \times d$$

Sustituyendo valores:

$$P' = 1.43 \times 10^{-3} (75)^2 \times \frac{5}{12}$$

$$P' = 3.35 \text{ lb/pie}$$

### c) Esfuerzo debido a temblor

Para el caso de considerar el esfuerzo debido a temblor de tierra, se considera según el Reglamento de Construcciones para el Distrito Federal, un empuje lateral máximo de 0.2 (de la aceleración de la gravedad  $g$ ), lo que se traduce en multiplicar el peso unitario del tubo por un factor de 0.2 para obtener la fuerza debida a temblor, por unidad de longitud de la barra.

Para el caso del ejemplo anterior, considerando un tubo de 5 pulg de diámetro y con peso unitario de 5.05 lb/pie, la fuerza debida a temblor por unidad de longitud será la siguiente:

$$f_t = 5.05 \times 0.2 = 1.01 \text{ lb/pie}$$

Este valor es menor que la fuerza debida al viento por unidad de longitud de 3.34 lb/pie encontrada en el ejemplo anterior, por lo que para objeto de cálculo, basta sólo considerar los esfuerzos debidos a cortocircuito más los debidos al viento.

### 3.7.2 Mecanización del cálculo por computadora

El cálculo de barras colectoras se puede efectuar también por medio de una computadora. Por medio de este método es posible tomar en cuenta un mayor número de datos y obtener un mayor número de alternativas con mucha mayor rapidez que haciéndolo en forma normal.

Para nuestros diseños de barras colectoras de tubo, se parte de un programa basado en obtener a partir de una variedad muy amplia de condiciones, las capacidades de potencia y corriente de cortocircuito que pueden soportar las barras para cada una de esas condiciones. Las diferentes variables que se utilizan para el cálculo son las siguientes: resistencia de los aisladores y de los tubos, diámetro y peso unitario de los tubos, condiciones atmosféricas como viento y hielo, resistencia de las uniones de tubo ya sean soldadas o remachadas, separación entre apoyos, separación entre fases, altura de los aisladores y niveles de voltaje. La variedad de condiciones está definida por el número de valores que se le dan a cada variable del programa o al generar varias condiciones por medio de incrementos en algunas variables como son separación entre fases y longitudes de claros.

Usando el teorema de los tres momentos para un tubo y considerado como una viga continua uniformemente cargada, el programa calcula las cargas en los aisladores soporte así como la localización de los puntos de inflexión para determinar el lugar donde deben efectuarse los empalmes de los tubos.

El programa permite calcular las capacidades de cortocircuito máximas en MVA que soportan los aisladores y los tubos variando los valores de las resistencias en "cantilever" de los mismos, y usando diferentes longitudes de tubo de aluminio.

Los datos que requiere el programa son los siguientes:

- Peso unitario del tubo.
- Distancia mínima entre fases.
- Número de incrementos para la distancia entre fases.
- Velocidad del viento sin hielo.
- Velocidad del viento con hielo.
- Diámetro exterior del tubo.
- Resistencia de la soldadura.
- Resistencia de la junta remachada.
- Módulo de sección del tubo.
- Voltaje de operación.
- Longitud del claro.
- Módulo de elasticidad del material del tubo.
- Momento de inercia de la sección del tubo.
- Longitud del incremento en la distancia entre fases.
- Número de aisladores diferentes que se prueban en el diseño.
- Resistencia máxima del aislador.
- Altura del aislador.

La secuencia del programa es la siguiente:

a) Cálculo de los momentos de la barra.

1. Lee todos los juegos de datos que se le proporcionen para calcular varias alternativas.
2. Obtiene los momentos en la barra, usando un método matricial que incluye la inversión y el producto de las matrices y escribe el momento vertical en cada soporte.
3. Construye y resuelve juegos de ecuaciones de segundo grado para encontrar los puntos de inflexión y escribe la localización de estos puntos.
4. Por medio del momento vertical máximo, encuentra y escribe el momento horizontal de la viga.

b) Cálculo de las capacidades máximas de cortocircuito en MVA y amperes para los diferentes tipos de aisladores, haciendo variar las resistencias en "cantilever" de los mismos.

1. Utilizando el primer tipo de aislador, calcula las capacidades máximas de cortocircuito en MVA y amperes que puede soportar el tubo, y da varias soluciones para diferentes distancias entre fases. Este cálculo lo realiza para condiciones de carga, hielo y viento y después para viento únicamente, tomando en cuenta que se usen juntas soldadas y juntas remachadas.
2. Al hacer este cálculo, revisa si la resistencia de la junta (soldada o remachada) es compatible con los esfuerzos a que está sometido este tipo de tubo, en caso de no ser compatible, escribe una nota indicando que esta combinación de tubo y junta no se pueden usar.
3. Calcula las deflexiones del tubo y escribe la deflexión máxima bajo la condición máxima de carga.
4. Realiza el cálculo de las capacidades máximas en MVA y amperes que pueden soportar este tipo de aislador, dando varias alternativas de distancia entre fases y bajo condiciones atmosféricas de viento con hielo y de viento únicamente.
5. Inicia otra secuencia de cálculos para otro tipo de aislador, hasta terminar con todos los tipos.
6. Inicia otra secuencia de cálculos, pero para otro tipo o dimensión de tubo, repitiendo todos los cálculos anteriores.

Una vez con todas las alternativas posibles y teniendo presentes varios tipos de aisladores y tubos, se toma la decisión más conveniente para las condiciones que se requieran en la subestación.



### 3.8 RESULTADOS DEL CÁLCULO

Como resultado del cálculo de barras colectoras tubulares al usar un programa de computadora, se obtienen las características de capacidad máxima de cortocircuito de tubos y aisladores en los voltajes más usados en las subestaciones como son 85, 230 y 400 kV.

#### 3.8.1 Barras de 85 kV

##### 3.8.1.1 Consideraciones

Para el estudio se consideraron los siguientes parámetros:

Diámetros de los tubos:	2", 2 1/2" y 3"
Separaciones entre fases:	2.50, 3.00 y 3.50 m
Separaciones entre soportes:	2.50, 5.00, 7.50 y 10.00 m
Carga de ruptura en "cantilever" de los aisladores:	816 kg (1 800 lb)
Velocidad del viento:	80 km/h
No se consideró carga de hielo.	

Se consideró la carga del cable amortiguador con un peso equivalente a un cable ACSR 336 MCM.

##### 3.8.1.2 Resultados

La Tabla 3-17 muestra las capacidades de cortocircuito de tubos y aisladores.

##### 3.8.1.3 Selección del material y distancias

Para una capacidad máxima de cortocircuito de 5 000 MVA y una distancia normal entre fases de 3 metros, el diámetro mínimo de tubo es de  $2\frac{1}{2}$ " con separación máxima entre soportes de 5 metros.

Las columnas de aisladores con resistencia de 816 kg o equivalentes en características mecánicas, con tubo de  $2\frac{1}{2}$ " de diámetro y separación entre soportes de 5 metros, permiten una capacidad de cortocircuito de 8 000 MVA.

Para coordinar la capacidad de cortocircuito entre tubo y aisladores se puede utilizar tubo de 3" de diámetro con lo cual resulta para el conjunto tubo-aisladores

TABLA 3-17 MVA máximos de cortocircuito para barras de 85 kV

	Separación entre fases (m)	Separación entre soportes			
		2.50 m	5.00 m	7.50 m	10.00 m
Tubo de 2" $\phi$	2.50	7 994	3 895	2 463	1 669
	3.00	8 772	4 274	2 703	1 831
	3.50	9 486	4 622	2 923	1 980
Aisladores 816 kg	2.50	11 550	8 136	6 617	5 708
	3.00	12 674	8 928	7 261	6 264
	3.50	13 707	9 655	7 853	6 774
Tubo de 2 $\frac{1}{2}$ " $\phi$	2.50	11 049	5 437	3 514	2 496
	3.00	12 124	5 966	3 856	2 738
	3.50	13 112	6 452	4 170	2 962
Aisladores 816 kg	2.50	11 484	8 082	6 567	5 658
	3.00	12 601	8 868	7 206	6 209
	3.50	13 627	9 591	7 792	6 714
Tubo de 3" $\phi$	2.50	14 078	6 957	4 537	3 281
	3.00	15 448	7 634	4 979	3 600
	3.50	16 706	8 255	5 384	3 893
Aisladores 816 kg	2.50	11 402	8 015	6 504	5 597
	3.00	12 512	8 795	7 137	6 141
	3.50	13 531	9 511	7 718	6 641

Notas:

1. El tubo de 2"  $\phi$  con separación entre soportes de 10 metros tiene flecha mayor de 1/200 del claro.
2. El tubo de  $\frac{1}{2}$ "  $\phi$  con separación entre soportes de 10 metros tiene flecha mayor de 1/200 del claro.

una capacidad de cortocircuito de 7 500 MVA, que está en concordancia con la capacidad de los interruptores de 85 kV.

### 3.8.2 Barras de 230 kV

#### 3.8.2.1 Consideraciones

Para el estudio se consideraron los siguientes parámetros:

Diámetros de los tubos: 2", 2  $\frac{1}{2}$ ", 3", 4", 5" y 6".  
 Separaciones entre fases: 4.00, 4.50, 5.00, 5.50 y 6.00 m.

Separaciones entre soportes:	5.00, 7.50, 10.00, 12.50, 15.00, 17.00 y 20.00 m.
Cargas de ruptura en "cantilever" de los aisladores:	607 kg (1 340 lb).
Velocidad del viento:	80 km/h.
No se consideró carga de hielo.	

Se consideró la carga del cable amortiguador con un peso equivalente a un cable ACSR 336 MCM.

### 3.8.2.2 Resultados

La Tabla 3-18 muestra las capacidades de cortocircuito de tubos y aisladores.

### 3.8.2.3 Selección del material y distancias

Para una capacidad máxima de cortocircuito de 15 000 MVA y distancia normal entre fases de 4.50 metros, el diámetro mínimo del tubo es de  $2\frac{1}{2}$ " con separación máxima entre soportes de 6 metros.

Para las mismas características anteriores pero con diámetro de tubo de 5" la separación máxima entre soportes es de 12.50 metros.

Las columnas de aisladores con resistencia de 607 kg, con tubo de  $2\frac{1}{2}$ " de diámetro y separación entre soportes de 6 metros, permiten una capacidad de cortocircuito de 23 500 MVA.

Las mismas columnas de aisladores con tubo de 5" de diámetro y separación entre soportes de 12 metros permiten una capacidad de cortocircuito de 15 052 MVA.

Estos últimos valores están más próximos a la capacidad de cortocircuito de los interruptores de 230 kV.

## 3.8.3 Barras de 400 kV

### 3.8.3.1 Consideraciones

Para el estudio se consideraron los siguientes parámetros:

Diámetro de los tubos:	$2\frac{1}{2}$ ", 5" y 6"
Separación entre fases:	6.00, 6.50, 7.00, 7.50 y 8.00 m.

TABLA 3-18 MVA máximos de cortocircuito para barras de 230 kV

	Separación entre fases (m)	Separación entre soportes			
		5.00 m	7.50 m	10.00 m	12.50 m
Tubo de 2" $\phi$	4.00	13 341	8 438	5 716	Nota 1
	4.50	14 165	8 960	6 069	
	5.00	14 944	9 452	6 403	
	5.50	15 685	9 921	6 720	
	6.00	16 392	10 368	7 023	
Aisladores 607 kg	4.00	24 298	19 736	17 001	Nota 1
	4.50	25 799	20 956	18 051	
	5.00	27 217	22 108	19 044	
	5.50	28 566	23 203	19 987	
	6.00	29 853	24 249	20 888	
Tubo de 2 $\frac{1}{2}$ " $\phi$	4.00	18 622	12 036	8 548	6 024
	4.50	19 773	12 780	9 076	6 587
	5.00	20 860	13 483	9 576	6 949
	5.50	21 893	14 151	10 050	7 294
	6.00	22 880	14 788	10 503	7 622
Aisladores 607 kg	4.00	24 185	19 618	16 874	14 985
	4.50	25 679	20 830	17 916	15 910
	5.00	27 091	21 975	18 901	16 785
	5.50	28 433	23 064	19 838	17 617
	6.00	29 714	24 103	20 732	18 411
Tubo de 3" $\phi$	4.00	23 827	15 541	11 238	8 471
	4.50	25 300	16 501	11 932	8 995
	5.00	26 691	17 408	12 588	9 489
	5.50	28 013	18 270	13 212	9 959
	6.00	29 275	19 094	13 807	10 408
Aisladores 607 kg	4.00	24 045	19 472	16 717	14 815
	4.50	25 531	20 675	17 750	15 731
	5.00	26 935	21 812	18 726	16 596
	5.50	28 269	22 893	19 651	17 418
	6.00	29 543	23 924	20 540	18 203

Notas:

1. El tubo de 2" de diámetro, por sus características mecánicas, no es adecuado para el diseño debido a que se encuentran números imaginarios en los cálculos.
2. Los tubos de 2" y 2  $\frac{1}{2}$ " de diámetro con separación entre soportes de 10 metros tienen flechas mayores de 1/200 de sus claros.
3. Los tubos de 2  $\frac{1}{2}$ " y 3" de diámetro con separación entre soportes de 12.50 metros tienen flechas mayores de 1/200 de sus claros.

Separación entre soportes:	5, 10, 15 y 20 m.
Carga de ruptura en "cantilever" de los aisladores:	607 kg (1 340 lb)
Velocidad del viento:	80 km/h
No se consideró carga de hielo.	

Se consideró la carga del cable amortiguador con un peso equivalente a un cable ACSR 336 MCM.

### 3.8.3.2 Resultados

La Tabla 3-19 muestra las capacidades de cortocircuito de tubos y aisladores.

### 3.8.3.3 Selección del material y distancias

Para una capacidad máxima de cortocircuito de 20 000 MVA, las separaciones máximas entre soportes que admiten los tubos considerados son las siguientes:

a) Con separación normal entre fases de 6.50 metros.

Tubo de 5"  $\phi$ : 15 metros  
Tubo de 6"  $\phi$ : 17.5 metros

b) Con separación normal entre fases de 8 metros.

Tubo de  $2\frac{1}{2}$ "  $\phi$ : 9 metros

## 3.9 CONCLUSIONES

De acuerdo con los cálculos anteriores y tomando en consideración los valores de las capacidades de cortocircuito máximas en los diferentes voltajes, se seleccionaron los siguientes materiales:

Barras de 85 kV:

1. Tubo de  $2\frac{1}{2}$ " de diámetro.
2. Carga mínima de ruptura en "cantilever" de los aisladores: 816 kg (1 800 lb).
3. Separación máxima entre soportes: 5 m.
4. Capacidad máxima de cortocircuito: 5 000 MVA.

---

**DISEÑO DE REDES DE  
TIERRA****4.1 INTRODUCCIÓN**

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas otras partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

**4.1.1 Necesidad de la red de tierra?**

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a)* Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayos.
- b)* Evitar que, durante la circulación de estas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.

- c) Facilitar, mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

#### 4.1.2 Límites de corriente tolerables por el cuerpo humano

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas, debidas a disturbios atmosféricos o a fallas del equipo, obliga a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o, en general, al personal que labora en el recinto. Intensidades del orden de miles de amperes, producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contacto a tierra y si, además, se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos, entre los cuales existe una diferencia de potencial debida al gradiente arriba indicado, puede sufrir una descarga de tal magnitud que sobrepase el límite de su contractilidad muscular y provoque su caída. En tal situación, la corriente que circula por su cuerpo aumenta y si por desgracia ésta pasa por algún órgano vital como el corazón, puede originar fibrilación ventricular y sobrevenir la muerte.

El umbral de percepción se acepta generalmente como de aproximadamente 1 miliampere. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones musculares, el malestar y el dolor aumentan al crecer la corriente y bastan intensidades de unos cuantos miliamperes para evitar que el sujeto pueda soltar el electrodo agarrado con la palma de la mano, que es la condición de contractilidad antes mencionada.

Se pueden tolerar intensidades de corriente superiores, sin originar fibrilación, si la duración es muy corta. La ecuación que liga los parámetros de la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que puede tolerarla un organismo es:

$$I_k^2 t = 0.0135$$

Resulta:

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad (1)$$

en donde  $I$  es el valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo, en amperes y  $t$  es el tiempo de duración del choque eléctrico en segundos. 0.0135 es una constante de energía, derivada empíricamente.

Es necesario para una buena comprensión tomar en cuenta los diversos casos que pueden presentarse al hacer contacto con superficies a diferente potencial. Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo con los conceptos de tensiones de "paso", de "contacto" y de "transferencia".

En la Figura 4-1 se muestra el circuito equivalente de la diferencia de tensión de un "paso" o contacto entre los pies.

La distancia de contacto entre los pies se supone de 1 m.

La Figura 4-2 muestra el circuito equivalente para un "contacto" entre la mano y los dos pies. La distancia medida sobre el suelo, igual al alcance normal, es de 1 m.

En la Figura 4-3, se muestra un ejemplo de un contacto con potencial "transferido". En este caso se hace contacto con un conductor que está a tierra en un punto lejano. La tensión del choque eléctrico puede ser esencialmente igual a la elevación total de potencial de la malla de tierra.

Los circuitos incluyen las resistencias del sistema de electrodos de tierra ( $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_0$ ), las resistencias de contacto de la mano y la de los zapatos (las dos últimas se consideran despreciables), la resistencia  $R_T$  del terreno inmediato debajo de cada pie y la resistencia del cuerpo  $R_C$ . Para fines prácticos se consideran:

$R_T = 3\rho_s$  para cada pie, donde  $\rho_s$  es la resistividad superficial (ohms-m) que toca el pie.

El valor de la resistencia del cuerpo humano  $R_C$  es variable, recomendándose tomar 1 000 ohms para la resistencia entre los dos pies y entre pies y manos.

Sustituyendo las constantes apropiadas de los circuitos en cada caso y los valores tolerables de corriente de la ecuación (1) se obtiene:

$$E_{\text{paso}} = (R_C + 2 R_T)I_C = (1\ 000 + 6\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$E_{\text{paso}} = \frac{116 + 0.7\rho_s}{\sqrt{t}} \text{ volts} \quad (2)$$

$$E_{\text{contacto}} = (R_C + \frac{R_T}{2})I_C = (1\ 000 + 1.5\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$E_{\text{contacto}} = \frac{116 + 0.17\rho_s}{\sqrt{t}} \text{ volts} \quad (3)$$

Como norma, se ha tomado como valor máximo de tensión que puede soportar el cuerpo humano durante un tiempo de 1.2 seg el valor de 150 V.

#### 4.1.3 Disposiciones básicas de las redes de tierra

Para las redes de tierra, se han considerado básicamente 3 sistemas:

- a) Sistema radial
- b) Sistema de anillo
- c) Sistema de red



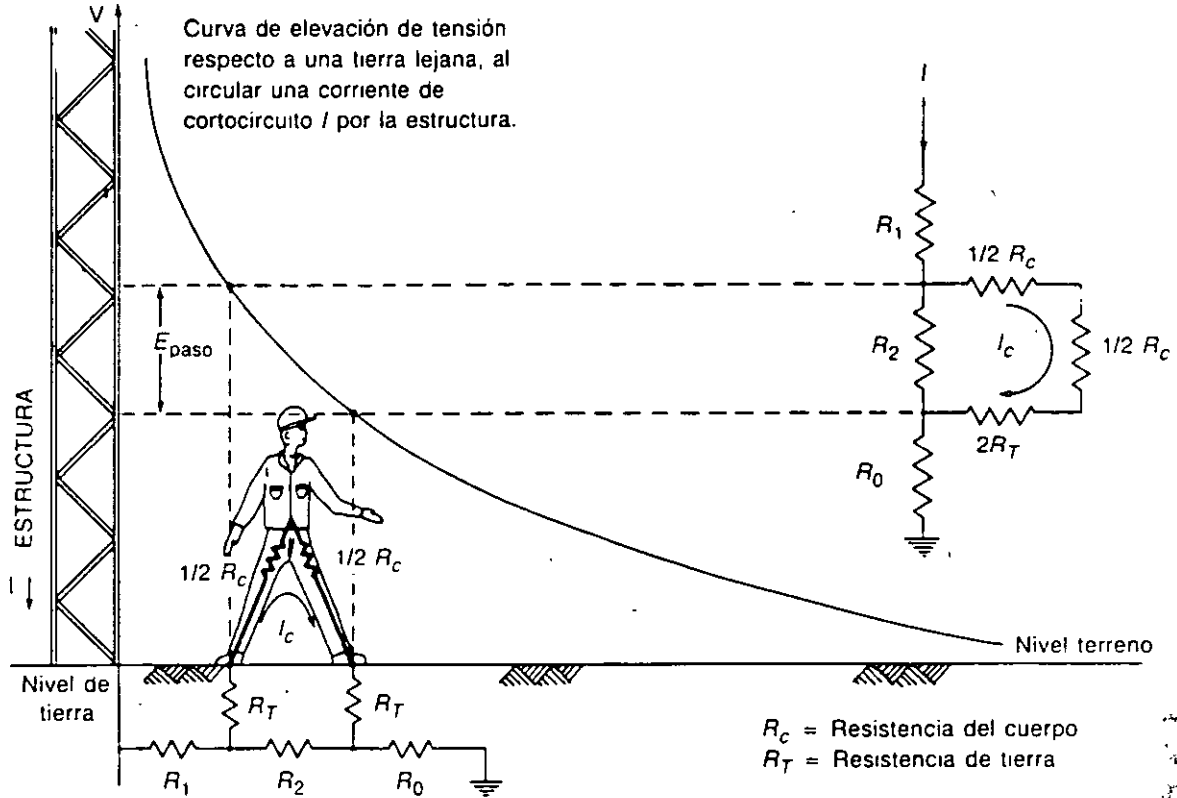


FIG. 4-1 Tensión de paso cerca de una estructura conectada a tierra

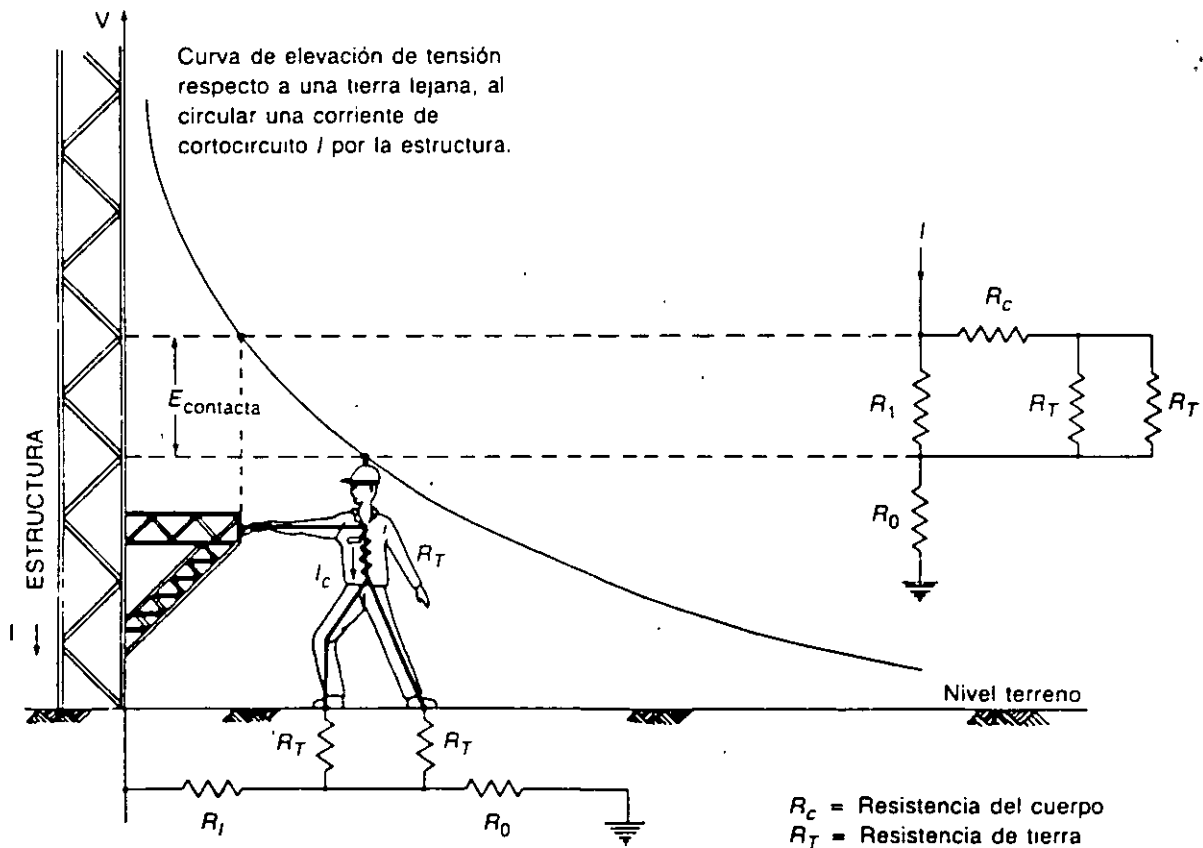


FIG. 4-2 Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra

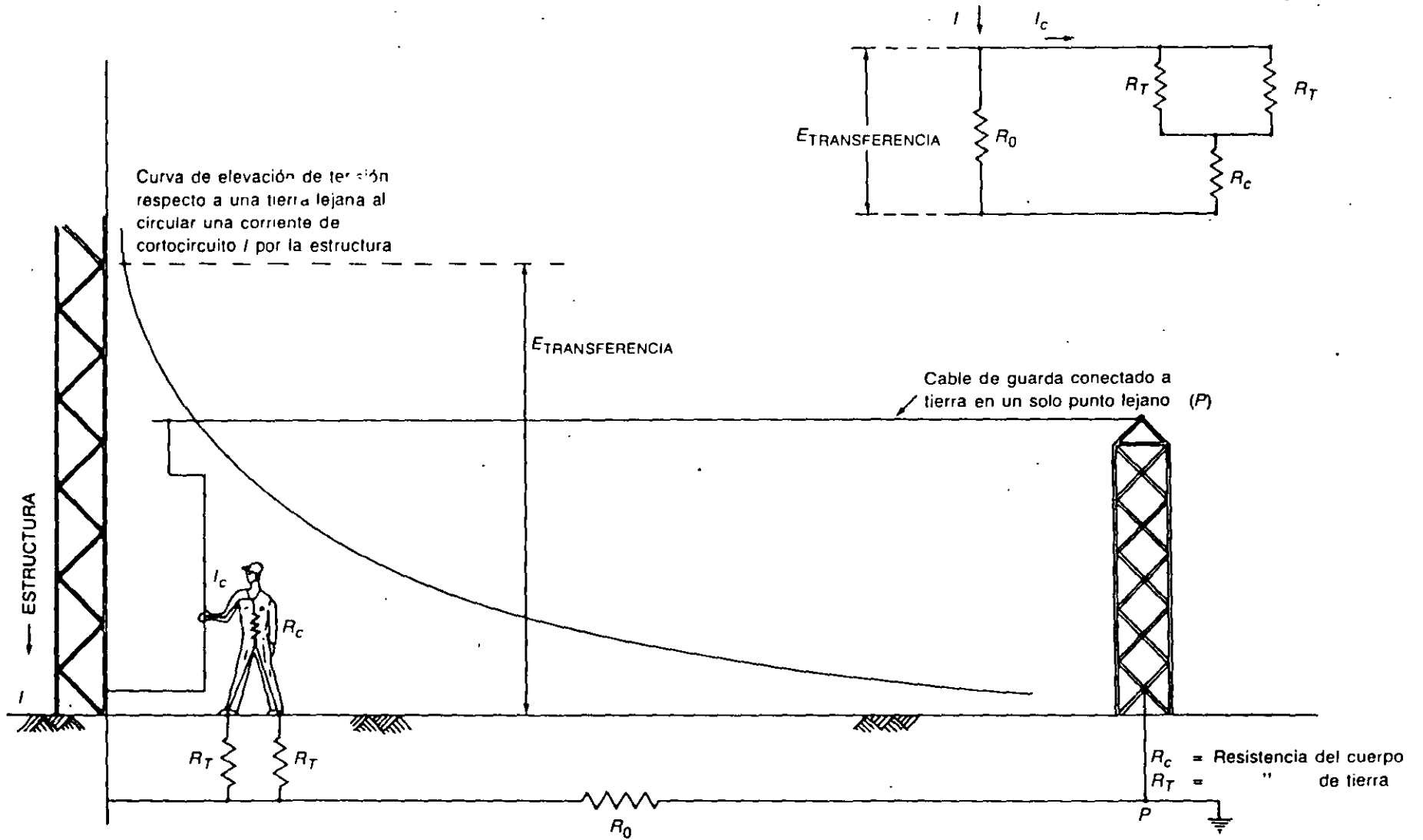


FIG. 4-3 Tensión de transferencia

El sistema radial es el más barato pero el menos satisfactorio ya que al producirse una falla en un aparato, se producen grandes gradientes de potencial.

Este sistema consiste en uno o varios electrodos a los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.

El sistema de anillo se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de suficiente calibre (aprox. 1 000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la S.E. y conectando derivaciones a cada aparato, mediante un cable más delgado (500 MCM o 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente y en él se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra del sistema radial. Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

El sistema de red es el más usado actualmente en nuestro sistema eléctrico y consiste, como su nombre lo indica, en una malla formada por cable de cobre (aprox. 4/0 AWG) conectada a través de electrodos de varillas de copperweld a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero también el más caro de los tres tipos.

## 4.2 Elementos de la red de tierra

### 4.2.1 Conductores

Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibres arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice. Se ha escogido el calibre mínimo de 4/0 AWG en cobre por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre hasta No. 2 AWG. Para sistemas de anillo se ha usado cable de cobre de 1 000 MCM y en cambio, para el sistema de malla, se está usando en la actualidad cable de cobre de 4/0 AWG.

Se utiliza el cobre por su mejor conductividad, tanto eléctrica como térmica, y, sobre todo, por ser resistente a la corrosión debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

### 4.2.2 Electrodos

Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para encontrar zonas más húmedas, y por lo tanto con menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en terrenos desprotegidos de vegetación y cuya superficie, al quedar expuesta a los rayos del sol, está completamente seca.

Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de fierro galvanizado, o bien, con varillas de copperweld.

En el caso del fierro galvanizado, se puede usar en terrenos cuya constitución química no ataque a dicho material.

En terrenos cuyas componentes son más corrosivas, se utiliza el copperweld que consiste en una varilla de fierro a la cual se adhiere una lámina de cobre. Este cobre está soldado sólidamente y en forma continua a la varilla de fierro. Este material combina las ventajas de alta conductividad del cobre con la alta resistencia mecánica del fierro. Tiene buena conductividad, excelente resistencia a la corrosión, buena resistencia mecánica para ser clavada en el terreno y se puede conectar a los cables de la red de tierras a través de los conectores mencionados en el inciso 2.4.

### 4.2.3 Electrodo para pararrayos

Con este título distinguimos al conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las estructuras de una subestación y que sirven para complementar la red de cables de guarda que se extiende sobre los copetes de las estructuras de la subestación (S.E.) para protegerla de las posibles descargas directas de los rayos.

Dichos electrodos están fabricados con tramos de tubo de fierro galvanizado de unos 40 mm de diámetro y 3 m de largo, atornillados a la estructura de la S.E. y cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto de punta.

Debido a que las descargas de los rayos son de alta frecuencia, se recomienda que las terminales de descarga de la red de hilo de guarda, así como las terminales de descarga de los pararrayos deban tener, como mínimo, el mismo calibre del cable de la red de tierra y lo ideal sería utilizar un cable de descarga del mismo calibre de las barras para atenuar el reflejo de ondas que provoca un aumento en la amplitud de la onda de choque.

### 4.2.4 Conectores y accesorios

Son los elementos que nos sirven para unir a la red de tierras los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierra son principalmente de tres tipos.

- a) Conectores atornillados
- b) Conectores a presión
- c) Conectores soldados

Todos los tipos de conectores deben poder soportar la corriente de la red de tierra en forma continua.

Los conectores atornillados se fabrican con bronces de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronces al silicio que les da alta resistencia mecánica y a la corrosión.

La utilización del bronce, que es un material no magnético, proporciona una conducción segura para las descargas atmosféricas que son de alta frecuencia.

Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de buen contacto.

Los conectores soldados (*cadweld*) son los más económicos y seguros por lo que se usan con mucha frecuencia.

Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectoras, en que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable; de la malla de tierra al cable de las estructuras, etc. En general, se utilizan en los siguientes tipos de conexiones atornilladas:

- a) Del electrodo al cable de cobre de la malla, tomando en cuenta si el cable es paralelo o perpendicular al electrodo.
- b) Del electrodo a dos cables verticales.
- c) Del electrodo a tres cables verticales.
- d) De un cable a un tubo o columna.
- e) De dos cables a un tubo perpendicular a ellos.
- f) Zapata para conexión a diferentes equipos.
- g) Conector *T* de cable a cable.
- h) De un cable a placa.
- i) De dos cables a placa.
- j) De tres cables a placa.
- k) De varilla a placa.

### 4.3 Factores considerados en el diseño

Habiendo fijado los límites tolerables de tensión, puede procederse al diseño y a la construcción del sistema de tierra, para lo cual se tomarán en consideración los factores que en seguida se enuncian.

#### 4.3.1 Características del terreno

Para determinar las características del suelo, normalmente se obtienen muestras hasta una profundidad razonable que pueda permitir juzgar de la homogeneidad y condiciones de humedad o nivel de aguas freáticas. Para determinar la resistividad eléctrica es conveniente hacer mediciones con métodos y aparatos aceptados para estos fines. Las mediciones deben incluir datos sobre temperatura y condiciones de humedad en el momento de efectuarlas, tipo de terreno, profundidad de la medición y concentraciones de sales en el suelo.

La siguiente tabla da una idea de los valores medidos de la resistividad:

TABLA 4.1 Resistividades medias del terreno

TIPO DE TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHM-METROS
TIERRA ORGÁNICA MOJADA	10
TIERRA HÚMEDA	$10^2$
TIERRA SECA	$10^3$
ROCA SÓLIDA	$10^4$

El contenido de sales, ácidos o álcalis afecta en forma muy apreciable la resistividad abatiéndola. La resistividad depende fuertemente del contenido de humedad. Cuando ésta se reduce abajo del 22% por peso, la resistividad crece bruscamente. En este caso, se impone el uso de varillas verticales de suficiente longitud para llegar a las capas de mayor humedad e instalar las mallas del sistema de tierras a mayores profundidades a efecto de que queden en contacto con la tierra húmeda.

La grava o roca triturada colocada en la superficie ayuda tanto a evitar la evaporación del agua como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

La temperatura también ejerce una influencia apreciable sobre la resistividad del terreno. A menos de 0°C la resistividad crece bruscamente y a mayores temperaturas decrece, excepto al llegar al punto de ebullición del agua que rodea al electrodo por el cual pase una corriente muy intensa, resultando entonces resistividades elevadas debido a la evaporación de la humedad.

#### 4.3.2 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, utilizada en el cálculo del sistema de tierras, se necesita:

- Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente, y por lo tanto su mayor elevación de potencial y los mayores gradientes locales en el área de la subestación.
- Determinar por cómputo o por analizadores, el máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra  $I$  entre la malla de tierras y la tierra circundante en el instante de iniciarse la falla.

##### 4.3.2.1 Tipos de fallas a tierra

Son de dos tipos principalmente:

- a) Falla monofásica a tierra
- b) Falla polifásica a tierra

Para cualquiera de los tipos de falla mencionados, se debe hacer primero un diagrama equivalente a los de la Figura 4-4, que represente la situación real de los circuitos. El diagrama deberá incluir todo hilo aéreo neutro que esté conectado al sistema de tierras o a los neutros de los transformadores.

#### 4.3.2.2 Componente simétrica de la corriente a tierra en el instante de la iniciación de la falla

El máximo valor efectivo de la corriente simétrica de falla a tierra  $I'$  se calcula por la ecuación:

$$I' = \frac{3E}{3R + 3R_f + (R_1 + R_2 + R_0) + j(X_1' + X_2 + X_0)} \text{ amperes} \quad (4)$$

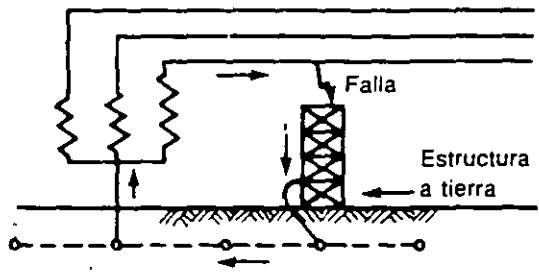
En la mayoría de los casos, cuando la resistencia sea despreciable se usa:

$$I' = \frac{3E}{X_1' + X_2 + X_0} \text{ amperes} \quad (5)$$

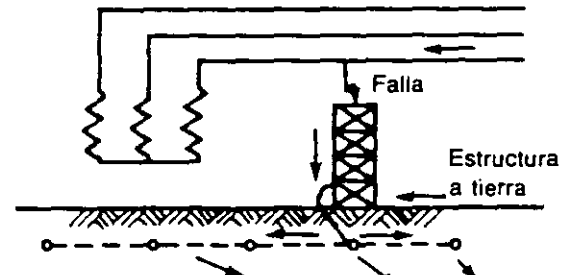
En las ecuaciones anteriores:

- $I'$  = Valor efectivo de la corriente simétrica en el instante en que se inicia la falla a tierra, en amperes.
- $E$  = Tensión de fase a neutro, en volts.
- $R$  = Resistencia a tierra estimada del sistema de tierra local de la subestación, en ohms.
- $R_f$  = Resistencia mínima de la falla misma, en ohms.
- $R_1$  = Resistencia de secuencia positiva, en ohms por fase.
- $R_2$  = Resistencia de secuencia negativa, en ohms por fase.
- $R_0$  = Resistencia de secuencia cero, en ohms por fase.
- $X_1'$  = Reactancia subtransitoria de secuencia positiva, en ohms por fase.
- $X_2$  = Reactancia de secuencia negativa, en ohms por fase.
- $X_0$  = Reactancia de secuencia cero, en ohms por fase.

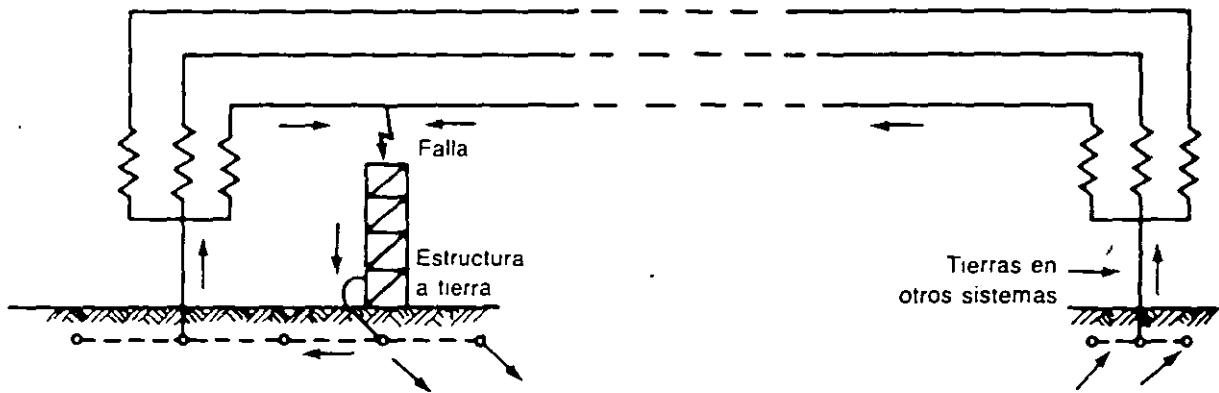
Los valores de  $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_0$ ,  $X_1'$ ,  $X_2$  y  $X_0$  son los correspondientes del sistema vistos desde el punto de falla. Los cálculos se efectúan excluyendo las corrientes que no circulan entre el sistema local de tierras y la tierra. (Véanse los casos 1, 3 y 4 de la Figura 4-4.)



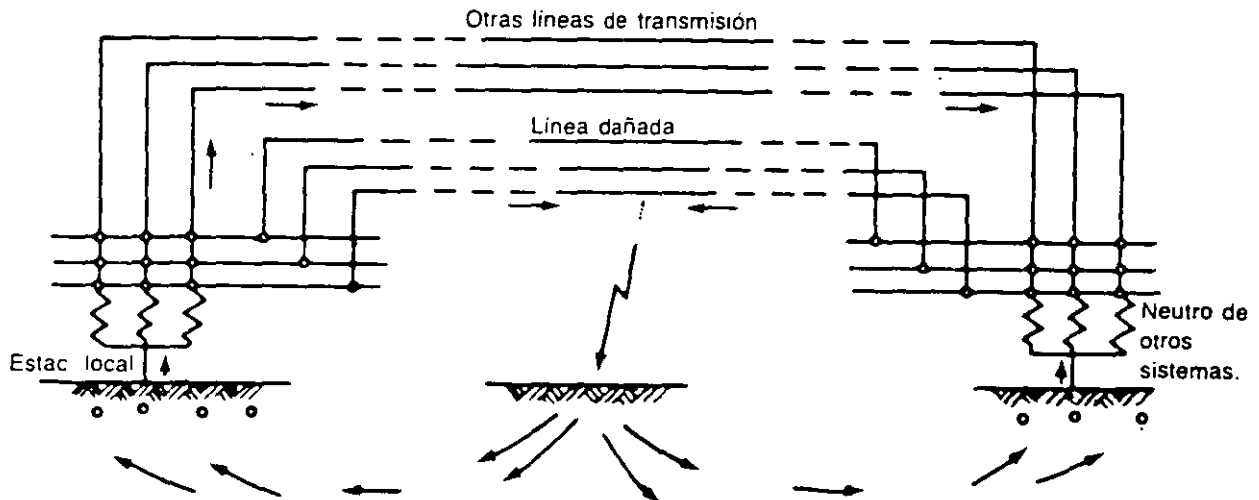
Caso 1 Falla dentro del local de la estación. Sistema de tierras local solamente. La corriente de falla sigue el camino metálico suministrado por la red de tierra. Ninguna corriente apreciable fluye en la tierra.



Caso 2. Falla en el local de la estación. Neutro conectado a tierra sólo en punto remoto. La corriente total de falla fluye de la red de tierra hacia la tierra.



Caso 3. Falla en la estación. Sistema conectado a tierra tanto en la estación como en otros puntos. La corriente de falla regresa al neutro local a través de la red de tierras y a los neutros remotos a través de la tierra. Esta es la componente que impera en el estudio de tensiones peligrosas.



Caso 4 Falla en la línea fuera de la estación. Sistema a tierra localmente y en otros puntos. Parte de la corriente regresa de la tierra al sistema local de tierras y determina el aumento de potencial y gradientes allí. Casos 1, 2 y 3 muestran fallas dentro del local de la estación. El caso 4 muestra una falla externa en la línea.

FIG. 4-4



### 4.3.3 Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito

En el cálculo anterior, se usan factores de corrección para la determinación de la corriente de falla a tierra que se considera para el cálculo del sistema de tierras. Los factores de corrección se usan en los siguientes casos:

- a) Cuando sea necesario tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla.
- b) Cuando sea pertinente tomar en cuenta los aumentos de las corrientes de falla a tierra debidos al crecimiento del sistema eléctrico.

#### 4.3.3.1 Factor de decremento $D$

Este factor se produce por el desplazamiento de la componente de corriente directa y por la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

Debido a que los cortocircuitos suceden en forma aleatoria con respecto a la onda de tensión y, como el contacto puede existir en el momento en que se inicia la falla, se hace necesario suponer una onda de corriente de falla a tierra asimétrica desplazada 100% durante el tiempo del choque eléctrico. Como las experiencias para fijar el umbral de fibrilación están basadas en corrientes senoidales simétricas de amplitud constante, es necesario determinar la magnitud efectiva  $I$  de una corriente senoidal equivalente a la onda de falla asimétrica. El valor de  $I$  se determina por la siguiente expresión.

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_f^2 dt} = DI$$

donde:

$$D = \frac{1}{I} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i_f^2 dt} \quad (6)$$

- $I$  = Valor efectivo ajustado de la corriente de falla a tierra, en amperes para usarse en los cálculos.
- $T$  = Duración de la falla y por lo tanto del choque eléctrico, en segundos.
- $t$  = Tiempo a partir de la iniciación de la falla.
- $i_f$  = Valor efectivo de la corriente de falla a tierra, al tiempo  $t$ .

$D$  = Factor de decremento que toma en cuenta el efecto del desplazamiento de la corriente directa y a la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

Al aplicar la ecuación anterior, resultan para el factor de decremento  $D$  los valores que a continuación se indican:

**TABLA 4-2** Factores de decremento

DURACIÓN DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELÉCTRICO $T_{seg}$	FACTOR DE DECREMENTO $D$
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.50 o más	1.00

Para otros valores de duración intermedia pueden interpolarse linealmente los valores del factor  $D$ .

#### 4.3.3.2 Factor de seguridad por crecimiento de la subestación

Resulta prudente tomar un margen adecuado para estimar los aumentos futuros de las corrientes de falla por aumento de la capacidad del sistema eléctrico o por interconexiones posteriores, pues las modificaciones posteriores a la red de tierra resultan costosas y generalmente se omiten dando motivo a introducir inseguridad en el sistema. Este efecto puede tomarse en cuenta disminuyendo la impedancia del sistema o aplicando un factor de seguridad al valor calculado de la corriente de falla

#### 4.3.4 Efecto de la resistencia de la red de tierra

En la mayoría de los casos basta con calcular la corriente de falla a tierra despreciando las resistencias. Sin embargo, pueden presentarse casos en donde la resistencia predicha del sistema de tierras sea muy alta comparada con la reactancia del sistema que obligue a tomarla en cuenta. Esto implica un problema, pues mientras no esté diseñado el sistema no puede conocerse su resistencia. Este círculo vicioso se puede romper, ya que una vez determinada la resistividad del terreno, la resistencia depende del área del sistema de tierra que normalmente ya se conoce.

La resistencia puede estimarse por:

$$R = \frac{\rho}{4r} \quad (7)$$

O con mayor precisión por:

$$R = \frac{\rho}{4r} + \frac{\rho}{L} \quad (8)$$

En donde:

$R$  = Resistencia del sistema de tierras de la subestación, en ohms.

$\rho$  = Resistividad media del terreno, en ohms-metro.

$r$  = Radio del círculo que tenga la misma área que la ocupada por el sistema de tierras, en metros.

$L$  = Longitud total de los conductores del sistema de tierras, en metros.

Esta resistencia es de una fracción de ohm.

#### 4.3.5 Efecto de los hilos de guarda

Cuando los hilos de guarda de las líneas aéreas quieran conectarse a la malla de tierra de la subestación, debe de tomarse en cuenta que éstos desvían una pequeña porción de la corriente de falla restándosela al sistema de tierras. En vista de que la corriente a tierra se divide en proporción inversa a las resistencias de la malla y de los hilos aéreos, se hace necesario establecer sus valores aunque sea aproximadamente.

Un hilo de guarda de una línea que esté conectado a tierra en muchos puntos se comporta como un conductor con una impedancia longitudinal  $Z_1$  y con una conductancia transversal  $1/R_2$  y si la línea es de una longitud suficientemente grande, la impedancia equivalente es independiente de la longitud y puede calcularse por:

$$Z = \sqrt{Z_1 R_2} \quad (9)$$

Por ejemplo, un hilo de guarda de acero, de 70 mm<sup>2</sup> de sección tiene una impedancia longitudinal de aproximadamente 4 ohms/km.; si se suponen 3 conexiones a tierra por km de 30 ohms cada una, la resistencia transversal es de unos 10 ohm/km. El hilo visto desde la fuente aparece como una impedancia de 6.3 ohms, ligeramente inductiva que queda en paralelo con la resistencia propia de la subestación, si se conecta a su estructura.

Se observa que  $6.3 \gg R$  y se puede despreciar en la mayoría de los casos la corriente de tierra que se desvía por los hilos de guarda.

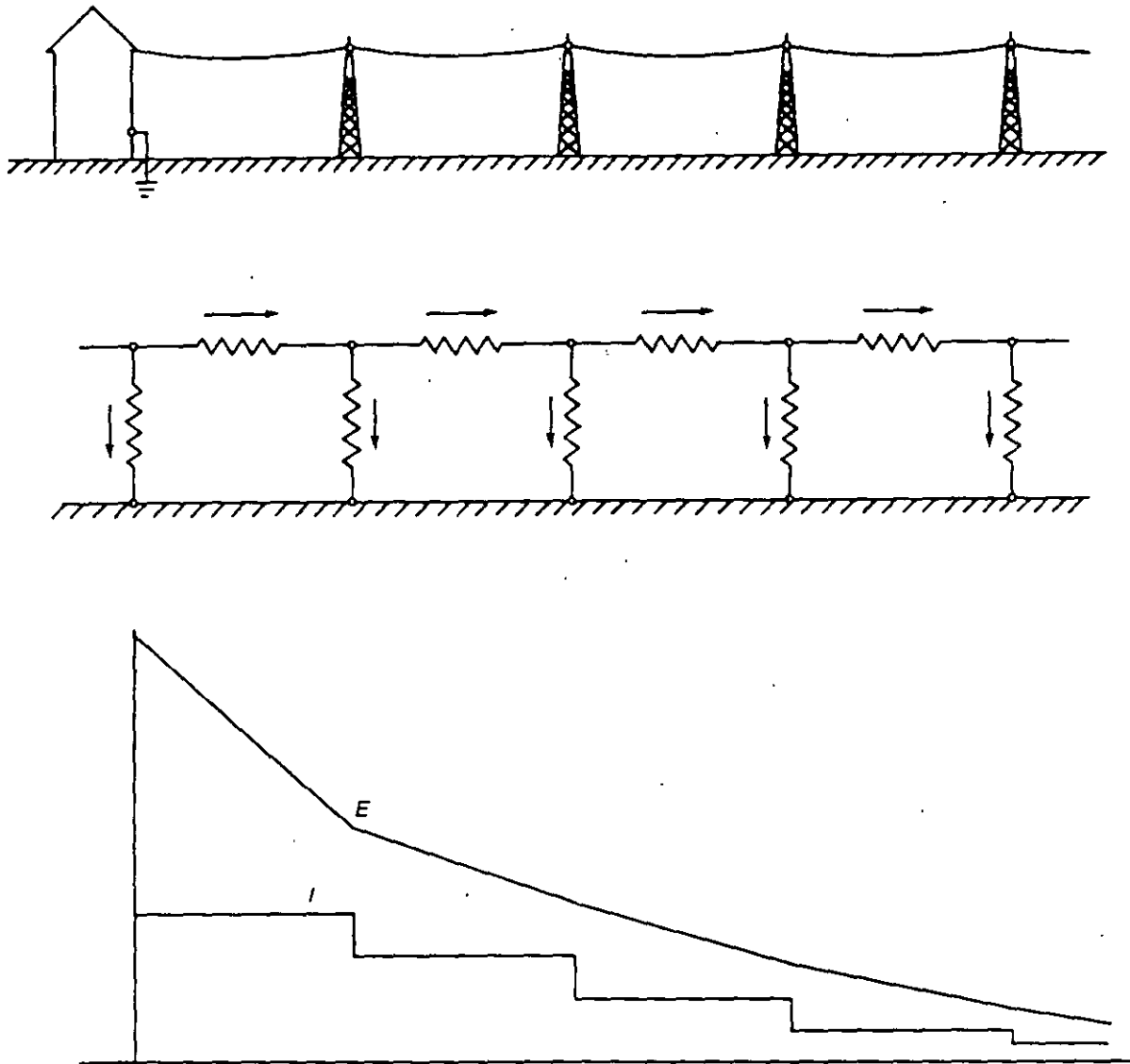


FIG. 4-5 Flujo de corriente de tierra por un hilo de guarda

## 4.4 Métodos de cálculo

### 4.4.1 Clásico

Este método de cálculo está encaminado a dar una solución práctica al diseño de sistemas de tierra basado en establecer límites seguros de diferencias de potencial que pueden existir en una subestación, bajo condiciones de falla, entre puntos que pueden ser tocados por algún ser humano. Sin embargo, es recomendable usar métodos de prueba para verificar la seguridad del sistema de tierras una vez construido.

En el cálculo del sistema de tierra que aquí se presenta, se considera que el sistema está formado por una malla de conductores enterrados horizontalmente.

#### 4.4.1.1 Diseño preliminar

Antes de hacer el diseño, es conveniente empezar por la inspección del proyecto de la subestación, referente a la disposición del equipo y de las estructuras.

Un cable continuo debe bordear el perímetro de la malla para evitar concentraciones de corriente y por lo tanto gradientes altos en los extremos de los cables. Para formar la malla se colocan cables paralelos, en lo posible, a distancias razonablemente uniformes y a lo largo de las estructuras o alineamiento del equipo, para facilitar las conexiones.

El diseño preliminar debe ajustarse de tal manera que la longitud total de los conductores enterrados, incluyendo las varillas, sea cuando menos igual a la calculada con la ecuación (8), para que las diferencias de potencial locales permanezcan dentro de los límites tolerables.

Los conductores de las mallas deben reforzarse en los casos que lo ameriten, para que puedan llevar las corrientes de falla máximas.

Se supone el sistema formado por mallas de cable de cobre enterrado a una profundidad de 0.3 a 0.5 m debajo de la superficie, aproximadamente. En nuestras subestaciones instalamos varillas verticales de cooperweld de aproximadamente 5/8" de diámetro y de unos 3 metros de longitud, principalmente cuando la resistividad del terreno es alta en la superficie.

#### 4.4.1.2 Cálculo del calibre del conductor de la red

Cada uno de los elementos del sistema de tierra, incluyendo los conductores de la propia malla, las conexiones y los electrodos, deberán diseñarse de tal manera que:

- a) Las uniones eléctricas no se fundan o deterioren en las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla a que queden expuestas.
- b) Los elementos sean mecánicamente resistentes en alto grado, especialmente en aquellos lugares en que quedan expuestos a un daño físico.
- c) Tengan suficiente conductividad para que no contribuyan apreciablemente a producir diferencias de potencial locales.

La ecuación de Onderdonk permite seleccionar el conductor de cobre y la unión adecuados para evitar la fusión.

La ecuación es la siguiente:

$$I = A \sqrt{\frac{\log_{10} \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1}{33S}} \quad (10)$$

En donde:

- $I$  = Corriente en amperes.
- $A$  = Sección de cobre, en circular mils.
- $S$  = Tiempo durante el cual circula la corriente  $I$ , en segundos.
- $T_m$  = Temperatura máxima permisible, en grados centígrados.
- $T_a$  = Temperatura ambiente, en grados centígrados.

Pueden suponerse normalmente los siguientes valores:

- $T_a$  = 40°C.
- $T_m$  = 1 083°C, temperatura de fusión del cobre.
- $T_m$  = 450°C, temperatura permisible para la soldadura de latón.
- $T_m$  = 250°C, temperatura permisible para las uniones con conectores.

La Tabla 4-3, permite seleccionar en forma rápida la sección de cobre necesaria, a partir del tiempo de duración de la falla, basándose en la ecuación anterior.

**TABLA 4-3** Calibres del conductor de cobre mínimos, que previenen la fusión

Tiempo de duración de falla	Circular mils por ampere		
	Cable solo	Con uniones de soldadura de latón	Con uniones de conectores
30 segundos	40	50	65
4 segundos	14	20	24
1 segundo	7	10	12
0.5 segundos	5	6.5	8.5

#### 4.4.1.3 Cálculo de los potenciales de paso, de contacto y de malla de la red de tierra

Como paso previo para determinar la longitud adecuada del conductor que forma la malla, se hace uso de la ecuación que limita la tensión de contacto ya que las tensiones de paso que se obtienen en instalaciones apropiadas son generalmente menores y, además, las resistencias en serie con los pies limitan la corriente a través del cuerpo y éste tolera corrientes de magnitud superior a través de las extremidades inferiores.

Las tensiones de transferencia son más difíciles de limitar y generalmente obligan a aislar las partes, o a tratar en forma especial el problema (véase inciso 4.4.1.6).

Se escogen generalmente las tensiones de contacto a estructuras conectadas a tierra al centro del rectángulo de una malla en vez de las tensiones de contacto de puntos a 1 metro de distancia horizontal al conductor, ya que existen muchas posibilidades de que el objeto tocado a distancias superiores a un metro, esté conectado directa o indirectamente a la malla. Este caso especial de tensión de contacto se llamará "tensión de malla". Generalmente es de un valor superior que las tensiones de contacto, a un metro del conductor de la malla.

Para instalaciones con tamaños de conductores, profundidad de enterramiento y espaciamentos dentro de los límites usuales, los valores de las diferentes tensiones son de las siguientes magnitudes:

$$E_{\text{paso}} = 0.1 \text{ a } 0.15 \rho_i \quad (11)$$

$$E_{\text{contacto}} = 0.6 \text{ a } 0.8 \rho_i \quad (12)$$

$$E_{\text{malla}} = \rho_i \quad (13)$$

donde:

$E_{\text{paso}}$  = tensión de un paso, de una distancia horizontal de un metro, en volts.

$E_{\text{contacto}}$  = tensión de contacto a una distancia horizontal de un metro del conductor de la malla de tierra, en volts.

$E_{\text{malla}}$  = diferencia de potencial, en volts, del conductor de la malla y la superficie del terreno al centro del rectángulo de la malla.

$\rho$  = resistividad eléctrica del terreno, en ohm-metros.

$i$  = corriente, en amperes por cada metro de conductor enterrado, que fluye a tierra.

Las fórmulas anteriores son aproximadas y para tomar en cuenta la profundidad de enterramiento, la irregularidad en el flujo de la corriente en partes diferentes de la red, el diámetro de los conductores y su espaciamento pueden usarse las fórmulas siguientes:

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i \frac{I}{L} \rho \quad (14)$$

donde:

$K_m$  = es un coeficiente que toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos  $n$ , el espaciamento  $D$ , el diámetro  $d$  y la profundidad de enterramiento  $h$  de los conductores que forman la red.

Su valor se calcula como sigue:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \log_e \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \log_e \left[ \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \dots \text{etc.} \right] \quad (15)$$

el número de factores en el segundo término es de dos menos que el número de conductores paralelos en la red básica, excluyendo las conexiones transversales.

$K_i$  = es un factor de corrección por irregularidades para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme de partes diversas de la red. Véase la Figura 4-6.

$\rho$  = es la resistividad media del terreno, en ohm-metros.

$I$  = es la corriente total efectiva máxima, en amperes, que fluye entre la red de tierra y la tierra, ajustada por decremento y crecimiento futuro del sistema.

$L$  = es la longitud total del conductor enterrado, en metros.

Por lo que toca al factor de irregularidad  $K_i$ , éste fluctúa entre 1.0 y algo más de 2 como se observa en la Figura 4-6 y depende de la geometría de la red. En la misma figura están anotados los valores del producto  $K_m \cdot K_i$ . Nótese que los valores más altos resultan en las esquinas de la red, debiéndose al hecho de que la corriente se concentra más en los lados y en las esquinas.

Una vez calculadas las tensiones de paso, de contacto y de malla, y utilizando la longitud aproximada del diseño preliminar, se comparan dichas tensiones con los valores tolerables del cuerpo humano, y en esta forma se sabe si el diseño queda dentro de los límites de seguridad requeridos. En caso de no ser así, se procede a calcular la longitud total del conductor necesaria para caer dentro de los límites de seguridad.

#### 4.4.1.4 Cálculo de la longitud total del conductor

Igualando el valor de  $E_{malla}$  de la ecuación (14) al máximo valor tolerable de la ecuación (3) se obtiene:

$$\frac{K_m K_i \rho I}{L} = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{t}} \quad (16)$$

De aquí se deduce el valor de  $L$ , o sea, la longitud del conductor enterrado necesaria para mantener la tensión de malla dentro de los límites de seguridad:

$$L = \frac{K_m K_i \rho I \sqrt{t}}{116 + 0.17 \rho_s} \quad (17)$$

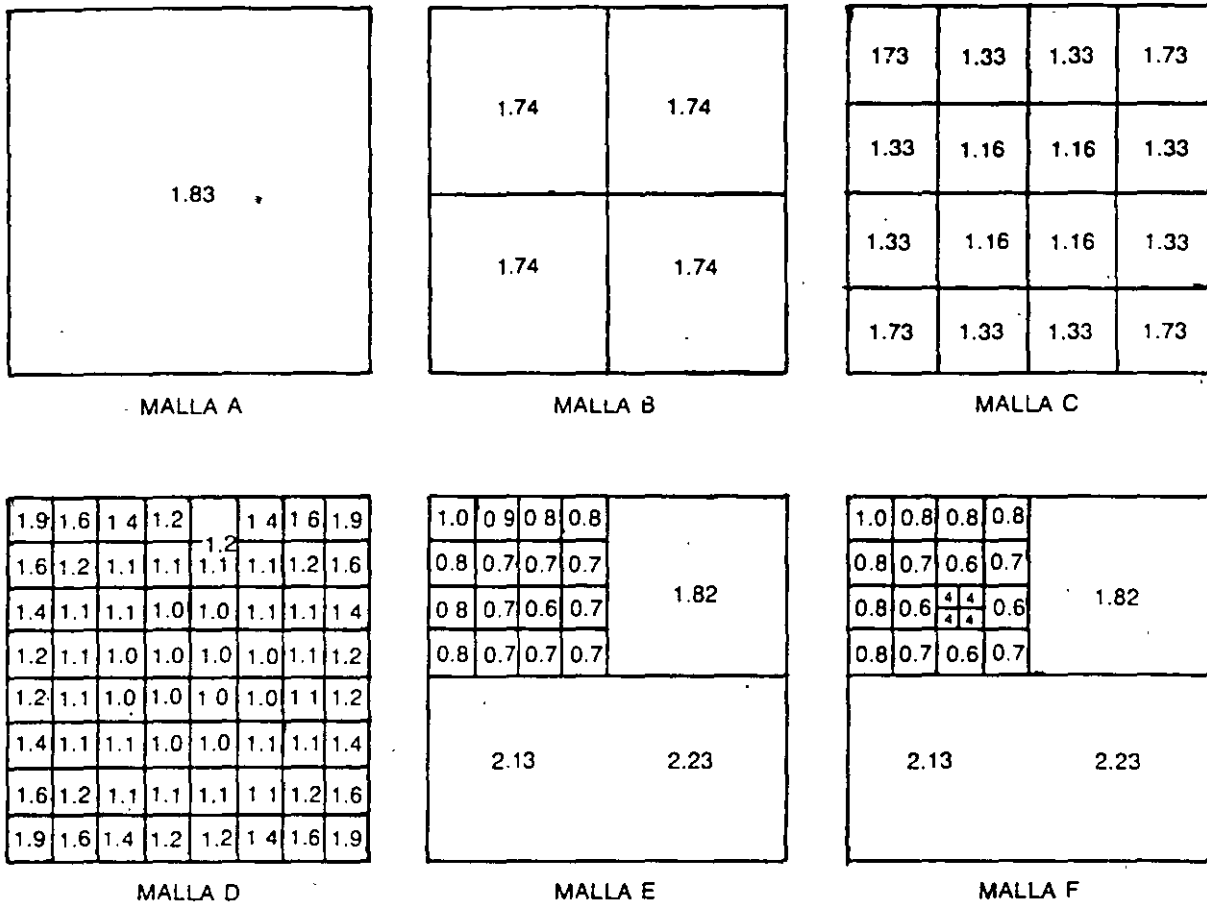
donde:

$\rho_s$  = resistividad del terreno inmediato bajo los pies, en ohms-metro.

Toma en cuenta el tratamiento de la superficie (p. ej. grava) que puede tener una resistividad diferente a la del terreno natural.

$t$  = duración máxima de la falla, en segundos.





Las cifras en los diagramas son los productos de los coeficientes  $K_m \times K_i$  determinados en datos experimentales obtenidos por Koch

MALLA	A	B	C	D	E	F
VALOR MÁXIMO DE $K_m \times K_i$	1.83	1.74	1.73	1.90	2.23	2.23
COEFICIENTE $K_M$ CALCULADO POR EL METODO DESCRITO	1.82	1.50	1.18	0.85	1.50	1.50
COEF. $K_i = \frac{K_M \times K_i}{K_M}$ (Experim)	1.00	1.16	1.47	2.21	1.49	1.49

Nótese que los valores de  $K_i$  para las Mallas A, B, C y D pueden calcularse muy aproximadamente por  $K_i = 0.650 + 0.172 n$  en donde "n" es el número de conductores paralelos en una dirección.

Determinación de los coeficientes  $K_m$  y  $K_i$  de la ecuación.

$$E_{\text{malla}} = K_m \cdot K_i \rho \frac{l}{L}$$

FIG. 4-6

Se dan casos en los que la longitud calculada por la ecuación anterior es demasiado grande, como para ser económicamente realizable. En estos casos es recomendable tomar en cuenta todos los conductores que deriven la corriente de falla, como son electrodos enterrados, tuberías de agua o cualquier otra tubería de hierro enterrada, así como cimentaciones o redes de tierra que no se habían considerado por ser pequeñas.

En los casos donde los valores de la resistividad del terreno y la corriente de falla sean bajos, la longitud calculada resulta tan pequeña, que se hace difícil hacer las conexiones del equipo a la malla. En estos casos se necesita más conductor que el necesario para el control de los gradientes de potencial en la malla.

#### 4.4.1.5 Cálculo de la elevación máxima del potencial de la red y cálculo de los potenciales de paso en la periferia de la malla

El aumento máximo de potencial de la red de tierra sobre un punto remoto de la tierra, se obtiene multiplicando el valor de  $R$  de toda la malla, obtenido por medio de la ecuación (8), por la corriente total de falla.

$$E = RI \quad (18)$$

donde  $I$  es la corriente máxima de cortocircuito. De esta ecuación se comprende que para valores bajos de  $R$  o  $I$ , la elevación de tensión  $E$  puede resultar dentro de los valores de seguridad. Si así resultara, no habría necesidad de cálculos adicionales. Generalmente no sucede así y se hace necesario hacer una comprobación de los potenciales locales.

Dentro de la malla, es posible reducir los potenciales de contacto y de paso a cualquier valor deseado, haciendo las erogaciones correspondientes, aun llegando al extremo de reducir los valores de tensión a cero, utilizando una placa sólida. Pero el problema de los potenciales peligrosos fuera de la malla, pueden existir aun cuando se use una placa sólida.

La ecuación más exacta, para calcular los potenciales de paso fuera de la malla, es la siguiente:

$$E_{\text{paso}} = K_s K_t \rho_t I \quad (19)$$

donde:

$K_s$  = es un coeficiente que toma en cuenta el efecto de número de conductores  $n$  de la malla, el espaciamiento  $D$  y la profundidad de enterramiento  $h$  de los mismos.

Su valor se calcula como sigue:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \right] \quad (20)$$

El número total de términos dentro del paréntesis es igual al número de conductores transversales (los de menor longitud) en la malla básica, excluyendo las conexiones de los conductores paralelos (los de mayor longitud)  $K_s$ ,  $\rho$ ,  $I$  y  $L$  son los parámetros definidos en la ecuación (15).

Generalmente cuando las resistividades de la superficie tanto dentro como fuera de la malla son semejantes, los potenciales de paso en la periferia no resultan peligrosos. Pero cuando la seguridad dentro de la malla se consigue sólo utilizando roca triturada de alta resistividad, colocada en la superficie y si dicha roca no se prolonga fuera del sistema de tierra, los potenciales de paso fuera de la malla pueden resultar peligrosos. Esto se puede evitar prolongando fuera de la malla la capa de roca triturada, o eliminando esquinas o proyecciones agudas en la malla propiamente.

#### 4.4.1.6 Investigación de los potenciales de transferencia

Entre las áreas de la red de tierra y puntos externos existe el peligro de producirse potenciales de transferencia a través de los conductores de los circuitos de comunicación o de señales de los hilos neutros de los circuitos de baja tensión, de los conduits, tuberías, rieles, rejillas metálicas, etc. El peligro reside generalmente en los potenciales de contacto. La importancia del problema se encuentra en las muy altas diferencias de potencial que pueden resultar, acercándose al valor máximo de elevación de la tensión de la red de tierra durante los cortocircuitos, en contraste con la porción relativamente baja de ella que se observa normalmente en las tensiones de "paso" y de "contacto" dentro del área de la malla de tierra.

Para estos casos se han diseñado aparatos de protección, como son los transformadores de aislamiento y de neutralización, o se dan recomendaciones de cómo conectar ciertos elementos de la subestación para evitar estas condiciones peligrosas. Las recomendaciones básicas son las siguientes:

**Rieles.** Los rieles que entran a una estación no deben conectarse a la red de tierra de la subestación porque transfiere un aumento de potencial a un punto lejano durante un cortocircuito. Por el contrario si la puesta a tierra es en un punto lejano. Se introduce el mismo peligro pero en el área de la estación.

Para eliminar estos riesgos se aísla uno o más pares de juntas de los rieles, donde éstos salen del área de la red de tierras.

**Neutros de los alimentadores o circuitos secundarios de baja tensión.** No deben conectarse a la red de tierra de la estación los neutros de los alimentadores o circuitos secundarios de baja tensión, pues al elevarse la tensión de la red durante un cortocircuito, toda la elevación de potencial de la red se transfiere a puntos lejanos como una tensión peligrosa entre este hilo "conectado a la tierra" de la estación y la tierra propia del lugar de que se trata.

Para eliminar este peligro se aísla de tierra el hilo neutro de baja tensión procurando no reducir el tiempo de libranza de las fallas de baja tensión. Pero al aislar de la estación entre neutro se pueden introducir potenciales remotos a la estación, por lo que debe considerarse este hilo neutro como un conductor vivo, aislado de la red de tierra y además se debe evitar que pueda ser tocado por el personal.

Tuberías de agua. Las tuberías de agua deben conectarse a la red de tierra, preferiblemente en varios puntos. La misma regla debe seguirse con tuberías de gas y con las chaquetas metálicas de los cables que estén en contacto con el terreno. Si la red de tuberías es extensa contribuye a reducir la resistencia a tierra de la red de tierra.

Edificios. Los edificios construidos dentro del área de la subestación se consideran como parte de la misma, sobre todo si están unidos directamente al edificio de la subestación por tuberías, cables, teléfonos, etc. Si éstos están alejados y no hay eslabones conductores, se pueden considerar los edificios con sus propias redes de seguridad locales. Si están alimentados eléctricamente desde la subestación, deben poseer sus propios transformadores de distribución, cuyos neutros secundarios deberán conectarse solamente a la tierra local de los edificios considerados.

Bardas metálicas. En las bardas aparecen las tensiones de contacto más peligrosas, ya que por estar en la periferia de la red de tierra aparecen los máximos gradientes de potencial superficiales.

Se recomienda que el perímetro de la malla de tierra se extienda más allá de la reja, a 1 o 1.5 m fuera de ella para evitar tensiones de contacto peligrosas a personas ajenas a la subestación.

#### 4.4.1.7 Revisión del diseño

En caso de haber hecho el cálculo total para el diseño preliminar y encontrar que la malla puede resultar peligrosa, se hace un nuevo diseño, ajustándose a la longitud calculada por la ecuación (17) para caer dentro de los límites de seguridad. En este caso se hacen otra vez todos los cálculos, para revisar si el nuevo diseño resulta seguro.

Además de lo anterior, para mejorar la operación de la red de tierra pueden seguirse las siguientes indicaciones:

- a) Reducir la resistencia total de la red reduciendo el aumento de potencial máximo y por lo tanto, el potencial máximo de transferencia. Hay dos formas de reducirla que son: aumentar el área de la red, o cuando el área está confinada, usar varillas enterradas y conectar la red a tubos de pozos profundos.
- b) Reducir el espaciamiento de los conductores que forman las mallas acercándose en el límite a la condición de placa metálica. Esto permite eliminar los potenciales peligrosos.

- c) Agregar capas de roca triturada de alta resistividad en la superficie del terreno para aumentar la resistencia en serie con el cuerpo.  
(Reduce la corriente por el cuerpo de 10 a 20:1).
- d) Proveer pasos adicionales a las corrientes de falla a tierra por medio de los cables de guarda de las líneas de transmisión, conectándolos a la red de tierra.
- e) Limitar cuando sea posible las corrientes de falla a tierra sin aumentar los tiempos de interrupción ya que en general este hecho tiene un efecto adverso a la seguridad.
- f) Prohibir el paso a ciertas áreas limitadas, donde sea poco práctico eliminar la posibilidad de que aparezcan diferencias de potencial excesivas durante las fallas a tierra.

#### 4.4.2 Mecanización por computadora

El cálculo de la red de tierra se puede efectuar también por medio de una computadora.

Por medio de este método es posible desarrollar los cálculos del diseño antes descrito que, aunque no abarcan la totalidad de las consideraciones, sí permite llegar a resultados satisfactorios con mucha mayor rapidez que haciéndolo en forma normal.

El programa que se usa está basado en el mismo procedimiento del inciso anterior.

##### 4.4.2.1 Nomenclatura

Los datos que requiere el programa son:

- $M$  = Número de conductores transversales (lado corto).
- $N$  = Número de conductores paralelos (lado largo).
- $X$  = Longitud de la red, en metros.
- $Y$  = Ancho de la red, en metros.
- $I$  = Corriente de cortocircuito primaria, en amperes.
- $\rho_s$  = Resistividad de la superficie, en ohm-metro.
- $\rho_e$  = Resistividad del terreno, en ohm-metro.
- $H$  = Profundidad de enterramiento, en metros.
- $B$  = Longitud de conductor adicional, en metros.
- $A$  = Área ocupada por el terreno de la S.E. en metros cuadrados.
- $L$  = Longitud total del cable de la malla, en metros.
- $t$  = Tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

4.4.2.2 Procedimiento de cálculo del programa

El programa funciona de la siguiente manera:

1. Imprime el nombre de la planta o subestación.
2. Lee los datos de entrada y los imprime.
3. Determina el área del conductor requerida, en circular-mils = (corr. máx. de cortocircuito)  $\sqrt{(82.9)(S)}$ .
4. Compara esa área con las áreas de las secciones de los conductores de 2/0, 4/0 AWG, 250 MCM y 500 MCM y determina el calibre del conductor recomendado.
5. Si el calibre del conductor requerido es mayor de 500 MCM imprime el letre-ro "El calibre del conductor calculado es mayor que 500 MCM" pero usa el diámetro del cable de 500 MCM en el resto de los cálculos.
6. Calcula el potencial tolerable, con el valor inicial de  $\rho_s = 0$ .

$$E_{tol} = \frac{116 + 0.17 \rho_s}{\sqrt{I}}$$

7. Calcula:

Long. de la red  $L_r = NX + MY + B + L$  (empezando con  $N = 3$ ).

$$\text{Espaciamiento de la malla} = D = \frac{Y}{N - 1}$$

$$K_m = \frac{1}{2} \ln \left[ \frac{D^2}{16H (\text{Diám. cond.})} \right] + \frac{1}{\pi} \ln \left[ \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdots \frac{(2N - 3)}{(2N - 2)} \right]$$

$$K_s = 0.65 + (0.172)N$$

$$E_{\text{malla}} = \frac{K_m K_s \rho_s \eta}{\text{Long. de la red} = L_r}$$

8. Compara  $E_{\text{malla}}$  con  $E_{\text{tolerable}}$ .

Si  $E_{\text{malla}} > E_{\text{tolerable}}$ , incrementa  $N$  en uno y regresa al paso (7) para calcular un nuevo valor de  $E_{\text{malla}}$  y continúa hasta que  $E_{\text{malla}} \leq E_{\text{tolerable}}$ .

9. Si  $E_{\text{malla}} \leq E_{\text{tolerable}}$ , el programa calcula:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2H} + \frac{1}{D + H} + \frac{1}{2D} + \cdots + \frac{1}{(N - 1)D} \right]$$

$$r_p = \sqrt{\frac{XY}{3.1416}}$$

$$r_s = \sqrt{\frac{A}{3.1416}}$$

$$\text{Resistencia de la malla de la planta} = R_p = \frac{\rho_e}{4r_p} + \frac{\rho_e}{L_r - L}$$

(Cuando hay planta generadora)

$$\text{Resistencia de la red de tierra} = R_s = \frac{\rho_e}{4r_p} + \frac{\rho_e}{L}$$

(De la subestación cuando hay planta generadora)

$$\text{Resistencia total de la red} = R_{eq} = \frac{1}{\frac{1}{R_s} + \frac{1}{R_p}} = \frac{R_s \cdot R_p}{R_s + R_p}$$

$$E_{\text{transf}} = R_{eq} \cdot I$$

10. Imprime los valores de:

Longitud de la red, en ohms.

Resistencia de la red, en ohms.

Número de conductores paralelos.

Espaciamiento de los conductores de la red, en metros.

Potencial tolerable ( $E_{\text{tol}}$ ), en volts.

Potencial de la malla ( $E_{\text{malla}}$ ), en volts.

Potencial de paso ( $E_{\text{paso}}$ ), en volts.

Potencial de transferencia ( $E_{\text{trans}}$ ), en volts.

11. Fija los valores de  $\rho_s = 50, 100, 500, 1\ 000, 3\ 000$  y para cada  $\rho_s$  repite los cálculos anteriores empezando desde el paso 6.

Como ilustración de este método, véase el inciso 4.5.2.

#### 4.5 Ejemplos de cálculo de la red de tierra

Como ilustración de los cálculos antes descritos, se dan como ejemplos los pasos seguidos en el diseño de la red de tierras de la S.E. Santa Cruz de 400/230 kV.

### 4.5.1 Cálculo clásico

Se toma como área básica, la ocupada únicamente por el equipo, con la cual se diseña la red de tierras.

a) Diseño preliminar.

El área cubierta por la red de tierras es de 510 m de largo por 240 m de ancho.

Los conductores transversales (los de menor longitud) estarán espaciados cada 34 m. Los conductores paralelos (los de mayor longitud) estarán espaciados cada 24 m.

$$\text{Superficie } F = 240 \times 510 = 122\,400 \text{ m}^2$$

*Radio equivalente de la superficie total.*

$$r_s = \sqrt{122\,400/3.1416} = 197 \text{ m}$$

*Longitud del cable:*

Resultan 11 conductores transversales y 7 conductores paralelos.

$$\begin{aligned} 16 \text{ cond. de } 240 \text{ m} &= 3\,840 \text{ m} \\ 10 \text{ cond. de } 510 \text{ m} &= \underline{5\,100 \text{ m}} \\ L &= 8\,940 \text{ m} \end{aligned}$$

*Tiempo de duración de la falla:*

Se toma como tiempo de apertura de los interruptores 3 ciclos y un tiempo total de duración de la falla entre 0.1 y 0.2 s.  $t = 0.2 \text{ s}$ .

*Corriente de cortocircuito a tierra*

La potencia de cortocircuito calculada hasta 1 990 es de:

$$MVA_{cc} = 7\,500 \cdot MVA \text{ (Trifásica y a tierra)}$$

y el voltaje crítico en la subestación  $V = 230 \text{ kV}$ :

$$I_{cc} = 18,827 \text{ amperes}$$

que es la corriente máxima de cortocircuito que se tiene en la subestación.



Factores:

Se utiliza como factor de decremento  $D$  para  $t = 0.2$  seg. (según Tabla 4.2)  $D = 1.20$ .

Factor crecimiento del sistema = 1.50.

La corriente de cortocircuito para el diseño de la red es:

$$I' = D \times fc \times I_{cc} = 1.20 \times 1.50 \times 18\,827 = 33\,889 \text{ amperes.}$$

*Áreas de los conductores:*

Área del conductor para duración de la falla de 0.5 s con uniones con abrazadera = 8.5 amperes.

Área del conductor =  $8.5 \times 33\,889 = 288\,000$  circ. mils (milésimas de pulgada circular =  $CM$ ). Para los conductores de conexión al equipo se utiliza un calibre de 300 000  $CM$ .

Para los conductores de la malla, haciendo las conexiones en los nodos, se utiliza cable de Cu desnudo (211 600  $CM$ ) o # 4/0 AWG.

Diámetro del cable de 4/0 AWG.  $d = 13.4$  mm.

*Resistencia de la red:*

Resistividad del terreno (medida)  $\rho_t = 35 \Omega - m$ .

Si se coloca roca triturada en la superficie,  $\rho_s = 3\,000 \Omega - m$ .

Se supone inicialmente una longitud de la red de  $L = 8\,940$  m.

$$R = \frac{\rho_t}{4r_s} + \frac{\rho_s}{L} = \frac{35}{4 \times 197} + \frac{35}{8\,940} = 0.0444 + 0.0039 = 0.048$$

$$R = 0.048 \text{ ohms}$$

*Efecto de los hilos de guarda:*

El número de los hilos de guarda que llegan a la subestación son 10, pero conservadoramente se toman 8, por considerar que dos circuitos se puedan encontrar en mantenimiento.

Si el hilo de guarda es de acero de 3/8", su resistencia es:  $Z_1 = 1.8 \Omega/\text{km}$ .

*Resistencia equivalente de los hilos de guarda:*

$$\text{Base de las torres} = 8 \times 8 = 64 \text{ m}^2.$$

$$\text{Radio equivalente: } B = \sqrt{64/3.1416} = 4.51 \text{ m}$$

Resistencia aproximada de la torre:

$$\text{Resistencia de la torre: } R_{\text{torre}} = \frac{\rho}{2\pi B} = \frac{35 \text{ (medida)}}{6.28 \times 4.51} \cong 1.23 \Omega$$

Habiendo 3 torres/km

$$R_2 = \frac{1.22}{3} = 0.41 \Omega$$

La impedancia equivalente (hilos de guarda-torres).

$$Z = \sqrt{Z_1 R_2} = \sqrt{1.8 \times 0.41} = 0.86 \Omega$$

8 hilos de guarda representan:

$$Z = \frac{0.86}{8} = 0.11 \Omega$$

*Porción de corriente que circulará por la red de tierra:*

$$\frac{0.11}{0.11 + 0.0448} = 0.696 = 69.6\% \text{ de } I$$

Luego:

$$I_{\text{red}} = 0.696 \times 33\,889 = 23\,587 \text{ amperes}$$

*Elevación de tensión de la red:*

$$E = 23\,587 \times 0.048 = 1\,132 \text{ volts}$$

b) Cálculo del potencial de malla de la red:

Con el diseño original, usando 11 conductores transversales, espaciamiento  $D = 34 \text{ m}$  y profundidad de enterramiento  $h = 0.50 \text{ m}$  resulta una longitud  $L = 8\,940 \text{ m}$ .

*Potencial de malla:*

$$E_{\text{malla}} = K_m K_i \rho'_L$$

$$\text{donde } K_m = \frac{1}{2\pi} l_n \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} l_n \left[ \frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdots \frac{27}{28} \cdot \frac{29}{30} \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} l_n \frac{(34)^2}{16 \times 0.50 \times 0.0134} + \frac{1}{\pi} l_n 0.352$$

$$K_m = 1.083$$

Con un factor de  $K_i = 2.00$

$$E_{\text{malla}} = 1.083 \times 2.00 \times 35 \times \frac{23\,587}{8\,940} = 199 \text{ volts}$$

c) Potenciales tolerables al cuerpo humano.

$$E_{\text{paso/tierra}} = \frac{116 \times 0.7 \times 35}{\sqrt{0.2}} = \frac{140}{\sqrt{0.2}} = 314 \text{ volts}$$

$$E_{\text{paso/c/roca}} = \frac{116 \times 0.7 \times 3\,000}{\sqrt{0.2}} = \frac{2\,216}{\sqrt{0.2}} = 4\,957 \text{ volts}$$

$$E_{\text{contacto c/tierra}} = \frac{116 \times 0.17 \times 35}{\sqrt{0.2}} = \frac{122}{\sqrt{0.2}} = 273 \text{ volts}$$

$$E_{\text{contacto c/roca}} = \frac{116 \times 0.17 \times 3\,000}{\sqrt{0.2}} = \frac{626}{\sqrt{0.2}} = 1\,400 \text{ volts}$$

a) Cálculo de la longitud del cable necesario para tener seguridad dentro de la subestación.

A partir de la ecuación (17)

$$L = \frac{K_m K_i \rho l \sqrt{l}}{116 + 0.17 \rho_s}$$

Utilizando roca en la superficie:

$$L_{\text{c/roca}} = \frac{1.08 \times 2.0 \times 35 \times 23\,587 \times \sqrt{0.2}}{116 + 0.17 \times 3\,000} = 1\,273 \text{ m}$$

Sin utilizar roca en la superficie:

$$L_{\text{tierra}} = \frac{1.08 \times 2.0 \times 35 \times 23\,587 \times \sqrt{0.2}}{116 + 0.17 \times 35} = 6\,533 \text{ m}$$

e) Cálculo del potencial de paso fuera del perímetro de la malla.

$$E'_{\text{paso}} = K_s K_i \rho'_L$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D} + \dots + \frac{1}{10D} \right]$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \times 0.5} + \frac{1}{50 + 0.5} + \frac{1}{2 \times 34} + \frac{1}{3 \times 34} + \dots + \frac{1}{15 \times 34} \right]$$

$$K_s = 0.349 \text{ con } K_i = 2$$

$$E'_{\text{paso}} = 0.349 \times 2 \times 35 \times \frac{23\,587}{8\,940} = 64 \text{ volts}$$

f) Conclusiones:

De los resultados antes obtenidos, comparando la máxima elevación de potencial de la red ( $E_{\text{malla}}$ ) con el potencial mínimo tolerable al cuerpo humano ( $E_{\text{cont. tierra}}$ ).

$$E_{\text{malla}} = 199 \text{ v} < E_{\text{cont. tierra}} = 273 \text{ v}$$

Se ve que la red de tierras es segura.

También se deduce que la malla es segura, al comprobar que la longitud necesaria para estar dentro de la seguridad es menor que la longitud del diseño original.

$$L_{\text{seg}} = 6\,533 \text{ m} < L_{\text{malla}} = 8\,940 \text{ m}$$

Al comprobar también que la elevación del potencial de paso fuera de la malla ( $E_{\text{paso}} = 64 \text{ volts}$ ) es menor que el tolerable por el cuerpo humano, con tierra natural ( $E_{\text{paso, tierra}} = 314 \text{ volts}$ ) se deduce que hay seguridad y no es necesario adoptar medidas especiales para reducir las elevaciones de tensión.

Con relación a los potenciales transferidos, se deberán adoptar las precauciones necesarias para no tener elevaciones de potencial altas, ya que la elevación total de la red es de

$$E = 1\,132 \text{ volts}$$

Para que la corriente de soltar quede dentro del límite de 9 miliamperes, se necesita que la corriente permanente satisfaga:

$$K_m K_i \rho'_L < (1\ 000 + 1.5 \rho_s) \cdot \frac{9}{1\ 000}$$

$$I < \frac{(1 + 1.5 \frac{\rho_s}{1\ 000}) 9L}{K_m K_i \rho}$$

$$I < \left[ \frac{1 + 1.5 \frac{35}{1\ 000} 9 \times 8\ 940}{1.08 \times 2 \times 35} \right]$$

$$I < 1\ 120 \text{ amperes}$$

que nos indica el valor del ajuste mínimo necesario para la operación correcta de los relevadores tierra.

#### 4.5.2 Cálculo con computadora

El siguiente cálculo se hizo para la subestación Sta. Cruz utilizando el programa para computadora descrito en el inciso anterior (4.2) en el cual se usó una resistividad del terreno de 13.3 ohm-metro, que es más cercana a la realidad, y se dan como datos 5 conductores transversales. El resultado del programa es el siguiente:

##### a) Datos

No. de conductores transv.	=	5
Longitud de la malla	=	510.000 metros
Ancho de la malla	=	240.000 metros
Long. tot. de varillas de tierra	=	0.000 metros
Corr. máx. de cortocircuito	=	35 400.007 amperes
Tiempo de dur. del cortocircuito.	=	0.200 segundos
Resistividad del terreno	=	13.300 ohm-metros
Resistividad de la superficie	=	0.000 ohm-metros
Área tot. adicional a la red	=	0.000 metros cuad.
Prof. de entierro de la malla	=	0.500 metros
Corr. Princ. de cortocircuito	=	35 400.007 amperes
Long. tot. adicional a la red	=	0.000 metros

##### b) Resultados

Área del conductor calculada	=	144 143.656 Circ-mils
Calibre del cond. recomendado	=	4/0 AWG

Long. de cond. de la malla	=	2 730.000 metros
Resistencia de la red	=	0.021 ohms
Número de conds. paralelos	=	3
Espaciamiento de los conds.	=	120.000 metros
Potencial tolerable	=	368.951 volts
Potencial de la malla	=	359.495 volts
Potencial de paso	=	64.806 volts
Potencial de transferencia	=	768.781 volts
Resistividad de la superficie	=	50.000 ohm-metros
Long. de cond. de la malla	=	2 730.00 metros
Resistencia de la red	=	0.021 ohms
Número de conds. paralelos	=	3
Espaciamiento de los conds.	=	120.000 metros
Potencial tolerable	=	396.902 volts
Potencial de la malla	=	359.495 volts
Potencial de paso	=	64.806 volts
Potencial de transferencia	=	768.781 volts
Resistividad de la superficie	=	100.000 ohm-metros
Long. de cond. de la malla	=	2 730.000 metros
Resistencia de la red	=	0.021 ohms
Número de conds. paralelos	=	3
Espaciamiento de los conds.	=	120.000 metros
Potencial tolerable	=	424.853 volts
Potencial de la malla	=	359.495 volts
Potencial de paso	=	64.806 volts
Potencial de transferencia	=	768.781 volts
Resistividad de la superficie	=	500.000 ohm-metros
Long. de cond. de la malla	=	2 730.000 metros
Resistencia de la red	=	0.021 ohms
Número de conds. paralelos	=	3
Espaciamiento de los conds.	=	120.000 metros
Potencial tolerable	=	748.459 volts
Potencial de la malla	=	359.495 volts
Potencial de paso	=	64.806 volts
Potencial de transferencia	=	768.781 volts
Resistividad de la superficie	=	1 000.000 ohms-metros
Long. de cond. de la malla	=	2 730.000 metros
Resistencia de la red	=	0.021 ohms
Número de conds. paralelos	=	3
Espaciamiento de los conds.	=	120.000 metros
Potencial tolerable	=	927.968 volts

Potencial de la malla	=	359.495 volts
Potencial de paso	=	64.806 volts
Potencial de transferencia	=	768.781 volts
Resistividad de la superficie	=	3 000.000 ohms-metros
Long. de cond. de la malla	=	2 730.000 metros
Resistencia de la red	=	0.021 ohms
Número de conds. paralelos	=	3
Espaciamiento de los conds.	=	120.000 metros
Potencial tolerable	=	2 046.002 volts
Potencial de la malla	=	359.495 volts
Potencial de paso	=	64.806 volts
Potencial de transferencia	=	768.781 volts

c) Conclusiones:

Como el programa no toma en cuenta todas las consideraciones del cálculo clásico descrito anteriormente (4.4.1), de los resultados, se ve que la red queda bastante segura con 3 conductores paralelos (los de mayor longitud) y los 5 conductores transversales dados como dato. La longitud mínima que resulta es de 2 730 metros, que es inferior al diseño que se hace mención en el ejemplo anterior (4.5.1).

## 4.6 CONCLUSIONES

Una vez construida la red de tierras y con la medición del valor de la resistencia, es posible recalculer la elevación del potencial de la red. Con esta resistencia medida no es posible comprobar los valores calculados de potenciales de paso y de contacto, ya que se derivan del valor de resistividad del terreno. Sin embargo, si la diferencia entre los valores calculado y medido de la resistencia de la red son grandes, se pondrá en duda la seguridad de la red, aunque cada caso deberá ser juzgado por sus características particulares para saber si se hace una investigación más detallada o no.

Con el diseño aquí presentado, se pretende evitar caer en el extremo de dos situaciones; por un lado evitar tener diseños peligrosos y por otro lado evitar sobrediseños que resulten muy costosos.

Debe hacerse hincapié en las siguientes consideraciones:

El mejor medio para obtener seguridad es el libramiento rápido de las fallas.

Los valores bajos de resistencia de las redes de tierra no son una garantía de seguridad, a menos que sea tan bajo que al circular la máxima corriente de cortocircuito a través de ella, no se eleve el potencial de la malla a un valor peligroso. En caso contrario, se deberá hacer un estudio de los gradientes de potencial.

# **PROYECTO FÍSICO DE LA SUBESTACIÓN**

## **5.1 GENERALIDADES**

Este capítulo trata de la forma de efectuar las diversas conexiones entre los elementos que integran la subestación, de las disposiciones para su instalación; de dimensionar las distancias entre las diferentes partes de la subestación, de acuerdo con el diagrama unifilar, el diagrama esquemático de protección, los niveles de tensión fijados, las distancias de seguridad consideradas, las dimensiones del equipo y la disposición física del mismo; todo lo cual ha de quedar plasmado en un dibujo de planta y en otro de elevaciones, con los detalles necesarios por separado.

Siempre que se proyecte una instalación de acuerdo con un diagrama unifilar, será necesario efectuar diversos tanteos para determinar la disposición más conveniente de los aparatos, de manera que el costo de la instalación sea el menor posible.

Para normar criterios, un incremento en la distancia de aislamiento en el aire de un 20%, supone un incremento de la superficie ocupada por la subestación del orden del 17%, y un crecimiento del largo y el ancho del orden de un 8%, lo cual supone un incremento en el costo del orden del 3%. Lo anterior muestra que la variación de las distancias en el costo total de una subestación puede considerarse casi despreciable, considerando que el equipo representa un 70% del costo total.

Tomando en cuenta los conceptos arriba expresados, el arranque del proyecto de una subestación se puede efectuar a partir de la siguiente secuencia de operaciones:



## 5.2 ANTEPROYECTO

Antes de efectuar el proyecto definitivo, se acostumbra efectuar varios dibujos de la planta, optimizando varios arreglos posibles, mostrando los diferentes acomodos del equipo que logren reducir al máximo la superficie del terreno utilizado y, sobre todo, que faciliten las maniobras de operación y mantenimiento del equipo instalado. Después se analiza cada uno de los anteproyectos, y se escoge el más adecuado técnica y económicamente.

Para efectuar el anteproyecto adecuado, éste se decide con base en los factores siguientes:

### a) Terreno

1. Datos topográficos, incluyendo curvas de nivel.
2. Datos del suelo, como son: resistencia mecánica, nivel de aguas freáticas, etcétera.
3. Datos catastrales, incluyendo el trazado de las vías de comunicación y terrenos colindantes.
4. Contaminación. Analizar el tipo de humos, vapores o polvos que puedan afectar las instalaciones de la subestación, sobre todo en la cercanía de zonas industriales.
5. Resistencia eléctrica del terreno. Obtener valores promedio de la resistencia eléctrica dentro del área de la subestación, en diferentes puntos de la misma y en diferentes épocas, durante un año.
6. Puertas. Fijar la localización de la(s) principal(es) puerta(s), en función de la maniobrabilidad de los equipos más pesados y voluminosos.

### b) Líneas de transmisión

Bajo este concepto se consideran las líneas aéreas y los cables subterráneos.

1. Información topográfica sobre la localización de los remates de todos los circuitos de potencia y distribución que penetran en la subestación.
2. Tipo de torres utilizadas, tensiones mecánicas y calibre de los conductores.

### c) Diagrama unifilar

El diagrama unifilar debe considerar todas las ampliaciones previstas para la instalación, aunque de momento sólo se construya parte de la subestación.

Dimensiones exteriores de los equipos principales indicados en el diagrama unifilar, cuyo acomodo lleva a encontrar un área mínima de terreno.

Con todos los datos expuestos, se procede a la elaboración de los diferentes anteproyectos ya mencionados y a la selección del más apropiado.

### 5.3 PROYECTO

A partir del anteproyecto aceptado, se requiere más información preliminar que complementa a la proporcionada en el anteproyecto, a saber:

1. Localización de la subestación
2. Datos de diseño
  - 2.1 Lado de alta y de baja tensión
    - a) Tensión nominal en kV
    - b) Tipo de conexión de los bancos de transformadores
    - c) Secuencia de rotación de fases
  - 2.2 Transformadores
    - a) Número de unidades
    - b) Capacidad por unidad
    - c) Tensiones de transformación
    - d) Conexiones, en alta, en baja tensión y en el terciario si existe
  - 2.3. Líneas de transmisión
    - a) Número de circuitos
    - b) Calibre del conductor y número de conductores por fase
    - c) Capacidad de corriente por fase
  - 2.4 Arreglos de la subestación
    - a) En cada una de las áreas de alta y de baja tensión y de tensiones intermedias que puedan existir. Se trata de indicar si es barra partida, interruptor y medio, etcétera
  - 2.5 Capacidad del cortocircuito monofásico a tierra y del trifásico
    - a) Lado de alta tensión
    - b) Lado de baja tensión
  - 2.6 Tiempo máximo de libramiento en ciclos, que se permite a una falla en el lado de alta tensión
  - 2.7 Resistividad del terreno
  - 2.8 Condiciones geográficas
    - a) Temperaturas promedio máxima y mínima anuales y a la máxima y mínima registrada
    - b) Viento. Velocidad máxima en kilómetros por hora, dando un factor de seguridad de 1.5
    - c) Hielo. Espesor máximo en centímetros, dando un factor de seguridad de 1.0

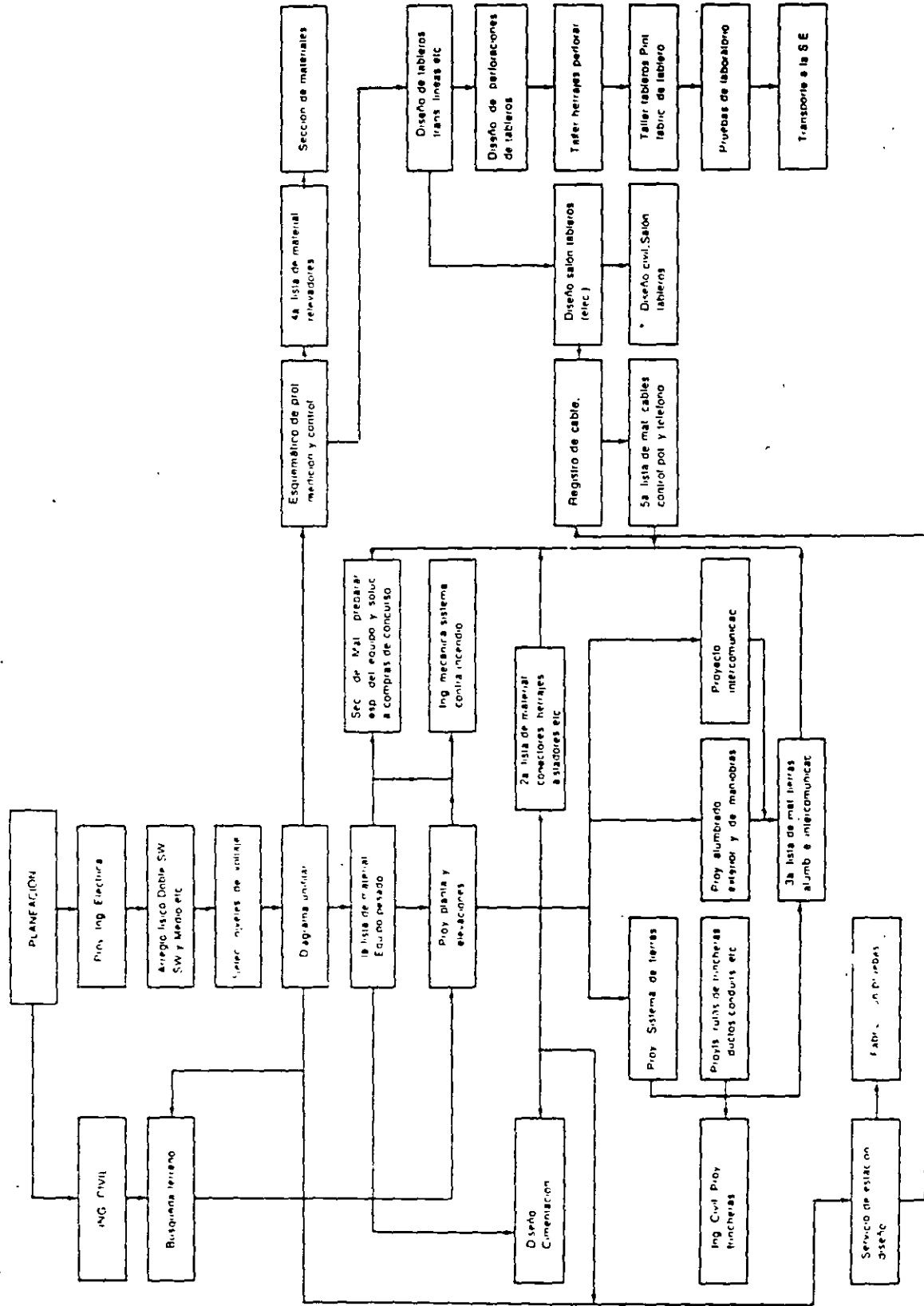


FIG. 5-1 Diagrama de eventos

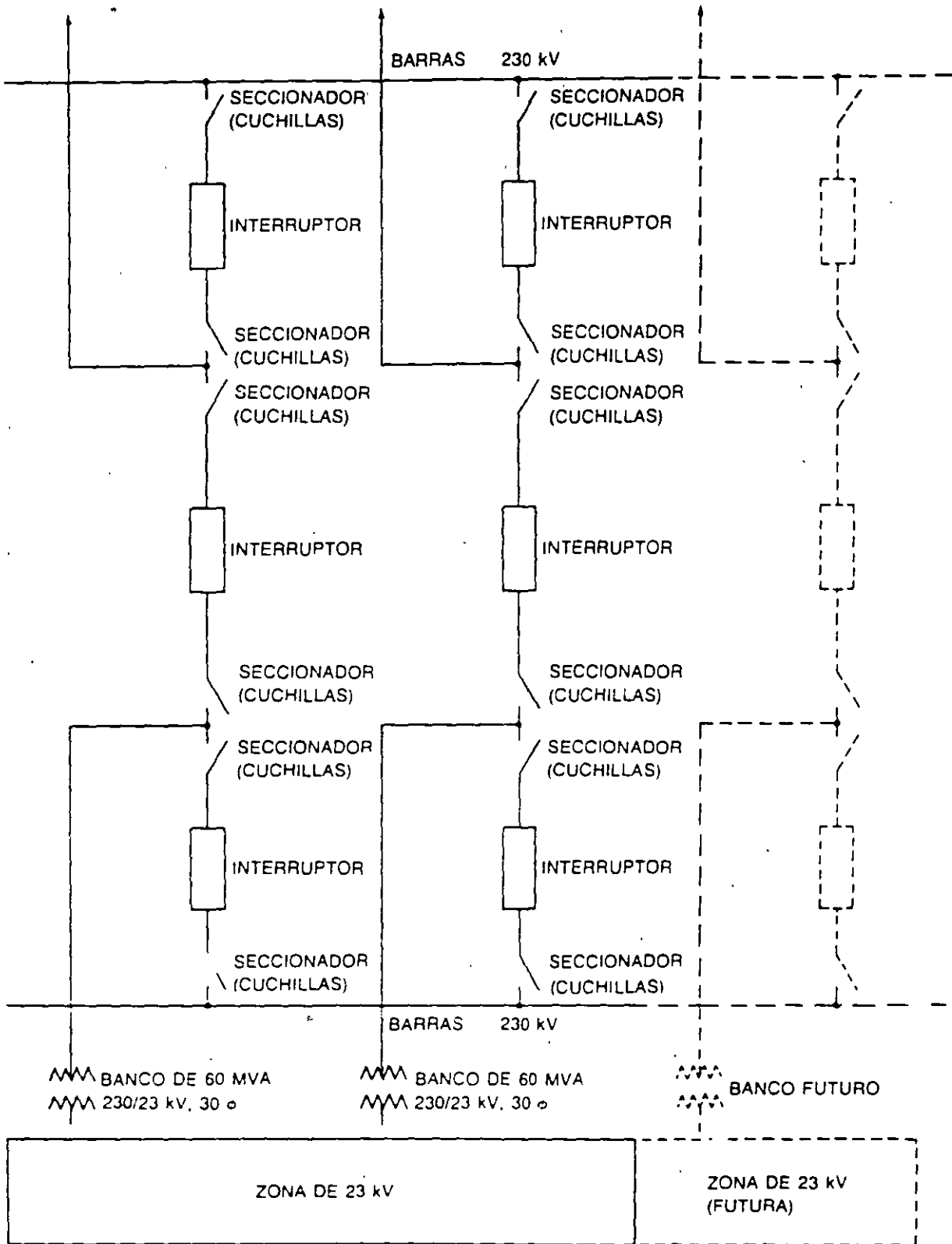


FIG. 5-2 Diagrama unifilar de subestaciones normalizadas de 230/23 kV

- d) Lluvia. Cantidad máxima en centímetros por hora y la duración en número de horas
- e) Nieve. Altura máxima
- f) Nivel cerámico del lugar
- g) Altura sobre el nivel del mar
- h) Intensidad sísmica
- i) Contaminación

Para no divagar sobre los proyectos físicos, de la gran cantidad de arreglos unifilares posibles según las necesidades de servicio, se va a considerar un ejemplo práctico de proyecto de una subestación formada inicialmente por dos transformadores trifásicos de 60 MVA cada uno, con relación de 230/23 kV, una alimentación de dos circuitos de 230 kV y una salida de 23 kV formada por ocho alimentadores de 9MVA cada uno. La etapa final está formada por 3 bancos de 60 MVA y 12 alimentadores de 9 MVA cada uno.

La organización y secuencia del proyecto se muestra en la Figura 5-1 donde se muestra el diagrama de eventos, en donde a partir de los datos fijados durante el proceso de planeación, el grupo de proyectos inicia su desarrollo.

### 5.3.1 Arreglo físico

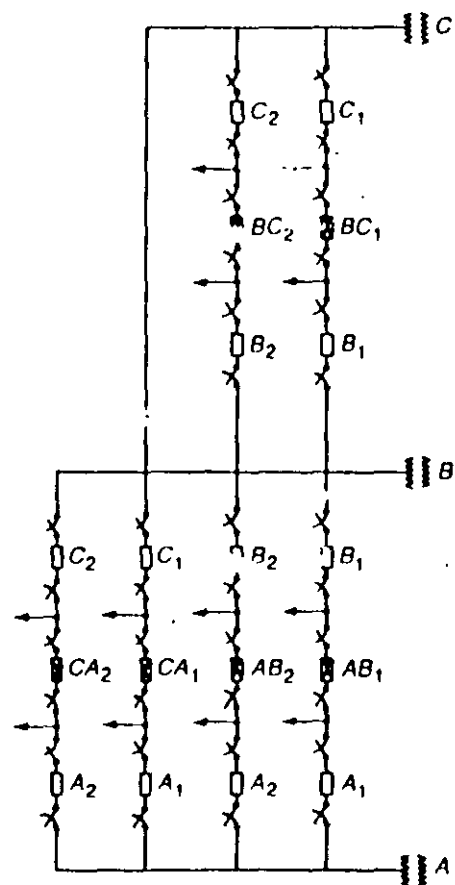
Considerando que la tensión de 230 kV forma parte de un anillo alrededor de una ciudad, y aprovechando las características de los diagramas unifilares analizados en el capítulo uno, se debe utilizar un arreglo de máxima confiabilidad, como son los siguientes.

En la Figura 5-2 se muestra el diagrama unifilar utilizado en el lado de 230 kV con disposición de interruptor y medio y en la Figura 5-3 se muestra la disposición final del lado de 23 kV usando doble anillo.

En la Figura 5-4 se muestran los dibujos de planta y perfil de la zona de 230 kV y en la 5-5 se muestra la planta del lado de 23 kV.

### 5.3.2 Niveles de tensión

De acuerdo con los criterios expuestos en la Tabla 5-1, en el área de 230 kV, el nivel básico de impulso a 2300 m.s.n.m., es de 900 kV y utilizando los valores de la Tabla 5-2 se obtiene que la separación mínima entre los buses flexibles (cable), que se van a utilizar en este caso, para la tensión nominal de 230 kV, es de 4.50 metros entre centros de buses y de 4.00 metros del centro de bus a los ejes de las columnas de las estructuras. Esto origina que la distancia entre ejes de columnas, de un módulo de transformación, sea de 17 metros.



ESQUEMA DEL ARREGLO FÍSICO

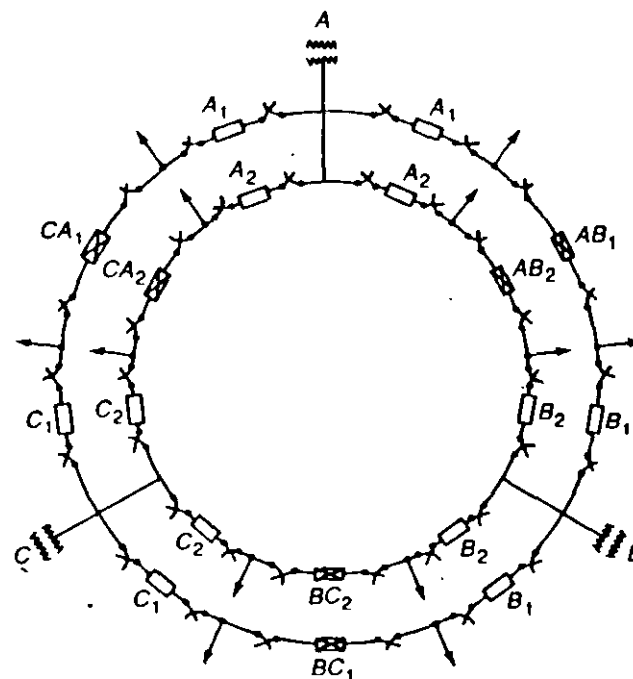


DIAGRAMA UNIFILAR

- ⊠ INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION
- INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

FIG. 5-3

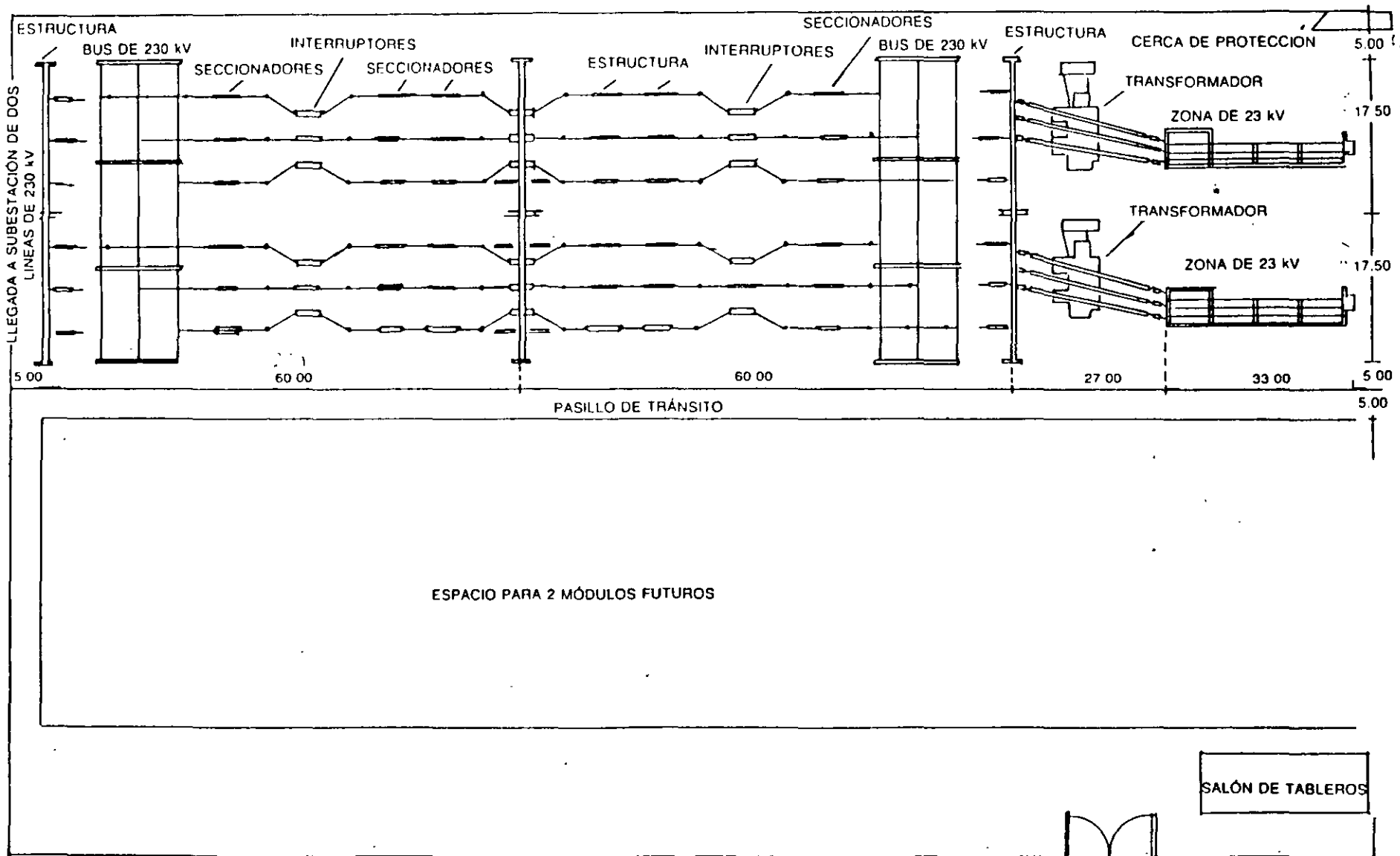
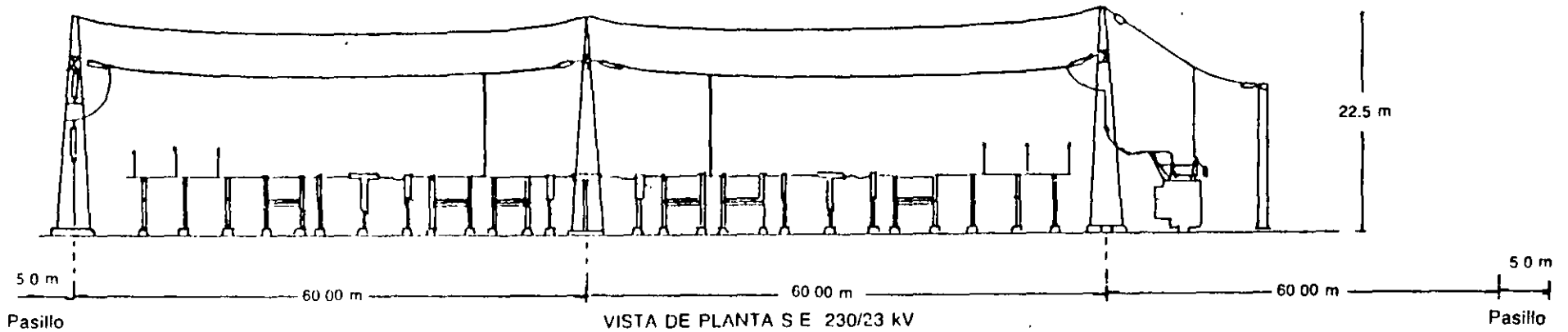


FIG. 5-4 SUBESTACIÓN AÉREA 230 000/23 000 VOLTS, VISTA DE PLANTA

VISTA DE ELEVACION S E. 230/23 kV

a)



VISTA DE PLANTA S E. 230/23 kV

b)

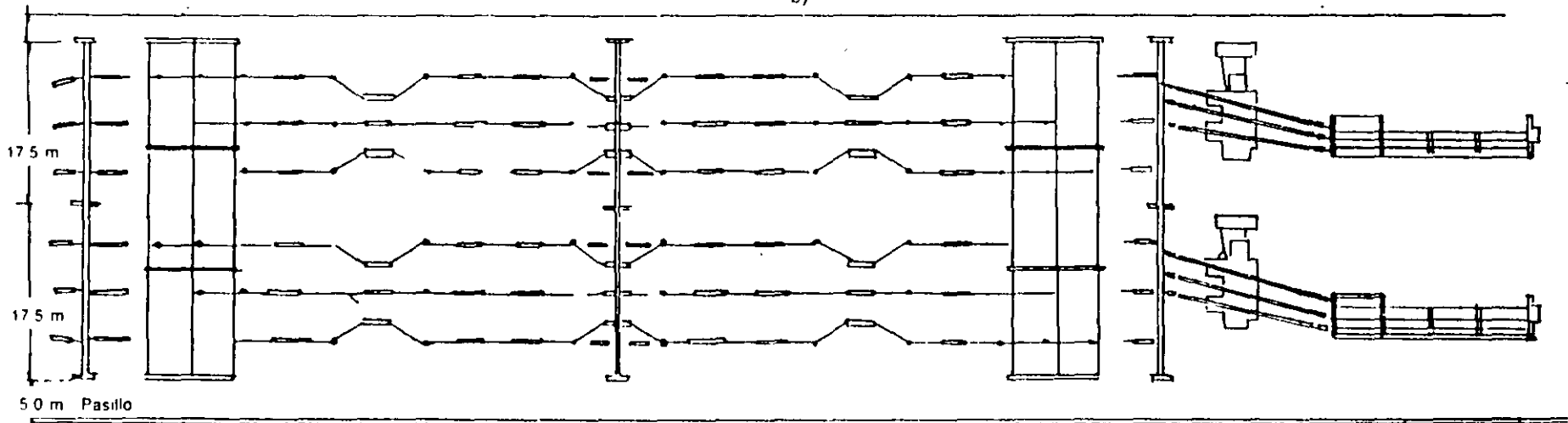


FIG. 5-4 (Continuación)



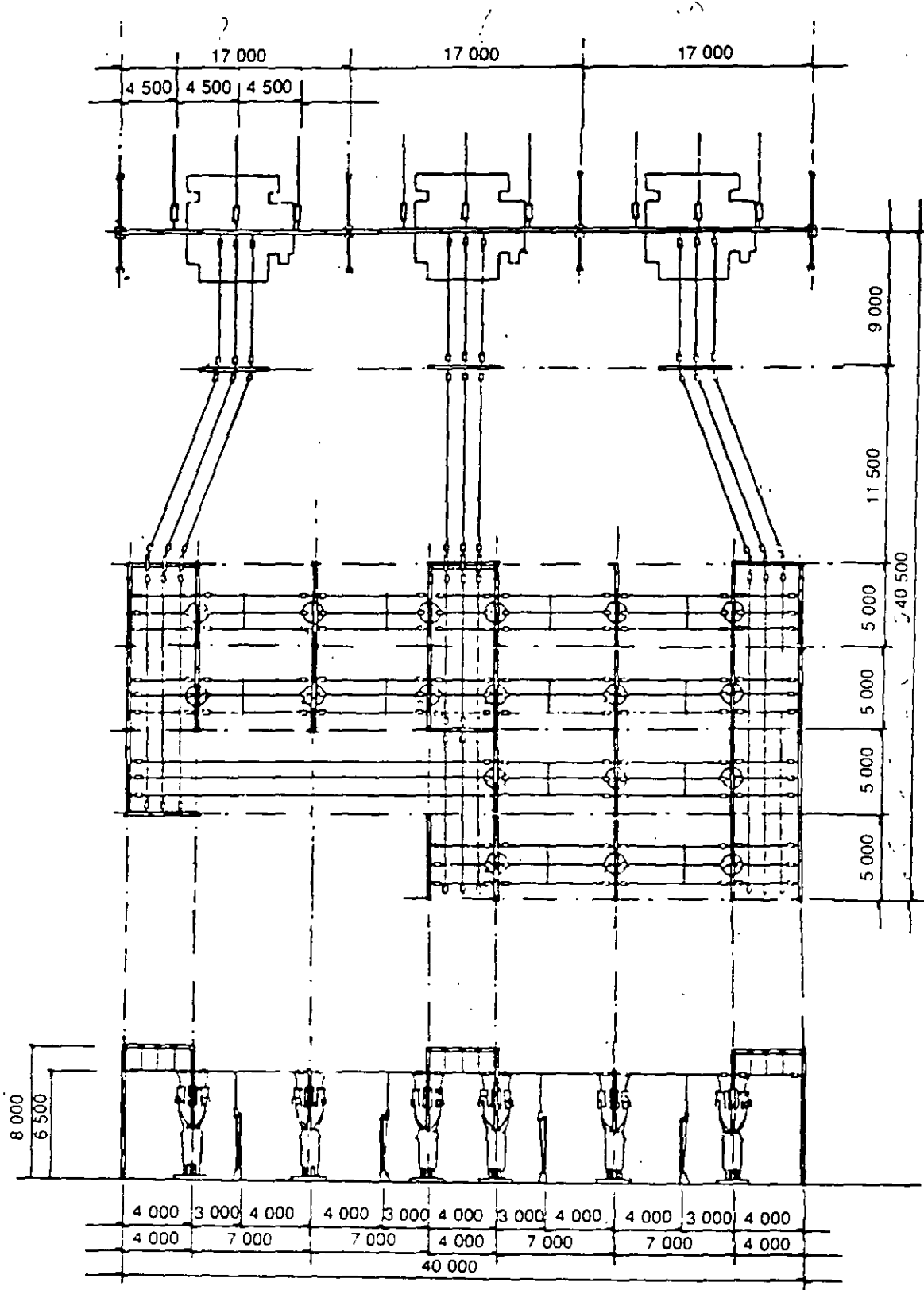


FIG. 5-5

**TABLA 5-1 Distancias de seguridad**

Tensión nominal del sistema kV	Nivel de aislamiento al impulso a 2 300 m kV	Distancia de base (distancias mínimas de fase a tierra a 2 300 m) m	Zonas de circulación del personal		Zonas de trabajo del personal			
			Distancia adicional m	Altura mínima de partes vivas m	Distancia adicional m	Distancia mínima horizontal m	Distancia adicional m	Distancia mínima vertical m
23	125	0.282	2.25	3.00	1.75	3.00	1.25	3.00
85	450	1.177	2.25	3.43	1.75	3.00	1.25	3.00
230	900	2.507	2.25	4.76	1.75	4.26	1.25	3.76
400	1 425	3.759	2.25	6.01	1.75	5.51	1.25	5.01

**TABLA 5-2** Distancias a tierra y entre fases a través del aire a 2 300 m de altitud

1	2	3	4	5	6	7
Tensión nominal del sistema kV	Nivel de aislamiento al impulso a 2 300 m kV	Distancia mínima de no flameo a 2 300 m cm	Distancia mínima de fase a tierra a 2 300 m cm	Distancia mínima entre fases a 2 300 m cm	Distancia normal entre centros de buses rígidos cm	Distancia normal entre centros de buses no rígidos cm
23	125	25.6	28.2	32.5	50	100
85	450	107	117.7	135.4	200	250
230	900	227.9	250.7	288.4	360	450
400	1 425	354.6	375.9	432.3	650	800

*Notas*

Columna 3 = Valores CEI corregidos para 2 300 m de altitud.

Columna 4 =  $\begin{cases} \text{Valores de la columna 3} \times 1.10 \text{ para } V < 380 \text{ kV} \\ \text{Valores de la columna 3} \times 1.06 \text{ para } V \geq 380 \text{ kV} \end{cases}$

Columna 5 = Valores de la columna 4  $\times$  1.15

### 5.3.3 Características generales de la subestación

Siguiendo con el ejemplo, la capacidad instalada de transformadores es inicialmente de 120 MVA, con dos transformadores trifásicos de 60 MVA cada uno. Aceptando una sobrecarga de 20% en cada transformador, cuando el otro esté fuera de servicio, se obtiene lo que se llama capacidad firme instalada, que en este caso será de  $60 \times 1.20 = 72$  MVA, sin ocasionar una disminución importante en la vida del transformador.

La subestación se prevé para que, en función del incremento constante de cargas, se pueda ampliar instalando un tercer transformador de las mismas características, con lo cual se obtiene una capacidad firme de  $72 \times 2 = 144$  MVA aceptando la misma sobrecarga en dos transformadores, cuando el tercero esté fuera de servicio.

Carga conectada. La subestación se diseña para alimentar, inicialmente con dos transformadores trifásicos de 60 MVA, una carga constituida por ocho alimentadores de 23 kV, con una capacidad de 9 MVA cada uno, que proporciona una carga máxima total de:

$$8 \times 9 = 72 \text{ MVA}$$

Analizando se obtiene:

$$\begin{aligned} \text{Capacidad instalada} &= 2 \text{ transformadores de } 60 \text{ MVA cada uno} \\ &= 120 \text{ MVA} \\ \text{Capacidad firme} &= 60 \times 1.2 = 72 \text{ MVA} \\ 8 \text{ alimentadores} \times 9 \text{ MVA} &= 72 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Se llega a la capacidad máxima disponible cuando se tengan en operación los tres transformadores trifásicos de 60 MVA, de acuerdo con la Figura 5-3, en cuyo caso se pueden añadir cuatro alimentadores más de 23 kV, para tener un total de doce. Como la capacidad firme con tres transformadores de 60 MVA es de 144 MVA, será posible en es. caso aumentar la capacidad de cada alimentador a  $\frac{144 \text{ MVA}}{12 \text{ alimentadores}} = 12 \text{ MVA}$ . Por lo tanto, el equipo e instalaciones de la sección de 23 kV debe tener una capacidad para soportar una carga de 12 MVA por alimentador.

Analizando el nuevo caso, se tiene:

$$\begin{aligned} \text{Capacidad instalada} &= 3 \text{ transformadores de } 60 \text{ MVA cada uno} \\ &= 180 \text{ MVA} \\ \text{Capacidad firme} &= 60 \times 2 \times 1.20 = 144 \text{ MVA} \\ 12 \text{ alimentadores} \times 12 \text{ MVA} &= 144 \text{ MVA} \end{aligned}$$

Cortocircuito en baja tensión. El cortocircuito trifásico, simétrico, en el lado de 23 kV, considerando bus infinito, o sea limitado exclusivamente por la impedancia del transformador, se puede considerar de 400 MVA. El cortocircuito monofásico a tierra, considerando la impedancia del transformador, en serie con la de un reactor de 0.4 ohms conectado en el neutro de la estrella, se puede considerar de 213 MVA.

#### 5.3.4 Diagrama unifilar

El punto de partida del proyecto físico de una subestación es el establecimiento del diagrama unifilar.

El diagrama unifilar es el resultado de vaciar los arreglos físicos, ya vistos en el capítulo uno, en alta y en baja tensión, en forma monopolar y considerando todo el equipo mayor que interviene en una subestación.

A cada sección del diagrama unifilar le denominamos módulo, observándose tres módulos en la zona de alta tensión y seis módulos en la zona de baja tensión.

Cada módulo cuenta con tres interruptores, cada uno de los cuales cuenta con dos juegos de transformadores de corriente y dos juegos de cuchillas.

Entre los dos interruptores exteriores y el central, se conectan normalmente la llegada de una línea y la salida de un banco de transformadores, aunque se pueden tener dos líneas, dos bancos o una línea y un banco. Los transformadores de corriente se utilizan para obtener las señales para la protección y medición, mientras que las cuchillas en ambos lados del interruptor permiten a éste aislarse del sistema para recibir el mantenimiento adecuado.

En la operación normal de interruptor y medio, los 3 interruptores de cada módulo deben estar cerrados. Cada juego de barras tiene su propia protección diferencial y en caso de una falla en alguna de las barras, se desconecta el juego de barras afectado, al abrirse automáticamente todos los interruptores correspondientes a ese juego de barras, sin ocasionar la pérdida de ninguna de las líneas, ni de ninguno de los bancos.

A partir del diagrama unifilar se obtiene la primera parte de la lista de material, la del equipo mayor, que se entrega a la sección de ingeniería que se dedica a preparar las especificaciones del equipo y solicitar la compra del mismo al departamento indicado.

Los transformadores e interruptores, en especial, deben pedirse con una anticipación de un año y medio a su instalación, que es el tiempo promedio que requieren los trámites de compra, unido al de fabricación. El resto del equipo mayor puede pedirse con un año de anticipación, y el equipo menor, es suficiente con seis meses.

La compra de los diferentes equipos se efectúa por medio de concursos, o bien, comprando directamente a los diferentes fabricantes especializados.

Una vez que se conocen los proveedores se solicitan los planos del equipo, especialmente aquellos referentes a dimensiones generales y pesos, para proceder al dimensionamiento de la planta general de la instalación.

## 5.4 PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

Al diseñar una subestación es necesario protegerla contra los tres tipos de sobretensiones que se pueden presentar.

1. Sobretensiones debidas a descargas atmosféricas.
2. Sobretensiones debidas a maniobras de interruptores.
3. Sobretensiones debidas a desequilibrios en el sistema, provocadas por fallas a tierra o por pérdida súbita de carga.

De estos tres casos, los dos primeros son los más importantes. Para el equipo que trabaja a tensiones inferiores a 230 kV, las sobretensiones que lo afectan más son las provocadas por las descargas externas, que tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.

Para el equipo que trabaja a tensiones superiores a 230 kV, las sobretensiones más peligrosas son las ocasionadas por maniobras de interruptores, que tienen una duración del orden de miles de microsegundos y su magnitud es una función de la tensión nominal.

### 5.4.1 Descargas atmosféricas

De las ondas debidas a rayos, sólo llegan a la subestación aquellas cuya magnitud es inferior al nivel de aislamiento de la línea y que, por lo tanto, no alcanzan a contornear los aisladores de la instalación. Estas ondas pueden ser de polaridad positiva o negativa, predominando estas últimas.

### 5.4.2 Maniobras de interruptores

De las ondas debidas a la operación de interruptores, las sobretensiones más elevadas se obtienen al efectuarse la apertura de líneas largas o cables de potencia en vacío, apertura de corrientes de excitación de transformadores o reactancias y, sobre todo, cuando se efectúan recierres en líneas que pueden haber quedado cargadas a una tensión elevada, al producirse la desconexión inicial. Los elementos utilizados para limitar las sobretensiones por maniobra, van de acuerdo con el tipo y diseño de cada interruptor.

En la Tabla 5-3 se muestra la coordinación del aislamiento para las sobretensiones debidas a la operación de interruptores en diferentes tensiones.

El fenómeno de que al abrir una corriente aparece una sobretensión, se basa en el principio de la conservación de la energía, o sea, existe una energía cinética debida al flujo de una corriente, al interrumpirse el flujo de ésta, la energía cinética se transforma en energía potencial, apareciendo una tensión eléctrica entre las terminales de los contactos abiertos.

**TABLA 5-3** Ejemplos de coordinación de aislamiento por sobretensiones originadas por la operación de interruptores

TENSIÓN NÓMINAL DEL CIRCUITO kV (eficaz)	TRANSFORMADOR		PARARRAYOS		MARGEN DE PROTECCIÓN MÍNIMO EN %
	BIL kV	TENSIÓN DE AISLAMIENTO POR OPER. DE INTERRUPTORES kV CRESTA	TENSIONES NOMINALES kV EFICAZ	TENSIONES DE DESCARGA POR OPERACIÓN DE INTERRUPTORES kV CRESTA	
230	900	740	240 (100%)	575	29
			195 ( 80%)	550	34
			182 ( 72%)	515	43
	825	680	240 (100%)	575	18
			195 ( 80%)	550	24
			182 ( 75%)	515	32
750	620	240 (100%)	575	8	
		195 ( 80%)	550	13	
		182 ( 75%)	515	20	

Dicho en otra forma, la energía almacenada en la inductancia  $L$  de un transformador es  $\frac{1}{2} Li^2$ , siendo  $i$  la magnitud de la corriente en el momento de interrumpirse el circuito. Al cerrar la circulación de corriente entre los contactos, la energía se transforma en electrostática, o sea en  $\frac{1}{2} CV^2$ , donde  $C$  es la capacitancia del sistema, y  $V$  es la tensión que aparece entre los contactos del interruptor. Esta transferencia de la energía almacenada en el campo magnético, al campo eléctrico, se realiza por medio de un fenómeno de resonancia que ocurre cuando las reactancias inductiva y capacitiva son iguales, o sea:

$$X_L = X_C$$

sustituyendo:

$$2\pi fL = \frac{1}{2\pi fC}$$

en donde, despejando, se obtiene la frecuencia de oscilación de la tensión:

$$f = \frac{1}{2\pi \sqrt{LC}}$$

y cuyo valor pico de la tensión se obtiene al igualar las dos energías y despejar el valor de  $V$ , o sea

$$\frac{1}{2} Li^2 = \frac{1}{2} CV^2$$

$$V = i \sqrt{\frac{L}{C}}$$

Como resumen de lo anterior, en las especificaciones de los interruptores se debe establecer que al abrir un interruptor, en ningún caso se debe producir una sobretensión mayor de 2.5 veces la tensión nominal. También como última protección contra las sobretensiones y de acuerdo con lo indicado en el capítulo cuatro, cada subestación debe contar con una red de tierra bien diseñada a la que se conectan los neutros de los transformadores, las descargas de los pararrayos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos, rejillas y partes metálicas en general, que deben estar siempre al potencial de la tierra circundante.

### 5.4.3 Protección contra sobretensiones

La protección contra las sobretensiones puede llevarse a cabo mediante la utilización de uno o dos de los sistemas que se proponen.



1. Pararrayos.
2. Blindaje.

### *Pararrayos.*

#### 5.4.3.1. Pararrayos

Las características de los pararrayos deben seleccionarse con arreglo a las condiciones específicas de cada sistema, y coordinarse con el aislamiento de los transformadores o cables de potencia.

La tensión nominal que se indica en la placa de un pararrayos se refiere a la tensión máxima, a frecuencia nominal, a la cual se puede interrumpir la corriente remanente de una descarga transitoria, quedando después el pararrayos como si fuera un aislador.

Para seleccionar la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de fase a tierra que es la que produce las sobretensiones, a frecuencia nominal, de mayor magnitud. La magnitud de estas sobretensiones depende de las características del sistema y especialmente de la forma en que están conectados los neutros de los transformadores y generadores. Los dos parámetros principales que definen la magnitud de las sobretensiones son las relaciones  $\frac{X_0}{X_1}$  y  $\frac{R_0}{R_1}$  donde  $X_1$  y  $X_0$  son respectivamente las reactancias positiva y cero del sistema y  $R_1$   $R_0$  son también las resistencias de secuencia positiva y cero, respectivamente.

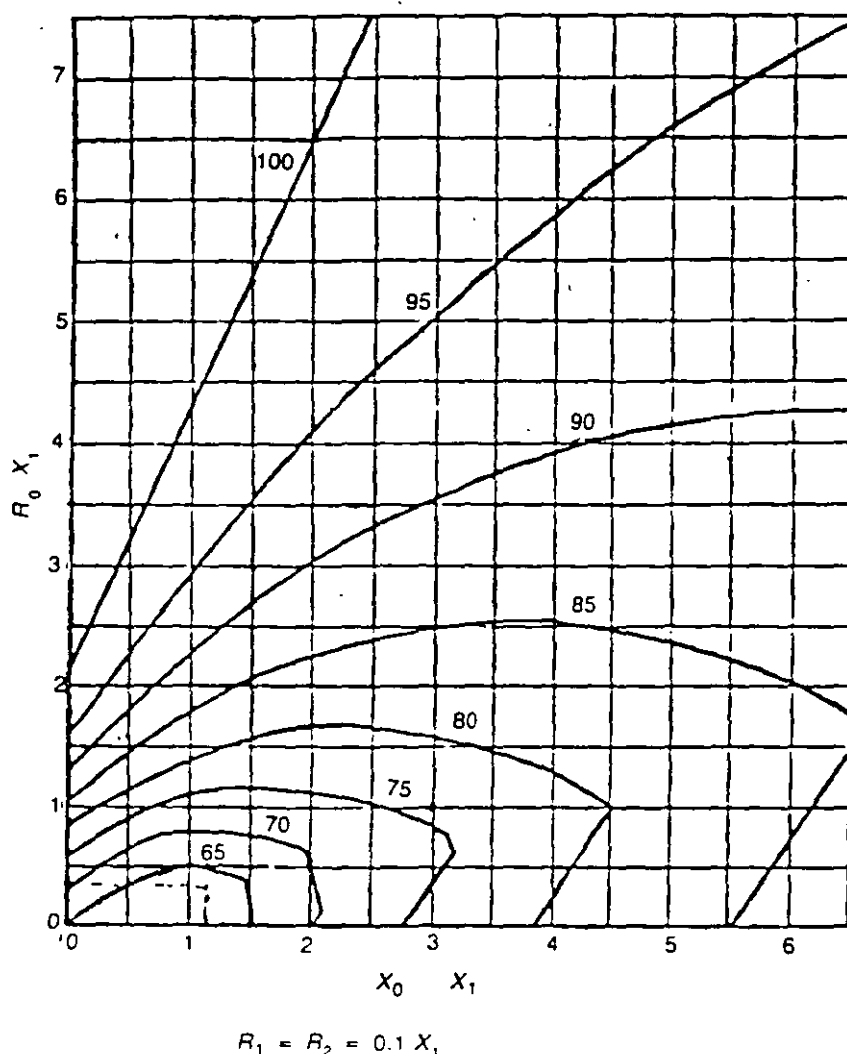
En la gráfica de la Figura 5-6 se muestra la magnitud de las sobretensiones a tierra, durante un cortocircuito monofásico a tierra, expresado en por ciento con respecto a la tensión nominal entre fases, antes de ocurrir la falla, en función de  $\frac{X_0}{X_1}$  y de  $\frac{R_0}{R_1}$  y para un valor dado de  $R_1$  y  $R_2$ .

Estas relaciones son las que determinan la tensión nominal por seleccionar y a partir de la cual se especifican los pararrayos adecuados.

De acuerdo con normas, los pararrayos se denominan de 100, 80 y 75% considerando que a medida que los pararrayos disminuyen su porcentaje de tensión, disminuye asimismo su precio. Los de 100% se utilizan en sistemas con neutro aislado o con alta impedancia a tierra, su tensión nominal es de un 5% mayor que la tensión nominal del sistema.

Los pararrayos menores de 100% se utilizan en sistemas conectados directamente a tierra, variando su valor nominal en función de la relación de las impedancias, según se observa en la Figura 5-6. Es decir, si el sistema tiene como parámetro

$\frac{X_0}{X_1} = 3$  y  $\frac{R_0}{R_1} = 1$  el punto está entre las curvas de 80 y 75%, por lo que puede solicitarse un pararrayos de 80%. Una consideración importante en la selección de un pararrayos, es que al utilizar uno de tensión inferior al 80%, éste será más bara-



NOTA Los numeros colocados sobre las curvas indican la tension maxima de fase a tierra que puede aparecer en cualquiera de las fases, expresada en por ciento de la tension normal entre fases

FIG. 5-6 Tensiones máximas entre fase y tierra en el lugar de la falla, para sistemas con neutro conectado a tierra, bajo cualquier condición de falla

to, pero va a operar con mayor frecuencia, exponiéndose a una mayor posibilidad de fallas. Por el contrario, si se utiliza un pararrayos para una tensión superior a la adecuada (10% arriba) puede que nunca opere y además debido a que su tensión de operación se acercaría a los niveles límite del aislamiento del equipo por proteger, podría ocurrir que el equipo protegido se dañara.

Por lo anterior, y atendiendo a las estadísticas, se recomienda que para sistemas con el neutro conectado directamente a tierra la tensión nominal del pararrayos pueda ser de hasta un 10% mayor que el valor indicado en la figura anterior.

Pararrayos para proteger sobretensiones por maniobra. Para seleccionar la tensión de operación de un pararrayos se deben coordinar los tres conceptos siguientes:

- \* 1. El nivel de aislamiento que va a soportar, por maniobra de interruptor, el equipo por proteger. Según las normas ANSI este valor debe ser 0.83 de nivel básico de impulso del aislamiento protegido.
2. La sobretensión máxima originada por la maniobra de interruptores.
3. Tensión de operación de los pararrayos que soporte la operación de los interruptores.

Ilustrando el caso con un ejemplo, se puede observar:

*Ejemplo.* Seleccione la tensión de operación de un pararrayos por maniobra de interruptor, en un sistema con tensión nominal de 230 kV.

1. El nivel básico de impulso del devanado del transformador es de 900 kV. El nivel de aislamiento que se permite soportar al devanado por la operación del interruptor, de acuerdo con las normas ANSI es:

$$0.83 \times 900 = 747 \text{ kV}$$

- \* 2. La sobretensión máxima generada por operación de interruptores es, según norma ANSI, de 2.5 veces el valor pico de la tensión nominal a tierra o sea:

$$\frac{230}{\sqrt{3}} \times \sqrt{2} \times 2.5 = 468 \text{ kV}$$

- \* 3. La tensión de operación del pararrayos, por operación de interruptores, se selecciona considerando un 10% arriba de la sobretensión máxima, o sea:

$$468 \times 1.1 = 515 \text{ kV}$$

\* El margen de protección (*mp*) obtenido de acuerdo con los datos encontrados es de:

$$mp = \frac{747 - 515}{515} \times 100 = 45\%$$

que es mayor del 20% que como mínimo establece la norma para ser correcto.

De los datos obtenidos se puede concluir que, por un lado, se tiene buen margen para que el pararrayos no opere por maniobra de interruptor y, por el otro lado, también se tiene buen margen de protección para el equipo por proteger (transformador).

Resumiendo:

El interruptor puede hacer llegar a: 468 kV la sobretensión de maniobra

**TABLA 5-4** Coordinación del nivel de aislamiento en las subestaciones de 230 kV

**I CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE LOS PARARRAYOS PARA 230 kV**

Denominación del pararrayos kV (eficaz)	Voltaje nominal del circuito kV	Voltaje máximo de cebado, frente de onda 1 200 kV/μs microsegundos kV (cresta)	Voltaje máximo de cebado, onda de 1.2 × 50 microsegundos kV (cresta)	Voltaje máximo de cebado con sobrevoltajes debidos a operación de interruptores kV (cresta)	Voltaje mínimo de cebado 50 e.p.s. kV (eficaz)	Voltaje máximo de descarga kV (cresta) corriente de 8 × 20 μs microsegundos		
						5 KA	10 KA	20 KA
240	230	694	600	567	360	476	535	605

**II CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO DEL EQUIPO ELÉCTRICO PARA 230 kV**

	Nivel de aislamiento normalizado			Nivel de aislamiento a 2 300 m de altitud		
	Baja frecuencia (seco) kV (eficaz)	Baja frecuencia (húmedo) kV (eficaz)	Impulso 1.2 × 50 kV (cresta)	Baja frecuencia (seco) kV (eficaz)	Baja frecuencia (húmedo) kV (eficaz)	Impulso 1.2 × 50 microsegundos kV (cresta)
Transformador de Potencia (devanados)	395		900	395		900
Transformador de Potencia (boquillas)	545	445	1 050(I)	469	383	913(3)
Transformador de Corriente (devanados)	460		1 050	460		1 050
Transformador de Corriente (porcelanas)	545	445	1 050(I)	469	383	913(3)
Transformador de Potencial (devanados)	460		1 050	460		1 050
Transformador de Potencial (porcelanas)	545	445	1 050(I)	469	383	913(3)
Interruptores		460(III)	1 050(I)		396	913(3)
Cuchillas		460(II)	1 050(I)		396	913(3)
Pararrayos (porcelana)	545	445	1 050	489	383	913(3)
Columnas de 7 aisladores O. B. 31 152	745	660	1 300(I)	588	521	1 131(3)
Cadenas de 16 aisladores de 10" a 5 3/4"	875	630	1 425(II)	691	497	1 083(4)

**TABLA 5-4** Coordinación del nivel de aislamiento en las subestaciones de 230 kV (Continuación)

III DISTANCIAS A TIERRA Y ENTRE FASES EN SUBESTACIONES DE 230 kV

Nivel de aislamiento al impulso a 2 300 m	Distancia mínima de no flameo a 2 300 m cm	Distancia mínima de fase a tierra a 2 300 m cm	Distancia mínima entre fases a 2 300 m cm	Separación normal entre centros de fases de buses rígidos cm	Separación normal entre centros de fases de buses no rígidos cm	Altura mínima de partes vivas sobre zonas de circulación cm	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas cm	Distancia horizontal de trabajo cm	Distancia vertical de trabajo cm
900	227.9	251 (227.9 × 1.1)	289 (251 × 1.15)	360	450	476	300	426	376

<sup>1</sup> Nivel de aislamiento hasta 1 000 m de altitud (Normas CIEI y ANSI)

<sup>2</sup> Nivel de aislamiento a 0 m de altitud (76 cm Hg y 25°C)

<sup>3</sup> Factor de corrección por altitud para el equipo instalado a 2 300 m 0.87 (normas CIEI y ANSI)

<sup>4</sup> Factor de corrección por altitud para cadenas de aisladores a 2 300 m 0.76 ( $d = \frac{3.92 \times b}{273 + t}$ ) (normas CIEI)

<sup>5</sup> Los TCS y TPS tienen el mismo NBI para porcelanas y devanados debido a que éstos no están protegidos por los pararrayos.

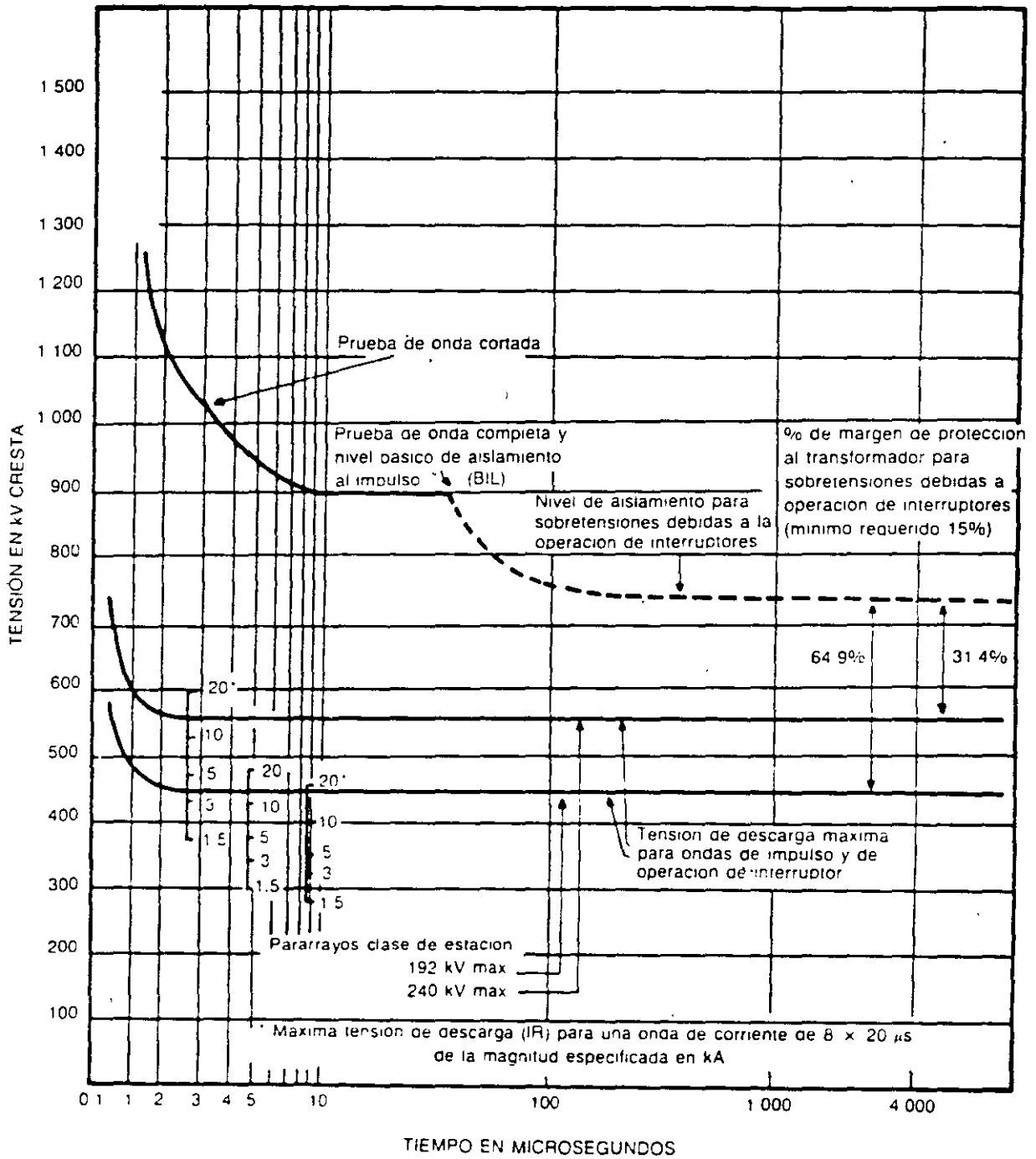


FIG. 5-7 Coordinación entre la característica de aislamiento del devanado de 230 kV de un transformador con nivel básico de aislamiento al impulso de 900 kV: y las características de protección de pararrayos de clase de estación de 192 kV y 240 kV

El pararrayos opera a: 515 kV  
 El transformador soporta: 747 kV

En la Figura 5-7 se muestra la coordinación entre la característica de aislamiento del transformador con NBI de 900 kV y las características de protección de los pararrayos de 240 y 192 kV, seleccionados para impulso por rayo.

Por otro lado, en las Tablas 5-4 y 5-5 se muestran como resumen, los niveles y las características de aislamiento, distancias a tierra y entre fases, de las subestaciones de 230 y 23 kV. Finalmente se incluyen las Tablas 5-6 y 5-7 donde se muestran las características de protección de los pararrayos de 23 y 230 kV indicados en el ejemplo tipo.

#### 5.4.3.1.1 Localización del <sup>pararrayos</sup> ~~pararrayos~~

La correcta protección de un equipo altamente sensible a las sobretensiones eléctricas, como pueden ser los transformadores o los cables de potencia depende de la distancia entre el punto en que se localizan los pararrayos y el punto en que se localiza el equipo por proteger.

Entre los factores principales que afectan la separación entre los pararrayos y el equipo por proteger, se consideran los siguientes:

1. Magnitud y pendiente del frente de la onda de tensión incidente
2. Características de protección del pararrayos
3. Magnitud y forma de la onda de tensión que puede resistir el transformador
4. Impedancia característica de líneas y buses

Los pararrayos producen la máxima protección en el punto donde se encuentran localizados, y su nivel de protección disminuye en ambos sentidos a partir del punto máximo, disminuyendo la protección del equipo, a medida que éste se va alejando del pararrayos.

La tensión originada por una onda que aparece en un punto, a una distancia determinada del pararrayos, está dada por la expresión:

$$V_p = V_o + 2 \left( \frac{dv}{dt} \right) \cdot \frac{D}{300}$$

en donde:

- $V_p$  = Tensión que aparece en punto  $p$  a una distancia  $D$  entre el punto y el pararrayos, originada por una sobretensión transitoria
- $V_o$  = Tensión de máxima descarga del pararrayos, en kV
- $\frac{dv}{dt}$  = Pendiente del frente de onda incidente en kV  $\mu$ s

**TABLA 5-5** Coordinación del nivel de aislamiento en las subestaciones de 230 kV

**I CARACTERÍSTICAS DE PROTECCIÓN DE LOS PARARRAYOS PARA 230 kV**

Denominación del pararrayos kV (eficaz)	Voltaje nominal del circuito kV Neutro efectivo $\frac{X_0}{X_1} > 3$ a tierra		Voltaje máximo de flameo, frente de onda 1 200 kV/ microsegundos kV (cresta)	Voltaje máximo de flameo onda de 1.2 x 50 microsegundos kV (cresta)	Voltaje máximo de flameo 50 c.p.s. kV (eficaz)	Voltaje máximo de descarga kV (cresta) corriente 8 x 70 microsegundos		
						5 kA	10 kA	20 kA
24	226	23	76	61	42	492	555	635

**II CARACTERÍSTICAS DE AISLAMIENTO DEL EQUIPO ELÉCTRICO PARA 230 kV**

	Nivel de aislamiento normalizado			Nivel de aislamiento a 2 300 m de altitud		
	Baja frecuencia (seco) kV (eficaz)	Baja frecuencia (húmedo) kV (eficaz)	Impulso 1.5 x 40 kV (cresta)	Baja frecuencia (seco) kV (eficaz)	Baja frecuencia (húmedo) kV (eficaz)	Impulso 1.5 x 40 kV (cresta)
Transformador de Potencia (devanados)	50		150	50		150
Transformador de Potencia (boquillas)	95	95	150(1)	82.5	82.5	130(3)
Transformador de Corriente (devanados)	50		150	50		150
Transformador de Corriente (porcelanas)	95	95	150(1)	82.5	82.5	130(3)
Transformador de Potencial (devanados)	50		150	50		150
Transformador de Potencial (porcelanas)	95	95	150(1)	82.5	82.5	130(3)
Interruptores		60	150(1)		52	130(3)
Cuchillas	70	70	150(1)	60.5	60.5	130(3)
Pararrayos (porcelana)	95	80	150(1)	81.8	69.6	130(3)
Columnas de 1 aislador O. B. 37 723	70	60	150(1)	60.5	52	130(3)
Cadenas de 2 aisladores de 10" a 5" 47 300	145	85	250(11)	123	72	190(4)



**TABLA 5-5** Coordinación del nivel de aislamiento en las subestaciones de 230 kV (Continuación)

III DISTANCIAS A TIERRA Y ENTRE FASES EN SUBESTACIONES DE 230 kV

Nivel de aislamiento a 2 300 m kV (cresta)	Distancia mínima de no flameo a 2 300 m cm	Distancia mínima de fase a tierra a 2 300 m cm	Distancia mínima entre fases a 2 300 m cm	Separación normal entre centros de fases de buses rígidos cm	Separación normal entre centros de fases de buses no rígidos cm	Altura mínima de partes vivas sobre zonas de circulación cm	Distancia horizontal mínima a partes vivas descubiertas cm	Distancia horizontal de trabajo cm	Distancia vertical de trabajo cm
125	25.6	29 (25.6 × 1.1)	33 (29 × 1.15)	50	100	300	115	300	300

<sup>1</sup> Nivel de aislamiento hasta 1 000 m de altitud (Normas CEI y ANSI)

<sup>2</sup> Nivel de aislamiento a 0 m de altitud (76 cm Hg y 25°C)

<sup>3</sup> Factor de corrección por altitud para el equipo instalado a 2 300 m 0.87 (normas CEI y ANSI)

<sup>4</sup> Factor de corrección por altitud para cadenas de aisladores a 2 300 m 0.76 ( $d = \frac{3.92 \times b}{273 + t}$ ) Normas CEI

\* Dentro de las subestaciones se usarán cadenas de 3 aisladores

**TABLA 5-6** Características de protección de los pararrayos para 23 kV

DENOMINACIÓN DEL PARARRAYOS (eficaz)		24 kV
VOLTAJE NOMINAL DEL CIRCUITO	NEUTRO EFECTIVO A TIERRA	27.6 kV
	$\frac{X_0}{X_1} > 3$	23 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO, FRENTE DE ONDA 1 200 kV/MICROSEGUNDOS (cresta)		76 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO, ONDA DE 1.2 × 50 MICROSEGUNDOS (cresta)		61 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO 60 Hz (eficaz)		42 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE DESCARGA (cresta) CORRIENTE 8 × 20 MICROSEGUNDOS	5 kA	49.2 kV
	10 kA	55.5 kV
	20 kA	63.5 kV

**TABLA 5-7** Características de protección de los pararrayos para 230 kV

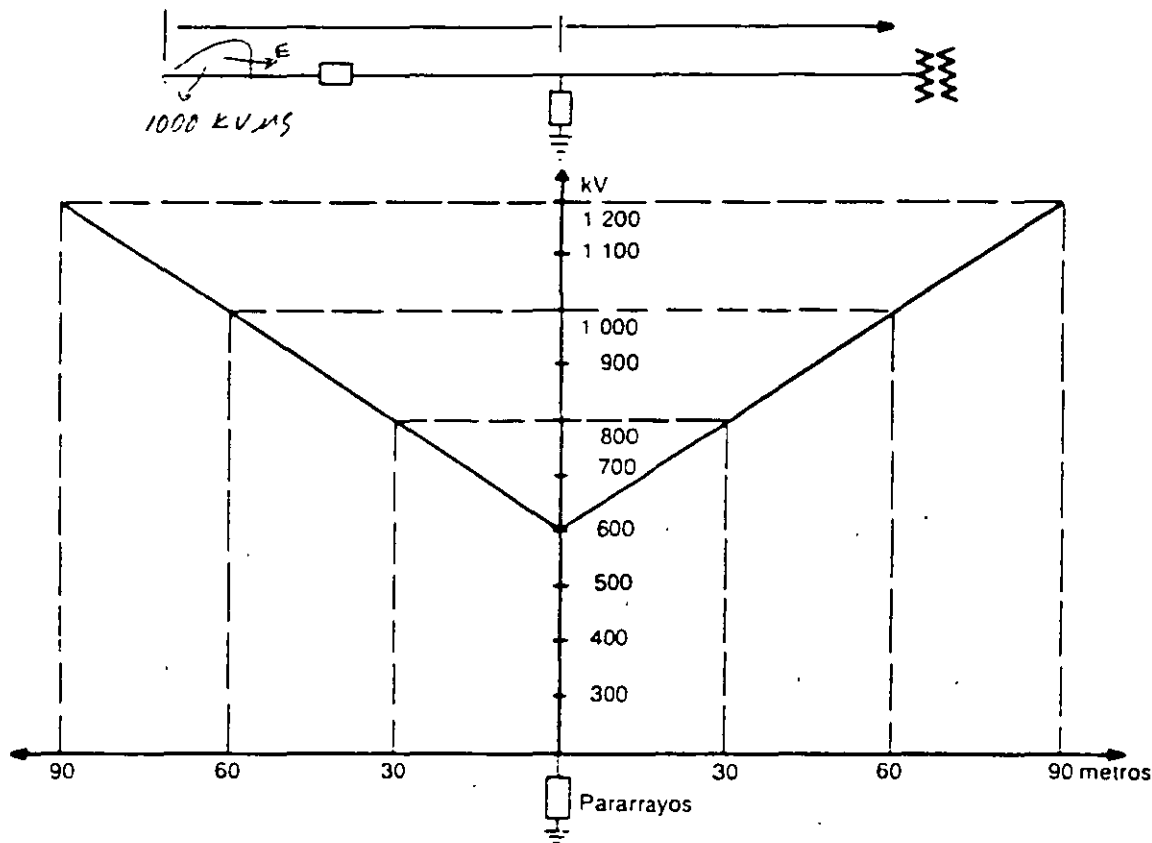
DENOMINACIÓN DEL PARARRAYOS (eficaz)		240 kV
VOLTAJE NOMINAL DEL CIRCUITO	NEUTRO EFECTIVO A TIERRA	230 kV
	$\frac{X_0}{X_1} < 3$	
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO, FRENTE DE ONDA 1 200 kV/MICROSEGUNDOS (cresta)		684 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO, ONDA DE 1.2 × 50 MICROSEGUNDOS (cresta)		600 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO 60 Hz (eficaz)		360 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE FLAMEO CON SOBREVOLTAJES DEBIDOS A OPERACION DE INTERRUPTORES (cresta)		567 kV
VOLTAJE MÁXIMO DE DESCARGA (cresta) CORRIENTE 8 × 20 MICROSEGUNDOS	5 kA	476 kV
	10 kA	535 kV
	20 kA	605 kV

$D$  = Distancia en metros entre el pararrayos y el punto a proteger.  
 300 = Velocidad de propagación de la onda en metros/ $\mu$ s.

*Ejemplo.* Encuentren la tensión que aparece en ambos lados de un pararrayos, considerando que incide una onda con un frente de 1 000 kV  $\mu$ s. El pararrayos tiene una denominación de 240 kV y de acuerdo con la Tabla 5-4 tiene una tensión máxima de flameo, cuyo valor de pico es de 600 kV, con onda de  $1.2 \times 50 \mu$ s.

Como solución, la Figura 5-8 nos indica que para proteger un transformador, con un NBI interior de 900 kV, y para estar dentro de un margen de protección adecuado, siempre y cuando consideremos que la tensión máxima admisible por el transformador, no exceda de 800 kV, los pararrayos deben instalarse a menos de 30 metros del mismo.

Otra forma de enfocar la localización de un pararrayos, es obtener la distancia máxima entre éste y el equipo por proteger, partiendo de la tensión máxima permiti-



- a) para  $L = 0$ ,  $E_x = 600 + 2 \times 1000 \times \frac{0}{300} = 600$  kV
- b) para  $L = 30$  m;  $E_x = 600 + 2 \times 1000 \times \frac{30}{300} = 800$  kV
- c) para  $L = 60$  m;  $E_x = 600 + 2 \times 1000 \times \frac{60}{300} = 1000$  kV

FIG. 5-8 Distancia entre el pararrayos y el equipo

da en el transformador o cable de referencia. Esto se obtiene despejando  $D$  de la expresión anterior:

$$D = \frac{300 (V_m - V_o)}{2 \left( \frac{dv}{dt} \right)}$$

donde:

$V_m$  = Tensión máxima permitida en el equipo por proteger, según datos del fabricante

*Ejemplo.* Determinése la separación máxima entre un transformador y el juego de pararrayos; véase Figura 5-9, considerando que la tensión máxima de HBI a la que puede someterse un transformador de 400 kV, es de 800 kV, si los pararrayos operan con una onda de  $1.2 \times 50 \mu s$  y un valor de pico de 750 kV, y la onda incidente avanza con un frente de  $1\,000 \text{ kV}/\mu s$ .

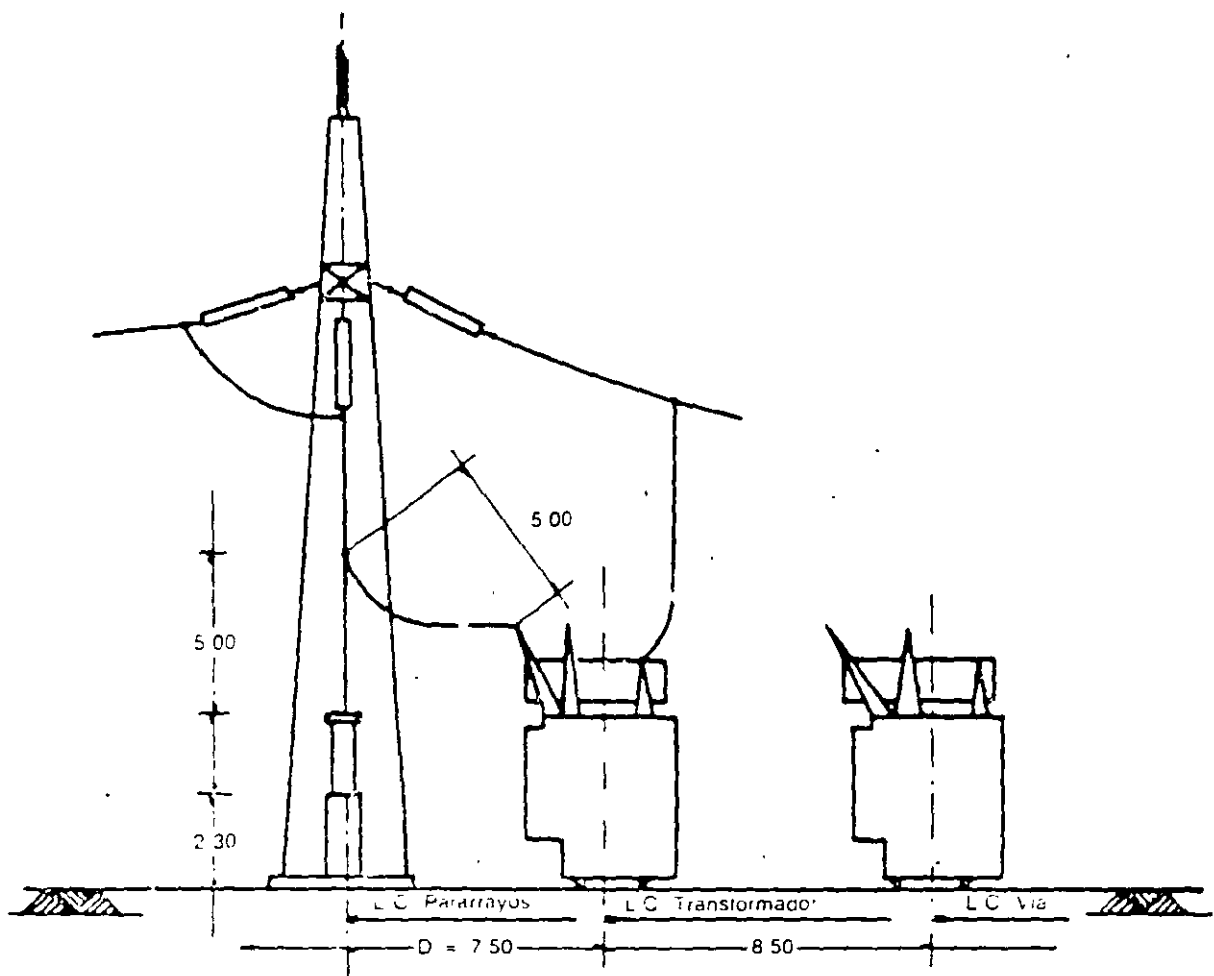


FIG. 5-9 Distancia máxima del pararrayos

Solución:

$$D = \frac{300(800-750)}{2 \times 1000} = 7.5 \text{ metros}$$

Por norma, se considera que la distancia  $D$  del pararrayos al objeto por proteger, ya tiene incluido un margen de protección de 20%.

En la realidad, las distancias de los pararrayos no deben exceder de unos 15 m del equipo por proteger.

Como resumen general de lo tratado en pararrayos, basta con el siguiente ejemplo:

Selecciónense los pararrayos para proteger un transformador conectado a una línea de 115 kV cuyas características son las siguientes:

#### Características de la red

- |  |            |
|--|------------|
| 1. Tensión máxima de operación   | - 123 kV   |
| 2. Impedancia característica de la línea ( $Z_o$ )                                       | - 280 ohms |
| 3. NBI de las cadenas de aisladores y aislamientos externos del equipo                   | - 550 kV   |
| 4. Coeficiente de falla a tierra en el lugar de la instalación del pararrayos ( $K_f$ ). | - 0.8      |

#### Cálculo de las características del pararrayos

$$\text{Tensión nominal } V_n = kV_{\max} \quad \begin{cases} K_f = 0.8 \\ V_{\max} = 123 \text{ kV} \end{cases}$$

$$V_n = 0.8 \times 123 = 98.4 \text{ kV}$$

La corriente se descarga del pararrayos es ( $I_d$ )

Si el nivel cerámico = 40 se puede tomar  $K = 2$

$$\begin{aligned} I_d &= k \cdot \frac{2NBV}{Z_o} \\ &= 2 \frac{2 \times 550}{280} = 7.86 \text{ kA} \end{aligned}$$

Con estos datos, en un catálogo de fabricante se puede seleccionar un pararrayos de óxido de zinc de 10 kA, que en el catálogo presenta las siguientes características:

Tensión nominal	98 kV
Tensión de descarga con onda de 1.2/50 $\mu$ s (cresta)	318 kV
Tensión residual a 10 kA (cresta)	272 kV

Para la tensión de operación se utiliza la mayor de las 3 anteriores.  
 Distancia de instalación máxima, con margen de protección del 20%. La tensión máxima permisible en el equipo por proteger es:

$$\begin{aligned}
 V_{\max}(X) &= NBI - 0.2 NBI \\
 &= 0.8 NBI \\
 &= 0.8 \times 550 = 440 \text{ kV}
 \end{aligned}$$

La distancia máxima (considerando descarga de rayo) a la que se pueden instalar los pararrayos es:

$$\begin{aligned}
 X &= \frac{300 (V_{\max} - V_o)}{2 \left(\frac{dv}{dt}\right)} \\
 &= \frac{300(400-138)}{2 \times 1000} = 45.30 \text{ m}
 \end{aligned}$$

### 5.4.3.2 Blindaje

Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación.

*Cables de guarda.* Se entiende por cables de guarda una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación, formando una red que actúa como un blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra. A veces se complementa o se sustituye por una serie de bayonetas de tubo de acero galvanizado, también conectadas a la red de tierra de la instalación, que se fijan en la parte superior de los remates de las columnas de la estructura de la subestación.

Para el cálculo del blindaje se pueden utilizar en forma más o menos aproximada los siguientes métodos analíticos:

1. Método electrogeométrico
2. Método de Bewley
3. Método de bayonetas

### 5.4.3.2.1 Método electrogeométrico

El cálculo del blindaje a partir del método electrogeométrico se desarrolla en la forma siguiente:

La tensión que aparece en los conductores se calcula en forma análoga a las líneas de transmisión, o sea:

$$V = \frac{Z_o I_o}{2}$$

donde

$I_o$  = corriente de rayo obtenida a partir de la curva de distribución de la corriente de los rayos

$Z_o$  = impedancia característica de los conductores

la corriente del rayo  $I_o$  y la impedancia característica  $Z_o$  se pueden determinar también por las expresiones siguientes:

$$I_o = \frac{2 \times (T.C.F.)}{Z_o}$$

en donde:

T.C.F. = tensión crítica de flameo

$$Z_o = 60 \log \frac{2Y}{r_e} \text{ ohms}$$

en donde:

$r_e$  = radio externo del conductor

$Y$  = altura efectiva del conductor, que a su vez se determina a partir de:

$$Y = Y_r - \frac{2}{3} f$$

en donde:

$Y_r$  = altura de remate del conductor en la torre en m

$f$  = flecha del conductor en metros

El modelo electrogeométrico de blindaje considera a  $I_o$  como el valor de la corriente mínima que produce salidas de la instalación por falla del blindaje.

Esta corriente establece una distancia ( $r_{cf}$ ) llamada radiocrítico de flameo, respecto a los conductores más elevados de la subestación, y cuya expresión es:

$$r_{cf} = 9.06 I_c^{2/3}$$

En el modelo electrogeométrico se considera que al quedar protegidos los conductores más altos de una subestación, los niveles inferiores quedan automáticamente protegidos, y además considera que la zona de atracción de los rayos en el hilo de guarda, genera una parábola, como se muestra en la Figura 5-10.

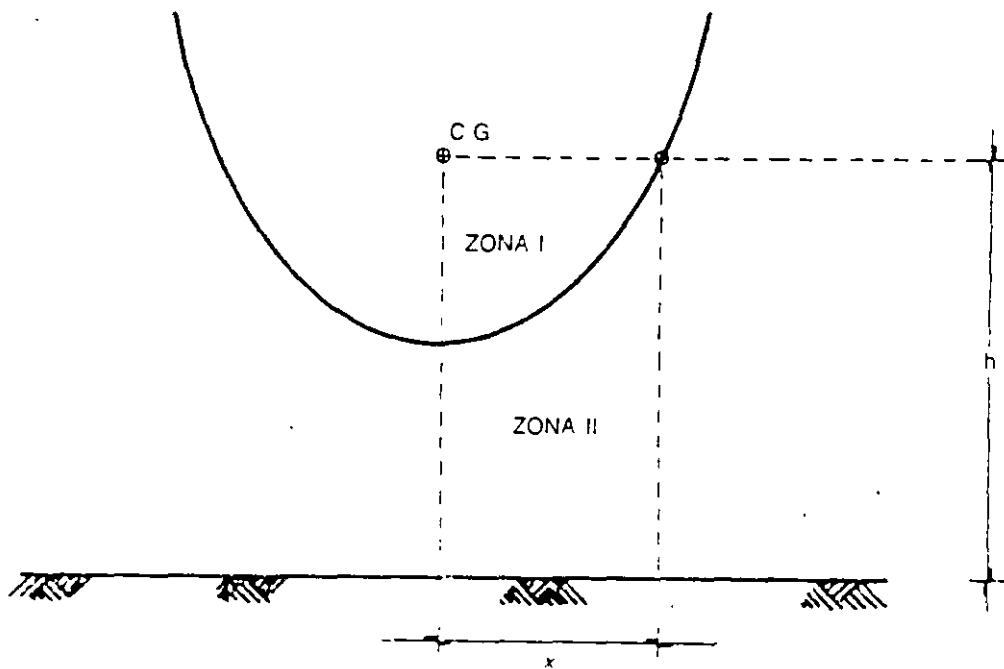


FIG. 5-10 Zona de atracción de un rayo

En dicha figura:

- $\gamma$  = Altura del hilo de guarda sobre el suelo en metros
- $X_1$  = Distancia máxima a la que se localizan los puntos protegidos por el cable de guarda

En la figura 5-11 se observa la posición del cable de guarda  $C_g$  y del cable de fuerza  $C_f$  por proteger. La elaboración del modelo electrogeométrico se realiza considerando la zona de protección, a aquélla limitada por dos parábolas que parten de los cables de guarda.



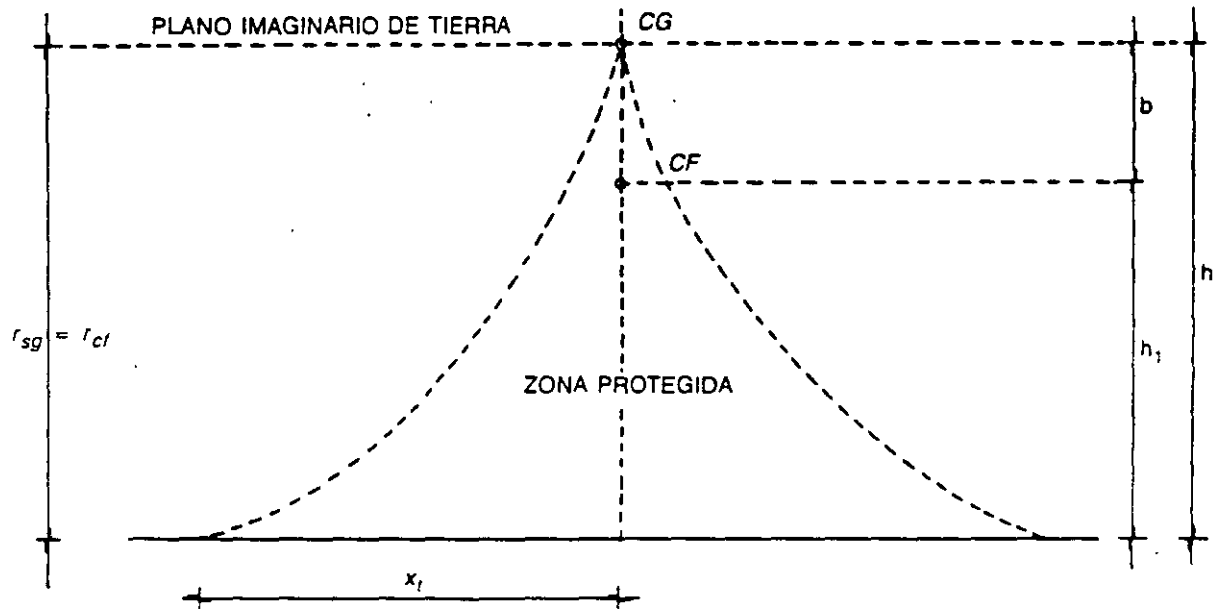


FIG. 5-11 Protección de un cable de fuerza

en donde:

$h_1$  = Altura máxima del objeto por proteger, localizado exactamente debajo del cable de guarda ( $C_g$ )

$r_{sg}$  = Altura del plano imaginario. Normalmente se considera que:

$$r_{sg} = h$$

o bien,

$$r_{sg} = r_{cf}$$

cuando

$$r_{cf} < \gamma$$

por lo que la altura máxima del cable de fuerza será:

$$h_1 = 2 r_{cf} - \gamma$$

Como en realidad los cables de guarda no se instalan exactamente encima de los cables por proteger, entonces conviene establecer la protección por zonas, como se muestra en la Figura 5-12 en donde aparece la magnitud  $\Theta_B$  que se denomina ángulo del blindaje.

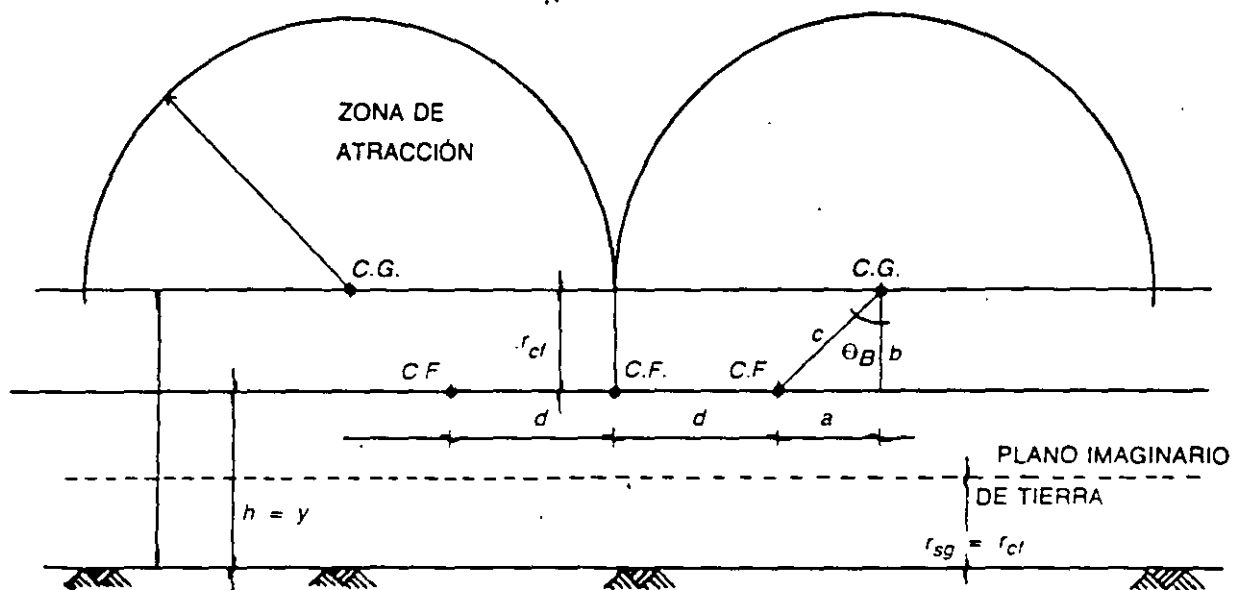


FIG. 5-12 Protección por zonas

En la Figura 5-13 se representa el caso físico de la figura anterior.

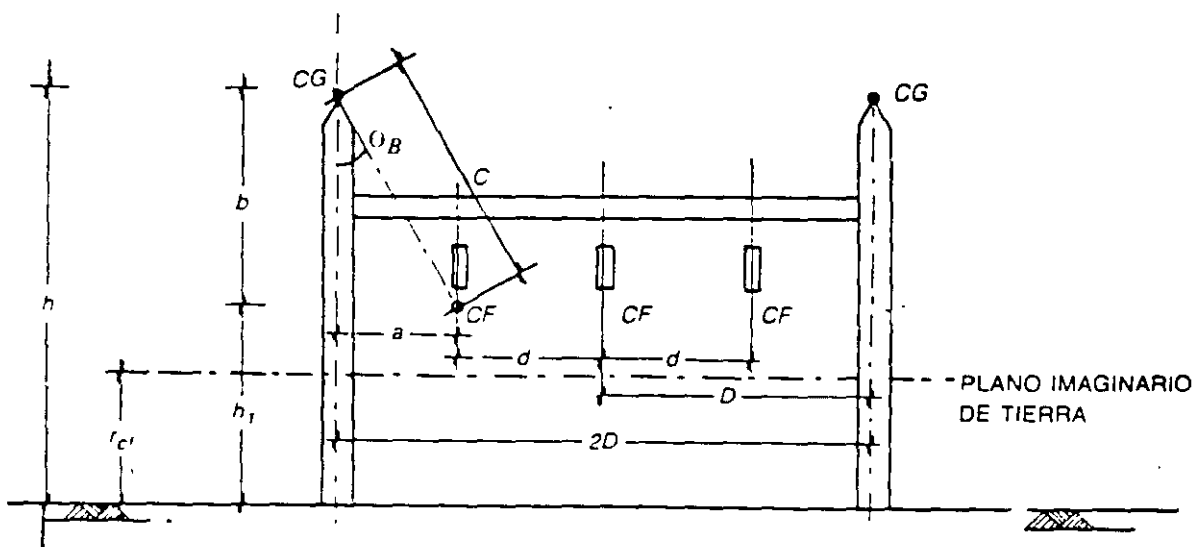


FIG. 5-13 Caso real de la figura anterior

en donde:

- $a$  = Distancia horizontal entre  $C_F$  y  $C_x$
- $b$  = Distancia vertical entre  $C_F$  y  $C_x$
- $c$  = Distancia entre centros de los cables  $C_F$  y  $C_x$
- $d$  = Distancia entre fases

$\Theta_B$  = Ángulo de blindaje

$r_{cf}$  = Radio crítico de flameo o radio de la zona de atracción

con estos datos se pueden determinar dos de las cuatro variables  $a, b, c, \Theta_B$ .

Normalmente,  $r_{sg}$  que es la altura del plano imaginario de tierra, es igual a la altura  $h$  del cable de guarda. La altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda, se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2}$$

Dividiendo miembro a miembro entre  $d$  y considerando que  $D \gg d$

$$\frac{b_{\min}}{d} = \frac{r_{cf}}{d} - \frac{\sqrt{(r_{cf})^2 - D^2}}{d} \approx 1$$

El área total de la subestación  $A$  se puede dividir en  $n$  subáreas (puede ser el área de un módulo) o sea:

$$n = \frac{A}{a}$$

El número de áreas consideradas puede ser el número de módulos, más el número de bancos.

$$a = 2D \times L$$

El área de un módulo que se va a proteger es:  $a = 2D \times L$

La distancia protegida, de la Figura 5-11

$$X_r = \frac{a}{120}$$

El número de cables de guarda ( $N_{cg}$ ) requeridos para el blindaje del área  $A$  es:

$$N_{cg} = \frac{30n}{L} = \frac{30n}{2D}$$

donde:

$N_{cg}$  = Número de cables de guarda

$n$  = número de subáreas en que se divide el área  $A$

La separación entre los cables de guarda, en la Figura 5-13 es de  $2D$ , o sea:

$$2D = 2X_r$$

La altura mínima del cable de guarda se calcula a partir de:

$$\gamma = \frac{2}{3} h_1 + \sqrt{\frac{1}{9} h_1^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{L}{2}\right)^2}$$

Tomada de la Figura 5-14

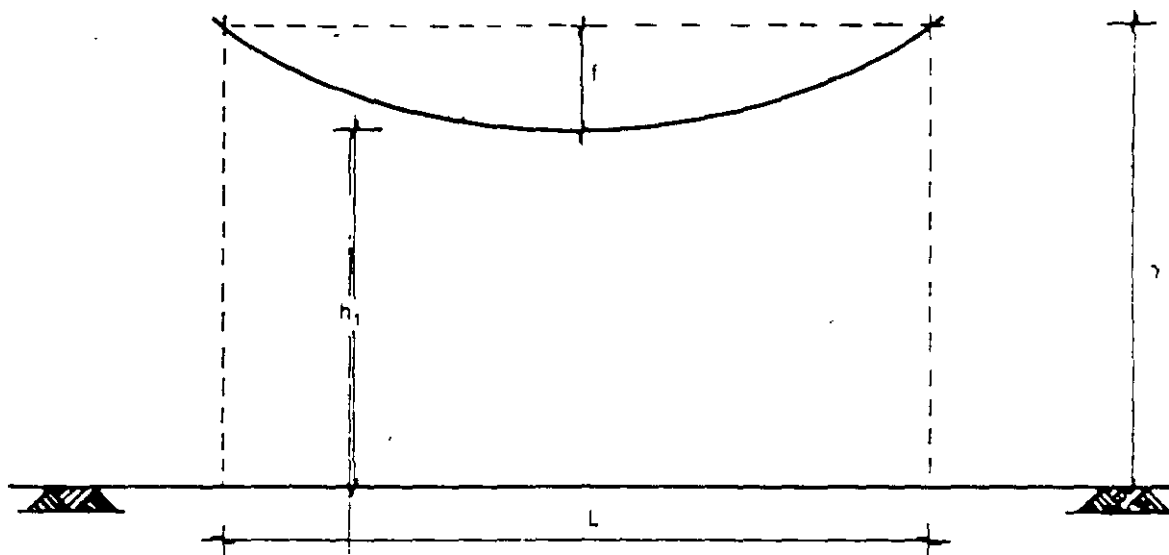


FIG. 5-14 Alturas entre dos soportes de cable

*Ejemplo 1.* Compruébese el blindaje, por medio de cables de guarda, en un módulo de 85 kV, cuyo  $NBI = 550$  kV

Tensión crítica de flameo  $TCF = \frac{NBI}{0.961} = \frac{550}{0.961} = 572$  kV

Suponiendo la impedancia característica  $Z_o = 200$  ohm

se obtiene:  $I_c = \frac{2TCF}{Z_o} = \frac{2 \times 572}{200} = 5.72$  kV

Cuya corriente establece un radio crítico de flameo de:

$$r_c = 9.06 (I_c)^{2/3} = 9.06 \times (5.72)^{2/3} = 29$$
 metros

La distancia entre los ejes de las columnas que forman el módulo, que contiene los cables de guarda es de 10 m, o sea:

$$2D = 10$$

$$D = 5$$
 metros

Por lo tanto, la altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda es de:

$$b_{\min} = r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2} = 29 - \sqrt{29^2 - 5^2} = 0.434 \text{ metros}$$

Si se considera que los cables de guarda se encuentran a una altura de  $\gamma = 14.90$  m. La altura máxima a que puede instalarse el equipo bajo protección ( $h_1$ ) es de:

$$h_1 = 2r_{cf} - \gamma = 2 \times 29 - 14.90 = 43 \text{ m}$$

aunque el valor real viene dado por la expresión:

$$\gamma_{\text{real}} = h_1 - r_{cf} = 43 - 29 = 14 \text{ m}$$

Finalmente se puede calcular la altura mínima a la que deben instalarse los cables de guarda, sabiendo que los cables de fuerza  $C_f$  se encuentran a  $h_1 = 12.4$  m sobre el nivel del suelo, o sea:

$$h_1 = 12.40 \text{ m}$$

$$L = 5.0 \text{ m}$$

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{2}{3} h_1 + \sqrt{\frac{1}{9} h_1^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{L}{2}\right)^2} \\ &= \frac{2}{3} \times 12.40 + \sqrt{\frac{1}{9} (12.40)^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{5}{2}\right)^2} \\ &= 12.64 \text{ m.} \end{aligned}$$

Ahora bien, como los cables de guarda se consideraron a  $\gamma = 14.90$  m de altura, el resultado anterior indica que la protección contra rayos es adecuada.

#### 5.4.3.2.2 Método de Bewley

El cálculo de blindaje a partir de este método se desarrolla en la siguiente forma:

Si se considera el ejemplo anterior con el módulo de 85 kV, en que se tiene:

El largo del módulo (claro) $L$	=	17 m
El ancho de $2D$	=	10 m
$d$	=	3 m
$a$	=	2 m

La flecha del cable de guarda, se puede considerar de un 2% de  $L$ , o sea:

$$f = 0.2 \times 17 = 0.34 \text{ m}$$

Considerando que los conductores están soportados por cadenas de tensión, el punto inferior del cable de guarda puede darse por la expresión:

$$h_1 = 12.40 + f = 12.40 + 0.34 = 12.74 \text{ m}$$

Por lo tanto, la altura inferior del cable de guarda viene dada por:

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{2}{3} h_1 + \sqrt{\frac{1}{9} h_1^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{L}{2}\right)^2} \\ &= \frac{2}{3} \times 12.74 + \sqrt{\frac{1}{9} (12.74)^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{17}{2}\right)^2} \\ &= 14.98 \text{ m} \end{aligned}$$

Si la longitud del módulo es de 60 m,  $a = 60 \times 2 X_T$

El espacio protegido entre estructuras es:

$$X_T = \frac{a}{120} = \frac{17 \times 10}{120} = 1.41 \text{ m}$$

El ángulo de blindaje es:

$$\Theta_B = \text{ang tan } \frac{a}{b}$$

y como  $b = h - h_1 = 14.98 - 12.40 = 2.58 \text{ m}$

$$\Theta_B = \text{ang tan } \frac{2}{2.58} = 37.78^\circ$$

Como este valor está por debajo del máximo permitido que es de  $45^\circ$ , entonces se considera que la protección contra rayos es adecuada.

En estructuras muy altas  $\Theta_B$  se puede limitar a  $30^\circ$ .

El ejemplo anterior se puede verificar por medio del modelo electrogeométrico, donde a partir de los valores:

$$r_{cf} = 29 \text{ m}$$

$$r_{sr} = 14.90 \text{ m}$$

Se puede dibujar a escala, según la Figura 5-15

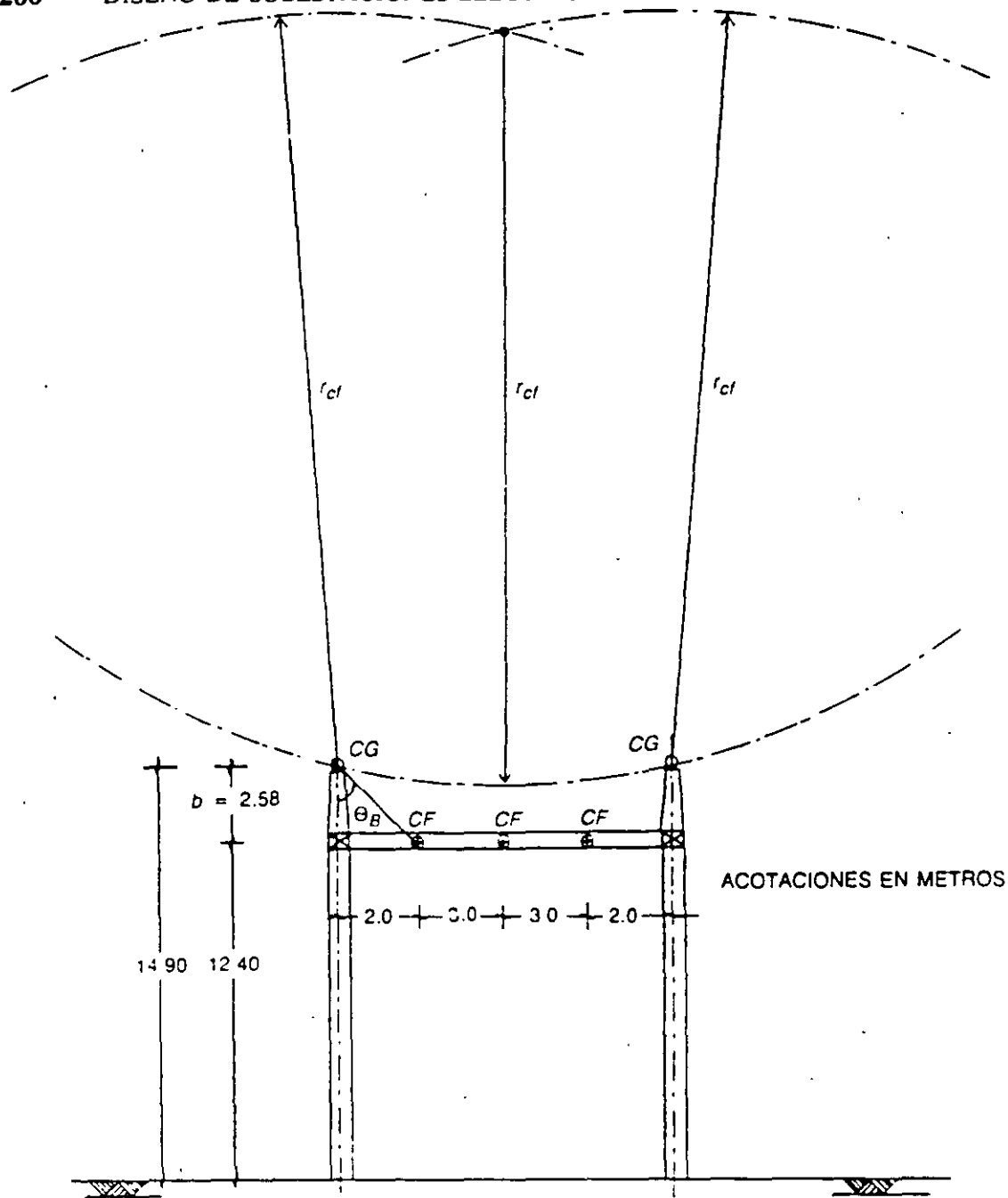


FIG. 5-15 Módulo electrogeométrico

De acuerdo con los datos se puede obtener el ángulo de blindaje  $\theta_B$

$$\theta_B = \text{ang tan } \frac{20}{2.5} = 38.65^\circ$$

que es una magnitud menor del valor máximo permitido de  $45^\circ$ , que alcanza a cubrir los conductores  $C_F$ . Por lo tanto, en la Figura 5-16 se puede reducir el valor de  $b$  hasta tener como máximo  $\theta_B = 45^\circ$  valor que se obtiene haciendo  $b = 2$  m.

*Ejemplo 2.* Calcúlese el blindaje en un módulo de 230 kV utilizando una red de hilos de guarda.

Se considera

$$NBI = 1050 \text{ kV}$$

$$2D = 17.50 \text{ m}$$

$$\gamma = 30.85 \text{ m}$$

La corriente crítica del rayo, como se indicó anteriormente es de:

$$I_c = 14 \text{ kA}$$

La tensión crítica de flameo es:

$$TCF = \frac{NBI}{0.961} = \frac{1050}{0.961} = 1092.6 \text{ kV}$$

El radio crítico de flameo, o radio de la zona de atracción es:

$$r_{cf} = 9.06 I_c^{2/3} = 9.06 \times (14)^{2/3} = 52.6 \text{ m}$$

La altura mínima de las posibles posiciones que pueden ocupar los cables de guarda es:

$$\begin{aligned} b_{\min} &= r_{cf} - \sqrt{r_{cf}^2 - D^2} \\ &= 52.6 - \sqrt{526.6^2 - 8.75^2} \\ &= 0.733 \text{ m} \end{aligned}$$

Cuyo valor es la distancia mínima a la que todavía se considera que hay blindaje.

a) Primero se puede calcular el blindaje por el método de Bewley, para lo cual se parte de los siguientes datos del módulo de 230 kV.

$$\text{Claro} = \text{largo} = L = 60.0 \text{ m}$$

$$\text{Ancho} = 2D = 17.59 \text{ m}$$

Cálculo de la flecha ( $f_c$ ) del cable de fuerza. Se puede considerar un dato práctico del 2% del claro, o sea:

$$f_c = 0.2 \times 60.0 = 1.20 \text{ m}$$



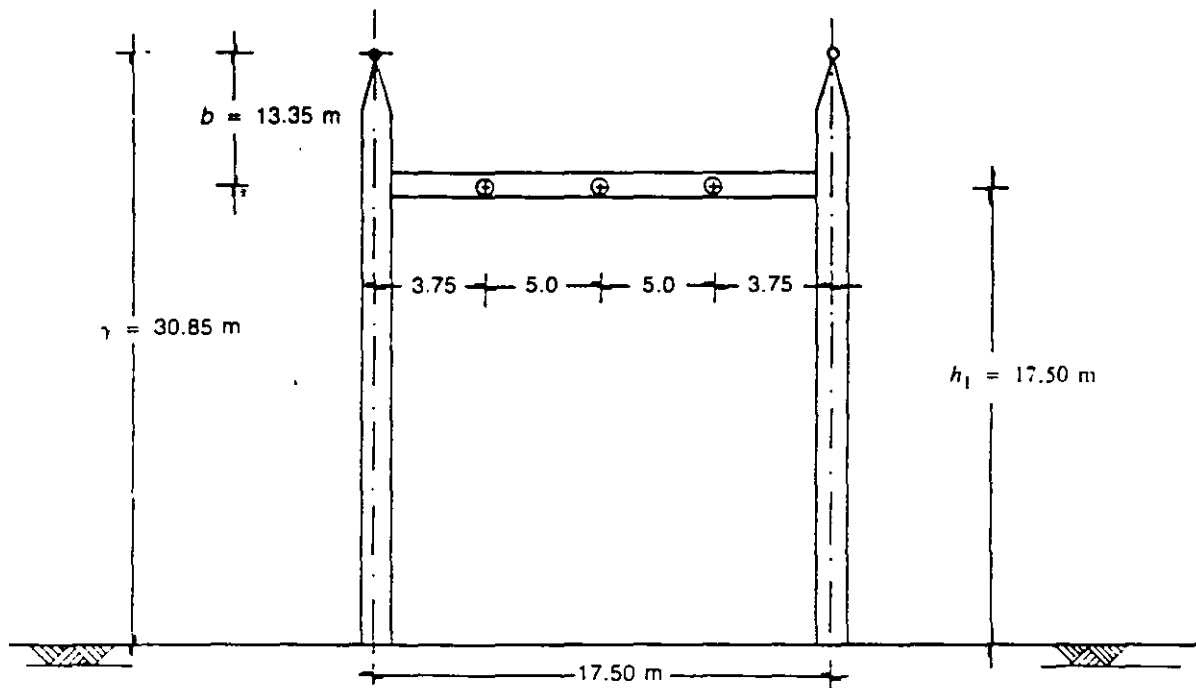


FIG. 5-16 Marco para 230 kV

Como los cables de fuerza se soportan con cadenas de tensión, el punto inferior del cable de fuerza tiene la siguiente altura  $h_1$  desde el suelo:

$$h_1 = 17.5 - 1.2 = 16.30 \text{ m}$$

La altura mínima del cable de guarda, en el punto de montaje es:

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{2}{3} h_1 + \sqrt{\frac{1}{9} h_1^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{L}{2}\right)^2} \\ &= \frac{2}{3} \times 16.3 + \sqrt{\frac{1}{9} (16.3)^2 + \frac{1}{3} \left(\frac{60}{2}\right)^2} \\ &= 29.02 \text{ m} \end{aligned}$$

La distancia  $X_T$  protegida es:

$$X_T = \frac{A}{120} = \frac{60 \times 17.50}{120} = 8.75 \text{ m}$$

El ángulo de blindaje  $\Theta_B$  es:

$$\Theta_B = \text{ang tan } \frac{3.75}{13.35} = 15.68^\circ$$

Lo cual quiere decir que el blindaje está sobrado y por lo tanto es correcto. Como este ángulo es inferior al máximo permitido de 45° se puede suponer, para estar dentro de la seguridad, un ángulo menor, por ejemplo uno de 40°, permaneciendo  $a = 3.75$  m, en cuyo caso:

$$b = \frac{a}{\tan \Theta_B} = \frac{3.75}{\tan 40^\circ} = 4.50 \text{ m}$$

y reduce mucho el costo de la estructura.

b) Ahora se puede verificar el mismo caso por el método electrogeométrico.

A partir de:

$$I_c = 14 \text{ kA}$$

$$r_{cf} = 52.6 \text{ m}$$

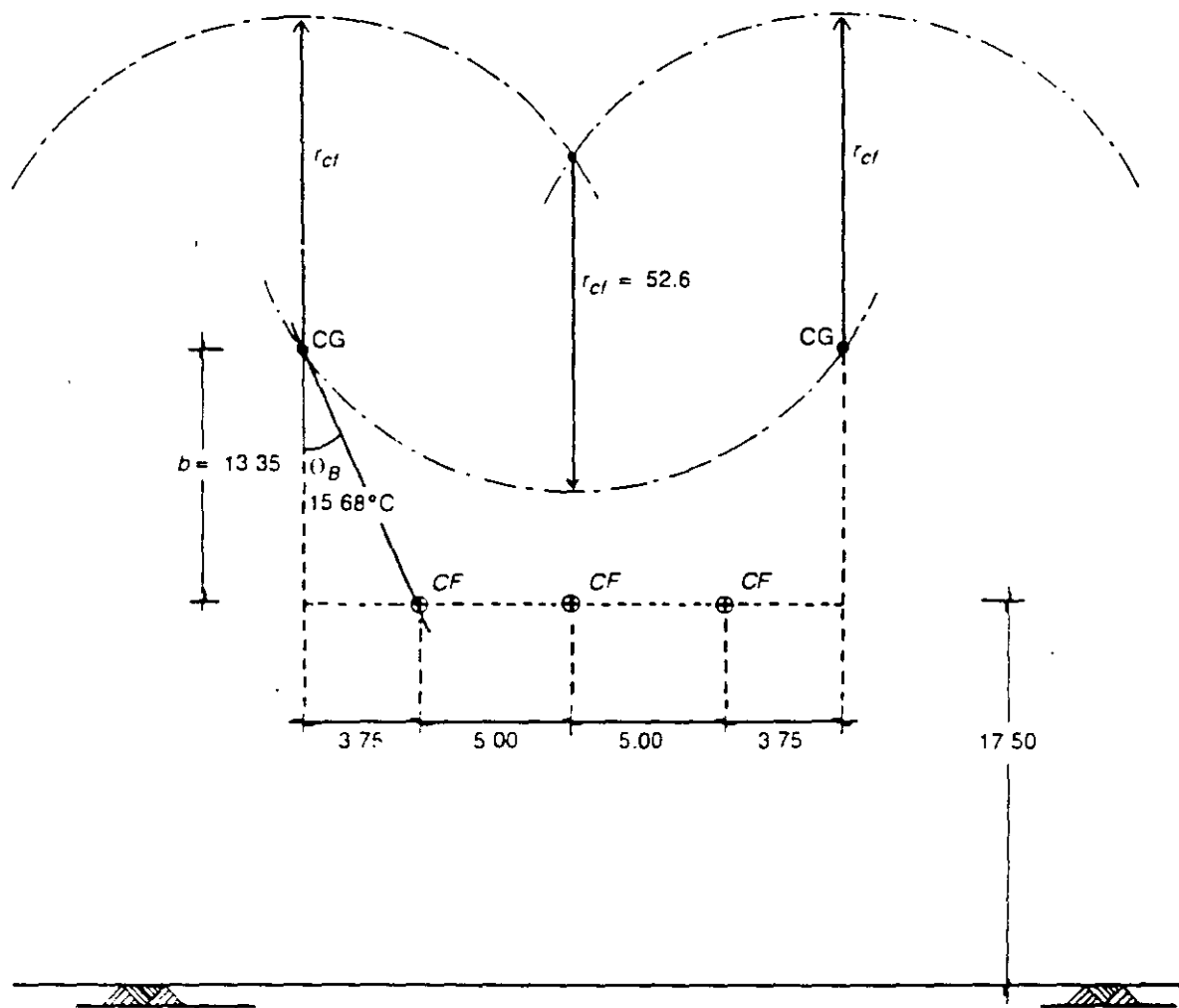


FIG. 5-17 Verificación por el método electrogeométrico

ya calculados, se calcula la altura del plano de tierra imaginario

$$r_{sg} = h \quad \text{Donde } h \text{ es la altura del cable de guarda}$$

que para un módulo de 230 kV puede ser de 22 m. Verificando el blindaje queda de acuerdo con la Figura 5-17.

La Figura 5-17 indica que si reducimos el valor de  $b$  hasta un valor (considerando el valor máximo de  $\Theta_B = 45^\circ$ ) de 3.75 m, todavía quedan protegidos los conductores de fase.

### 5.4.3.2.3. Método de bayonetas

Las bayonetas son piezas de tubo de hierro galvanizado, con su extremo superior cortado en diagonal, terminado en punta, de una longitud variable que depende de la zona que va a proteger, y con un diámetro que depende de la longitud del tubo. Como ejemplo, se puede considerar una longitud de 3 m de largo por 32 de diámetro.

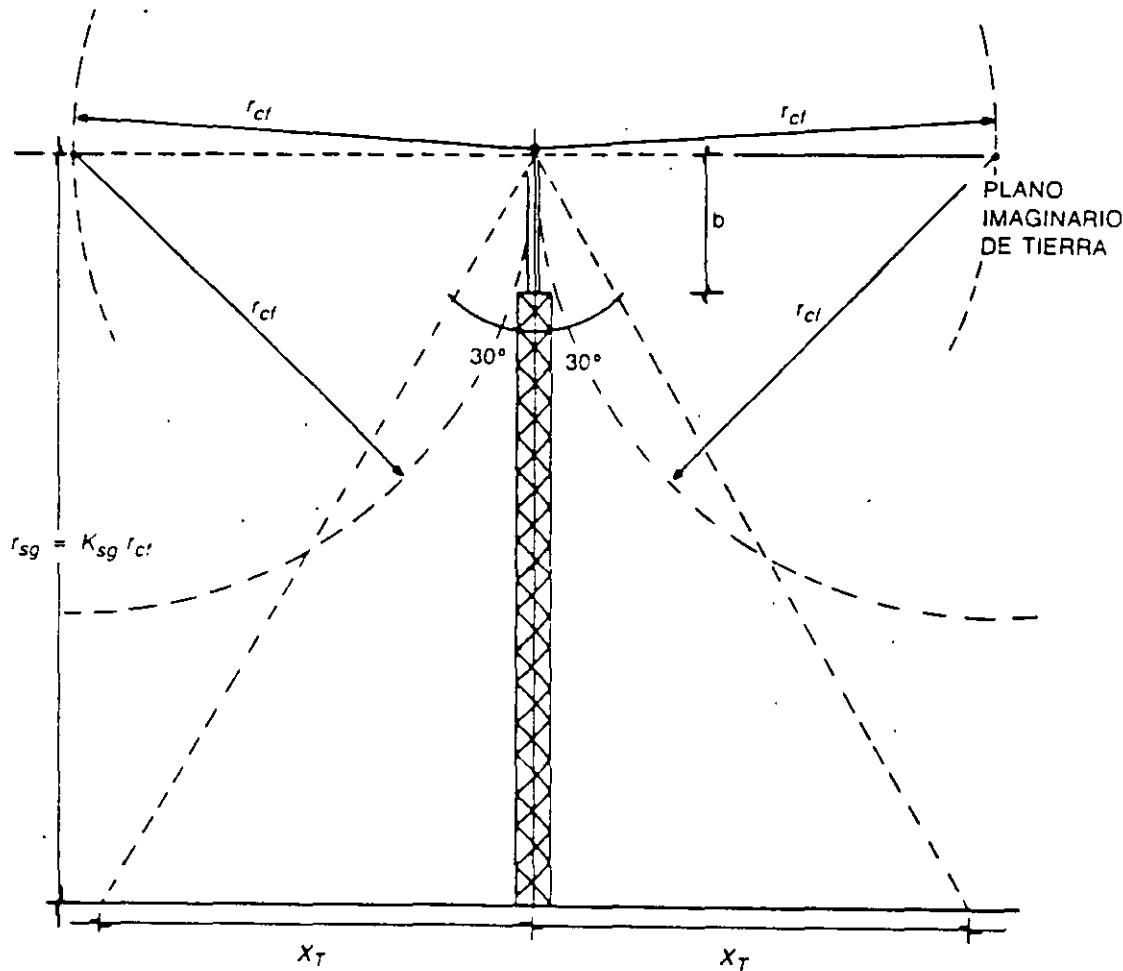


FIG. 5-18

Las bayonetas constituyen un medio adicional de protección contra la descargas atmosféricas directas, aunque no siempre son necesarias, si la red de cables de guarda está correctamente calculada. Éstas actúan como electrodos, provocando mediante el efecto de punta, la concentración de cargas electrostáticas durante la descarga de un rayo.

Las bayonetas se colocan sobre las partes más altas de las estructuras, sobre los capitales de las columnas, protegiendo un área igual a la sección del cono que corta. El ángulo de protección máxima del cono se ha determinado, en forma experimental, de 30° respecto a su eje, aunque se acostumbra en algunos cálculos llegar a utilizar ángulos de hasta 45°.

La zona de protección de una bayoneta se determina a partir de la distancia llamada radio crítico de flameo  $r_{cf}$ .

De la Figura 5-18 se tiene:

- $r_{sg}$  = altura del plano de tierra imaginario  
 $K_{sg}$  = constante del efecto de tierra. Su valor depende del nivel cerámico del lugar de la instalación, de acuerdo con:

$$0.8 \leq K_{sg} \leq 1.0$$

- $X_T$  = Distancia radial de protección  
 $\Theta_B$  = Ángulo de blindaje  
 $A$  = Área protegida al nivel del suelo  $A = \pi X_T^2$   
 $b$  = Altura total de la estructura más la bayoneta

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

La distancia protegida se puede calcular gráficamente a partir de las curvas experimentales indicadas en la Figura 5-19, que relacionan la altura  $b$  de la punta de la bayoneta con la distancia de protección  $X_T$ , en función de diferentes valores de  $h$ . Recomendándose como límite máximo la relación:

$$\frac{r_{cf}}{X_T} > 1.5$$

La altura mínima que debe tener una bayoneta se puede obtener aproximadamente a partir de la Figura 5-19.

En la práctica, para normalizar las dimensiones de todas las bayonetas de una instalación, se calcula la más crítica y todas las demás se fabrican de la misma longitud, aun quedando excedidas.

*Ejemplo 1.* Dimensionense las bayonetas en un módulo de 230 kV, en la zona de transformadores de 230/85 kV, para proteger de descargas directas el equipo circundante, como se indica en la Figura 5-20.

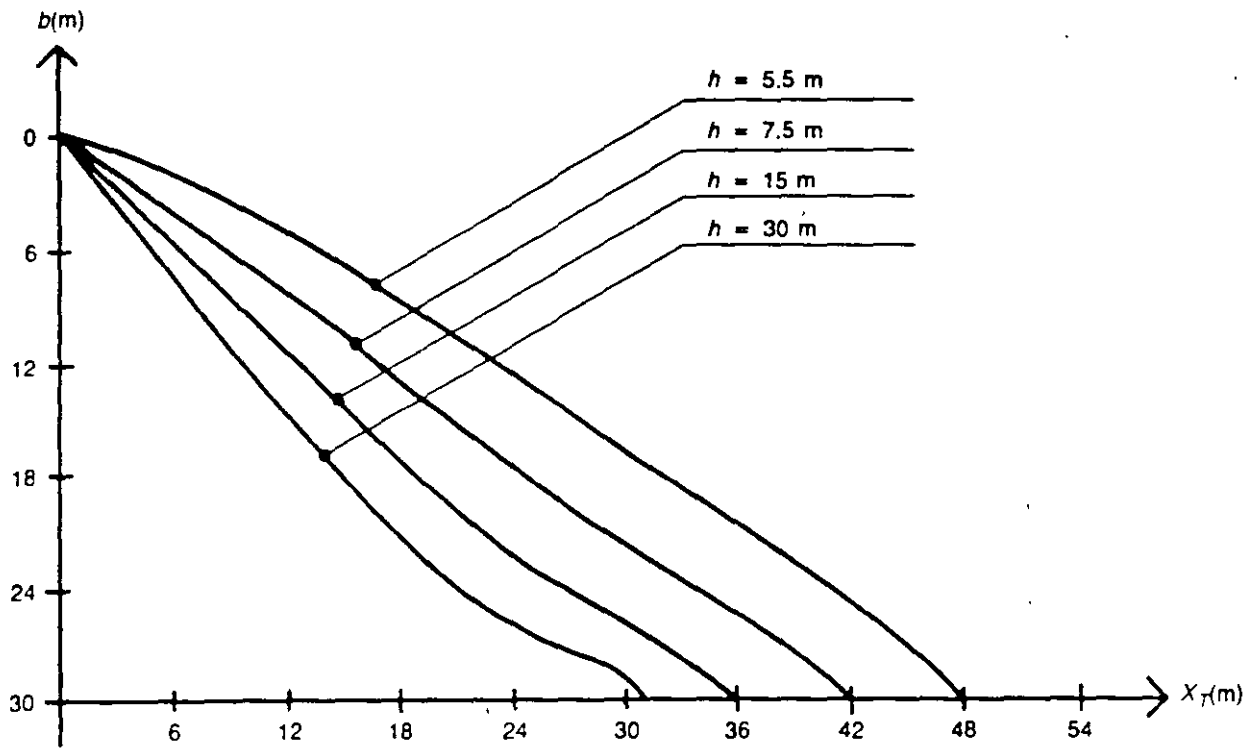


FIG. 5-19 Curvas  $b - X_T$  en función de  $h$

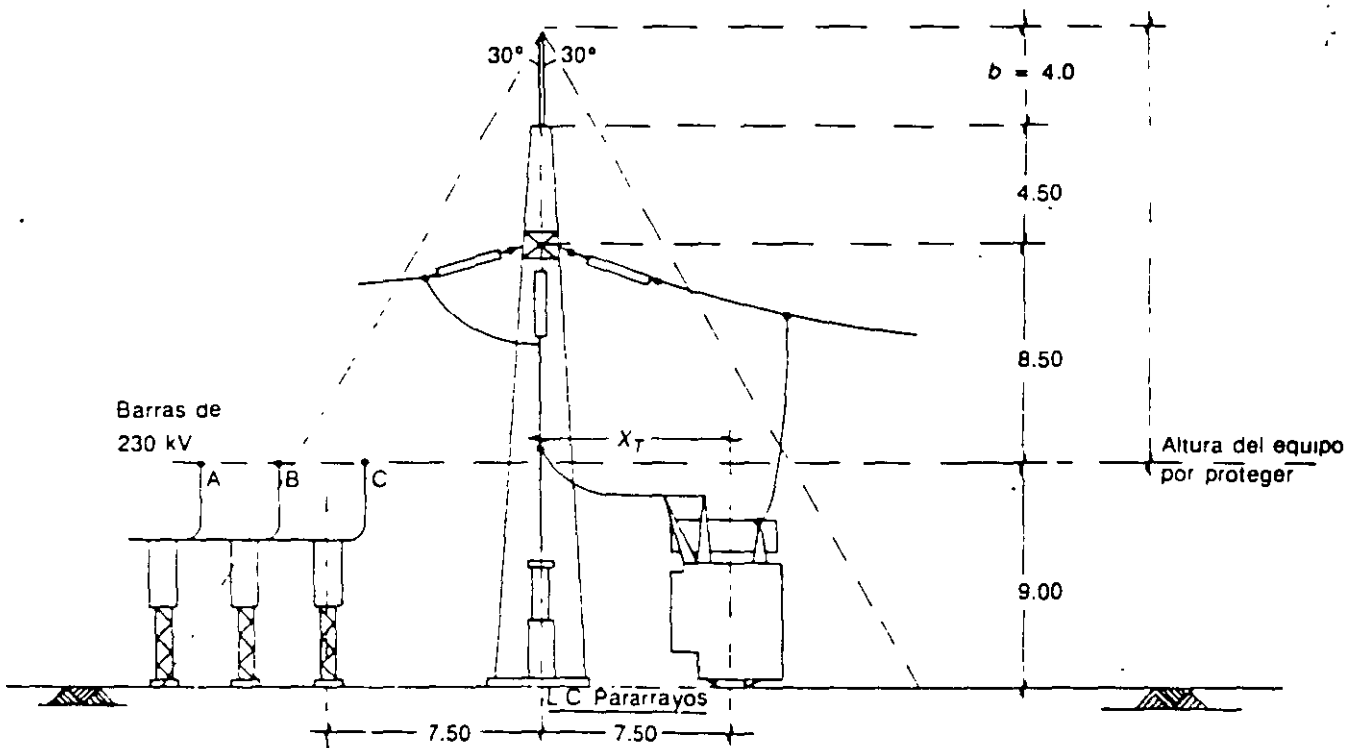


FIG. 5-20 Zona protegida de una instalación

En dicha Figura, si se considera la longitud de la bayoneta  $C = 4$  m, la distancia horizontal  $Y$  protegida por la bayoneta es:

$Y =$  Altura de la estructura + longitud de la bayoneta – altura del equipo por proteger

$$Y = 22 + 4 - 9 = 17 \text{ m}$$

La distancia horizontal a la altura del equipo por proteger, se obtiene:

$$X_T = Y \tan 30^\circ = 17 \tan 30 = 9.81 \text{ m}$$

Distancia que cubre el transformador, el pararrayos y parte de las barras de 230 kV.

*Ejemplo 2.* Dimensionar las bayonetas para proteger un módulo de 23 kV, de acuerdo con la Figura 5-21

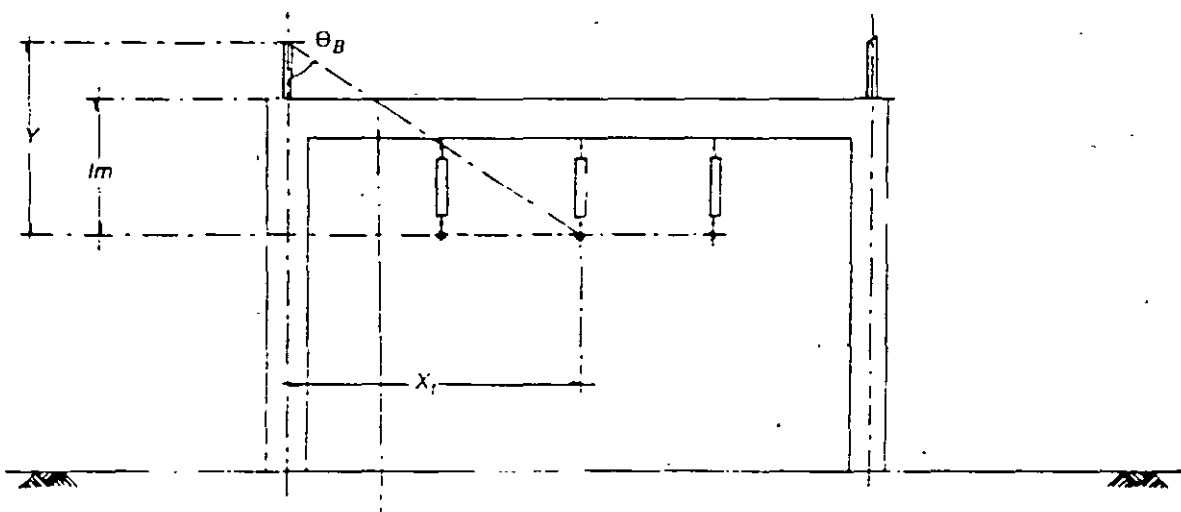


FIG. 5-21 Marco para 23 kV

En este caso se requiere que las bayonetas protejan la fase central. Suponiendo que la fase central se encuentra a  $X_T = 2.0$  m, y suponiendo  $\theta_B = 30^\circ$ .

$$Y \geq \frac{X_T}{\tan 30^\circ} = \frac{2}{0.577} = 3.46 \text{ m}$$

lo que proporciona que la altura de la bayoneta  $C$  sea:

$$C = Y - l = 3.46 - 1 = 2.46 \text{ m}$$

o sea, en la práctica se fijaría una bayoneta de 3 metros de largo.

### 5.5 DISTANCIAS DE DISEÑO

Este punto se refiere al dimensionamiento de las distancias entre partes vivas, que se requiere en instalaciones de tipo convencional, ya sean interiores o intemperie. No se toman en cuenta las instalaciones de tipo blindado o aisladas en gas.

Los puntos aquí tratados se basan en las conclusiones del comité No. 23 de la CEI.

La separación entre aparatos de una instalación y la disposición física de los mismos se efectúan de acuerdo con el diagrama unifilar, seleccionando la capacidad de la instalación y su tensión nominal. Estos factores no sólo afectan el tamaño de las componentes, sino también las distancias a tierra y entre fases.

La determinación de estas dimensiones, se efectúa por medio del cálculo de las *distancias eléctricas* entre las partes vivas del equipo, y entre éstas y las estructuras, muros, rejillas y el suelo, de acuerdo con el siguiente orden:

1. Distancias entre fases
2. Distancias entre fase y tierra
3. Altura de los equipos sobre el nivel del suelo
4. Altura de las barras colectoras sobre el suelo
5. Altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación
6. Distancias de seguridad

Los incisos 1 y 2 ya fueron considerados en el capítulo 2, aunque por conveniencia se repite un resumen en la Tabla 5-8.

**TABLA 5-8** Distancias mínimas entre conductores

Tensión nominal del sistema kV	NBI kV	Distancias mínimas a 2 300 m.s.n.m.			
		Fase a tierra m	Ajuste m	Entrefases m	Ajuste m
85	550	1.35	1.50	2.43	2.50
230	1 050	2.59	3.00	4.66	5.00
400	1 425	3.50	4.00	7.02	7.00

#### 5.5.1 Altura de los equipos sobre el nivel del suelo ( $h_1$ )

Esta altura se considera también como el primer nivel de barras  $h_1$ . En cambio, la altura del segundo nivel de barras se indica con  $h_2$ , de acuerdo con la Figura 5-22.

En donde:

1. Pararrayos

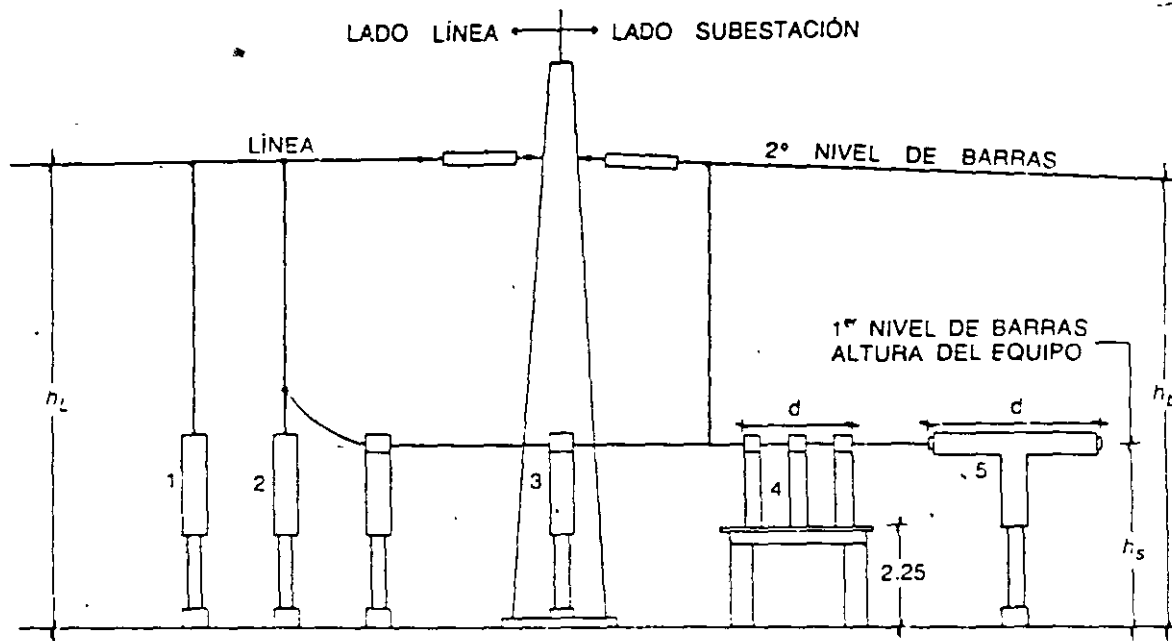


FIG. 5-22 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo

- 2. Transformador de tensión y trampa de onda
- 3. Transformador de corriente
- 4. Cuchillas
- 5. Interruptor

La altura mínima  $h_5$  de las partes vivas sobre el nivel del suelo, en ningún caso debe ser inferior a 3 metros, si no se encuentran aislados por barreras de protección.

La altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas, no debe ser menor de 2.25 metros, que es la altura de una persona de altura promedio, con el brazo levantado.

En general, para cualquier equipo, la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión, que se considera para un máximo de hasta 1 000 m.s.n.m.

$$h_5 = 2.30 + 0.0105 \text{ kV}$$

Donde kV es la tensión máxima de diseño del equipo de que se trate.

A continuación se van a calcular las alturas mínimas de un equipo para las tres tensiones nominales consideradas en la Tabla 5-8, primero para una altitud de hasta 1 000 m.s.n.m. y después para la altitud de 2 300 m.s.n.m.

85/115 kV

$$h_{5, 1000} = 2.30 + 0.0105 \times 123 = 3.592 \text{ o sea } 3.60 \text{ metros}$$



230 kV

$$h_{s, 1\ 000} = 2.30 + 0.0105 \times 245 = 4.872 \text{ o sea } 4.90 \text{ metros}$$

400 kV

$$h_{s, 1\ 000} = 2.30 + 0.0105 \times 420 = 6.71 \text{ o sea } 6.80 \text{ metros}$$

Para la altura de 2 300 m.s.n.m. se utiliza la siguiente expresión:

$$h_{sh} = h_{s, 1\ 000} + \left[ 0.0125 \left( \frac{h - 1\ 000}{100} \right) h_{s, 1\ 000} \right]$$

En donde:

$h$  = Altitud sobre el nivel del mar, en metros

$h_{sh}$  = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud  $h$  sobre el nivel del mar

$h_{s, 1\ 000}$  = Altura mínima de la parte viva al suelo, a una altitud que comprende desde cero hasta 1 000 metros sobre el nivel del mar

De acuerdo con lo anterior se determinan las alturas de partes vivas para las mismas tensiones de la Tabla 5-8.

85/115 kV

$$h_{s, 2\ 300} = 3.592 + \left[ 0.0125 \left( \frac{2\ 300 - 1\ 000}{100} \right) 3.592 \right] = 4.17 \text{ m o sea } 4.20 \text{ m}$$

230 kV

$$h_{s, 2\ 300} = 4.873 + \left[ 0.0125 \left( \frac{2\ 300 - 1\ 000}{100} \right) 4.873 \right] = 5.66 \text{ m o sea } 5.70 \text{ m}$$

400 kV

$$h_{s, 2\ 300} = 6.71 + \left[ 0.0125 \left( \frac{2\ 300 - 1\ 000}{100} \right) 6.71 \right] = 7.80 \text{ m o sea } 7.80 \text{ m}$$

### 5.5.2 Altura de las barras colectoras sobre el suelo (2° nivel)

La altura de las barras sobre el nivel del suelo debe considerar la posibilidad de que al pasar el personal por debajo de las barras, ésta reciba la sensación del campo eléctrico. De hecho, en la edición de 1977 del National Electrical Safety Code se esta-

blecen valores de gradientes de tensión con un 10% de probabilidad de que el personal tenga la sensación de la existencia del campo eléctrico.

La expresión que proporciona la altura de las barras colectoras  $h_b$ , considerando la sensación de campo eléctrico, es la siguiente:

$$h_b = 5.0 + 0.0125 \text{ kV}$$

En donde:

kV = tensión máxima de diseño

$h_b$  = altura de las barras sobre el suelo

Como en el caso anterior, se determinan las alturas de los buses a una altitud de 0 a 1 000 m.s.n.m., para diferentes tensiones.

85/115 kV

$$h_{b \ 1 \ 000} = 5.0 + 0.0125 \times 123 = 6.54 \text{ m o sea } 6.60 \text{ m}$$

230 kV

$$h_{b \ 1 \ 000} = 5.0 + 0.0125 \times 245 = 8.06 \text{ m o sea } 8.10 \text{ m}$$

400 kV

$$h_{b \ 1 \ 000} = 5.0 + 0.125 \times 420 = 10.25 \text{ m o sea } 10.30 \text{ m}$$

Las mismas alturas pero a 2 300 m.s.n.m., de altitud quedan:

85/115 kV

$$h_{b \ 2 \ 300} = 6.54 + 0.0125 \frac{2 \ 300 - 1 \ 000}{100} 6.54 = 7.60 \text{ o sea } 7.60 \text{ m}$$

230 kV

$$h_{b \ 2 \ 300} = 8.06 + 0.0125 \frac{2 \ 300 - 1 \ 000}{100} 8.06 = 9.37 \text{ o sea } 9.40 \text{ m}$$

400 kV

$$h_{b \ 2 \ 300} = 10.25 + 0.0125 \frac{2 \ 300 - 1 \ 000}{100} 10.25 = 11.92 \text{ o sea } 12.00 \text{ m}$$

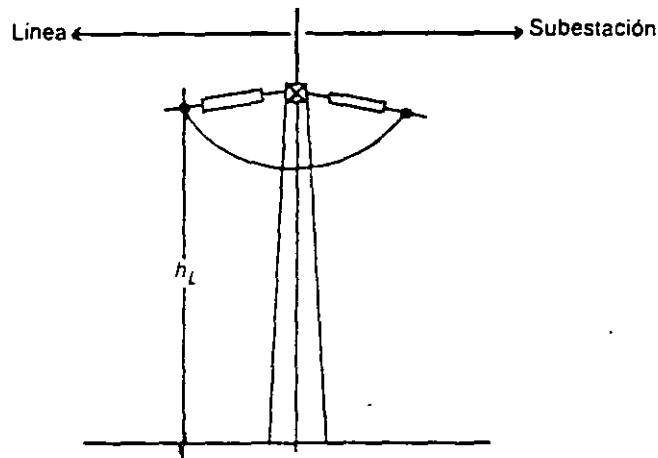


FIG. 5-23 Altura de remate de líneas de transmisión en subestaciones

### 5.5.3 Altura de remate de las líneas de transmisión en la subestación

Los conductores de las líneas de transmisión que llegan o salen de una subestación, no deben rematar a una altura  $h_L$  inferior a 6 metros.

Dicha altura, indicada en la Figura 5-23, se puede obtener a partir de la relación

$$h_L = 5.0 + 0.006 \text{ kV}$$

que es aplicable a subestaciones con tensiones nominales mayores de 69 kV.

En donde:

$h_L$  = Altura de remate de la línea, en la subestación

kV = Tensión máxima de diseño en kilovolt

*Ejemplo.* Determinense las alturas mínimas  $h_L$  sobre el suelo, del remate de una línea para diferentes tensiones y para una altitud sobre el nivel del mar entre 0 y 1 000 metros.

85/115

$$h_{L \text{ 1 000}} = 5.0 + 0.006 \times 123 = 5.74 \text{ m o sea } 5.80 \text{ m}$$

230 kV

$$h_{L \text{ 1 000}} = 5.0 + 0.006 \times 245 = 6.47 \text{ m o sea } 6.50 \text{ m}$$

400 kV

$$h_{L \text{ 1 000}} = 5.0 + 0.006 \times 420 = 7.52 \text{ m o sea } 7.60 \text{ m}$$

*Ejemplo.* Determinéense las mismas alturas para las mismas tensiones nominales, pero a una altitud de 2 300 m.s.n.m.

85/115

$$h_{L\ 2\ 300} = 5.74 + \left[ 0.0125 \left( \frac{2\ 300 - 1\ 000}{100} \right) 5.74 \right] = 6.67\ \text{m o sea } 6.70\ \text{m}$$

230 kV

$$h_{L\ 2\ 300} = 6.47 + \left[ 0.0125 \left( \frac{2\ 300 - 1\ 000}{100} \right) 6.47 \right] = 7.52\ \text{m o sea } 7.60\ \text{m}$$

400 kV

$$h_{L\ 2\ 300} = 7.52 + 0.0125 \frac{2\ 300 - 1\ 000}{100} 7.52 = 8.74\ \text{m o sea } 8.80\ \text{m}$$

Resumiendo en forma tabulada los datos obtenidos en los tres últimos incisos, se obtiene la Tabla 5-9.

#### 5.5.4 Distancias de seguridad

Se entienden como *distancias mínimas de seguridad*, a los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación, sin que exista riesgo para sus vidas y con un mínimo de operaciones durante las maniobras de trabajo.

Las distancias de seguridad a través del aire están formadas por la suma de dos términos, el primero es igual a la distancia mínima de fase a tierra, correspondiente al nivel de aislamiento al impulso de la zona, como se muestra en la Tabla 5-2, el segundo término se suma al anterior y depende de la talla media de los operadores según se muestra en la Figura 5-24.

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

$$d_h = d_{F.T} + 0.9$$

$$d_v = d_{F.T} + 2.25$$

En donde:

$d_h$  = Distancia horizontal en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación

$d_v$  = Distancia vertical, en metros, que también debe respetarse en toda la zona de circulación y nunca debe ser menor de 3 metros

$d_{F.T}$  = Distancia mínima de fase a tierra correspondiente al *NBI* de la zona

TABLA 5-9 Alturas contra tensiones

Tensión nominal kV	Tensión máxima kV	Alturas sobre el suelo, en metros					
		$h_s$		$h_b$		$h_L$	
		1 000 msnm	2 300 msnm	1 000 msnm	2 300 msnm	1 000 msnm	2 300 msnm
85/115	123	3.60	4.20	6.60	7.60	5.80	6.70
230	245	4.90	5.70	8.10	9.40	6.50	7.60
400	420	6.80	7.80	10.30	12.00	7.60	8.80

TABLA 5-10 Distancias de seguridad según tensiones

Tensión nominal kV	NBI kV	$d_f$ ya 2 300 msnm m	$d_n$ m	$d_v$ m	Ajuste m	
					$d_h$	$d_v$
85/115	550	1.35	2.25	3.60	2.30	3.60
230	1 050	2.59	3.49	4.84	3.50	4.90
400	1 425	3.76	4.66	6.00	4.70	6.00

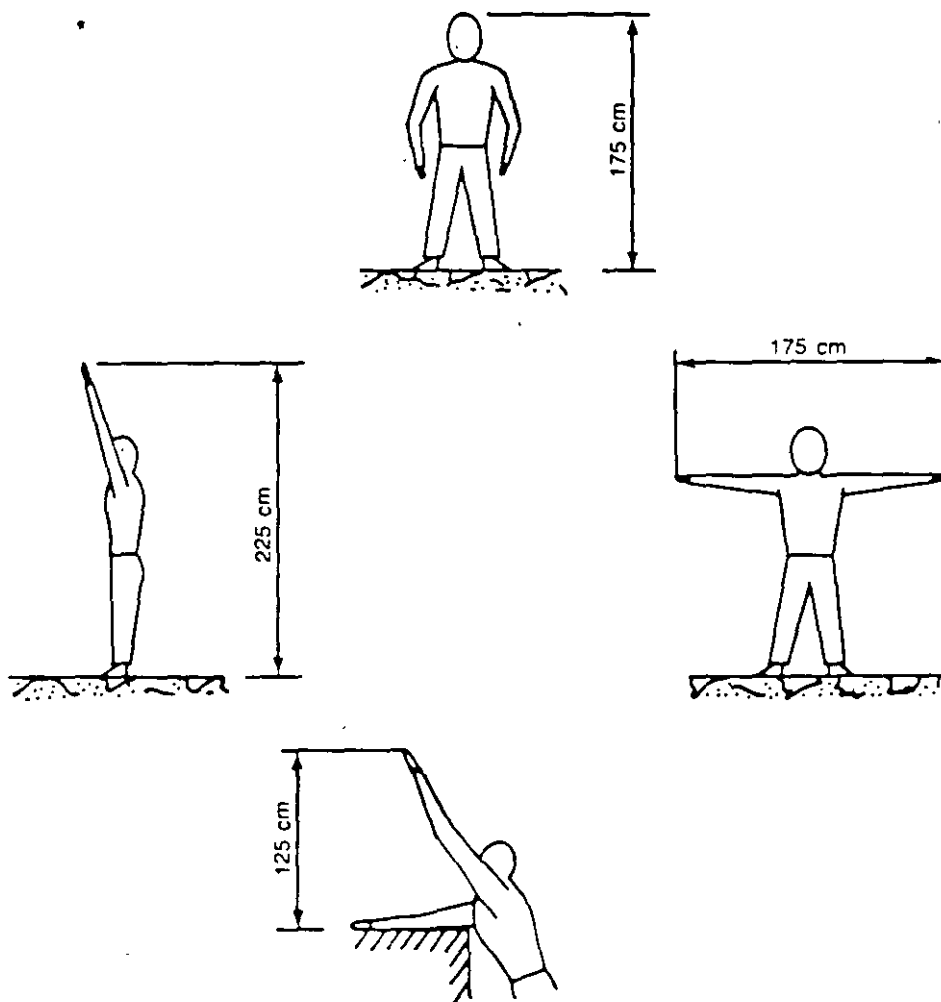


FIG. 5-24 Dimensiones medias del operador

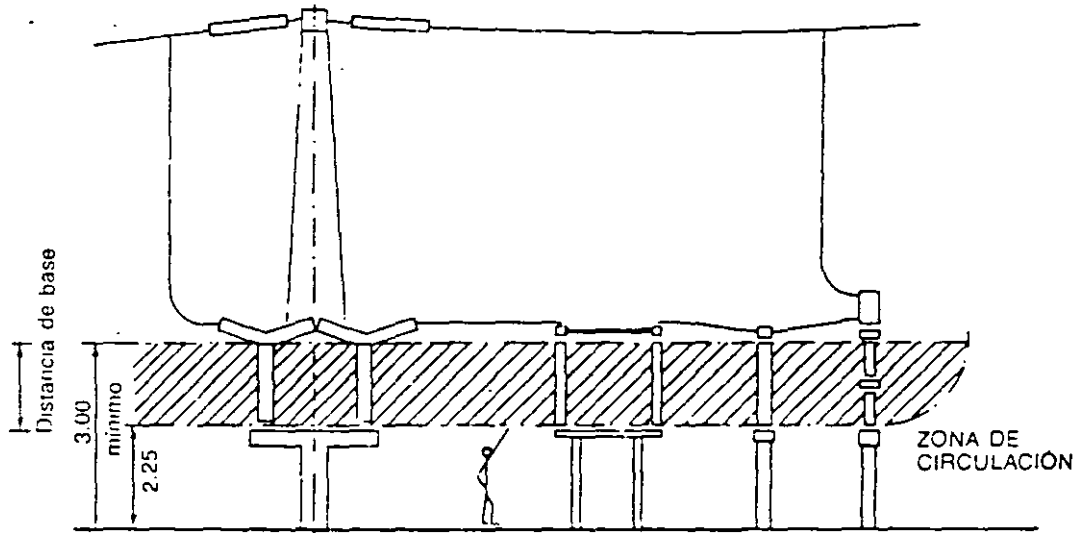
De acuerdo con las dos relaciones anteriores, se pueden tabular en la Tabla 5.10 las distancias de seguridad según las tensiones más utilizadas.

Las distancias mínimas de seguridad en una subestación, consideran los siguientes conceptos:

1. Circulación de personal
2. Circulación de vehiculos
3. Zonas de trabajo

#### 5.5.4.1 Zona de circulación del personal



En zonas donde no existen cercas de protección, la altura mínima desde el suelo, de las partes vivas, debe permitir la circulación del personal. Dicha altura mínima



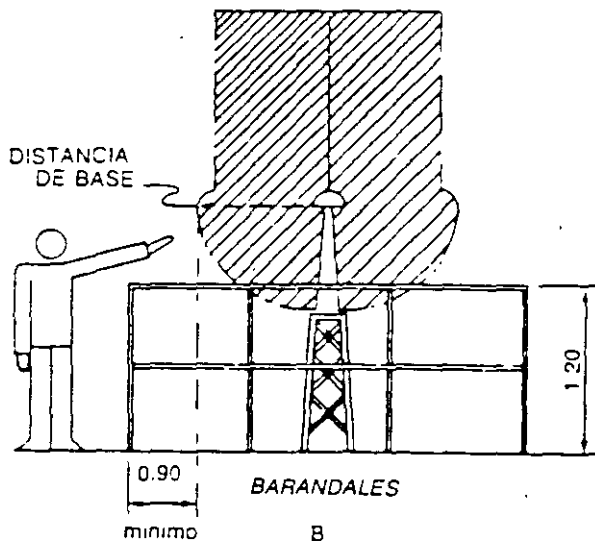
ZONAS DE CIRCULACIÓN

A

ALTURA MÍNIMA = VALOR BASICO + 2.25 m  
 DIST. HORIZONTAL MÍNIMA = VALOR BASICO + 0.90 m

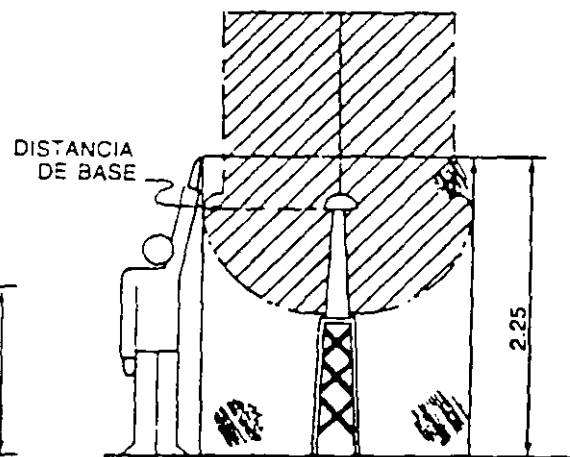
 VALOR BASICO (COLUMNA 4-TABLA 2-7)  
 ZONA DE SEGURIDAD

ACOT. EN M



BARANDALES

B



CUBIERTAS O CERCAS

C

FIG. 5-25

es la suma de la distancia base de fase a tierra de la Tabla 5-2, aumentada en 2.25 m, que es la altura que puede alcanzar un operador de talla media con un brazo levantado, según se observa en la Figura 5-24.

Como ya se dijo, la altura mínima de las partes vivas sobre el suelo en zonas no protegidas por cercas, siempre debe ser superior a 3 metros, y la altura mínima sobre el suelo, de la parte inferior de un aislador tipo columna, en zonas no protegidas, debe ser superior a 2.25 metros, ya que el aislador se considera como una pieza sujeta a un gradiente de tensión, cuya parte metálica inferior está al potencial de tierra.

En subestaciones donde por motivos especiales, las partes bajo tensión se encuentran a alturas inferiores a las especificadas, se instalarán barandales protectores como se muestra en la Figura 5-25 B, o bien cercas, como se indica en la Figura 5.25 C.

Los barandales deben tener 1.20 metros de altura y quedar a una distancia de las partes vivas igual a la distancia base  $d_{F,T}$  aumentada en 0.90 metros como mínimo.

Las cercas deben ser de 2.25 metros de altura y estar alejadas de las partes vivas a una distancia igual a la distancia base  $d_{F,T}$ .

#### 5.5.4.2 Zona de circulación de vehículos

En la Figura 5-26 se muestran las distancias en áreas destinadas a la circulación de vehículos. La distancia horizontal a las partes vivas será de 0.70 metros mayor que la de fase a tierra, para tener en cuenta las maniobras y la imprecisión en la conducción del vehículo. La distancia vertical a las partes vivas será por lo menos igual a la distancia base para conexiones rígidas, y en el caso de barras flexibles es igual a la distancia base más 0.5 metros, para absorber los movimientos de los cables.

El espacio para la circulación de vehículos con cargas pesadas se determina tomando en cuenta las dimensiones exteriores del vehículo de mayor tamaño que se piense utilizar, incluido el transformador más voluminoso que se instale en la subestación.

#### 5.5.4.3 Zonas de trabajo

En cualquier sección de alta tensión de una subestación, después de desconectar los interruptores y cuchillas de la sección de que se trate y sin desconectar las secciones contiguas, el personal de mantenimiento debe trabajar con seguridad plena.

Las distancias de seguridad en las zonas de trabajo se determinan en igual forma que los casos anteriores, o sea, sumando la distancia base más una longitud, como se muestra en la Figura 5-27.

En ningún caso la distancia total debe ser inferior a 3 metros.



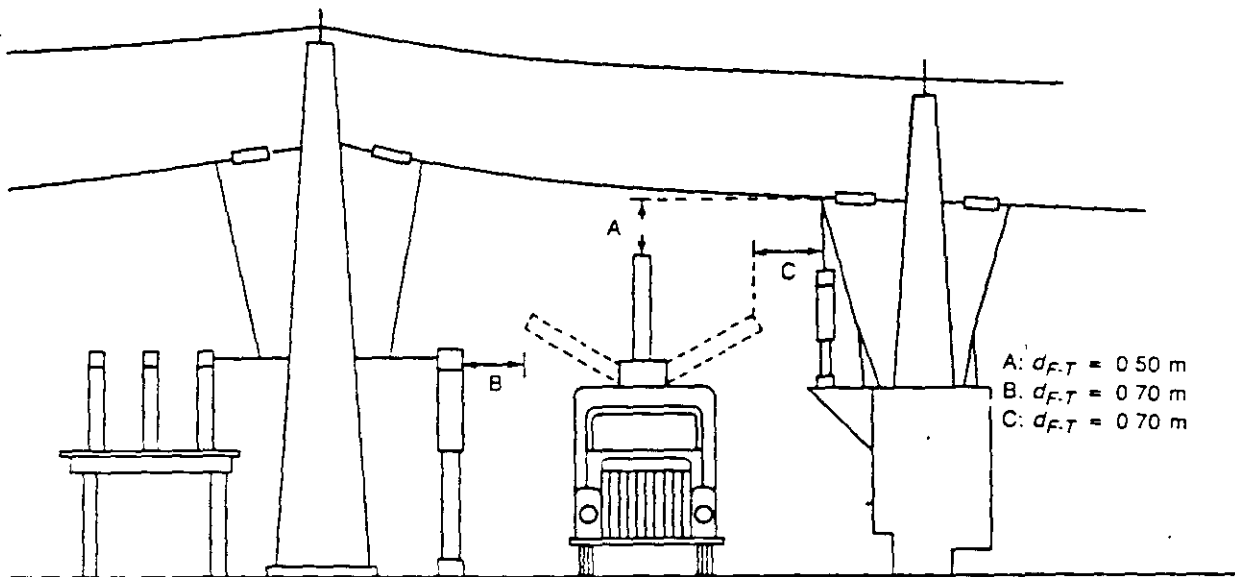


FIG. 5-26 Distancias de vehículos a partes vivas

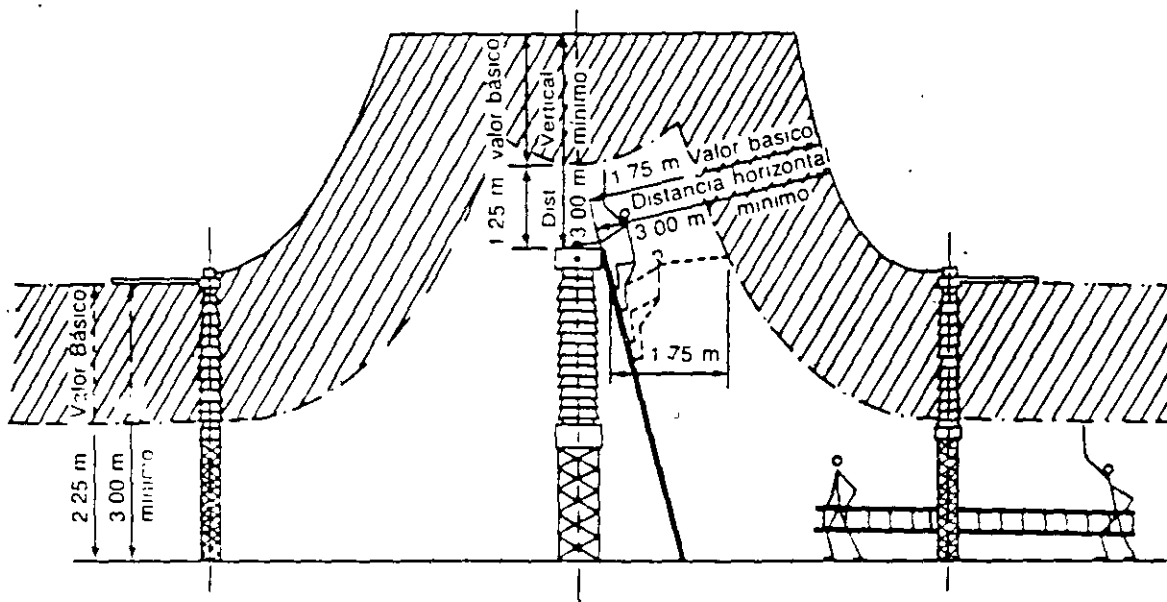


FIG. 5-27 Distancias de seguridad en zonas de trabajo

En aquellos casos en que, por alguna razón, no se puedan lograr las distancias mínimas de seguridad, todas las partes vivas de la sección deben aislarse del contacto humano por medio de barreras de protección, que impidan los acercamientos peligrosos.

En la Tabla 5-11 se indican las distancias de seguridad para los distintos casos que se presentan en instalaciones con las tensiones más utilizadas anteriormente.

**TABLA 5-11** Distancias de seguridad, según diferentes casos y tensiones

Tensión nominal del sistema	Nivel de aislamiento al impulso a 2 300 m	Distancia de base (distancias mínimas de fase a tierra a 2 300 m)	Zonas de circulación del personal		Zonas de trabajo del personal			
			Distancia adicional	Altura mínima de partes vivas	Distancia adicional	Distancia mínima horizontal	Distancia adicional	Distancia mínima vertical
kV	kV	m	m	m	m	m	m	m
23	125	0.282	2.25	3.00	1.75	3.00	1.25	3.00
85	450	1.177	2.25	3.43	1.75	3.00	1.25	3.00
230	900	2.507	2.25	4.76	1.75	4.26	1.25	3.76
400	1 425	3.759	2.25	6.01	1.75	5.51	1.25	5.01

Finalmente, en la Tabla 5-12 se muestran las distancias mínimas a las partes vivas, en sentidos vertical y horizontal, especificadas en el Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas, Artículo 66.

**TABLA 5-12** Distancias de seguridad

Tensión entre conductores kV	Altura mínima de las partes vivas descubiertas m	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas m
6.6	2.40	1.00
11	2.70	1.05
22	2.80	1.15
33	2.90	1.20
44	3.00	1.30
66	3.20	1.50
88	3.35	1.70
110	3.50	1.85
132	3.70	2.00
220	4.70	3.00

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas.  
Art. 66, Frac. 8, Tabla No. 19

## 5.6 FASEO DE LOS BANCOS DE TRANSFORMADORES

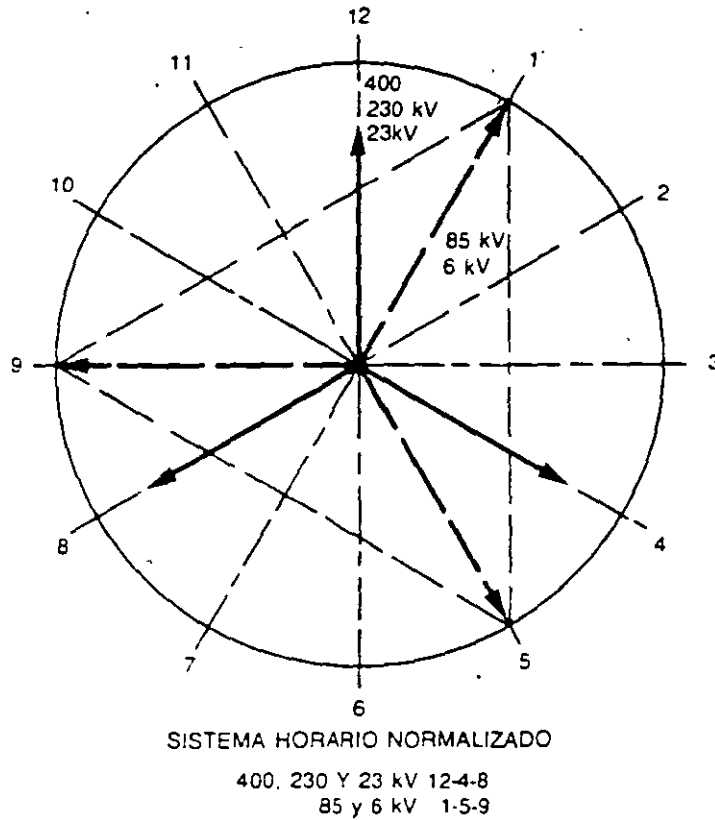
Para que en todas las instalaciones de un sistema de potencia giren sus fasores con el mismo orden y sentido de giro, se necesita lograr una nomenclatura clara y precisa que facilite un faseado uniforme para todo un sistema eléctrico. Un método adoptado como norma por la CEI es el llamado sistema horario de designación de vectores de fase.

Dicho método consiste en designar las fases con números que corresponden a las posiciones de las horas de la carátula de un reloj. Estas posiciones se desplazan entre sí un ángulo de  $30^\circ$ , como se observa en la Figura 5-28.

Un sistema trifásico de secuencia positiva, se designa por aquellos números de la carátula de un reloj cuyo desplazamiento angular sea de  $120^\circ$ . Por ejemplo, en un sistema con una consecuencia 12-4-8, el 12 corresponde a la posición del fasor  $A(R)$ , el 4 a la posición del fasor  $B(S)$  y el 8 a la posición del fasor  $C(T)$ . Si se quiere otro sistema trifásico, también de secuencia positiva, pero atrasado  $30^\circ$  con respecto al anterior, se designará por la secuencia 1-5-9.

La ventaja de este método es que indica el desplazamiento angular de las fases de un sistema, con respecto a una base de referencia única.

En la Tabla 5-13 se muestra la designación horaria de las fases, con las tensiones más utilizadas en los casos anteriores.



Transformadores de 230/23 kV  
Colocacion de vectores en 230 kV 12-4-8  
Colocacion de vectores en 23 kV 12-4-8

Transformadores o bancos de 85/23 kV  
Colocacion de vectores en 85/kV 1-5-9  
Colocacion de vectores en 23 kV 12-4-8  
Colocacion de vectores en 6 kV 1-5-9

FIG. 5-28 Representación horaria de vectores (tomando como base el sistema de 230 kV)

En un sistema, cuando un devanado está conectado en delta y el otro en estrella, las conexiones internas se realizan de manera que las tensiones al neutro de secundario en vacío, queden atrasadas 30° eléctricos respecto a las tensiones correspondientes al neutro del primario.

TABLA 5-13 Fases horario según tensiones

Tension de la red en kV	Designacion horaria de las fases		
	A (R)	B (S)	C (CT)
400	12	4	8
230	12	4	8
85	1	5	9
23	12	4	8

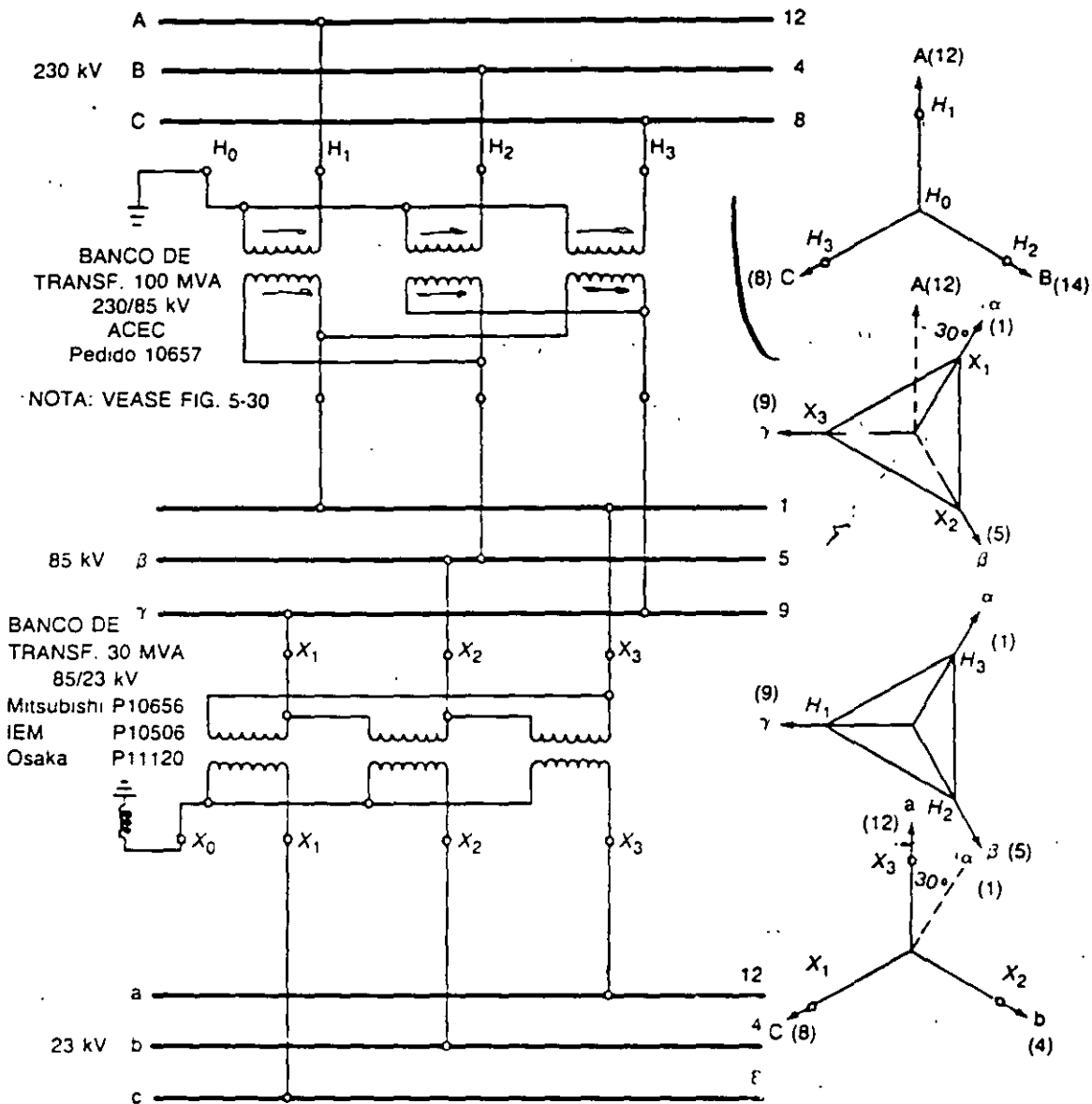


FIG. 5-29 Conexiones en transformadores de 230/kV y 85/23 kV para tener un defasamiento de 0° entre 230 kV y 23 kV

En la Figura 5-29 se muestra la forma como se realizan las conexiones externas de los transformadores trifásicos de 230/85 kV, para tener un defasamiento de cero grados entre las tensiones al neutro del sistema de 230 kV, y las tensiones al neutro del sistema de 23 kV.

En la Figura 5-30 se muestran las conexiones normalizadas para bancos de 230/85 kV con tres transformadores monofásicos, y en la Figura 5-31 se muestran las conexiones de un transformador trifásico de 230/23 kV para que queden en fase, en el lado de 23 kV.

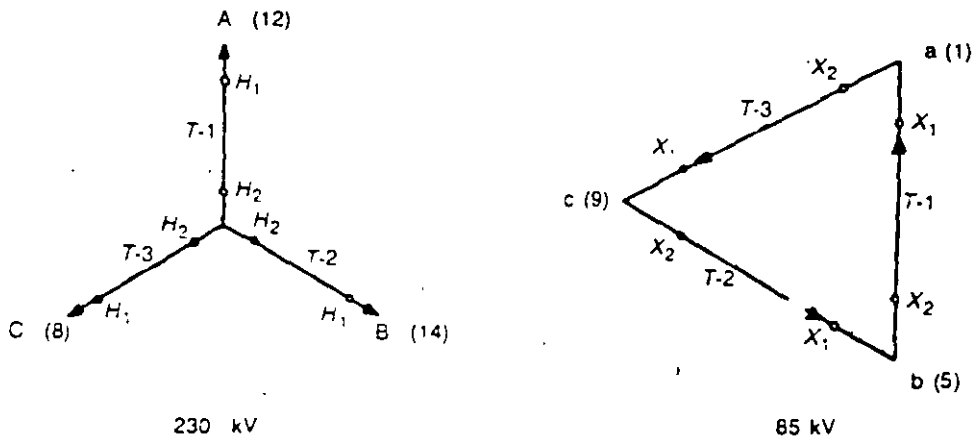
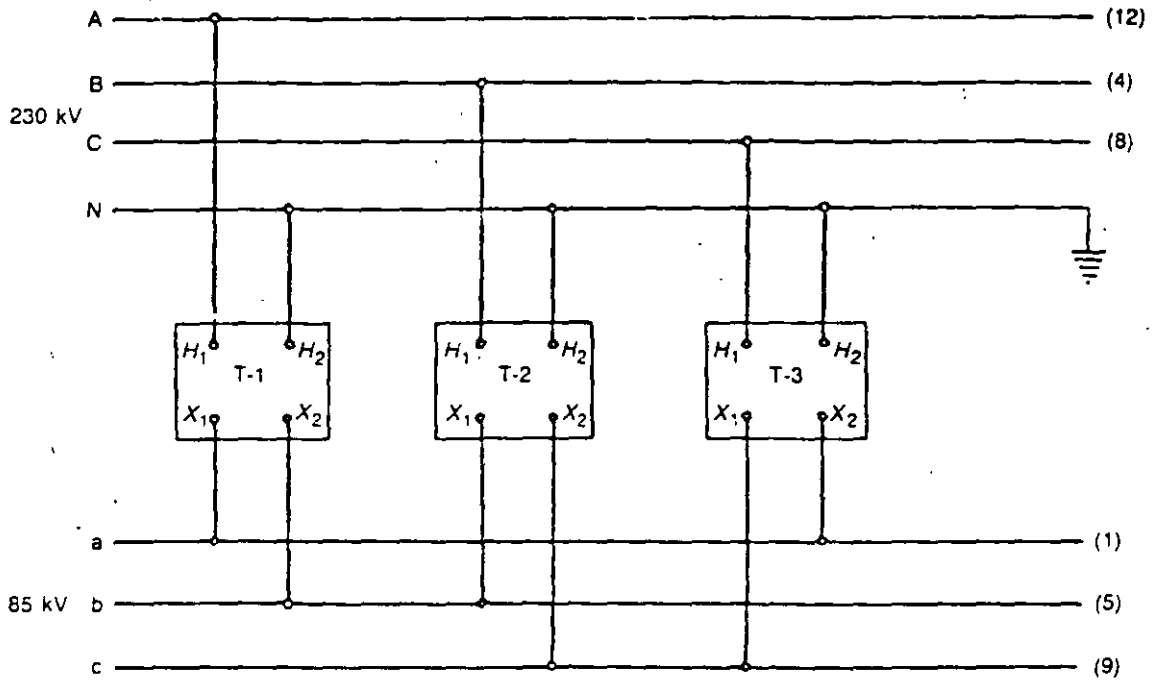
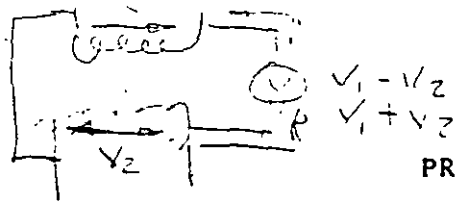


FIG. 5-30 Conexión para bancos de 100 MVA, 230/85 kV con tres transformadores monofásicos de 33.3 MVA, 133/85 kV

### 5.7 PROYECTO DE PLANTA Y ELEVACIONES

Con toda la información anterior, más el terreno que ya debió adquirirse, de acuerdo con los estudios de planeación, el diagrama unifilar, los arreglos físicos escogidos, la selección de los niveles de tensión y la magnitud del cortocircuito en la zona de la subestación, se procede al siguiente paso, que es propiamente el proyecto físico de la subestación.

290 DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

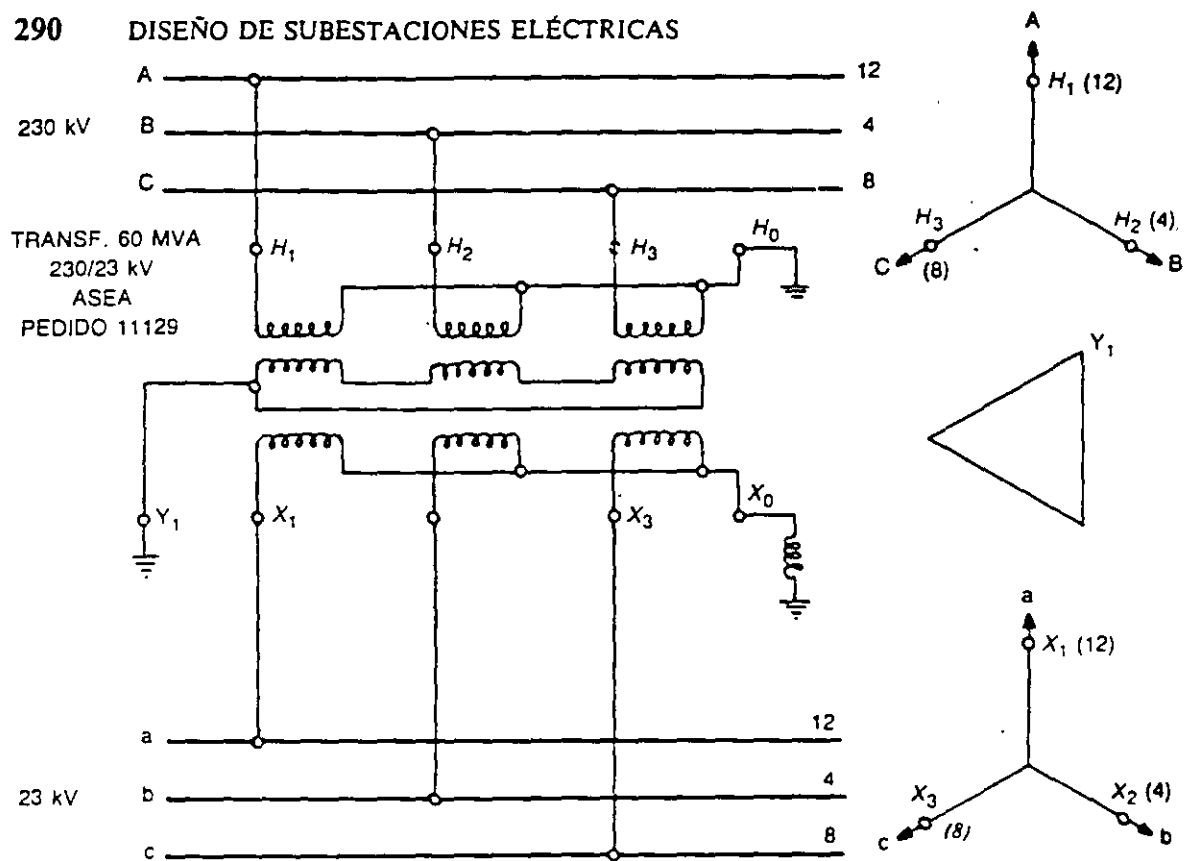


FIG. 5-31 Conexiones de transformador trifásico de 230 kV "Asea" (defasamiento de 0° entre 230 kV y 23 kV) con terciario de armónicas conectado en delta

Para repartir el equipo, primero se empieza a determinar la separación que debe haber entre los bancos de transformadores, lo cual a su vez es determinado por la separación entre fases y entre fase y tierra, así como por las dimensiones exteriores del transformador, valores que para el ejemplo indicado al principio de este capítulo, se redondean a 4.50 metros entre los ejes de fases y a 4.00 m del eje de fase al eje de columna.

La separación entre apoyos, o sea, el claro de las barras ya se indicó en el capítulo 3.

La selección y localización de los pararrayos y la selección de los tres tipos de distancias de seguridad, ya se mencionaron al principio de este capítulo.

De acuerdo con todos los datos mencionados, a continuación se observan las Figuras 5-32 y 5-33 que muestran en planta y elevación la disposición física para el caso de 2 y 3 transformadores de 60 MVA trifásicos, con arreglo de doble anillo en 23 kV.

Una vez elaboradas la planta y elevación, se procede a desarrollar la segunda parte de la lista de material, formada por la tubería de los buses, aisladores, herrajes, etc., y se inicia el trámite de compra correspondiente.

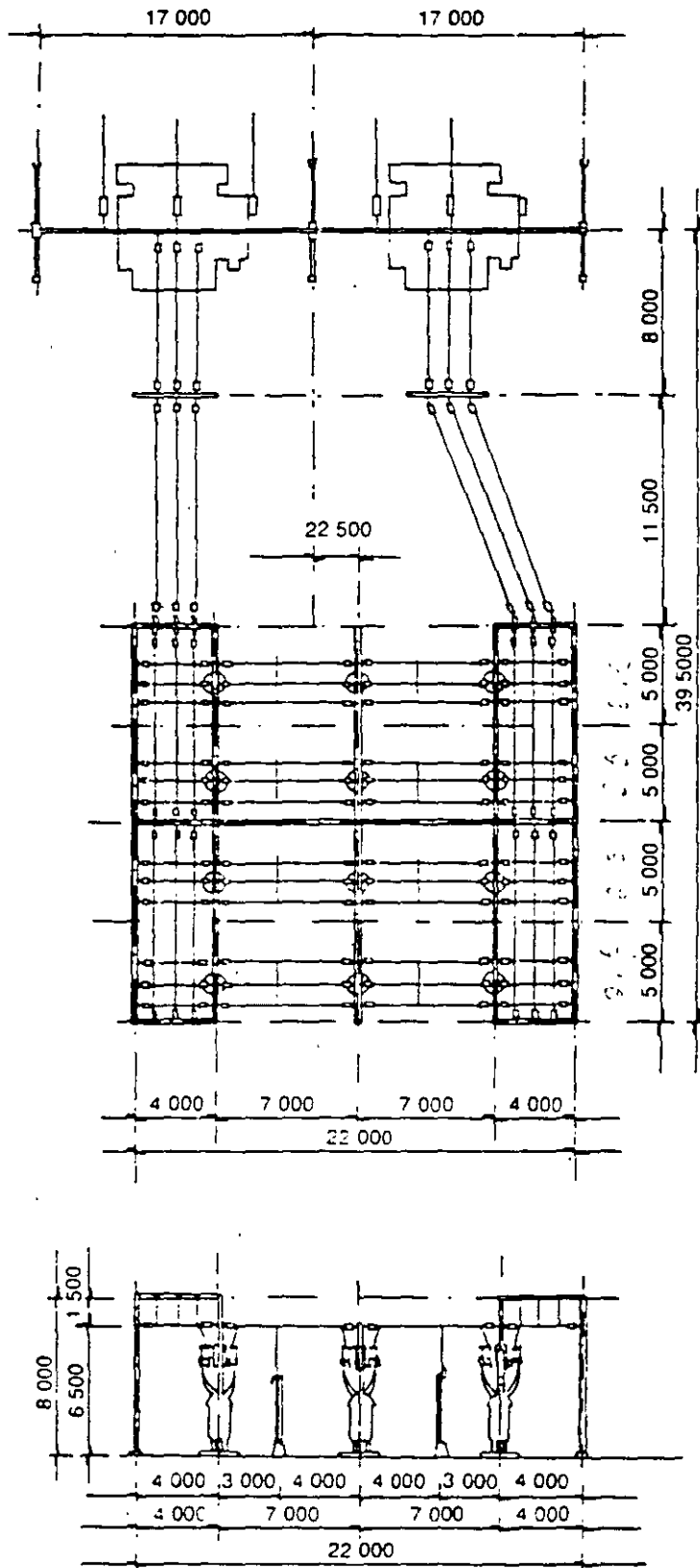


FIG. 5-32 Disposición física para el caso de dos transformadores trifásicos de 60 MVA: 230/23 kV



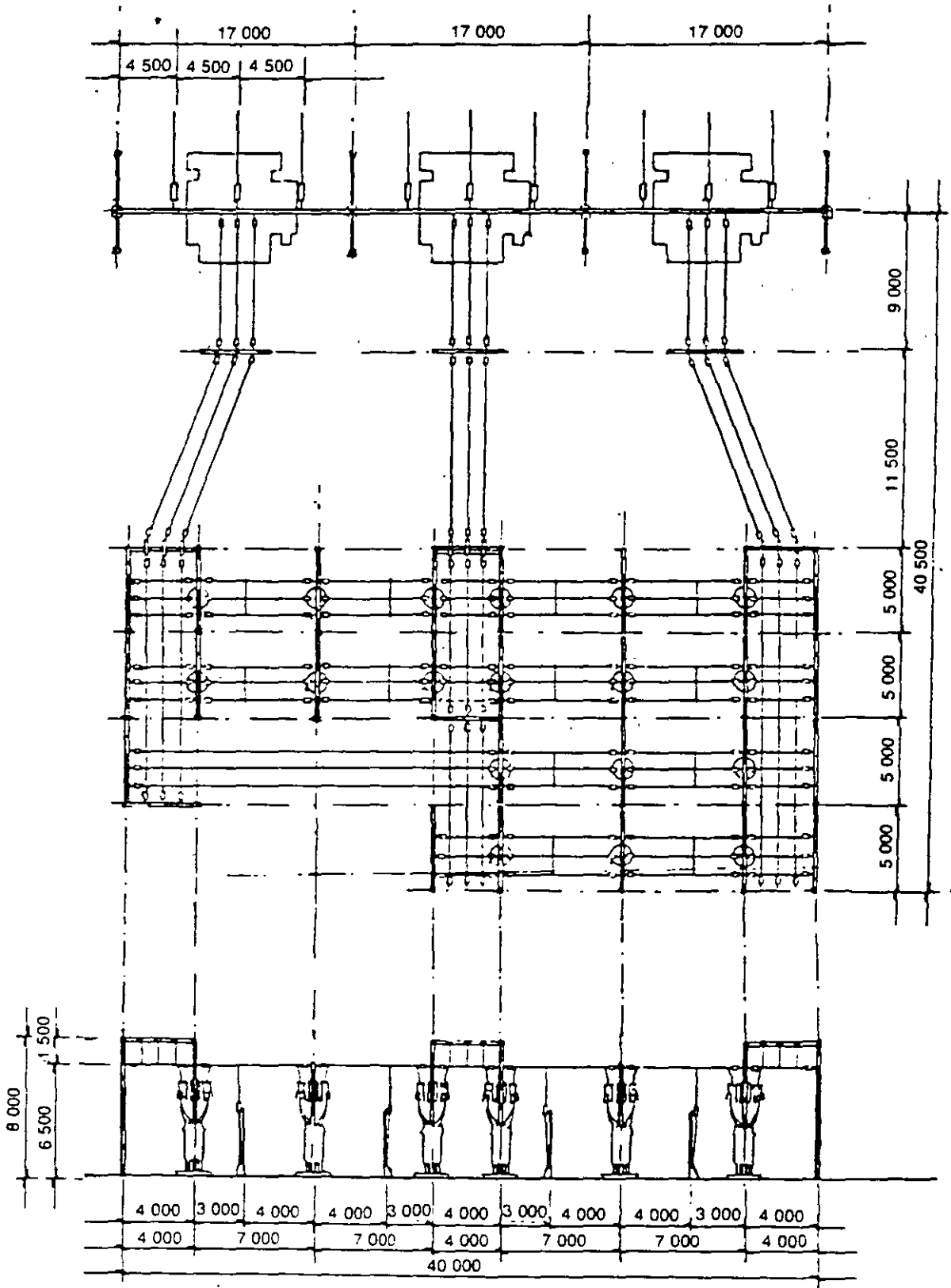


FIG. 5-33 Disposición física para el caso de tres transformadores trifásicos de 60 MVA 23C 23 kV

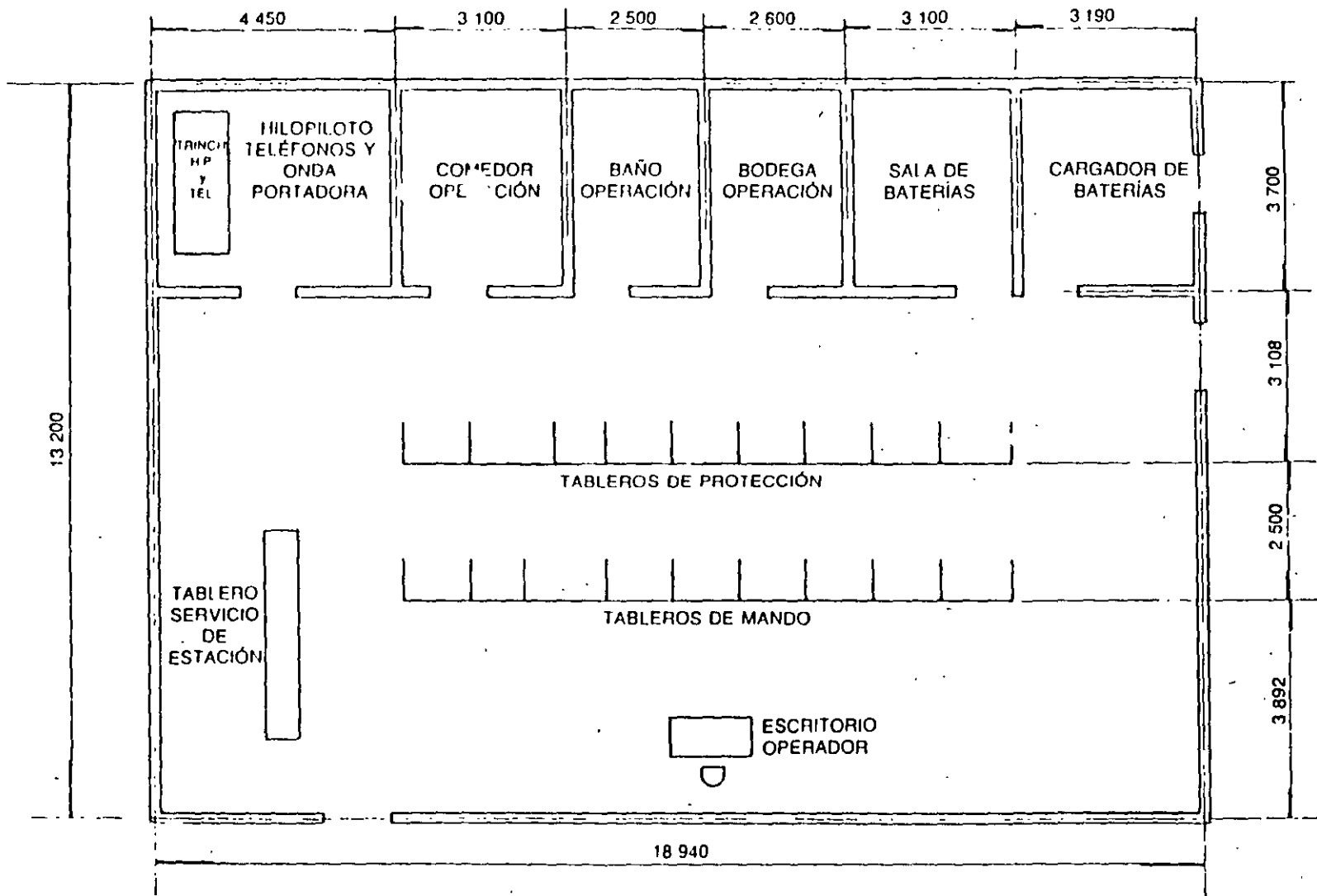


FIG. 5-34 Edificio principal de tableros

A esta altura del proyecto, es el momento de enviar al grupo de ingeniería mecánica un conjunto de planos, formado por las plantas, elevaciones y dibujos de las dimensiones exteriores de los transformadores, para iniciar el diseño del sistema contra incendio, que aunque en la práctica opera eventualmente en casos críticos, las compañías de seguros lo piden como requisito.

## 5.8 TABLEROS

Este tema aunque no corresponde a este capítulo, ya que es una conclusión de los capítulos siguientes que van del 6 al 10 inclusive, es necesario mencionarlo ya que con base en los capítulos descritos es posible fijar la cantidad, tipo y dimensiones de todos los tableros, con objeto de dimensionar el edificio principal de tableros o las casetas auxiliares, según sea la capacidad de la subestación, y a partir del edificio de tableros trazar en la planta principal, las rutas de trincheras más convenientes.

Diseño del edificio para tableros. El edificio para tableros tiene por objeto alojar todos los tableros, el personal de operación si lo hay y el equipo auxiliar, como son las baterías, cargadores de batería, etc., y en general todos aquellos dispositivos que se analizan con más detalle en el capítulo 6.

El edificio debe contar con las siguientes secciones:

1. Salón principal, en donde se instalan los tableros.
2. Cuarto de baterías.
3. Cuarto para los cargadores de batería.
4. Cuarto para los remates de los cables de hilopiloto y teléfonos.
5. Bodega para mantenimiento.
6. Comedor para el personal de operación y mantenimiento.
7. Cuarto de baño para el personal de la subestación.

De acuerdo con lo anterior y tomando en cuenta las necesidades del personal y la experiencia de este tipo de obras, en la Figura 5-3-4 se muestran las dimensiones desde el punto de vista eléctrico de un edificio de este tipo para una subestación de capacidad regular.

Para subestaciones medianas o grandes se puede utilizar el arreglo indicado en las Figuras 5-35 y 5-36.

En subestaciones muy grandes se utilizan, además del edificio principal, una serie de casetas o pequeños salones de tableros, en los cuales se distribuyen los servicios de estación, por zonas que incluyen unos seis interruptores que forman parte del equipo de los módulos adyacentes. Para ello se instala en cada caseta una batería y su cargador, un tablero de servicio de estación, un tablero de alumbrado y una sección de tableros que incluyen los relevadores pertenecientes a los módulos anexos, como se indica en las Figuras 5-35 y 5-36.

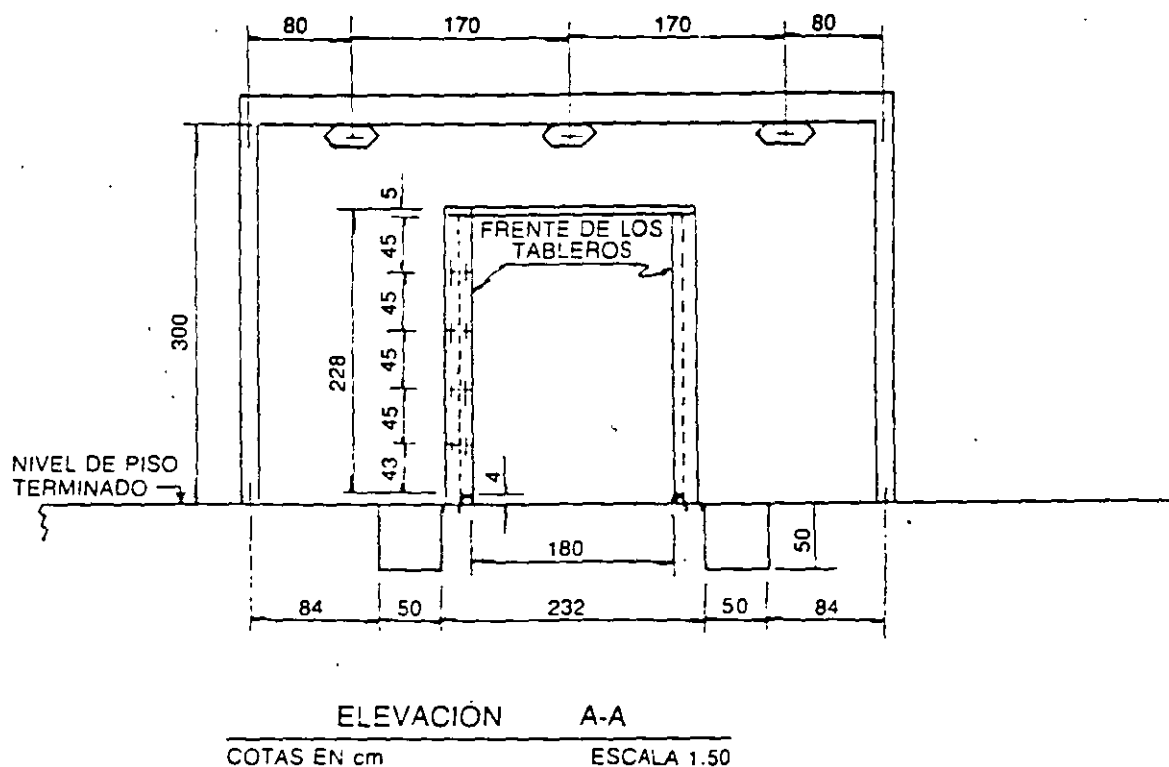


FIG. 5-35 Corte transversal de la caseta tipo

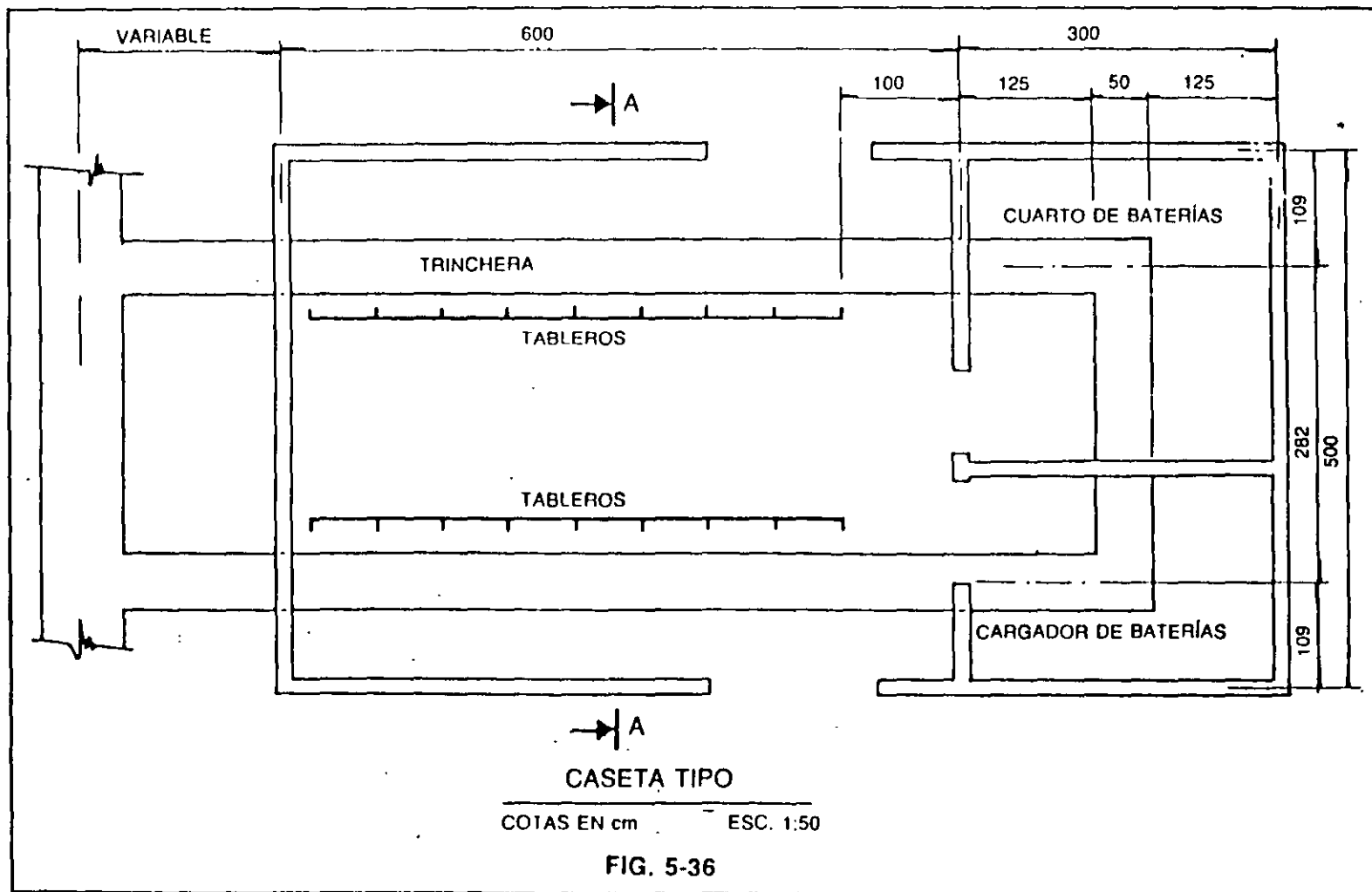
Una vez hecho el acomodo de los tableros en el edificio principal y en las casetas, obtenidas las dimensiones totales del conjunto de tableros y dadas las dimensiones de las secciones principales, se solicita al grupo de ingeniería civil efectuar el proyecto del citado edificio de tableros y en su caso el de las casetas.

### 5.9 CABLES DE CONTROL

Se designa con este nombre, en forma genérica, al conjunto de cables que alimentan los circuitos de medición, control y protección que forman parte de los circuitos auxiliares, de baja tensión, de una subestación.

Aunque los cables de control representan un pequeño porcentaje del costo de una subestación, es de extrema importancia su selección e instalación, desde los puntos de vista de simplicidad para facilitar la construcción y el mantenimiento, y de confiabilidad en la operación de la subestación. Por lo tanto, una buena instalación de cables de control debe ser motivo de una buena planeación y construcción.

Los cables de control son en general de cobre, debido a su mayor conductibilidad, flexibilidad y fácil obtención de este material. Su forro es de polietileno o de PVC, y si el cable es de varios conductores, el conjunto se encuentra forrado por una chaqueta de PVC o neopreno que le da buena protección mecánica.



Los cables para comunicaciones, control y protección para subestaciones con tensiones superior a 150 kV se rodean de una cubierta metálica que actúa como blindaje contra las señales externas. Los materiales utilizados para blindar cables pueden ser de diferentes tipos, como se ilustra a continuación:

1. Conduit de cobre con juntas soldadas. Es el mejor tipo de blindaje, pero es difícil de instalar y muy caro.
2. Cable con cubierta de plomo. Es el método más práctico, casi tan bueno como el conduit de cobre. Es fácil de instalar y barato.
3. Forro de cobre. Es el caso típico de blindaje que traen desde la fábrica todos los cables blindados. Esta capa suele ir como capa anterior a la chaqueta de PVC.
4. El tubo conduit de acero tiene excelentes propiedades para el blindaje de los conductores.

### 5.9.1 Problemas de tipo electromagnético y electrostático en cables de control

En todas las subestaciones que manejan elevados niveles de energía, a tensiones altas y muy altas, aparecen fuertes campos magnéticos y eléctricos que producen señales de alta frecuencia, como resultado de los transitorios producidos por la operación de los interruptores de los circuitos de potencia, que transfieren energía a los cables de control, los que a su vez afectan los relevadores de las protecciones de las subestaciones, principalmente si éstos son de estado sólido. Estos transitorios han provocado desde falsas operaciones de los interruptores, hasta arcos en las terminales de los cables de control en el edificio de tableros.

Debido a los diversos estudios y observaciones que se realizan en varios países, se ha detectado la aparición de transitorios de alta frecuencia en los alambrados de las subestaciones. Estos alambrados corresponden a los circuitos auxiliares de baja tensión como son los de control propia, ente, los de protección, medición, etc.

Los transitorios detectados en los cables de control y protección parecen ser de tres tipos diferentes a saber:

1. Los inyectados directamente en los circuitos, debido a la apertura o cierre de interruptores conectados a circuitos altamente inductivos (transformadores).
2. Los ocasionados por acoplamiento con circuitos de control adyacentes.
3. Los ocasionados por las tensiones inducidas por campos electromagnéticos, derivados de la apertura o cierre de los interruptores de alta tensión.

Antes de seguir adelante, se ofrece una breve explicación de cómo se generan estos fenómenos.

Debido a las altas frecuencias de las corrientes transitorias que inciden en las barras de una subestación, la rapidez de variación del campo magnético que cruza el cable de control es muy grande. Esto ocasiona la inducción de tensiones altas en los circuitos abiertos, o bien altas corrientes en los circuitos cerrados, según se muestra en la Figura 5-37 y la fórmula siguiente:

$$V_T = -\frac{d\Theta}{dT} = M \frac{di}{dT}$$

En donde:

- $\Theta$  = Flujo transitorio producido por la corriente  $i$
- $M$  = Inductancia mutua en henrys, entre la barra de alta tensión y el cable de control
- $V_T$  = Tensión entre el cable de control y tierra, en volts
- $i$  = Corriente en la barra de alta tensión, en amperes

Acoplamiento electromagnético. Considerando que las frecuencias de las oscilaciones producidas al abrir un interruptor pueden llegar a ser del orden de 1 megahertz, que la corriente en alta tensión es de 1 000 A y que el valor de la inductancia mutua es 1 microhenry, la magnitud de la tensión inducida por el acoplamiento magnético en un cable de control sin blindaje, es de:

$$\begin{aligned} V_T &= 2\pi fMi \\ &= 2 \times 3.14 \times (1 \times 10^6)(1 \times 10^{-6}) \times 1\,000 \\ &= 6\,280 \text{ volts} \end{aligned}$$

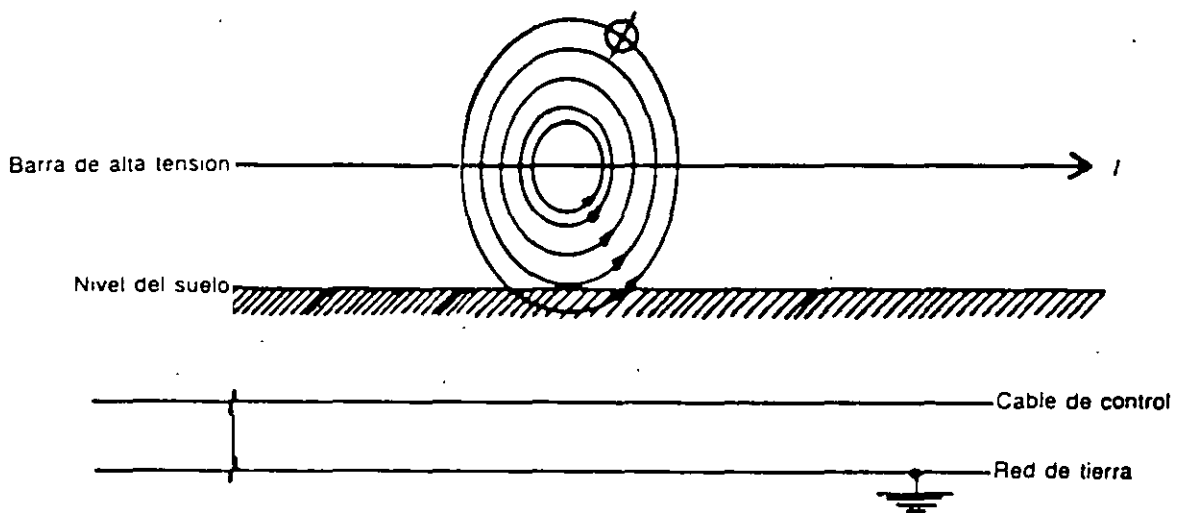


FIG. 5-37 Inducción electromagnética en un conductor

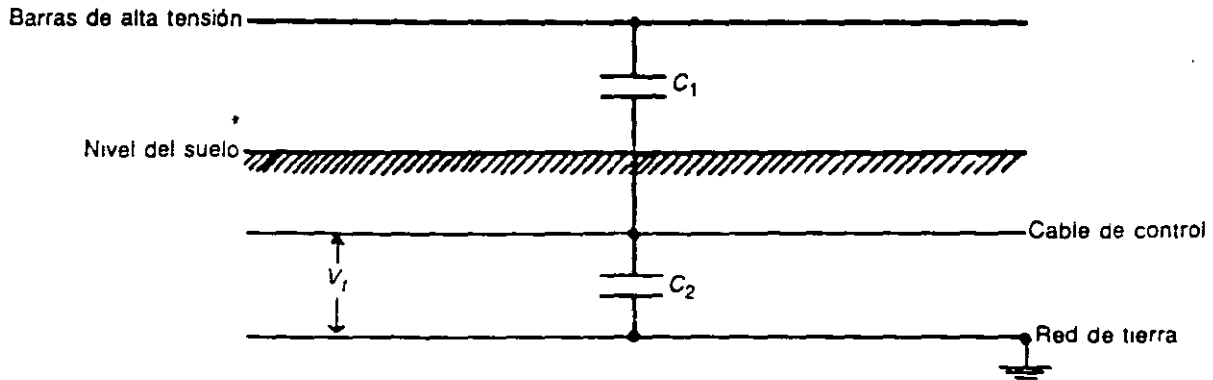


FIG. 5-38 Inducción electrostática en un conductor

La tensión inducida puede ser mucho mayor si el interruptor abre la corriente de cortocircuito del sistema:

Acoplamiento electrostático. La magnitud de las tensiones inducidas en un cable de control, también sin blindaje, debido al campo electrostático, se puede representar por una serie de capacitores que forman un divisor de tensión, como se observa en la Figura 5-38.

En una subestación típica, al producirse un transitorio, la tensión entre el cable de control y la red de tierra es del orden del 1% de la sobretensión de la instalación, o sea, en una subestación de 400 kV, al producirse un transitorio de tensión, la tensión del cable de control respecto a tierra puede llegar a tener un valor de:

$$V_T = 0.01 \times \frac{400}{\sqrt{3}} \times 2.5 = 5.77 \text{ kV}$$

El resultado indica que las tensiones inducidas respecto a tierra, en un cable de control, pueden ser peligrosamente altas, mientras que si son corrientes, las inducidas, es raro que lleguen a causar daño. Por eso en los casos en que se utilizan cables de control blindados es conveniente conectar a tierra uno o los dos extremos del blindaje.

### 5.9.2 Transitorios por maniobras con interruptores de los bancos de capacitores

En los estudios efectuados en buses donde inciden grandes magnitudes de energía capacitiva, los transitorios se pueden considerar agrupados en dos formas:

1. Los generados debido a la consideración de los parámetros en forma concentrada.
2. Los generados debido a la consideración de los parámetros en forma distribuida.



En el primer caso, se producen oscilaciones amortiguadas en donde la frecuencia y el amortiguamiento están determinados por el valor de la capacitancia de los bancos de capacitores y por la inductancia y resistencia del bus. En este caso, las frecuencias son del orden de kilohertz.

En el segundo caso, se considera que las oscilaciones son producidas al abrirse un interruptor y provocan el desplazamiento de una onda por las barras correspondientes, hasta chocar y reflejarse en los extremos de las mismas. En este caso las frecuencias llegan a ser del orden de 3 megahertz, lo que origina que la componente transitoria resulte fuertemente acoplada a los circuitos de control y protección, produciéndose inclusive transferencia de energía por radiación. Los transitorios generados en esta gama de frecuencias, se reducen a medida que se incrementa el número de líneas que salen de las barras principales.

En general se ha observado que los transitorios en los cables de control y protección, aparecen tanto al abrir un interruptor de alta tensión, como al abrir interruptores de baja tensión de motores y hasta al abrir los contactos de los mismos relevadores. En estos últimos casos, los transitorios son menos severos, pero debido a que los conductores que intervienen en el acoplamiento electromagnético se desplazan en un mismo haz de cables, los disturbios se producen con intensidad comparable a los del primer caso. También se ha observado que las zonas adyacentes a las bajas de los cables de tierra de los equipos de alta tensión son críticas, por lo que hay que evitar que los cables de control pasen cerca de ellas.

De acuerdo con pruebas efectuadas en diferentes países a los secundarios de transformadores de potencial y de corriente y a los cables de fuerza y de control, los resultados se pueden resumir en una serie de observaciones, entre las cuales destacan las siguientes:

1. En los circuitos secundarios de los transformadores de potencial se han llegado a medir tensiones de hasta 8 kilovolts.
2. En los circuitos de fuerza de baja tensión, de corriente directa y de alterna, se han detectado tensiones de hasta 3 kilovolts.
3. En los circuitos secundarios de los transformadores de corriente, se han obtenido tensiones de hasta 2 kilovolts.
4. Por apertura de interruptores de baja tensión se han detectado tensiones de hasta 3 kilovolts.
5. La naturaleza oscilatoria de los transitorios se debe a las múltiples reflexiones de la onda al producirse el impulso transitorio. Las magnitudes de las frecuencias observadas que se producen al operar diferentes interruptores, son como sigue:
  - a) Interruptores de líneas, de 50 a 500 kilohertz.
  - b) Interruptores entre buses, de 300 a 600 kilohertz.
  - c) Interruptores de baja tensión, de 300 a 2 000 kilohertz.
6. Al energizar o desenergizar bobinas de relevadores y de disparo o apertura de interruptores, se producen fenómenos tan intensos como los producidos

al operar interruptores de alta tensión. Esto ocasiona que en un mismo ducto de cables se provoquen inducciones entre cables adyacentes, que pueden ocasionar la operación indeseada de algún interruptor.

### 5.9.3 Métodos para limitar transitorios

De todo lo mencionado anteriormente, se pueden observar ciertos métodos que si no eliminan los transitorios, por lo menos reducen la intensidad de los mismos a valores que no produzcan daños. Dichos métodos son los siguientes:

1. Se debe poner especial atención en el diseño de las rutas del cable de control y protección. Debe evitarse al máximo que éstas corran paralelas a los buses y, en caso de hacerlo, deberán correr en rutas lo más alejadas posible de las barras.
2. Las tensiones transitorias deben permanecer a un nivel inferior al de falla del aislamiento de los cables, que se considera de alrededor de 3 kilovolts. Dichos niveles se pueden obtener conectando a tierra el equipo y separando las bajadas de los neutros de los bancos de transformadores, de las bajadas de conexión a tierra de los aparatos conectados en la subestación.
3. Tener especial cuidado en el diseño de la red de tierra, así como de las conexiones a esta red, de los aparatos instalados en la subestación.
4. Para subestaciones con tensiones superiores a 150 kV se debe utilizar cable de control blindado, que conecte a tierra los dos extremos del blindaje. Si por algún motivo no se puede usar blindaje, se usarán recipientes metálicos conectados a tierra en sus extremos. El blindaje de los cables debe conectarse a tierra en el extremo del edificio de tableros, y en el otro extremo, en las bajadas próximas a los transformadores de instrumentos.
5. El neutro de los transformadores de corriente debe conectarse a tierra en el edificio de tableros.
6. Los cables de los secundarios de los transformadores de corriente y de potencial que salen de los equipos de alta tensión deben instalarse lo más próximo posible a los cables de la red de tierra, en su camino al edificio de tableros.
7. Para eliminar las señales de altas frecuencias acopladas a los cables de control, se debe instalar en el extremo de cada cable de control que remate en el edificio de tableros, un capacitor de 0.1 farads. Hay que conectar a tierra la otra terminal del capacitor, para descargar estas señales y disminuir las tensiones inducidas de varios kilovolts a unos 20 volts.
8. Los cables de control sin blindaje, también se pueden utilizar en altas tensiones, pero protegiéndolos en la siguiente forma:
  - a) Se deben poner a tierra en sus dos extremos conductores de reserva del propio cable.

- b) Se deben colocar tapas metálicas sobre la trinchera y conectar a tierra cada una de ellas.
  - c) Se debe instalar en cada una de las paredes de las trincheras un cable de cobre desnudo de 4/0 AWG, conectándolo a la red de tierras cada 20 metros.
9. En el caso de subestaciones con bancos de capacitores de alta energía, los transitorios deben tratar de suprimirse en la propia fuente (interruptor), utilizando las resistencias que traen los interruptores y además, como se indicó en el inciso 7, puenteando a tierra en el edificio de tableros el blindaje del cable de control, a través de un capacitor.
  10. En los pozos de registro, los cables de control y protección deben atravesar, cruzándolos en ángulo recto con los cables de fuerza de baja tensión.
  11. En los cables de control de la zona de alta tensión debe evitarse la formación de mallas; es decir, que los cables de ida y de regreso de cualquier circuito se instalen en rutas diferentes, o sea, los dos conductores de un circuito deben correr juntos en la misma ruta.
  12. Los cables que se instalan en las trincheras tienen mayor protección contra transitorios, a medida que se instalan más próximos a la red de tierra.

## 5.10 RUTAS DE CABLES DE CONTROL

En las subestaciones convencionales, los cables de control y de potencia de baja tensión se introducen en canalizaciones que corren en forma subterránea por toda la subestación, utilizando diferentes tipos de rutas. Las rutas más comunes se pueden considerar de cuatro tipos:

1. Tubería conduit.
2. Cables directamente enterrados.
3. Cables en trincheras.
4. Cables en charolas.

Y se deben trazar sobre el plano de planta de la subestación, de tal manera que se utilicen las mínimas cantidades posibles de cable.

1. *Rutas de tubería conduit.* La tubería conduit se utiliza generalmente para llevar los conductores eléctricos que salen de los diferentes aparatos hasta la trinchera más próxima, por donde se desplazan hasta el edificio de tableros.

En subestaciones pequeñas se pueden utilizar rutas de tubería que a través de varias cajas de registro intercaladas, llevan los cables de control desde los equipos principales hasta el edificio de tableros. Las cajas de registro tienen como función principal limitar las tensiones mecánicas que se producen por la fricción que se gene-

ra al deslizar los cables dentro de la tubería. Cada cable, que puede ser de 10 o 12 conductores y de calibre 10 o 12 AWG, va en su tubo correspondiente. Independientemente de los cables que se necesiten, es común dejar un número determinado de tubos extra, considerando las rutas de cable de las ampliaciones futuras, que se tengan programadas para la instalación.

Este caso ofrece buena protección mecánica y eléctrica, pero un costo muy alto, sobre todo en instalaciones muy extensas.

2. *Rutas de cables directamente enterrados.* Este sistema es de poca utilización en subestaciones porque tiene mala protección mecánica y eléctrica, y baja seguridad. Desde el punto de vista económico es el más barato.

3. *Rutas de cables en trincheras.* Las trincheras son una especie de zanjas revestidas de un aplanado de cemento, cubiertas con tapas de concreto armado, o bien, de placas metálicas estriadas en su parte exterior.

Las dimensiones de las trincheras deben ser las necesarias en relación con el número de conductores o cables que han de instalarse, y su altura y anchura deben permitir la instalación de los conductores y el paso de una persona que manipule los cables.

Una medida aproximada puede ser 1.20 de alto por 1 metro de ancho.

La trinchera debe cubrirse con una tapa de alta resistencia mecánica, que variará de acuerdo con las necesidades del tránsito en la zona. En general, se debe evitar la instalación de trincheras en las áreas de maniobras para equipo pesado. En las trincheras principales que corren a lo largo y entre los módulos de la subestación, los cables se pueden ir soportando sobre ménsulas que se fijan en las paredes de las mismas, como se indica en la Figura 5-39, o bien, tirados sobre el fondo de la trinchera.

Este sistema permite instalar los cables conforme se vayan necesitando, ya sea en el fondo de la trinchera o apoyando los cables en soportes anclados en las paredes de la trinchera. Para salir de la trinchera al equipo individual se utilizan tubos conduit. A los conductores metidos en las trincheras conviene dotarlos de marcas o nú-

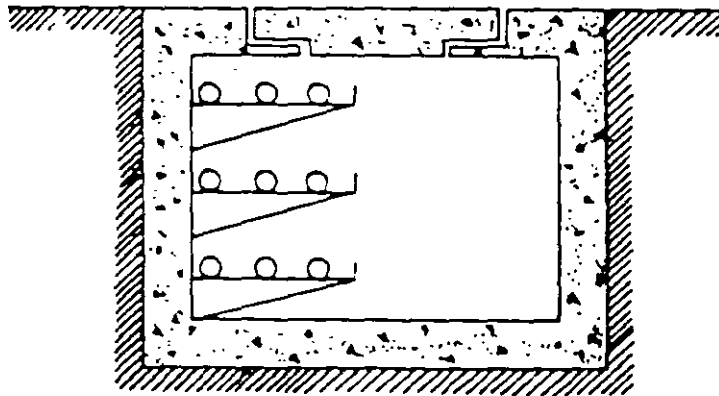


FIG. 5-39 Corte de una trinchera

meros que correspondan con las marcas de los tableros de remate, para su fácil localización.

El costo de este sistema es menor que el de tubería conduit y la protección mecánica es intermedia entre el primero y segundo caso.

En subestaciones con tensiones arriba de 150 kV hay gran tendencia a utilizar trincheras, así como en aquellas instalaciones con grandes posibilidades futuras de crecimiento, por la facilidad de instalar los nuevos cables sin necesidad de romper el pavimento.

Una vez trazadas las rutas de las trincheras en la planta general, se envía ésta al grupo de ingeniería civil para efectuar el proyecto detallado de las trincheras.

4. *Rutas de cables en charolas.* Las llamadas charolas o bandejas se instalan en las paredes de las trincheras y sobre ellas corren todos los cables. Es un método mejor que el de las ménsulas, aunque más caro, pero produce una instalación simple, con buena protección mecánica y eléctrica.

## 5.11 PROTECCIÓN A LOS CABLES CONTRA ROEDORES

Para preservar los cables contra los filosos dientes de los diferentes tipos de roedores, se pueden considerar tres tipos de protección:

1. Protección mecánica.
2. Protección química.
3. Protección acústica.

Como es sabido, los roedores tienen un sistema dental cuyas piezas se mantienen en crecimiento constante; si los dientes no los fueran gastando, el crecimiento excesivo de los mismos les ocasionaría la muerte, al no poder cerrar las mandíbulas y por lo tanto no poder comer. Para evitar esto necesitan estar royendo constantemente, lo que ocasiona un desgaste y un afilado constante. El material de los dientes de los roedores suelen tener mayor dureza que el acero usado en algunos tipos de cable armado, y además los dientes están tan afilados que al apretar las quijadas, llegan a ejercer presiones hasta de 2 700 kg/cm.

1. *Protección mecánica.* La protección mecánica toma en cuenta dos aspectos, uno con respecto al diámetro del cable y el segundo con respecto al grueso del material del fleje del cable. Experimentalmente se ha observado que los roedores no pueden dañar cables con diámetros exteriores mayores de 5 cm, porque la máxima apertura de sus quijadas rara vez excede de 2.5 cm. Esta diferencia entre las dos magnitudes se debe a que los animales atacan al cable desde diferentes ángulos. el cable de mayor diámetro reportado dañado, ha sido de 5 cm.

Las protecciones mecánicas (flejes) deben durar lo que la vida útil del cable, que con un buen uso desde el punto de vista térmico y eléctrico, pueden llegar a durar unos 40 años.

Si el aislamiento exterior es de polietileno, hay que evitar que el cable entre en contacto con aceites o derivados del petróleo, pues esto acorta su vida útil.

De los diferentes materiales probados para dar protección mecánica, solo algunas resinas epóxicas, reforzadas con tela de vidrio, con espesores del orden de 3 milímetros, han podido salir airoosas de las pruebas.

Aunque los cables armados tienen todo cierto grado de protección, en aquellos cables forrados con chaqueta de PVC, una vez que el roedor ha perforado el recubrimiento de PVC, comienza a producirse corrosión en la armadura metálica, que a su vez facilita la acción de los roedores. En la Tabla 5-14 se indica la velocidad promedio de corrosión, en milímetros por año, de los diferentes tipos de metal utilizados como armadura de un cable. Con esta tabla y conociendo la vida útil de un cable, se puede determinar el grueso de la armadura que va a proteger a éste.

**TABLA 5-14** Velocidad de corrosión de diferentes metales

Metal	Velocidad promedio de corrosión en mm/año
Aluminio	0.005
Bronce	0.076 a 0.10
Cobre	0.05
Bronce fosforado	0.05
Acero inoxidable	0.01 a 0.025
Acero	0.127

En resumen, se puede decir que cualquier protección mecánica contra roedores nunca se puede considerar 100% segura.

**2. Protección química.** Esta protección está basada en el recubrimiento del forro de cualquier cable, de una sustancia que sea repelente a los roedores y que además sea efectiva por años, soportando diferentes tipos de condiciones meteorológicas. Para ello se han usado diferentes tipos de repelentes, haciendo pruebas en lugares con diferentes humedades y temperaturas y se ha observado que la acción repelente dura alrededor de un año como máximo.

Otra forma es atomizar un repelente en el mismo instante en que se van metiendo los cables en los ductos.

También se puede mezclar el repelente con la tierra alrededor del cable, simultáneamente con la instalación del cable.

**3. Protección acústica.** Esta protección se podría obtener instalando en las cajas de registro de los cables o en las trincheras, pequeñas bocinas que conectadas a un amplificador produzcan ultrasonidos fuera de la escala del oído humano y que en cambio sean altamente molestas para los roedores y los ahuyenten.

## 5.12 CABLES DE CONTROL EN INSTALACIONES ESPECIALES

Se consideran instalaciones especiales a las subestaciones de muy alta tensión, sean o no telecontroladas, como puede ser el caso de una instalación de 400 kV. En estas subestaciones, debido a la gran extensión de superficie construida (área del orden de  $700 \times 300$  m), los cables de los secundarios de los transformadores de instrumentos requerirían longitudes del orden de 500 metros. Esto obligaría a utilizar en los circuitos secundarios de los transformadores de corriente, cables de cobre con calibres del orden de 6 o 4 AWG, según se indica en la Tabla 5-15.

Al multiplicar estas longitudes de cable, por el gran número de transformadores de instrumento existentes en este tipo de instalaciones y sumando a éstas las longitudes de los cables de control necesarias, se obtienen longitudes de cable de cobre muy grandes, y por lo tanto costos muy elevados. Para evitar la compra de tal volumen de cobre, este tipo de subestaciones se ha dividido en zonas, y cada zona se controla desde casetas de tableros que se localizan en el centro de carga de la zona.

Las casetas contienen los diferentes tableros de protección, los transductores y los relevadores de interposición. La llegada a las casetas desde los transformadores de corriente de la zona, se efectúa mediante los cables de control convencionales, con calibres del 10 AWG y longitudes relativamente cortas.

Las corrientes en los cables, del orden de hasta 5 amperes, se circulan a través de los transductores que las transforman, a escala, en señales del orden de hasta 1 miliampere lo cual permite reducir el calibre de un conductor convencional, a un calibre menor que el de un cable telefónico.

El cable tipo telefónico parte de las casetas y recorre grandes distancias por las trincheras, hasta rematar en el tablero de conexiones del edificio principal de tableros de la subestación. De este tablero se pueden derivar dos señales, una hacia los tableros de control y alarma de los propios tableros de la subestación, usando también cable tipo telefónico, y la otra hacia la estación central del sistema, a través de un par de conductores del cable del hilopifoto.

Lo anterior se puede ilustrar con dos ejemplos:

### *Ejemplo 1.* Telemedición de corriente.

En la Figura 10-3 se observa que al circular por la línea una corriente de 400 A, por el secundario del transformador circula una de 5A. El circuito de 5A se manda hasta la caseta más cercana, mediante un par de conductores de calibre 10 AWG. En la caseta, esta señal se hace circular a través de un transductor de corriente que cambia la señal de 5A de corriente alterna, a otra señal de 1 miliampere, pero de corriente directa. Esta señal de baja intensidad se envía a través de un par telefónico, desde la caseta hasta el tablero de conexiones del edificio principal de tableros, desde donde, a su vez, parte una derivación con par telefónico que remata en el ampérmetro de la consola local del salón de tableros de la subestación, y la otra derivación a través de un par del cable de hilopifoto, se envía la misma señal hasta la consola principal de telecontrol, situada en la estación central del sistema.

*Ejemplo 2. Operación telecontrolada de un interruptor.*

En la consola del control central del sistema, el operador elige a través de botones la subestación deseada y a continuación el interruptor que desea operar. Selecciona la orden de abrir o cerrar el interruptor de que se trate, y la ejecuta oprimiendo el botón correspondiente, que a su vez cierra un contacto, según la Figura 10-4, que manda una señal a través de la estación central, y un par del cable del hilopiloto hasta la estación remota de la subestación. De esta estación se energiza un circuito compuesto por una batería de 120 V, que a través de un par telefónico energiza la bobina de un relevador de interposición. Al cerrar este relevador sus contactos, se completa un segundo circuito a través de otro par telefónico, que opera la bobina de otro relevador de interposición situado en la caseta correspondiente. Los contactos de este segundo relevador energizan un tercer circuito, ahora de potencia, compuesto por una batería de 120 volts situada en la caseta de la zona correspondiente, que a través de un par de cables de control de calibre 8 AWG, energiza la bobina de operación del interruptor correspondiente.

Resumen: En las subestaciones con tensiones superiores a 150 kV, se utilizan dos tipos de cables de control, una cantidad pequeña de tipo y calibres convencionales y una cantidad grande de cable tipo telefónico, con calibre 22 AWG, y con blindaje especial que reduce los acoplamientos electromagnéticos con alta tensión. El blindaje de este cable debe conectarse a tierra en sus dos extremos y el cable en sí debe ir en la trinchera, lo más cerca posible de la red de tierra de la subestación.

### 5.13 LISTA DE CABLES

A partir del diagrama esquemático de protección, de los planos de tableros del edificio o casetas de tableros y de la planta de la subestación, se mide a escala en este último plano la longitud total de cada uno de los cables. De esta manera se efectúa un recuento de las cantidades de cable, de acuerdo con el número de conductores que lleva cada cable y su calibre, hasta obtener las cantidades totales en metros, por cable, de acuerdo con el número de conductores que lleva y el calibre de cada conductor.

Los datos anteriores se vacían en una serie de listas en donde a cada cable se le designa un número, se enumeran las cajas de registro que atraviesa, de dónde sale y a dónde llega.

Terminado lo anterior, se hace un recuento total, sumando la longitud de todos los cables de las mismas características, y se procede a desarrollar la parte de la lista de material formada por el cable de control, cable de tipo telefónico, cable de potencia de baja tensión, etc., que se pasa al departamento de compras para su trámite y adquisición.

A continuación se incluye una lista de calibres y número de conductores de los cables de control convencionales, que pueden considerarse como de uso normal en subestaciones convencionales.



	Número conductores		Calibre AWG
<i>Circuitos de corriente directa</i>			
Alimentación de interruptores	2	×	10
Alimentación de tableros	3	×	10
<i>Líneas de transmisión</i>			
Control de interruptores	4	×	12
Transportadores de corriente de tipo boquilla	4	×	10
Transportadores de potencial	2	×	12
<i>Bancos de transformadores</i>			
Control de interruptores	4	×	12
TC medición	4	×	10
TC protección	4	×	10
TC neutro	2	×	10
TP en baja tensión	4	×	12
Trafoscopio (buchholtz)	2	×	10
Alimentación de corriente alterna a ventiladores y bombas	3	×	10
Alarmas	4	×	10
Señalización (lámparas)	4	×	10
<i>Alimentadores</i>			
Control de interruptor (con recierre)	5	×	12
Control de interruptor (sin recierre)	4	×	12
TC	4	×	10
<i>Capacitores en baja tensión (23 kV)</i>			
Control de interruptores	4	×	12
TC-protección de sobrecorriente	4	×	10
TC-Protección diferencial	6	×	10

Los calibres indicados son utilizados para distancias interiores a 100 metros. Para distancias mayores se debe seleccionar el calibre adecuado de acuerdo con la Tabla 5-15.

Para las subestaciones telecontroladas y de tensiones superiores a 150 kV, se utilizan cables de tipo telefónico y blindado, formados por 30, 20 y 10 pares de calibre 24 AWG.

#### 5.14 TIPOS DE CONTAMINACIÓN EN SUBESTACIONES

Como las subestaciones tienen por función principal la distribución de grandes bloques de energía, se localizan generalmente en los centros de carga de las zonas industriales, para alimentar a las fábricas de la zona. En dichas zonas, es común que las

**TABLA 5-15** Calibre de conductores de acuerdo con el tipo de aparato y distancia

Calibre de cables para:	150 m	300 m	500 m
TC medición	4 × 10	4 × 10	4 × 8
TC protección	6 × 10	6 × 6	6 × 4
Control general	4 × 10	4 × 6	4 × 4
Control interruptor	4 × 12	4 × 8	14 × 6
Control cuchillas	10 × 12	10 × 8	10 × 6
Alimentación de corriente directa	2 × 10	2 × 8	2 × 4
Alimentación de corriente alterna	3 × 10	3 × 8	3 × 4
Transformadores de potencial	2 × 12	2 × 10	2 × 8
Trafoscopio y señalización	10 × 10	10 × 8	10 × 6

emisiones de las industrias sean del tipo de partículas o gases contaminantes, que afectan los niveles de aislamiento de los equipos eléctricos instalados en las subestaciones tipo intemperie.

Entre las principales fuentes de contaminación se encuentran las siguientes industrias:

*Plantas termoeléctricas.* Sus emisiones producen precipitación de partículas compuestas por carbón, cenizas y compuestos de azufre que, en presencia de la humedad ambiente, producen una capa conductora sobre los aisladores.

*Fábricas de cemento.* Sus emisiones son principalmente de polvo muy fino que las corrientes de aire desplazan a grandes distancias, recubriendo poco a poco las superficies de los aisladores, los cuales en presencia de la humedad atmosférica se van recubriendo de una capa de cemento fraguado, que hace prácticamente imposible el lavado de los aisladores.

*Fábricas de productos químicos.* Emiten partículas de contenido ácido, alcalino o salino que disminuyen la resistencia eléctrica de los aisladores.

*Industria del hierro y del acero.* Producen polvos formados por partículas y óxidos metálicos. Los óxidos tienen la propiedad de formar costras sólidas que son muy resistentes y difíciles de remover.

*Industria papelera y textil.* Emiten materiales fibrosos, cuya base es el algodón, la celulosa, el papel, la lana y las fibras sintéticas, y que en contacto con los aisladores se adhieren a ellos, y a su vez absorben otros contaminantes que pueden ser conductores y provocan flameos a lo largo de las fibras.

*Industria petrolera.* Las partículas emitidas, que en general contienen azufre, presentan un alto grado de adherencia, lo que a su vez facilita la acumulación de otros contaminantes.

A continuación se mencionan algunos de los efectos que produce la contaminación en los aisladores:

1. Disminución del nivel de aislamiento.
2. Deformación de los gradientes de tensión a lo largo de los aisladores.

3. Producción de efecto corona.
4. Interferencia en la recepción de las señales de radio y televisión.
5. Interrupciones por arqueo de los aisladores.
6. Aumento de las pérdidas en la transmisión y distribución de energía eléctrica, ocasionadas por las corrientes de fuga y por el efecto corona.
7. Corrosión en las partes metálicas y en las superficies aislantes.

La corrosión es propiciada por los ácidos y sales disueltos por la humedad del ambiente, que se condensan sobre los aisladores y provocan un ataque químico lento pero constante.

Para eliminar o disminuir lo más posible los efectos de la contaminación en los aisladores, se pueden llevar a cabo los siguientes procedimientos:

1. *Lavado de los aisladores.* Este es el caso que más se utiliza en la práctica; consiste en aplicar sobre los aisladores un chorro de agua pulverizada a alta presión que disuelve y despega las materias contaminantes. La ventaja de este método es que se puede trabajar con la subestación energizada.

2. *Aplicación de silicón.* Este método consiste en recubrir todos los aisladores con una película de silicón, el cual evita que las partículas contaminantes entren en contacto directo con la superficie del aislador. La aplicación del silicón se debe efectuar con los aisladores desenergizados.

En los casos en que la contaminación sea muy intensa, como pueden ser los lugares muy próximos a las fuentes de contaminación y cuyo caso típico puede ser el de una fábrica de cemento, se recomienda instalar en lugar de la convencional, una subestación en hexafluoruro de azufre, que por ser encapsulada elimina por completo la posibilidad de contaminación, en las partes energizadas de la misma.

## 5.15 DURACIÓN DEL PROYECTO DE UNA SUBESTACIÓN.

El tiempo que tarda en desarrollarse el proyecto de una subestación depende de la complejidad del mismo. Para tener una idea de la duración de un proyecto, se puede tomar como ejemplo el de una subestación de magnitud media, formada por 2 bancos de transformadores de 60 MVA, dos circuitos alimentadores de 230 kV, con diagrama de interruptor y medio, y una salida de 8 alimentadores de 23 kV con diagrama de anillo.

El proyecto se divide a partir del diagrama unifilar en dos grandes partes, que se pueden resolver simultáneamente trabajando dos ingenieros en cada parte por separado, como se indica a continuación.

Parte física	Tiempo
Planta y elevaciones.	3 meses
Tierras, alumbrado y trincheras.	2 meses
Salón de tableros y registro de cables.	2 meses
<b>TOTAL</b>	<b>7 meses</b>

Parte de protección	Tiempo
Diagramas de protección.	5 meses
Tableros.	2 meses
<b>TOTAL</b>	<b>7 meses</b>

O sea, un grupo de 4 ingenieros ayudados por 4 dibujantes pueden elaborar el proyecto aproximadamente en un periodo de 7 meses.

### 5.16 DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTOS DE UNA SUBESTACIÓN

La distribución de costos de la subestación arriba mencionada, en forma porcentual, de acuerdo con las principales áreas de ingeniería que intervienen, es la siguiente:

Proyecto (civil más eléctrico)	1.5%
Equipo eléctrico	70.0%
Material de las obras civiles	3.5%
Construcción (partes: civil más mecánica más eléctrica)	25.0%
<b>TOTAL</b>	<b>100%</b>

# **SISTEMAS AUXILIARES**

## **6.1 GENERALIDADES**

Se entiende por sistemas auxiliares, al conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua directa y de corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio.

Los sistemas auxiliares del conjunto de la instalación se pueden considerar alimentados en la siguiente forma:

1. En corriente directa, por una batería de 120 volts y 216 ampere-horas y otra de 51 volts y 35 ampere-horas.
- 2: En corriente alterna, por dos transformadores de 225 kVA 23 kV/220-127 volts alimentados cada uno de ellos por un banco de potencia distinto, o por un banco y un alimentador que pueda tener regreso de otra subestación, a través de la red de distribución.

## **6.2 Diagrama unifilar**

A través del diagrama unifilar que se muestra en la Figura 6-1, se observa en forma general la instalación de los servicios auxiliares de baja tensión, desde los dos trans-

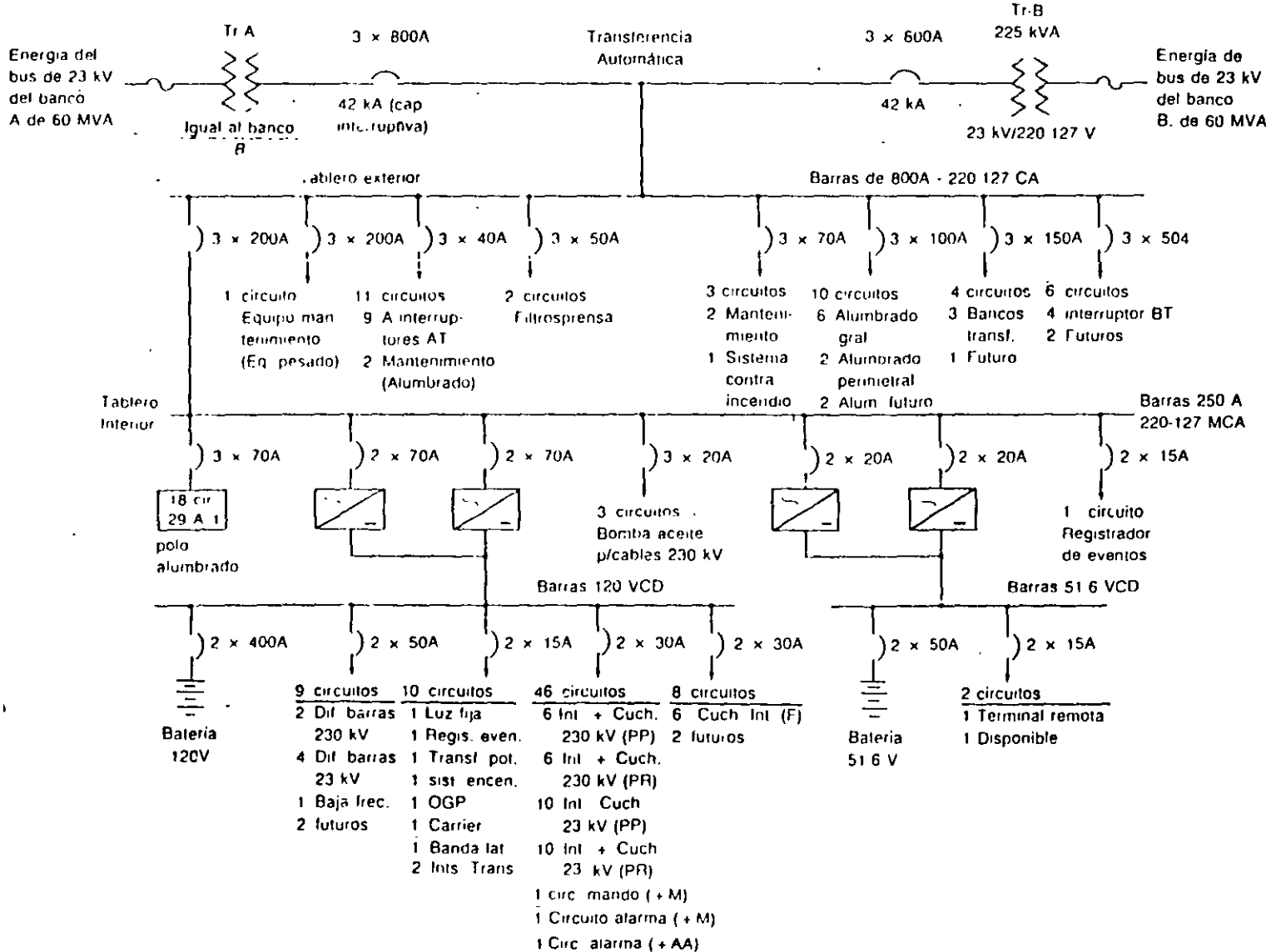


FIG. 6-1 Diagrama unifilar

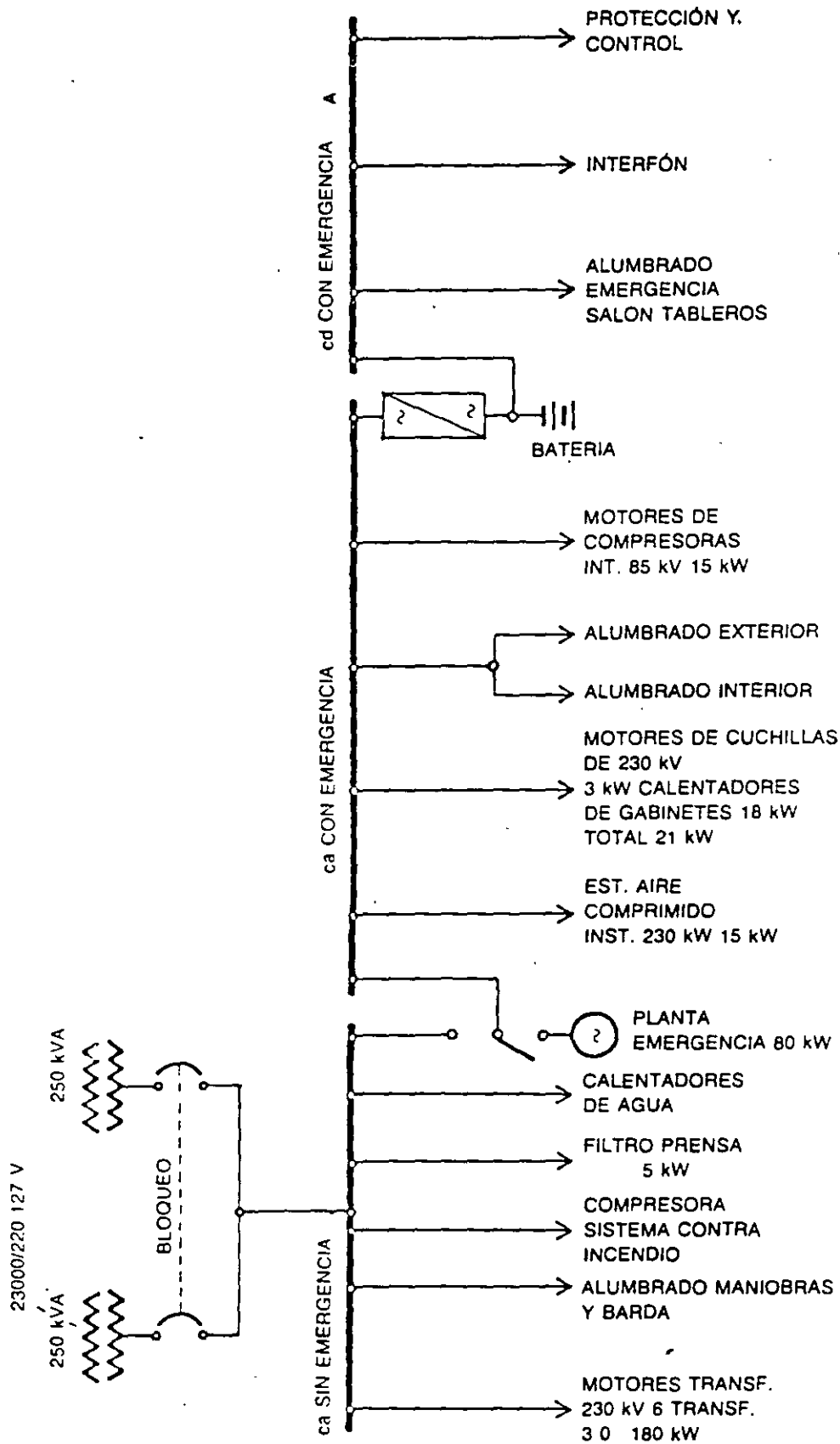


FIG. 6-2 Arreglo con planta de emergencia

formadores de servicio de estación que alimentan al tablero principal. Este último, alimenta el tablero secundario que, a su vez, alimenta los sistemas de corriente directa.

En el diagrama unifilar se indican los circuitos que salen de cada interruptor y las cargas que alimentan, quedando algunos de ellos para servicios futuros o como repuesto.

En la Figura 6-2 se muestra otro arreglo típico de los servicios de estación, considerando tres buses principales, correspondientes a tres secciones del tablero:

1. Tablero de corriente alterna, sin emergencia.
2. Tablero de corriente alterna, con emergencia.
3. Tablero de corriente directa, con emergencia.

Este arreglo tiene la ventaja de que sólo los servicios principales de la subestación se pueden conectar a la planta de emergencia, que para este caso se puede considerar de unos 80 kW, y ahorrarse una planta de mayor capacidad que sería necesaria si se quisieran alimentar todos los servicios simultáneamente.

### 6.3 PARTES DE UN SISTEMA AUXILIAR

Los sistemas auxiliares pueden considerarse formados por el siguiente conjunto de partes y sistemas:

1. Servicio de estación. Este servicio comprende:
  - Transformadores
  - Tableros
  - Baterías
  - Cargadores
  - Planta de emergencia
2. Alumbrado. Este inciso comprende:
  - Tipos de luminarios
  - Clases de alumbrado
  - Distribución de cargas
3. Sistema contra incendio.
4. Aire acondicionado.

A continuación se ofrece una breve descripción de cada una de las partes.



### 6.3.1 Transformadores

Dependiendo de la complejidad de la subestación, la capacidad de los transformadores del servicio de estación varía en función de las cargas conectadas. Siempre se deben utilizar dos transformadores, para que uno sea la reserva del otro.

Como ejemplo, se pueden utilizar dos unidades de 225 kVA, 23 kV/220-127 volts, impedancia de 3.5%. Conexión delta en alta tensión y estrella con neutro a tierra en baja tensión. Normalmente sólo se utiliza uno de los transformadores, mientras que el otro se mantiene energizado y listo para reemplazar al primero en caso de falla, mediante un mecanismo de transferencia automática, como se observa en la Figura 6-1.

### 6.3.2 Tableros

La cantidad de tableros y secciones que éstos tengan depende de la complejidad de la subestación de que se trate.

Para el ejemplo arriba indicado se utilizan dos tableros principales, a saber:

#### 6.3.2.1 Tablero principal

Es un tablero blindado (*Metal-clad*) de dos frentes, sin pasillo al centro, que se instala a la intemperie. Opera a la tensión de 220 volts de corriente alterna, con puertas, estructura de perfiles metálicos, instalado directamente sobre el suelo de concreto, con acceso a su interior por cualquier parte que se requiera, a través de tapas de lámina de 4 milímetros de espesor, que se fijan al tablero mediante tornillería.

En ambos lados del tablero debe existir un ducto de interconexión con los transformadores para recibir, por medio de soleras de cobre, la alimentación de 220 VCA y 60 Hz de los dos transformadores de 225 kVA.

Este tablero se emplea para el control y protección de los servicios de corriente alterna. Está formado por cuatro barras, o sea, tres fases que deben soportar hasta 800 A continuos y un cortocircuito entre fases de 17 kA, y una barra que es el neutro. Las barras deben soportar una tensión nominal de 220 VCA a 60 Hz.

El tablero tiene una longitud de 2.94 y una altura de 2.28 metros, está formado por cuatro secciones. Las dos extremas reciben la alimentación de cada transformador, y las dos centrales, en su parte inferior alojan, cada una de ellas, un interruptor general que recibe la energía de cada uno de los transformadores, y en su parte superior alojan sendos conjuntos de interruptores electromagnéticos, que alimentan las diferentes cargas, que se muestran más adelante.

#### 6.3.2.2 Tablero secundario

Es un tablero de tipo "duplex", para instalación interior. Su alimentación la recibe del tablero principal a 220 volts de corriente alterna, entrando al tablero por su parte

inferior. Está formado por cuatro barras para 250 amperes, que deben soportar un cortocircuito entre fases de 15 kA.

Todos los elementos estructurales son semejantes a los del tablero principal, su longitud es de 2.64 y su altura de 2.28 metros, y también está formado por cuatro secciones.

La sección uno se emplea para alojar el control y protección de los servicios de corriente alterna, por medio de 3 fases, 4 hilos con el neutro sólidamente conectado a tierra. En esta sección se aloja un conjunto de interruptores termomagnéticos de diferentes capacidades, un conjunto de aparatos de medición, de lámparas piloto y de conmutadores. Todo el conjunto alimenta una serie de cargas que también se indican más adelante.

Las secciones dos y tres se emplean para el control y protección de los servicios de corriente directa de 120 volts. En estas secciones se aloja un conjunto de interruptores de corriente directa de diferentes capacidades, un conjunto de equipo de medición y un conjunto de relevadores, de baja tensión y de tiempo y lámparas piloto.

La sección cuatro se emplea para el control y protección de los servicios de corriente directa de 51 volts. En esta sección también se aloja un conjunto de interruptores, un voltmetro, un ampermetro y un relevador de tierra.

### 6.3.3. Baterías

Las baterías instaladas en las subestaciones, que forman parte de los servicios auxiliares, tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

La batería de 120 volts se utiliza para energizar:

1. Protecciones.
2. Lámparas piloto, aunque algunas veces se energizan con corriente alterna.
3. Registrador de eventos.
4. Circuito de transferencia de potenciales.
5. Sistema contra incendio.
6. Osciloperturbógrafo.
7. Gabinete del equipo de onda portadora.
8. Control de los interruptores de alta y baja tensión.
9. Control de las cuchillas.
10. Alarmas.
11. Alumbrado de emergencia.

La batería de 51 volts se utiliza para energizar el equipo de comunicaciones, de telecontrol y electrónico. No todas las subestaciones requieren estas dos baterías.

Cuando la subestación es operada manualmente, normalmente sólo se utiliza la de 120 volts.

La tensión de una batería se fija en función de la capacidad de la instalación lo que a su vez repercute, según las cargas, en la sección de los conductores. En subestaciones excesivamente grandes se llega a utilizar baterías de 250 volts.

En las subestaciones se pueden instalar baterías de tipo ácido o alcalino. En la mayor parte de los casos se instalan las ácidas, que tienen la ventaja de costar la mitad, con una duración de unos 20 años, ligeramente inferior a las alcalinas. La mayor ventaja de las ácidas viene dada por la característica de conocerse el estado de la carga que almacena la batería en función de la densidad que tiene el electrolito, cosa que no se puede determinar en las baterías alcalinas.

Las baterías se instalan en un cuarto cerrado, que forma parte del edificio principal de la subestación, y lo más cerca posible de los tableros para reducir al máximo la longitud de los cables y por lo tanto la posibilidad de la aparición de sobretensiones, por acoplamiento capacitivo o inductivo.

Los cuartos en que se instalan las baterías, ya sean ácidas o alcalinas, deben estar provistos de un extractor de gases, que deberá arrancar unos minutos antes de la apertura de la puerta de entrada del personal, con el fin de eliminar la posible acumulación del hidrógeno que se desprende durante las descargas intensas de las baterías y que, en presencia de alguna chispa originada en la ropa de la persona que entra, puede provocar una explosión.

Los locales destinados a baterías deben ser secos, bien ventilados y sin vibraciones que puedan originar desprendimiento excesivo de gases y desgaste prematuro de las placas. La temperatura debe variar entre 5 y 25°C. La iluminación debe efectuarse por medio de luminarios y apagadores del tipo a prueba de explosión. El suelo debe ser a prueba de ácido o álcali, según sea el tipo de batería, y deberá tener una ligera pendiente con un canal de desagüe, para evacuar rápidamente el líquido que se pueda derramar o el agua del lavado. Los muros, techos y ventanas deben recubrirse con pintura resistente al ácido o a los álcalis.

La capacidad de una batería viene dada por el valor de los ampere-horas que puede suministrar en condiciones de trabajo normales. La cantidad de electricidad que cede en la descarga es menor que la que recibe en su carga, de acuerdo con su eficiencia, misma que disminuye en las descargas rápidas.

Las subestaciones con tensiones superiores a 150 kV, suelen utilizar baterías de 200 A-h, pero si utilizan interruptores de aire comprimido, puede ser suficiente con 100 A-h. En instalaciones con tensiones menores, la capacidad de la batería puede reducirse a valores comprendidos entre 50 y 75 A-h. La carga de la batería de una subestación se puede efectuar por medio de dos unidades, formada cada una, por un motor de corriente alterna acoplado a un generador de corriente directa. Este procedimiento ha caído en desuso, por ser de un costo alto y de baja precisión el valor de la tensión de flotación, factor que es muy importante en la duración de la vida de la batería. En la actualidad está más extendido el uso de cargadores electrónicos de estado sólido, que se pueden regular con mucha mayor precisión, son más

baratos, requieren menos mantenimiento, no son ruidosos y ocupan menor espacio.

Las baterías se conectan a las barras generales de corriente directa a través de un interruptor termomagnético, que para el caso de la batería de 120 volts, deberá ser de 250 volts, dos polos, 400 amperes nominales y capacidad interruptiva de 10 kiloamperes.

En algunos países, en vez de baterías de 120 volts y 200 A-h han venido usando unidades de 40 volts, pero de mayor capacidad, lo que proporciona una potencia semejante pero menor tamaño.

El consumo permanente de una batería lo debe surtir el cargador, y la batería debe proporcionar los valores de pico. En caso de falta de corriente alterna, la batería debe mantener, durante 4 horas, la demanda normal de la subestación incluyendo una corriente de pico con una duración de hasta 10 segundos. Se considera corriente de pico a la que se obtiene durante la operación simultánea de tres interruptores.

La tensión por celda, después de 4 horas de corriente normal más la de un pico, no debe ser menor de 1.9 volts, comparada con la original que era de 2.18 volts, según se muestra en la Figura 6-3.

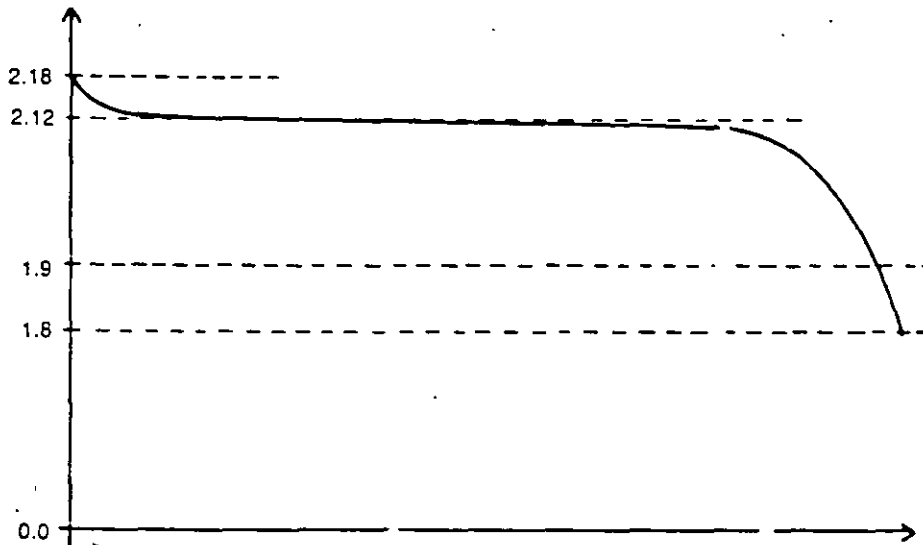


FIG. 6-3 Gráfica tensión-tiempo de una celda

En la figura se muestran los valores de tensión por celda, que en resumen son los siguientes:

Tensión máxima	2.18 volts
Valor de alarma por baja tensión de cd	2.12 volts
Tensión mínima de operación después de 4 h más un pico	1.90 volts
Tensión final de la celda descargada	1.80 volts

Para calcular el número de elementos de una batería de 120 volts, se tiene:

$$\frac{120}{2.18} \doteq 56 \text{ celdas.}$$

La tensión mínima de operación de la batería es de:

$$1.9 \times 56 = 106 \text{ volts}$$

Una batería con el cargador bien ajustado, no debe consumir agua. Si consume, debe ajustarse la tensión de flotación a menos de 1%, es decir la tensión de flotación por celda debe ser de  $2.18 \pm 1\%$ , o sea, la tensión de flotación por celda debe tener como límite de 2.20 a 2.16 volts.

Lo anterior lleva a que la tensión de flotación de la batería debe variar entre 121.20 y 118.8 volts; para que el consumo de agua sea prácticamente cero y la vida de la batería llegue al valor límite de 20 años.

#### 6.3.4 Cargadores

Son los dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos, construidos con tiristores y que regulan la tensión de flotación de la batería.

Para cada batería se utilizan dos cargadores, uno como sustituto del otro. Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de una explosión.

La capacidad de los cargadores debe poder mantener la carga de flotación a tensión constante y, al mismo tiempo, suministrar el consumo de la carga permanente. En el caso de que el cargador esté suministrando la carga completa y simultáneamente aparezca un pico de carga extra, la batería suministrará la diferencia de carga.

En el caso de una falla en la corriente alterna, en que la batería alimenta todas las instalaciones de emergencia, más las suyas propias, al regresar aquélla el cargador debe poder suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación. La capacidad del cargador se selecciona a base de obtener el periodo de carga rápida, en un tiempo máximo de 5 horas, en las condiciones más desfavorables.

Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y de cortocircuito, en el lado de corriente alterna y en el de directa. Además, deben tener supervisión por medio de voltmetro y ampermetro, en la salida de corriente directa.

El gabinete que soporta el cargador puede ir sobre el suelo o montado en una pared. Deberá tener acceso a su interior por cualquiera de sus caras, para que el equipo se pueda probar, revisar y reparar. El acabado exterior deberá tener pintura anticorrosiva.

### 6.3.5 Planta de emergencia

Son grupos motor-generador que se utilizan en algunas subestaciones muy importantes, para que en caso de fallas de los dos circuitos del servicio de estación, se tenga una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de ca y cd, de la subestación de que se trate. La capacidad depende de la complejidad de la subestación, pero en general, es del orden de 80 kW 220/127 volts 69 Hz, 3 fases y 4 hilos.

Dichas plantas, una por subestación, arrancan y se conectan en forma automática, al desaparecer la tensión de corriente alterna. La conexión se efectúa en las barras principales de corriente alterna, que son alimentadas por los dos transformadores del servicio de estación, dicha conexión se hace por medio de un interruptor operado por un equipo de transferencia automática, que sólo puede cerrar en el caso de que hayan abierto los interruptores de los transformadores mencionados y viceversa, como se muestra en la Figura 6-2.

El equipo de transferencia automática, mediante los dispositivos adecuados, transfiere la carga del sistema normal de los transformadores al sistema de la planta de emergencia en un tiempo no mayor de 50 milisegundos, por medio de relevadores que detectan la falla de tensión. Al restablecerse el suministro normal de energía, el equipo de transferencia conecta de nuevo la carga al servicio normal, en un tiempo variable entre cero y cinco minutos, para dar oportunidad a que el sistema de suministro de energía se estabilice.

El equipo de transferencia automática contiene las siguientes partes importantes:

1. Protecciones eléctricas y mecánicas que evitan que los contactos del lado normal y de emergencia puedan quedar conectados simultáneamente.
2. Un dispositivo de tiempo ajustable, para retardar de cero a cinco minutos la operación del equipo de transferencia al servicio normal, y otro para retardar de cero a quince minutos el paro del motor, después de continuar su operación sin carga, por haberse reestablecido el suministro normal de energía eléctrica.
3. Dos relevadores sensibles a la baja tensión, ajustables para detectar y a más arrancar automáticamente la planta de emergencia, cuando la tensión del sistema exterior disminuya, como límite, hasta un 70% de su valor normal, o pararla cuando la tensión se reestablezca por arriba del 90% del valor nominal.
4. Reloj programador que en forma automática arranca y para la planta de emergencia en forma diaria o semanal, a la hora y durante el tiempo deseado. Estos arranques se efectúan con la planta trabajando en vacío, para que la unidad se encuentre en perfectas condiciones de operación y con sus dos baterías de arranque a plena carga eléctrica.
5. Cargador automático de las baterías.

6. Equipo de arranque y paro automático que controla el arranque, paro, funcionamiento y protección de la unidad. En el caso de que al fallar la alimentación normal, la planta no arranque, un control deberá provocar que se inicien tres intentos de arranque y paro, con intervalos de 30 segundos, durante un periodo de 90 segundos, y en caso de persistir la negativa al arranque, el circuito deberá encender una lámpara de alerta y activar una alarma sonora. En el caso de que en el primer intento de arranque el motor de combustión interna tenga éxito, el control deberá desconectar el circuito de arranque.
7. El motor de la planta deberá incluir señalización y alarma para las siguientes fallas, señales que a su vez deben parar inmediatamente la unidad hasta que llegue el personal adecuado:
  - Alta temperatura del agua de enfriamiento.
  - Baja presión en el circuito de aceite lubricante.
  - Sobrevelocidad.
8. El generador será del tipo síncrono, autoexcitado y con regulador de tensión de estado sólido, que mantenga una variación máxima de  $\pm 0.5\%$ .

#### 6.4 ALUMBRADO DE SUBESTACIONES

Las instalaciones de energía eléctrica, como son las subestaciones, deben ser dotadas de alumbrado para que el personal de operación, mantenimiento y vigilancia puedan desarrollar sus trabajos respectivos. Aun en subestaciones automatizadas, en que prácticamente no hay personal, se requiere alumbrado.

En la iluminación de una subestación se pueden considerar cuatro propósitos básicos:

1. Seguridad en la operación del equipo.
2. Tránsito sin peligro.
3. Inspección del equipo.
4. Trabajos de mantenimiento.

No se pueden dar reglas fijas sobre la iluminación de una subestación, porque la intensidad y distribución de los puntos de luz dependen de una serie de circunstancias, como pueden ser los reglamentos de las autoridades de trabajo, las políticas sobre el ahorro de energía, las reglas de las empresas eléctricas en lo referente a que en las subestaciones no se deba efectuar mantenimiento nocturno, etc. Es el proyectista quien debe resolver esta cuestión y señalar la solución más conveniente en cada caso.

Una cuestión importante en las subestaciones es el llamado alumbrado de emergencia. Al fallar el servicio todas las áreas quedarían sin luz, precisamente en mo-

mentos en que es necesaria la realización de maniobras. Para evitarlo, se debe contar con un pequeño alumbrado de emergencia, alimentado por un circuito de la batería. El circuito de entrada a las lámparas de emergencia está provisto de un relevador que, al fallar la alimentación de alterna, cierra automáticamente la alimentación de directa, regresando al circuito de alterna tan pronto se restablece el servicio normal. Este tipo de alumbrado se debe instalar en escaleras, pasillos de acceso y en áreas donde el personal pueda llegar a tener contacto accidental con partes energizadas.

Los reglamentos disponen que la iluminación de subestaciones debe estar comprendida entre 30 y 70 luxes, aumentándose en las salas de tableros hasta valores de 150 luxes. En general, en una subestación, dependiendo del área de trabajo, se deben tener los siguientes niveles de iluminación:

<i>Área</i>	<i>Luxes</i>
Zonas de transformadores, y de alta y baja tensión:	
Superficies horizontales	22
Superficies verticales	54

Como se observa, se pueden considerar dos tipos de iluminación, la horizontal y la vertical.

#### 6.4.1 Iluminación horizontal

Esta iluminación debe abarcar toda la subestación al nivel del suelo, para asegurar el tránsito del personal sin peligro. Los peligros potenciales como conductores caídos y objetos que yazcan en el suelo, deben ser visibles.

Para este tipo de iluminación se utilizan luminarios instalados en el perímetro de la subestación, montados sobre postes de 6 a 9 metros de altura, complementados por otros luminarios instalados en la estructura de la subestación, o en postes o estructuras instaladas en el centro del área por iluminar, de tal manera que se eliminen al máximo las sombras causadas por el equipo eléctrico.

Las luminarias deben colocarse alejadas de las partes energizadas, de modo que se puedan sustituir las lámparas defectuosas, sin riesgo para el personal de mantenimiento.

#### 6.4.2 Iluminación vertical

Esta iluminación debe abarcar las superficies verticales del equipo, localizadas generalmente arriba del nivel del ojo, de tal manera que se tenga una iluminación adecuada a ese plano de trabajo, que es donde se encuentran la mayoría de las tareas visuales.



Para este tipo de iluminación se acostumbra utilizar luminarios de haz dirigido, que ofrezcan un nivel máximo de iluminación sobre la superficie de que se trate, a la vez que reduzcan el deslumbramiento directo.

### 6.4.3 Funciones del alumbrado

Las funciones que debe acentuar un alumbrado, al incidir sobre los diferentes tipos de aparatos, son las siguientes:

*Transformadores.* Véanse niveles de aceite en las boquillas, fugas de aceite, medidores de presión y temperatura en el tanque principal y en el del cambiador de derivaciones, así como medidores de flujo en las bombas de aceite.

*Interruptores en aceite.* Véanse fugas de aceite; obsérvense los dispositivos de control de los compresores o bombas, dentro de los gabinetes de control.

*Boquillas terminales de los cables de energía.* Detéctense fugas de aceite por contraste.

*Cuchillas.* Véanse indicadores de posición, eslabones mecánicos de la posición de las cuchillas, dispositivo de operación manual, y evidencias de arqueo y calentamiento excesivo.

Para el caso de las subestaciones telecontroladas, sin operador, cuyo equipo requiere en ocasiones la necesidad de ser inspeccionado, puede proporcionarse solamente una iluminación general, de tipo horizontal, por medio de luminarias permanentes, y el grupo visitante deberá contar con equipo de iluminación portátil, para alumbrar adecuadamente las áreas de trabajo.

### 6.4.4 Control del alumbrado

El control del alumbrado puede ser manual o automático. Si la subestación tiene operador, el control del alumbrado se efectúa desde un tablero donde se localizan todos los apagadores. Si la subestación es de control automático o semiautomático, el control del alumbrado en algunas zonas como las bardas, se puede efectuar en forma automática, por medio de celdas fotoeléctricas.

### 6.4.5 Tipos de alumbrado

En una subestación, dependiendo de su magnitud, se puede utilizar, desde un simple sistema de alumbrado, hasta varios sistemas y desde simples luminarios de focos incandescentes y fluorescentes, hasta luminarios de alta intensidad de descarga.

En las instalaciones que ocupan grandes superficies de terreno se recomienda utilizar vapor de sodio para la iluminación del equipo exterior y lámparas fluorescentes para el alumbrado interior de los edificios de tableros.

En una subestación es normal utilizar tres tipos de alumbrados, a saber:

1. Alumbrado general.
2. Alumbrado de bardas.
3. Alumbrado interior del edificio de tableros.

#### 6.4.5.1 Alumbrado general

Entre los tres tipos de lámparas de alta intensidad de descarga más conocidos, como son vapor de mercurio, aditivos metálicos y vapor de sodio, se escoge esta última, porque de acuerdo con la Figura 6-4, que muestra la duración de una lámpara de 400 W para cada tipo de encendido presenta las siguientes ventajas respecto a las otras dos:

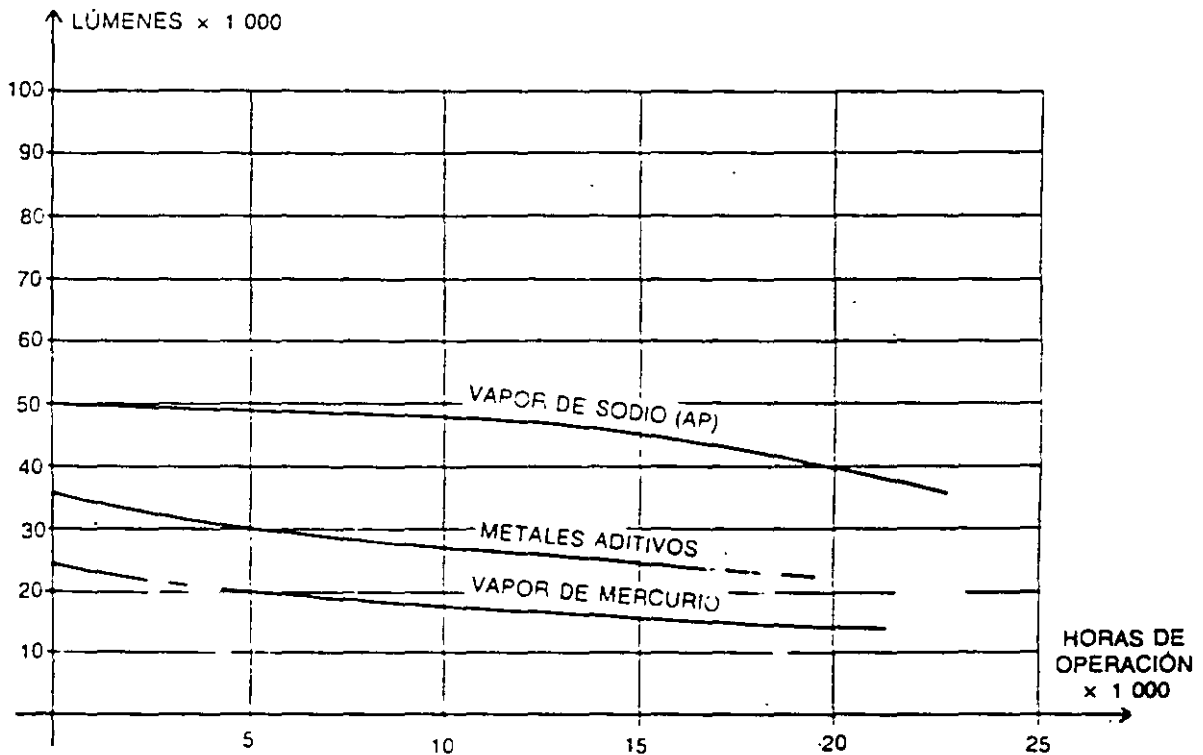


FIG. 6-4 Curvas de intensidad luminosa-tiempo

1. Proporciona mayor cantidad de lúmenes iniciales, y los mantiene a lo largo del tiempo de vida útil.
2. Posición de operación universal, ventaja de la que carece la lámpara de aditivos metálicos.
3. El tamaño de la lámpara es menor, lo que produce una fuente de tipo puntual que se controla mejor.

4. En la figura se observa una vida de 24 000 horas, que es del mismo orden que la lámpara de mercurio.
5. Es más económica, tanto en el costo inicial como en el de operación y mantenimiento.
6. La lámpara más adecuada, es la de 400 watts de vapor de sodio, de alta presión.
7. El sodio de alta presión produce un color amarillo anaranjado, como se observa en la Figura 6-5, valor monocromático que no representa un factor crítico para la visión del personal de la subestación.

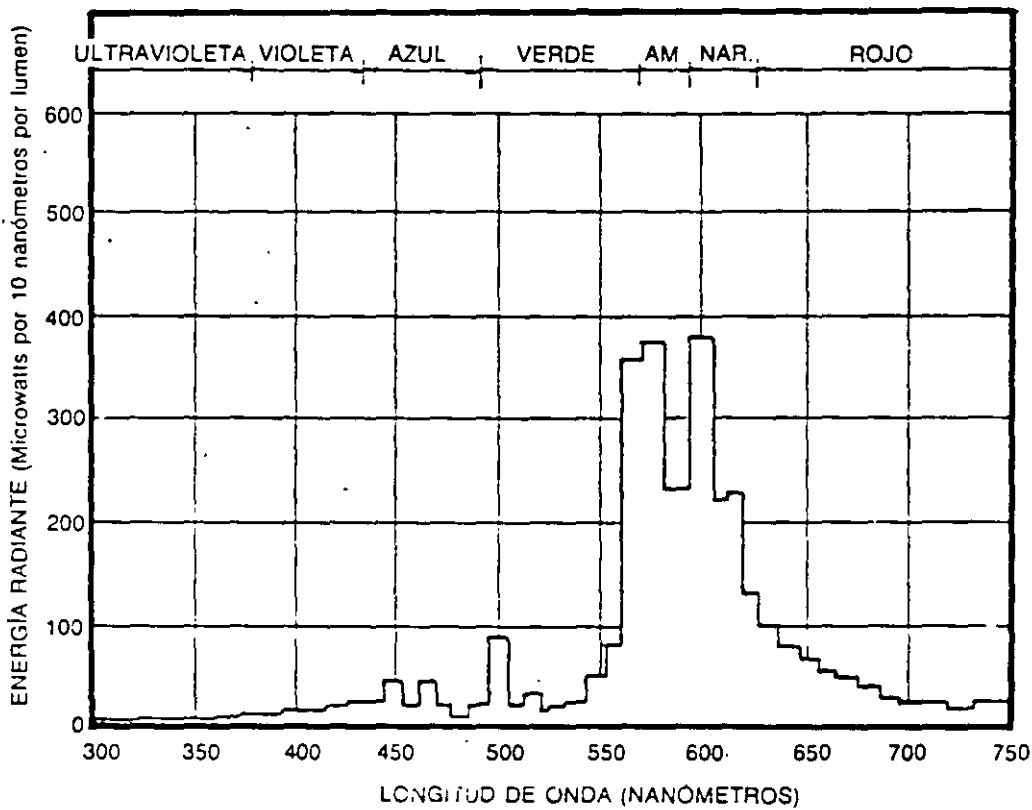


FIG. 6-5 Distribución del espectro de energía

En los países europeos, y debido a la tendencia actual de ahorro en el consumo de energía, las subestaciones telecontroladas sólo utilizan como alumbrado total en el exterior una serie de postes de unos 5 cm de diámetro y unos 3 metros de alto, instalados con separaciones de unos 15 metros, cada uno de ellos con dos tubos fluorescentes de 40 watts cada uno. Este alumbrado permanece normalmente apagado y se enciende al abrir la puerta principal de la subestación, donde se encuentra su interruptor.

En países en que por tener petróleo, el consumo de energía no es tan crítico, se tienen alumbrados con niveles promedio de 20 luxes.

Para llegar a un nivel promedio de 20 luxes y después de un estudio efectuado a las lámparas que se encuentran en el comercio, se llegó a la conclusión de que el nivel de partida para el diseño de un alumbrado debe incrementarse en un 40%, del cual la mitad corresponde a una disminución real con respecto a los datos proporcionados por los fabricantes. Este dato se obtuvo de acuerdo con una muestra tomada aleatoriamente, enviada al laboratorio fotométrico, llamado Independent Testing Laboratories, en Estados Unidos. El otro 20% se debe a las sombras que proyectan los equipos y que prácticamente no se pueden evitar.

Para la selección y localización de las luminarias se puede partir de las Figuras 5-2 y 5-4, donde se muestra la planta y elevación de dos módulos de 230 kV, con sus respectivos transformadores y la zona de 23 kV.

Para la iluminación de la subestación se acostumbra montar los luminarios sobre las estructuras, a 12 metros de altura, como se indica en la Figura 6-6 y repartidos de tal forma que se reduzcan las sombras al máximo.

De acuerdo con la Tabla 6-1, se puede escoger el haz más adecuado, según las necesidades.

Si se utiliza el primer valor de la tabla, la distancia de enfoque seleccionada es de  $2H$  (24 m), y se mide desde la base de la columna en que está montado el luminario, al punto enfocado sobre el suelo. En la Figura 6-7 se distinguen los tres luminarios en planta con su apertura horizontal trazada sobre la tercera parte del módulo de  $17.5 \times 60$  m por iluminar. El haz estrecho, además de ser poco eficiente, deja casi a oscuras la zona "A", lo cual hace que se descarte su uso.

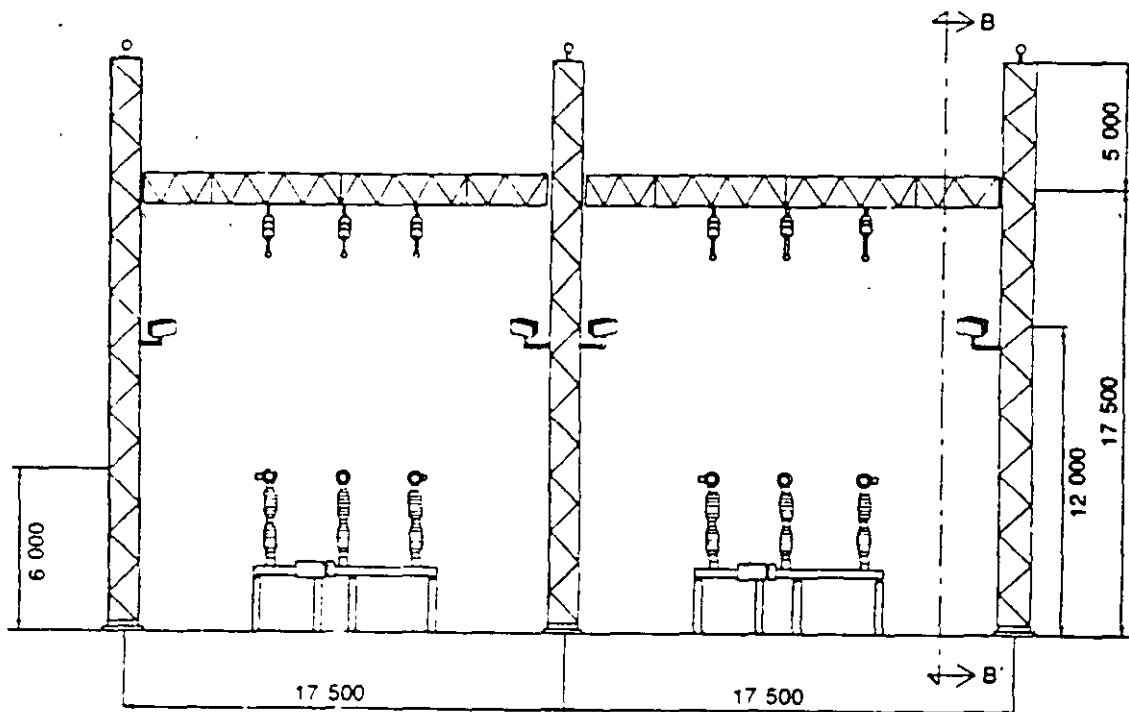


FIG. 6-6 Vista transversal de los módulos de 230 kV

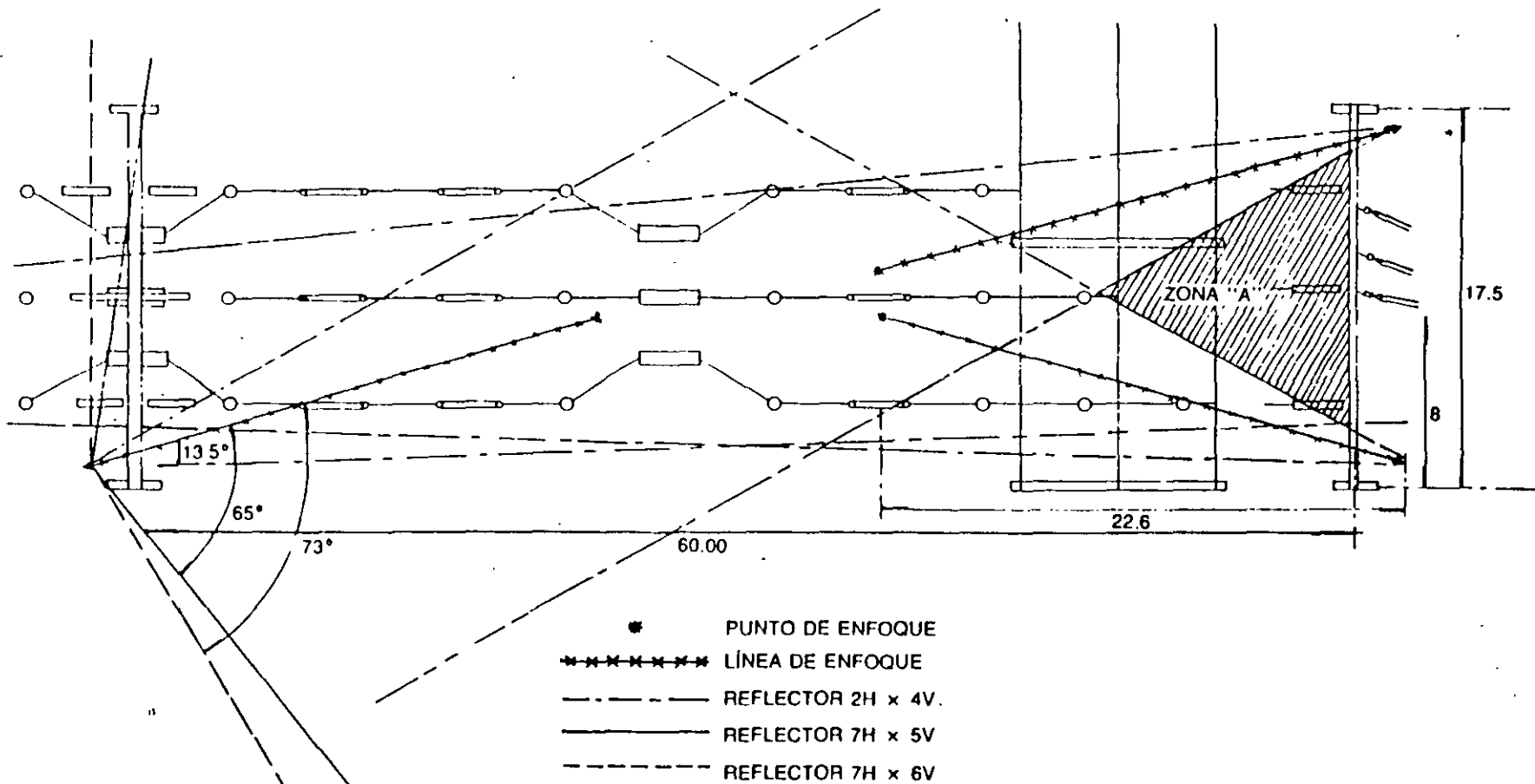


FIG. 6-7 Vista de planta de los haces horizontales de los tres reflectores (1/2 módulo de 230 kV)

TABLA 6.1 Datos de tres tipos de luminarios

Tipo luminario	Apertura del haz	Eficiencia del reflector	Eficiencia del haz	Lúmenes del haz
NEMA 2H x 4V	27° x 52°	63.3%	29.3%	14.656
NEMA 7H x 5V	130 x 93°	61.5%	50.6%	25.289
NEMA 7H x 6V	146 x 105°	56.6%	52.2%	26.078

Seleccionando entre los dos últimos valores, conviene utilizar el que haga incidir mayor densidad de lúmenes. En la Figura 6-8 se muestran los diferentes ángulos, horizontales y verticales que limitan el área iluminada por el proyector. Estos ángulos se transportan a las gráficas de la Figura 6-9 y 6-10 que pertenecen a los dos últimos luminarios, obteniéndose los siguientes lúmenes.

Luminarios	Lúmenes que inciden en el área
7H x 5V	16, 121
7H x 6V	12, 145

por lo que se debe seleccionar el 7 horizontal x 5 vertical.

DISTANCIAS				ÁNGULOS	
AC = 130.0 m.	GN = 7.07 m	L'N = 4.74 m	JF = 174.34 m	MFO = 15.15°	JFO = 19.9°
AG = 45.0 m	AL' = 41.58 m	IO = 4.12 m	JK = 15.24 m	MFA = 66.8°	JFD = 17.9°
NO = 24.0 m	AM = 39.45 m	BO = 32.0 m	KC = 14.23 m	HFO = 10.1°	IFO = 10.0°
BE = 45.0 m	CD = 45.0 m	EO = 13.0 m	KN = 189.19 m	HFB = 38.0°	IFE = 15.56°
GE = 27.6 m	L'M = 13.15 m	HO = 10.66 m	KF = 189.57 m	KFO = 20.5°	LFO = 63.5°
BH = 30.36 m	MO = 15.59 m	FO = 26.8 m	AB = 27.6 m	KFC = 1.8°	LFG = 12.0°
BF = 47.22 m	MN = 8.41 m	JD = 63.23 m	BC = 162.4 m		
HN = 34.12 m	L'O = 28.74 m	JN = 173.93 m	ED = 162.4 m		
Hg = 3.16 m					

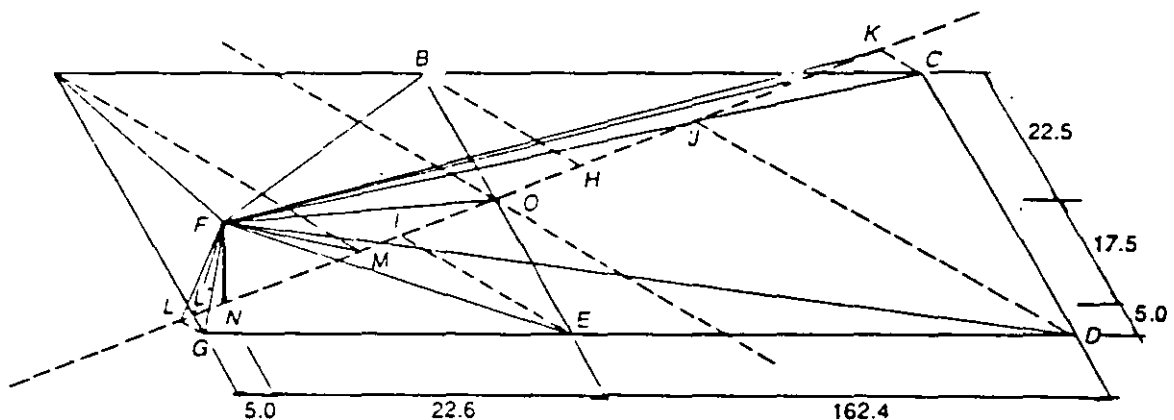


FIG. 6-8 Ejemplo de delimitación del área iluminada por el proyector (2 módulos)

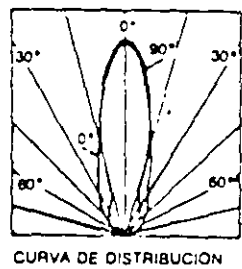
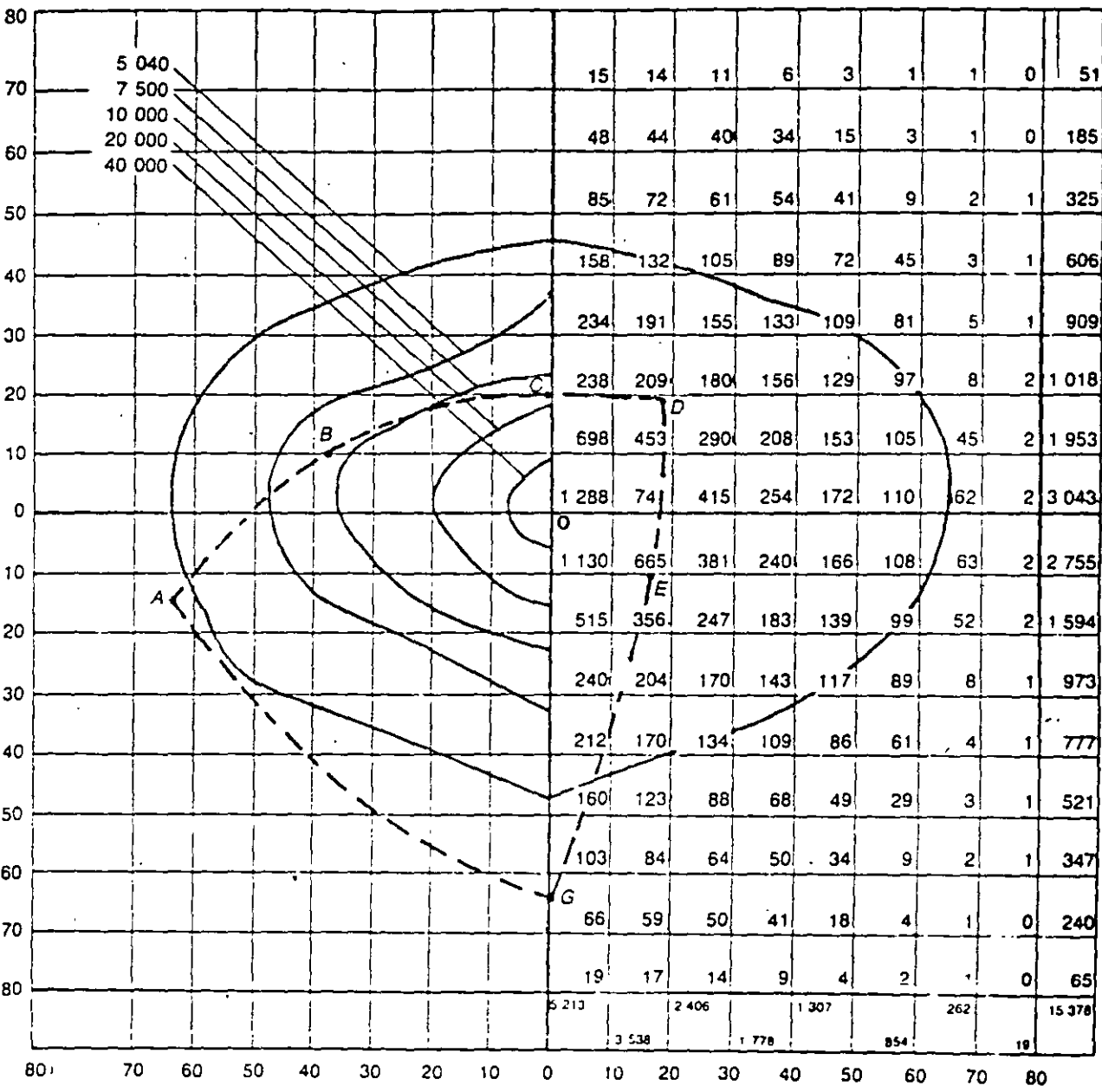
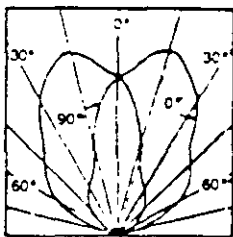
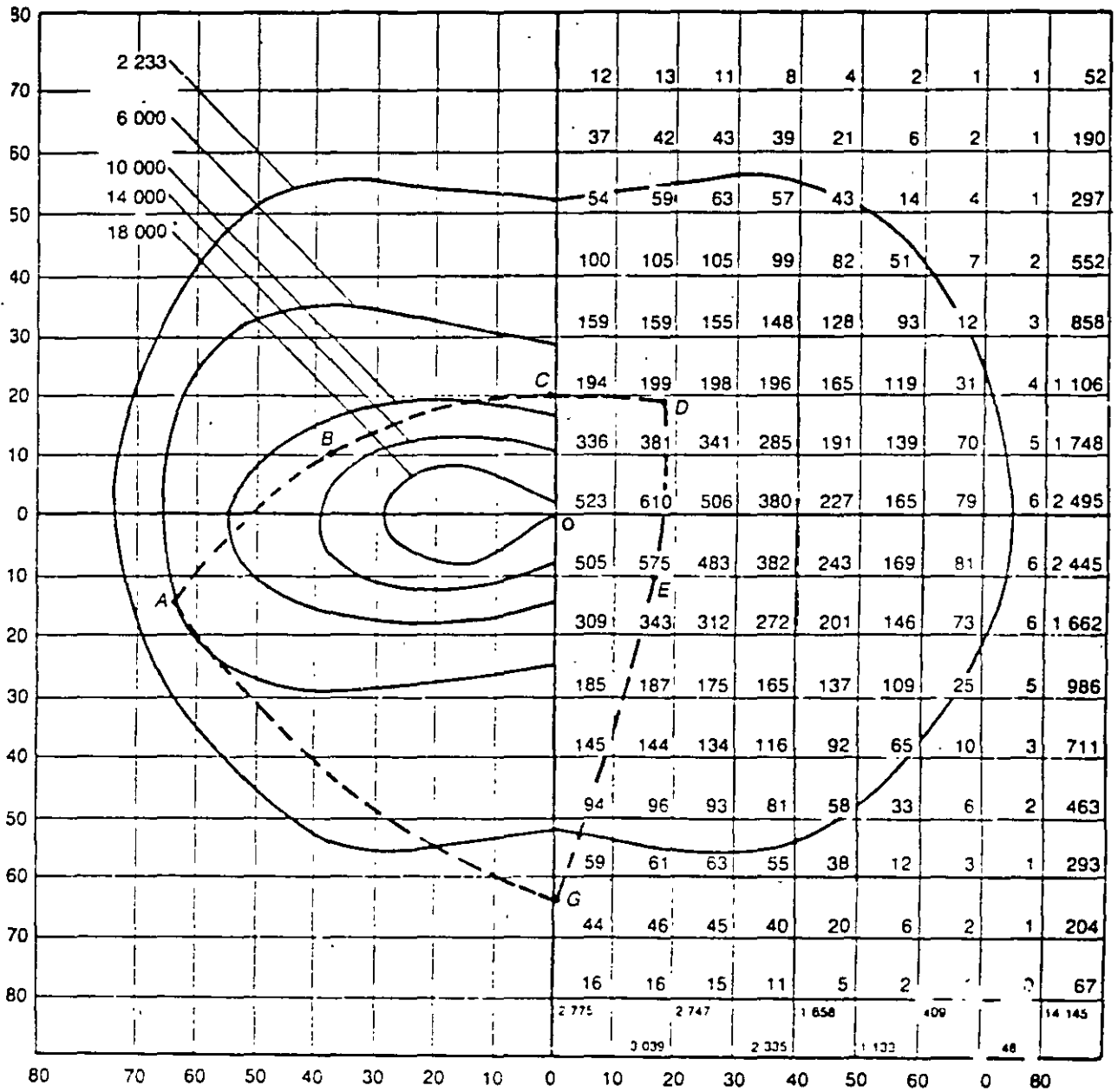


FIG. 6-9 Carta isocandela proyector 7H x 5V sodio alta presión de 400 W



CURVA DE DISTRIBUCIÓN

FIG. 6-10 Carta isocandela proyector 7H. x 6V sodio alta presión de 400 W



Para el alumbrado se considera la superficie de dos módulos, con pasillos laterales de 5 metros. Los lúmenes del haz (última columna) se obtienen sumando la densidad de lúmenes en el área y multiplicándola por el número de luminarios. Como éste último dato varía ligeramente con el ángulo de proyección del haz, y suponiendo que se han instalado 24 luminarios, el valor promedio de densidad de los lúmenes es de 17.000. Valor que se ha obtenido a partir de la Tabla 6-2.

TABLA 6.2 Valor promedio de intensidad luminosa

Reflectores	Lúmenes incidentes en el área considerada	Coefficiente de utilización del luminario
1, 4, 21, 24	16 121	0.524
2, 3, 22, 23	16 891	0.549
6, 7, 18, 19	17 735	0.576
10, 11, 14, 15	17 125	0.557
5, 8, 17, 20	18 350	0.596
9, 12, 13, 16	17 960	0.584

Por lo que el valor total de los lúmenes incidentes en el área de dos módulos es de:

$$17\ 000 \times 24 = 408\ 000 \text{ lúmenes}$$

El área de los dos módulos es, de acuerdo con la Figura 5-4, de:

$$\begin{aligned} A &= (17.5 + 17.5 + 5 + 5) \times (60 \times 3 + 5 + 5) \\ &= 45 \times 190 \\ &= 8\ 550 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

El nivel luminoso promedio resultante (*NLP*) sobre el plano horizontal, se calcula a partir de los lúmenes incidentes en el área, del factor de mantenimiento (*FM*) y de la propia área, o sea:

*FM* = Depreciación de la lámpara en lúmenes  $\times$  depreciación del luminario por suciedad.

Estos factores se obtienen a partir de tablas en manuales de iluminación.

$$FM = 0.9 \times 0.8 = 0.72$$

*NLP* = Nivel luminoso promedio.

$$NLP = \frac{\text{Lúmenes en el área} \times FM}{\text{Área}}$$

$$NLP = \frac{408\ 000 \times 0.72}{8\ 550} = 34 \text{ luxes}$$

Como este valor sobrepasa el valor mínimo que indican las normas, que es de 22 luxes, se podría usar menos luminarios para reducir el nivel, pero se perdería uniformidad y aumentarían las sombras. También se podría volver a efectuar el diseño, usando lámpara de 250 watts, pero aumentaría el número de lámparas afectando el costo. Por otro lado, como las subestaciones están en áreas muy contaminadas, a veces es conveniente permitir un cierto margen en el diseño.

El diseño modular del alumbrado permite en las ampliaciones futuras de la subestación instalar el alumbrado nuevo sin modificar el existente y con la misma cantidad de luminarios, de la misma capacidad y en los mismos puntos de cada módulo nuevo que se instale.

El nivel lumínico para superficies verticales debe tener un valor mínimo, según normas, de 54 luxes. El procedimiento de cálculo es semejante al sistema horizontal. Para el caso de las subestaciones automatizadas y, en algunos casos, las operadas manualmente, este tipo de iluminación puede proporcionarse mediante el uso de equipo portátil. Aunque este proyecto está basado en el uso de equipo portátil, se pueden calcular los niveles verticales en algunos puntos, como se indica en la Figura 6-11, en cuya tabla se muestran las alturas y la intensidad de iluminación en cada punto. Las intensidades de iluminación se deben multiplicar por el factor  $FM = 0.72$  y considerar en esta forma el valor promedio mantenido a lo largo de la vida útil de los luminarios.

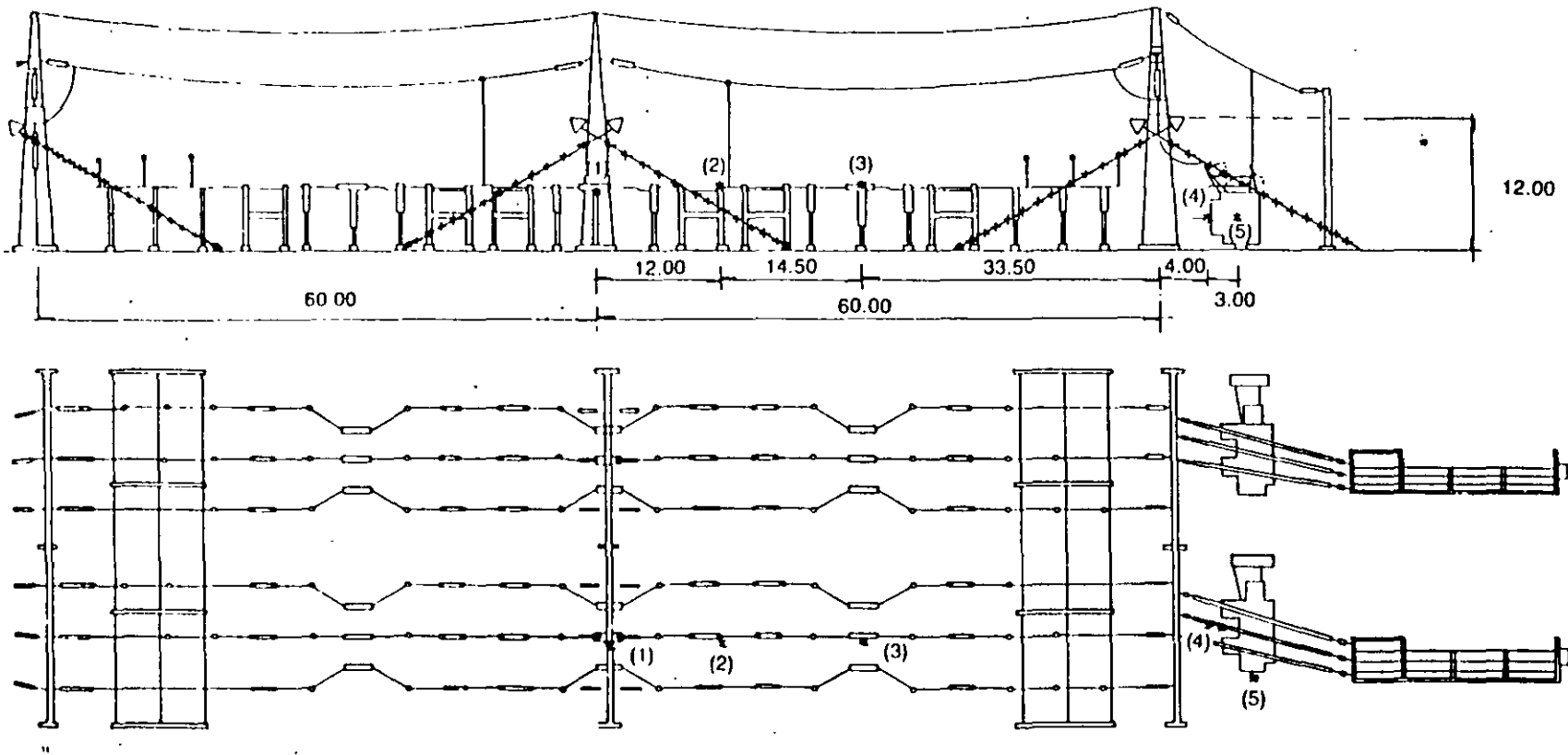
Costo. En el sistema de vapor de sodio de alta presión, por medio de estudios económicos, se ha concluido que: el costo inicial es un 19% menor que el sistema de vapor de mercurio, ya que el número de luminarios para igual área es menor y además todos son de 400 watts.

El costo de operación es de un 32% más económico, debido al menor consumo de energía eléctrica, por ser unidades más eficientes.

#### 6.4.5.2 Alumbrado de bardas

En las subestaciones sin personal conviene tener un alumbrado en las bardas que encienda en forma automática, por medio de celda. La cantidad de luminarios depende de la longitud de las bardas, con la instalación de dos proyectores de haz estrecho sobre el mismo poste y dirigidos a  $180^\circ$  uno del otro. Se pueden usar luminarios de 400 W 220 V, de sodio, alta presión, montados según se indica en la Figura 6-12, que para una subestación de 4 módulos con un área de  $200 \times 100$  m tendrá un perímetro de bardas de aproximadamente 600 m. Instalando un poste cada 100 m y considerando dos luminarios por poste, se tienen  $6 \times 2 = 12$  luminarios de 400 watts lo cual solicita  $400 \times 12 = 4\ 800$  watts en el circuito, repartiéndose  $\frac{4\ 800}{3} = 1\ 600$  watts/fase.

O sea, a partir del tablero, cada fase recibe 1 600 watts, como se indica en el cuadro de carga del alumbrado.



PUNTO	1	2	3	4	5
ALTURA SOBRE EL PISO (m)	6.00	6.00	6.00	2.50	2.50
ILUMINACIÓN (LUXES)	30	28	14	18	31

FIG. 6-11 Iluminación en superficies verticales de trabajo (Cálculo punto por punto)

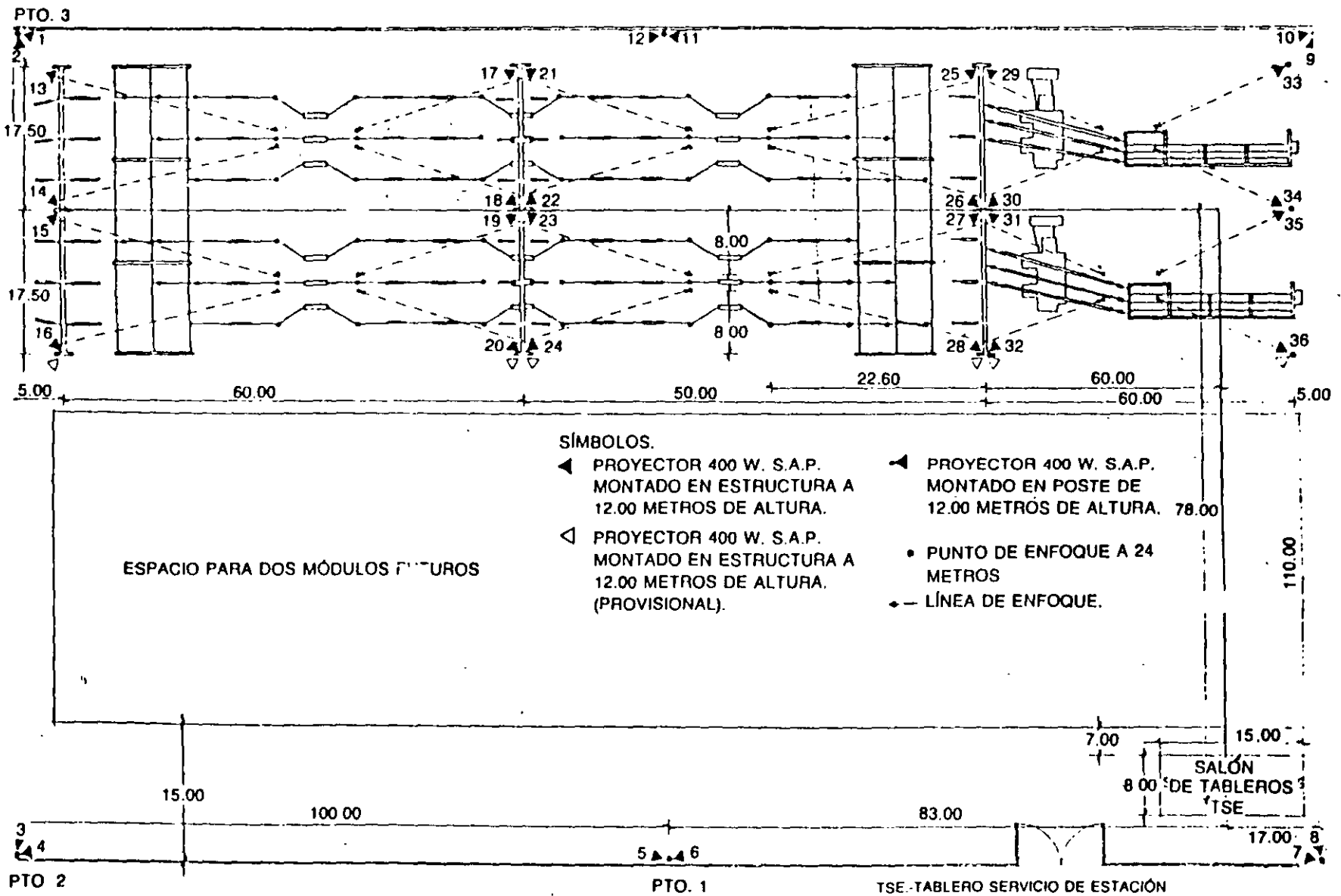


FIG. 6-12 Instalación de los luminarios en una subestación de 230/23 kV

**6.4.5.3 Alumbrado del edificio de tablero**

Este alumbrado se proyecta con unidades fluorescentes, de 2 × 40 watts × lumina-  
rio, repartido en la forma siguiente:

- a) Sala de tableros. Se pueden instalar 4 hileras de 15 unidades cada una, co-  
nectadas a 2 circuitos diferentes del tablero de alumbrado, de tal manera que  
cada circuito tiene 2 400 watts.
- b) Sala de baterías. Se utilizan tres luminarios incandescentes de 200 watts cada  
uno, del tipo a prueba de explosión.
- c) Cuarto de baño. Se instalan dos luminarios de tipo incandescente de 100  
watts cada uno.
- d) Cuarto de comunicaciones e hilopiloto. Se utilizan 3 unidades fluorescentes  
de 2 × 40 watts.

A continuación se construye el cuadro de cargas para el alumbrado, para lo  
cual, primero se calcula la distancia *L* a los centros de carga de cada circuito. Como  
ejemplo, se puede tomar el circuito uno, y partiendo de la Figura 6-12, se miden las  
siguientes distancias:

Punto	Distancia en m (del tablero a la luminaria)	Carga en watts
1	83	800
2	183	800
3	293	800

La fórmula utilizada para la distancia al centro de gravedad de la carga es:

$$L = \frac{W_1 \times L_1 + W_2 \times L_2 + W_3 \times L_3}{W_1 + W_2 + W_3}$$

Donde los índices 1, 2 y 3 denominan la potencia y la distancia de cada punto al  
tablero alimentador.

$$\begin{aligned} L_1 &= \frac{800 \times 83 + 800 \times 183 + 800 \times 293}{800 + 800 + 800} \\ &= \frac{800 (83 + 183 + 293)}{3 \times 800} \\ &= 186 \text{ m} \end{aligned}$$

En la misma forma se hace para los demás circuitos, obteniéndose:

$$L_2 = \frac{800 (17 + 127 + 227)}{3 \times 800} = 123 \text{ m}$$

$$L_3 = \frac{800 (197 + 197 + 257)}{3 \times 800} = 217 \text{ m}$$

$$L_4 = \frac{800 (137 + 137 + 104)}{3 \times 800} = 216 \text{ m}$$

$$L_5 = L_3 = 217 \text{ m}$$

$$L_6 = L_4 = 126 \text{ m}$$

$$L_7 = L_8 = \frac{1\,200 (20 + 20)}{2 \times 1\,200} = 20 \text{ m}$$

Con los datos anteriores se calcula la sección de los conductores de cada circuito trifásico, en función de la corriente y la regulación de tensión. La corriente en cada fase del circuito está dada por la fórmula:

$$I_F = \frac{W'}{\sqrt{3} E_F \cos \phi}$$

donde:

$W'$  = Carga eléctrica total del circuito, en watts

$E_F$  = Tensión entre fase en volts

$I_F$  = Corriente por fase, en amperes

$\cos \phi$  = Factor de potencia que, para simplificar el ejemplo, se puede considerar igual a la unidad. En realidad se debe utilizar el valor dado por el fabricante

$$I_F = \frac{2\,400}{1.73 \times 220 \times 1.0} = 6.3 \text{ amperes}$$

por otro lado, la regulación se obtiene a partir de la fórmula:

$$R\% = \frac{2LI}{SE_v}$$

donde:

- $R\%$  = Regulación de tensión, en por ciento  
 $E_N$  = Tensión de fase a neutro, en volts  
 $L$  = Distancia desde el tablero de alumbrado al centro de carga del circuito de que se trate, en metros  
 $I$  = Corriente por fase del circuito, en amperes  
 $S$  = Sección transversal del conductor en  $\text{mm}^2$

y como lo que interesa es hallar la sección del conductor, se despeja  $S$  y se obtiene:

$$S = \frac{2LI}{E_N \times R\%}$$

Fórmula mediante la cual se obtiene la sección de un conductor en función del porcentaje de regulación de tensión.

Sustituyendo los datos anteriores, se obtienen las secciones de cada uno de los circuitos, del 1 al 8 y a continuación se indica la equivalencia en calibre AWG.

Circuito 1

$$S_1 = \frac{2 \times 186 \times 6.3}{\frac{220}{\sqrt{3}} \times 3} = 6.2 \text{ mm}^2 \text{ equivalente al calibre No. 8}$$

Circuito 2

$$S_2 = \frac{2 \times 123 \times 6.3}{127 \times 3} = 4.0 \text{ mm}^2 \text{ equivale al calibre No. 10}$$

Circuitos 3 y 5

$$S_{3,5} = \frac{2 \times 217 \times 6.3}{127 \times 3} = 7.2 \text{ mm}^2 \text{ equivale al calibre No. 8}$$

Circuitos 4 y 6

$$S_{4,6} = \frac{2 \times 126 \times 6.3}{127 \times 3} = 4.2 \text{ mm}^2 \text{ equivale al calibre No. 10}$$

Circuitos 7 y 8

$$S_{7,8} = \frac{2 \times 20 \times 6.3}{127 \times 3} = 0.66 \text{ mm}^2 \text{ equivale al calibre No. 14}$$

CUADRO DE CARGAS DEL ALUMBRADO

No. del circuito	No. de luminario	Fases			No. de conductores y calibre AWG	Distancia al centro de gravedad de la carga en m	Alumbrado de:
		AB	BC	CA			
1	1	400	400	400	3 × 8	186	Bardas
	2						
	3						
	4	400					
	5	400					
	6	400					
2	7	400	400	400	3 × 10	123	Bardas
	8						
	9	400					
	10	400					
	11	400					
	12	400					
3	13	400	400	400	3 × 8	253	General Módulo 1
	14						
	17	400					
	18	400					
	21	400					
	22	400					
4	25	400	400	400	3 × 10	160	General Módulo 1
	26						
	29	400					
	30	400					
	33	400					
	34	400					
5	15	400	400	400	3 × 8	253	General Módulo 2
	16						
	19	400					
	20	400					
	23	400					
	24	400					
6	27	400	400	400	3 × 10	160	General Módulo 2
	28						
	31	400					
	32	400					
	35	400					
	36	400					
7	Fila 1	400	400	400	3 × 14	20	Interior Sala Tableros. Hileras 1 y 2
	Fila 2	400	400	400			
8	Fila 3	400	400	400	3 × 14	20	Interior Sala de tableros. Hileras 3 y 4
	Fila 4	400	400	400			



Este último sería un calibre número 18, pero por reglamento el calibre mínimo debe ser del número 14 AWG.

Calculados los calibres de todos los circuitos, se anotan en el cuadro de cargas que se incluye a continuación.

Como se observa en el citado cuadro, en él se vacían todos los circuitos de alumbrado, se reparten los luminarios entre las tres fases, para balancear las cargas, se mide a escala la distancia de que se trate, se indican el calibre y el número de conductores de cada circuito. Al final se suman todas las cargas de cada fase, que en el caso particular del ejemplo, se reparten exactamente entre cada par de fases.

Finalmente, se puede observar que los calibres son diferentes a pesar de que las cargas por circuito y por fase son iguales. Esto se debe a que las distancias entre el tablero de alumbrado y los luminarios son diferentes.

## 6.5 SISTEMA CONTRA INCENDIO

En una subestación existen varios puntos en donde se puede producir un incendio. Estos lugares pueden ser: Edificio de tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores de corriente y transformadores de potencial y principalmente en los transformadores de potencia, por lo cual se hace necesario contar con protecciones contra incendio, localizadas en diversas zonas clave de la subestación.

### 6.5.1 Sistemas de protección

En las instalaciones eléctricas se pueden utilizar diferentes métodos de protección contra incendio, entre los cuales se tienen los siguientes:

1. Separación adecuada entre transformadores.
2. Muros separadores, no combustibles, entre transformadores.
3. Fosas.
4. Sistemas fijos, a base de polvo químico seco.
5. Sistemas fijos, a base de halón.
6. Sistemas fijos, a base de dióxido de carbono.
7. Sistemas fijos, a base de agua pulverizada.

La instalación de un sistema contra incendio en una subestación se puede considerar repartido en dos zonas principales:

- a) Área de la subestación, menos la zona de los transformadores.
- b) Área de los bancos de transformadores.

En el primer caso, se utiliza una serie de extinguidores portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan sobre diversas columnas de

las estructuras de las áreas de alta y baja tensión, así como dentro del edificio principal de tableros. La cantidad de estas unidades es variable y depende del área que abarque la subestación en cuestión.

En el segundo caso, que trata de la protección de los transformadores de potencia, se encuentra el área más peligrosa por la gran cantidad de aceite que contienen los tanques de éstos.

En caso de un cortocircuito, la energía desarrollada por éste, gasifica el aceite interno produciendo una onda de presión, o bien, un arco que por sí mismo puede reventar el tanque, originando un chorro de aceite en combustión. A continuación del chorro de aceite, se produce el vaciado de todo el aceite en proceso de combustión.

Para reducir al máximo los efectos anteriores, primero se considera que la duración del cortocircuito es muy breve, por la rapidez con que actúa la protección eléctrica del sistema, y segundo, una vez que cesa el proceso de arqueo, continúa ardiendo el aceite, tanto el que sigue escurriéndose como el que ya está depositado en el suelo. Para eliminar este incendio, se puede utilizar cualquiera de los métodos señalados anteriormente.

**6.5.1.1 Separación entre los bancos de transformadores**

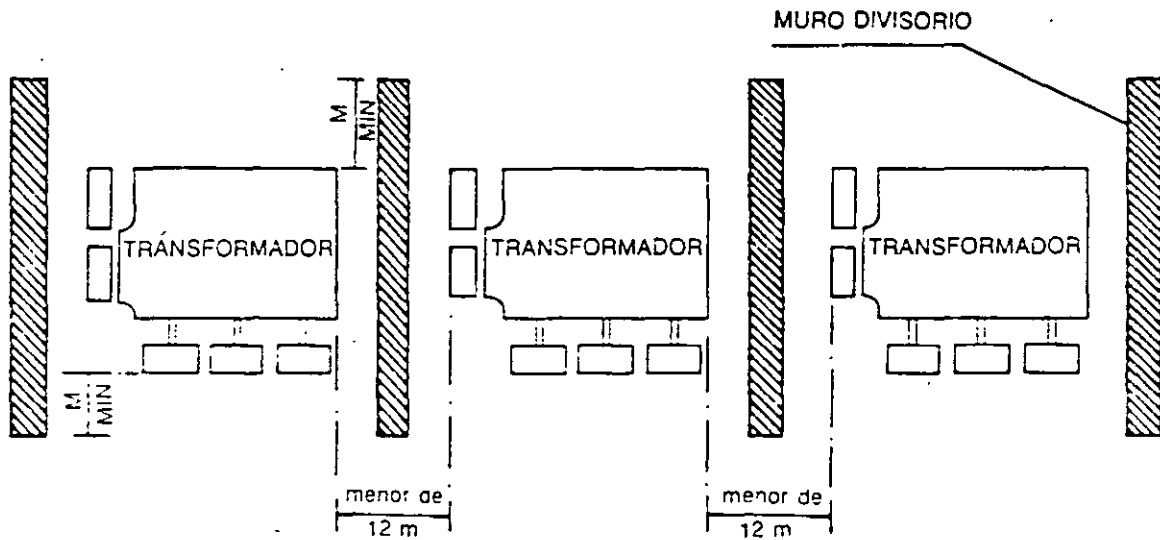
Se considera que una separación entre transformadores de 8 metros como mínimo, es suficiente para evitar la propagación del fuego a los demás aparatos. Esta distancia debe crecer a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

**6.5.1.2 Muros no combustibles**

Este sistema de protección consiste en la instalación de muros de material no combustible entre los transformadores, como puede verse en las Figuras 6-13 y 6-14, con el fin de proteger del incendio a otras unidades adyacentes al transformador que se

Capacidad del transformador	Cantidad de transformadores	Distancia libre entre transformadores	Necesidades de muro
30 MVA	2 o mas	mayor 12 m menor 12 m	No Sí
50 MVA	2 o mas	mayor 12 m menor 12 m	No Sí
100 MVA o mas	2 o mas	mayor 12 m menor 12 m	No Sí

FIG. 6-13 Distancia entre transformadores para muros divisorios



NOTA. Los muros verticalmente deben de sobresalir como mínimo 1.5 m de la tapa superior del transformador.

FIG. 6-14 Dimensiones de muros

esté quemando. En la primera figura se muestra el caso en que se requieren los muros divisorios, y en la segunda, se fijan las dimensiones y la separación entre dichos muros.

Los muros deben tener una altura que sobrepase en 1.50 metros a la altura de la tapa del transformador. La longitud horizontal debe sobresalir unos 60 centímetros de la longitud horizontal del transformador, incluyendo los radiadores.

### 6.5.1.3 Fosas

Otro método es la construcción de una fosa debajo de cada transformador, de un volumen igual al del aceite encerrado en el tanque. El fondo de la fosa debe estar en contacto directo con la tierra, para que el agua de la lluvia sea absorbida por ésta, mientras que el aceite no. La fosa se llena de piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión, apagando el incendio. Dicha fosa no debe tener drenaje para evitar contaminar con aceite la red de drenaje. En caso de llenarse de aceite la fosa, y una vez apagado el incendio, se extrae con una bomba. Este es un sistema contra incendio muy utilizado en Europa, por lo económico.

### 6.5.1.4 Polvo químico

Este sistema consiste en un recipiente que almacena polvo, una red de tuberías provistas de toberas a través de las cuales se descarga el polvo, impulsado por la presión de un gas inerte, sobre la zona que se trata de proteger.

El polvo es un compuesto de partículas formadas por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclados con un material especial que evita la formación de grumos.

Este sistema no debe utilizarse en aquellas partes de un equipo eléctrico que sean delicadas, ya que los residuos del polvo pueden afectarla.

Además de los sistemas fijos que se están mencionando, conviene instalar un sistema portátil formado por un carro, sobre el cual se monta un extinguidor de polvo químico con 68 kilogramos de capacidad, y que se utiliza para combatir fuegos menores fuera del alcance del sistema fijo. Conviene instalar un carro por cada dos transformadores.

#### **6.5.1.5 Sistema a base de halón**

Consiste en un recipiente que contiene el agente extinguidor, halón presurizado con nitrógeno. La expulsión del halón se efectúa por medio de las toberas de descarga, localizadas sobre la zona de riesgo.

El halón es un hidrocarburo halogenado, con una densidad de unas 5 veces mayor que la del aire, es incoloro, inodoro, inhibe la combustión, no es conductor eléctrico, no es tóxico y no deja residuos sobre las superficies que actúa. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el del dióxido de carbono y puede ser utilizado en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10%.

#### **6.5.1.6 Sistema con base en dióxido de carbono**

Las instalaciones fijas de dióxido de carbono consisten en un tanque de almacenamiento y en una red de tuberías rematadas en una serie de toberas, dirigidas hacia los aparatos que se trata de proteger.

El dióxido de carbono es un gas incoloro, inodoro e inerte con densidad 50% mayor que la del aire. No conduce la electricidad. Al pasar de líquido a gas se expande 450 veces, enfriando y sofocando el incendio. No deja residuos en las superficies. El mismo gas produce la presión de descarga en las toberas. No se debe usar en áreas cerradas donde exista personal, para evitar el peligro de asfixia.

#### **6.5.1.7 Sistema con base en agua pulverizada**

Es el sistema más utilizado para la protección de transformadores. Consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua finamente pulverizada abarca toda la superficie de cada transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y una bomba, o bien, por medio de una instalación hidroneumática.

El agua, como agente de extinción de incendios, se viene usando desde hace mucho tiempo, debido a sus propiedades de enfriamiento y sofocación, dilución y emulsión. A continuación se amplían estos conceptos.

*Extinción por enfriamiento.* Por su alto calor específico, el agua tiene gran capacidad de enfriamiento. Al entrar en contacto con un material en combustión, absorbe calor por la transformación del agua en vapor. Al dividirse la masa líquida en partículas finas, se aumenta y se facilita la evaporación. Por otro lado, conviene que las partículas sean lo suficientemente pesadas para que al ser proyectadas puedan vencer la resistencia del aire, la gravedad y el tiro térmico del aire cerca del incendio.

*Extinción por sofocamiento.* Esto sucede cuando las partículas de agua son transformadas en vapor, aumentando su volumen aproximadamente unas 1 700 veces. El gran volumen generado, desplaza un volumen igual del aire que rodea al fuego, sofocándolo.

*Extinción por emulsión.* La emulsión se produce cuando el agua pulverizada es arrojada con fuerza contra una superficie de aceite u otro material viscoso, produciéndose una emulsión aceite-agua.

La emulsión con líquidos de baja viscosidad es breve y se mantiene mientras el agua se sigue aplicando, lo que a su vez produce vapor de agua sobre la superficie del líquido inflamado.

*Extinción por disolución.* Este sistema de extinción sólo se produce en el caso en que los materiales inflamables sean solubles en el agua, cosa que no ocurre en el caso de incendio del aceite de un aparato eléctrico.

Por lo que respecta al suministro de agua, las opciones más usadas en subestaciones son:

- 1 Tanque hidroneumático de operación automática.
- 2 Cisterna y unidad de bombeo con motor diesel de operación automática.

El primer caso forma un sistema sumamente seguro, simple, y requiere poco mantenimiento, además de no requerir arranques periódicos para tener el sistema a punto de operación.

El segundo caso requiere tener buena vigilancia en la existencia de combustible del motor diesel y la carga de los acumuladores, y hacer pruebas frecuentes para asegurar la disponibilidad del equipo en los casos de emergencia. Además, se requiere una reserva de agua mucho mayor que se almacena en un tanque abierto o cisterna.

Por ser el primer caso, uno de los más utilizados, a continuación se muestra un ejemplo a lo largo del cual se dimensionan las principales partes del sistema.

#### 6.5.1.8 Proyecto de un sistema de agua pulverizada, con tanque hidroneumático

Como punto de partida se expresan las consideraciones basadas en los reglamentos y normas que rigen los sistemas contra incendio en subestaciones, a saber:

1. Cada transformador se rodea de un sistema de tuberías fijas provisto de toberas, para pulverizar el agua.
2. El sistema es de operación manual y automática.
3. El suministro del agua se efectúa con tanque hidroneumático.
4. En el sistema se instalan detectores de calor del tipo termoelectrico que proporcionan la señal de un relevador auxiliar que, a su vez, desconecta el transformador y dispara la válvula de diluvio, que controla el agua del tanque hidroneumático a las toberas, y además energiza la alarma.

*Determinación del volumen de agua del tanque hidroneumático.* Primero se calcula el área de la superficie expuesta del transformador, a partir del dibujo de dimensiones exteriores de éste.

Si se considera una unidad de 100 MVA a 230/85 kV, la superficie expuesta es de 210 m<sup>2</sup> aproximadamente, considerando incluidos los radiadores y el tanque conservador. Con este dato y la densidad de lluvia, que se recomienda sea de un orden entre 8 y 30 l/min/m<sup>2</sup>, se determina el gasto de agua a partir de la fórmula:

$$Q = S \cdot C$$

En donde:

$Q$  = Gasto total de agua en l/min.

$S$  = Superficie expuesta = 210 m<sup>2</sup>.

$C$  = Densidad de la lluvia = 12 l/min/m<sup>2</sup>.

Sustituyendo valores:

$$Q = 210 \times 12 = 2\,566 \text{ l/min.}$$

*Determinación de la cantidad de toberas.* Las toberas, por estar a la intemperie, deben tener una presión de descarga aproximadamente de 2.1 kg/cm<sup>2</sup> con objeto de que las corrientes de aire no desvien la descarga del agua pulverizada.

Para calcular el gasto de descarga de las toberas para dicha presión, se utiliza la tabla de la Figura 6-15.

En donde, para la presión de 2.1 kg/cm<sup>2</sup>, se tiene una descarga de 1.92 l/s. Para encontrar el número de toberas se utiliza la fórmula:

$$N_T = \frac{Q}{Q_i}$$

Presión kg/cm <sup>2</sup>	0.7	1.4	2.1	2.8	3.5	4.2	4.9	5.6	6.3	7.0
Gasto l/seg	1.24	1.64	1.92	2.16	2.35	2.54	2.70	2.85	2.98	3.10

FIG. 6-15 Tabla presión-gasto

donde:

- $N_T$  = Número de toberas.
- $Q$  = Gasto total de agua = 2 566 l/min.
- $Q_i$  = Gasto de agua por tobera = 1.92 l/s.

o sea:

$$N_T = \frac{2\,566}{60 \times 1.92} = 22 \text{ toberas}$$

Cálculo del diámetro de las tuberías. Considerando el arreglo mostrado en la Figura 6-16 y considerando las dimensiones del transformador, se procede a determinar los diámetros de las tuberías, de acuerdo con la fórmula:

$$d = \sqrt{\frac{Q_n \times 1\,000}{0.785 \times V}}$$

donde:

- $d$  = Diámetro interior en cm
- $Q_n$  = Gasto de agua en l/seg en cada tramo
- $V$  = Velocidad del agua en cm/s

En el manual de la "National Fire Protection Association" (NFPA), se recomienda que la velocidad del agua en sistemas contra incendio no debe ser menor de 3 m/s. Para este cálculo se considera una velocidad de 4 m/s.

A partir de la fórmula anterior, se determinan los diámetros de las tuberías para los diferentes tramos indicados en la Figura 6-16. Se comparan con los diámetros de las tuberías comerciales de cédula 40 y se selecciona el diámetro comercial inmediato superior al valor calculado.

Para evitar tener gran variedad de diámetros se debe procurar escoger un mínimo de ellos en el orden del menor al mayor. Como se observa en la Figura 6-17, en los transformadores se instalan dos anillos de tubería del mismo diámetro, con 22 toberas en total, que inyectan el agua en forma de niebla, con una eficiencia tal que a los 20 segundos se debe considerar extinguido el incendio de un transformador de tipo medio, o sea de unos 60 MVA.

Para el ejemplo de la figura, los diámetros de las tuberías son los siguientes:

Tramo	Diámetro en mm
AB	51
BC	51
CD	51

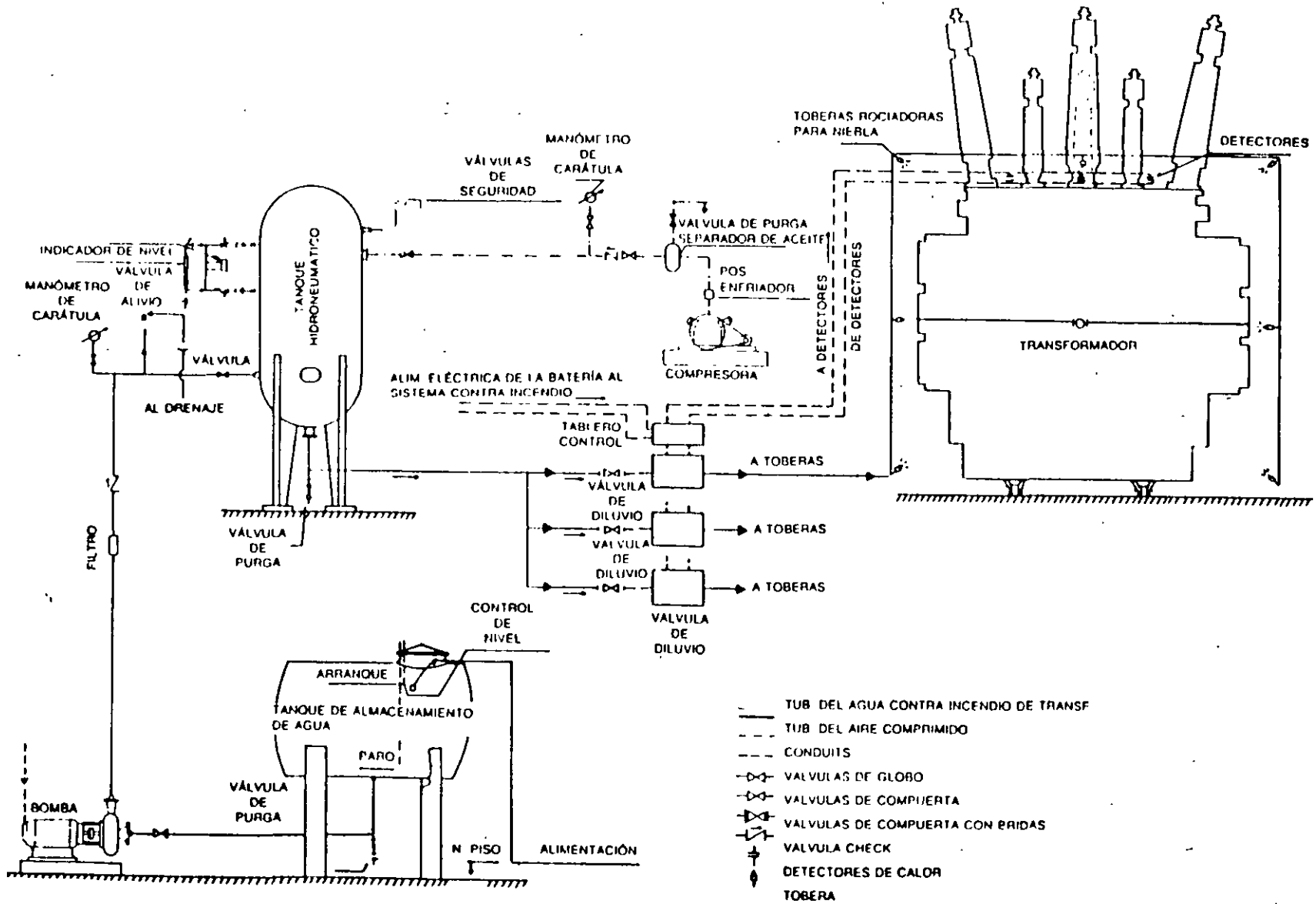


FIG. 6-16 Diagrama general del sistema automático contra incendio para transformadores



Tramo	Diámetro en mm.
DE	51
EF	51
FG	76
GH	102

El cálculo hidráulico, de acuerdo con el manual de la NFPA, da una caída de presión de 2.97 kg/cm<sup>2</sup>.

*Distribución de las toberas.* Efectuando el cálculo hidráulico y obtenidos los diámetros finales, se procede a distribuir las toberas de manera que la inyección de niebla cubra completamente al transformador.

*Diseño del tanque hidroneumático.* El volumen de agua para apagar el incendio, de acuerdo con las normas de la "National Board of Fire Underwriters" (NBFU), debe ser suficiente para abastecer de agua al sistema, durante por lo menos cinco minutos. El volumen se obtiene de la fórmula:

$$V = Q \times t$$

donde:

- V = Volumen de agua requerido en m<sup>3</sup>
- Q = Gasto de las toberas = 22.566 m<sup>3</sup>/min
- t = Tiempo de extinción del incendio = 5 min

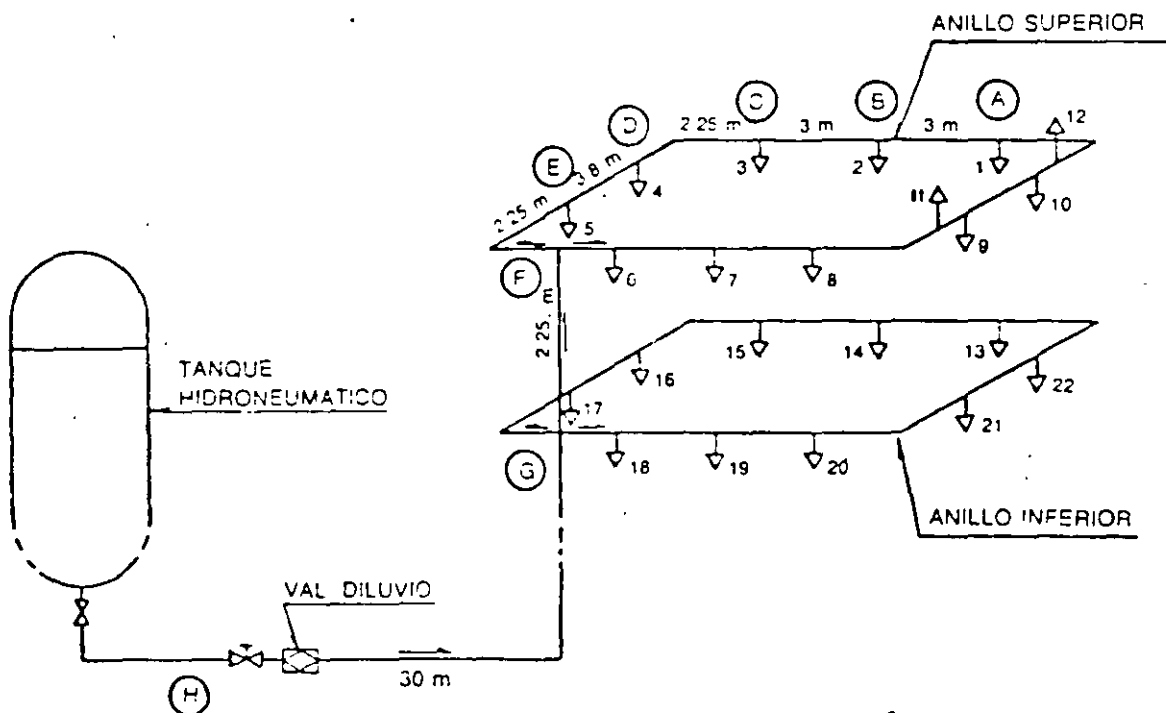


FIG. 6-17 Arreglo de tuberías del sistema contra incendio

o sea:

$$V = 2.566 \times 5 = 12.8 \text{ m}^3$$

El volumen de aire del tanque hidroneumático, según las recomendaciones de la NFPA, debe tener la tercera parte del volumen total del tanque. En este caso el volumen total del tanque ( $V_T$ ) es de:

$$V_T = V_{\text{agua}} + V_{\text{aire}} = 20 + 10 = 30 \text{ m}^3$$

La presión a que trabaja el tanque, considerando que a la salida del mismo y a temperatura constante, la presión es de  $2.97 \text{ kg/cm}^2$  y considerando que el volumen inicial del aire, que es de  $10 \text{ m}^3$ , está dado por la relación:

$$P_1 = \frac{P_2 V_2}{V_1}$$

En donde:

- $P_1$  = presión inicial absoluta
- $P_2$  = presión final absoluta =  $3.76 \text{ kg/cm}^2$
- $V_1$  = volumen inicial del aire =  $10 \text{ m}^3$
- $V_2$  = volumen final del aire =  $30 \text{ m}^3$

Sustituyendo valores:

$$P_1 = \frac{3.76 \times 30}{10} = 11.28 \text{ kg/cm}^2$$

Que es la presión interna del tanque respecto a la atmosférica. La presión de diseño del tanque tiene como magnitud:

$$P = 11.28 - 0.79 = 10.5 \text{ kg/cm}^2$$

Considerando que las dimensiones más económicas, para la capacidad del tanque de  $30 \text{ m}^3$ , son aproximadamente de  $2.2 \text{ m}$  de diámetro y  $6 \text{ m}$  de longitud, y considerando que se utiliza un acero con esfuerzo máximo de ruptura de  $5.284 \text{ kg/cm}^2$  y un coeficiente de seguridad de 4. El esfuerzo de trabajo normal a que se somete el tanque es de:

$$S = \frac{5.284}{4} = 1.321 \text{ kg/cm}^2$$

A continuación se calcula el espesor de la pared del tanque para no sobrepasar el esfuerzo de trabajo, a partir de la fórmula:

$$e = \frac{P \times D}{2ES - 1 \cdot 2P} + C$$

donde:

- $e$  = Espesor en cm
- $E$  = Eficiencia de la soldadura = 80%
- $P$  = Presión de diseño del tanque = 10.5 kg/cm<sup>2</sup>
- $S$  = Esfuerzo normal de trabajo = 1.321 kg/cm<sup>2</sup>
- $D$  = Diámetro interior = 220 cm
- $C$  = Aumento por corrosión = 0.159 cm

Sustituyendo valores:

$$e = \frac{10.5 \times 220}{2 \times 1.321 \times 0.8 - 1.2 \times 10.5} + 0.159 = 1.26 \text{ cm}$$

Magnitud que al buscar en un catálogo comercial, lleva a un valor de 1.27 cm  $\approx$  (1/2 pulgada).

*Diseño del espesor de las tapas esféricas.* Se utiliza una fórmula semejante a la anterior:

$$e = \frac{P \times D}{4E_s - 0.04P} + C$$

o sea:

$$e = \frac{10.5 \times 220}{4 \times 1.321 \times 0.8 - 0.4 \times 10.5} + 0.159 = 0.71 \text{ cm}$$

Que lleva al valor comercial inmediato de 0.79 cm  $\approx$  (5/16 pulgada). Para evitar un cambio brusco de espesor, entre el cilindro y la tapa, se puede considerar para los casquetes un espesor de 0.95 cm, que es del mismo orden de magnitud del espesor del cilindro.

*Dimensiones del tanque.* El volumen del tanque es la suma del volumen del cilindro, más el volumen de los dos casquetes esféricos:

$$V_T = V_{TP} + V_C \quad (1)$$

donde:

$$\begin{aligned} V_T &= \text{Volumen del tanque} \\ V_{TP} &= \text{Volumen de las tapas} \\ V_C &= \text{Volumen del cilindro} \end{aligned}$$

Si:  $r$

$$V_T = \frac{4}{3} \pi r^3 = \frac{4}{3} \times 3.14 \times (1.1)^3 = 5.57 \text{ m}^3$$

De la expresión (1)

$$V_C = V_T - V_{TP} = 30 - 5.57 = 24.43 \text{ m}^3$$

y si:

$$V_C = \pi r^2 L$$

La longitud del cuerpo cilíndrico es:

$$L = \frac{V_C}{\pi r^2} = \frac{24.43}{3.14 (1.1)^2} = 6.42 \text{ m}$$

Y la longitud total en el interior del tanque es de 8.62 m. Véase la Figura 6-18.

*Selección de la bomba.* La presión interna para seleccionar la bomba es de 10.5 kg/cm<sup>2</sup>. En la Figura 6.19 se muestra el circuito de llenado de agua.

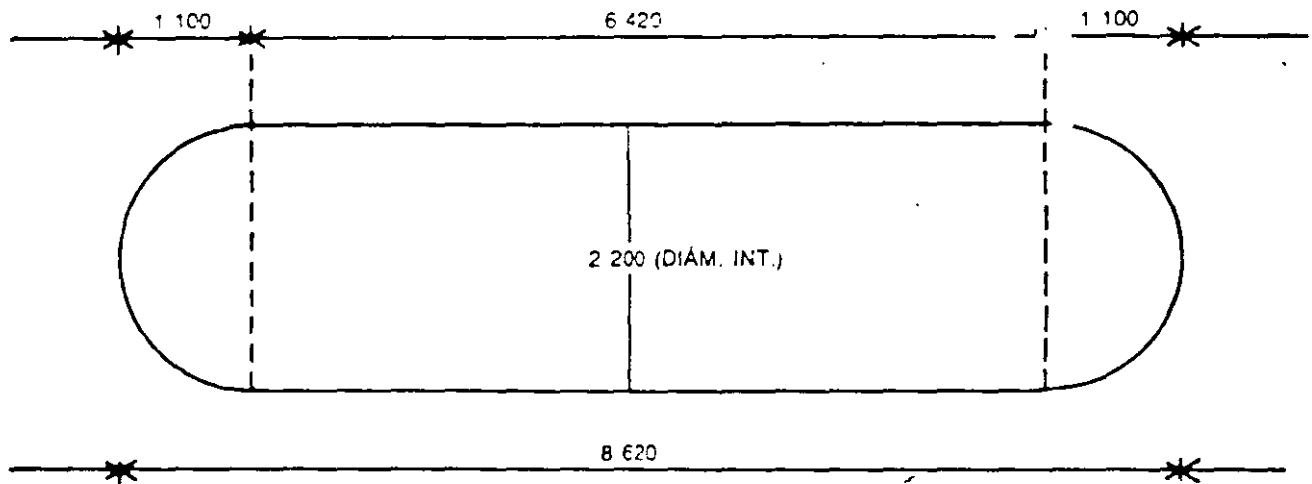


FIG. 6-18 Tanque hidroneumático

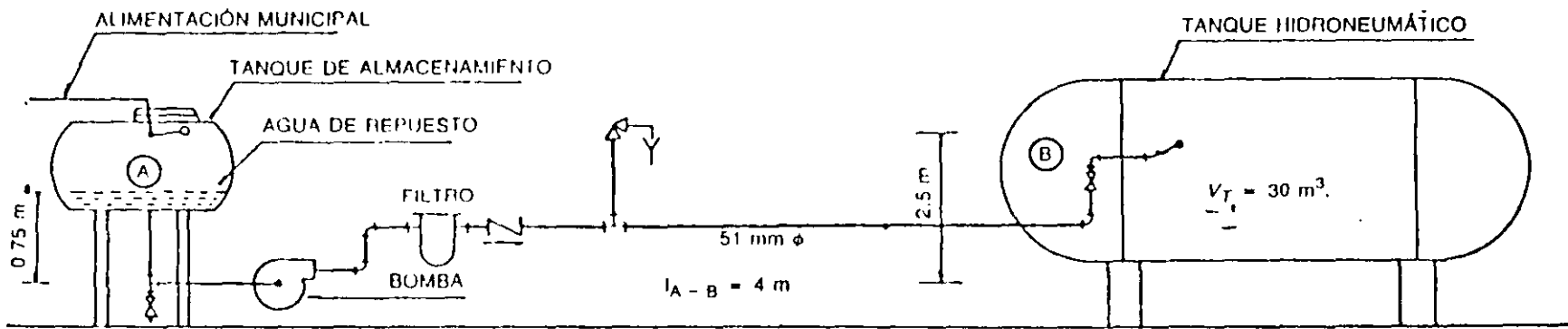


FIG. 6-19 Alimentación de la bomba al tanque hidroneumático

Si se considera que el tiempo de llenado puede ser de 3 h, la bomba deberá proporcionar un gasto de:

$$Q = \frac{V_a}{t}$$

- $Q$  = Gasto de la bomba en l/min  
 $V_a$  = Volumen del agua del tanque = 20 m<sup>3</sup>  
 $t$  = Tiempo de llenado = 180 minutos

$$Q = \frac{20\,000}{180} = 111 \text{ l/min} = 1.85 \text{ l/seg}$$

*Potencia de la bomba.* Con el gasto de 1.85 l/s y la presión que debe vencer la bomba, que es de  $P = 10.5 \text{ kg/cm}^2$ , que en metros de columna de agua equivale a 110 m, se encuentra la potencia de la bomba, o sea:

$$hp = \frac{Q \times H}{76 \times \eta}$$

donde:

- $hp$  = Potencia en caballos  
 $Q$  = Gasto = 1.85 l/s  
 $H$  = Carga dinámica a vencer = 110 m de agua  
 $\eta$  = Eficiencia de una bomba = 35%

$$hp = \frac{1.85 \times 110}{76 \times 0.35} = 7.65$$

o sea, el valor comercial más próximo es de:

$$10 \text{ hp}$$

*Selección de la compresora.* La NFPA en sus normas para el abastecimiento de aire a los tanques hidroneumáticos especifica un gasto de 453 l/min de aire, para tanques de 28 m<sup>3</sup> y mayor de 566 l/min para tanques mayores. Para el tanque de 30 m<sup>3</sup> se considera un gasto de aire de 566 l/min. Con este dato y considerando que la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación del tanque, es de unos 2 300 m, se aplica un factor por altitud de 28% y otro factor de fugas en la instalación de un 10%. Por lo tanto, el gasto efectivo que debe entregar el compresor es de:

$$Q = 566 \times 1.28 \times 1.10 = 797 \text{ l/min}$$

La potencia es el producto del gasto por la presión. Si se tiene una potencia normalizada de 0.0095 hp por l/min, al nivel del mar, para compresoras con bandas  $V$ , y el factor de corrección por altura es de 0.84, se obtiene:

$$P = 797 \times 0.0095 \times 0.84 = 6.36 \text{ hp}$$

o sea se utiliza un compresor de 7 hp

*Válvula de diluvio.* Estas válvulas son de tipo especial para los sistemas contra incendio, se fabrican de dos tipos de disparo:

- a) Neumático
- b) Eléctrico

Para el caso de una subestación conviene utilizar el tipo eléctrico puesto que los detectores son del tipo termoelectrónico.

La operación (apertura) de estas válvulas se produce de golpe, en el instante que reciben la señal de los detectores correspondientes.

Válvula de bridas para 10.5 kg/cm<sup>2</sup>.

Diámetro de 102 mm.

Operación eléctrica.

Apertura instantánea.

Dispositivo de operación desenergizado con la válvula cerrada.

Bobina de control de cd para 125 V, con disparo manual.

## 6.6 AIRE ACONDICIONADO

En las subestaciones es muy raro que se utilice un sistema de aire acondicionado. Sólo en casos muy especiales se puede llegar a solicitar su adquisición. Este tipo de adquisición se efectúa a través de una casa comercial que se dedique a resolver problemas de aire acondicionado.

El aire acondicionado puede ser necesario en subestaciones instaladas en zonas desérticas o en las costas tropicales, para que los operadores trabajen en condiciones adecuadas. También se instala en lugares donde haya alta contaminación de polvo o gases, así como en lugares donde se encuentre equipo de computación y se requiera una temperatura y humedad adecuadas.

# PROTECCIÓN, RELEVADORES Y DIAGRAMAS

## 7.1 GENERALIDADES

Protección de una subestación es un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede recibir un equipo eléctrico cuando se presenta una falla. La parte importante de estos sistemas son los relevadores que sirven para detectar la falla y que, a su vez, efectúan la desconexión automática de los interruptores cuando se producen sobrecorrientes debidas a cortocircuitos, aislando las partes del sistema que han fallado.

La selección del tipo de protección que se utiliza en los bancos o líneas de una subestación será tanto más elaborado cuanto mayor sea la complejidad de la instalación, y también dependerá de las características de los equipos utilizados, debiéndose tener especial cuidado en la selección adecuada de las zonas que van a proteger, como se observa en la Figura 7.2 para el caso de dos transformadores.

En su forma más primitiva, una protección eléctrica opera en la forma mostrada en la Figura 7-1.

donde:

$TC$  = Transformador de corriente. Puede ser de 220 kV 1200/5 A

$B$  = Bobina de operación del relevador



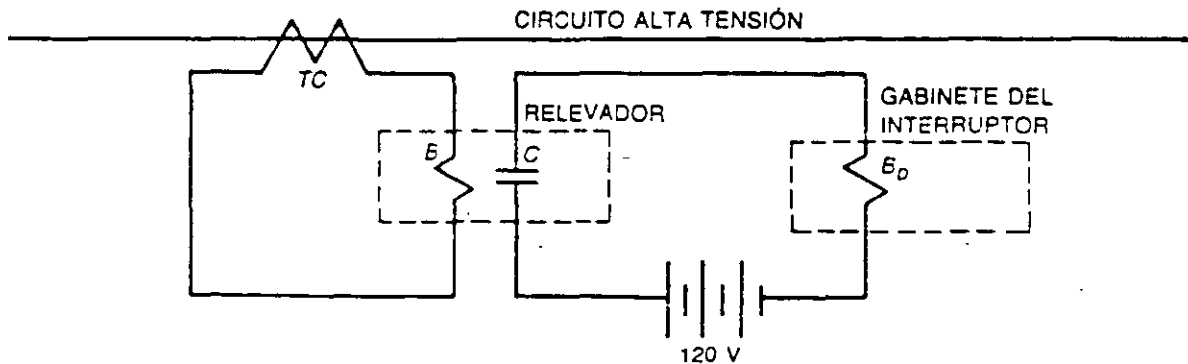


FIG. 7-1 Circuito elemental de protección por sobrecorriente

- $C$  = Contacto de disparo del relevador  
 $B_D$  = Bobina de disparo del interruptor de potencia

El relevador recibe en su bobina de operación  $B$ , la señal de corriente del secundario de protección del transformador de corriente. Esta bobina cierra el contacto de disparo  $C$  del relevador que, a su vez, permite el paso de la corriente directa de la batería principal de 120 volts y energiza la bobina del circuito de disparo del interruptor  $B_D$  de que se trate que, al abrir, libera y aísla la zona que se encuentra bajo condiciones de falla.

## 7.2 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE PROTECCIÓN

Así como para efectuar al proyecto de la parte física de una subestación el punto de partida es el diagrama unifilar, en la parte de protección el punto de partida es el llamado diagrama esquemático de protección.

El diagrama esquemático de protección se prepara en la forma siguiente:

1. Se traza el diagrama unifilar.
2. Dentro de una serie de círculos se escriben con letras y números codificados de acuerdo con la norma ANSI, los relevadores seleccionados para las protecciones primaria, de respaldo, y los relevadores auxiliares de disparo (86).
3. Se traza una serie de rayas con cabezas de flecha, entre los elementos que intervienen en la protección, de acuerdo con las claves siguientes:
  - a) Raya continua, que muestra los circuitos de potencia (-). Estas rayas indican de qué transformadores de corriente y potencial reciben alimentación los relevadores correspondientes.
  - b) Raya discontinua de tramos largos, o circuitos entre elevadores. Estos circuitos indican que grupo de relevadores mandan señal de disparo sobre el relevador auxiliar.

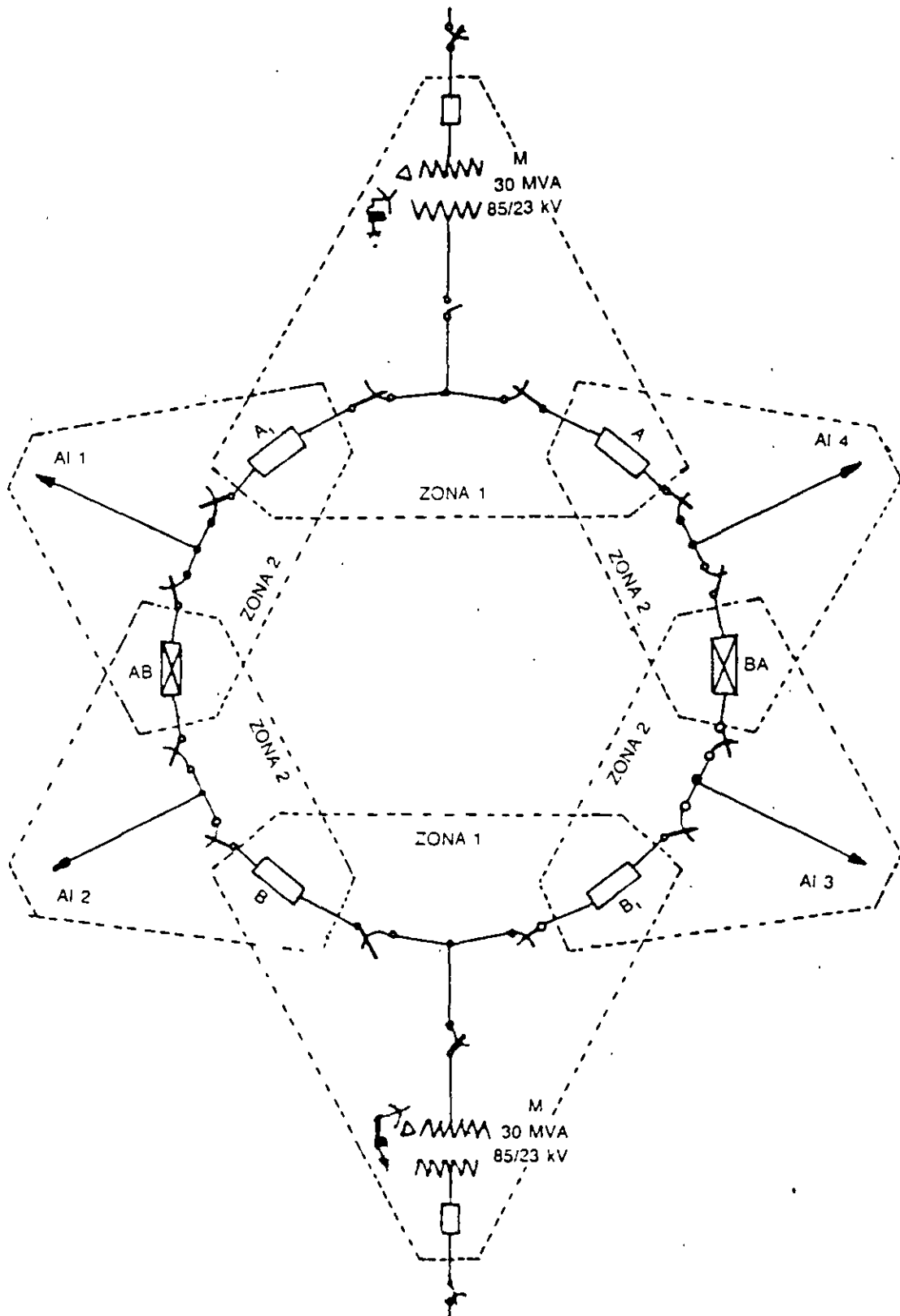


FIG. 7-2 Zonas de protección en una subestación con baja tensión en anillo.

- c) Raya discontinua de tramos cortos, o circuito de disparo a interruptores. Indica cuáles relevadores envían señal de disparo a uno o varios interruptores para librar completamente un área bajo condiciones de falla.

Un ejemplo de las zonas que se protegen se indica en la Figura 7-2. en donde se muestran las zonas traslapadas que duplican la protección de los interruptores.

Un ejemplo de diagrama esquemático se muestra en la Figura 7-3 (protección diferencial de un banco de 30 MVA 85/23 kV).

### 7.3 PARTES DE UNA PROTECCIÓN

Los diferentes elementos que forman parte de un sistema de protección eléctrica, son los siguientes:

1. Batería de la subestación (120 V)
2. Cables de control
3. Interruptores de potencia
4. Transformadores de corriente y de potencial
5. Relevadores

De los cinco puntos considerados, los cuatro primeros ya han sido analizados en los diferentes capítulos anteriores. El último punto, o sea el de relevadores, es el único que se va a analizar a continuación:

#### 7.3.1 Relevadores

Son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos de una falla, y reducen sus efectos y daños. Al decir "que protegen" se hace referencia a que al actuar en combinación con otros equipos, se encargan de reducir el daño, debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Los relevadores son dispositivos que envían a los interruptores considerados una señal de apertura, y se dice que funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierran sus contactos, disparando los interruptores.

Los relevadores se pueden dividir en tres grupos:

1. Atracción electromagnética
2. Inducción electromagnética
3. Estado sólido

Cualquiera de ellos operan mediante las señales recibidas, que pueden ser de

- a) Tensión. Derivada de transformadores de potencial
- b) Corriente. Derivada de transformadores de corriente
- c) Mixtos. Reciben ambas señales simultáneamente

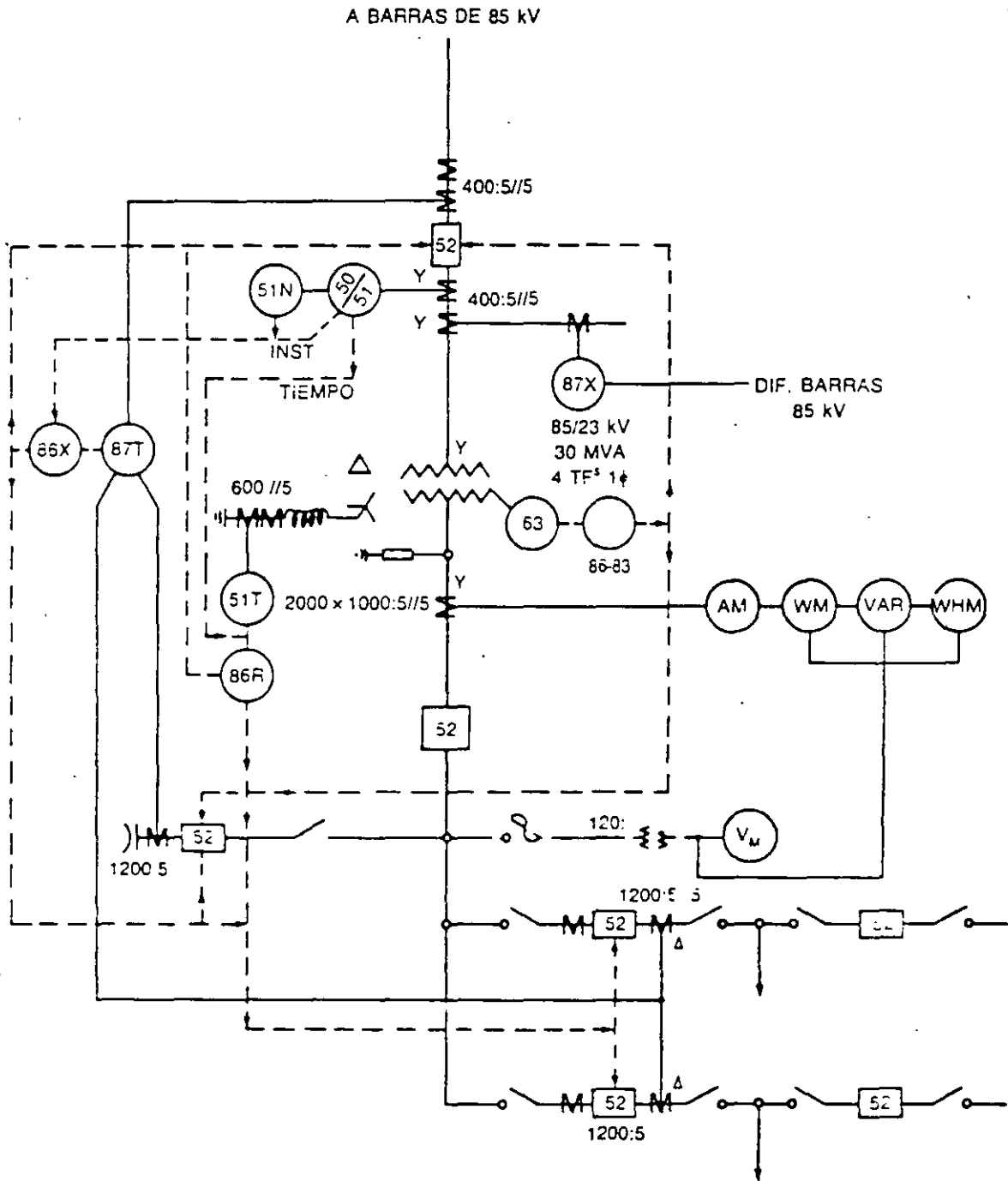


FIG. 7-3 Protección diferencial de un transformador de 30 MVA 85/23 kV

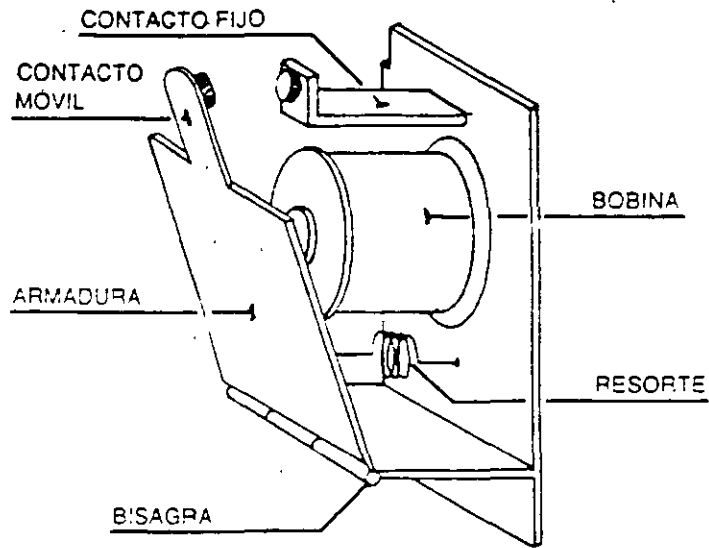


FIG. 7-4(a) Relevador tipo bisagra

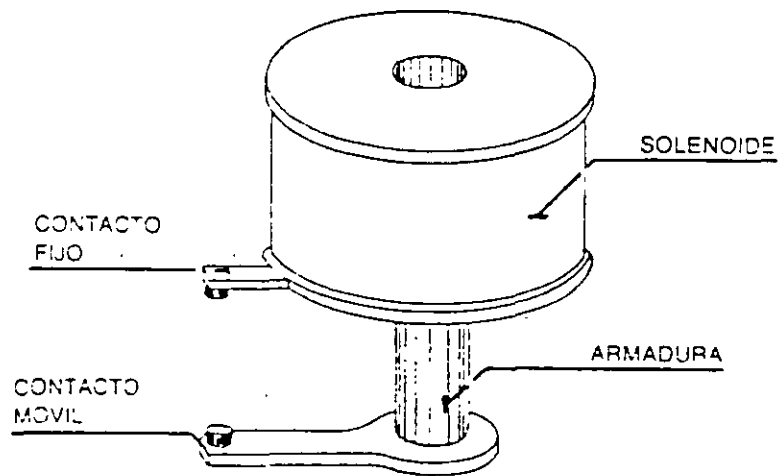


FIG. 7-4(b) Relevador tipo émbolo

### 7.3.1.1 Atracción electromagnética

Estos relevadores están formados por una bobina con un núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que, al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo.

Estos relevadores son de dos tipos: de bisagra y de tipo núcleo o émbolo, como se muestra en las Figuras 7-4 a y b, respectivamente.

Dicho de otra manera, son relevadores que operan por atracción magnética mediante un solenoide en el tipo émbolo, o mediante una armadura magnética embisagrada en el tipo bisagra.

Estos relevadores suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación (*pick-up*), que es el valor preciso de corriente a partir del cual el relevador empieza a moverse.

Este tipo de relevadores son afectados por la componente de corriente directa que aparece en los cortocircuitos asimétricos. Pueden operar con corriente alterna o directa.

### 7.3.1.2 Inducción electromagnética

Utilizan el principio del motor de inducción. Son motores de inducción en que el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, y los flujos creados por las corrientes de las bobinas inducen corrientes en el disco, como se muestra en la Figura 7-5.

La interacción entre el estator y el rotor crean un par que hace girar el rotor, en oposición a un resorte en espiral, y cierra los contactos del circuito de disparo.

Estos relevadores operan sólo con corriente alterna, por lo tanto no les afecta la componente de corriente directa del cortocircuito asimétrico.

El rotor, que es el elemento que lleva el contacto móvil, trabaja contra un resorte de restricción calibrado que regresa el disco al cesar la fuerza del par.

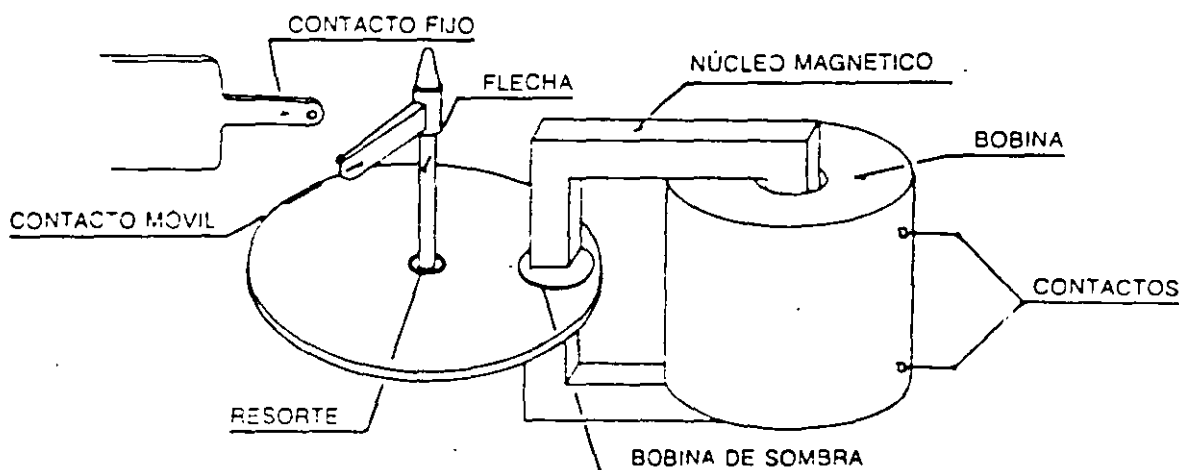


FIG. 7-5 Relevador tipo disco de inducción

### 7.3.1.3 Estado sólido

Es un relevador formado por unidades lógicas de estado sólido, que son componentes de baja corriente que trabajan con señales de voltaje de corriente directa. La unidad lógica sólo tiene dos estados cero y uno, y generalmente trabaja con una tensión de operación de 20 volts.

Estos relevadores en relación con los electromagnéticos equivalentes son más pequeños, más rápidos, tienen menor carga (*burden*), la mayor parte de esta carga se debe a la fuente de poder. El relevador de estado sólido, en su forma general, está formado por tres partes, que son las siguientes:

Fuente de tensión de corriente directa, con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.

Rectificador de onda completa o fuente de la señal de disparo, que suministra una corriente de aproximadamente 0.001 del valor de la corriente secundaria del transformador de corriente.

Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo, y de la bandera de advertencia.

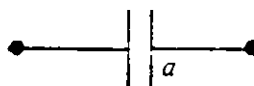
Estos relevadores, con ajustes bajos en la corriente de operación, en que la carga (*burden*) es de mayor peso, producen menor saturación en los transformadores de corriente que el relevador convencional, mientras que para ajustes altos en la corriente de operación, en que la carga es de poco peso, la carga del relevador estático excede la del relevador convencional equivalente.

Los relevadores estáticos están diseñados también con las tres curvas básicas de corriente-tiempo, o sea curvas de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso, que se acostumbra en los convencionales. Son más resistentes a los impactos y sacudidas. La menor carga provoca que los transformadores de potencial y de corriente sean más baratos. Son de mayor precisión, debido a la mayor resolución en sus derivaciones. Como tienen menor sobrecarrera, debido a que no tienen la masa del disco, los márgenes de coordinación pueden ser menores, y el tiempo de libramiento de una falla se reduce. Tienen poca inercia debido a un mínimo de partes móviles. El tiempo entre operaciones de mantenimiento excede el ya de por sí largo tiempo de los relevadores electromagnéticos. El costo es mayor que el de los convencionales, por eso su uso depende del análisis técnico y económico más adecuado.

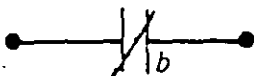
### 7.3.2 Contactos

La interconexión de un sistema de protección se efectúa a través de una serie de contactos instalados en los relevadores principales y auxiliares, así como en los mecanismos de operación de cuchillas e interruptores. Dichos contactos se pueden clasificar en cuatro tipos:

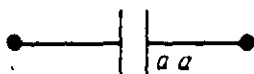
*Contacto a.* Es un contacto que permanece abierto mientras la bobina permanece desenergizada. Su símbolo es:



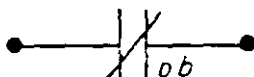
**Contacto b.** Es un contacto que permanece cerrado mientras la bobina permanece desenergizada y viceversa. Su símbolo es:



**Contacto aa.** Es un contacto que permanece abierto mientras el dispositivo principal (interruptor) permanece abierto o viceversa. Su símbolo es:



**Contacto bb.** Es un contacto que permanece cerrado mientras el interruptor o cuchillas permanecen abiertos y viceversa. Su símbolo es:



En el caso en que una bobina se energice, todos sus contactos a cierran y todos los b abren; y en el caso en que un interruptor cierre, todos sus contactos aa cierran y todos sus contactos bb abren.

Los contactos a, b, aa y bb se utilizan para enviar o cortar señales que pueden ser de alarma, de disparo o relevadores auxiliares, etc., en realidad son la parte importante de la lógica de las protecciones.

### 7.3.3 Tiempos de operación de relevadores

Desde el punto de vista de la rapidez de operación, los relevadores se pueden agrupar en los siguientes tipos:

*Tipo instantáneo.* Se considera dentro de este tipo a los relevadores que operan en tiempos menores de 0.1 segundo

*Tipo de alta velocidad.* Son los que operan en menos de 0.05 segundo.

*Tipo con retraso en el tiempo.* Son los que tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Dentro de este tipo están los de inducción, que mediante un imán permanente producen un freno en el giro del rotor. Respecto a la curva corriente-tiempo estos relevadores se dividen según la Figura 7.6 en:

Tiempo inverso

Tiempo muy inverso

Tiempo extremadamente inverso

Los de tiempo inverso se usan en sistemas con amplias variaciones en las corrientes de cortocircuito, o sean en sistemas donde hay variación en el número de



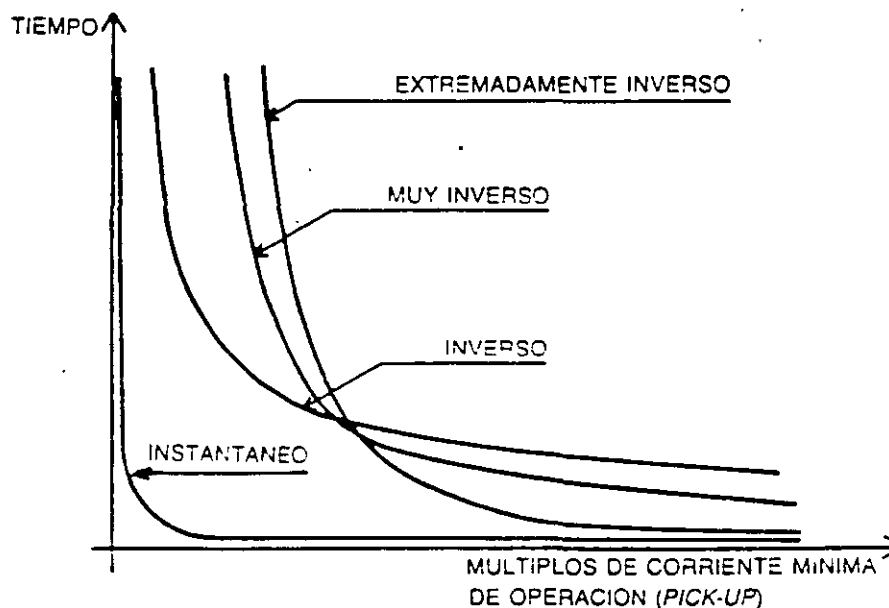


FIG. 7-6 Característica tiempo-corriente

fuentes de alimentación. La curva tiempo-corriente es relativamente lineal, lo que se traduce en una operación relativamente rápida, ya sea con una o varias fuentes de alimentación simultáneas. Se utilizan donde el valor de la corriente de cortocircuito depende principalmente de la capacidad de generación del sistema.

Los de tiempo muy inverso tienen una curva con pendiente muy pronunciada, lo cual los hace lentos para corrientes bajas y rápidos para corrientes altas. Se utilizan donde el valor de la corriente de cortocircuito depende de la posición relativa al lugar de la falla y no de la cercanía al sistema de generación.

Los de tiempo extremadamente inverso, tienen una curva con una pendiente aún más pronunciada que los anteriores. Se utilizan en circuitos de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los recierres, y no obstante ello, suministran una operación rápida cuando se necesita la operación de cortocircuito.

## 7.4 RELEVADORES MÁS USADOS EN SUBESTACIONES

Las protecciones más utilizadas en las subestaciones están basadas en los siguientes relevadores:

### 7.4.1 Relevadores de sobrecorriente

Son los más utilizados en subestaciones y en instalaciones eléctricas industriales, suelen tener disparo instantáneo y disparo temporizado, con bobina de corriente de 4 a 16 amperes para los de fase y de 0.5 a 2 amperes para los de tierra.

En las protecciones de sobrecorriente (51), se acostumbra usar dos relevadores con bobinas de 4-16 amperes para la protección de fallas entre fases, y un tercero de mayor sensibilidad, con bobina de 0.5-2 amperes, para la protección de fallas a tierra.

Estos relevadores se calibran para que operen con señales de corriente por encima del valor máximo de la corriente nominal del circuito protegido. En condiciones de cortocircuito máximo deben proporcionar una buena coordinación de la secuencia de disparo de los interruptores que controlan los diferentes tramos de una línea de distribución.

### 7.4.2 Relevadores diferenciales

Están formados por tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan por diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. La operación se produce cuando existe una diferencia entre estas corrientes, lo cual indica que dentro del equipo protegido existe una fuga de corriente.

El relevador diferencial más comúnmente usado es el relevador diferencial de porcentaje, que está formado en su forma más elemental, por tres bobinas. La bobina *O* de operación y las dos bobinas *R* de restricción, según se observa en la Figura 7-7.

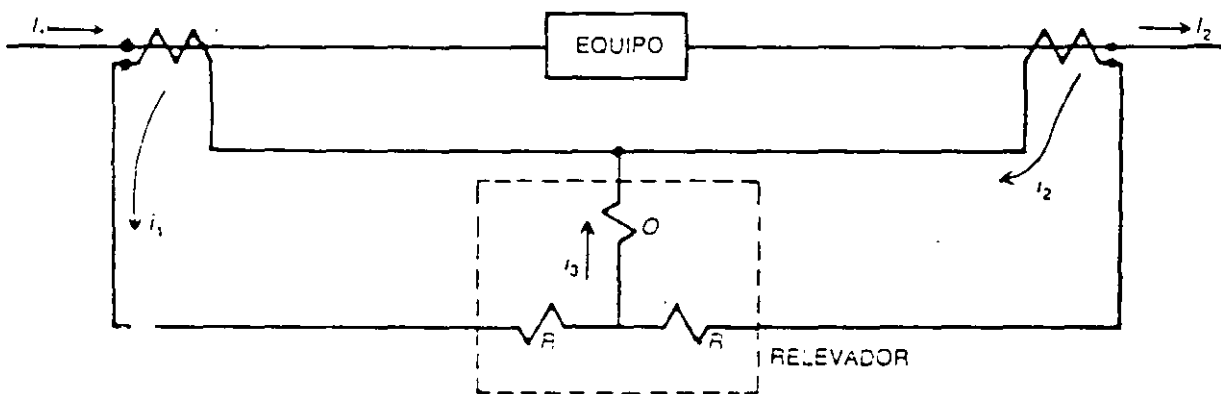


FIG. 7-7 Conexión de un relevador diferencial

En este relevador, la corriente resultante en la bobina de operación es proporcional a:

$$I_1 - I_2$$

y la corriente en cualquiera de las bobinas de restricción es proporcional a:

$$\frac{I_1 + I_2}{2}$$

La relación entre la corriente diferencial de operación y el promedio de la corriente de restricción se conoce como la "pendiente del relevador" en por ciento, o sea:

$$\text{Pendiente} = K = \frac{I_1 - I_2}{\frac{I_1 + I_2}{2}}$$

cuya característica de operación se indica en la Figura 7-8.

Los relevadores tienen diferente por ciento de pendiente. Esta característica se utiliza para evitar falsas operaciones del relevador por desequilibrios en las corrientes de los transformadores de corriente (T.C.) cuando ocurren fallas externas. Estos desequilibrios pueden ocurrir por: a) Operar el cambiador de derivaciones, b) Falta de correspondencia entre la relación de los T.C. y las derivaciones del relevador y c) Diferencia de error entre los T.C. de alta y baja tensión.

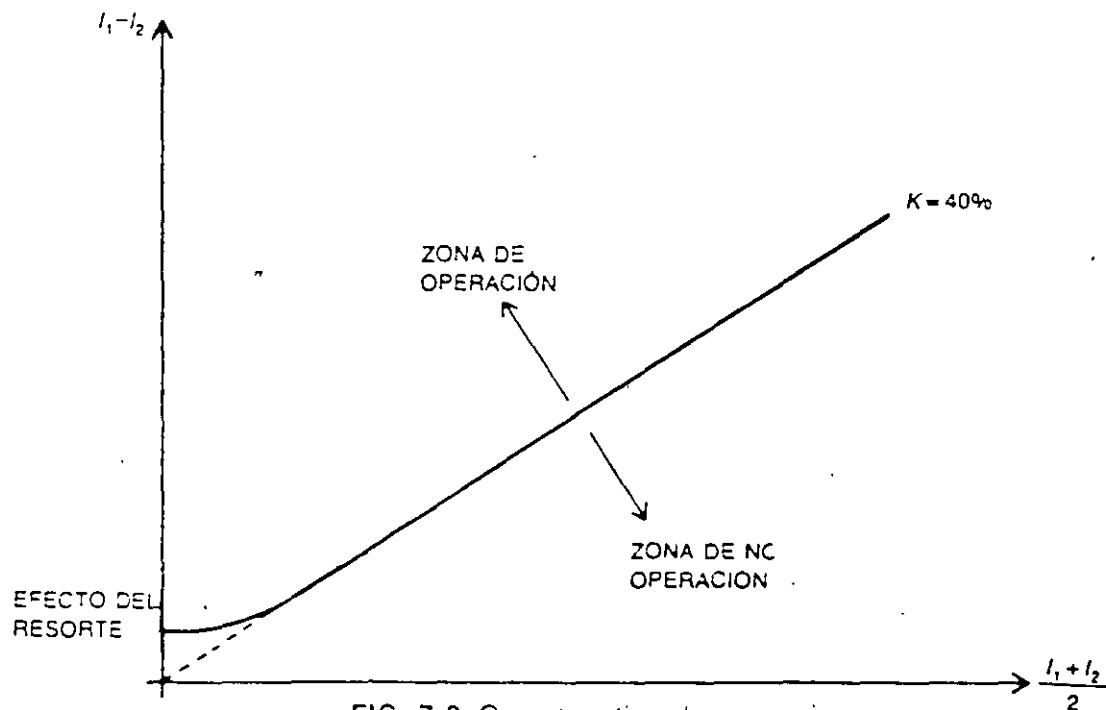


FIG. 7-8 Característica de operación

Para ajustar con cierta precisión las corrientes que entran y que salen de la zona protegida, y si en ésta se considera un banco de transformadores, se necesita compensar la corriente de excitación, para lo cual los relevadores tienen una serie de derivaciones, mediante las cuales se ajusta la corriente que circula por la bobina de operación, para que en condiciones normales de operación esta corriente sea prácticamente cero.

### 7.4.3 Relevadores de distancia

Se basan en la comparación de la corriente de falla, vista por el relevador, contra la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con lo cual se hace posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. El elemento de medición del relevador es de alta velocidad (instantáneo) o con un retardo que suministra un elemento de tiempo. Normalmente, la impedancia es la medida eléctrica de la distancia, a lo largo de una línea de transmisión, desde la subestación hasta el lugar donde ocurre la falla;

La característica direccional de un relevador de distancia puede ser propia, o se le incluye, acoplándole un relevador direccional.

Estos relevadores tienen gran aplicación en protección de líneas, en donde se requiere la operación selectiva de interruptores en cascada, y también, en los casos en que las corrientes de carga puedan ser mayores que las de cortocircuito.

Los relevadores de distancia más utilizadas son los siguientes:

*Tipo impedancia.* Se utilizan para proteger las fallas entre fases, en líneas de longitud media. Por sí solo no es direccional. Necesita incluir un relevador direccional para medir la impedancia en una sola dirección.

*Tipo admitancia (Mho).* Es una combinación de relevador de impedancia y direccional, se utiliza para proteger fallas entre fases o pérdidas de excitación en generadores o en grandes motores sincros.

### 7.4.4 Relevador direccional

Es un relevador que se energiza por medio de dos fuentes independientes. Tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de las corrientes. Según las características del par de operación se reconocen tres tipos de relevadores.

*Relevador corriente-corriente.* El accionamiento se produce por la comparación de dos señales de corriente de diferentes alimentaciones.

*Relevador corriente-tensión.* El accionamiento se produce por la comparación de una señal de corriente con otra de tensión.

*Relevador tensión-tensión.* El accionamiento se produce por la comparación de dos tensiones de diferentes alimentaciones. Este tipo de relevadores es sensible al desequilibrio de corrientes bajo condiciones de altas intensidades, que es cuando los errores de los transformadores de corriente son máximos. Su operación se basa en el uso de un elemento direccional, con dos corrientes, la de armadura u operación y la de polarización. La magnitud de la corriente de polarización es la diferencia vectorial de dos corrientes y la magnitud de la corriente de operación es la suma vectorial de las dos corrientes, de tal manera que el par generado en el relevador, considerando las dos corrientes en fase, y sin tomar en cuenta la acción del resorte, es:

$$T = K_1 (I_1 + I_2) (I_1 - I_2)$$

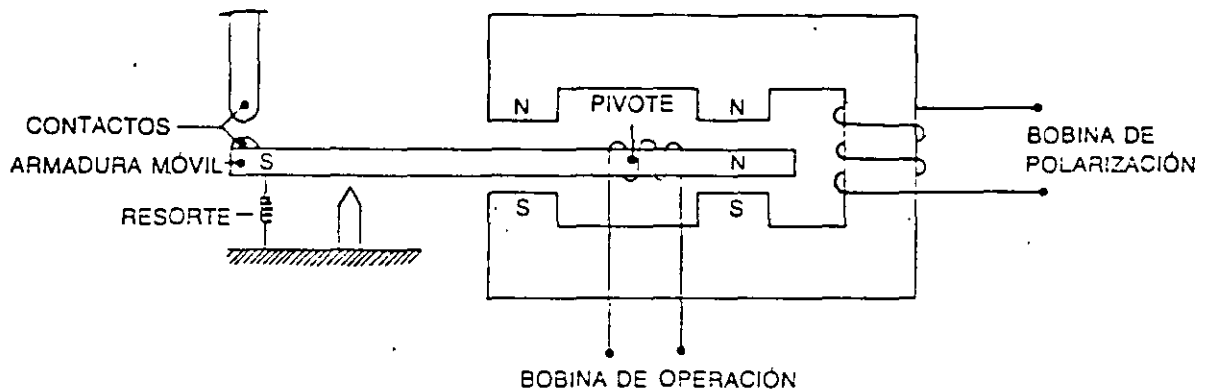


FIG. 7-9 Relevador direccional de corriente

donde  $I_1$  e  $I_2$  son los valores efectivos de las corrientes. Cuando las dos corrientes están en fase y son iguales en magnitud, el par vale cero. En cambio, si las magnitudes de las corrientes son diferentes se produce un par, cuyo sentido viene dado por el sentido de la corriente de mayor magnitud. Si las dos corrientes están  $180^\circ$  fuera de fase, el sentido del par es el mismo que si estuvieran en fase.

La fuerza para mover la armadura está dada por la fórmula:

$$F = K_1 I_p I_a - K_2$$

donde:

- $F$  = fuerza neta
- $I_a$  = corriente de armadura
- $I_p$  = corriente de polarización
- $K_1$  y  $K_2$  = constantes

Como se observa en la Figura 7-9 la fuerza que mueve la armadura depende de las direcciones de  $I_a$  y de  $I_p$ . Si se cambia el sentido de cualquiera de las dos corrientes, cambia el sentido de la fuerza. De aquí viene el nombre del relevador, por su característica de poder distinguir las direcciones de las corrientes en un circuito. En este caso se dice que es un relevador de corriente polarizado por corriente. Cada una de las corrientes viene de dos juegos diferentes de transformadores de corriente. La corriente de polarización sirve como referencia para comparar respecto a ella, el ángulo de fase de la operación (armadura). El ángulo de fase en  $I_p$  es fijo, mientras que el de  $I_a$  es variable.

#### 7.4.5 Relevador de hilopiloto

Es, en sí, un relevador de protección diferencial, adaptado para el caso en que los transformadores extremos de corriente se encuentren muy alejados. En estos relevadores se comparan las corrientes entrantes y salientes de una línea de transmisión

y cuando la diferencia es apreciable, la protección envía orden de apertura a los dos interruptores extremos de la línea. Los relevadores pueden ser de corriente alterna o directa, el sistema de alterna es inmune a variaciones de carga o pérdida de sincronismo, de ahí su mayor utilización en sistemas eléctricos. Estos relevadores se utilizan como protección primaria de líneas con longitudes inferiores a 20 km; si la línea es de mayor longitud, se acostumbra utilizar el sistema de onda portadora que maneja señales de baja tensión y alta frecuencia, que se transmiten a lo largo de los conductores de la línea de transmisión, por medio de dos sistemas de acoplamiento instalados en los extremos.

### 7.5 NOMENCLATURA

A continuación se muestran en la Tabla 7-1, en forma progresiva, los números de norma ANSI con que se designan, en forma convencional, los relevadores más utilizados en las subestaciones y líneas alimentadoras, así como algunas marcas y tipos, su descripción breve y la función a la que más se adaptan.

**TABLA 7-1** Nomenclatura de relevadores-Norma ANSI

Número ANSI	Marca-Tipo	Descripción del relevador	Función
21	WH-KDA	Distancia-Impedancia de 0.2 a 350 ohm	Protección de respaldo en buses remotos de subestaciones adyacentes
21-G	GE-GCXG	Distancia-Falla a tierra monofásica	Protección de respaldo para fallas de fase a tierra
50	GE-HGC	Sobrecorriente, instantáneo	Detecta sobrecorrientes de fase
50X1	GE-NAA	Sobrecorriente, instantáneo	Detecta sobrecorrientes de tierra
51	GE-IAC	Sobrecorriente, instantáneo y tiempo inverso temporizado 4-16 A	Protección de respaldo de bancos
51-T	GE-IAC	Sobrecorriente instantáneo y temporizado 0.5-2 A Tiempo inverso	Protección de respaldo de falla a tierra en bancos
62	WH-TD-4	Relevador de tiempo ajustable de 0.1 a 3 segundos	Retardar el disparo de un relevador de distancia, para suministrar la 2a. zona

TABLA 7-1 (Continuación)

Número ANSI	Marca-Tipo	Descripción del relevador	Función
63	Buchholz	Detector de gas.	Protección primaria o de respaldo, para bancos de transformadores
67	GE-JBC	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 4-16 A Tiempo inverso	Protección de respaldo en líneas, para falla entre fases
67-N	GE-JBCG	Sobrecorriente direccional instantáneo y temporizado 0.5-2 A	Protección de respaldo en líneas, para fallas de fase a tierra
86	GE-HEA	Auxiliar de disparo, reposición manual, 16 contactos	Auxiliar para el disparo de las protecciones, primaria y de respaldo
87-T	GE-BDD	Diferencial para banco de transformadores, con tres bobinas	Protección primaria para bancos de transformadores
87-B	Siemens-2N24	Diferencial de buses	Protección diferencial de buses de alta velocidad
87-C	GE-SLD	Comparación de fases, con canal de corriente portadora	Protección primaria para líneas de transmisión
87-N	WH-HCB	Diferencial de hilo piloto	Protección primaria para líneas de transmisión cortas (menos de 20 km)

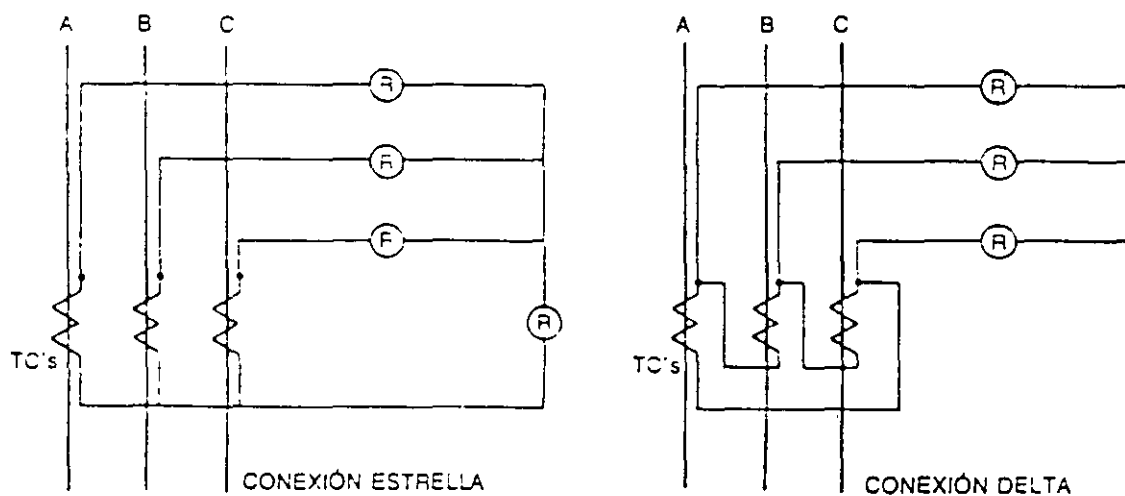


FIG. 7-10 Conexiones de los transformadores de corriente a los relevadores

Los secundarios de los transformadores de corriente que se instalan del lado de la delta de un banco de potencia, se deben conectar en estrella; y al revés, cuando los transformadores de corriente se instalan en el lado de la estrella, se conectan en delta. Esto se hace para compensar los desplazamientos de los ángulos de fase.

Conexiones de los transformadores de corriente a los relevadores, véase Figura 7-10.

Conexiones de los transformadores de tensión a los relevadores, ver Figura 7-11.

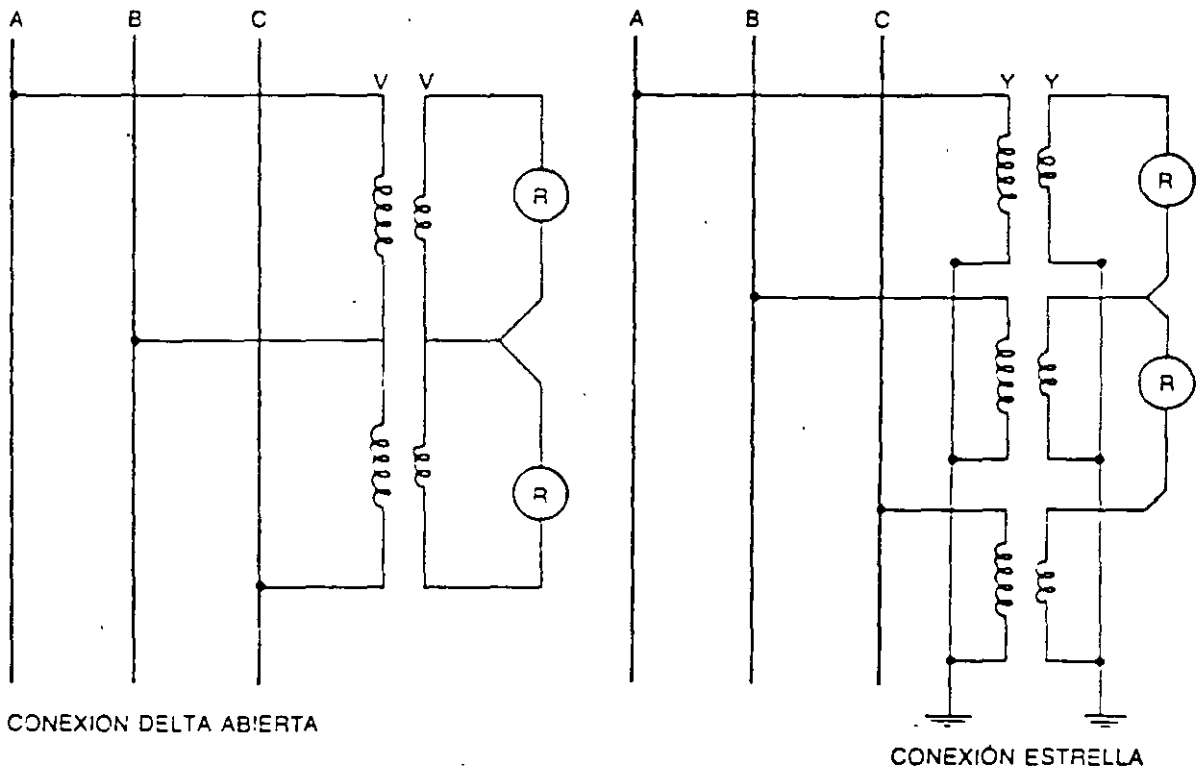


FIG. 7-11 Conexiones de los transformadores de potencial a los relevadores

### 7.6 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los sistemas de protección se basan en diferentes diagramas esquemáticos, con un conjunto de relevadores que protegen un conjunto de zonas. Cada zona debe estar protegida por dos juegos de protecciones que deben ser lo más independiente posible, con objeto de cubrir la falla de alguno de los dos juegos.

Estas protecciones se denominan:

- Protección primaria
- Protección secundaria o de respaldo
- Protección de respaldo remoto
- Protección de respaldo local de interruptor



### 7.6.1 Protección primaria

La protección primaria debe operar con la mayor rapidez posible y en primer lugar. La de respaldo se energiza y arranca al mismo tiempo que la primaria, y como es más lenta, sólo operará en caso de que la primaria no respondiera. En el remoto caso de que fallaran la primaria y la de respaldo, deben operar las protecciones de las subestaciones alimentadoras, que haciendo las veces de una tercera protección, mucho más lenta, desconecta la energía que incide sobre la zona de falla.

La protección primaria se diseña de tal manera que desconecte la mínima porción posible de un sistema de potencia, de manera que aisle el elemento fallado, tomando en consideración lo siguiente:

1. Cualquier falla que ocurra dentro de una zona dada deberá disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
2. Se deben considerar zonas de traslape los puntos de unión de zonas contiguas, que por lo general son interruptores. De tal manera que en caso de producirse una falla en la zona de traslape, se deben disparar todos los interruptores que alimentan las dos zonas.
3. Los transformadores de corriente son los elementos que físicamente delimitan las zonas de protección y se localizan en ambos lados de cada uno de los interruptores, formando juegos de tres unidades monofásicas.

La Figura 7-2 indica las zonas sobre las que actúa la protección primaria, con una serie de traslapes de manera que nunca quede alguna parte de la instalación fuera de la protección. Esto implica a veces, desconectar mayor número de interruptores que los mínimos necesarios. Si no se hicieran los traslapes se podría presentar la falla en la región fronteriza de dos zonas, en cuyo caso ningún interruptor operaría.

Los traslapes, como se observa en la Figura 7-2, se obtienen incluyendo los transformadores de corriente del lado exterior de los interruptores, para que éstos queden incluidos dentro de las protecciones de dos zonas adyacentes.

Un sistema de protección es más seguro en su operación, a medida que tenga menos dispositivos y por lo tanto menos eslabones que pueden ofrecer posibles puntos de falla. Una protección muy elaborada permite mayor seguridad de que opere, pero por otro lado presenta mayores probabilidades de falla de uno de los elementos, además de mayor costo.

Las protecciones primarias pueden fallar por alguno de los factores siguientes:

1. Falla del interruptor, ya sea del mecanismo de operación o del circuito de disparo
2. Falla de la alimentación de corriente directa
3. Falla de algún relevador
4. Falla de los transformadores de instrumento

### 7.6.2 Protección secundaria o de respaldo

Es la protección que debe operar cuando la protección primaria falla o está fuera de servicio. Opera mediante componentes independientes de las utilizadas en la protección primaria, de manera que no puedan ser afectadas por las mismas causas que produjeron la falla en esta protección.

La protección de respaldo desconecta generalmente una porción mayor del sistema, que la primaria.

Los relevadores de una protección secundaria, aunque arrancan al mismo tiempo que los de la primaria correspondientes, no deben operar simultáneamente con ésta, por lo cual es necesario retrasar su ajuste, para dar tiempo a la protección primaria a que efectúe el ciclo de operación completo.

### 7.6.3 Protección de respaldo remota

Es una protección remota que se activa cuando han fallado la protección primaria y secundaria propias de la subestación. Se considera como un tercer grado de protección, que opera por medio de las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras, y que libera los interruptores que alimentan la falla de la subestación considerada.

Es una protección independiente del suministro local de energía, y es esencial donde no hay protección de buses. En esta protección se utilizan relevadores de sobrecorriente de distancia, de alta velocidad, y cuya señal se envía a través de hilo-piloto, si la distancia es menor de 20 km, y si la distancia es mayor, la señal se envía a través de un equipo de onda portadora (*carrier*).

Como ilustración, se muestra un ejemplo cuyo diagrama se observa en la Figura 7-12. Se supone una falla en la línea  $L_1$ . La protección de la línea detecta la falla y ordena abrir los interruptores 52A y 52B. Por defecto del interruptor 52B, éste no abre y la falla no se libera. Entonces la protección primaria de las líneas  $L_2$  y  $L_3$  actúa como protección de respaldo remoto de la línea  $L_1$ . La secuencia de operación es como sigue: la protección de la línea  $L_2$  en la terminal  $SE_3$  y la de la línea

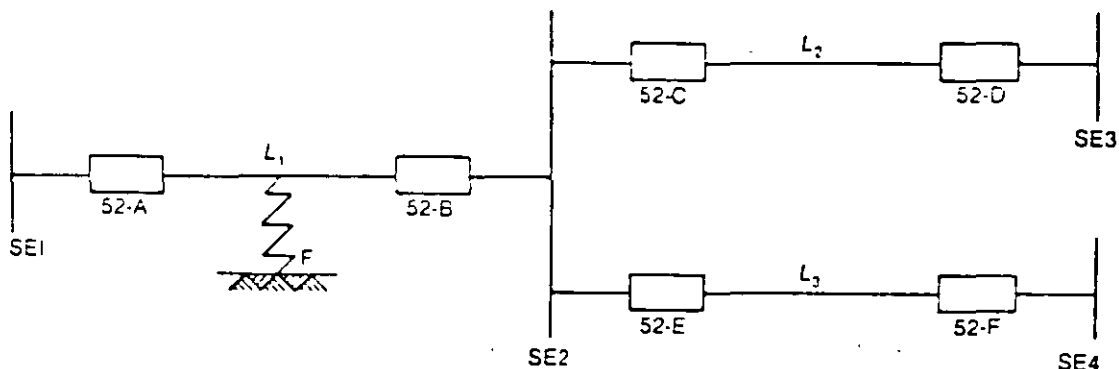


FIG. 7-12 Falla con protección de distancia

$L_3$  en la terminal  $SE_4$ , deben detectar la falla  $F$  y empiezan a operar, dando tiempo a la protección de  $L_3$  para que opere y libere la falla. Como en este caso no se pudo librar la falla, entonces operan las protecciones de  $L_2$  y  $L_3$  abriendo los interruptores 52D y 52F, respectivamente.

### 7.6.4 Protección de respaldo local de interruptor

Se considera también como un tercer grado de protección.

En este caso se protege con un tercer juego de relevadores, que operan cuando ocurre la falla de algún interruptor.

Como ejemplo, en la Figura 7-13 se supone una falla  $F$  en la línea  $L_2$ . Las protecciones primaria y de respaldo se encuentran en los extremos  $SE_2$  y  $SE_3$  y ordenan la apertura de los interruptores 52.2, 52.4 y 52.5. Se puede considerar que el interruptor 52.4 no opera, por falla en la corriente directa o por estar bloqueado, por lo tanto la falla  $F$  persiste, al seguir recibiendo alimentación de la línea  $L_1$  y del bus  $B-1$ . Para evitar la continuación de la falla, debe operar la protección del respaldo local en las subestaciones  $SE_1$  y  $SE_3$ . Esta protección de respaldo local se arranca por la protección primaria de las subestaciones  $SE_1$  y  $SE_3$ , y si después de un cierto tiempo los relevadores del respaldo local siguen detectando la falla original, entonces disparan el interruptor local 52.3 y mediante el envío de una señal se efectúa el disparo remoto del interruptor 52.1, en la subestación  $SE_1$ .

Por otro lado, si para la misma falla  $F$ , se supone que el interruptor que falló es el 52.5 de la  $SE_3$ , en este caso lo detecta la protección del bus  $B-2$  y ordena dispa-

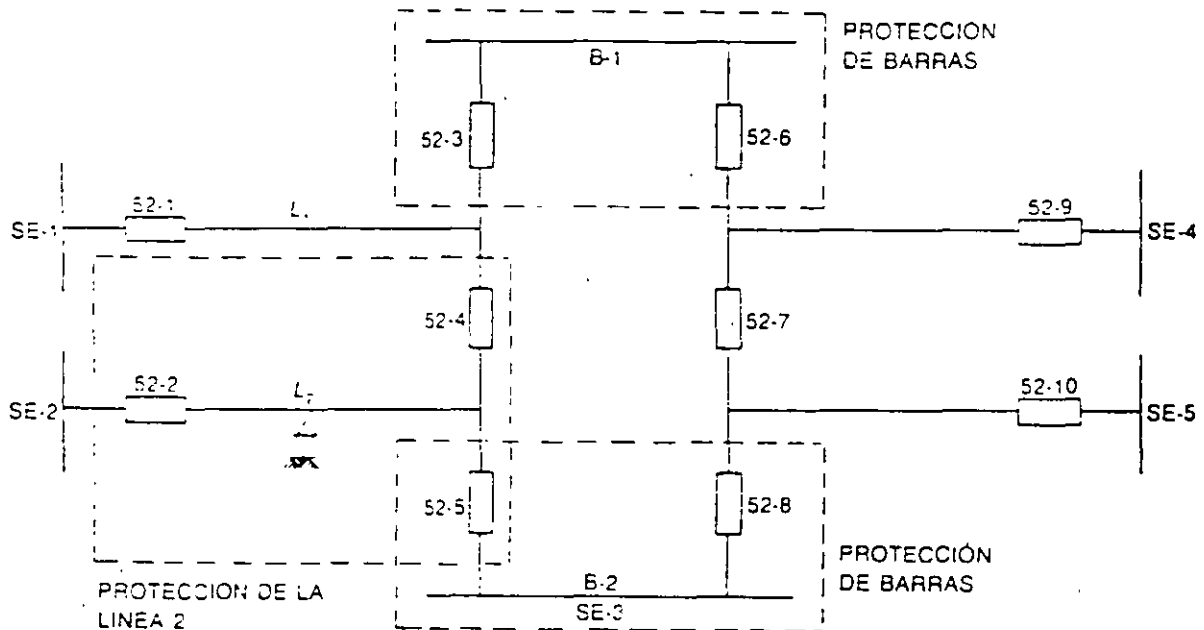


FIG. 7-13 Análisis de protecciones con falla de interruptores

rar todos los interruptores que alimentan las barras *B-2*, en este caso el 52.5 y 52.8, el primero no responde por estar abierto (falla) y el segundo libra la falla.

En el primer caso hay necesidad de abrir un interruptor local, el 52.3 y uno remoto el 52.1. En este segundo caso sólo se necesita abrir un interruptor local, el 52.8.

En resumen, para cada caso de falla de interruptor, se debe efectuar un análisis, sobre qué interruptores deben disparar para liberar la falla, y cuya orden debe ser proporcionada por la protección de respaldo local.

## 7.7 CARACTERÍSTICAS DE UNA PROTECCIÓN

Dependiendo de la importancia de una subestación, las protecciones deben seleccionarse de acuerdo con las siguientes características:

1. Sensibilidad
2. Selectividad
3. Velocidad
4. Confiabilidad
5. Precio

*Sensibilidad.* Según esta característica, un relevador debe detectar y operar con señales pequeñas.

*Selectividad.* Cuando en un sistema se presenta una falla, debe operar la protección más cercana a la falla, sin cortar la energía que alimenta otras áreas del sistema, seleccionando los interruptores necesarios que libran la falla.

*Velocidad.* La característica de velocidad es fundamental para disminuir al máximo los daños en la zona de falla y además para evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad depende de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones.

*Confiabilidad.* La confiabilidad junto con la velocidad son muy importantes, pues un relevador puede ser muy rápido y en un momento crítico puede fallar, por lo cual de nada serviría. Por esto, los relevadores deben adquirirse de un fabricante de prestigio, tener buen mantenimiento, estar bien ajustados y en general ofrecer la seguridad de que no van a fallar cuando más se necesite su operación.

*Precio.* El precio de una protección es un factor relativamente poco importante, si se compara con el costo del resto del equipo de la instalación, por lo que debe tratarse de adquirir la mejor calidad posible.

## 7.8 DIAGRAMAS PRINCIPALES DE PROTECCIÓN

A continuación se describen algunos diagramas de protección que son de mayor uso en subestaciones.

### 7.8.1 Protección de sobrecorriente

Para estos casos, se utilizan 2 o 3 relevadores para protección de fallas entre fases, y otro relevador para la protección de fallas de fase a tierra. Si la protección es de tipo instantáneo, se usan relevadores del tipo bisagra o émbolo, y si se usa retardo en el tiempo, se usan del tipo disco.

Esta protección actúa cuando la corriente alcanza valores superiores al valor nominal de la instalación, y el tiempo de cierre de los contactos varía inversamente de acuerdo con la familia de curvas de la Figura 7.6, llamadas curvas características tiempo-corriente.

En la Figura 7-14 a y b, se muestran el diagrama de protección y el circuito auxiliar de disparo respectivamente, de una protección típica de sobrecorriente. La bobina de disparo  $B_D$ , del interruptor, siempre debe quedar del lado de la polaridad negativa, para evitar la corrosión por acción electrolytica.

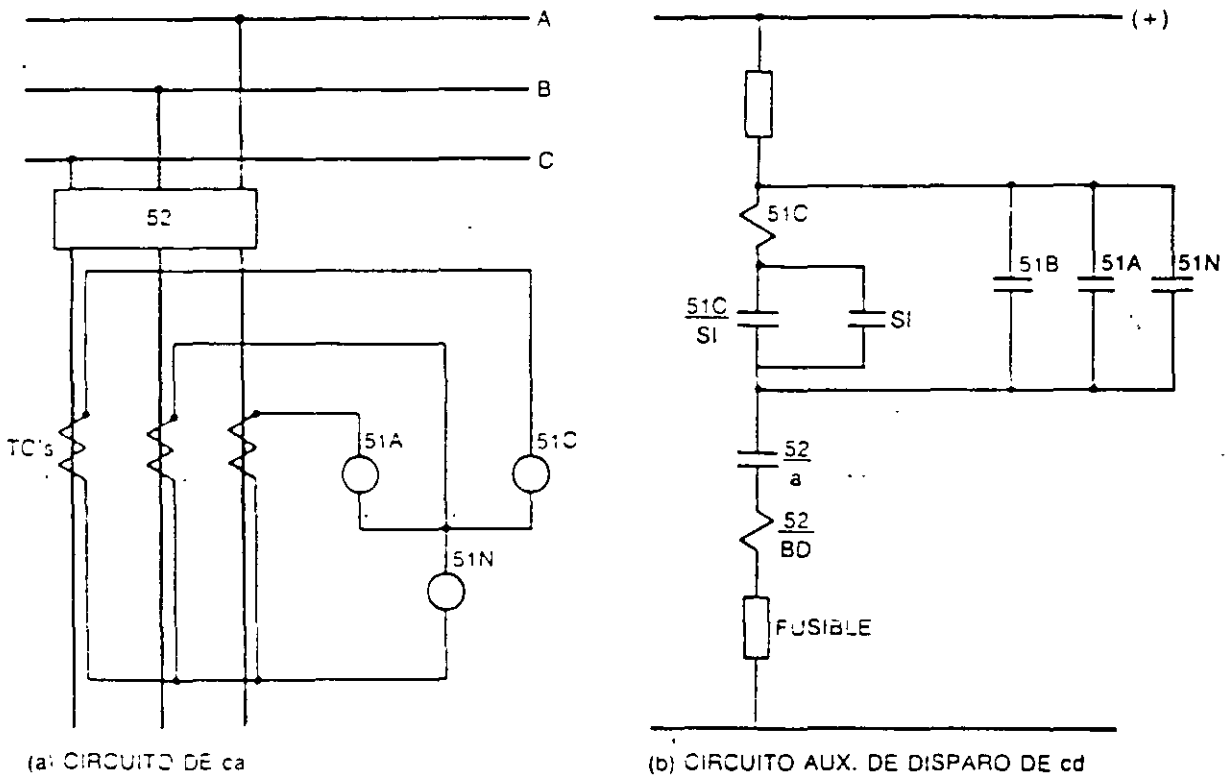


FIG. 7-14 Diagrama de protección y circuito auxiliar de disparo

Pasos a seguir en el ajuste de los relevadores de una protección de sobrecorriente.

1. Se fija o calcula la corriente mínima primaria de operación  $I_{mp}$
2. Se calcula la corriente mínima secundaria de operación (*pick-up*)  $I_{ms}$  a par-

$$\text{tir de: } I_{ms} = \frac{I_{mp}}{R}$$

donde:

$R$  = relación de los transformadores de corriente

3. Calcular la corriente secundaria de cortocircuito  $I_{scc}$

$$I_{scc} = \frac{I_{pcc}}{R}$$

$I_{pcc}$  = corriente primaria de corto circuito

4. Se calculan los valores múltiplos de la corriente  $N$  respecto a la corriente mínima de operación  $I_{ms}$

$$I_n = N = \frac{I_{scc}}{I_{ms}}$$

$N$  = número de veces la corriente mínima de operación

5. Con el valor  $N$  se entra en la gráfica de la Figura 7-15, donde se muestran las características corriente-tiempo de los relevadores IAC-51, y se busca la intersección con el eje del tiempo, donde se obtiene el punto de ajuste del relevador.

*Ejemplo.* Sea un interruptor que debe disparar con una corriente de 450 amperes aproximadamente. La corriente calculada para el cortocircuito máximo es de 3750 A, la protección debe operar en 1.9 segundos. Los transformadores de corriente que alimentan la protección son de relación 300/5A o sea 60/1. Los relevadores tienen ajustes, para la corriente mínima secundaria de operación, que son de 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, 12 y 16 A.

De acuerdo con lo anterior se obtiene lo siguiente, siguiendo la misma secuencia:

1.  $I_{mp} = 450 \text{ A}$

2.  $I_{ms} = \frac{450}{60} = 7.5 \text{ A}$

El relevador se ajusta en la derivación inmediata superior o sea la de 8 A.

3.  $I_{scc} = \frac{3750}{60} = 62.5 \text{ A}$

4.  $I_n = \frac{62.5}{8} = 7.8$  veces la corriente mínima de operación

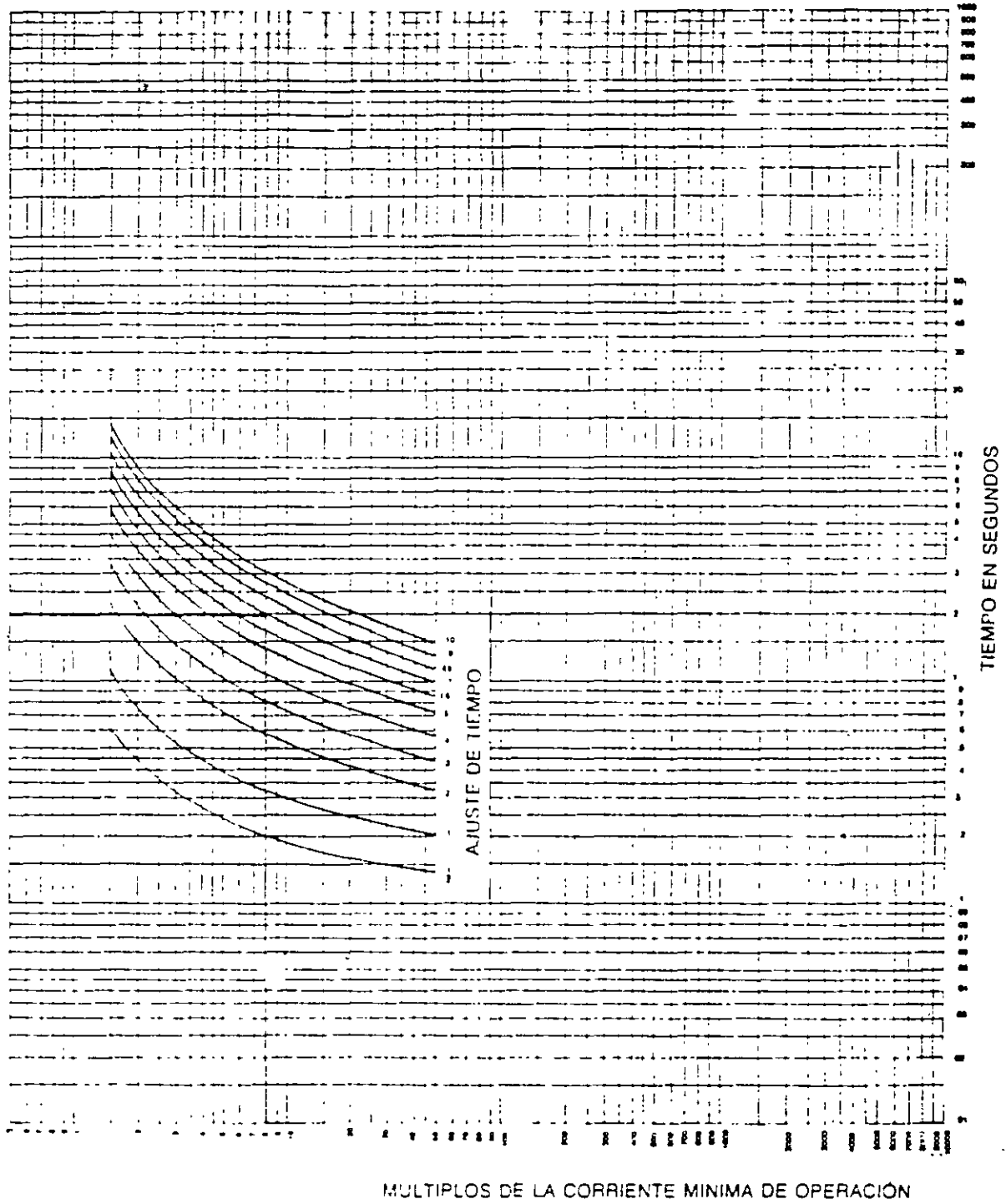


FIG. 7-15 Características tiempo-corriente para relevadores IAC51 y IAC52 de G.E.

- Con estos valores se entra en la gráfica corriente-tiempo de la Figura 7-15. En el eje del tiempo se toma 1.9 segundos (tiempo que tarda en operar el relevador) y sobre el eje de los múltiplos de la corriente mínima de operación se fija el valor de 7-8. La intersección de las dos magnitudes fija un punto sobre las curvas de retardo marcadas con los números 7 y 8 que es el valor de ajuste del tiempo del relevador, como se quería encontrar.

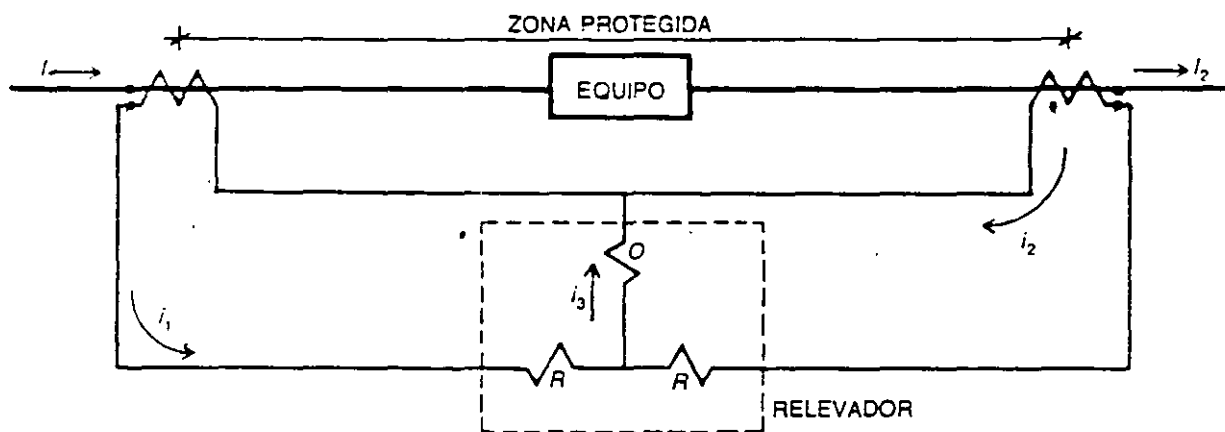


FIG. 7-16 Esquema de frotación diferencial

### 7.8.2 Protección diferencial

En esta protección se utilizan tres relevadores, uno por fase, y está basada en que si la corriente que entra a la zona protegida  $I_1$  es igual a la que sale de la misma zona  $I_2$ , que es el estado normal de la protección, la resultante  $I_3$  vale cero, o sea,  $i_1 - i_2 = i_3 = 0$ .

Esto ocurre cuando en la zona protegida no hay falla, o esta última ocurre fuera de dicha zona. En cambio si el cortocircuito se produce dentro del área protegida, y el sistema es radial, la corriente  $i_1$  es muy grande mientras que la  $i_2$  es prácticamente cero lo que provoca que  $i_3$  sea muy grande, energizando la bobina de operación del relevador, que a su vez ordena la apertura de todos los interruptores que alimentan la zona de falla.

En resumen, se puede decir que una protección diferencial es aquella que opera cuando la diferencia vectorial de dos o más magnitudes eléctricas  $i_1$  e  $i_2$  excede un valor prefijado  $i_3$ .

A continuación se muestra el diagrama trifilar de la protección diferencial de un transformador trifásico, de dos devanados, con conexión Y/ $\Delta$ . Véase la Figura 7-17.

Como se observa, la conexión de los transformadores de corriente debe efectuarse de manera que los transformadores del lado de la estrella del banco deben conectarse en delta, mientras que los del lado de la delta del banco deben conectarse en estrella, o sea, los transformadores de corriente siempre se conectan al revés del



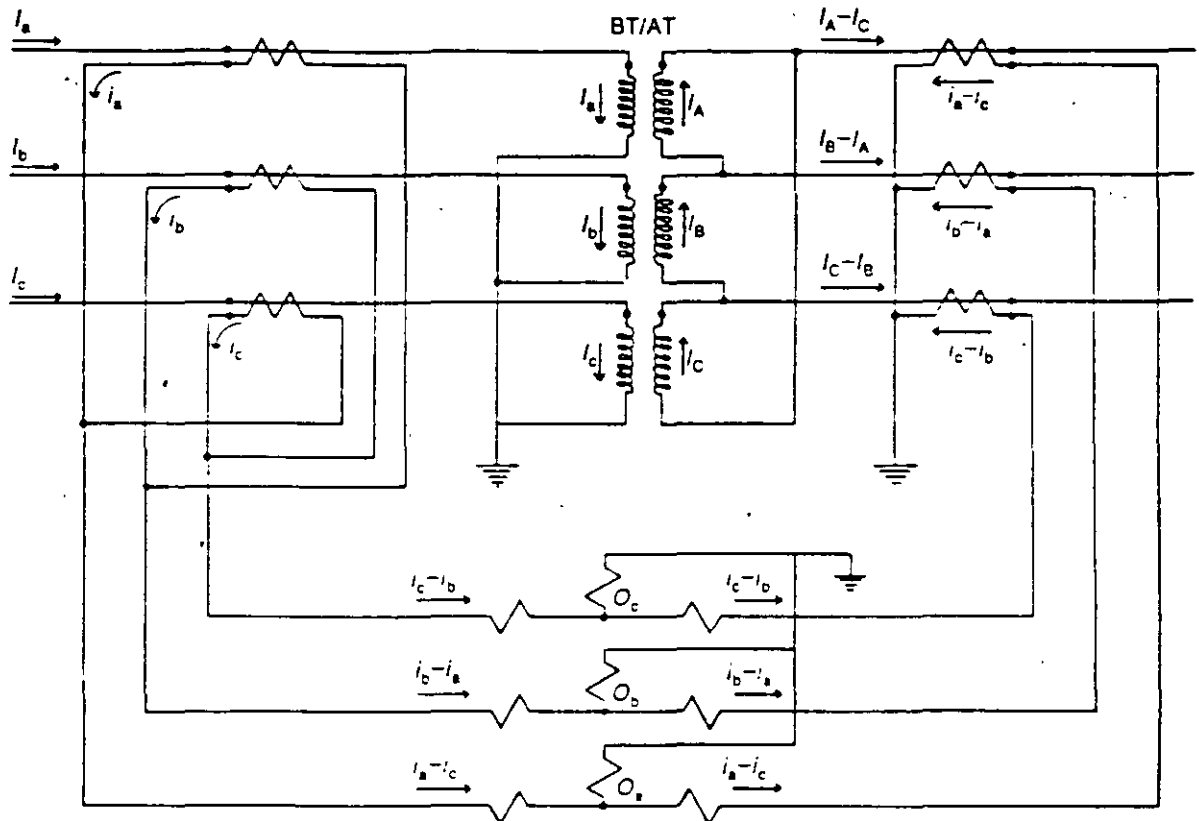


FIG. 7-17 Diagrama trifilar de protección diferencial y faseo de corrientes

lado del banco que van a proteger. Esto se debe a que en el caso de ocurrir una falla de fase a tierra en la parte exterior de la zona protegida, en el lado de la estrella del banco, la suma de las tres corrientes de secuencia cero ( $3I_0$ ) circulará por la delta de los transformadores de corriente y no operará la protección diferencial. En el lado delta del banco de potencia, no hay componentes de secuencia cero cuando se produce la falla a tierra en el lado de la estrella, por lo tanto las componentes de secuencia cero no tienen posibilidad de circular entre los devanados secundarios de los dos grupos de transformadores de corriente. O sea, si los transformadores de corriente del lado de la estrella del banco no estuvieran conectados en delta, las componentes de secuencia cero circularían por las bobinas de operación de los relevadores, ocasionando que los relevadores operen incorrectamente por fallas externas.

### 7.8.3 Protección de hilopiloto

El diagrama de la protección de hilopiloto, como se observa en la Figura 7.18, es un sistema de corriente circulante, semejante a una protección diferencial típica.

En esta protección la bobina restrictora sirve para evitar la operación del relevador, debida a corrientes desbalanceadas.

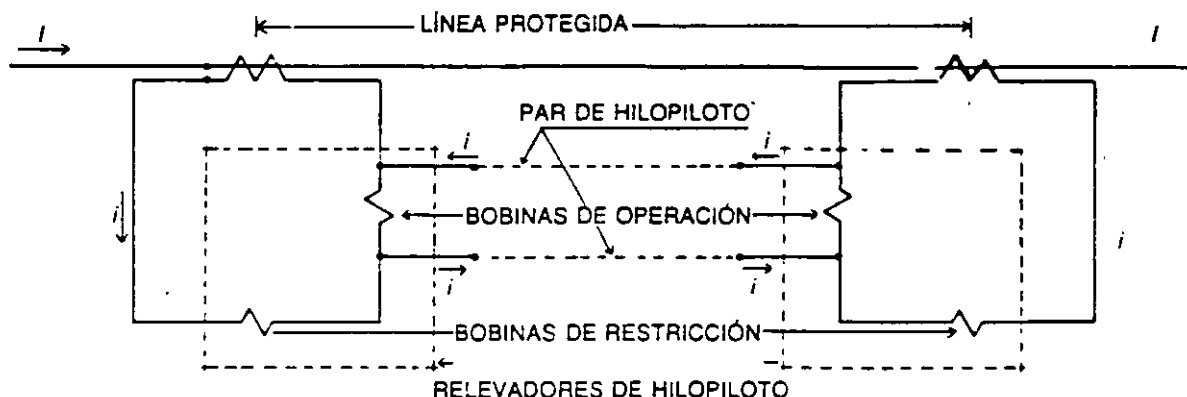


FIG. 7-18 Protección de hilopiloto

Este equipo es capaz de disparar los interruptores de ambos extremos de una línea, cuando se producen fallas dentro de la zona protegida de ésta, y la corriente  $I$  fluye en un solo lado de la línea.

No es recomendable usar esta protección en líneas con derivaciones, debido a que los relevadores utilizan transformadores saturables, que limitan las magnitudes de corriente en el par hilopiloto; lo que a su vez provoca que la relación entre la magnitud de la corriente de línea y la corriente de salida de los elementos saturables, elimina la posibilidad de conectar más de dos equipos en un circuito de hilopiloto.

Las protecciones de hilopiloto deben contar con un equipo de autocomprobación, que origine una alarma en el caso de que el par de hilopiloto se abra o se ponga en cortocircuito. Los pares de hilopiloto pueden adquirirse por medio de pares telefónicos, o por medio de cables de hilopiloto, propiedad de la empresa productora de energía. Este último caso es el más caro, pero es el más efectivo.

#### 7.8.4 Protección de onda portadora

Está basada en que al aparecer una tensión de polaridad positiva sobre el circuito de control de un transmisor, genera una tensión de salida de alta frecuencia, del orden de 30 a 200 MHz.

De acuerdo con el diagrama de la Figura 7-19, el receptor recibe la corriente de onda portadora del transmisor local y del transmisor del otro extremo de la línea y la convierte en una tensión de corriente directa que llega al relevador adecuado. La tensión es cero cuando no se recibe la señal de corriente de onda portadora.

El equipo de onda portadora comprende lo siguiente:

1. *Trampa de onda.* Es un circuito resonante de impedancia cero a la corriente de 60 Hz, y de muy alta impedancia a la frecuencia de la señal que fluye en el tramo de línea que se encuentra entre las trampas de onda, y que a su vez no le afecte la señal de otro circuito contiguo que opere a otra frecuencia.

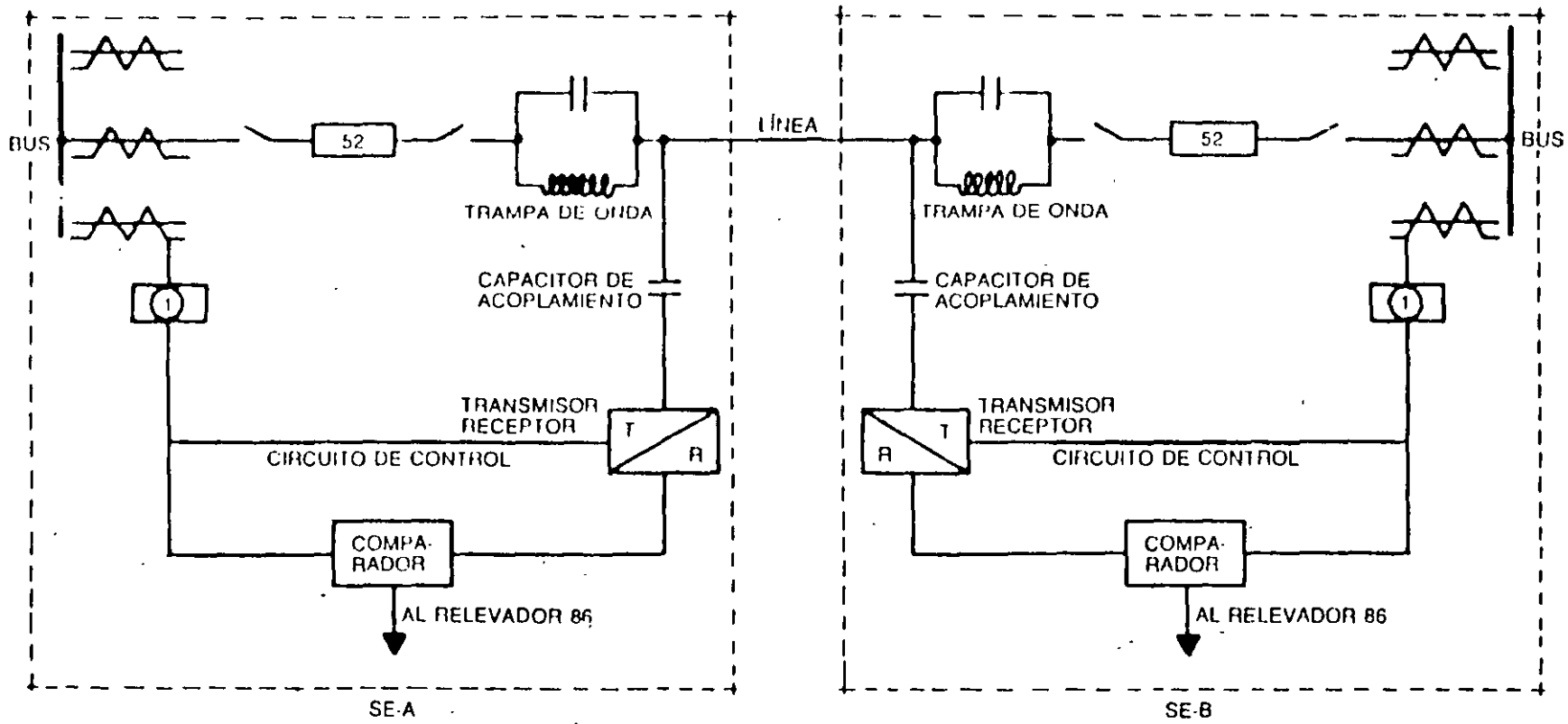


FIG. 7-19 Protección de onda portadora

2. *Capacitor de acoplamiento.* Es un capacitor que se conecta después de la trampa de onda, que presenta una impedancia muy grande a la energía de 60 Hz, y mínima para la señal de onda portadora de la frecuencia de que se trate.
3. *Comparador de fase.* Está formado por un juego de relevadores que comparan la relación de fases, entre la corriente que entra en una terminal y la que sale por el otro lado. No se comparan las magnitudes, y es un sistema inmune a los impulsos de energía o pérdida de sincronismo entre las fuentes de generación, situadas más allá de las terminales de la línea.

La operación de esta protección es como sigue:

Los tres transformadores de corriente de cada extremo de la línea protegida alimentan los bloqueos *I* del diagrama de la Figura 7-19. Ahí la señal trifásica de los transformadores se convierte en una señal monofásica de tensión, la cual alimenta al transmisor *T* en paralelo con el circuito comparador. A este circuito comparador también le llega la señal del receptor *R*.

Finalmente el comparador actúa sobre un relevador auxiliar que ordena disparar el interruptor (52) de la línea, después de haber comparado los ángulos de fase de cada extremo de ésta. Si la falla es exterior a la línea, las señales de los transformadores de los dos extremos están 180° fuera de fase, debido a que las corrientes en los dos juegos de transformadores son contrarias.

La señal de corriente que fluye de la subestación *A* a la *B*, está desplazada en tiempo, produciendo constantemente una señal de corriente de un extremo al otro. En el caso de que la falla sea en la línea protegida, las señales de los extremos están en fase, debido a que los dos grupos de transformadores detectan las corrientes con el mismo sentido, por lo que la señal de corriente de *A* a *B* no están desplazadas, o sea son concurrentes, produciendo una señal de corriente en forma intermitente.

En el primer caso los relevadores de comparación de fase no operan, mientras que en el segundo caso envían la orden de disparar a los interruptores (52) situados en los extremos de la línea, en las subestaciones *A* y *B*.

## 7.9 PRINCIPALES PROTECCIONES EN SUBESTACIONES

En una subestación, los principales elementos que necesitan ser protegidos son los siguientes:

1. Líneas o cables de alimentación
2. Bancos de transformadores de potencia
3. Barras colectoras o buses
4. Respaldo local contra falla de interruptores
5. Alimentadores

6. Bancos de capacitores
7. Bancos de tierra

### 7.9.1 Líneas o cables de alimentación

Las líneas de transmisión que rematan en una subestación se pueden proteger, dependiendo de sus características, mediante cualquiera de las protecciones siguientes:

1. Sobrecorriente
2. Distancia
3. Hilopiloto
4. Onda portadora

#### 7.9.1.1 Sobrecorriente

Es la protección más sencilla, y por lo tanto barata; se utiliza en instalaciones con diagramas unifilares sencillos, se emplean dos relevadores de fase y uno de tierra.

Se acostumbra usarla en líneas de distribución y en suministro a instalaciones industriales. Se usa con protección de distancia para la falla a tierra, y como respaldo de la protección de hilopiloto.

En los alimentadores de distribución se acostumbra usar con relevadores de tiempo inverso que producen la mejor selectividad, combinados con fusibles y reielevadores de recierre.

A continuación, en la Figura 7-20, se muestra un diagrama esquemático de protección para un alimentador de 23 kV con arreglo de barra doble. Dicho alimentador está protegido por una protección de sobrecorriente.

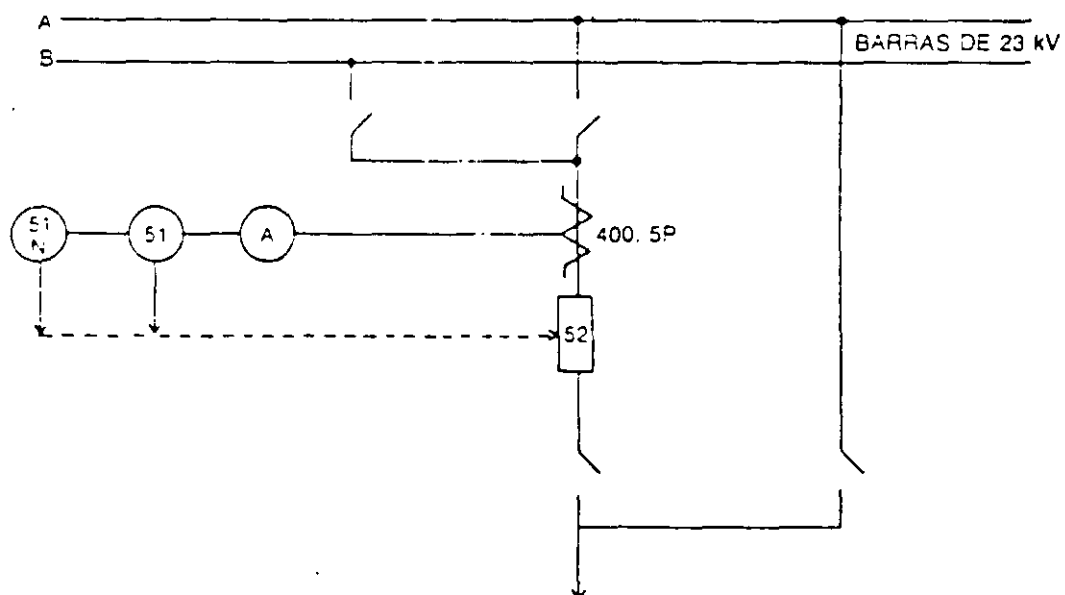


FIG. 7-20 Diagrama de protección de alimentador de distribución

Esta protección está alimentada por tres transformadores de corriente de 400:5 A, con dos relevadores, cada uno con unidad de operación instantánea, y otra de tiempo inverso con ajuste de 4 a 16 amperes. Ambos relevadores operan para fallas entre fases. Un tercer relevador con las mismas dos unidades, pero la de tiempo inverso con ajuste de 0.5 a 2 amperes, opera para fallas de fase a tierra.

### 7.9.1.2 Distancia

Esta protección se usa como primaria en transmisión. Los relevadores son preferibles a los de sobrecorriente porque no les afectan los cambios en la magnitud de la corriente. Su selectividad se basa más en la impedancia que en la corriente, que es el caso anterior. Para líneas cortas se usan relevadores de reactancia que no les afecta la resistencia del arco. Para líneas medias se usa el tipo mho, que es más sensible a la resistencia del arco, y además combina dirección y distancia. El tipo de impedancia conviene para fallas entre fases, en líneas medias, y es más afectado por el arco que el de reactancia, pero menos que el tipo mho.

Como ejemplo, en la Figura 7-21 se muestra el diagrama esquemático de protección de una línea de 230 kV, con arreglo de barra partida, con una protección primaria con diferencial de hilopiloto y una de respaldo con protección de distancia.

La protección primaria que está formada por un relevador de hilopiloto, incluye al interruptor (52) y a la propia línea. La protección de respaldo, protege la línea pero no su interruptor, y está formada por:

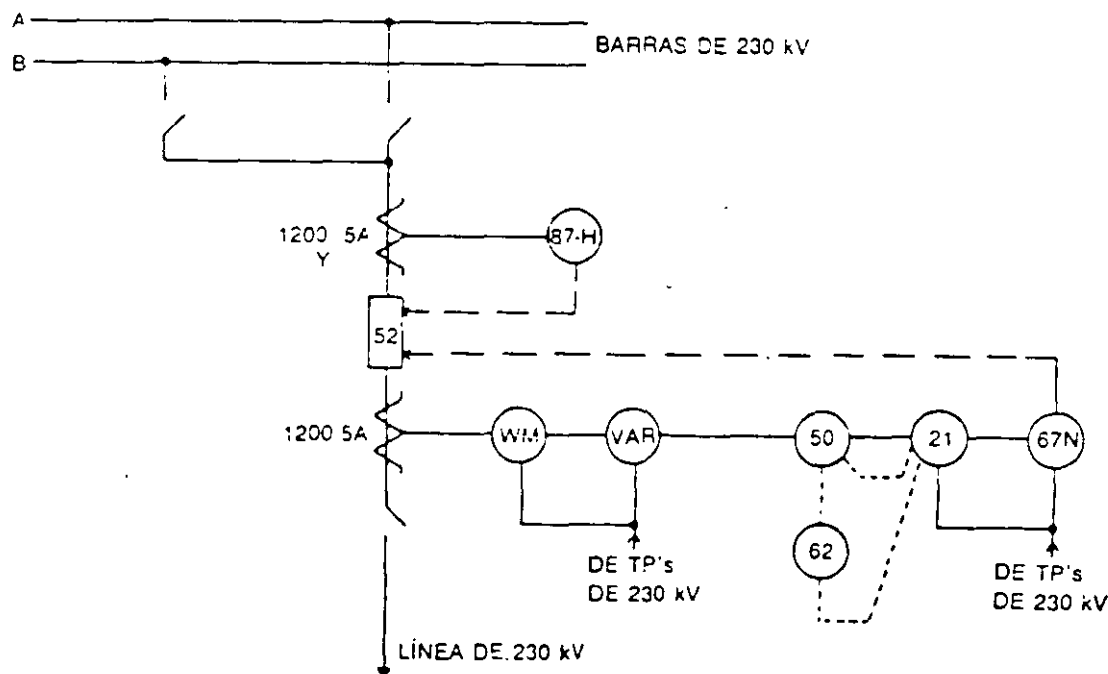


FIG. 7-21 Diagrama de protección de línea de 230 kV (hilopiloto)

Un relevador de sobrecorriente (50) de tres elementos con unidad instantánea, que supervisa el disparo de los relevadores de distancia (21); un relevador de tiempo (62), cuya función es retardar el disparo del relevador de distancia para crear una segunda zona de protección; un relevador de sobrecorriente direccional (67-N), con unidad de tiempo inverso de 0.5-2 A, y unidad instantánea con polarización de corriente y potencial, que protege la línea contra fallas de fase a tierra; y dos relevadores de distancia (21) con ajuste de impedancia de 0.2 a 4.35 ohms, que sirven de respaldo a la protección de barras remotas de las subestaciones de los dos extremos de la línea.

### 7.9.1.3 Hilopiloto

Es una protección de alta velocidad para protección de líneas. Se usa en líneas cortas de menos de 20 km, en que la protección de onda portadora no es económicamente justificable. También se usa en la protección de cables de potencia, en donde la onda portadora se atenúa muy rápidamente.

La protección de hilopiloto se usa como primaria mientras que como respaldo se puede usar una protección direccional, pero eliminando la operación de la zona de alta velocidad. Como ejemplo de esta protección, en la Figura 7-22 se muestra el diagrama esquemático de protección de una línea de 85 kV, con arreglo de barra partida, con una protección primaria de hilopiloto y una de respaldo de sobrecorriente direccional.

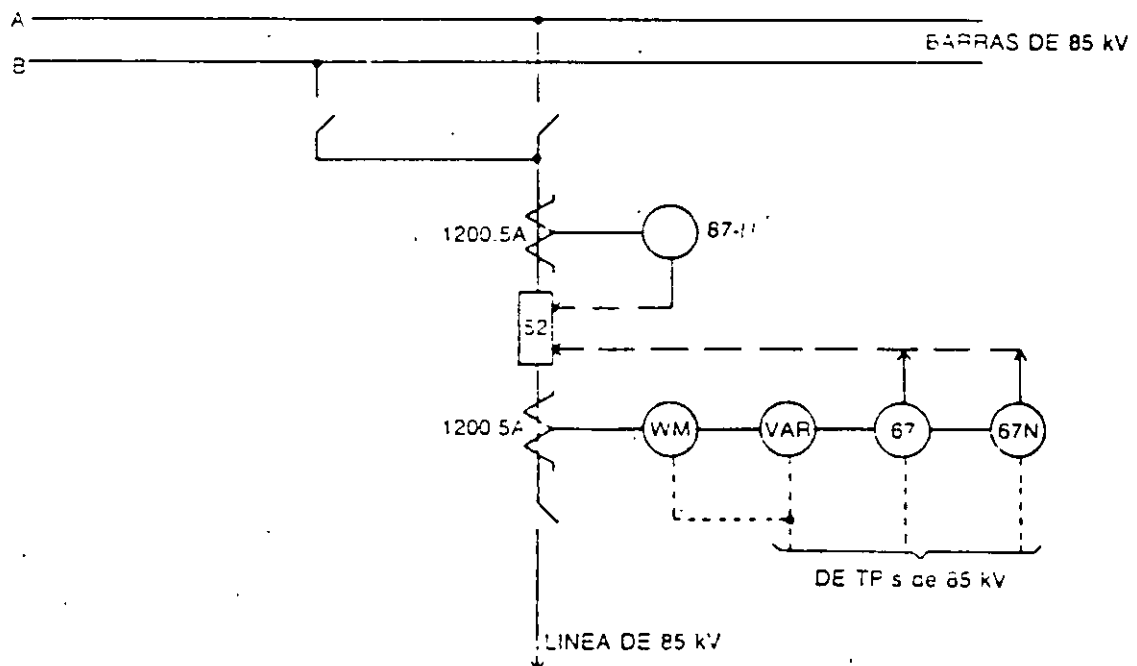


FIG. 7-22 Diagrama de protección de una línea de 85 kV (hilopiloto)

Estas protecciones están alimentadas por dos juegos de transformadores de corriente de relación 1200: 5 A, cada unidad y un juego de tres transformadores de potencial, de relación 120: 1 V, cada unidad.

La protección primaria de esta línea está formada por un relevador diferencial de hilopiloto (87-H) que dispara el interruptor (52) de la línea, el que a su vez queda dentro de la protección.

La protección de respaldo está formada por tres relevadores de sobrecorriente direccional (67) con unidad instantánea, y otra de tiempo inverso, con bobina de 4 a 16 A, los cuales detectan fallas entre fases. Un cuarto relevador con las mismas dos unidades, pero con la bobina de 0.5 a 2 A, opera para fallas de fase a tierra. Todos los relevadores direccionales están polarizados con potencial.

#### 7.9.1.4 Onda portadora

Es la protección más confiable para líneas de alta tensión. Se puede instalar a partir de 34 kV, y sólo se utiliza equipo terminal en los extremos de las líneas, por lo cual necesita menos vigilancia que el caso anterior, aunque también es más caro que el caso de hilopiloto.

En onda portadora se utilizan tres métodos, a saber:

1. Comparación de fase
2. Comparación direccional
3. Sistema mixto

El primer caso es el más simple y se usa principalmente en líneas con dos extremos. Es un sistema que no le afecta la inducción de otras líneas cercanas, lo cual es una ventaja sobre la protección direccional. Sólo sirve como protección primaria y no de respaldo.

El segundo método es muy usado, salvo en el caso en que exista alta inducción de otras líneas. No se debe usar con relevadores direccionales de tierra, solamente con relevadores de tierra, del tipo de distancia. Su precio es ligeramente más alto que en el primer caso.

Un ejemplo de protección de líneas, por el método de comparación de fases, para un diagrama de barra partida en 85 kV, se muestra en la Figura 7-23.

La protección primaria de esta línea está formada por un relevador de comparación de fases (87-C) y un canal de onda portadora que protege la línea, incluido el interruptor. El relevador, en caso de falla, ordena disparo sobre el interruptor (52). Esta protección se usa para líneas con longitudes superiores a 20 km, o menores, si la utilización del hilopiloto no es confiable. El disparo de los interruptores localizados en ambos extremos de la línea debe ser simultáneo. La protección de respaldo está formada por tres relevadores direccionales, con unidades de tiempo inverso, con bobina ajustable entre 4 y 16 A, e instantánea, que operan para fallas entre fa-



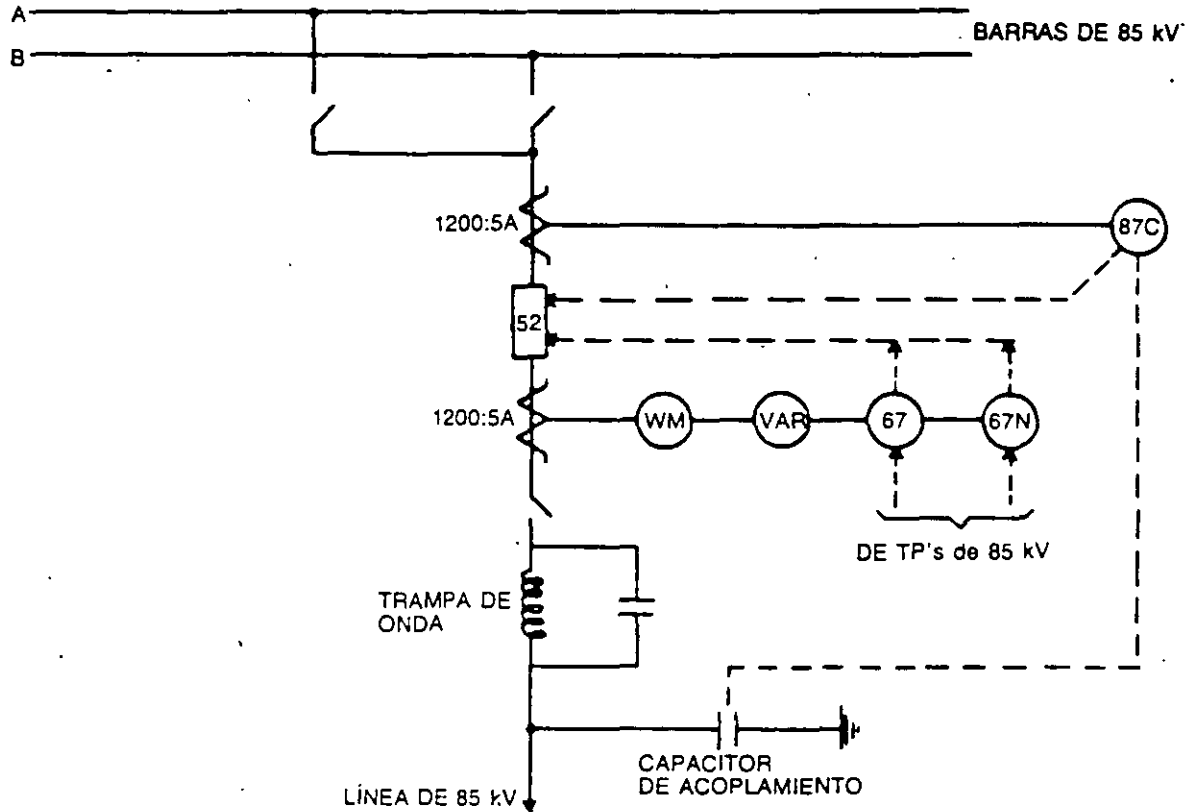


FIG. 7-23 Diagrama de protección de una línea de 85 kV (onda portadora)

ses, y un relevador (67-N) que opera con fallas de fase a tierra con las mismas dos unidades, pero la de tiempo inverso con bobina ajustable entre 0.5 y 2 A. Todos los relevadores tienen polarización de potencial y corriente.

El tercer método se usa cuando la comparación de fases no es afectada por la inducción; bajo esta circunstancia se usa la combinación de fase y direccional. La direccional para fallas entre fases y la de fase para fallas de fase a tierra.

### 7.9.2 Bancos de transformadores

Los transformadores de potencia se pueden proteger por cualquiera de las protecciones siguientes:

1. Diferencial
2. Sobrecorriente
3. Trafoscopio (gas)
4. Tanque a tierra

1. La protección diferencial se utiliza en los bancos como protección primaria, con una protección de respaldo que puede ser de sobrecorriente de dos fases y de sobrecorriente a tierra, o bien, una protección de gas (trafoscopio).

2. La de sobrecorriente se utiliza como protección de respaldo para fallas externas.

Los relevadores son del tipo de sobrecorriente instantáneo y de tiempo inverso (50/51).

Cuando el neutro del banco se conecta a tierra, en forma directa o a través de una inductancia, se usa una protección de sobrecorriente de tierra, de tipo direccional (67-N), como complemento a la de respaldo de fase.

3. La protección de gas se utiliza en algunos países como protección primaria, con una protección de respaldo de tanque a tierra, que se explica a continuación. Esta combinación es muy sencilla y barata.

4. La protección de tanque a tierra se utiliza como protección de respaldo de bancos de transformadores de hasta 300 MVA. Estos transformadores tienen el tanque conservador sobre una estructura aparte o bien sobre el muro divisorio entre transformadores. El tanque conservador está aislado eléctricamente del resto del tanque del transformador, por medio de un empaque aislante situado en el acoplamiento del tubo de aceite y está conectado directamente a tierra. En cambio, el tanque del banco tiene la base aislada de tierra y sólo hace contacto con tierra a través de un cable de cobre que pasa a través de un transformador de corriente, antes de ser conectado firmemente a tierra, como se muestra en la Figura 7-24.

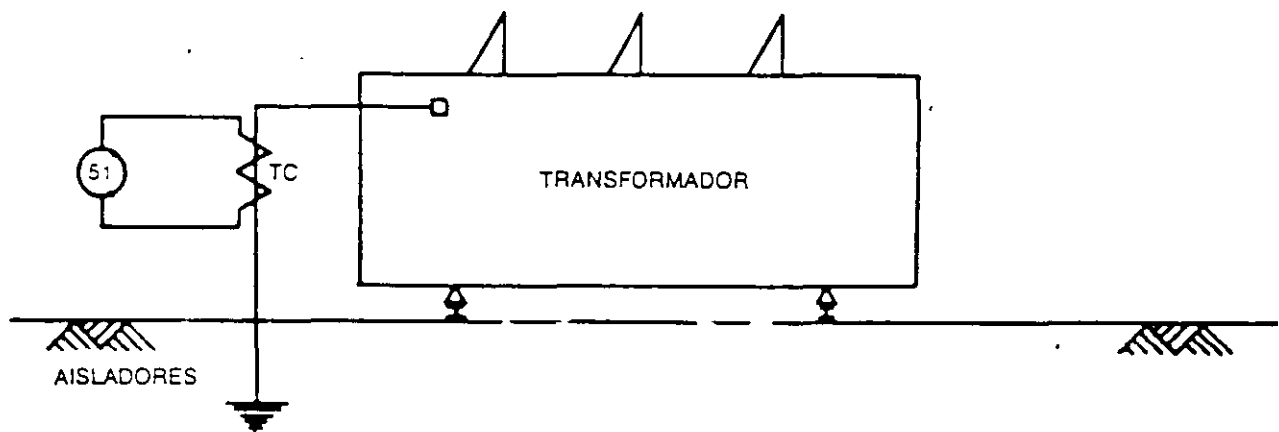


FIG. 7-24 Diagrama de protección de tanque a tierra

El secundario del transformador de corriente se conecta a un relevador de sobrecorriente (50) de tierra, de tipo instantáneo, que ordena el disparo de los interruptores de los circuitos que inciden sobre el transformador, en caso de falla del mismo.

Como ejemplo de las tres primeras protecciones, a continuación se muestra el diagrama esquemático de un banco de transformadores de 30 MVA 85/23 kV, con arreglo de barra partida en 85 kV, y de anillo en 23 kV.

En la Figura 7-3 se muestra como protección primaria, una protección diferencial de banco, que protege el propio banco y los interruptores (52), del banco, de los dos alimentadores de 23 kV y del banco de capacitores; todo esto a través del relevador auxiliar 86-X que ordena la apertura de los mencionados interruptores y el cual también es alimentado por la protección de sobrecorriente de fase y tierra (51). El respaldo está formado por la protección de sobrecorriente temporizada, con la señal tomada después del interruptor del banco y la de sobrecorriente de tierra del banco. Ambas señales alimentan el relevador auxiliar 86-R que ordena la apertura del interruptor del banco y de los dos alimentadores de 23 kV.

Una segunda protección de respaldo es la del trafoscopio (*Buchholtz*) que actúa sobre el relevador auxiliar 86-63, el que a su vez ordena disparar el interruptor del banco, el del banco de capacitores y los dos alimentadores de 23 kV.

Los relevadores comprendidos en estas protecciones, son los siguientes:

La protección primaria está formada por 3 relevadores diferenciales (87-T) con tres bobinas de restricción y supresión de armónicas, que protegen cualquier tipo de falla dentro de la zona de los transformadores de corriente que energizan la diferencial.

La protección de respaldo está formada por los siguientes relevadores:

Dos unidades de sobrecorriente (51) con unidad de tiempo inverso, de 4 a 16 A, y unidad instantánea, de las cuales la instantánea se utiliza para protección del banco y la de tiempo para los alimentadores.

Una unidad igual a la anterior (51-T), pero la unidad de tiempo inverso es de 0.5 a 2 A y opera para protección de fase a tierra, tanto del banco como de los alimentadores de 23 kV.

Una unidad de sobrecorriente (51-N) igual a la última anterior, que se utiliza para proteger fallas de fase a tierra, en el lado de 85 kV del banco de transformadores.

Un relevador de gas (trafoscopio) (63) que protege al banco para fallas entre espiras o a tierra,

Finalmente, se utilizan 3 relevadores auxiliares de disparo (86-X), (86-R) y (86-63) de reposición manual, que sirven como auxiliares de disparo de las protecciones primarias y de respaldo.

### 7.9.3 Barras colectoras o buses

La protección de buses es una protección de tipo diferencial; de tal manera que, mientras la energía que entra a los buses es igual a la que sale, la protección no opera. En caso de un cortocircuito dentro de la zona de buses, la energía que entra al

área de falla es mayor que la que sale y, por lo tanto, opera la protección desconectando todos los interruptores que alimentan los buses.

Esta protección se aplica en sistemas de barras con tensiones superiores a 85 kV, y no hay restricción en aceptar TC de diferente relación de transformación, dado que la protección acepta el uso de TC de corriente auxiliares, que ajustan las corrientes secundarias.

El esquema diferencial usado en los diferentes arreglos es de alta velocidad de operación, con un sistema de estabilización que limita las falsas operaciones contra fallas externas. Las falsas operaciones se pueden deber a errores de relación en los TC de los diferentes circuitos.

Esta protección se puede aplicar a sistemas de buses de barra sencilla o de barra seccionada, a través de un interruptor de seccionalización. El principio de esta protección es establecer un circuito en que se suman vectorialmente las corrientes de todos los circuitos que inciden en el bus considerado. La suma vectorial se pasa a través de un circuito rectificador de tipo puente, cuya salida de corriente directa se aplica a un relevador direccional de bobina móvil. Cuando las condiciones son normales, en la zona de buses la suma de todas las corrientes que entran a los buses es igual a la suma de todas las corrientes que salen de los mismos. O sea, la suma algebraica de las corrientes que inciden en el bus es cero y por lo tanto no opera la protección.

En el caso de fallas externas, cercanas a la S.E. que originan los cortocircuitos más elevados, los transformadores de corriente presentan errores de transformación que pueden originar que la suma de las corrientes pueda aparentar un valor diferente de cero y de magnitud relativamente grande, que opera la protección. Para evitar esta posibilidad, la protección suma las corrientes de cada circuito, rectificadas individualmente y las afecta de un factor llamado de estabilización. Esta suma estabilizada se aplica al relevador diferencial en oposición a la magnitud sin estabilizar. El factor de estabilización  $e$  se puede definir como el error permitido, en por ciento o por unidad, de la corriente diferencial obtenida como resultado de la suma de las corrientes rectificadas de todos los circuitos que inciden en el bus por proteger. O sea, la corriente aplicada  $I_D$  al relevador diferencial, se puede indicar por la expresión:

$$I_D = \Sigma I - e \Sigma I$$

En la Figura 7-25 se indica el arreglo en forma esquemática de los diferentes relevadores de una protección diferencial de buses.

Las bobinas de disparo D-52 ordenan abrir a cada uno de los interruptores (52) y reciben la energía a través del bus de disparo, que se energiza al cerrar el contacto A, que a su vez es operado por la bobina A, que se energiza como resultado de un desbalanceo de la protección diferencial, al ocurrir una falla en las barras.

A continuación se muestra el ejemplo de la Figura 7-26, en donde se presenta el diagrama esquemático de protección de buses, para un caso de interruptor y medio, con tres módulos.

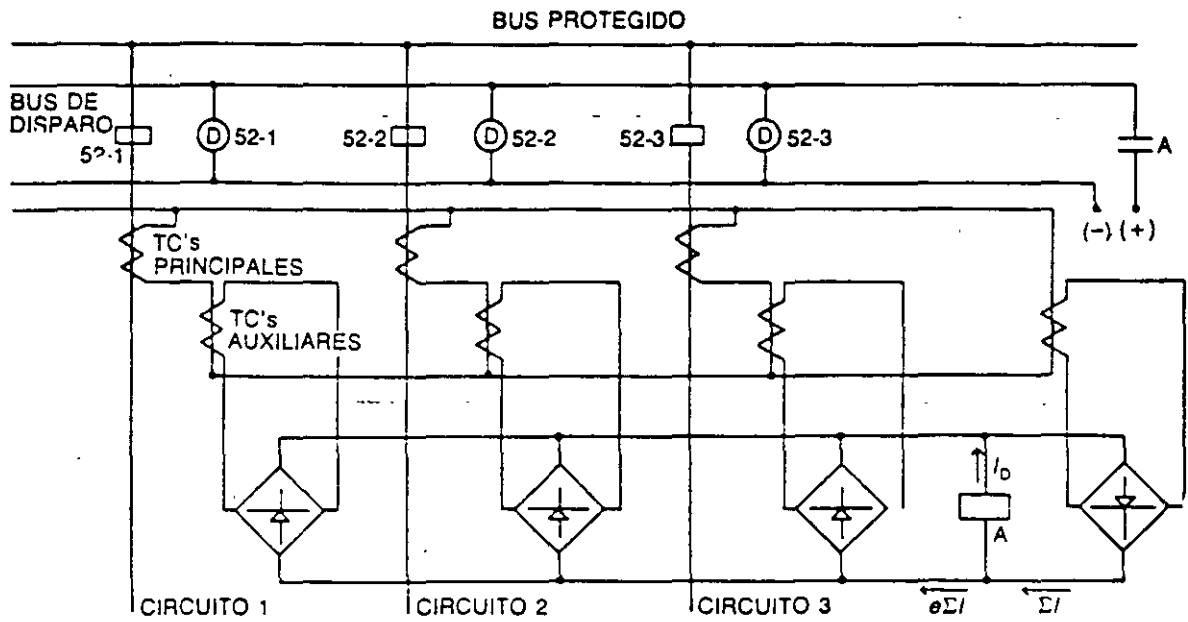


FIG. 7-25 Diagrama de protección diferencial de buses

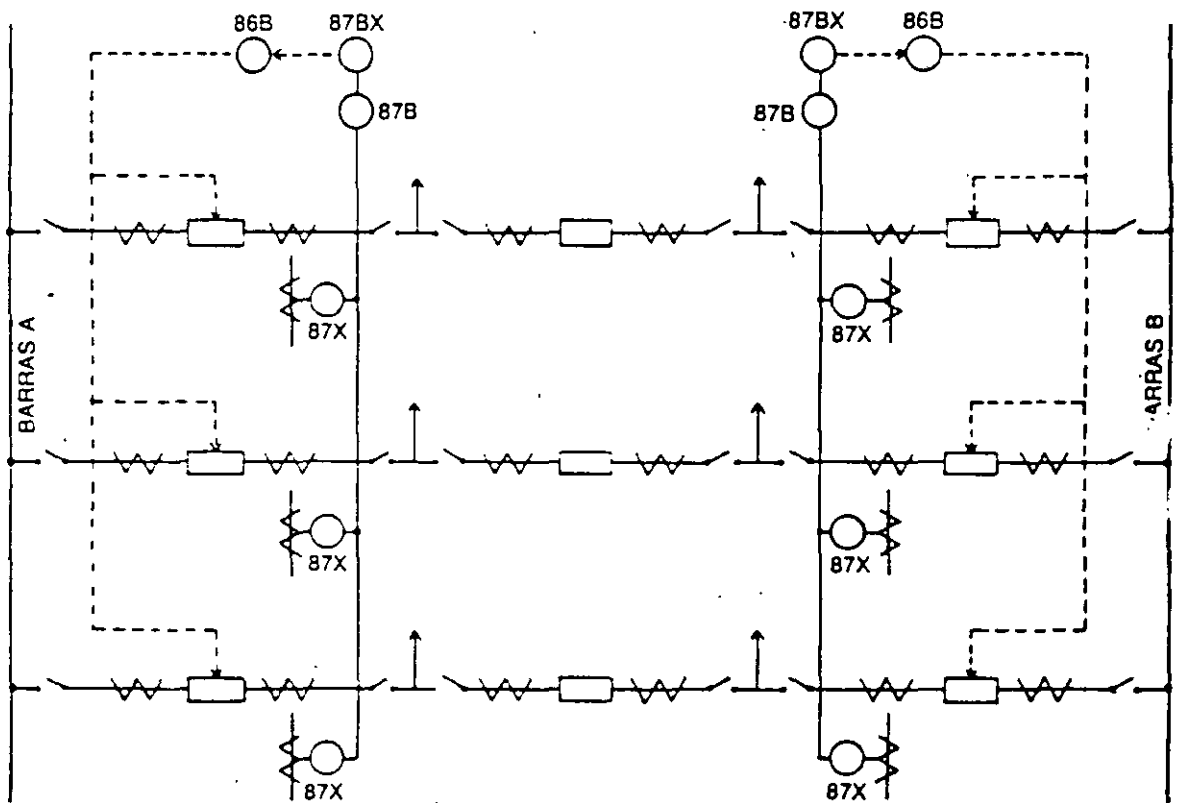


FIG. 7-26 Diagrama de protección diferencial de buses, para el caso de interruptor y medio

#### 7.9.4 Protección de respaldo local contra falla de interruptor

Esta protección se utiliza como refuerzo de la protección de respaldo, para el caso en que una falla se localice en uno de los interruptores de la subestación. Para eliminar la falla, esta protección debe actuar sobre todos los interruptores perimetrales, aislando la zona donde se presenta el cortocircuito. Si el interruptor es el remate de una línea o cable, en la subestación considerada, la protección de respaldo local debe mandar orden de disparo sobre los interruptores de las subestaciones remotas que alimentan el cortocircuito en cuestión.

Para tener una idea breve de cómo opera esta protección, se debe disponer de:

Un detector que indique cuál y cuándo un interruptor ha fallado; para ello, el diagrama de respaldo local incluye un relevador de tiempo (62) que se debe energizar simultáneamente con la orden de apertura enviada al circuito de disparo del interruptor bloqueado, a través de un dispositivo auxiliar que arranca el circuito de respaldo local.

Un dispositivo que sirve para reestablecer el detector cuando el interruptor en cuestión ha operado correctamente, y que consiste en un relevador de corriente instantánea (50), que actúa como detector para verificar si la falla ha sido o no eliminada.

El tiempo de interrupción total, puede ser del orden de 12 a 15 ciclos, con relevadores electromagnéticos.

Como resumen de lo anterior, en la Figura 7-27a se muestra el circuito lógico simplificado de la protección de respaldo local y en la Figura 7-27b se observa una secuencia gráfica de los tiempos asociados a la operación de la protección total. Finalmente la Figura 7-27c muestra el diagrama esquemático de protección de respaldo local contra falla de interruptor, para un arreglo de interruptor y medio. Los relevadores 50-1,2 y *E* tienen cada uno un elemento instantáneo de corriente y otro de tiempo inverso, con bobina de corriente de 2 a 8 A, los dos relevadores de fase, y de 0.5 a 2 A el de fase a tierra.

#### 7.9.5 Alimentadores de distribución

La protección de los circuitos alimentadores de distribución se representa por un diagrama esquemático, formado por dos relevadores de sobrecorriente de fase y un relevador de sobrecorriente de fase neutro, con elementos instantáneo y de tiempo inverso, coordinados con los fusibles de los transformadores de distribución, que se instalan a lo largo del alimentador considerado.

Los alimentadores de distribución pueden tener salida con cable subterráneo en zonas densamente pobladas o con línea aérea en zonas poco pobladas o cuando se requiere hacer la instalación más económica.

En el caso de usar línea aérea y debido a una mayor posibilidad de fallas que en un circuito con cable conviene usar un relevador de recierre (79).

En una línea aérea, aproximadamente un 90% de las fallas son de tipo fugaz, mientras que en un cable es raro que ocurra una falla, pero una vez iniciada ésta,

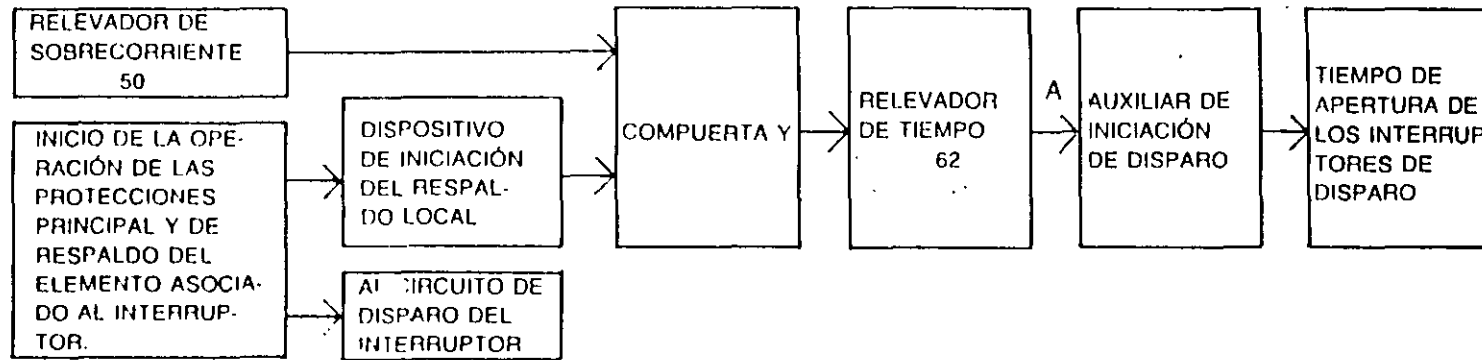


FIG. 7-27(a) Circuito lógico de protección de respaldo local

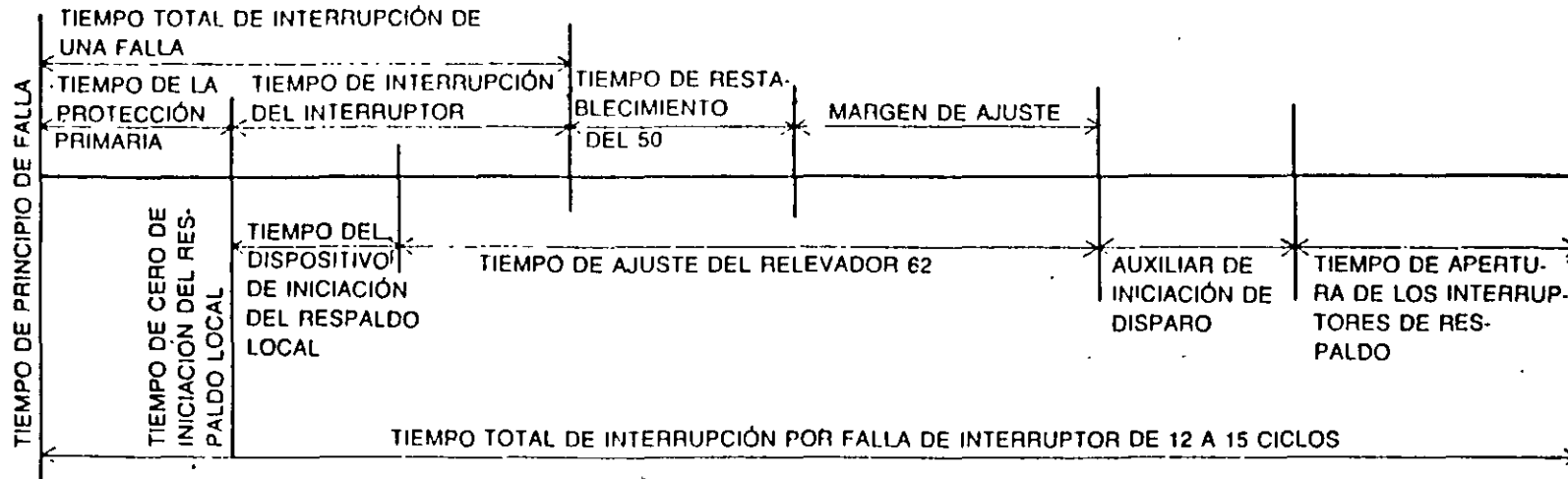


FIG. 7-27(b) Tiempo de operación de los diferentes pasos de la protección

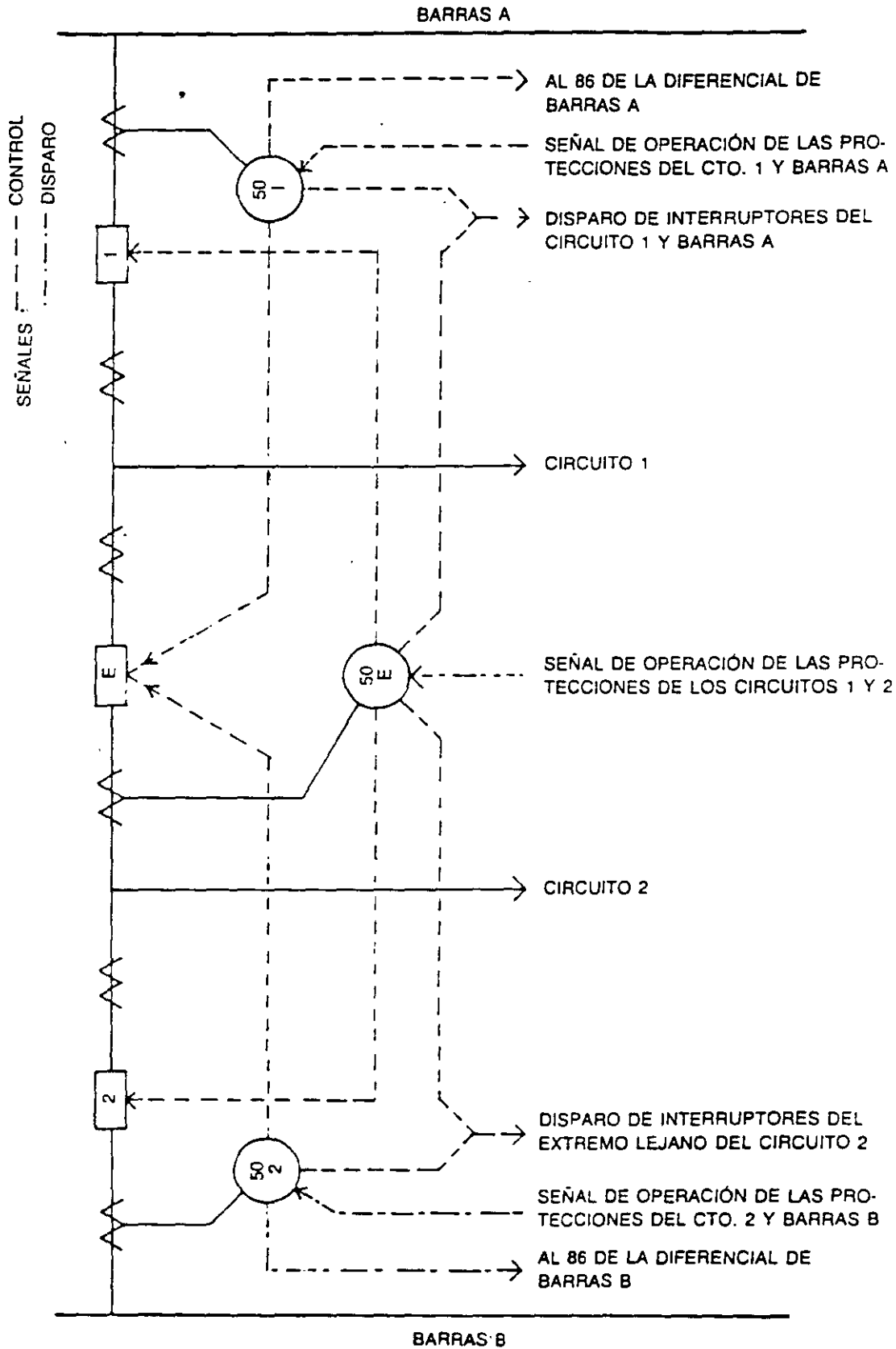


FIG. 7-27(c). Diagrama de protección de respaldo local contra falla de interruptor



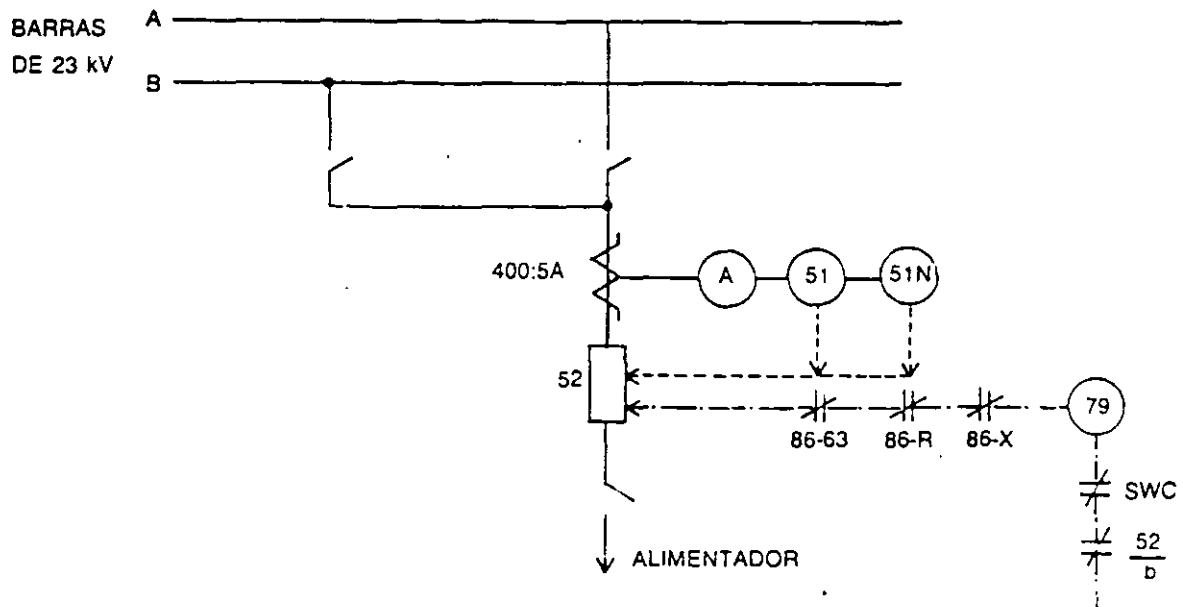


FIG. 7-28 Diagrama de protección para alimentador. Arreglo de doble barra

se considera falla definitiva, que no debe ser realimentada por el uso de un relevador de recierre ya que esto destruiría el cable. De aquí, que nunca se deban instalar dispositivos de recierre en las instalaciones eléctricas alimentadas por cable.

El recierre opera en la forma siguiente: al ocurrir una falla en un alimentador, opera la protección correspondiente y abre el interruptor. Inmediato a la apertura, el relevador de recierre envía al interruptor nueva orden de cierre; si la falla persiste, vuelve a disparar el interruptor, el relevador vuelve a ordenar el segundo cierre, pero ahora con un retraso de tiempo ajustado previamente para dar tiempo a la falla a que se despeje completamente. Finalmente estos relevadores efectúan un tercer intento de recierre con un retraso aún mayor, y en caso de persistir la falla el circuito de cierre del interruptor, queda bloqueado hasta que el personal de mantenimiento despeje físicamente la falla.

En la Figura 7-28 se muestra la protección para un circuito de distribución con arreglo de barra doble, en 23 kV. Los relé 51 son dos unidades de fase con una unidad instantánea y otra de tiempo inverso con bobina de 4-16 A, y otra unidad igual a la anterior de fase a tierra, pero con bobina de 0.5 a 2 A. El relé 79 es una unidad de recierre, que se usa en circuitos aéreos.

Si en un sistema, durante las horas de carga pico, se desconecta un grupo de unidades generadoras por causas de alguna anomalía, el resto del sistema tratará de aguantar la sobrecarga, pero si ésta es excesiva, entonces empezará a descender la frecuencia. Para evitar que lo anterior llegue a desconectar el sistema, a los alimentadores de las subestaciones se les añade una protección de relevadores de baja frecuencia (81) que operan en tres pasos, recibiendo la señal de los transformadores de potencial de las barras principales de la subestación.

Los escalones de frecuencia a que se acostumbra ajustar el relevador son:

*Primer escalón.* 59.6 Hz. Al llegar la frecuencia a este valor disparan los alimentadores de zonas residenciales.

*Segundo escalón.* 59.4 Hz. En este punto disparan los alimentadores de zonas industriales.

*Tercer escalón.* 59 Hz. Si el sistema no se ha recuperado y la frecuencia sigue descendiendo, entonces se elimina el resto de los alimentadores.

### 7.9.6 Bancos de capacitores

En los bancos de transformadores que alimentan circuitos de distribución, se utilizan bancos de capacitores para compensar las cargas inductivas del sistema. Para transformadores de 60 MVA 230/23 kV, se acostumbra usar un banco de capacitores de 10 MVAR, repartidos en dos circuitos en estrella de 5 MVAR cada uno, con sus neutros separados y aislados de tierra, de acuerdo con lo indicado en el capítulo dos. Las dos estrellas están conectadas en paralelo a través de un mismo interruptor.

La protección del banco de capacitores está formada por relevadores semejantes a los utilizados en el caso anterior, o sea, dos de sobrecorriente (51) de fase y un tercero de sobrecorriente (51-N) de fase a tierra, que protegen el banco con el interruptor incluido, como se muestra en el diagrama de la Figura 7.29.

Cada capacitor está protegido por un fusible del tipo de expulsión, que proporciona el fabricante de los capacitores y que deben operar antes que la protección de sobrecarga.

En la práctica, a lo largo de la vida de la instalación, los fusibles van fallando, ocasionando condiciones de desbalanceo de tensión entre fases, que a su vez provocan sobretensiones en alguna de las fases.

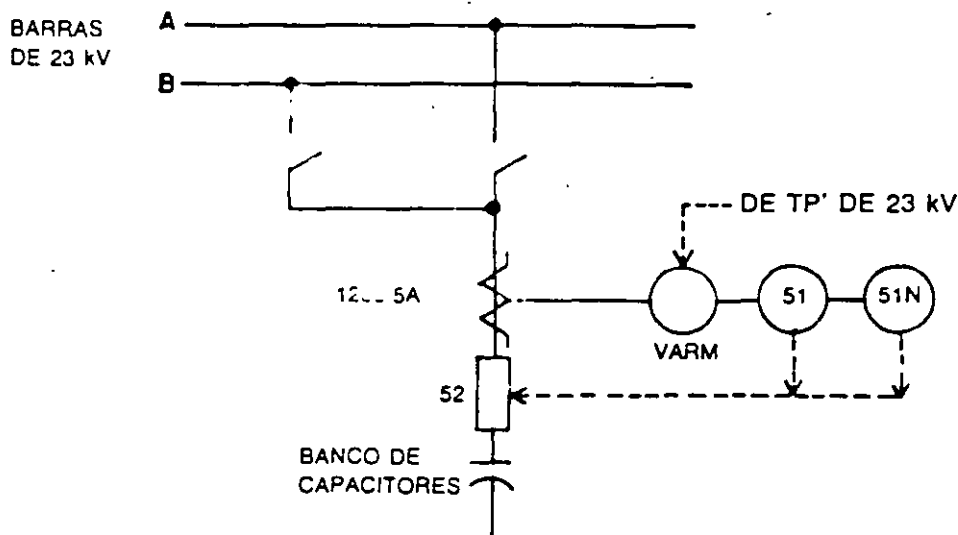


FIG. 7-29 Diagrama de protección para banco de capacitores. Arreglo de doble barra

Para evitar lo anterior, conviene instalar un detector de tensión entre el neutro de cada estrella, que opera cuando ocurre un desbalanceo.

### 7.9.7 Bancos de tierra

Se utilizan en subestaciones que están alimentadas por el lado de la delta de un banco de transformadores y en cuyo caso un cortocircuito de fase a tierra no sería detectado, al no haber camino de regreso para la corriente de falla. Por lo tanto no hay corriente de tierra y el sistema sigue operando, produciéndose sobretensiones en las dos fases normales.

Para evitar que no haya corriente de tierra y, por lo tanto, que no operen los interruptores correspondientes, se instala un camino extra de circulación de corriente que se obtiene conectando un transformador especial, que se llama banco de tierra; por el neutro del cual circula la corriente de tierra que, en esta forma, sí puede detectarse por medio de un relevador adecuado, cuando se produzcan fallas a tierra en el lado de la delta.

Los bancos de tierra deben estar conectados directamente a los buses, sin elementos de desconexión intermedios y pueden ser de dos tipos:

#### 7.9.7.1 Conexión zig-zag

Como se muestra en la Figura 7-30, este banco se conecta directamente a las barras de 85 kV.

Como se puede observar en el diagrama, hay una combinación de tres protecciones:

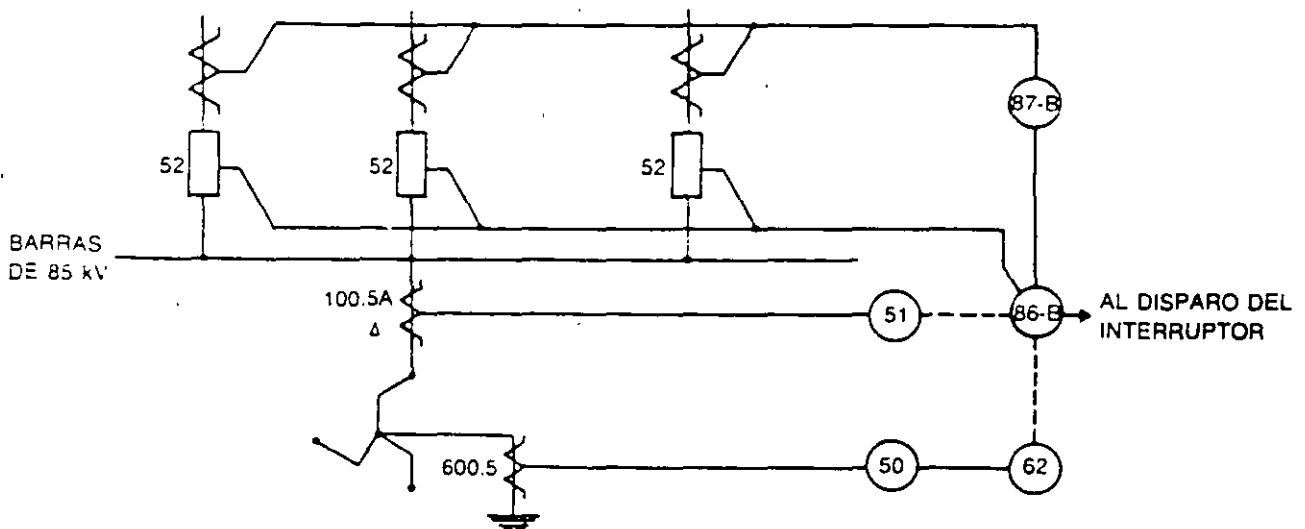


FIG. 7-30 Diagrama de protección para banco de tierra con conexión zig-zag

1. Protección primaria de sobrecorriente alimentada por un grupo de transformadores de corriente conectados en delta, que hace que la protección sea sensible a las componentes de secuencia positiva y negativa, para ello se utilizan tres relevadores (51) con unidad instantánea, y unidad de tiempo inverso con bobina ajustable de 0.5 a 2 A.
2. Protección de respaldo del banco de tierra, conectado a un transformador de corriente con relación de 600: 5 A. instalado en el neutro del banco de tierra y que protege el sistema de 85 kV contra fallas a tierra. La bobina del relevador es de 4 a 16 A.
3. El banco de tierra debe estar amparado a su vez por la protección de barras (87-B) ya que se encuentra sólidamente conectado a éstas.

### 7.9.7.2 Conexión estrella-delta

Esta conexión se muestra en la Figura 7-31, donde se utiliza un transformador estrella con neutro a tierra del lado de 85 kV.

Se utiliza el mismo diagrama que en el caso anterior, con la única diferencia de añadir un circuito con un relevador de tensión instantánea (64) tomado de la delta del banco, a través de tres transformadores de potencial, con relación 120: 1 V, conectados en estrella y con el neutro a tierra, que detectan cualquier falla de aislamiento en el área de 23 kV.

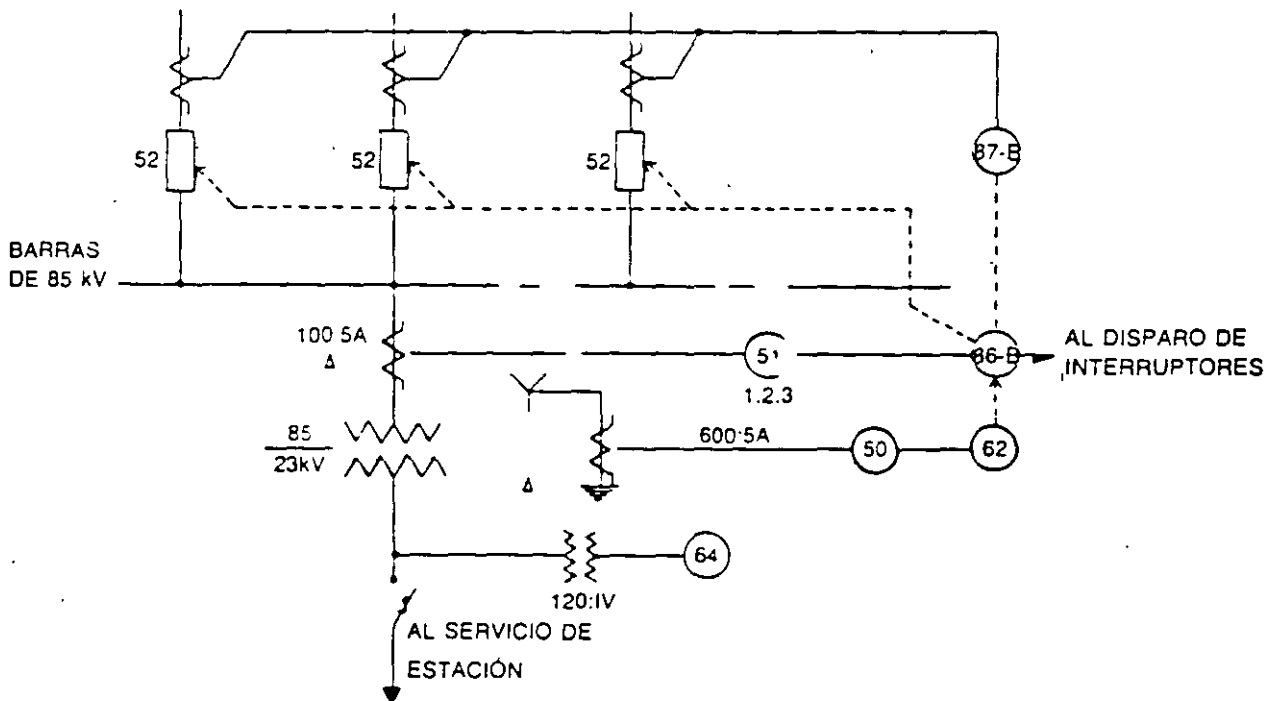


FIG. 7-31 Diagrama de protección para banco de tierra con conexión estrella-delta

## 7.10 COMPARACIÓN ENTRE LOS RELEVADORES CONVENCIONALES Y LOS ELECTRÓNICOS

Existen diferentes factores que influyen en la decisión de utilizar relevadores de tipo convencional o de tipo estático. Entre estos factores se pueden considerar los siguientes:

1. Mayor precisión y velocidad en la protección
2. Características especiales en la protección
3. Confiabilidad y costo de los relevadores

1. La operación con relevadores de estado sólido alcanza velocidades de hasta 8 milisegundos, lo que reduce el tiempo del disturbio y mejora la estabilidad del sistema.

Este tipo de protección conviene utilizarse en líneas de muy alta tensión (730 kV) en donde el tiempo de operación del relevador es prácticamente independiente de la distancia entre éste y la falla, como se observa en la gráfica de la Figura 7-32.

Para líneas de distribución, los relevadores se escogen deliberadamente más lentos y de tiempo inverso, para coordinar la protección a lo largo del alimentador, desde el transformador hasta el último punto de la línea.

En la gráfica se observa que los relevadores convencionales son rápidos para fallas próximas a la subestación y lentos para las lejanas. En cambio, los relevadores

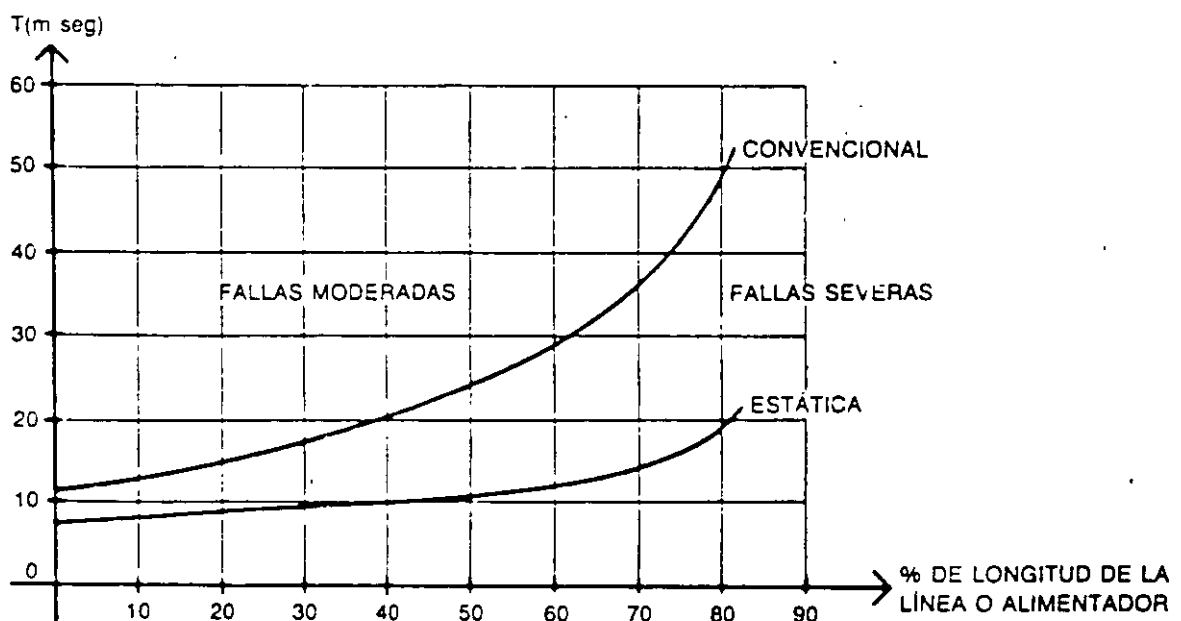


FIG. 7-32 Tiempos de operación con relevadores estáticos y convencionales

de estado sólido, prácticamente tienen la misma velocidad, hasta el 75% de la longitud de la línea.

Un caso en que se aprovecha la alta precisión puede ser en los relevadores de frecuencia de estado sólido, que se utilizan para eliminar las cargas no esenciales de una subestación, en el caso de pérdida en la generación, para que el sistema no se salga de sincronismo. Estos relevadores (81) son del orden de cinco veces más precisos y estables que sus equivalentes convencionales.

Un caso en que se aprovecha la alta velocidad del estado sólido puede ser en los relevadores de protección diferencial (87) de buses, en el que se requiere máxima velocidad de respuesta, pudiendo operar una falla en medio ciclo contra un tiempo que varía entre 1 y 6 ciclos en el caso convencional; dependiendo este último tiempo de la intensidad de la falla.

2. Respecto a las características especiales se puede indicar que a medida que los sistemas han crecido en capacidad y tensión, las protecciones se han ido complicando tanto en su lógica como en la cantidad y calidad de sus componentes.

Hay sistemas que por un lado tienen líneas cortas, densamente cargadas y con varios circuitos en paralelo; por otro lado tienen líneas muy largas que ligan centros de alta capacidad de generación con centros de alta densidad de consumo. Por ello los sistemas de alta capacidad de carga y líneas cortas requieren desarrollar protecciones que puedan distinguir entre altas corrientes de carga y las corrientes de falla con altas impedancias, que pueden llegar a ser de la misma magnitud. Para esto se pueden usar relevadores de comparación de fases que forman una protección diferencial a través de un circuito de comunicación, que compara la corriente de entrada a una línea con la de salida en el otro extremo.

En cambio, en los sistemas con líneas muy largas, que suelen usar inductancias en derivación para compensar la capacitancia de la línea y por lo tanto las sobretensiones cuando hay baja corriente, se necesita cierto tipo de relevadores con características especiales que requieren poco tiempo de reposición (*reset*). Puede ser el caso del tiempo de recierre de una línea, cuando el relevador convencional empieza a operar, entonces el disco empieza a cerrar, si antes del disparo cesa la corriente. La inercia hace que el disco tarde cierto tiempo en regresar, para empezar a continuación con el siguiente impulso. En cambio, en el tipo electrónico no existe la inercia mecánica y el control de los pulsos es mucho más preciso.

3. A niveles de confiabilidad y duración iguales, en los dos sistemas convencional y electrónico, se puede afirmar que el costo del relevador estático es mayor.

El aumento de costo en los relevadores estáticos radica en los siguientes puntos:

*Fuente de poder.* Es una fuente de corriente directa con regulador de tensión que hace autosuficiente la alimentación de energía. Esta alimentación es un disposi-

tivo grande que se alimenta de la batería de la subestación. Debe ser confiable y operar dentro de los límites de tensión de la batería.

*Filtros contra transitorios.* Forman parte del circuito de protección del relevador que lo protegen contra daños o falsa operación del mismo. Estas protecciones son filtros para frecuencias del orden de 100 kHz, y que además no deben saturarse para corrientes pico de varios cientos de amperes. Los filtros deben ser confiables y no alterar las características de operación del relevador.

## 7.11 INTERFERENCIAS ELECTROMAGNÉTICAS EN LOS RELEVADORES ESTÁTICOS

En los relevadores estáticos, por ser un circuito electrónico, se presentan interferencias provocadas, por la apertura y cierre de interruptores de potencia, descargas atmosféricas, operación de radiotransmisores portátiles, etcétera. Estas interferencias se deben a la serie de fenómenos comentados en el inciso de cables de control.

Aunque es imposible prever el tipo de transitorio que afecte un relevador, se pueden conectar ciertos elementos que descarguen la energía del transitorio antes de que ésta dañe el equipo de protección o efectúe falsas operaciones de la protección.

Para la protección contra transitorios de alta frecuencia se debe conectar un capacitor de 0.2 o 0.3 microfarad entre las terminales del equipo por proteger, con sus puntas lo más cortas posible, de manera que pueda puentear la señal dañina.

Con respecto a las interferencias radiales, es un problema que se puede presentar en cualquier circuito electrónico, que en el caso particular de protecciones en subestaciones, se ha observado que afecta sobre todo en las bandas de muy alta y de ultra alta frecuencia, o sea entre 20 y 400 megahertz, que incluye la llamada banda de ciudadanos (CB) o sea los llamados en inglés *Walkies-Talkies* así como los vehículos con radioteléfono, que se usan mucho entre el personal de operación, mantenimiento y construcción de las compañías eléctricas.

Para eliminar en lo posible el efecto de la radiointerferencia, los fabricantes de relevadores de estado sólido suelen rodear el relevador con una caja metálica (blindaje) a manera de jaula de Faraday, pero debido a la entrada de los cables, no es 100% segura como blindaje, por lo que a fin de cuentas lo que más protege contra la radiointerferencia es conectar filtros a la entrada de los cables de protección, y que éstos sean de tipo coaxial o bien con pantalla, que se conecta a tierra en el lugar de llegada del relevador.

### **8.1 GENERALIDADES**

Se entiende por medición de un sistema eléctrico, y en particular de una subestación, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como de los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate.

Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o empotrados en la superficie.

### **8.2 MAGNITUDES ELÉCTRICAS**

En una subestación es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas:

1. Corriente
2. Tensión
3. Frecuencia
4. Factor de potencia
5. Potencias activa y reactiva
6. Energía



TABLA 8-1 Tipo de medición según el aparato

ELEMENTO	VM	FM	AM	WM	VARM	WHRM	VARHM
Líneas internas del sistema				X	X		
Líneas de interconexión entre sistemas				X	X	X	X
Transformadores de subtransmisión				X	X		
Transformadores de distribución				X	X	X	
Alimentadores			X				
Barras	X	X					
Generadores	X	X	X	X	X	X	X
Servicios a particulares, en alta tensión				X	X	X	X

Para conocer las magnitudes arriba descritas, se utilizan los siguientes aparatos que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador, según se requiera:

1. Ampérmetros
2. Vóltmetros
3. Frecuencímetros
4. Medidores de factor de potencia
5. Wáttmetros y vármetros
6. Watthorímetros y varhorímetros

La selección de la medición para cada elemento de la instalación se hace en función de cada aparato, cumpliéndose en general con lo indicado en la Tabla 8-1.

### 8.3 APARATOS DE MEDICIÓN

Sin intentar lo que sería un curso especializado de metrología y sólo como recordatorio, se describe brevemente la forma como están construidos los principales aparatos:

#### 8.3.1 Ampérmetros

Son aparatos que se utilizan para medir la intensidad de corriente que circula por las líneas, cables, bancos de transformadores, alimentadores, etc.

Pueden ser de tipo electromagnético, electrodinámico o digital. Los dos primeros se basan en el principio de repulsión de dos imanes de igual polaridad, y el tercero utiliza un circuito electrónico y en lugar de escala utilizan números luminosos formados por diodos emisores de luz. Los dos primeros, físicamente están formados por dos segmentos de hierro, acomodados concéntricamente respecto a una bobina de baja resistencia, por la que circula la corriente que se trata de medir. Un segmento

es fijo y el otro móvil y va unido a la aguja indicadora, que se mueve por la repulsión de los dos segmentos, produciendo un par motor que hace girar el eje del sistema, hasta entrar en equilibrio con el par resistente que lo compensa, este último provocado por un resorte en espiral.

Las escalas tienen una graduación casi uniforme en la parte central, y dejan de ser uniformes en sus dos extremos.

Los aparatos electromagnéticos son más económicos que los otros; pueden utilizarse en corriente directa o alterna, aunque para evitar ligeros errores de lectura, conviene adquirirlos para el tipo de corriente adecuado. Estos aparatos se llegan a utilizar para medir hasta 300 A. Para valores de corriente superiores se utilizan los aparatos de 5 A, pero con transformador de corriente.

Los amperímetros especiales para corriente directa funcionan de la siguiente manera; al circular la corriente por medir, a través de la bobina del aparato, provoca un campo magnético que reacciona con el campo del imán permanente que la rodea.

En este tipo las escalas están divididas en partes uniformes y pueden medir hasta 50 A. Para valores mayores se usan con un derivador exterior (*shunt*).

En conexiones trifásicas debe conectarse un amperímetro por fase. En caso de existir la seguridad de que las cargas son balanceadas, se puede usar un solo aparato en cualquiera de las fases. Cuando las instalaciones son grandes, se acostumbra usar un solo amperímetro por circuito trifásico, efectuándose las lecturas de cada fase a través de un conmutador de amperímetro de tres vías.

### 8.3.2 Vóltmetros

Son aparatos que se utilizan para medir la tensión en volts, de los diferentes circuitos de una instalación.

Son del mismo tipo que los amperímetros, con la única diferencia que la bobina debe ser de muy alta resistencia y está formada por un número muy grande de espiras de alambre muy delgado.

Las escalas, como en el caso anterior, se estrechan en los extremos y son uniformes en todo el centro de las mismas. Los vóltmetros se pueden utilizar para medir directamente hasta 800 V. Para magnitudes mayores sus bobinas son de 110 V y la medición se efectúa a través de un transformador de potencial, con secundario de 110 V.

En los circuitos trifásicos se acostumbra usar un solo vóltmetro, que por medio de un conmutador de tres vías permite leer las tensiones entre cada par de fases de la instalación.

### 8.3.3 Frecuencímetros

Son aparatos que se usan para medir la frecuencia, en hertz, de la energía que se recibe en las barras de mayor tensión de la subestación de que se trate, y reciben

la alimentación a 110 V, proveniente de los transformadores de potencial, de los buses principales.

Estos aparatos pueden ser de dos tipos:

De lengüetas vibrantes

De aguja

El tipo de lengüeta o tipo electromecánico está formado por 21 pequeñas laminillas y cada una vibra a su frecuencia natural, propia e invariable, de tal manera que cubran las gamas de 45 a 55 Hz, o de 55 a 65 Hz, según sea la frecuencia del sistema.

El aparato en sí, es un dispositivo que al someterse a una tensión de corriente alterna produce vibración en la lengüeta, cuya frecuencia natural coincide con la frecuencia de la señal de tensión.

La operación es como sigue: al aplicar la señal de frecuencia todas las laminillas reciben el mismo impulso magnético de acuerdo con la frecuencia del sistema y sólo vibra con máxima amplitud la lengüeta que resuena mecánicamente con la frecuencia magnética, y cuya parte blanca, en que remata la lámina, produce una imagen amplia y visible a cierta distancia. Las lengüetas vecinas empiezan a vibrar también a partir de la principal, que es la que señala la frecuencia, pero lo hacen progresivamente y con menores amplitudes.

El tipo de aguja o convencional es más caro, pero permite obtener una lectura con mayor precisión. Usa una bobina del tipo del voltmetro, ya que su conexión es entre fases. El aparato está formado por dos núcleos, en el circuito de uno de ellos hay una resistencia por la que circula una corriente que va a ser independiente de la frecuencia. El otro núcleo del circuito es de tipo reactivo, y su corriente varía mucho con la frecuencia. Los dos flujos actúan sobre un disco de aluminio montado excéntricamente, que gira hasta obtener el estado de equilibrio por igualdad de los dos pares motrices.

#### 8.3.4 Medidores de factor de potencia

Son aparatos que sirven para medir el factor de potencia; llevan una bobina de tensión y otra de corriente; la desviación de la aguja es proporcional al ángulo de fase, y como las lecturas de la escala no se refieren a los ángulos sino al coseno de ellos, la escala de lecturas no es uniforme, siendo las divisiones menores a medida que disminuye el coseno del ángulo de fase.

Los medidores de factor de potencia suelen tener en su escala dos sentidos a partir de  $\cos \phi = 1$ , en que la aguja está en el centro. Hacia la derecha se mide el adelanto de fase y hacia la izquierda se mide el atraso.

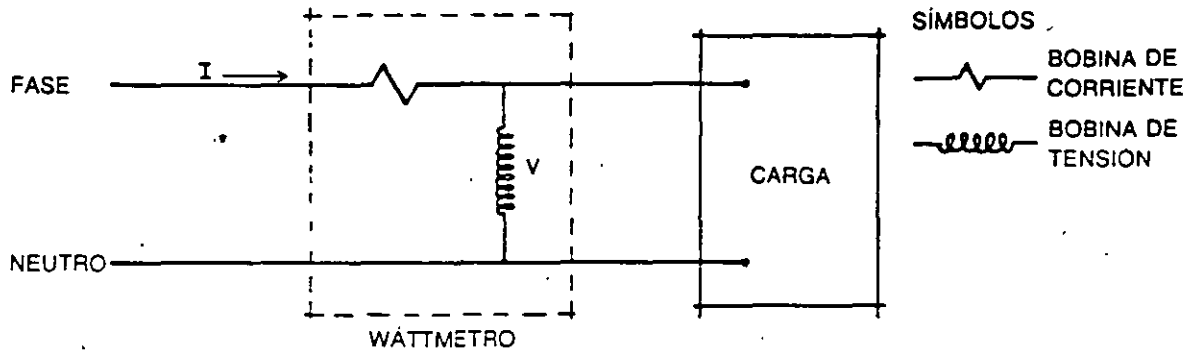


FIG. 8-1 Diagrama elemental de un wáttmetro monofásico

### 8.3.5 Wáttmetros

La medición de la potencia se efectúa por medio de aparatos del tipo electrodinámico, formados por dos bobinas, una de corriente conectada en serie y la otra de tensión conectada en paralelo, como se muestra en la Figura 8.1 sobre la medición monofásica.

La carátula mide directamente la potencia real en watts, de acuerdo con la expresión  $V.I. \cos \phi$ .

En este aparato, llamado wáttmetro, el campo magnético creado por la bobina fija, la de corriente, reacciona con el campo creado por la bobina móvil, la de tensión, sobre la cual está fijada la aguja indicadora.

Para la medición trifásica se pueden utilizar dos wáttmetros monofásicos, como se muestra en la Figura 8-2, con sus discos conectados a un mismo eje, debido a lo cual los pares de cada disco se suman algebraicamente y la lectura resultante es la magnitud de la potencia total. En instalaciones con tres fases y neutro (4 hilos) se usan tres wáttmetros monofásicos cuyos discos se construyen sobre un mismo eje, de tal manera que la lectura obtenida es la suma algebraica de los tres aparatos, o sea la potencia total de la instalación. Sus conexiones se muestran en la Figura 8-3.

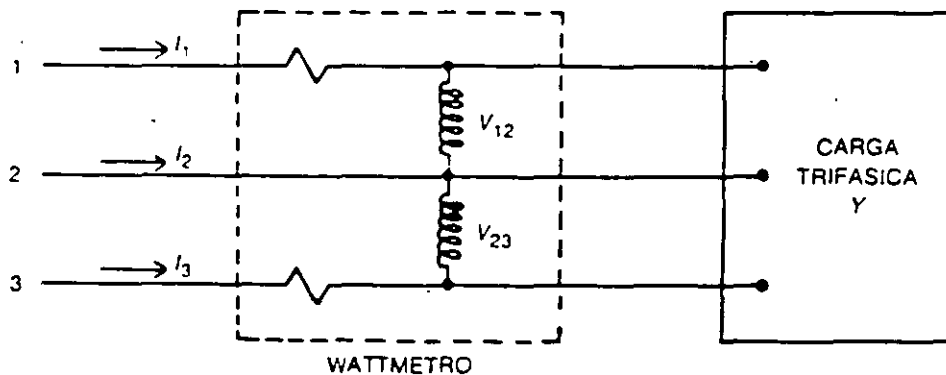


FIG. 8-2 Diagrama elemental de un wáttmetro trifásico (3 hilos)

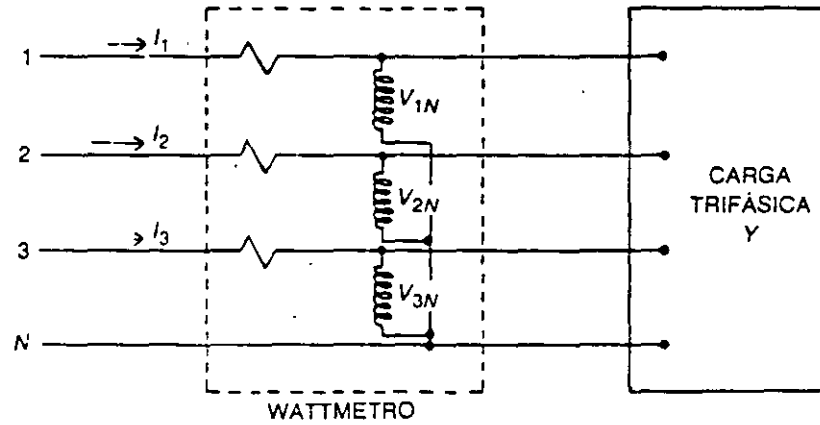


FIG. 8-3 Diagrama elemental de un wáttmetro trifásico (4 hilos)

Además de los aparatos indicadores existen también los registradores, que tienen un rollo de papel movido por un mecanismo eléctrico. El papel es grabado por una aguja con tinta que señala la magnitud instantánea de la potencia, en watts o kW.

Las bobinas de los wáttmetros son las de corriente para 5A y las de tensión para 110 V, mismas que se alimentan a través de los secundarios de los transformadores de medición.

### 8.3.6 Vármetros

Son aparatos semejantes a los wáttmetros, con la diferencia de que miden la potencia reactiva de una instalación, la cual se expresa en volt-amperes-reactivos (VAR). Cuando se conocen los valores de las potencias activa ( $P_o$ ) y reactiva ( $P_r$ ) se puede calcular la magnitud del factor de potencia, por medio de la fórmula:

$$\cos \phi = \frac{P_o}{\sqrt{P_o^2 + P_r^2}}$$

### 8.3.7 Watthorímetros

Son aparatos que integran la energía real consumida por la instalación eléctrica. Se basan en el principio del motor de inducción, y están constituidos en su parte principal, por dos bobinas montadas sobre un núcleo magnético, una de ellas está en serie con la corriente de la instalación y la otra está en paralelo con los dos conductores del circuito. El flujo resultante, debido a las corrientes de las bobinas, actúa sobre el disco de aluminio, en el que produce un par motor que es proporcional a la intensidad del campo resultante y al seno del ángulo formado por los campos de las dos bobinas.

Lo anterior se puede expresar por:

$$\sigma = K_1 VI \cos \phi$$

donde:

- $K_1$  = Constante del aparato
- $V$  = Tensión entre terminales
- $I$  = Corriente que circula por el conductor
- $\sigma$  = Par motor
- $\phi$  = Ángulo de fase

Lo cual dicho en otra forma indica que el par motor es proporcional a la potencia de la instalación, cuya energía se trata de integrar. Debido al par aplicado al disco y para que éste no se desboque, se instala un imán permanente que mantiene lenta la velocidad del mismo.

La energía integrada se expresa como:

$$EI \cos \phi t = Kn$$

donde:

- $n$  = número de revoluciones del disco, en el tiempo  $t$ .

En esta expresión, el primer miembro es la energía eléctrica desarrollada durante el tiempo  $t$ . Registrando el número de revoluciones del disco, en el mecanismo integrador y multiplicando este dato por la constante  $K$  de proporcionalidad del aparato, se obtiene la energía consumida por la instalación, en kilowatts-hora:

La conexión de estos aparatos se efectúa recibiendo las señales de corriente y de tensión de los secundarios de los transformadores de medición correspondientes.

*Medidor monofásico.* Tiene cuatro terminales y un disco.

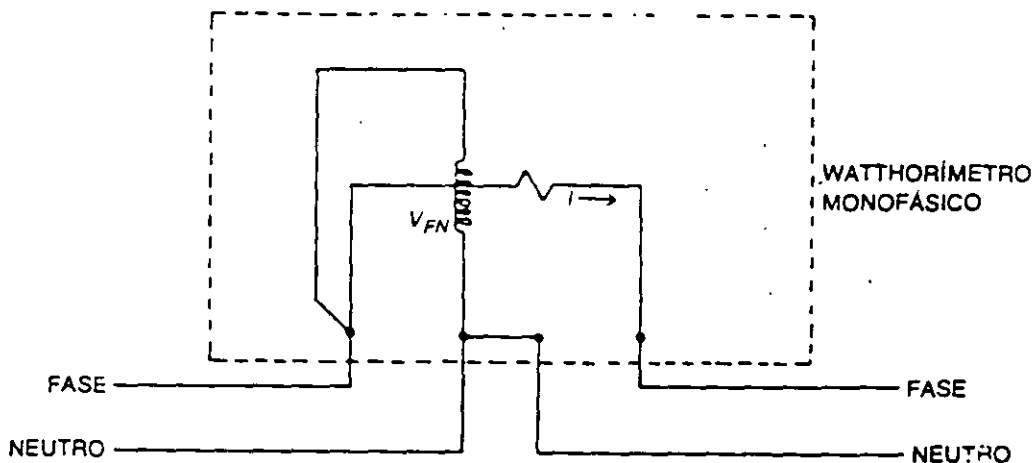


FIG. 8-4 Conexión de un wathhorímetro monofásico

La conexión se efectúa de acuerdo con la Figura 8-4.

*Medidor trifásico.* Si el medidor es trifásico, tiene dos discos montados sobre un mismo eje y cada uno de éstos se energiza por medio de un juego de bobinas, de corriente y de tensión.

En la Figura 8-5 se muestra el diagrama de conexiones de este medidor, que tiene seis terminales.

Las casas fabricantes de aparatos de medición proporcionan junto con los aparatos, un dibujo de sus dimensiones físicas exteriores, incluyendo la separación de los tornillos de fijación al tablero, así como los diagramas de conexiones con sus terminales numeradas, a partir de las cuales se puede trazar el diagrama general de la medición de la instalación de que se trate.

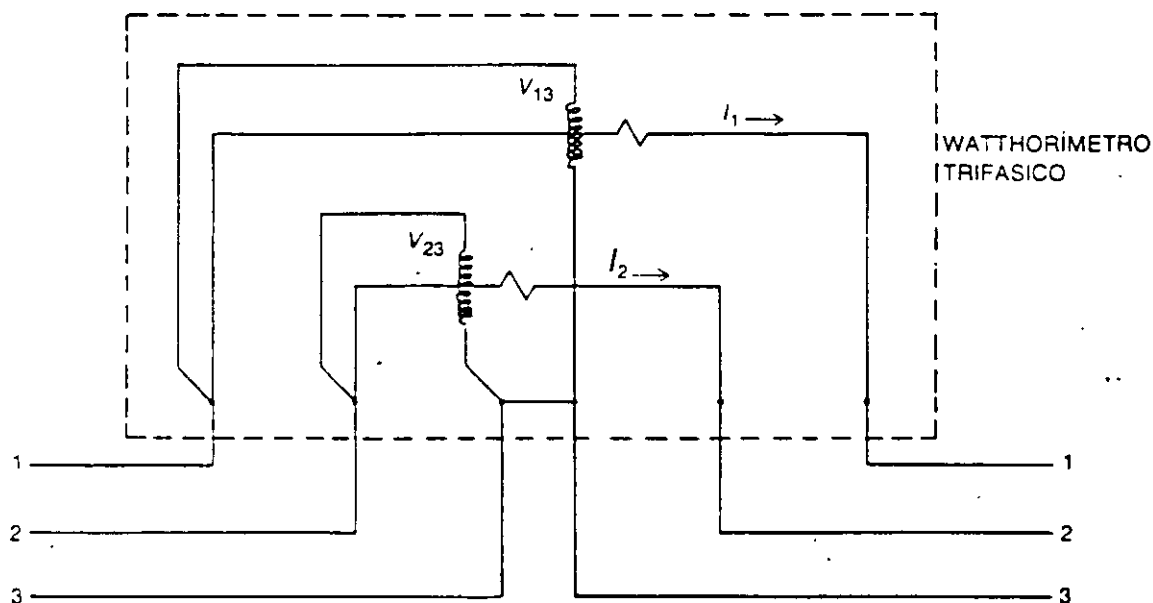


FIG. 8-5 Conexión de un wathhorímetro trifásico.

En el instructivo del aparato también se proporciona la potencia en volt-amperes (VA) que consume cada aparato, para determinar la sección del conductor, conforme a la longitud que hay entre el lugar de la medición y el edificio de tableros correspondiente.

### 8.3.8 Varhorímetros

Son aparatos que integran la energía reactiva que circula por una instalación eléctrica. Son análogos a los wathhorímetros, con la diferencia de que deben medir:

$$V I \sqrt{3} \text{ sen } \phi = Kn$$

En el aparato es preciso que los flujos proporcionados por las bobinas respectivas tengan magnitud y dirección convenientes, para lo cual se necesitan conectar las bobinas en forma diferente al caso anterior, y se pueda obtener la expresión arriba indicada en función del seno y no del coseno.

## 8.4 MONTAJE DE LOS APARATOS DE MEDICIÓN

Los aparatos de medición se montan sobre los tableros en forma sobrepuesta o embutidos. Los tableros, en general, son de lámina de acero con un grueso de 3 mm, pintada de gris y además son de frente vertical.

En los tableros tipo pupitre se instalan aparatos de medición y conmutadores, para que el operador efectúe maniobras con interruptores y cuchillas.

En los tableros de tipo vertical se instalan aparatos de medición, protección y conmutadores, repartidos según el tipo de circuito que controlan.

Para que los aparatos de medición puedan ser leídos sin dificultad, los tableros tienen una altura máxima de 2.28 m. También se acostumbra que tengan una anchura de 60 cm si los circuitos son sencillos, o de 90 cm si los circuitos son más complicados, como pueden ser los de bancos de transformadores con varias protecciones.

## 8.5 SISTEMAS DE MEDICIÓN

El sistema de medición de una subestación puede ser de tres tipos:

1. Local
2. Remoto o telemedición
3. Mixto

### 8.5.1 Sistema de medición local

Este caso es el más usado en las subestaciones operadas manualmente, en ellas todos los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes, dentro del salón de tableros principal; y en casos de subestaciones de gran capacidad, dentro de las casetas de tableros. En ambos casos, todos los aparatos se encuentran dentro de los límites de la subestación de que se trate.

El número y calibre de los conductores utilizados para medición dentro de una subestación es de  $2 \times 10$  AWG para la alimentación de corriente y de  $2 \times 12$  AWG para la de tensión. Estos calibres se aplican para distancias no mayores de 100 metros. Para casos de mayor longitud se calcula la caída de tensión resultante y se selecciona el calibre adecuado o bien se selecciona en base a la Tabla 5-15 del capítulo 5.



### 8.5.2 Sistema de medición remoto

Este método se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema.

Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de volts o amperes, se conectan estas señales a transductores que las transforman en miliamperes. Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa con valor máximo de un miliampere, señales que ya pueden ser manipuladas por el equipo de telemedición que las envía a la terminal de control supervisorio de la unidad terminal remota (UTR), además de los aparatos propios de la instalación. A su vez la unidad UTR envía las señales hasta el centro de control del sistema, para su detección.

Se acostumbra enviar por telemedición las siguientes mediciones:

1. Corriente en cada alimentador de distribución
2. Tensión en los buses principales
3. Frecuencia en los buses principales
4. Potencia activa y reactiva que fluye en líneas y bancos

### 8.5.3 Sistema mixto

Este caso es el más utilizado en subestaciones de gran magnitud que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas. Como en este tipo de instalaciones las distancias sobrepasan los cien metros, es más económico utilizar transductores de corriente, de tensión y de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de instrumento, a escala, en magnitudes menores de un miliampere de corriente directa, lo que permite utilizar cable de tipo telefónico, con calibre 22 AWG, lo que a su vez implica un ahorro en el cable mucho mayor que el costo extra de los transductores.

Este cable parte de las casetas cercanas al lugar de la medición y corre por las trincheras hasta rematar en el edificio principal de tableros, de donde parte una señal de los tableros propiamente, y otra señal parte hacia la terminal remota de la subestación, de donde a través de un par de hilopiloto, o de línea telefónica alquilada, se comunica con la estación regional o central del sistema.

Ejemplo de un circuito de telemedición de corriente. En la Figura 8.6 se muestra y se comenta un circuito de telemedición de corriente.

Al circular 400 A por la línea, en el secundario del transformador de corriente aparecen 5 A. El circuito de 5 A remata en la caseta más cercana mediante un par de conductores de calibre 10 AWG. En la caseta, la señal se pasa a través de un transductor de corriente que convierte la señal de 5 A de corriente alterna, a una señal de 1m A de corriente directa.

La señal de baja intensidad se transmite a través de un par de cable telefónico, de la caseta al salón principal de tableros de la subestación, rematando éste en las

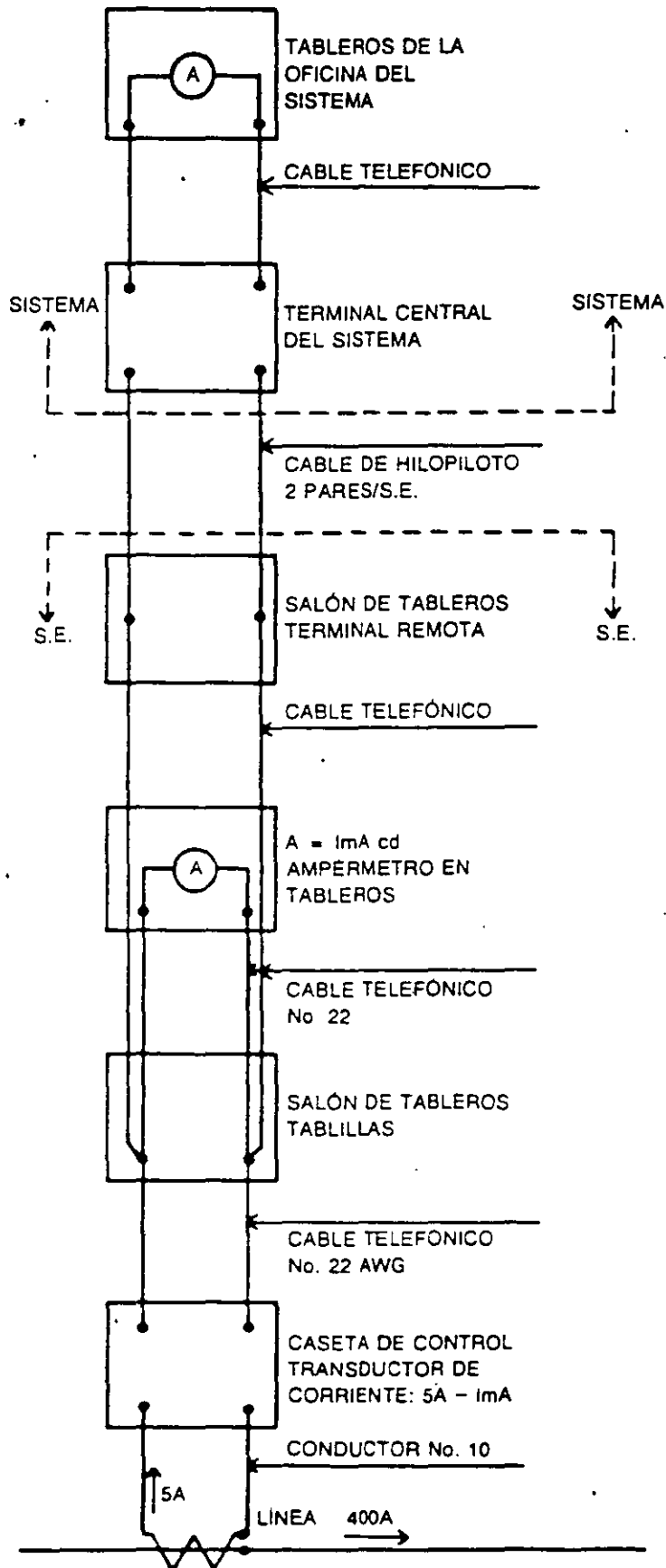


FIG. 8-6 Diagrama para la telemedición de corriente

terminales (tablillas) del salón, de donde a su vez salen dos derivaciones del par telefónico, una que remata en el ampérmetro del tablero local del salón de tableros de la instalación y la otra que remata en la terminal remota, también del salón de tableros de la subestación. De aquí, y a través de un par del cable de hilopiloto, se transmite la señal hasta la terminal central de telecontrol, situada en la estación central del sistema.

## 8.6 ZONAS DE MEDICIÓN EN LAS SUBESTACIONES

Las mediciones que se acostumbran efectuar en las diferentes zonas en que se divide una subestación, son las siguientes:

### 8.6.1 Bancos de transformadores

En los bancos de transformadores conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, y de corriente a veces.

En los bancos con salida para distribución, conviene instalar medidores de energía real, o sea wathhorímetros, trifásicos de tres elementos.

### 8.6.2 Líneas y cables

En las líneas de transmisión y cables de potencia, a su llegada a la subestación, conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, utilizando medidores trifásicos de tres elementos, así como medición de corriente.

En las líneas que reciben o entregan energía a sistemas de empresas diferentes, conviene tener medición de potencia real y reactiva, así como de energía real recibida y entregada. En este caso se utilizan wáttmetros y vármetros de dos y medio elementos.

En circuitos que representan puntos de suministro a consumidores industriales de alta tensión, se requiere medición de la energía real entregada, integración de la potencia reactiva entregada y medición de la demanda máxima.

### 8.6.3 Barras colectoras

En las barras colectoras de los diferentes niveles de tensión, es suficiente medir la tensión en una sola fase.

En cada subestación con tensiones inferiores a 230 kV, se debe instalar un frecuencímetro que se conecta a las barras de mayor tensión de la instalación.

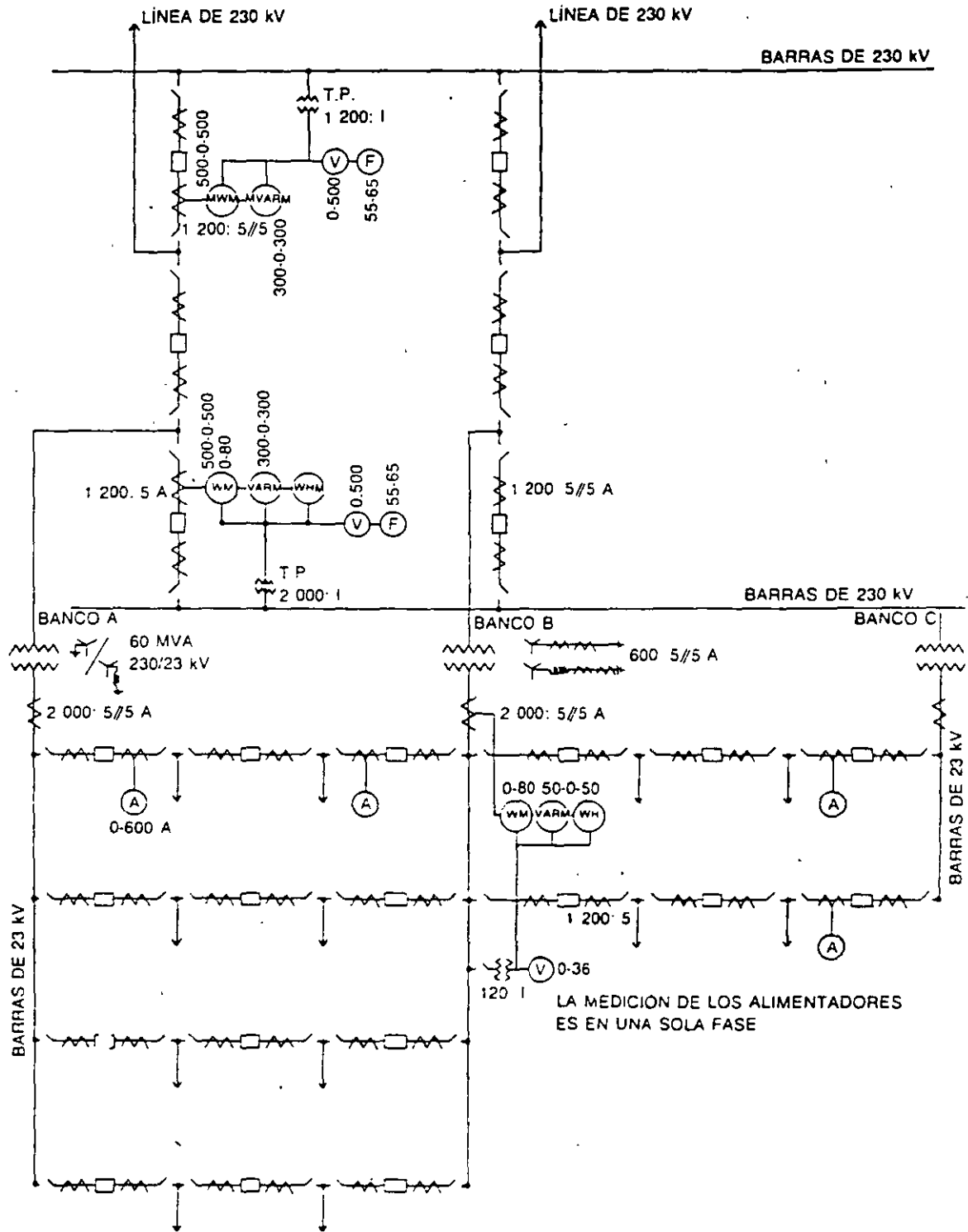


FIG. 8-7 Diagrama de medición en una subestación de 230/23 kV. 3 bancos de 60 MVA.

### 8.6.4 Alimentadores de distribución

En este caso es necesario medir la corriente en las tres fases, utilizando un solo amperímetro a través de un conmutador de tres vías.

### 8.6.5 Bancos de capacitores

Es suficiente con la medición de potencia reactiva o de corriente.

Como resumen de lo anteriormente expuesto y para un mejor entendimiento, a continuación, en la Figura 8-7, se muestra un diagrama esquemático de la medición de una subestación tipo, que puede ser una de 230/23 kV, que en su estado final

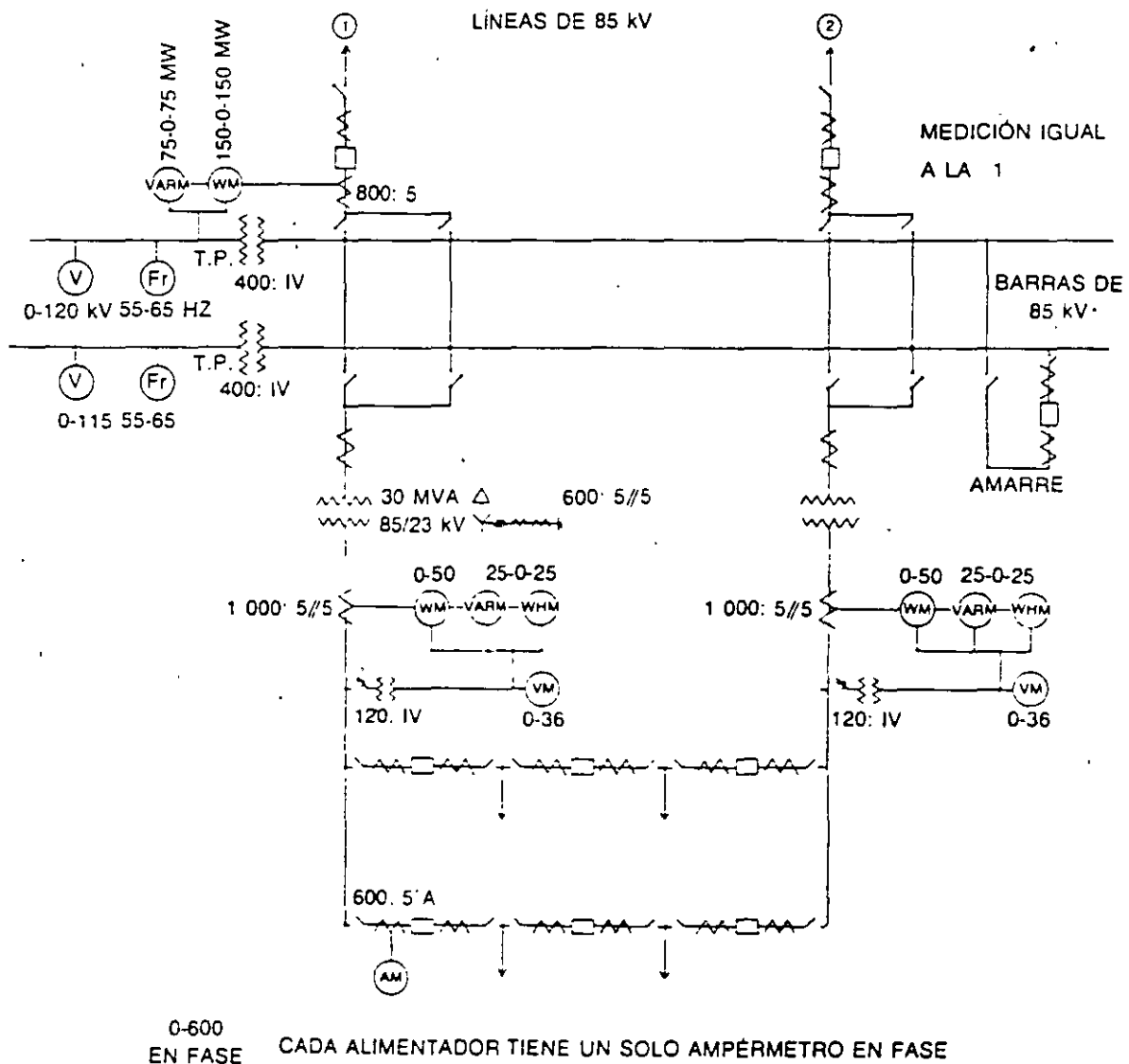


FIG. 8-8 Diagrama de medición en una subestación de 85/23 kV. 2 bancos de 30 MVA

consta de tres bancos de 60 MVA trifásicos, con arreglo de interruptor y medio en alta tensión y de doble anillo en baja tensión, con 12 alimentadores de distribución.

## 8.7 TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

El uso de los transformadores de instrumento, desde el punto de vista de medición, se puede dividir en dos partes, una que cubre las mediciones de corriente y otra que cubre las mediciones de tensión.

### 8.7.1 Transformadores de corriente

Se utilizan de diferentes relaciones, de acuerdo con el equipo que van a medir.

La clase y potencia de precisión para los secundarios de medición usados en subestaciones, puede variar entre 0.3 B0.1 y 0.3 B2.0 en donde las cargas normalizadas (*burden*) se designan por una *B* seguida por el valor de la impedancia en ohms, y antecedida por el valor del error máximo en por ciento, cuando se aplica dicha impedancia. La impedancia de carga para el equipo de la subestación comprende un mínimo de 0.1 (B-0.1) y un máximo de 8.0 (B-8.0). La precisión para medición se designa por el error máximo admisible en por ciento, que el transformador introduce en la medición, operando a la corriente primaria nominal, a la frecuencia nominal y para una carga determinada conectada en el secundario, que para esta instalación varía en 0.1 y 2.0 ohms.

Las precisiones normalizadas son 0.3, 0.6 y 1.2. Si se usa la de 0.3 quiere decir que se permite un error máximo de 0.3% para una carga entre 0.1 y 2.0 ohms.

Como ilustración, en una instalación de 230 kV se acostumbra usar transformadores de corriente con relación múltiple de 300-600-1 200: 5//5A en donde las relaciones de 300, 600 y 1 200 A se obtienen por medio de conexiones serie paralelo de los puentes del transformador. A continuación se muestra la aplicación de las diferentes relaciones.

- 1 200: 5//5 A. Líneas de 230 kV, con un conductor por fase de 1 113 MCM.
- 600: 5//5 A. Transformadores de 100 MVA, con arreglo de interruptor y medio.
- 300: 5//5 A. Transformadores de 100 MVA, con arreglo de barra partida, o de 60 MVA con arreglo de interruptor y medio.
- 400-800: 5//5 A. Cables subterráneos de 230 kV y líneas de 85 kV.
- 1 200-2 000: 5//5 A. Líneas de dos conductores por fase.

600: 5A. Alimentadores de distribución de 23 kV, y neutros y de transformadores de 30 MVA 85/23 kV.

### 8.7.2 Transformadores de potencial

También se utilizan de diferentes relaciones según el equipo y la tensión que van a medir.

En 230 kV se acostumbra usar tres transformadores de potencial con un primario y tres secundarios cada uno, con una relación de 1 200/1 200/2 000: 1, con ambos devanados conectados en estrella.

Los dos devanados secundarios de 1 200: 1 se usan para polarizar protecciones direccionales de fase y además para medición. El tercer devanado de 2 000: 1 se conecta en delta abierta, para polarizar la protección direccional de tierra.

La potencia y clase de precisión de los tres secundarios, es de 0.3 W, X y Y o 1.2Z y ZZ.

Las precisiones deben cumplirse en todas las relaciones, y con la carga conectada simultáneamente en los tres devanados secundarios.

Las precisiones normalizadas de acuerdo con la norma ANSI C57.13 son de 0.3, 0.6 y 1.2.

Las cargas normalizadas son:

Designación	VA	f.p.
W	12.5	0.10
X	25	0.70
Y	75	0.85
Z	200	0.85
ZZ	400	0.85

Como ejemplo, para el caso 0.3 W, se quiere decir que el error máximo, es de 0.3% en la relación de transformación, con una carga secundaria de 12.5 VA.

A continuación se muestra la aplicación de las diferentes relaciones:

2 000: 1 Tensión y frecuencia en las barras de 230 kV y tensión para el medidor de potencia activa y reactiva.

400: 1 Tensión y frecuencia en las barras de 85 kV.

120: 1 Tensión en las barras de 23 kV, y para la alimentación de los medidores de potencia activa, reactiva, así como del medidor de energía.

## **9.1 GENERALIDADES**

Se entiende por sistema de control de una subestación eléctrica, al conjunto de instalaciones de baja tensión, interconectadas entre sí, que son necesarias para efectuar maniobras en forma manual o automática, en las instalaciones de alta y de baja tensión.

## **9.2 TIPOS DE CONTROL**

El control puede operarse manual o automáticamente y también puede ser de aplicación local o remota (telecontrol).

### **9.2.1 Control local**

El sistema de control local se utiliza en subestaciones que cuentan con turnos permanentes de operadores, que vigilan y operan las diferentes instalaciones, haciendo uso de los mecanismos de mando manual, auxiliados por los sistemas automáticos de control y protección de la subestación.



El control local también se utiliza en forma mixta, en las subestaciones telecontroladas, para que puedan operarse en forma manual por el personal de mantenimiento, cuando se requieran maniobras especiales después de reparar cualquier equipo.

### 9.2.2 Control remoto

El telecontrol se está utilizando mucho en la actualidad, sobre todo en grandes subestaciones controladas desde el centro de operación del sistema de que se trate. Este sistema se utiliza en subestaciones donde no existe personal de operación permanente y se controlan desde un centro de operación remoto. Sólo en casos especiales se operan localmente.

## 9.3 DIAGRAMAS

El punto de partida para cualquier instalación de control es el “diagrama esquemático de control” que, en combinación con los dibujos de fábrica, del control de interruptores y de las cuchillas motorizadas, así como de los diagramas de los relevadores, se utiliza para preparar los diagramas elementales de control de cada sistema. Una vez elaborados los diagramas elementales de control y los trifilares de corriente alterna, tomando como base a éstos, se procede a efectuar la lista de conexiones y el diagrama de alambrado, indicando sobre el diagrama la disposición física del equipo con que cuenta cada sección, visto éste desde el interior del tablero.

## 9.4 DISPOSITIVOS Y ELEMENTOS USADOS EN CONTROL

Las instalaciones de control comprenden los siguientes elementos:

### 9.4.1 Elementos ejecutores

Dentro de este grupo se consideran los siguientes elementos de mando:

- Interruptores
- Cuchillas de fases
- Cuchillas de tierra
- Cambiadores automáticos de derivaciones, bajo carga

Estos aparatos se utilizan para operar, a través de los interruptores y cuchillas, el equipo de alta tensión y el equipo auxiliar necesario.

### 9.4.2 Dispositivos de control automático

Dentro de este grupo se consideran:

- Recierre de interruptores
- Sincronización
- Cambiadores de derivaciones en transformadores
- Transferencia de alimentadores
- Transferencia de potenciales

### 9.4.3 Dispositivos de alarma

Son dispositivos de aviso sonoro y luminoso que operan cuando existen condiciones anormales en el funcionamiento de algún aparato eléctrico de alta tensión, como los transformadores, interruptores, etc.

Dentro de este grupo se consideran:

- Cuadros de alarma
- Zumbadores o timbres

### 9.4.4 Dispositivos de protección

Entre estos dispositivos se consideran:

- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial
- Relevadores de protección y auxiliares
- Equipos de comunicación

Los relevadores de protección y auxiliares son dispositivos que van ligados con elementos de control y trabajan simultáneamente con ellos en el libramiento de las fallas.

### 9.4.5 Dispositivos de medición

Dentro de estos aparatos se consideran:

- Ampérmetros
- Vóltmetros
- Wáttmetros

Vármetros  
Watthorímetros  
Varhorímetros.

Como ya se indicó en el capítulo 8, estos aparatos pueden ser de tipo indicador, registrador o totalizador, y se acostumbra ligarlos con el equipo de control para detectar el estado de carga del circuito o instalación, en el momento necesario.

#### 9.4.6 Aparatos registradores

En este conjunto se consideran:

Registradores de eventos  
Osciloperturbógrafos

Estos aparatos registran la información que se produce como resultado de un disturbio dentro o fuera de la subestación, en cuyo caso sería un osciloperturbógrafo, o bien aquellos que registran operaciones secuenciales de relevadores e interruptores, en cuyo caso sería un registrador de eventos, que detecta la secuencia de maniobras y señalizaciones de un sistema o parte de él.

#### 9.4.7 Dispositivos de mando y señalización

Dentro de este inciso se pueden considerar:

Tableros de control  
Conmutadores de control  
Lámparas de señalización  
Bus mímico

#### 9.4.8 Cables de control

Como se indicó en el capítulo 5, los cables de control sirven para interconectar las distantes partes de las instalaciones de control, los relevadores de protección y los aparatos de medición, a partir de los transformadores de protección y medición correspondientes.

### **9.4.9 Tableros**

Son los soportes de los aparatos de protección, medición, control, alarmas, lámparas de señalización y bus mímico, a través de los cuales se controla toda la instalación de que se trate.

## **9.5 TIPOS Y CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE CONTROL**

Entre las características que atañen al control de una subestación, se pueden indicar las siguientes:

### **9.5.1 Tipos de control**

El tipo puede ser:

- Control local con operador
- Telecontrol sin operador

### **9.5.2 Tipos de salones de tableros**

Se acostumbra los tipos siguientes:

- Un solo edificio de tableros
- Un edificio de tableros principal y casetas de relevadores

### **9.5.3 Tipos de tableros de control y medición**

Como ya se indicó anteriormente, los tableros de control y medición más utilizados son de tipo:

- Miniaturizado
- Convencional

### **9.5.4 Tipos de tableros de protección**

Para protección, los tableros más comúnmente usados son:

- De un solo frente
- Dúplex (dos frentes)

### **9.5.5 Tipos de señalización**

Conforme a lo explicado más adelante, los tipos de señalización más comunes son:

- De lámpara verde y roja
- De lámpara de luz fija y parpadeante

### **9.5.6 Bloqueos**

Se deben instalar circuitos de bloqueo en los siguientes dispositivos:

- Interruptores
- Cuchillas convencionales
- Cuchillas de conexión a tierra
- Recierres

### **9.5.7 Automatismos**

Se consideran dentro de este grupo las siguientes operaciones automatizadas:

- Recierre de alimentadores
- Transferencia de los alimentadores en anillo
- Transferencia de bancos de transformadores
- Transferencia de transformadores de potencial
- Sincronización

### **9.5.8 Sistema de corriente directa**

La alimentación de corriente directa se efectúa en forma radial e independiente, a partir del tablero del servicio de estación, a cada uno de los sistemas siguientes:

- Protección primaria
- Protección de respaldo
- Telecontrol
- Alarmas

## **9.6 Descripción de los dispositivos de control**

A continuación se procede a describir, en forma más amplia, los incisos sobre los dispositivos usados en control, con excepción de los cables de control, relevadores

y aparatos de medición que ya fueron considerados en los capítulos 5, 7 y 8 respectivamente.

### 9.6.1 Dispositivos de mando

En las instalaciones eléctricas se acostumbra utilizar indistintamente dos sistemas de mando para la operación, desde el salón de tableros, de los interruptores y cuchillas.

El primer sistema, derivado de la técnica americana, que se puede llamar de lámpara roja y verde, se suele emplear en las subestaciones de pequeña y a veces de mediana potencia.

El segundo sistema, derivado de la técnica europea, que se puede llamar de lámpara normalmente apagada, se acostumbra usar en instalaciones de alta y muy alta tensión, donde las cargas y las distancias son mayores, y por tanto implica mayor ahorro de energía.

#### 9.6.1.1 Sistema de mando con lámparas roja y verde

En la Figura 9-1 se muestra el diagrama general de protección y control de la operación de un interruptor de 85 kV, en que también se muestra la operación del cuadro de alarmas y de control de la compresora del interruptor, aprovechando el sistema de mando con lámpara roja y verde, a partir del cual se pueden efectuar los siguientes comentarios:

La lámpara roja se mantiene encendida mientras el interruptor está cerrado (energizado), y además supervisa la continuidad del circuito de disparo. La supervisión de continuidad es relativa, pues aun cuando el interruptor esté cerrado, si el circuito de disparo se interrumpe por algún defecto, y por lo tanto se apaga la lámpara roja, el operador no detecta el hecho de que la lámpara esté apagada y menos en un tablero de una subestación grande, en donde se localizan gran número de lámparas señalizadoras, en que más de la mitad se encuentran encendidas.

En este sistema se puede considerar una variante, llamada de "circuito no protegido" que pretende asegurar al máximo la alimentación de energía a los circuitos de disparo de los interruptores, eliminando la posibilidad de que opere, o haya operado el fusible o el interruptor termomagnético que protege el circuito de disparo. En este caso, las bobinas de disparo de los interruptores se alimentan directamente y sin ninguna protección, desde las barras generales de corriente continua del tablero de servicio de estación, a través de un circuito llamado "no protegido" (NP). A su vez dichas barras están conectadas a las terminales de la batería a través de un interruptor termomagnético de 400 A, si la batería es de 200 amper-hora, o de 600 A si ésta es de 400 amper-hora, lo que equivale a una conexión directa a la batería, ya que dicho interruptor sólo operará para fallas muy próximas a las terminales de la batería o de muy alta intensidad.

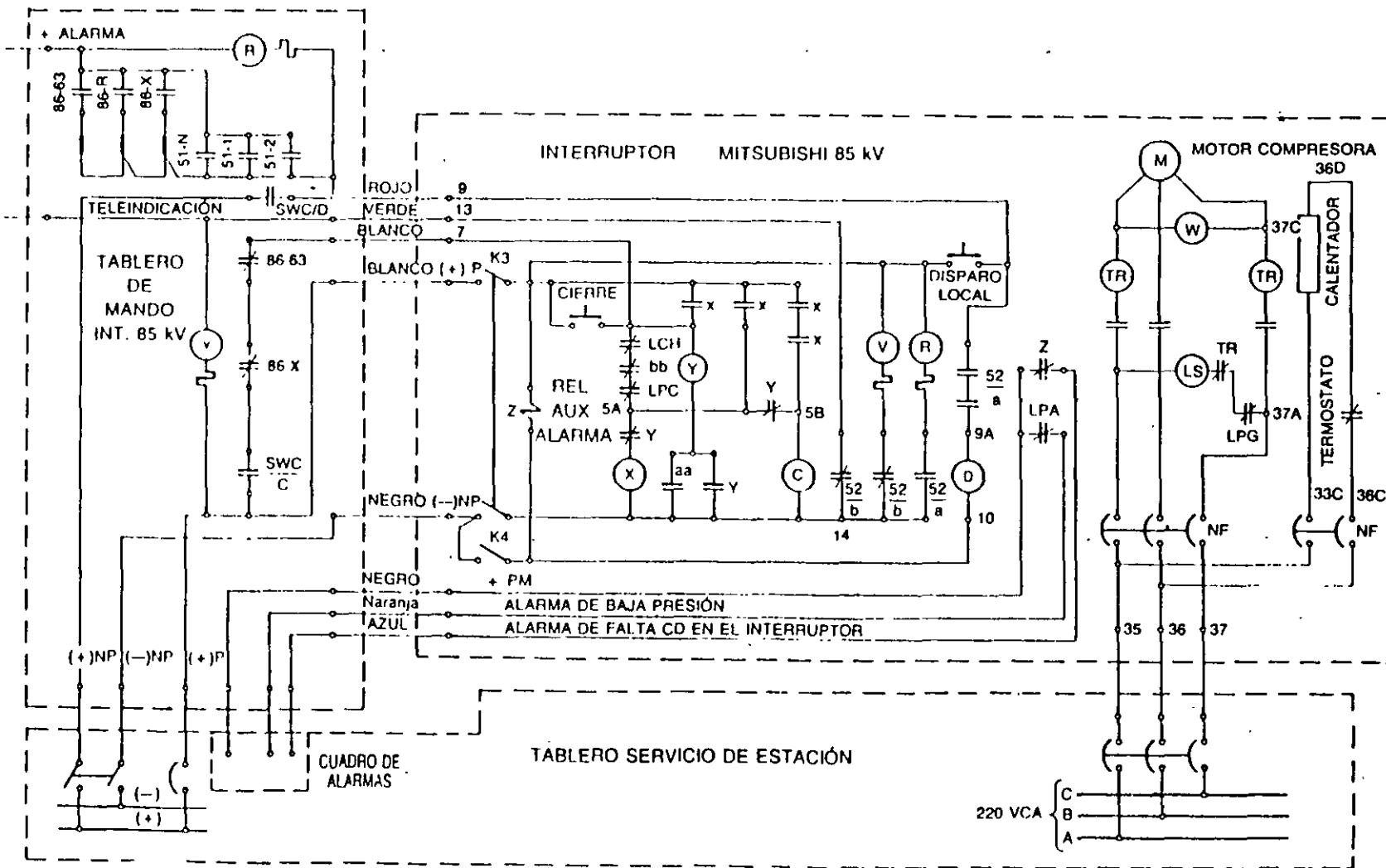


FIG 9-1 Diagrama de control de un interruptor con lámparas verde y roja

El sistema anterior presenta el riesgo de que un cortocircuito en algún punto del sistema "no protegido" no sea desconectado, llegando a causar el abatimiento de la tensión de la batería. Esta condición es preferible, con tal de que el interruptor dispare antes de que la tensión de la batería descienda por debajo del valor mínimo de operación de los interruptores, prefiriendo que se llegue a dañar el circuito de alimentación posteriormente al disparo del interruptor afectado.

Los circuitos de cierre de los interruptores y los circuitos de alarma se alimentan por otros circuitos de corriente directa llamados "circuitos protegidos" (P) que parten de las barras generales de corriente directa del tablero de servicio de estación, a través de interruptores termomagnéticos.

Como se observa en la Figura 9-1, los circuitos de corriente directa que controlan los interruptores y sus cuchillas parten del tablero de mando correspondiente al interruptor de que se trate, el cual a su vez se alimenta radialmente del tablero de servicio de estación a través de un "circuito protegido" y de otro "no protegido". Una característica que se observa en la Figura 9-1 es que los cables que conectan el tablero de mando con el gabinete de los interruptores se señalan con una serie de colores diferentes, que tienen por objeto normalizar los alambrados de los circuitos, de tal manera que a cada función específica corresponda un color, y así en todas aquellas subestaciones de características semejantes se puedan fabricar los alambrados por separado y en serie, para posteriormente instalarlos en los tableros correspondientes, a partir de juegos de tablillas terminales, que también se numeran en forma normalizada, de tal manera que cada color de cable, de cada circuito, remate siempre en el mismo número, de la misma tablilla.

#### 9.6.1.2 Sistema de mando con lámparas normalmente apagadas

En la Figura 9-2 se muestra el diagrama de control de la operación de un interruptor de pequeño volumen de aceite, con doble bobina de disparo, a partir del cual se pueden efectuar los siguientes comentarios:

La lámpara indicadora  $L$  está físicamente integrada al conmutador de control, de los interruptores y de las cuchillas de alta tensión controladas desde el tablero. Cuando hay concordancia entre la posición del interruptor o las cuchillas de alta tensión, y la posición del conmutador de control correspondiente, la lámpara indicadora está apagada. Cuando hay discordancia, como puede ser en el caso de que la protección haya disparado un interruptor, la lámpara se enciende, y se mantiene parpadeando hasta que el operador restablece manualmente la concordancia. Para evitar la posibilidad de que alguna de las lámparas esté fundida, el tablero contiene un conmutador que enciende simultáneamente todas las lámparas del mismo comprobando el estado de todas ellas.



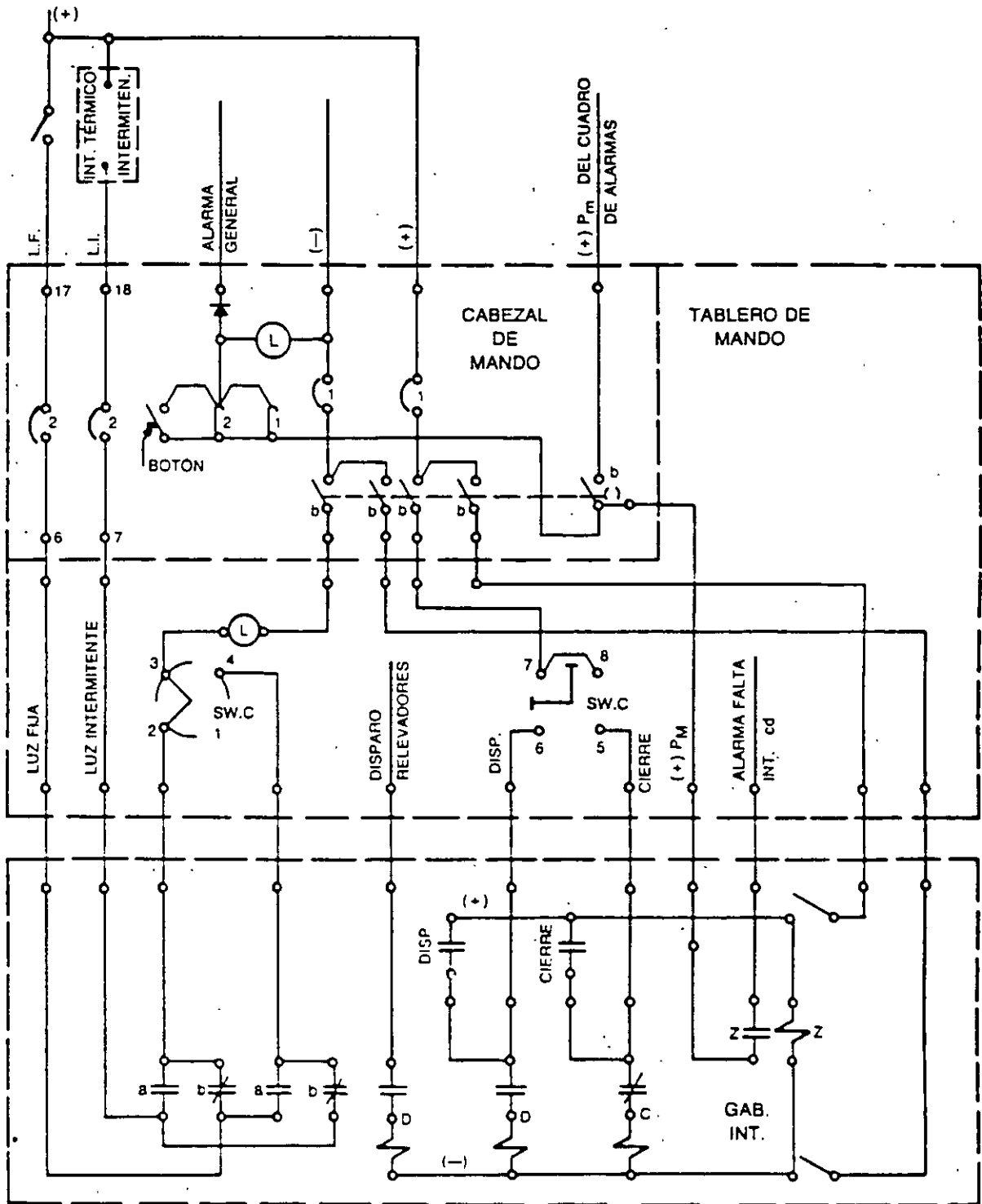


FIG. 9-2 Diagrama de control de un interruptor con lámpara normalmente apagada

### 9.6.2 Cabezal de mando

Los circuitos de corriente directa utilizados para el mando, el control automático y las alarmas son controlados desde una sección del tablero del servicio de estación, protegiendo los circuitos en forma individual, sin afectar los circuitos de alimentación de los otros interruptores y cuchillas de la subestación. Estos circuitos de control están protegidos mediante interruptores termomagnéticos localizados en la zona llamada "cabezal de mando". Cuando opera el interruptor toca una alarma y se enciende la lámpara *L* del cabezal.

La alimentación de corriente directa a cada cabezal de mando se toma desde el tablero de servicio de estación a través de los interruptores termomagnéticos correspondientes.

Lo anterior puede ocasionar que al operar una protección del lado de alta tensión, el interruptor correspondiente no opere debido a que el termomagnético de la alimentación de corriente directa esté abierto; por ello debe instalarse en los interruptores una protección de respaldo local, contra falla de interruptores, como se dijo en el capítulo 7, que desconecte todos los interruptores periféricos eliminando la alimentación de energía hacia la falla.

### 9.6.3 Interbloqueos entre los interruptores y sus cuchillas

Para evitar la posibilidad de que algún operador abra por error algún juego de cuchillas, sin haber desconectado previamente el interruptor correspondiente, se procura que el circuito de control de las cuchillas que operan en forma motorizada desde el tablero de mando, esté provisto de contactos de bloqueo, tanto en el circuito de apertura como en el cierre de éstas, de tal manera que no puedan operar mientras el interruptor esté cerrado.

A continuación se analiza un ejemplo con diagrama de interruptor y medio, en el cual el bloqueo entre el interruptor y las cuchillas es muy simple, pues únicamente se relaciona la posición de cada interruptor con los dos juegos de cuchillas correspondientes, según se muestra en la Figura 9-3.

Las alimentaciones de los mecanismos de control del sistema cuchilla-interruptor dependen del tipo de interruptor y de motor de operación de las cuchillas.

Si el mecanismo es neumático con compresor individual, como puede ser el de un interruptor de gran volumen de aceite, la alimentación al motor del compresor se toma de la sección de corriente alterna del tablero de servicio de estación. Si el mecanismo es del tipo óleo-neumático con motor de corriente directa, la alimentación se toma de la sección de corriente directa del tablero de servicio de estación.

En la Figura 9-4 se muestra un diagrama de los cables de control y señalización del interruptor y sus cuchillas, para el mismo caso de interruptor y medio, que se utiliza en las tensiones de 230 kV.

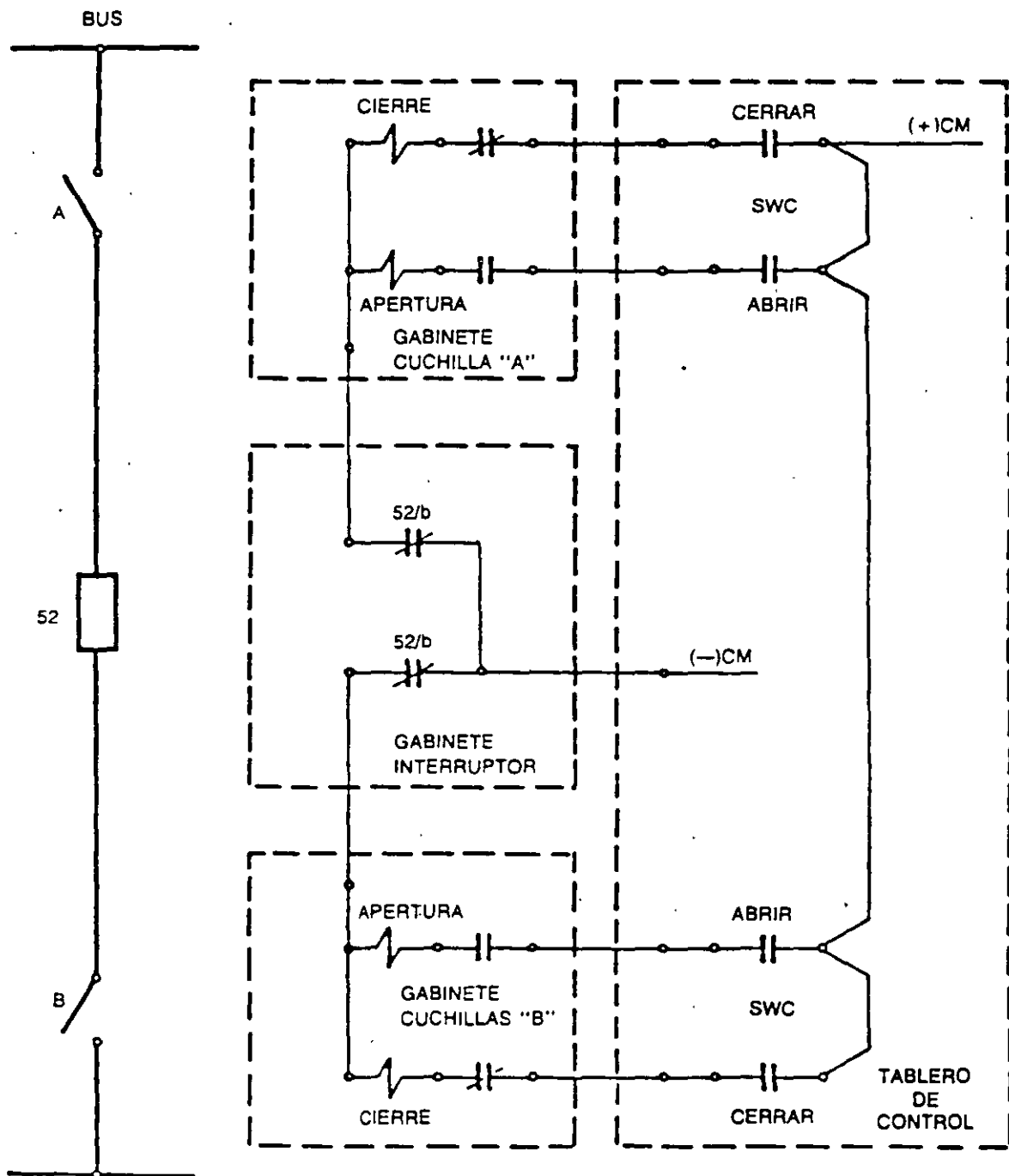
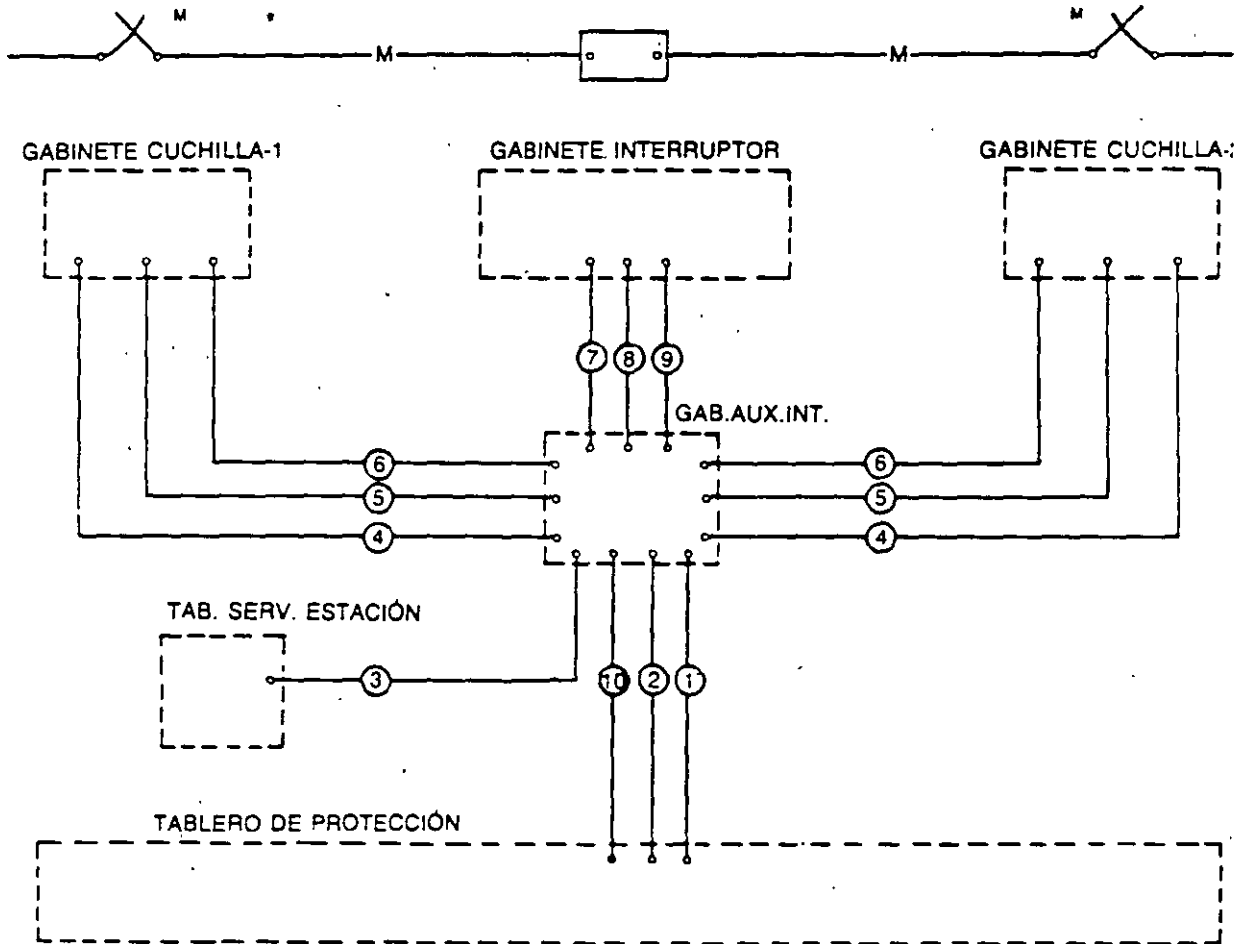


FIG. 9-3 Diagrama de interbloques entre el interruptor y las cuchillas



CABLE	FUNCIÓN	Nº. CONDUCTORES
1.-	CONTROL INTERRUPTOR Y CUCHILLAS	10
2.-	ALIMENTACIÓN cd AL INT. Y CUCHILLAS	6
3.-	ALIMENTACION cd AL INT. Y CUCHILLAS	4
4.-	CONTROL Y SEÑALIZACIÓN A LA CUCHILLAS	6
5.-	ALIMENTACIÓN cd A LA CUCHILLA	4
6.-	ALIMENTACIÓN cd A LA CUCHILLA	4
7.-	ALIMENTACIÓN cd AL INTERRUPTOR	10
8.-	ALIMENTACIÓN ca AL INTERRUPTOR	4
9.-	CONTROL Y SEÑALIZACIÓN INTERRUPTOR	10
10.-	SEÑALIZACIÓN Y ALARMAS DE INT. Y CUCHILLAS	20

(CABLE TELEFONICO DE 10 PARES)

FIG. 9-4 Cable de control y señalización, interruptor y cuchillas. Arreglo: Interruptor y medio: Tensión 85 230 kV

## 9.7 SISTEMAS AUTOMÁTICOS DE CONTROL

Conviene automatizar ciertos tipos de control con lo cual se puede predeterminar la secuencia lógica de las operaciones, evitar la posibilidad de errores humanos en las mismas y aumentar la rapidez de las maniobras correspondientes.

Entre los sistemas automáticos más usados se encuentran los siguientes:

### 9.7.1 Recierre automático en alimentadores aéreos

El recierre es un proceso que se inicia al ocurrir una falla en un alimentador de distribución, que hace operar la protección correspondiente abriendo el interruptor, el cual a continuación recibe una orden de cerrar, a través del relevador de recierre correspondiente.

En los circuitos aéreos la mayor parte de las fallas son fugaces, por lo cual se pueden eliminar, sin ocasionar daño permanente en la instalación, desconectando el circuito y volviendo a conectarlo después de un tiempo determinado, suficiente para permitir la desionización del aire en el lugar donde ocurrió el arco eléctrico. En estos casos se acostumbra usar relevadores de recierre que pueden realizar hasta cuatro operaciones, siendo la primera instantánea (0.3 segundos), seguida de una serie de recierres que pueden expresarse según el ejemplo de la siguiente fórmula:

$$A-0.3s-CA-15s-CA-30s-CA-45s-CA$$

Que se interpreta así:

Apertura (A) 0.3 segundos para el cierre, con apertura de nuevo si persiste la falla (ca). 15 segundos para un nuevo cierre y apertura. 30 segundos para un tercer cierre y apertura, y 45 segundos para un cuarto y último intento de cierre que, en caso de no tener éxito, queda bloqueado hasta que intervenga el personal de mantenimiento y libre el cortocircuito. Este ciclo permite una buena coordinación con la operación de los seccionadores de alimentador, evitando en muchas ocasiones llegar al cuarto recierre.

En el caso de alimentadores subterráneos, alimentados con cables, nunca se deben instalar dispositivos de recierre, ya que al producirse una falla, ésta va a ser siempre de carácter permanente y al intentar un recierre, sólo se conseguiría aumentar el daño del cable.

En la Figura 9-5 se muestra un diagrama elemental de control, con recierre de un alimentador de 23 kV, con arreglo en anillo, para subestaciones con todos los tableros de relevadores localizados en el edificio de tableros, con tablero de mando convencional pero preparado para adaptarse a control remoto.

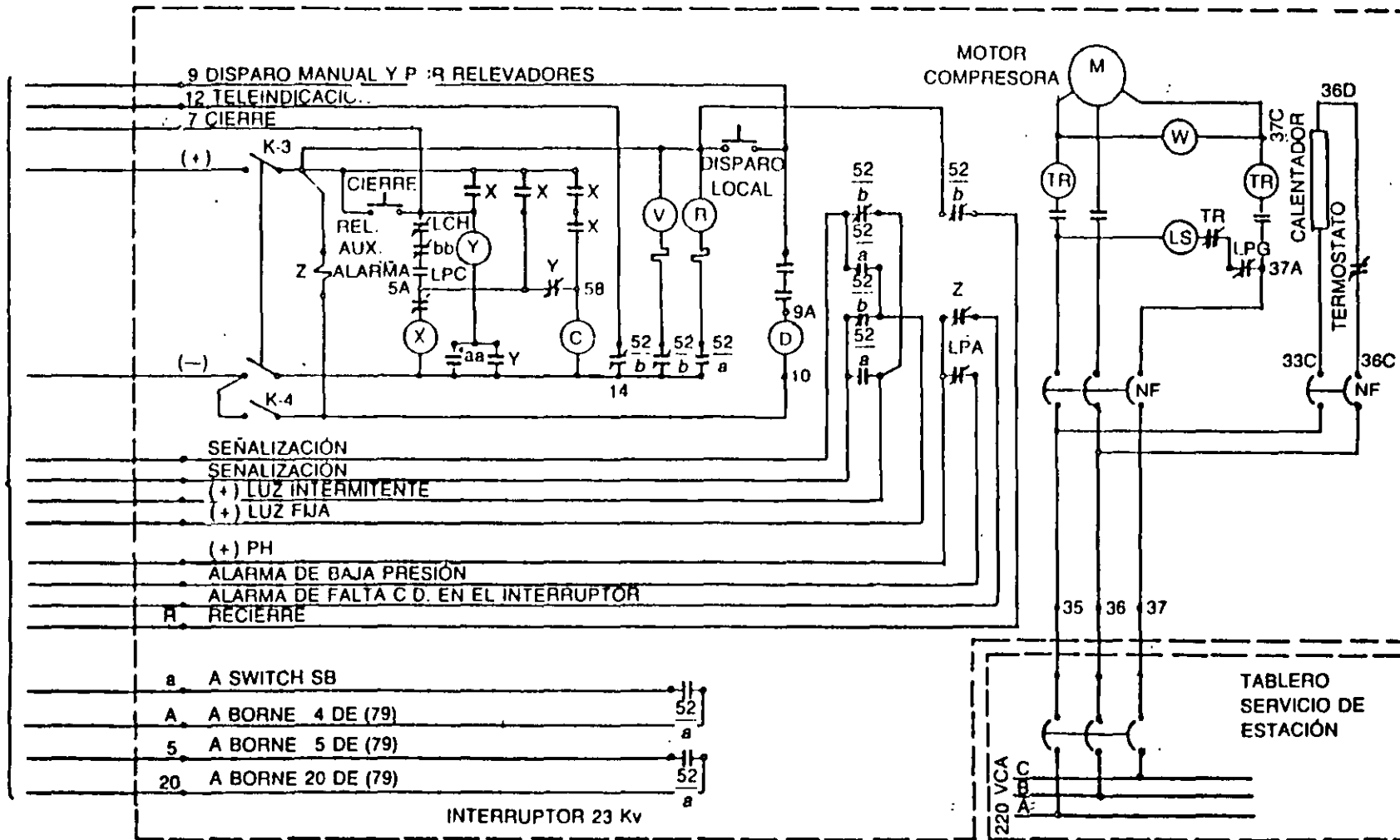


FIG. 9-5 Diagrama elemental de interruptor 23 kV

### 9.7.2 Transferencia automática de alimentadores de un banco de transformadores a otro

Este sistema se utiliza principalmente cuando se trata con diagramas en anillo sencillo o doble; de tal manera que al fallar uno de los transformadores que alimentan el anillo de baja tensión, los alimentadores que eran alimentados por el transformador fallado se traspasan automáticamente a los bancos vecinos, de acuerdo con lo que se indica en la Figura 9-6.

En dicho diagrama se observa que al operar la protección de cualquiera de los tres bancos, ésta envía una orden de disparo a los dos interruptores inmediatos; y una orden de cierre, mediante los relevadores auxiliares (86), a los interruptores de enlace con los dos bancos vecinos, para seguir alimentando a los circuitos afectados. La señal de cierre se efectúa a través de un contacto *b* del control de los interruptores de los alimentadores adyacentes que quedaron abiertos.

### 9.7.3 Disparo por baja frecuencia de los interruptores de los alimentadores de distribución

Este sistema de control se utiliza previendo la posibilidad, en un sistema, de fallas parciales de generación que en momentos de carga pico, origina que la frecuencia del sistema descienda.

Para evitar que las centrales generadoras restantes se sobrecarguen y ocurra una desconexión en cascada que originaría un apagón general, se acostumbra desconectar grupos de alimentadores en bloque, utilizando tres pasos.

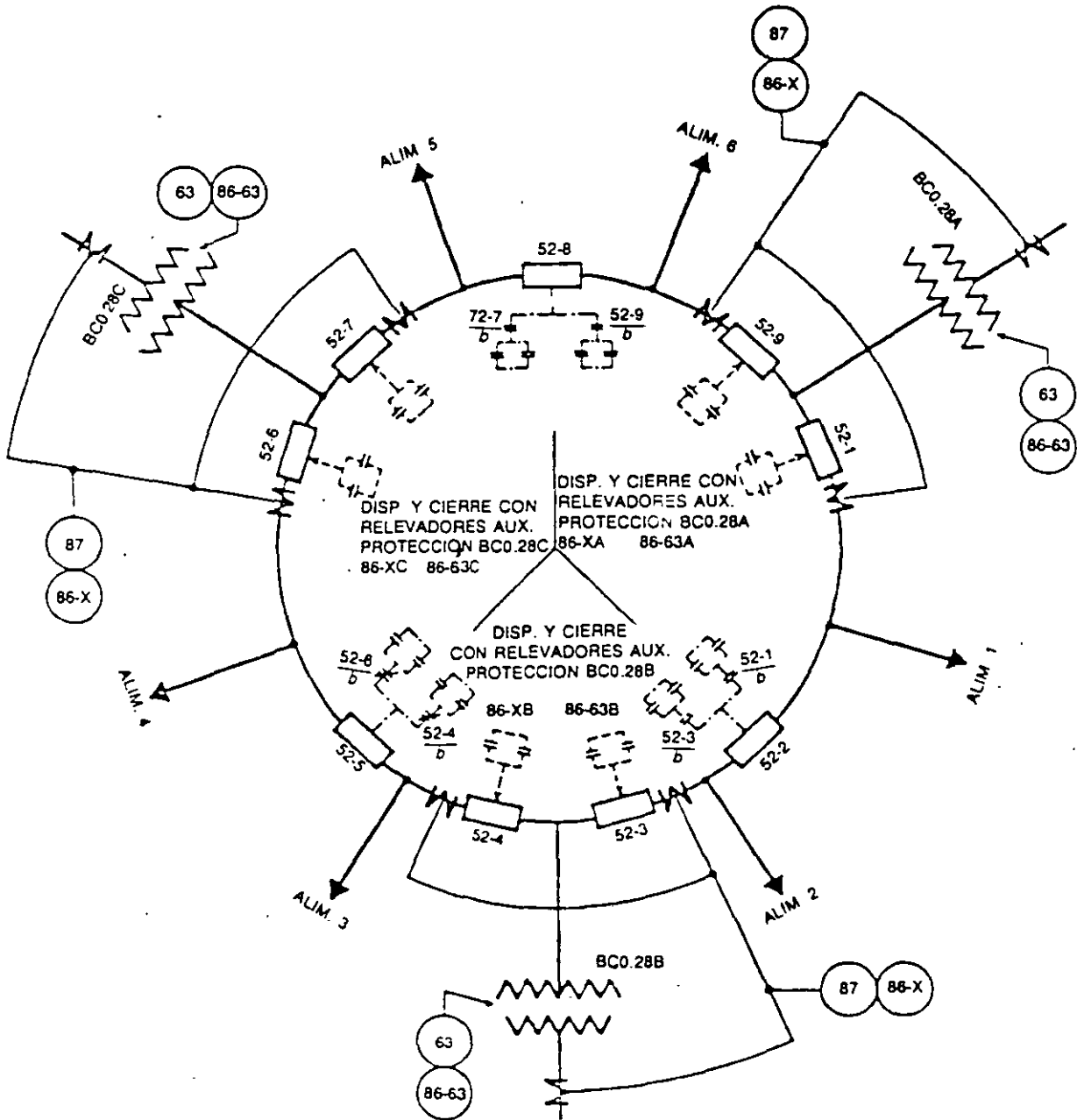
El primer paso desconecta en forma instantánea los alimentadores de la carga residencial. Si persistiera la baja frecuencia, unos 15 segundos después se desconecta el segundo grupo, que alimenta las zonas fabriles, y en el lejano caso de que la frecuencia no estabilizara, 30 segundos después se desconectarían los alimentadores restantes. Este último paso produce un apagón general, pero deja el sistema interconectado, de tal manera que una vez detectada la anomalía y corregida, los alimentadores vuelven a reconectarse rápidamente.

En las Figuras 9-7 y 9-8 se muestran los diagramas de disparo por baja frecuencia, de los alimentadores de 23 kV.

El arreglo tiene la particularidad de que al operar la protección por baja frecuencia, aparte de disparar los interruptores de los alimentadores correspondientes, quedan bloqueados automáticamente todos los recierres, hasta que se restablezcan a mano, una vez que desaparece la emergencia.

### 9.7.4 Sincronización

En aquellas subestaciones que reciben grandes bloques de energía o bien, generación, puede ser necesario instalar un dispositivo de sincronización, que puede ser de tipo manual o de tipo automático.

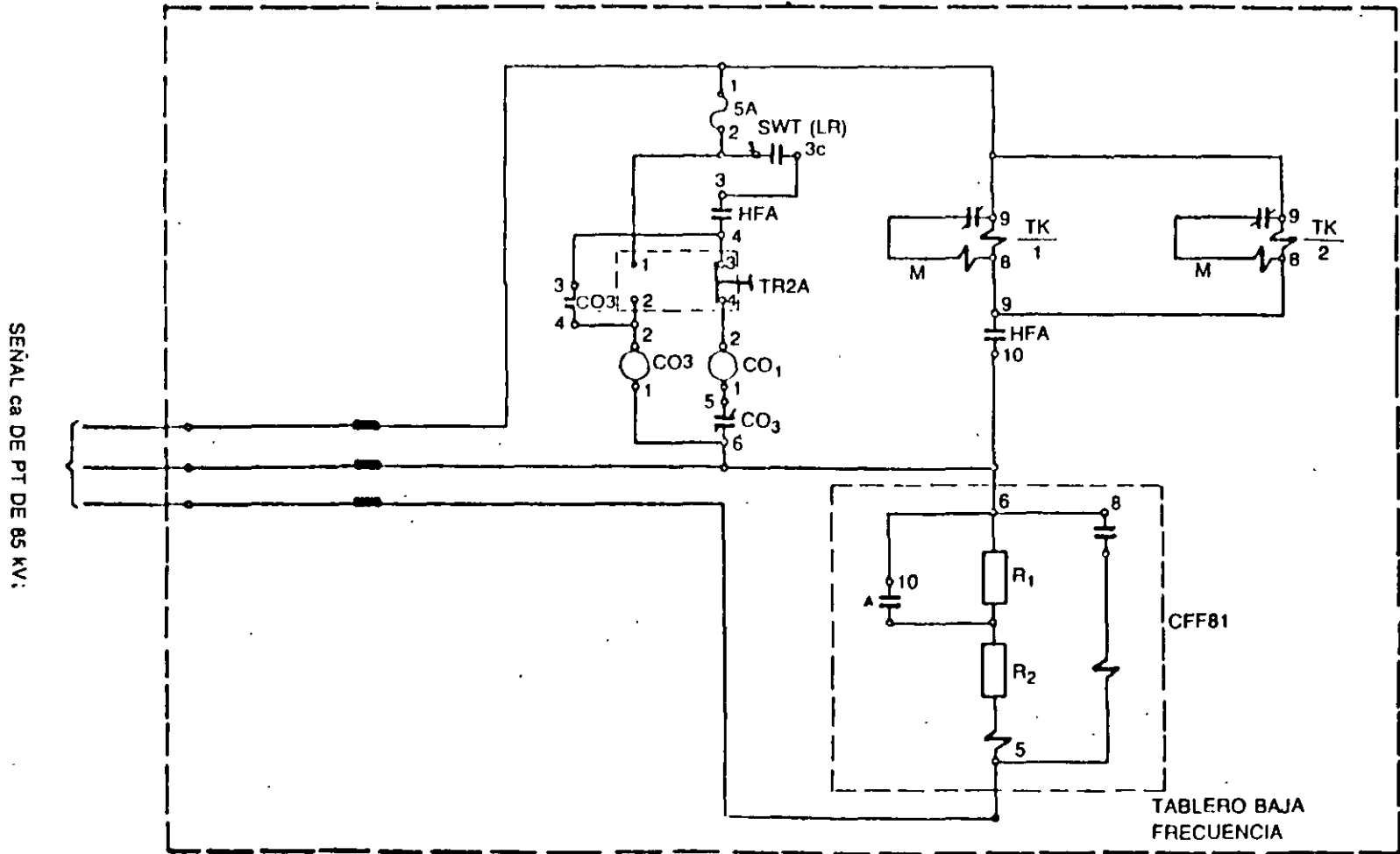


CLAVE

- CIRCUITO DE POTENCIA
- CIRCUITO SECUNDARIO DE TC\*
- - - CIRCUITO DE DISPARO
- · - · CIRCUITO DE CIERRE

FIG. 9-6 Diagrama de transferencia automática de alimentadores





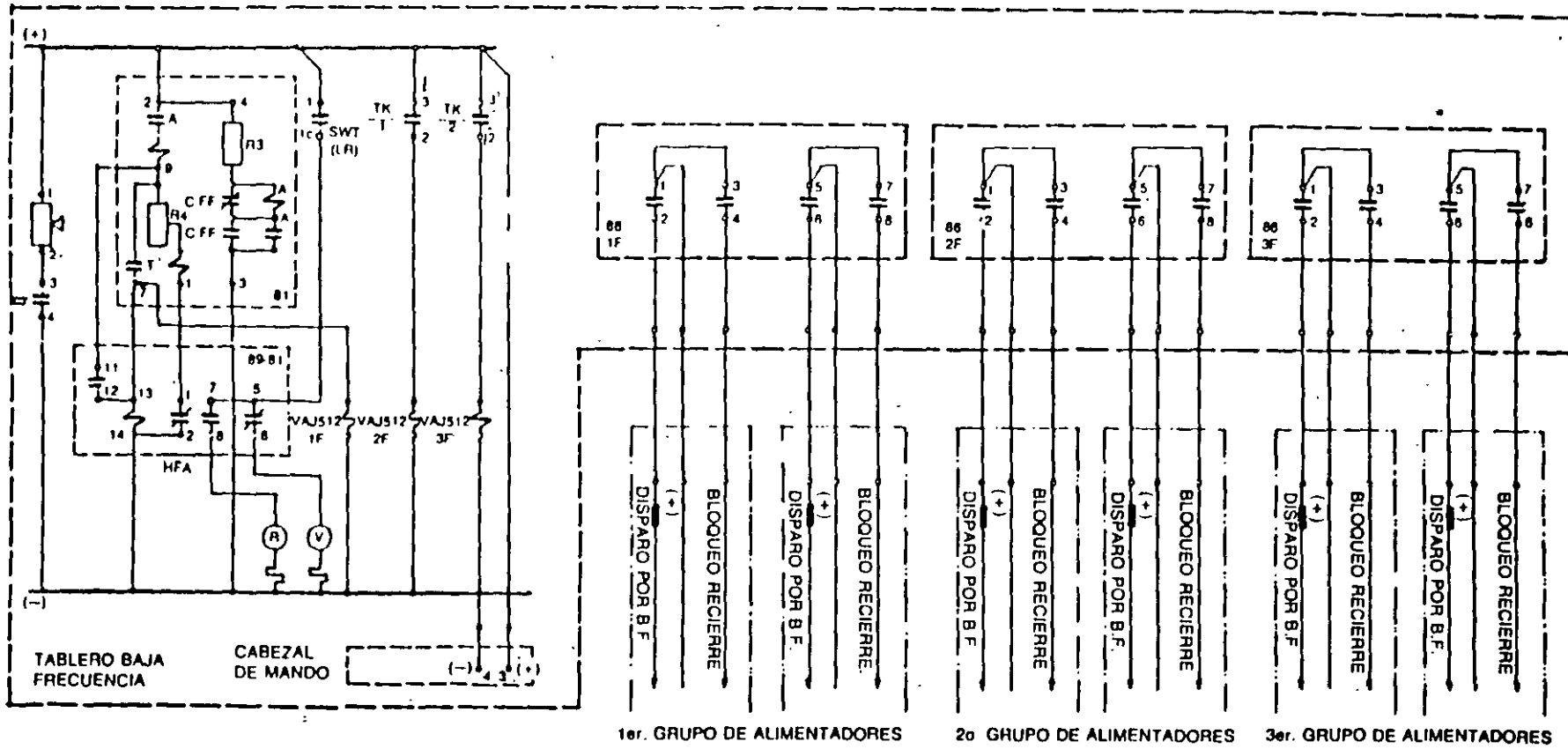


FIG. 9-8 Diagrama elemental de cd

En ambos casos puede ser necesario sincronizar dos secciones de un sistema; para ello el operador en el caso automático, inicia el funcionamiento del sistema de sincronización, el cual compara las frecuencias y las tensiones de las dos secciones que van a sincronizarse, y cuando las diferencias entre las cantidades son inferiores a valores predeterminados, el dispositivo de sincronización envía en ese instante el orden de cierre al interruptor correspondiente, quedando las dos secciones del sistema operando en paralelo.

### 9.7.5 Regulación de tensión

Los mecanismos reguladores de tensión se usan dentro de transformadores trifásicos con capacidades y tensiones superiores a 50 MVA y 85 kV respectivamente. Dichos transformadores, salvo excepciones, van provistos por el fabricante respectivo, de un cambiador de derivaciones bajo carga, que mantiene la regulación de tensión en forma automática.

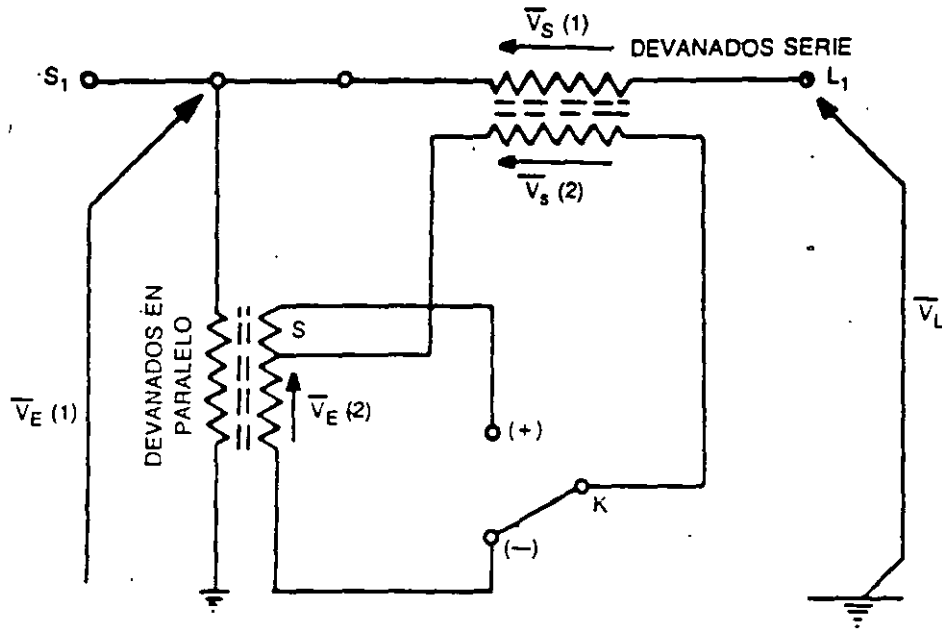
Para capacidades y tensiones menores, se acostumbra usar reguladores de tensión en forma separada del banco de transformadores, independientemente de que éste sea trifásico o esté formado por unidades monofásicas.

Detallando, se pueden considerar tres tipos de regulación:

1. En los alimentadores de distribución que parten de un transformador con cambiador de derivaciones sin carga, se acostumbra instalar un regulador por alimentador, que ajuste en forma automática  $\pm 10\%$  del valor nominal de la tensión nominal.
2. En un sistema con arreglo de doble barra, que utiliza un banco de tres unidades monofásicas, se acostumbra instalar el regulador entre el banco de transformadores y las barras de 23 kV. El regulador será trifásico, con una capacidad de regulación que equivale al  $\pm 10\%$  de la capacidad nominal del banco.
3. En un sistema con arreglo en anillo en el lado de 23 kV, y con bancos trifásicos de 60 MVA y 230 kV, cada transformador está provisto de un cambiador automático de derivaciones, por cuyo medio se regula la tensión de salida del banco. En la Figura 9-9 se muestra el diagrama unifilar de un regulador de tensión de 23 kV, en el cual se observa que, dependiendo de la posición del conmutador *K*, la tensión que recibe la carga puede ser de mayor o menor magnitud que la tensión de la fuente.

### 9.7.6 Transferencia automática de transformadores de potencial

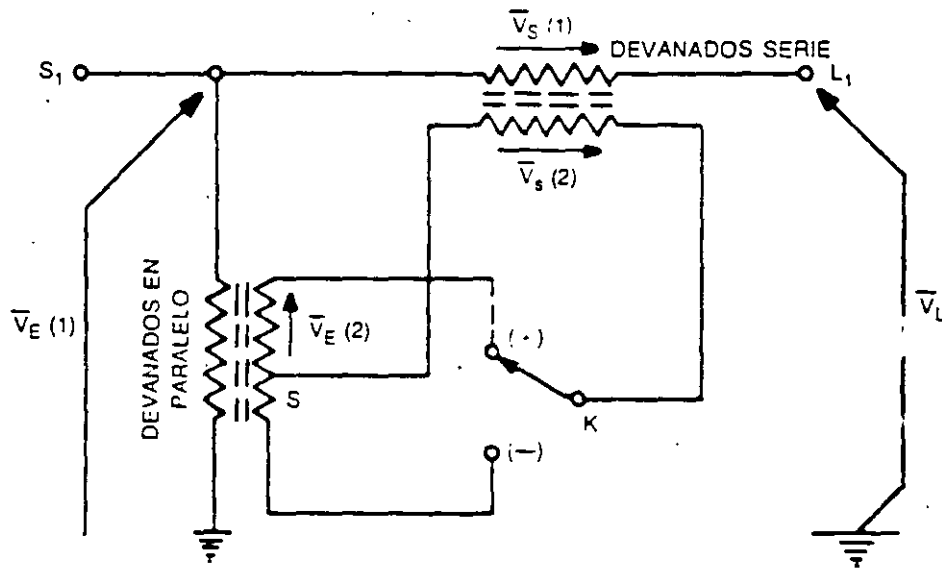
Dependiendo del tipo de arreglo utilizado en la subestación de que se trate, debe procurarse tener siempre un juego de transformadores de potencial, conectado a cada



CASO (1)  
 VOLTAJE DE CARGA MENOR QUE EL VOLTAJE DE LA FUENTE

$$\frac{\bar{V}_E(1)}{N_E(1)} = \frac{\bar{V}_E(2)}{N_E(2)} \quad \bar{V}_E(2) = -\bar{V}_S(2) \quad \frac{\bar{V}_S(2)}{N_S(2)} = \frac{\bar{V}_S(1)}{N_S(1)}$$

$$\bar{V}_E(1) - \bar{V}_S(1) = \bar{V}_L \therefore \bar{V}_E(1) > \bar{V}_L$$



CASO (2)  
 VOLTAJE DE CARGA MAYOR QUE EL VOLTAJE DE LA FUENTE

$$\frac{\bar{V}_E(1)}{N_E(1)} = \frac{\bar{V}_E(2)}{N_E(2)} \quad \bar{V}_E(2) = -\bar{V}_S \quad \frac{\bar{V}_S(2)}{N_S(2)} = \frac{\bar{V}_S(1)}{N_S(1)}$$

$$\bar{V}_E(1) - \bar{V}_S(1) = \bar{V}_L \therefore \bar{V}_E(1) > \bar{V}_L$$

FIG. 9-9 Diagrama esquemático de un regulador de tensión de 23 kV

juego de las barras de mayor tensión. Esto puede ocasionar que, en caso de la salida de servicios de uno de los buses principales, de la apertura de algún interruptor termomagnético de los secundarios de los transformadores de potencial, o de que se les esté dando mantenimiento a cualquiera de los juegos de aparatos, se deje sin tensión a los dispositivos de protección, medición, sincronización, etc.

Para evitar lo anterior se instala un dispositivo de control para la transferencia automática de los potenciales. Este dispositivo transfiere la carga del secundario de un juego de transformadores, al secundario del otro juego, como se observa en la Figura 9-10 que se explica por sí misma, para un arreglo de interruptor y medio.

En el caso de los relevadores que requieren polarización por tensión, como son los de sobrecorriente de potencia direccional y los de baja frecuencia, se requiere también un arreglo de transferencia automática de tensión como se observa en la Figura 9-11.

### 9.7.7 Recierres en líneas de alta tensión

Los recierres en las líneas de alta tensión permiten, luego de una desconexión provocada por la protección de la línea, reconectar automáticamente el circuito, después de un tiempo predeterminado.

La utilidad del recierre automático en las líneas de alta tensión, se basa en la estadística de que más del 90% de las fallas de aislamiento en líneas son de carácter fugaz, permitiendo la recuperación del aislamiento después de la desconexión momentánea de la, o de las fases afectadas por la falla, además de que la mayor parte de las fallas de aislamiento son cortocircuitos de fase a tierra.

Por otro lado, desde el punto de vista de la estabilidad y de la continuidad de servicios de un sistema resulta conveniente, si la falla es monofásica, desconectar únicamente la fase afectada y reconectarla nuevamente al cabo de un tiempo no menor de 0.25 segundos, pudiéndose llegar a una duración de varios segundos, sin llegar a un límite de tiempo que perjudique la estabilidad del sistema.

La potencia transmitida por las dos fases restantes, después de una desconexión monofásica, es del orden del 60 al 70% de la potencia transmitida en condiciones normales. En cambio, si la falla es entre dos fases, la potencia transmitida por la fase restante es del orden del 30%; por lo cual se puede afirmar que conviene hacer recierres monofásicos y trifásicos, pero nunca bifásicos.

Por lo anterior, se considera que los dispositivos de recierre pueden operar en forma monopolar, realizando un ciclo de recierre monofásico si la falla afecta a una sola fase, o en forma tripolar, cuando la falla afecta dos o tres fases, o bien cuando después de realizar el ciclo monofásico, persiste la falla. En el caso trifásico, el dispositivo de recierre comprueba, antes de efectuar la operación, que la diferencia entre las tensiones de ambos lados del interruptor sea inferior a un valor predeterminado.

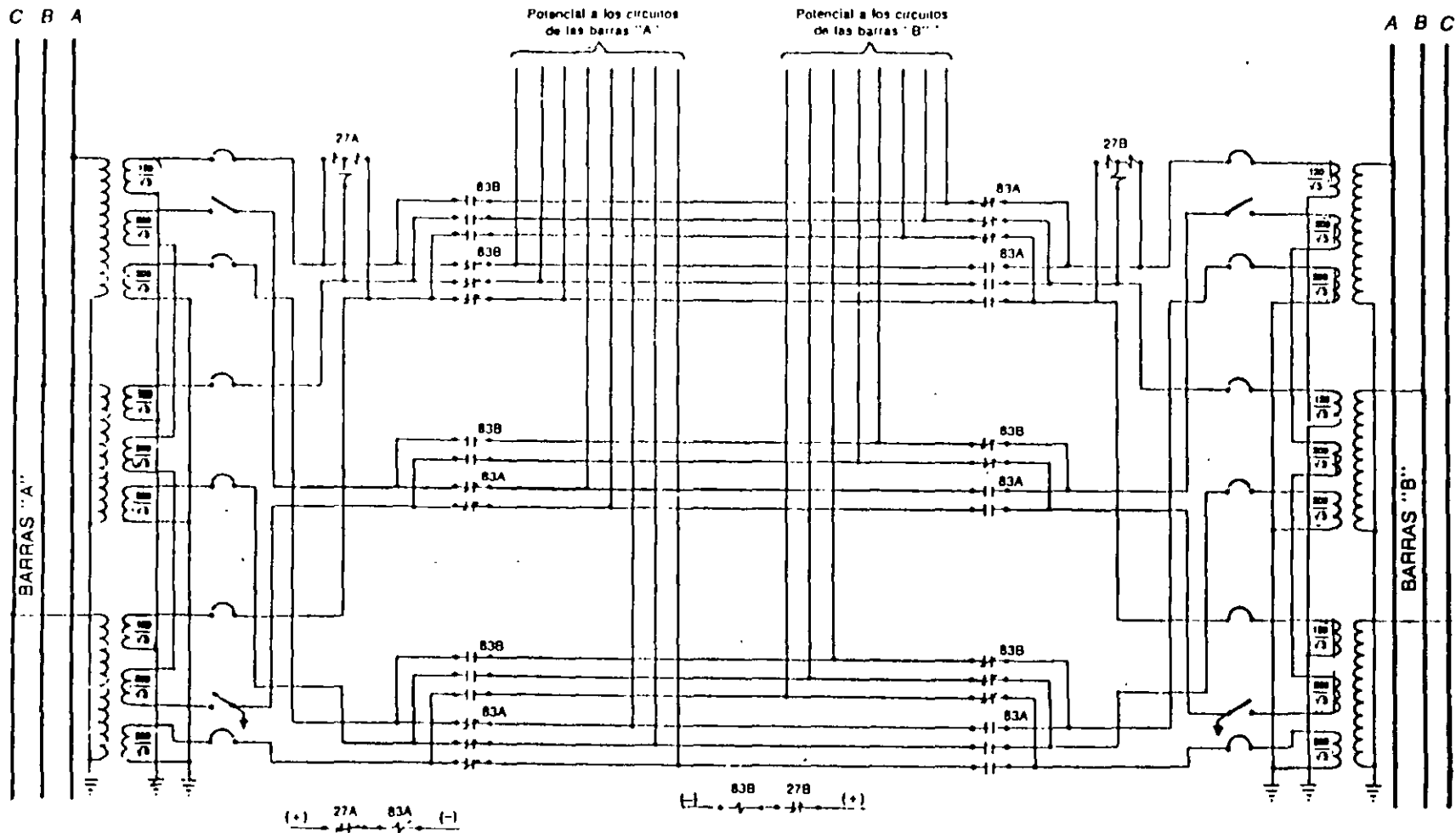


FIG. 9-10 Diagrama trifilar para la transferencia automática de un T.P. al otro

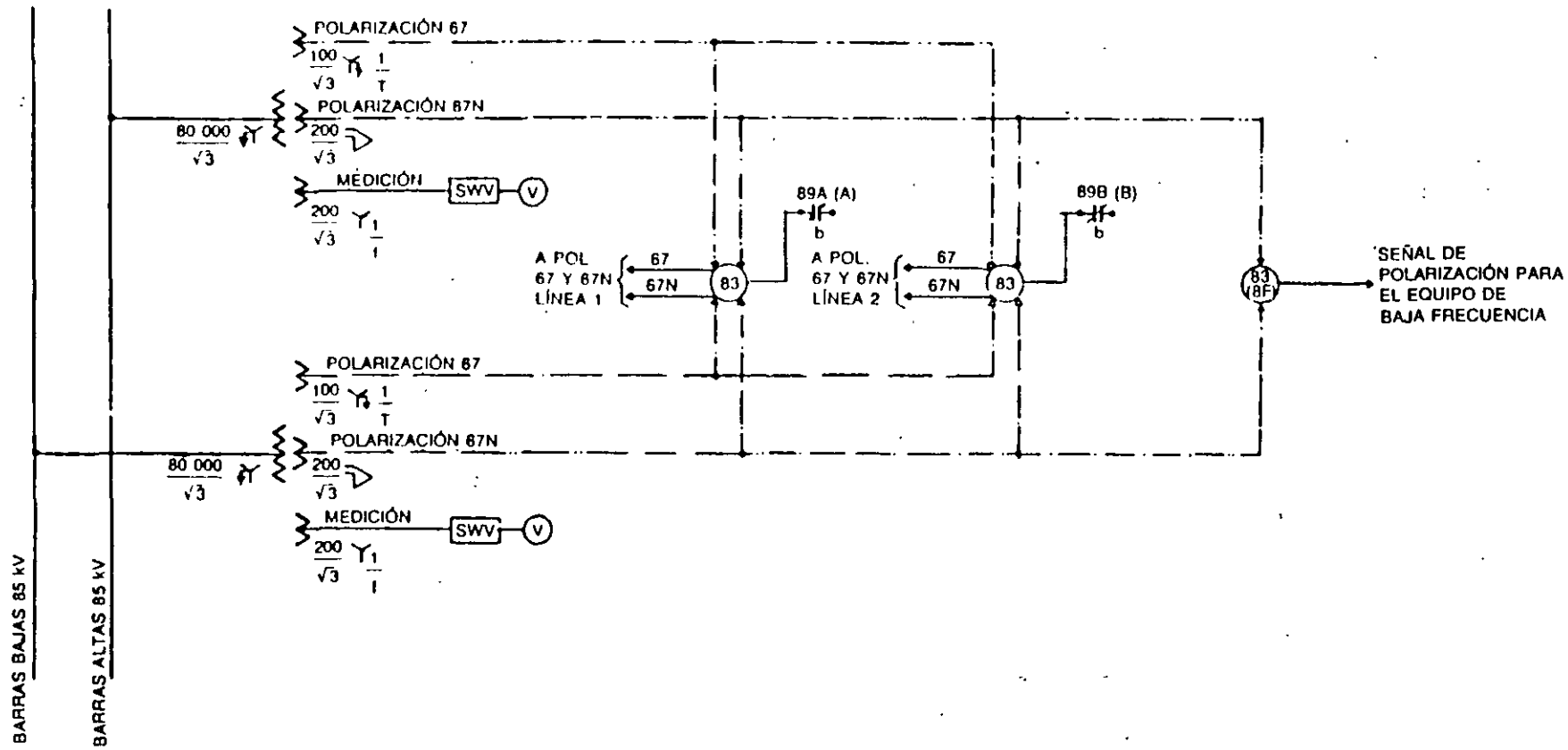


FIG. 9-11 Diagrama unifilar de transferencia de tensión de un relevador direccional de un T.P. al otro

### 9.7.8 Operación automática de los bancos de capacitores

Para conectar y desconectar en forma automática los bancos de capacitores, se acostumbra usar un sistema de control que se regula de acuerdo con la potencia reactiva que se suministra al sistema de distribución y que varía de acuerdo con las horas pico del sistema.

## 9.8 DISPOSITIVOS DE ALARMA

Son dispositivos que forman parte de la red de control de una subestación, que avisan al operador en forma luminosa y sonora, de cualquier anomalía en el funcionamiento del equipo, en la operación de alguna de las protecciones automáticas o en la operación de los circuitos de control y de los servicios auxiliares.

A continuación se analizan brevemente cada uno de los sistemas:

### 9.8.1 Alarmas de protecciones

Al operar cualquier protección de una subestación (Fig. 9-12), los relevadores cierran sus contactos y unos contactos auxiliares; los primeros quedan en serie con el circuito de disparo del interruptor, que libera la falla y los segundos con el relevador de alarma (PBA). Al circular corriente por la bobina de éste, se sella a través del contacto 2.4 y cierra el contacto 1.3, que a su vez energiza el timbre o zumbador, el cual deja de sonar cuando el operador restablece el relevador a mano, pues los contactos, se abren y queda encendido el cuadro de alarma correspondiente.

### 9.8.2 Alarmas por mal funcionamiento de los equipos

En los equipos importantes de las subestaciones, como son: transformadores, interruptores, equipo de onda portadora e hilopiloto, se cuenta con una serie de contactos que, al abrir o cerrar, indican cualquier anomalía en equipos. Dichos contactos al cerrar, envían una señal hasta la ventana correspondiente del cuadro de alarmas instalado en el salón de tableros, donde se ilumina la ventana correspondiente, simultáneamente con el funcionamiento de una alarma sonora. Como ejemplo, se ofrece una lista de las alarmas consideradas en diferentes equipos. En ella se indican todas las alarmas posibles en un equipo determinado, aunque dependiendo de la marca del equipo y de su tipo sólo se utilizan parte de ella, como se indica a continuación.



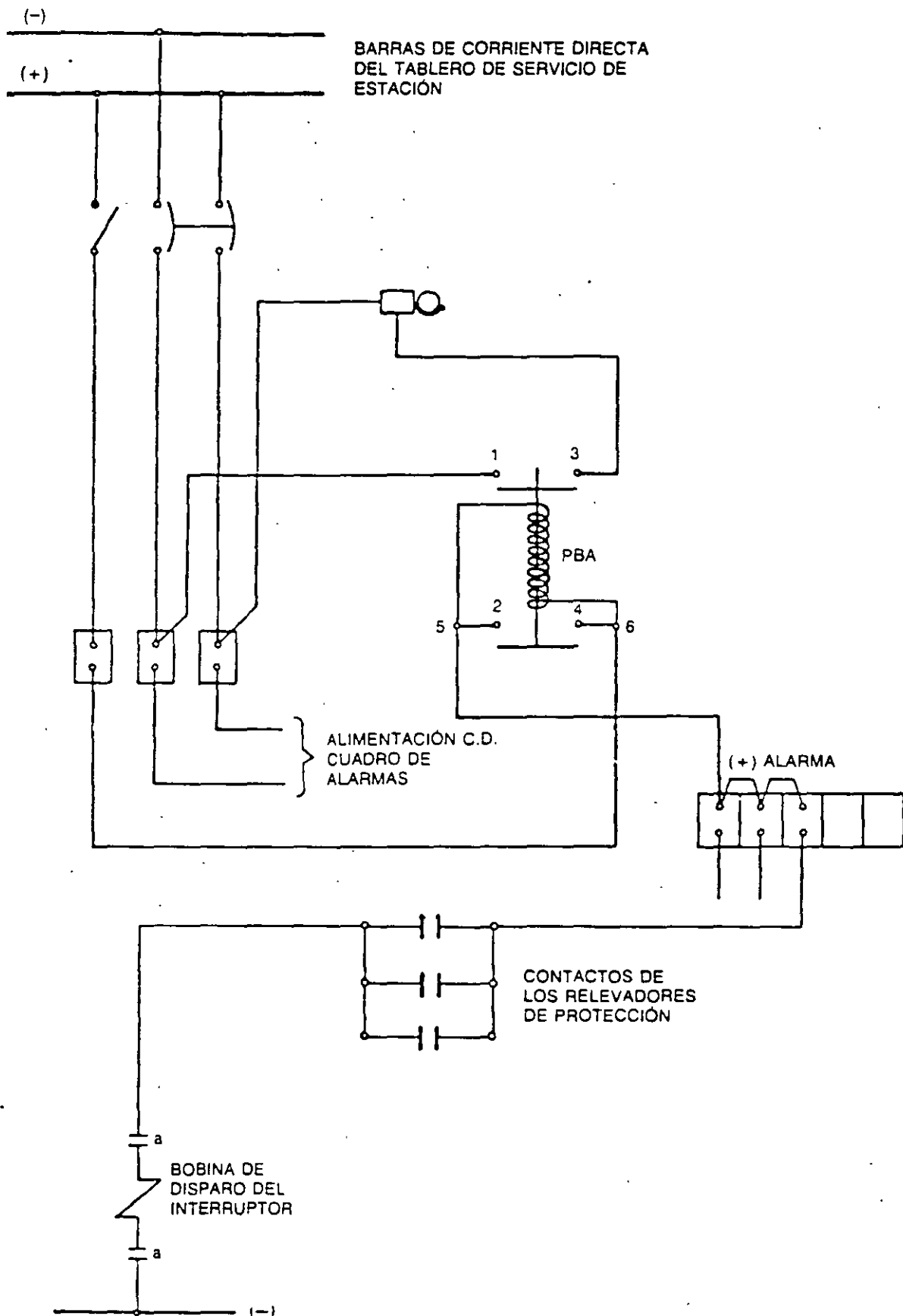


FIG. 9-12 Diagrama de un circuito de alarma

*Interruptores*

Disparo bloqueado por baja presión.  
 Cierre bloqueado por baja presión.  
 Motor fuera, por sobrecarga.  
 Falta de corriente directa.  
 Baja presión de aire.  
 Alta presión de aire.  
 Operación asíncrona de los polos.  
 Apertura o cierre incompleto de los polos.

*Transformadores*

Buchholz.  
 Bajo nivel de aceite.  
 Alta temperatura del aceite.  
 Alta temperatura del devanado.  
 Operación de la válvula de sobrepresión.  
 Falta de corriente alterna en el enfriamiento.  
 Falta de corriente directa.  
 Falta de flujo de aceite.

Falta de corriente alterna en el cambiador de derivaciones.  
 Cambiador de derivaciones bloqueado.  
 Bajo nivel de aceite en el cambiador de derivaciones.  
 Sobrecarga en las bombas de aceite.  
 Sobrecarga en los ventiladores.

*Onda portadora*

Tensión de alimentación anormal.  
 Disparo por onda portadora.

*Observaciones*

En interruptor neumático.  
 En interruptor neumático.  
 En interruptor neumático.  
 En interruptor neumático.

*Hilopiloto*

Falla de hilopiloto (en el caso de que se supervise).

En el caso de los transformadores, se acostumbra llevar sólo tres alarmas hasta el salón de tableros; la de buchholz, la de falta de corriente directa y la tercera que agrupa todas las demás, como se observa en la Figura 9-13.

En el tablero de control de los transformadores se instalan lámparas piloto de cada alarma, que se encienden según sea el circuito que operó.

### 9.8.3 Alarma por mal funcionamiento de los circuitos de control y de servicios auxiliares

Los circuitos de corriente directa para el mando remoto, así como otros circuitos de control, se protegen por medio de relevadores que detectan la falla de alimentación de corriente directa y envían una señal de alarma cuando se produce la apertura de los termomagnéticos o la falla del cable del circuito de alimentación.

Una segunda alarma con señal local y remota, se utiliza para indicar una condición de baja tensión en las barras generales de corriente directa de la subestación. Esta alarma se energiza a través de un circuito de corriente alterna.

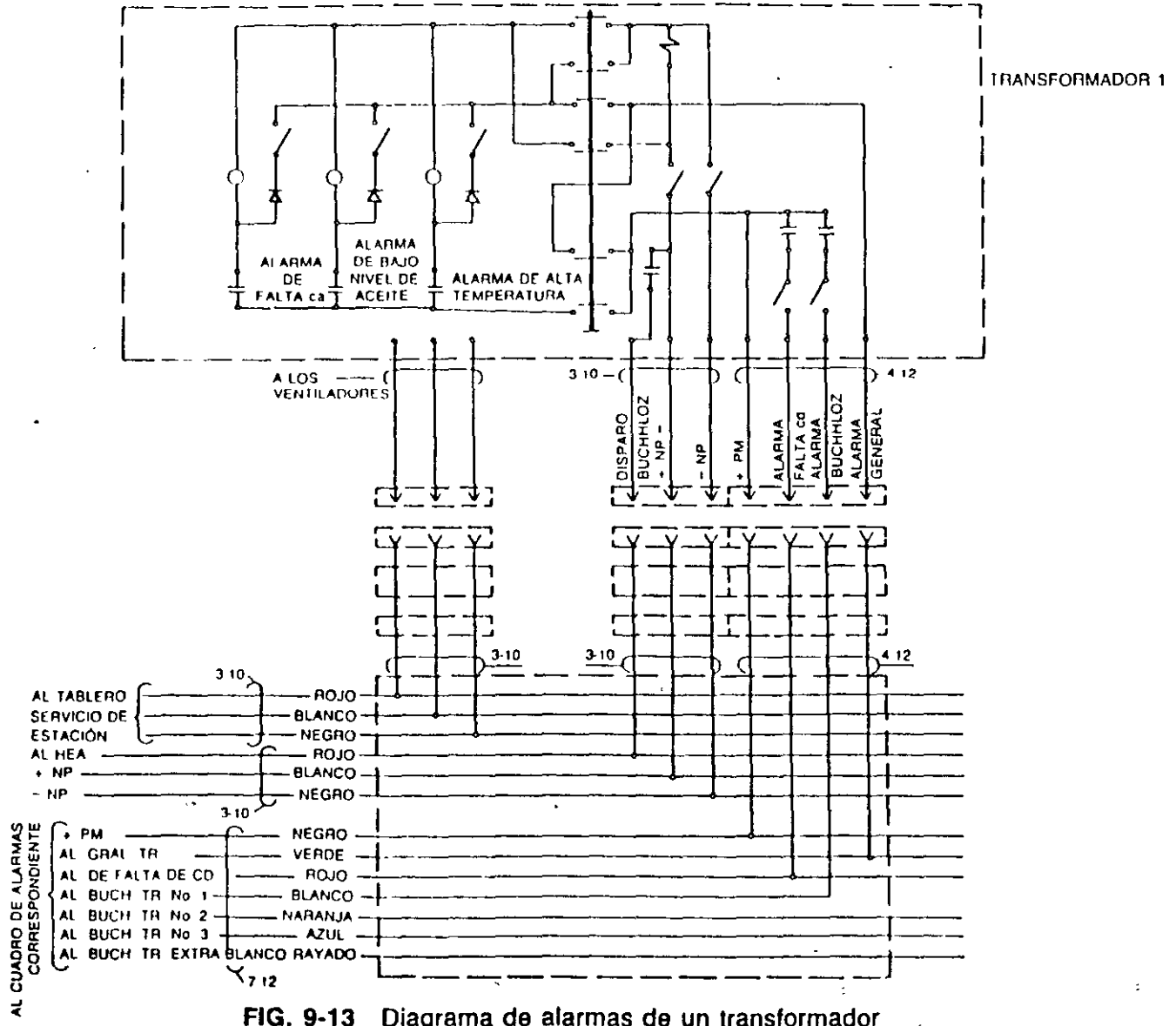


FIG. 9-13 Diagrama de alarmas de un transformador

## 9.9 APARATOS REGISTRADORES

En sistemas eléctricos importantes, conviene disponer en cada subestación de aparatos automáticos que registren los incidentes ocurridos, para el análisis posterior de éstos. En la actualidad se acostumbra utilizar dos tipos de aparatos, los registradores de maniobras y señales, y los osciloperturbógrafos. A continuación se analiza brevemente cada uno de ellos.

### 9.9.1 Registrador de eventos

Es un dispositivo que detecta y registra en forma secuencial, una serie de operaciones o eventos originados por una falla, en un punto determinado del sistema.

Lo anterior unido a la operación de un osciloperturbógrafo (OPG), que indica a partir del instante en que se origina la falla la gráfica de las tensiones y corrientes en cada fase, analiza el origen y la magnitud de la falla. Esto permite conocer fecha, hora y el orden cronológico en que ocurren los diferentes eventos, como son operación de los relevadores, apertura y cierre de los interruptores implicados en la falla, funcionamiento anormal de algún equipo, etc.

El registrador de eventos puede variar de un fabricante a otro. En términos generales, está formado por un módulo de alimentación formado por circuitos electrónicos. El módulo de control y la memoria tienen contadores de barrido que revisan los datos de entrada, así como los circuitos detectores de los cambios de estado en cualquier punto de la alimentación.

El módulo de control, al detectar un cambio de estado, arranca el contador de "lectura-escritura", así como el impresor, almacenando en la memoria los datos de un reloj. Después de transmitir la información a la memoria, el módulo de control normaliza el detector que sufrió cambio de estado, y se continúa con el barrido de los demás puntos. La memoria almacena los datos del evento para efectuar la impresión en forma cronológica; esta impresión se logra borrando los datos individuales de estado e imprimiendo sólo dos datos que indican el cambio de estado.

El registrador se energiza con 125V de corriente alterna, con transferencia automática a 125V de corriente directa, cuando falla la primera, y tiene un consumo de potencia que varía, de acuerdo con la marca, entre 350 y 1000 watts.

El uso del registrador es indispensable en las subestaciones sin operador, pero también se necesita en aquellas otras que, aunque operadas manualmente, son de gran capacidad.

Cada vez que opera el registrador, marca la hora, el minuto, el segundo y hasta el milisegundo.

Para el operador, el encendido de una lámpara piloto le indica que el aparato ha operado. La operación puede detectar cualquier información cuya duración sea superior a 50 milisegundos. Por otro lado, dos informaciones sucesivas pueden clasi-

ficarse cronológicamente, considerando una diferencia de por lo menos 150 milisegundos, entre el principio de la primera y el principio de la segunda información.

El papel registrador se desarrolla en 1.3 segundos, si no aparece ninguna otra información durante el último tercio de ese periodo de tiempo. La longitud de papel correspondiente es de unos 28 milímetros. Cada registrador suele comprender unas 60 pistas.

Entre las fallas que debe detectar un registrador en forma visual y sonora, están las siguientes:

- Falla de la tensión de corriente directa.
- Falla de la tensión en los transformadores de potencial.
- Bloqueo de la apertura de un interruptor.
- Sobrecargas en líneas de transmisión.

En resumen, se puede decir que un registrador de eventos sustituye los cuadros de alarma en las subestaciones, imprime la operación de los equipos de una subestación, como alarmas, relevadores, interruptores, etc., además, imprime toda la información disponible en un rollo de papel, donde indica el estado instantáneo en que se encuentra la subestación. En el caso de presentarse varios eventos simultáneos, éstos son registrados en la memoria en forma secuencial y luego impresos en el papel de acuerdo con el diagrama indicado en la Figura 9-14 en donde se indica en forma de diagrama de bloques las partes principales de un registrador.

### 9.9.2 Osciloperturbógrafo (OPG)

En el caso de fallas complejas, es muy útil saber en qué momento se inicia el registro de las operaciones controladas por el OPG, y el tiempo en que el registrador de eventos lo detecta con una precisión de hasta el milisegundo.

El aparato en sí, registrará información que hace posible el análisis posterior de cualquier disturbio ocurrido en el sistema, indicando con la precisión requerida, el tiempo de duración del funcionamiento de las protecciones de los interruptores y de los diferentes automatismos; registra a su vez los valores de ciertas magnitudes eléctricas, como son corrientes y tensiones.

El OPG está compuesto esencialmente de un cilindro que gira alrededor de su eje a la velocidad de  $2/3$  de vuelta por segundo, aproximadamente.

Durante una vuelta del cilindro indicado en la Figura 9-15 se producen las siguientes operaciones:

El cilindro se cubre de una tinta especial al pasar por la posición *A*. En la posición *B* el cilindro recibe las agujas que registran sobre la tinta las senoides de las corrientes y tensiones de las tres fases. En la posición *C* el cilindro imprime, al ponerse en contacto con el papel, las inscripciones que están marcadas en las seis pistas.

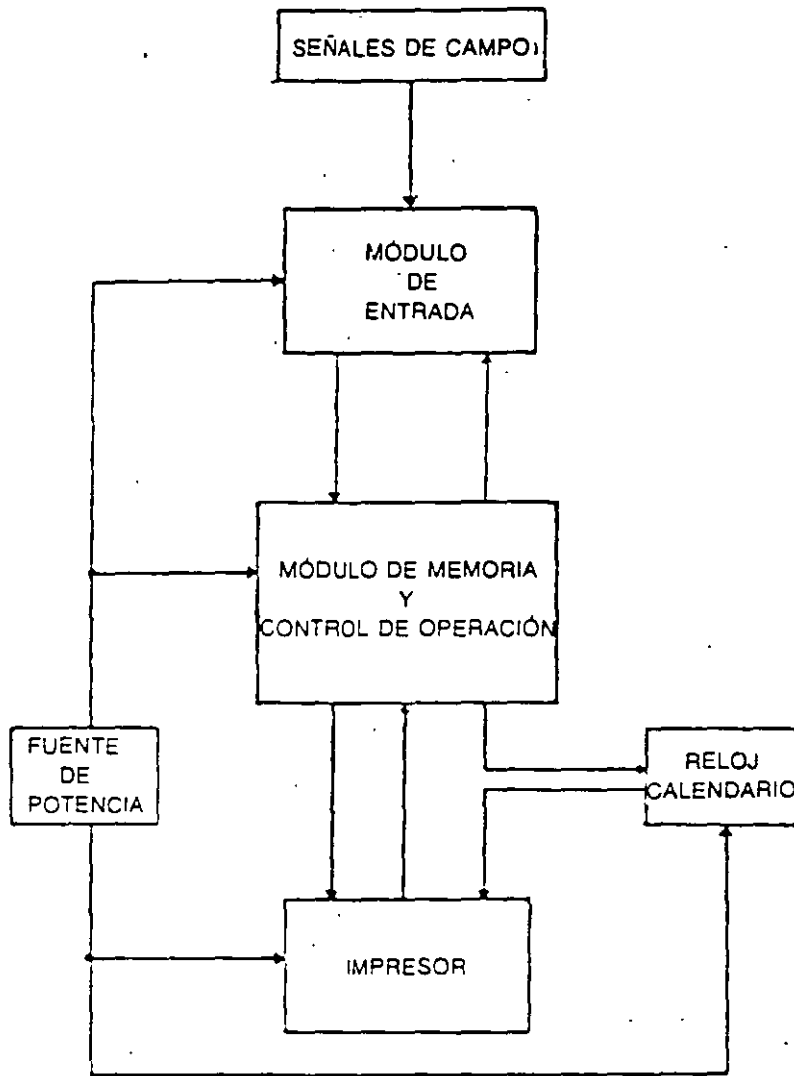


FIG. 9-14 Diagrama de bloques de un registrador de eventos

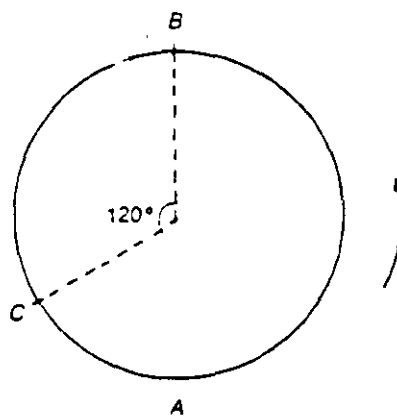


FIG. 9-15 Cilindro grabador de un osciloperturbógrafo

Los puntos *B* y *C* están separados un tercio de vuelta, que corresponde a medio segundo.

Mientras no ocurra ningún incidente en el sistema, el mecanismo del aparato no aplica el papel al cilindro en el punto *C* y la información grabada por las agujas en *B* se borra al cubrirse de nuevo de tinta el cilindro, en *A*. El grabado (aplicación) del papel sólo se produce al aparecer alguna operación anormal en el sistema, y registra lo ocurrido durante un tiempo de unos cinco segundos. Un ciclo de la onda de tensión o corriente en 60 Hz corresponde a unos 3 milímetros sobre el papel.

De lo anterior se deduce que el OPG tiene una memoria que registra las operaciones que preceden al incidente, que provoca la aplicación del papel, cubriendo un tiempo de medio segundo antes de la iniciación del incidente, lo que permite detectar cómo y dónde se fue iniciando la falla.

En general, los OPG suelen tener ocho pistas oscilográficas y catorce dispositivos marcadores, de tal manera que se puede usar un aparato para dos circuitos con tensión superior a 115 kV o bien para cuatro circuitos para tensiones menores a 115 kV.

Para los circuitos con tensiones superiores a 115 kV, se pueden registrar las siguientes cantidades eléctricas:

Pistas oscilográficas:

3 corrientes de fase

3 tensiones entre fases

Dispositivos marcadores:

Protección de distancia de las tres fases

Recepción o emisión de una orden (relevadores en general)

## 9.10 NOMENCLATURA PARA LOS CIRCUITOS DE CORRIENTE DIRECTA

Para ilustrar esta nomenclatura, a continuación se muestra la Figura 9-16 que complementa lo indicado en el capítulo 6.

En ella, los signos (+) y (-) corresponden a las barras principales de 120 V de corriente directa, que reciben la alimentación directamente de la batería y del rectificador cargador.

De estas barras se alimentan los termomagnéticos que proporcionan los servicios auxiliares de corriente directa, de acuerdo con la siguiente nomenclatura:

- |        |  |
|--------|--|
| (± PP) | Corresponde a la nomenclatura de la alimentación de corriente directa a los circuitos de protección primaria (PP) que envían las señales de disparo a los interruptores.                         |
| (± PR) | Corresponde a la nomenclatura de la alimentación de corriente directa a los circuitos de la protección de respaldo (PR), los cuales envían las órdenes de disparo a los interruptores. Además se |

- utilizan para los circuitos de cierre y apertura por medio de un conmutador que ordena la operación del interruptor y las cuchillas adyacentes.
- (± M) Corresponde a la alimentación de los circuitos de mando (M) del control local y del telecontrol de los interruptores y las cuchillas. En sí, es la alimentación general del control de la subestación.
  - (± AA) Corresponde a la alimentación de corriente directa de todas las alarmas (AA) de los equipos en general, del registrador de eventos y del OPG, y de los relevadores intermedios (RI).
  - (± DB) Es la nomenclatura de la alimentación para la protección de buses, seguida de un dígito que corresponde a la numeración progresiva de los buses.
  - (+ LF) y (+ LI) Corresponden a la nomenclatura de la alimentación a los circuitos de señalización, para el método de lámpara apagada, de los interruptores o cuchillas motorizadas, instalados en el tablero de control miniaturizado, utilizando un positivo de luz fija (+ LF) y un positivo de luz intermitente (+ LI).

## 9.11 SISTEMAS DE CONTROL REMOTO

Como ya se indicó, se utilizan en las subestaciones en que además de tener control local pueden operarse a control remoto desde el centro de operación del sistema, y sólo en casos de emergencia o en casos de pruebas al equipo, se opera localmente por el personal de operación o mantenimiento.

Fundamentalmente los sistemas automáticos de control y mando de una instalación mixta, de control local y remoto, son los mismos que los utilizados en las instalaciones con control local.

El equipo de telecontrol realiza las funciones siguientes:

Supervisión y telemedición. El equipo explora continuamente las estaciones remotas e interroga todos los puntos de indicación, como son posiciones de cierre o apertura de interruptores, puntos de alarma y puntos de telemedición, presentando visualmente en forma continua los datos que sean seleccionados para ese fin. Además el operador del sistema central puede obtener la presentación visual de otras telemediciones que no requieren supervisión continua.

El equipo de telecontrol indica los cambios de estado que se producen en el sistema; toda condición de alarma que sea detectada se presenta inmediatamente a la atención del operador mediante una indicación luminosa y sonora.

Para operar el equipo telecontrolado se interrumpe momentáneamente la adquisición automática de datos, la cual se reanuda automáticamente una vez que realiza y comprueba la orden de control.

Las comunicaciones entre la estación central y las estaciones remotas, como ya se indicó, se pueden llevar a cabo por líneas telefónicas, sistemas de hilopiloto, siste-



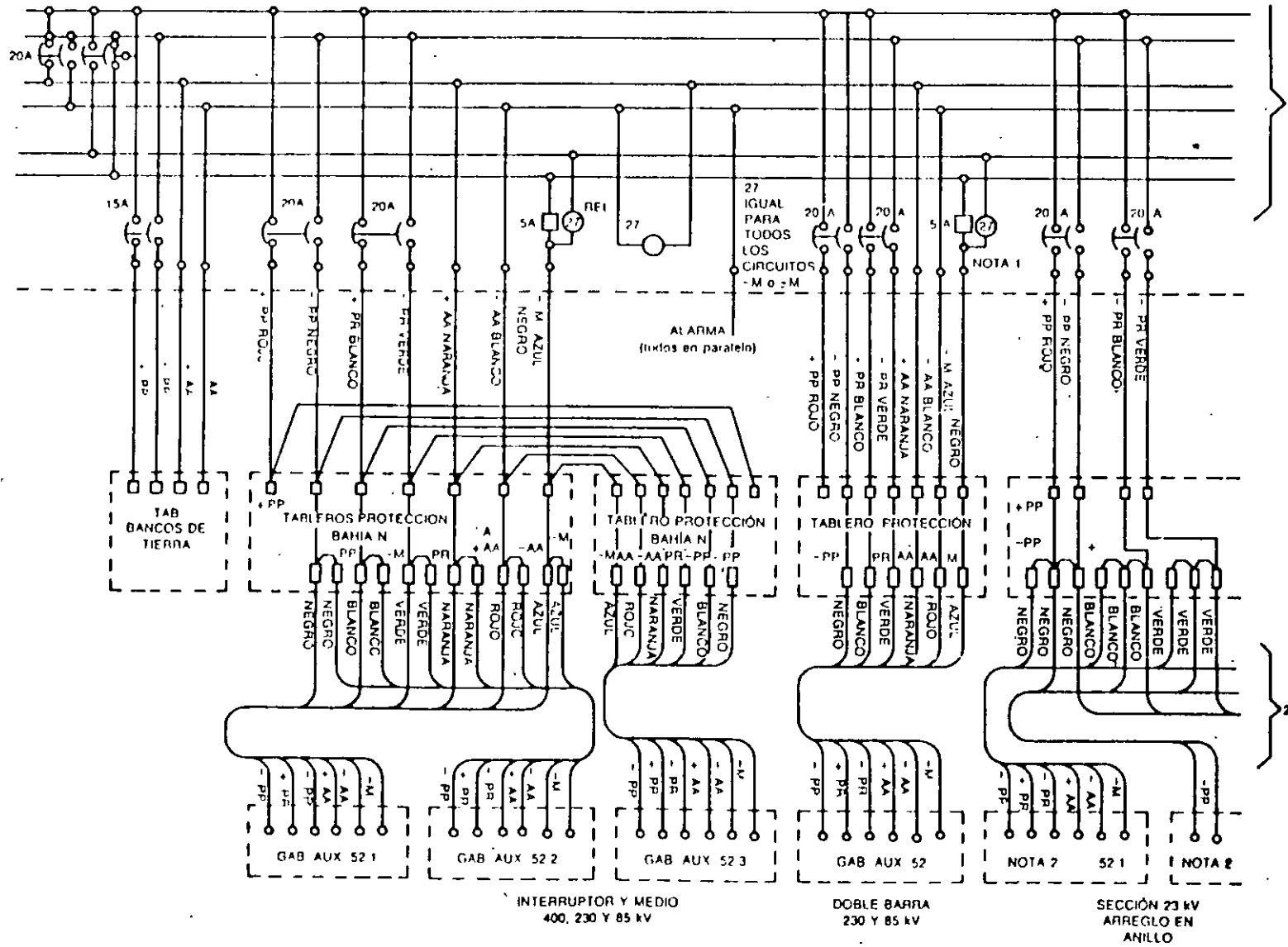


FIG. 9-16 Tablero servicio de estación

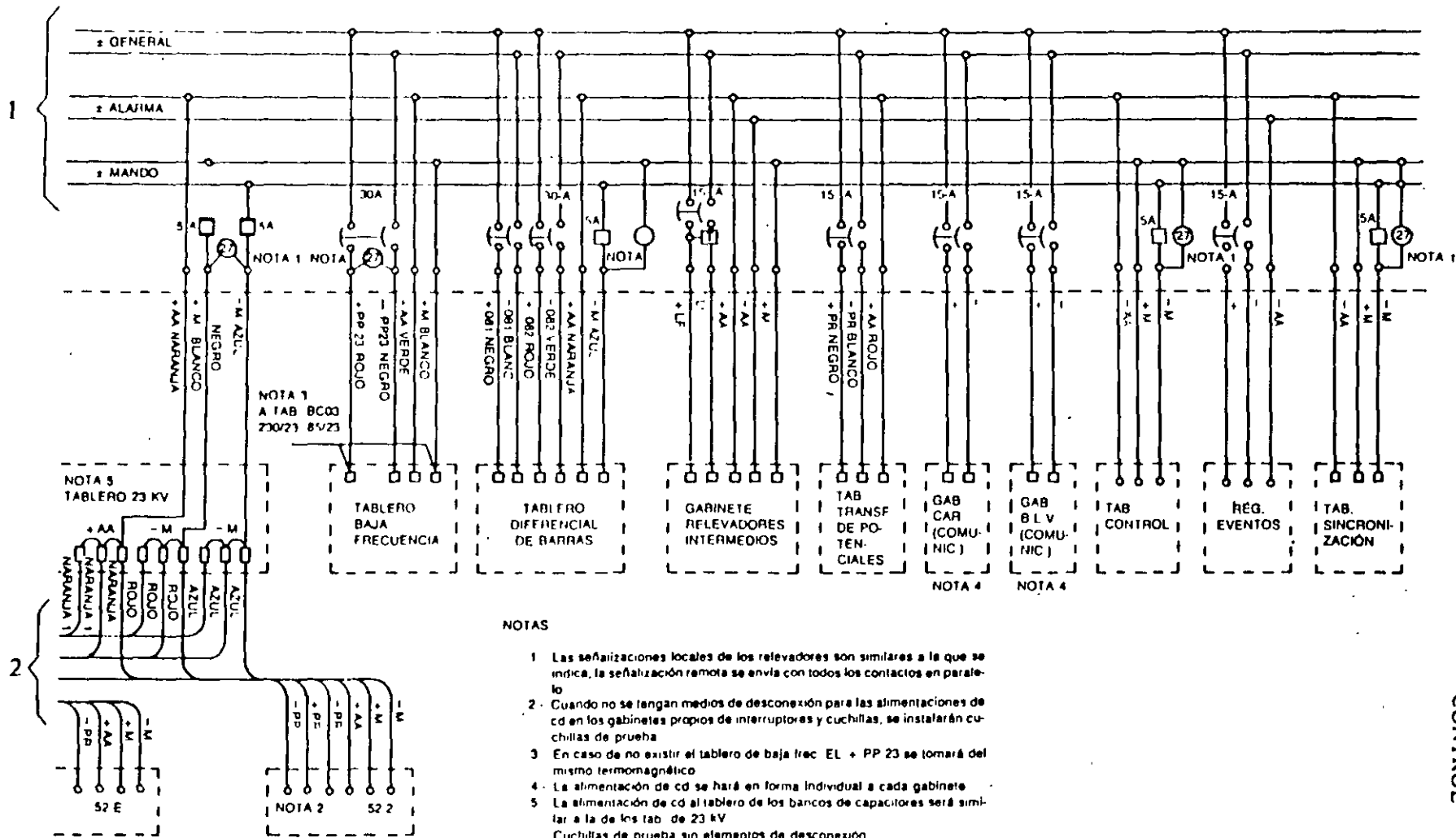


FIG. 9-16 (Continuación)

mas de onda portadora, microondas, etc. En una instalación con control remoto, las operaciones que se efectúan son principalmente las siguientes:

1. Telemando de interruptores y cuchillas motorizadas.
2. Teleseñalización del estado de apertura o cierre de los interruptores y cuchillas motorizadas.
3. Teleseñalización de los sistemas automáticos de control, como puede ser la sincronización, el recierre, etcétera.
4. Teleinformación de las operaciones de los relevadores de protección, por fallas en las instalaciones.
5. Teleindicación de alarmas, por fallas en los equipos.
6. Telemedición.

### 9.11.1 Descripción de los sistemas automáticos de telecontrol y telemando

En cada subestación telecontrolada, las mediciones eléctricas se envían a través de los transductores respectivos. Las señales analógicas se convierten en señales digitales concentrándose en un tablero electrónico que se acostumbra llamar "unidad terminal remota" (UTR) cuyo diagrama simplificado se indica en la Figura 9-17.

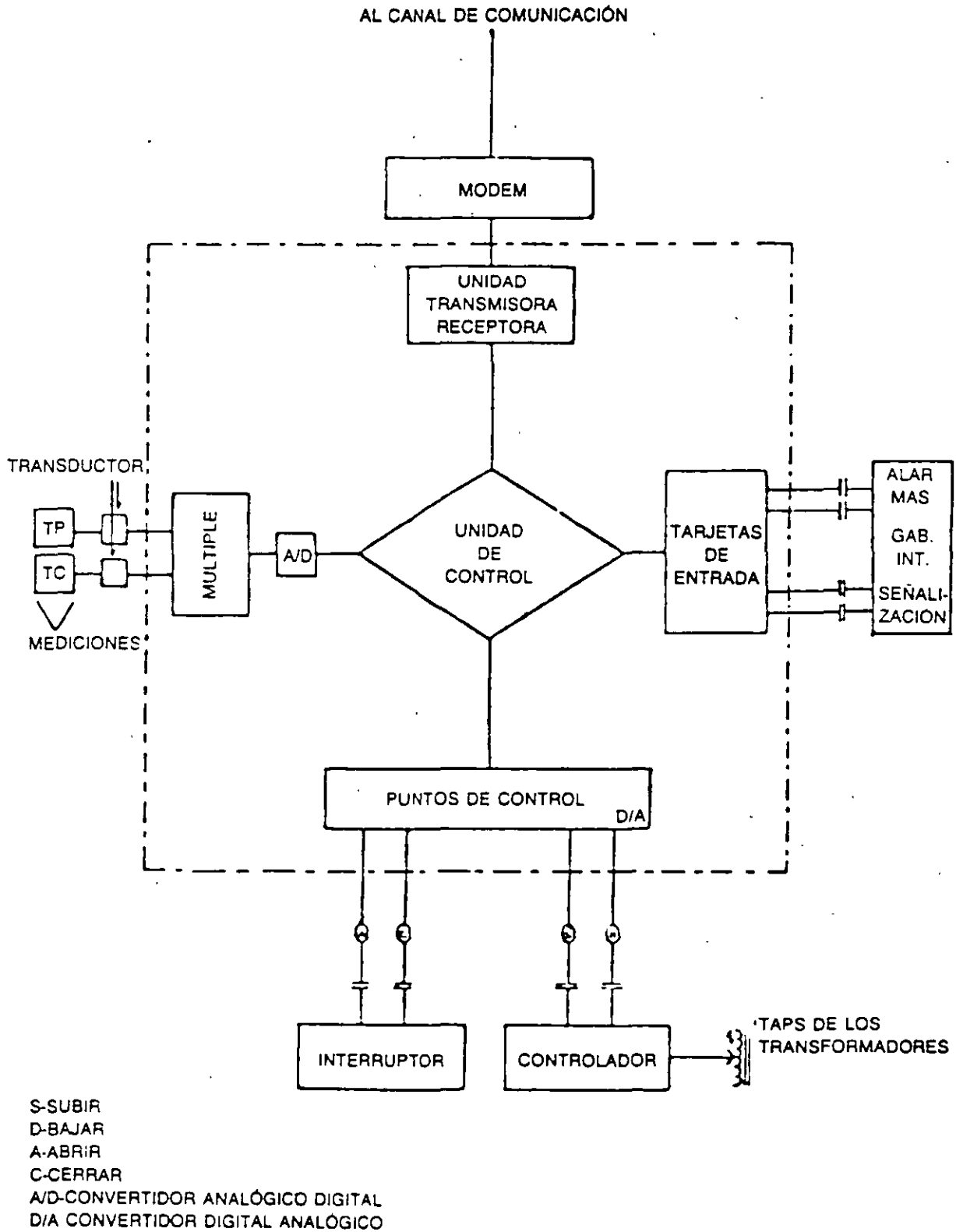
La UTR envía toda la información codificada por medio de trenes de ondas, a través de un canal de comunicación que puede ser un par de hilopiloto, hasta el centro de control del sistema, donde a través de computadoras se procesa la información presentando al operador del sistema la visión completa de todos los datos de todas las subestaciones del sistema.

### 9.11.2 Dispositivos de telemando

Para realizar las funciones de telemando se utilizan los dispositivos de mando localizados en el tablero de control miniaturizado de la subestación.

Como ya se indicó en el caso de control local, en el caso del telecontrol los sistemas de mando también consisten en la energización de la apertura o cierre de los interruptores, con sus dos juegos de cuchillas motorizadas. Para ello se dispone en los circuitos de cierre o apertura del equipo mencionado de juegos de contactos en paralelo, tanto del conmutador de control, como de los relevadores auxiliares, accionados a control remoto, como se muestra en las Figuras 9-18 y 9-19.

En la Figura 9-18 se observa que a partir del instante en que se cierra el contacto (1), en la oficina central del sistema, a través de un par del cable de hilopiloto, se envía la señal a la terminal remota del salón de tableros de la subestación de que se trate. En la terminal remota se energiza la bobina que cierra el contacto (2). Éste a su vez está en paralelo con el contacto (3) que es cerrado por otra bobina, la del



S-SUBIR  
 D-BAJAR  
 A-ABRIR  
 C-CERRAR  
 A/D-CONVERTIDOR ANALÓGICO DIGITAL  
 D/A CONVERTIDOR DIGITAL ANALÓGICO

FIG. 9-17 Diagrama simplificado de la unidad terminal remota (UTR)

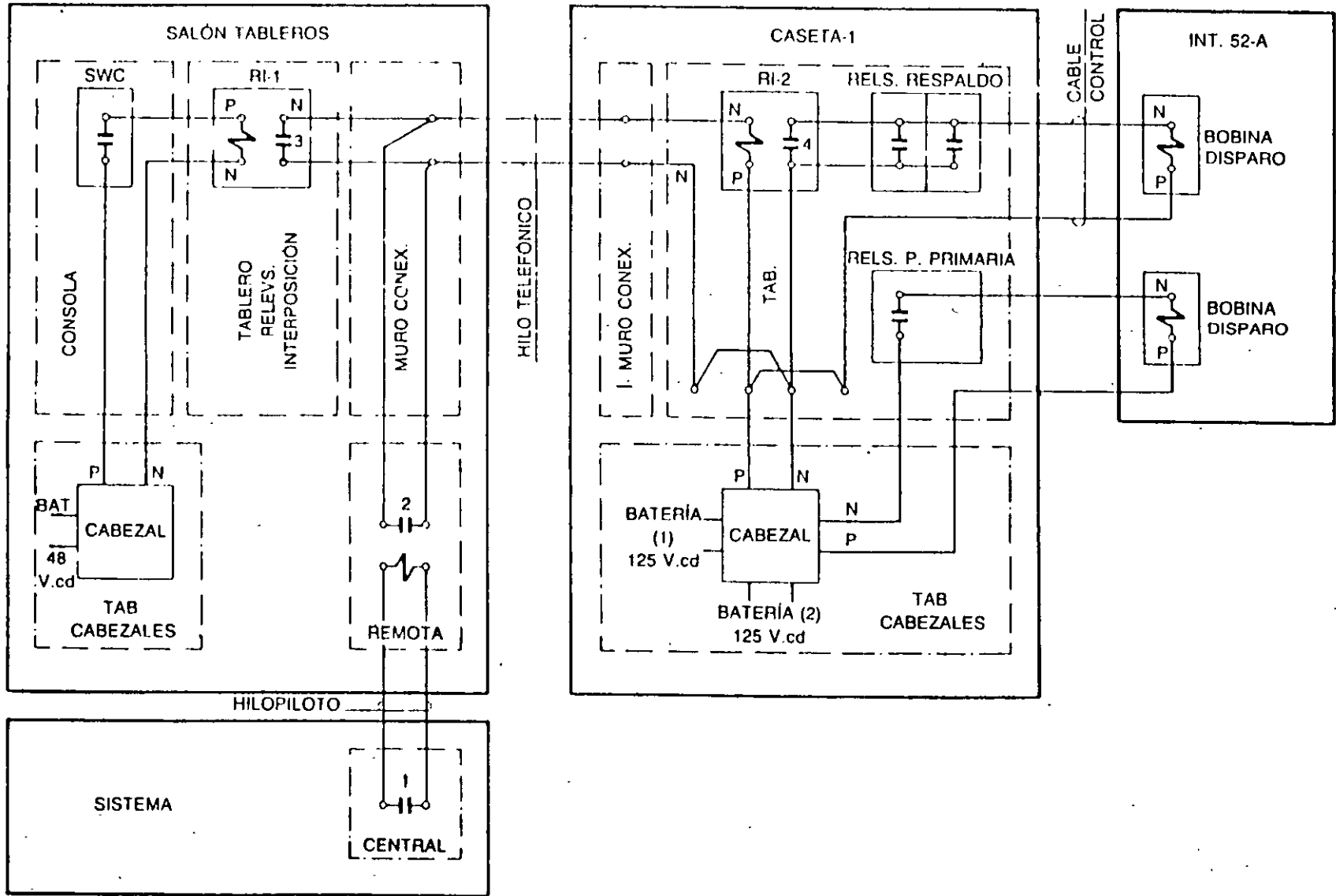


FIG. 9-18 Diagrama del disparo de un interruptor telecontrolado a través de la unidad UTR

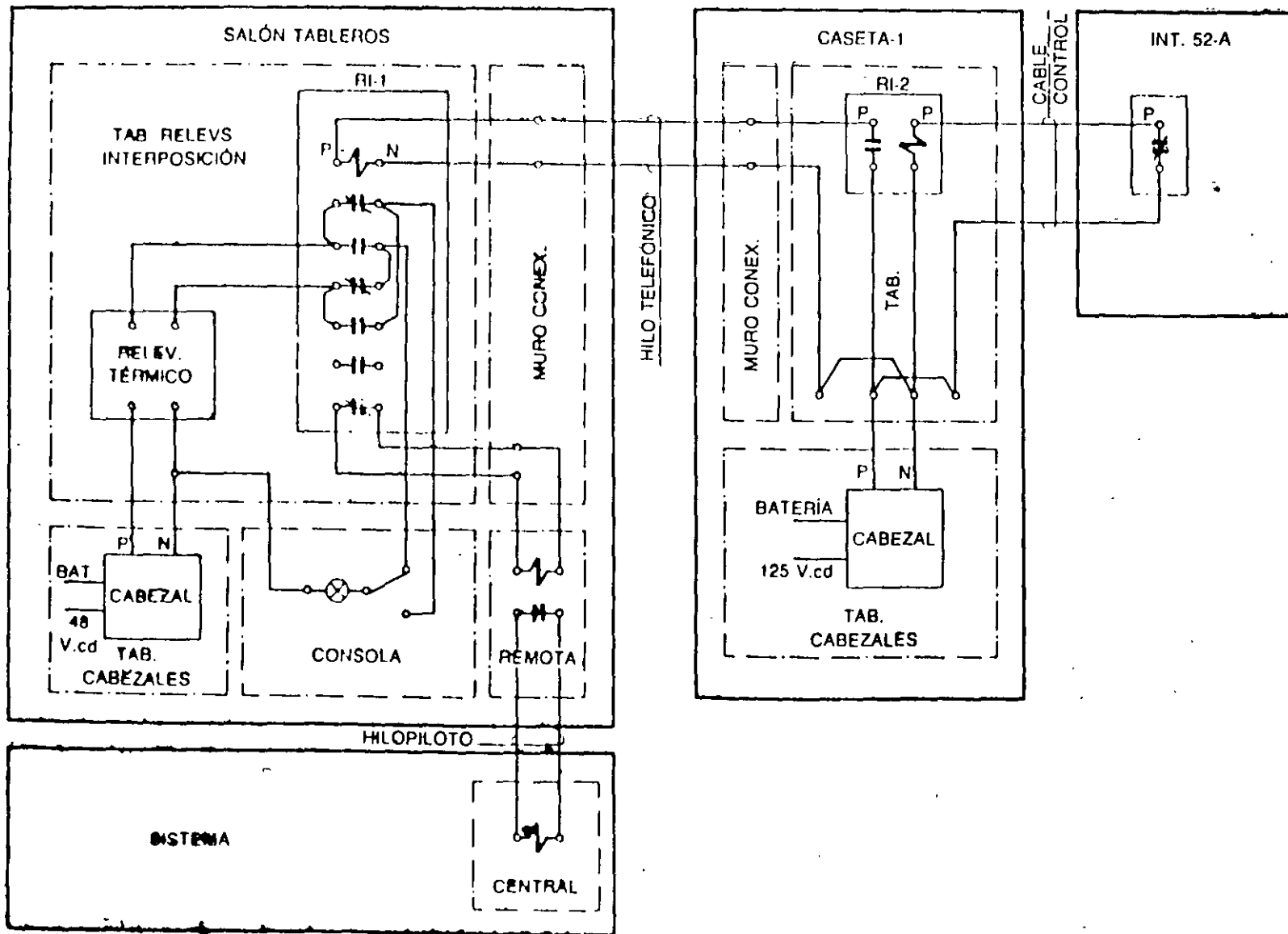


FIG. 9-19 Diagrama del cierre de un interruptor telecontrolado a través de la unidad UTR

relevador de interposición RI-1. La bobina a su vez se energiza, al cerrar el contacto de cierre manual del conmutador (SWC) de la consola. Cualquiera de los dos contactos que se cierran, el 2 o el 3, y a través de un par de hilo tipo telefónico, energizan la bobina del relevador de interposición RI-2 instalado en la caseta 1. Esta bobina cierra el contacto 4 que a su vez está en paralelo con los contactos de los relevadores de la protección de respaldo. Cualquiera de estos contactos que cierre, y a través de un par de un cable de control, energizan una de las dos bobinas de disparo del interruptor de que se trate.

En caso de que el interruptor tenga dos bobinas de disparo, la segunda bobina se energiza a través de los contactos de cualquiera de los relevadores de la protección primaria.

La Figura 9-19 muestra un diagrama prácticamente igual al circuito anterior, con la única diferencia de que, ya sea de la oficina central del sistema o del salón de tableros, se manda una señal que energiza la bobina de cierre del mismo interruptor.

### 9.11.3 Dispositivos automáticos de control

También como en el caso del control local, los dispositivos automáticos de control son los mismos, pero ahora operando desde el punto de vista del control remoto, como se indica a continuación:

#### 9.11.3.1 Bloqueos

El objeto de los bloqueos es primordialmente evitar la operación de ciertos aparatos que no deben operarse bajo condiciones de carga, como es el caso de la apertura de cuchillas bajo condiciones de carga.

#### 9.11.3.2 Recierres

Son las mismas consideraciones que en el caso del control local.

#### 9.11.3.3 Baja frecuencia

Semejante al caso del control local.

#### 9.11.3.4 Sincronización

En el caso de telecontrol la señal de sincronización actúa sobre un relevador auxiliar, que cierra el circuito de tensión de referencia y el de tensión por sincronizar, energizando a continuación el relevador de puesta en paralelo.

En caso necesario se puede interrumpir el proceso de sincronización mediante una señal a control remoto, desde la oficina central del control del sistema. Si la sincronización no se realiza en un periodo máximo de dos minutos, el proceso de sincronización se interrumpe automáticamente, normalizándose los circuitos correspondientes.

#### **9.11.3.5 Regulación**

Es semejante al control local.

#### **9.11.3.6 Alarmas**

Como se sabe, el equipo de una subestación cuenta con las alarmas necesarias para indicar al operador cualquier anomalía en el equipo.

En el caso de las subestaciones telecontroladas, las alarmas se pueden controlar en la forma indicada en la Figura 9-20 donde se muestra una parte de un sistema de alarma, en forma local y telecontrolada, del área de los transformadores de potencia.

Según el equipo que protegen, las alarmas se pueden clasificar en tres grupos:

##### **9.11.3.6.1 Alarmas del equipo en general**

En donde cualquier falla en cualquier equipo, es anunciada en forma luminosa y sonora al operador del sistema central.

##### **9.11.3.6.2 Alarmas de los circuitos de control o dispositivos auxiliares**

Estos circuitos se refieren a los de corriente directa y a los de control del telemando, que están protegidos por dos interruptores termomagnéticos de 3A cada uno. Al operar algún termomagnético, suena la alarma general y enciende la señal luminosa particular del elemento operado.

##### **9.11.3.6.3 Alarmas de las protecciones automáticas**

Cuando debido a una falla operan uno o varios interruptores, cada uno de ellos cierra un contacto auxiliar que se encuentra en serie con un relevador de alarma, cuya bobina se energiza con la corriente de disparo del interruptor, cerrando el contacto de la alarma y haciendo sonar una campana cuyo sonido cesa, cuando el operador la restablece manualmente.



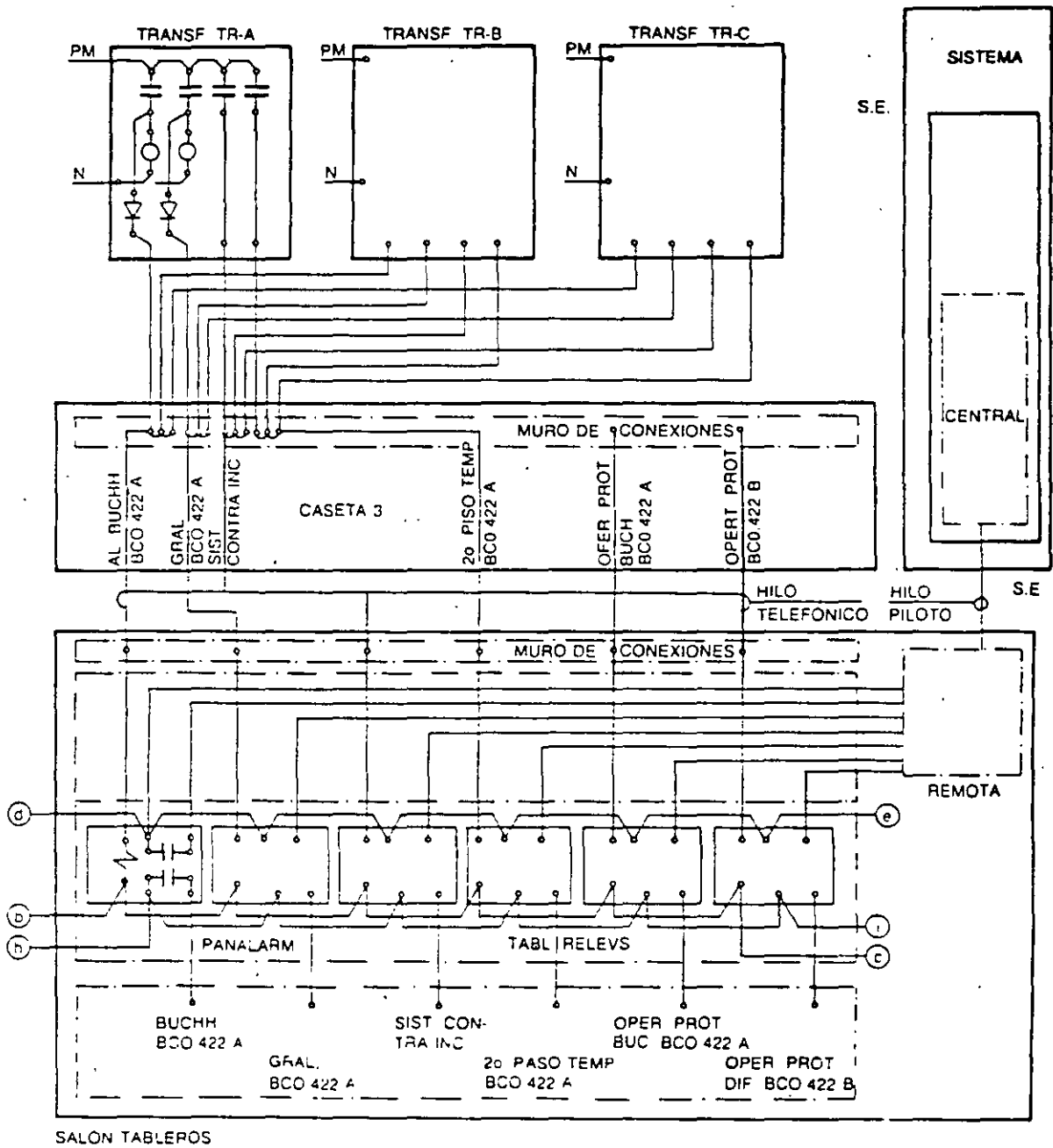


FIG. 9-20 Diagrama de las alarmas en una subestación telecontrolada

### 9.11.3.7 Clasificación de alarmas

Dependiendo de la importancia, y del lugar de la falla en un equipo, las alarmas se pueden clasificar en dos grupos:

#### 9.11.3.7.1 Alarmas de emergencia

En este grupo se consideran las alarmas que indican averías que ponen en peligro inmediato el equipo considerado, y que deben ser atendidas lo más rápido posible. Entre estas alarmas se pueden considerar, por ejemplo, baja presión de aire en un interruptor neumático, falta de corriente directa en los circuitos de control, baja presión de SF<sub>6</sub> en los compartimentos de una subestación en SF<sub>6</sub>, etc.

#### 9.11.3.7.2 Alarmas de alerta

En este grupo se consideran las alarmas que indican averías que no presentan un peligro inmediato y que permiten disponer de un tiempo suficiente para corregir la falla. Alarmas de este tipo son, por ejemplo, baja presión del nitrógeno en un transformador, pérdida de algunos de los cargadores de batería, bajo nivel de aceite, etc.

En ambos casos, las señales de alarma son enviadas al registrador local de eventos de la subestación, en paralelo con el envío de dos grupos de señales al centro de control del sistema, a través de la UTR, para lo cual todas las alarmas que son de emergencia se transmiten como una sola señal, y todas las alarmas que son de alerta también se transmiten como otra señal a través de otro circuito. A pesar de que todas las alarmas de una subestación se transmiten como si fueran dos grupos de señales, se tiene la ventaja de que los módulos de alarma pueden identificarlas, así como el aparato del cual proviene, por medio de los cuadros de alarmas que existen en cada subestación.

# TABLEROS, LOCALIZACIÓN DE APARATOS Y ALAMBRADOS

## 10.1 GENERALIDADES

Los tableros de una subestación son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, el bus mímico, los indicadores luminosos y las alarmas.

Los tableros pueden fabricarse con lámina de acero de 3 mm de grueso, o bien de plástico reforzado, y se montan sobre bases formadas por acero estructural tipo canal de 100 mm de ancho, que van ancladas en la base de concreto del salón de tableros.

## 10.2 TIPOS DE TABLEROS

Dependiendo de la función que desarrollan y del tamaño de la subestación, se utilizan diferentes tipos de tableros, como se indica a continuación.

### 10.2.1 Tableros de un solo frente

Son tableros de tipo vertical, que se utilizan en subestaciones pequeñas, aprovechando el mismo frente para montar la protección, la medición y el control. Son los

tableros de mayor uso en subestaciones, en la parte media inferior se fijan los relevadores, más abajo se fijan las cuchillas de prueba y las tablillas de conexión de los cables que llegan al tablero desde el exterior. Arriba de los relevadores se montan los conmutadores y la señalización y en la parte alta del tablero se montan los aparatos de medida.

La distribución de los diferentes relevadores debe hacerse en tal forma que el alambrado interno del tablero sea de lo más simple, ubicándolo lo más cerca posible de los aparatos por conectar, dejando el espacio necesario para las interconexiones.

Las tablillas y las cuchillas de prueba deben ubicarse en la zona más próxima a los relevadores y aparatos de medición que se van a interconectar y deben agruparse en forma tal que todos los conductores de cada cable rematen en tablillas contiguas, o en el peor de los casos, en tablillas colindantes con el mismo ducto de acometida.

La colocación de los relevadores deberá cumplir con lo siguiente:

Todos los relevadores con bandera de alarma de operación deberán fijarse en el frente del tablero.

Los relevadores que no tienen bandera se instalarán, de ser posible, sobrepuestos en la cara posterior del tablero.

La colocación de los relevadores debe hacerse en tal forma, que ningún elemento interfiera la maniobra de conectar el alambrado a sus bornes.

Se deben respetar ciertos espacios mínimos entre cajas de relevadores y se dejarán los espacios necesarios para los ductos del cableado.

### 10.2.2 Tableros de doble frente o dúplex

Con este nombre se designa a los tableros de tipo vertical que tienen dos frentes opuestos, con un pasillo al centro, techo y puertas en los extremos de los pasillos. Se pueden utilizar en subestaciones de tamaño mediano.

En estos tableros se acostumbra instalar, en el frente principal, los dispositivos de control, de medición, la señalización y el bus mimico, mientras que en la parte posterior se montan los diferentes relevadores de la protección, como se muestra en la Figura 10-1;

### 10.2.3 Tableros separados para mando y protección

En subestaciones grandes y muy grandes, en donde debido a la complejidad de las protecciones, los relevadores no cabrían si se usaran los tipos anteriores de tableros, se acostumbra utilizar tableros separados.

En un tablero, fácilmente visible y accesible al operador, se instalan los elementos de control, los aparatos de medición, los indicadores luminosos y de maniobras, y el bus mimico.

# **TABLEROS, LOCALIZACIÓN DE APARATOS Y ALAMBRADOS**

## **10.1 GENERALIDADES**

Los tableros de una subestacion son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, el bus mimico, los indicadores luminosos y las alarmas.

Los tableros pueden fabricarse con lámina de acero de 3 mm de grueso, o bien de plástico reforzado, y se montan sobre bases formadas por acero estructural tipo canal de 100 mm de ancho, que van ancladas en la base de concreto del salón de tablero.

## **10.2 TIPOS DE TABLEROS**

Dependiendo de la función que desarrollan y del tamaño de la subestación, se utilizan diferentes tipos de tableros, como se indica a continuación.

### **10.2.1 Tableros de un solo frente**

Son tableros de tipo vertical, que se utilizan en subestaciones pequeñas, aprovechando el mismo frente para montar la protección, la medición y el control. Son los

En tableros separados se montan los relevadores de las protecciones. Estos tableros se pueden instalar, según el criterio del proyectista, en otra sección del edificio de tableros, en otro frente colocado en un plano posterior al de los tableros de mando, o bien, en casetas situadas en las cercanías del equipo de alta tensión desde donde, por medio de transductores de corriente y de tensión se transmiten las señales, a través de cables con calibres de tipo telefónico, hasta el tablero principal de la subestación.

#### 10.2.4 Tableros tipo mosaico

Este tipo de arreglo con elementos modulares, como se observa en la Figura 10-2, formados por cuadros de 2.5 m de lado, se utiliza en tableros de frente vertical o de tipo consola, que se instalan generalmente en subestaciones operadas a control remoto, en que los relevadores se fijan en tableros separados, dentro del edificio principal de tableros, o en casetas.

Estos tableros son sumamente compactos y esta reducción se debe al uso de transductores para medición, relevadores de interposición y cable de control de tipo telefónico, como se observa en la Figura 10-3

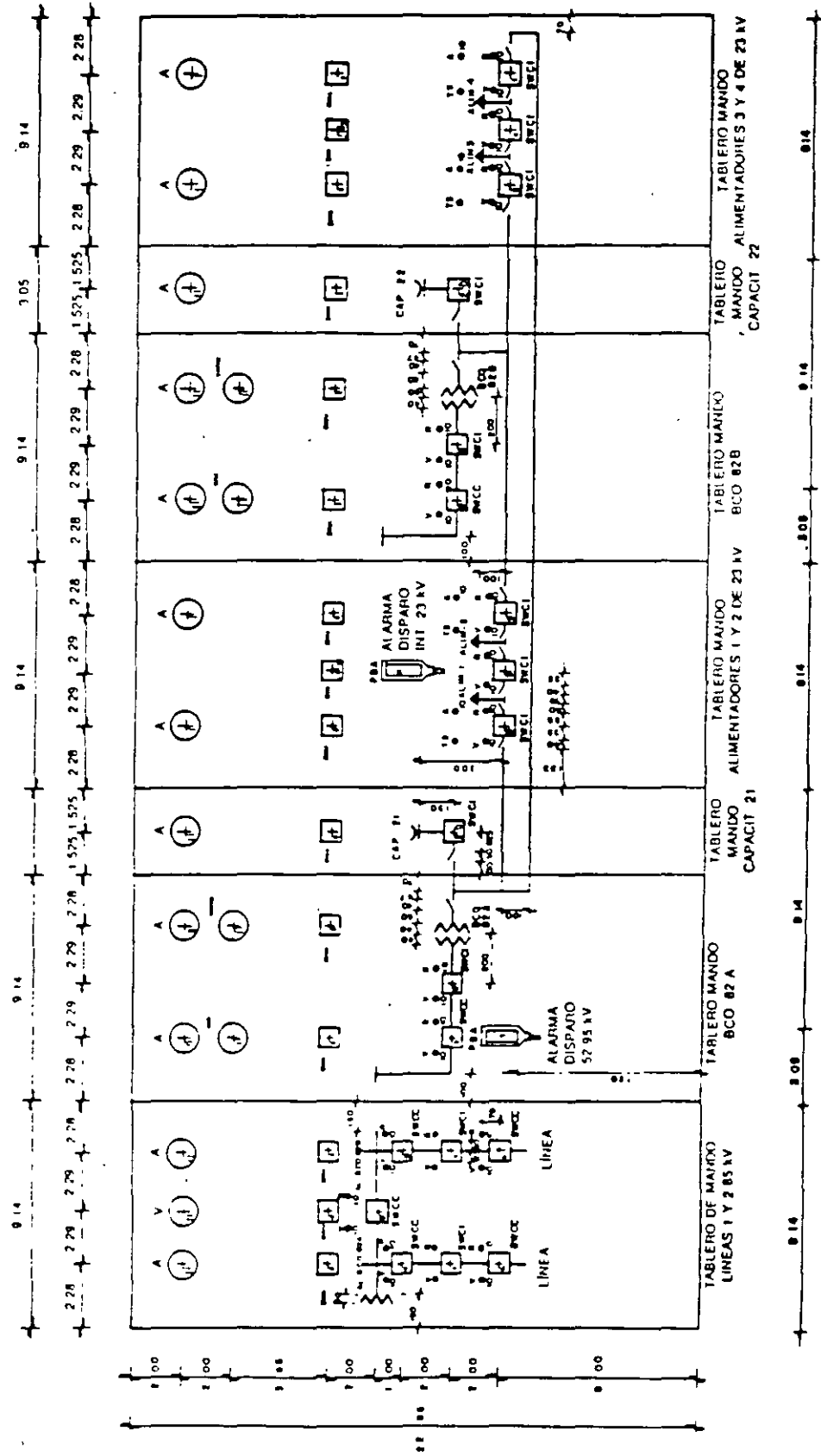
### 10.3 AGRUPAMIENTO DE CIRCUITOS POR TABLERO

Dependiendo del tablero y de la subestación, los tableros se diseñan para operar los siguientes circuitos:

- Lineas y cables de alta tensión
- Bancos de transformadores
- Barras colectoras (buses)
- Baja frecuencia
- Alimentadores de distribución
- Bancos de capacitores
- Servicio de estación y auxiliares

Para las subestaciones de 85/23 kV o de 230/23 kV se recomienda el uso de tableros tipo mosaico para el control y la medición, mientras que los relevadores de la protección se instalan en tableros aparte.

Para las subestaciones muy grandes, con tensiones de 400/230/85/23 kV es más económico y funcional, en lugar de usar un edificio central de tableros al cual llegan las señales a través de cables de control de grueso calibre, la instalación de casetas con tableros, repartidas en tal forma que queden ubicadas en los centros de carga de dos módulos contiguos.



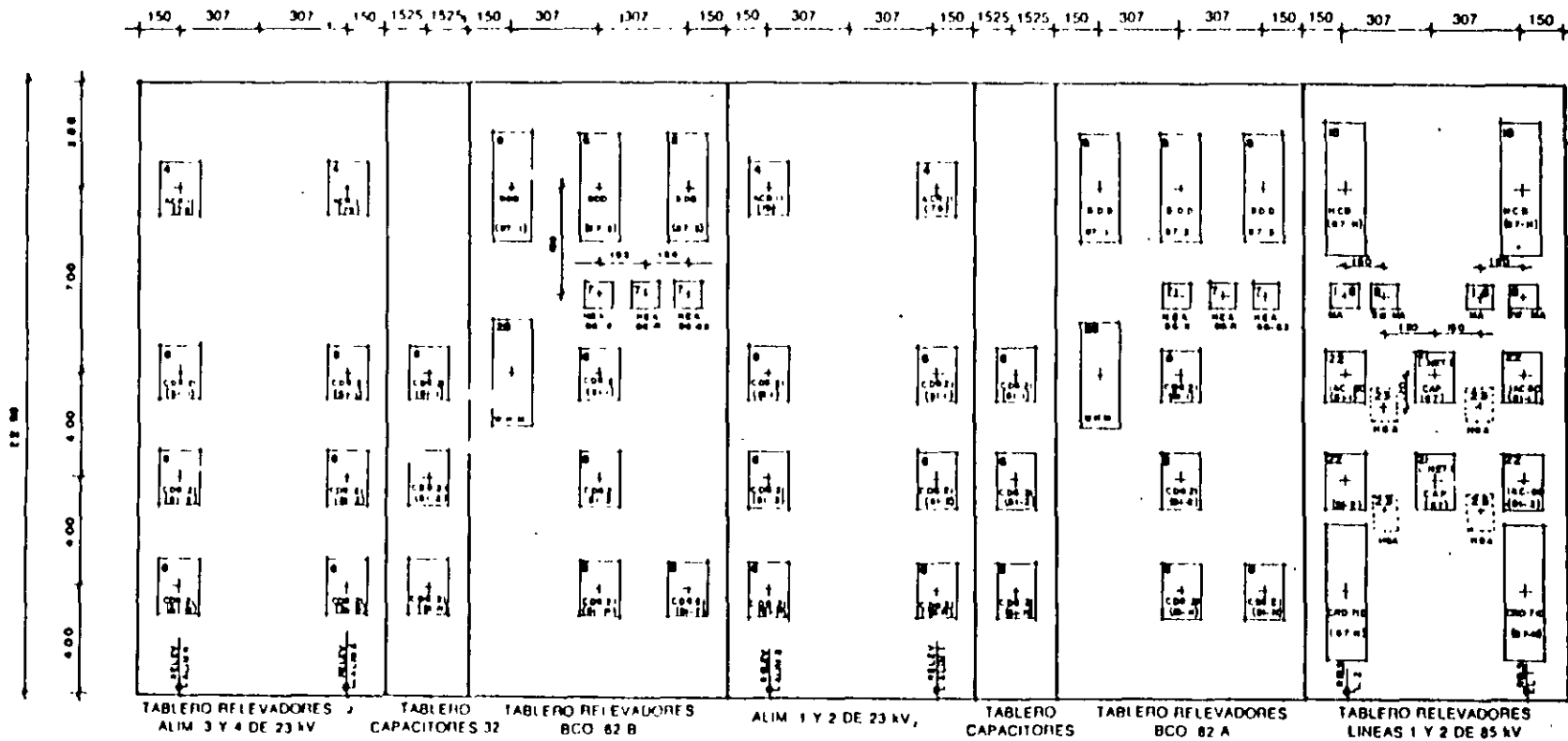


FIG. 10-1 Localización de aparatos y taladros en tableros



1650

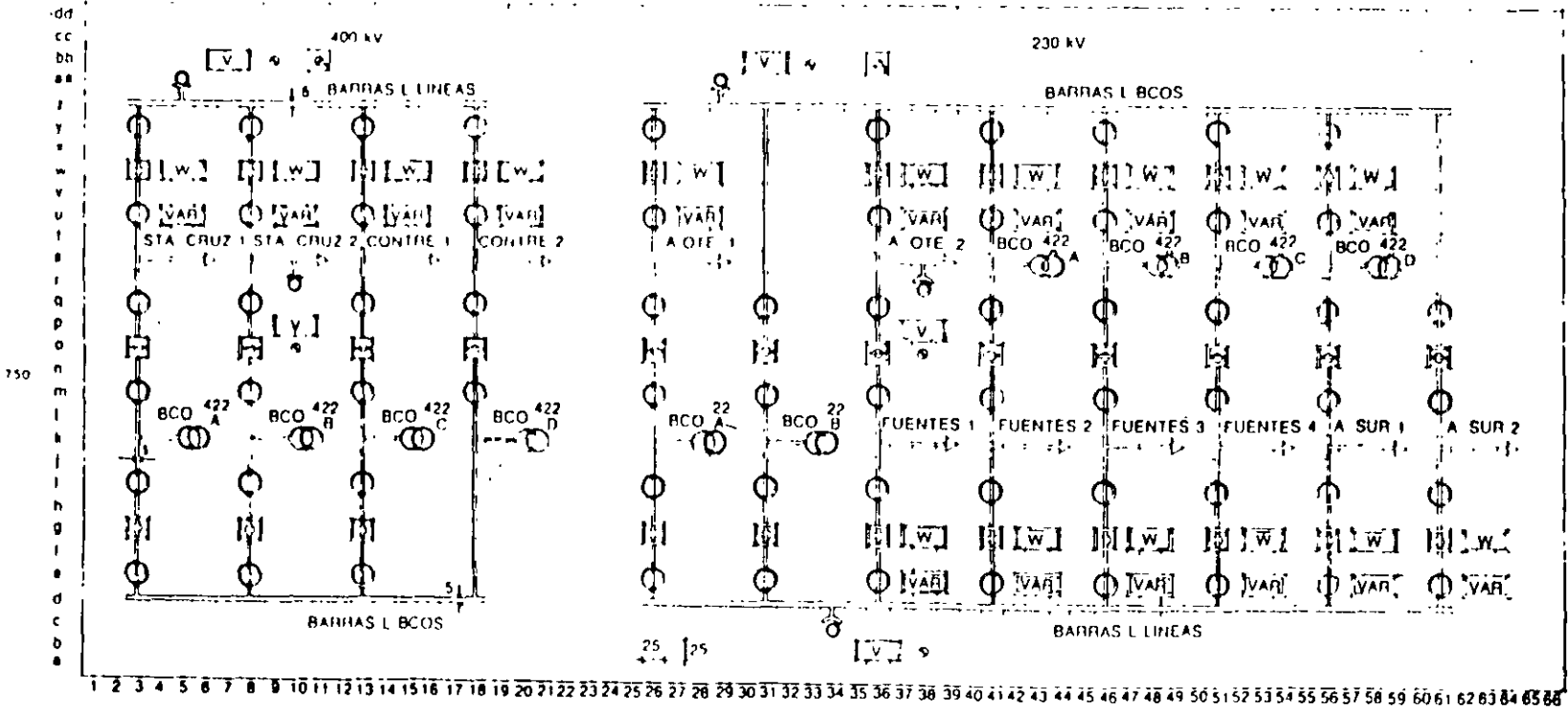
















FIG. 10-2 (Continuación)

400 kV

SÍMBOLO	CANT	A P A R A T O	ESCALA
	4	VARMETROS	100 0 300 MVAR
	4	WÁTIMETROS	600 0 600 MW
	2	VÓLTMETRO	0 600 kV
	22	CONMUTADORES DE CONTROL Y DISCREPANCIA DE 2 POSICIONES 4 CONTACTOS PARA CUCH. 400 kV	
	11	CONMUTADOR DE CONTROL Y DISCREPANCIA DE 2 POSICIONES 4 CONTACTOS PARA INTERR. 400 kV	
	1	CONMUTADOR DE SINCRONIZACIÓN	
	2	CONMUTADOR DE VÓLTMETRO	

230 kV

SÍMBOLO	CANT	A P A R A T O	ESCALA
	12	VARMETROS	300-0-300 MVAR
	12	WÁTIMETROS	500 0-500 MW
	3	VÓLTMETRO	0 380 kV
	44	CONMUTADORES DE CONTROL Y DISCREPANCIA DE 2 POSICIONES 4 CONTACTOS PARA CUCH. 230 kV	
	22	CONMUTADOR DE CONTROL Y DISCREPANCIA DE 2 POSICIONES 4 CONTACTOS PARA INTERR. 230 kV	
	1	CONMUTADOR DE SINCRONIZACIÓN	
	3	CONMUTADOR DE VÓLTMETRO	

NOTAS

1 - COTAS EN MILÍMETROS

FIG. 10-2 Tablero de control

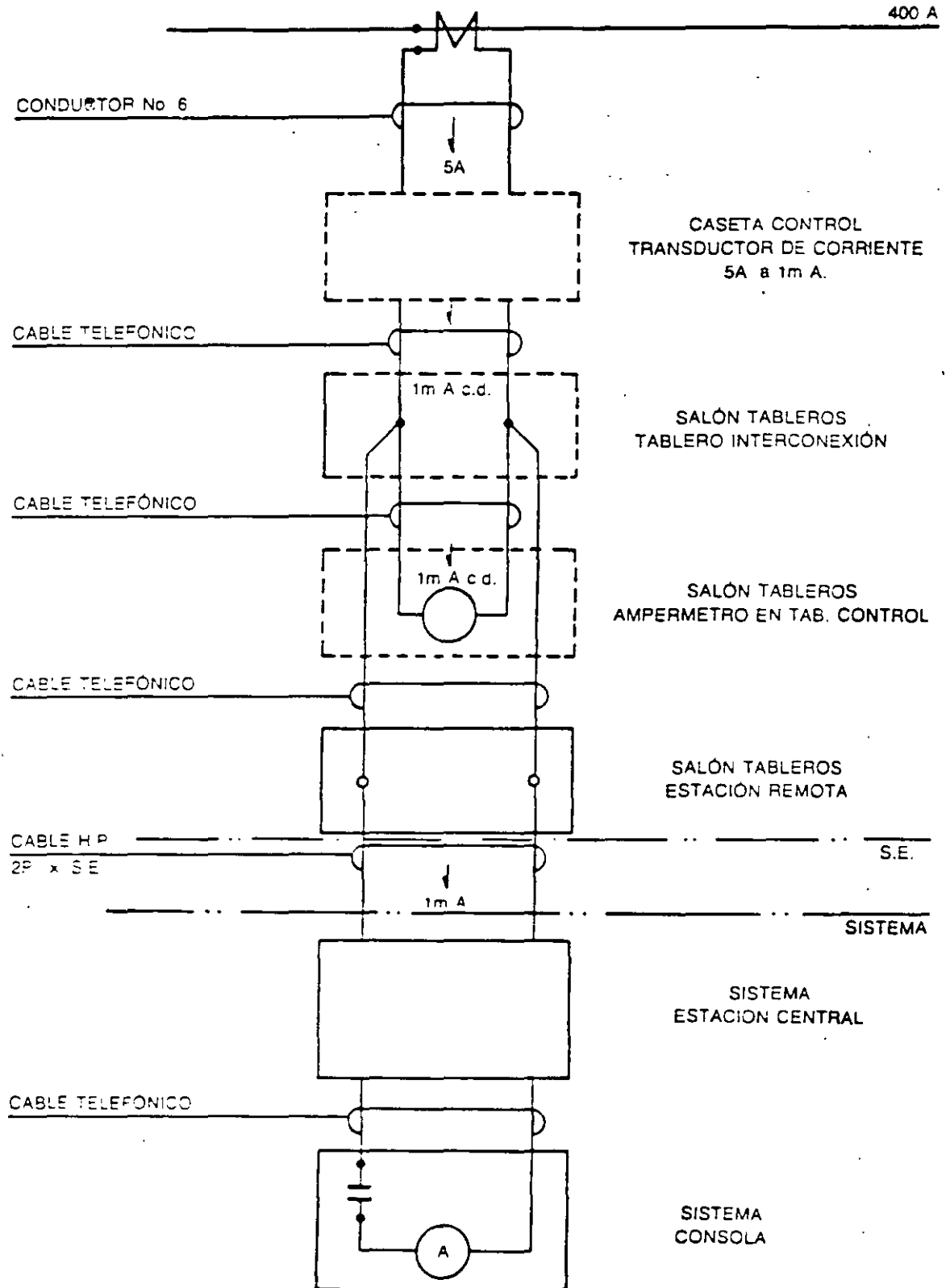


FIG. 10-3 Telemedición línea de 400 kV

En el edificio principal se instalan los tableros de mosaicos, con los dispositivos de mando y los aparatos indicadores indispensables para la operación de la subestación, como ya se indicó en la Figura 10-2.

En cada caseta se instalan tableros de un solo frente, sobre los cuales se montan los equipos de control y medición que no requieren observación permanente, y que corresponden a dos módulos contiguos de la subestación. Los cables secundarios, de los transformadores de corriente y de potencial, se llevan desde los propios aparatos hasta la caseta, dentro de tubería conduit, donde alimentan los relevadores y el equipo de control y medición, y desde donde se prolongan al edificio principal, a través de transductores, pero ahora con cable de control blindado de tipo telefónico, como se observa en la Figura 10-4.

## 10.4 PERFORACIONES PARA LOS APARATOS DE LOS TABLEROS

A partir de los tableros que se van a utilizar y según el tipo de circuito que van a operar los aparatos que se instalan en cada panel, y de las dimensiones que indica cada fabricante de aparatos, se procede a elaborar los dibujos con las dimensiones de las perforaciones, los cuales se entregan al fabricante de tableros para la ejecución de las perforaciones, pintado, montaje de los aparatos y fabricación final del tablero con el alambrado correspondiente, hasta su completa terminación.

## 10.5 DESCRIPCIÓN DE LOS TABLEROS

A continuación se describen con más detalle los diferentes tableros, así como los diferentes factores dimensionales que hay que tomar en cuenta en su diseño.

### 10.5.1 Tableros para servicio de estación

Complementando lo expresado en el capítulo 6, los tableros utilizados para controlar los servicios auxiliares de una instalación pueden ser de tipo intemperie o de tipo interior:

#### 10.5.1.1 Tablero intemperie

Es el tablero principal que recibe la energía de los transformadores del servicio de estación. Es un tablero de tipo blindado, de doble frente y sin pasillo al centro, que se utiliza para el control y protección de todos los servicios de corriente alterna.

El tablero está formado por cuatro secciones, las dos extremas reciben la energía de cada uno de los transformadores de estación, mientras que en las dos centrales

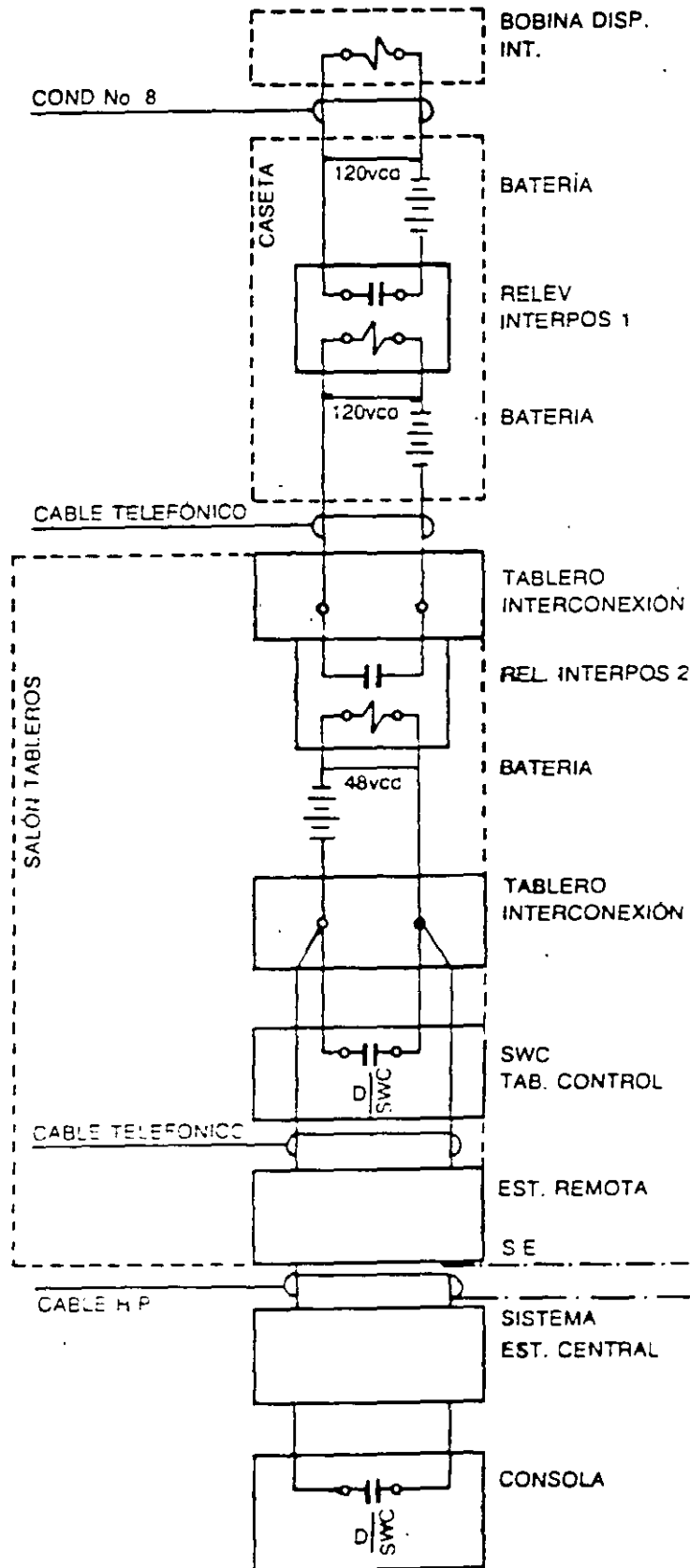


FIG. 10-4 Tetecontrol interruptor 400 kV

se encuentran todos los interruptores termomagnéticos, dos de ellos reciben la energía de los transformadores y los demás reparten energía a los circuitos de mayor potencia incluyendo al tablero secundario;

### 10.5.1.2 Tablero interior

También llamado tablero secundario, normalmente se encuentra situado dentro del edificio principal de tableros y recibe la energía de 220 volts, por medio de un cable que sale del tablero principal.

Este tablero normalmente está formado por cuatro secciones, a saber:

*Sección 1.* Se emplea para el control y protección de los servicios de corriente alterna a 220 volts, tres fases, cuatro hilos, con el neutro sólidamente conectado a tierra.

*Sección 2.* Esta sección recibe la energía de las barras del tablero secundario y la distribuye para el control y protección de los circuitos de alumbrado, de los aparatos registradores y de circuitos extra para la conexión de los aparatos de mantenimiento.

*Sección 3.* También recibe la energía de las barras de corriente alterna del tablero y la distribuye, a través del rectificador, a las barras de corriente directa de 120 volts, a partir de las cuales y a través de los interruptores, termomagnéticos adecuados, se alimentan los servicios de 120 volts, incluyendo la carga de la batería de 120 volts.

*Sección 4.* Recibe la energía de las barras de corriente alterna del tablero y la distribuye a través del rectificador, a las barras de corriente directa de 51.6 volts, a partir de las cuales, y a través de los termomagnéticos adecuados se alimentan los servicios de 51.5 volts, incluyendo la carga de la batería de 51.6 volts.

## 10.5.2 Singularidades de los tableros

A continuación se menciona cierto número de particularidades sobre las características de los tableros que, aunque puede variar de un caso a otro, sirven sin embargo de referencia para dimensionar tableros, a saber:

### 10.5.2.1 Detalles generales para tableros de servicio de estación

La altura máxima de los tableros no debe exceder de 2.28 metros.

La altura mínima de montaje de los aparatos en los tableros no debe ser menor de 60 cm, sobre el nivel del suelo.

La altura máxima de montaje de los aparatos sobre el nivel del suelo, no debe ser mayor de 1.90 metros.

Las partes vivas expuestas deben quedar aisladas, para evitar posibles contactos accidentales.

Los tableros deben estar provistos de tablillas terminales de conexión, que reciben los remates de todos los conductores que llegan del exterior, conectando la otra parte de la conexión a los remates de los conductores que conectan los diferentes aparatos del tablero.

### 10.5.2.2 Detalles en tableros de control

Los cuadros de alarma, en caso de requerirse, se instalan en la parte superior de uno de los tableros.

A continuación y hacia abajo, se instalan los aparatos de medición indicadores.

Se acostumbra instalar los conmutadores y el bus mimico dentro de una franja situada entre 80 y 160 cm de altura.

El bus mimico es la representación sobre el conjunto de frentes de tableros, o sobre la consola, de los diagramas unifilares utilizados en las áreas de una subestación que utilizan tensiones diferentes.

El bus en sí, es una tira de material plástico de 3 mm de grueso, por 10 mm de ancho, que se pega al tablero, formando continuidad con los conmutadores de las cuchillas e interruptores, de tal manera que un operador tenga a la vista y comprenda con facilidad las maniobras que va a efectuar.

El bus mimico se utiliza con diferentes colores de acuerdo con la tensión que controla el grupo de tableros. Los colores que más se acostumbran de acuerdo con las tensiones, son los siguientes:

kV del área	Color del bus
6.6	Verde
13.8	Negro
23	Blanco
34.5	Café
69	Naranja
85	Rojo
230	Amarillo
400	Azul

En la instalación de los conmutadores debe permitirse cierta separación entre ellos, para que no interfieran las conexiones del alambrado.

No deben instalarse conmutadores arriba de 180 cm, ni abajo de 70 cm, sobre el nivel del suelo.

No deben instalarse aparatos de medición en la parte inferior del tablero.

Se debe tratar de que los tableros se vean lo más estéticos posible. Todos los tableros deben tener, dentro de lo posible, las mismas cotas para los mismos elementos.

### 10.5.2.3 Detalles en tableros de protección

- *Tablillas.* Las tablillas de conexión se pueden agrupar formando columnas, con un máximo de 30 tablillas de 24 conexiones cada una. Las columnas se fijan en posición vertical, tomando en cuenta que la tablilla inferior nunca deberá fijarse a una altura menor de 10 cm del suelo. Las tablillas están formadas por material aislante de tipo termoplástico, en el cual están embebidos los bornes terminales.
- *Cuchillas.* Las cuchillas de prueba son unas pequeñas cuchillas de tamaño ligeramente mayor que el ancho de las tablillas de conexiones y que se conectan a cada una de las terminales de cada relevador con objeto de probar y calibrar cada uno de ellos, sin tener que desconectar circuitos que, al reconectarlos, podrían producirse cruzamientos en las conexiones. Las cuchillas de prueba también conviene agruparlas, formando columnas verticales, con un máximo de 24 cuchillas y su parte inferior tampoco deberá fijarse a una altura menor de 10 cm del suelo.
- *Perforaciones para aparatos.* Las perforaciones en el tablero para el montaje de los aparatos nunca deben estar a una altura mayor de 220 cm, ni menor de 75 cm.
- *Distancias mínimas entre partes de tableros.* De la orilla del tablero a la orilla de la perforación: 4 cm  
De la orilla del tablero al centro de la columna de tablillas: 11.5 cm  
De la orilla del tablero al centro de la columna de cuchillas de prueba: 11.5 cm  
Entre columnas de cuchillas de prueba: 16 cm  
Entre columnas de tablillas de conexiones: 16 cm  
Entre las orillas de las perforaciones, para fijar los aparatos: 5 cm.
- *Conductores.* Los conductores son los elementos encargados de interconectar los diferentes dispositivos montados en los tableros. Como recomendaciones generales para el cableado de protección, medición y control en los tableros, se indica lo siguiente:
  1. En los tableros se acostumbra usar alambre de calibre 12 AWG para las partes fijas, y cable flexible también de calibre 12 para partes móviles. Para las alarmas, señales y registradores, se usa calibre 18 AWG. El forro en todos los casos suele ser de PVC, para 90°C, y 600 volts.
  2. Trátase de que todo el alambrado de los tableros, entre las tablillas y los aparatos sea visible, para lo cual conviene que se utilicen conductores con forros de colores variados.



3. Agrúpense en un mismo cable de varios conductores señales similares, o sea sepárense los cables por funciones, y así se usará un cable para corriente directa, un cable para corriente alterna, un cable para los transformadores de corriente de la protección primaria, otro para las señales de corriente de la protección de respaldo, otro para los secundarios de la protección de buses, otro para los secundarios de la medición, cables para secundarios de los transformadores de potencia, cables para las señales de control y disparos, y cables para señalización y alarmas.
4. Para la instalación y conexión en el taller, conviene hacer los diagramas trifilares de los circuitos de los transformadores de corriente, incluyendo las alimentaciones a las bobinas de corriente de los relevadores, aparatos de medición y transductores.
5. De acuerdo con la lógica de operación de la protección, conviene desarrollar los diagramas de interconexión de los contactos de los relevadores, separando los circuitos de corriente directa de la protección primaria de los circuitos de la de respaldo, incluyendo los relevadores auxiliares necesarios para la ejecución de las maniobras de los interruptores.
6. Efectúense los diagramas de control manual y remoto, incluyendo los bloqueos, señalización y alarmas que se indiquen en la lógica de operación.
7. Relaciónense todos los diagramas en un solo plano o en planos independientes, teniendo cuidado de ser congruentes en todo lo referente a símbolos y leyendas.
8. El calibre del conductor que conecta los tableros a la red de tierra es, por costumbre, del número 6 AWG.

## PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO

### 11.1 GENERALIDADES

Durante el proceso de instalación del equipo de una subestación y sobre todo al final, que es cuando se procede a la puesta en servicio de la instalación, es necesario efectuar una serie de pruebas necesarias para determinar el estado final de los aislamientos, los circuitos de control, la protección, medición, señalización, alarmas y finalmente el funcionamiento del conjunto de la subestación.

A su vez, el conjunto de datos obtenidos de las pruebas sirven de antecedentes para que, a lo largo de la vida de la instalación, el personal de mantenimiento tenga una base para determinar el grado de deterioro que van sufriendo los diferentes equipos, así como tener un punto de referencia para comparar las nuevas lecturas, obtenidas en los equipos después de una reparación.

### 11.2 TIPOS DE PRUEBAS

Las pruebas se pueden incluir en tres grupos iniciales, más dos pruebas finales:

1. Pruebas al equipo de alta tensión
2. Pruebas al equipo de protección, medición y control

3. Pruebas al equipo, con su tensión nominal de operación
4. Faseo de la subestación
5. Toma de carga de la subestación

### 11.2.1 Pruebas a los equipos de alta tensión

El tipo de pruebas por realizar dependerá del equipo de que se trate y de sus funciones. Gran parte de las pruebas las especifican los propios fabricantes, como pruebas de fábrica, algunas de las cuales se vuelven a efectuar, una vez instalado el equipo, pero ahora con el nombre de pruebas de campo.

A continuación se indica, por separado, cada uno de los equipos de alta tensión que se consideran en las pruebas de campo:

- Transformadores de potencia
- Interruptores
- Cuchillas
- Transformadores de corriente
- Transformadores de potencial
- Transformadores de servicio de estación
- Pararrayos
- Fusibles tipo cuchilla
- Aisladores
- Condensadores de acoplamiento
- Trampas de onda
- Reactores

Una vez instalado cada uno de los equipos, la secuencia de las pruebas de campo se puede desarrollar en el siguiente orden, aunque no todas las pruebas que se indican a continuación se efectúan a cada uno de los equipos arriba mencionados:

1. Resistencia de aislamiento
2. Factor de potencia de los aislamientos
3. Rigidez dieléctrica del aceite
4. Relación de transformación
5. Resistencia de contacto
6. Tiempo de apertura y de cierre de los contactos de los interruptores
7. Continuidad eléctrica de los circuitos
8. Polaridad
9. Tensiones mínimas de operación

### 11.2.1.1. Resistencia de aislamiento

Esta prueba permite determinar el estado que guardan los aislamientos eléctricos de un aparato, de tal manera que pueda soportar conforme a las normas, las tensiones nominales y de prueba.

Dicha resistencia viene dada por el valor en megohms que presenta un aislamiento, al aplicarle una fuente de tensión de corriente directa, durante un tiempo determinado, que produce una corriente de fuga en el aislamiento. Dicha corriente se puede considerar formada por cuatro componentes a saber:

*Corriente capacitiva.* Como un aislamiento no es otra cosa que el dieléctrico de un capacitor, al aplicar una tensión de corriente directa aparece la corriente de carga del capacitor, que a partir de un valor elevado disminuye exponencialmente, hasta llegar a un valor despreciable al cabo de unos 15 segundos, lo cual se traduce en la aparición de una baja resistencia de aislamiento durante el inicio de la prueba.

*Corriente de absorción dieléctrica.* Es la corriente complementaria de la anterior, que fluye debido a la baja resistencia inicial del aislamiento.

Esta corriente, cuya velocidad de decrecimiento es mucho menor, tarda un tiempo que puede variar de varios minutos a varias horas, para llegar a un valor cercano a cero.

*Corriente de conducción.* Es la corriente que atraviesa un aislamiento, alcanzando un valor que es prácticamente constante.

La suma de las tres corrientes anteriores produce una corriente de forma exponencial en su inicio, tendiendo a un valor constante, tan pronto la corriente de absorción decrece a un valor insignificante.

*Corriente de fuga.* Se denomina con este nombre, a la corriente, muy pequeña, que fluye sobre la superficie del aislamiento.

Esta corriente también tiene un valor constante, y unida a la del caso anterior, muestra las condiciones de calidad de un aislamiento.

*Curva de absorción dieléctrica.* Es la curva que se obtiene al graficar los valores de la resistencia de aislamiento contra el tiempo. Esta curva presenta al principio un valor pequeño de resistencia, que aumenta progresivamente, hasta estabilizarse en un tiempo determinado. La pendiente de la curva proporciona el grado relativo de humedad o contaminación del aislamiento de que se trate. Si la curva es de baja pendiente y tarda unos dos minutos en estabilizar, indica que el aislamiento está en malas condiciones.

Para efectuar la prueba de absorción se utiliza un aparato llamado "megger", que se va a describir posteriormente. Durante la prueba se anotan las lecturas del aparato cada 15 segundos durante el primer minuto, y a continuación se toman lecturas cada minuto, hasta que estabilice la lectura del aparato.

Obtenidas las lecturas, se traza la curva respectiva, megohms-tiempo. Como las condiciones del aislamiento se dan por la pendiente de la curva, se consideran dos puntos particulares sobre la misma, que se llaman:

índice de absorción =  $I_{AB}$

índice de polarización =  $I_p$

que representan las siguientes relaciones:

$$I_{AB} = \frac{\text{Resistencia a los 60 segundos}}{\text{Resistencia a los 30 segundos}}$$

$$I_p = \frac{\text{Resistencia a los 10 minutos}}{\text{Resistencia a 1 minuto}}$$

Ambos valores indican las condiciones del aislamiento que, en el caso de transformadores, se pueden determinar de acuerdo con los datos de la Tabla 11-1, que indica la clasificación de los aislamientos de los transformadores, con base en los índices de absorción  $I_{AB}$  y de polarización  $I_p$ .

**TABLA 11.1** Determinación del estado de los aislamientos de un transformador.

Estado del aislamiento	$I_{AB}$	$I_p$
Malo	Menor de 1.10	Menor de 1.0
Dudoso	De 1.10 a 1.25	Menor de 1.5
Regular	De 1.25 a 1.40	De 1.5 a 2.0
Bueno	De 1.40 a 1.60	De 2.0 a 3.0
Muy bueno	Mayor de 1.60	De 3.0 a 4.0

Efecto de la temperatura en la resistencia de aislamiento. Un factor que influye en la resistencia de un aislamiento es la temperatura. Por ello conviene efectuar las mediciones a la misma temperatura y, en caso de no poder efectuarlas a la misma temperatura, conviene reducir las lecturas a una misma temperatura base, para lo cual se puede utilizar la siguiente expresión:

$$R = K \times R_1$$

donde:

$R$  = Resistencia del aislamiento, en megohms

$R_1$  = Resistencia del aislamiento en megohms, a la temperatura ambiente

$K$  = Factor de corrección que depende de la temperatura. Para la temperatura base, considerada de 20°,  $K = 1$

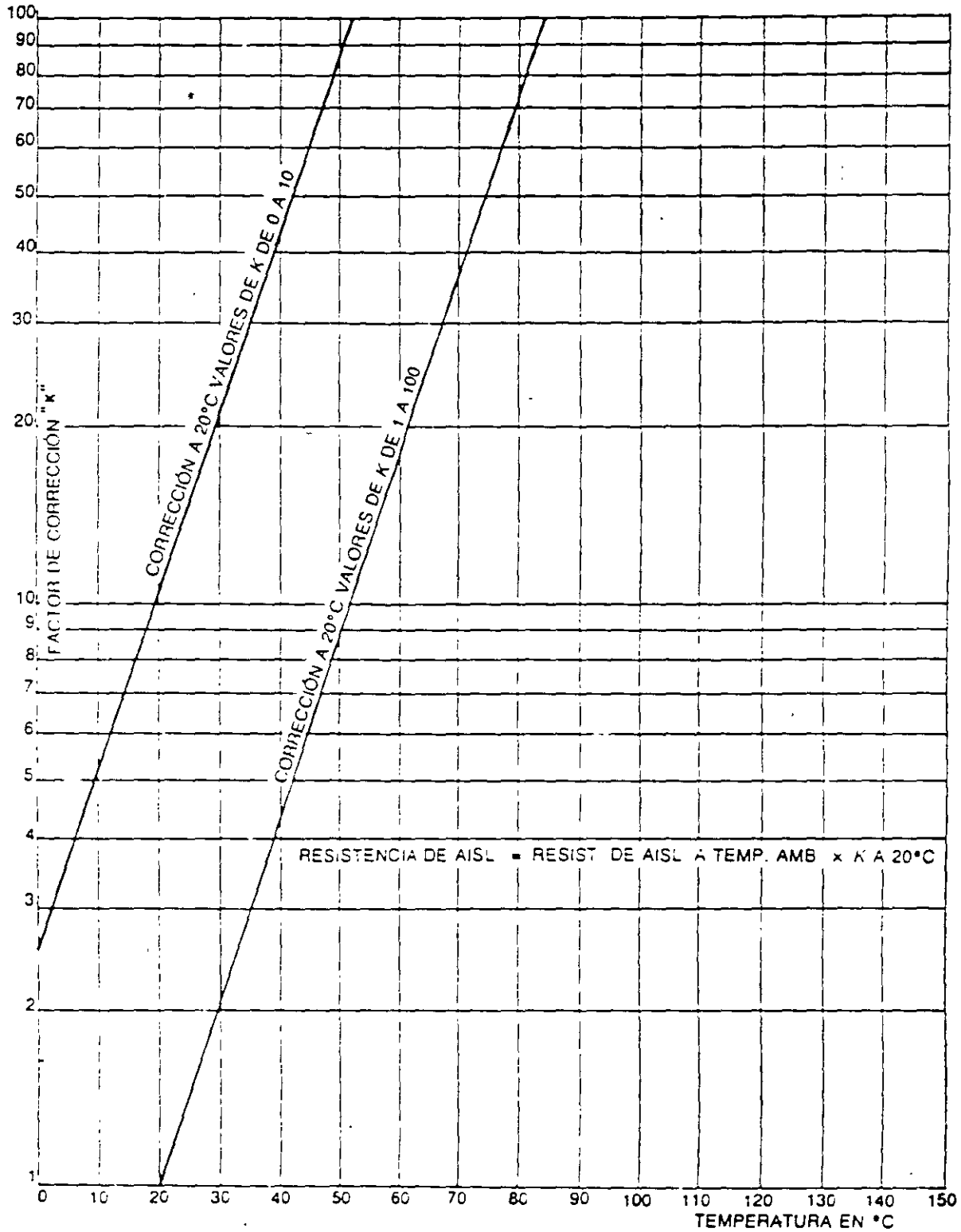


FIG. 11-1 Gráfica K-Temperatura.

El factor  $K$  se determina con base en la gráfica  $K$ -temperatura, indicada en la Figura 11-1.

Un criterio práctico para determinar si un aislamiento está en buenas condiciones es el siguiente:

La resistencia mínima de aislamiento mínimo, es igual a 1 megohms por cada kilovolt de la clase de aislamiento del devanado, a 75°C.

El valor anterior debe duplicarse, por cada 10°C de disminución de la temperatura.

*Megger.* Es un aparato que sirve para medir la resistencia de aislamiento, en los equipos de alta tensión.

El aparato es un generador de corriente directa con una escala de lectura, graduada en megohms, que mide los miliamperes que circulan por el aislamiento, al aplicarse la tensión de corriente directa del generador del propio aparato. El generador se puede mover a mano o en forma motorizada, siendo este último tipo el más utilizado, debido a que la aplicación de tensión durante la prueba es más uniforme que en el tipo manual.

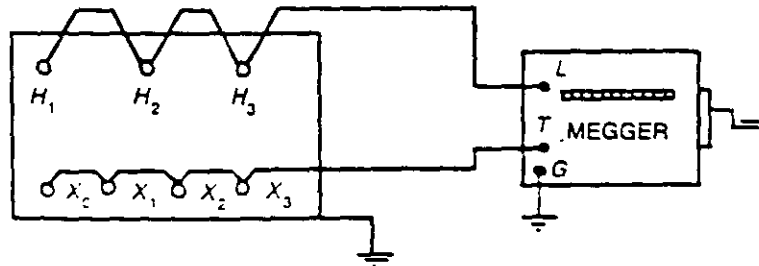
Pruebas de aislamiento a transformadores. Para efectuar esta prueba conviene verificar los siguientes puntos:

- 1 *Verificar el estado del megger.* Esto se logra con el ajuste del cero y del infinito. El primer caso se logra conectando las puntas de prueba en cortocircuito y aplicando la tensión del generador. El segundo caso se logra dejando las puntas abiertas y aplicando la misma tensión.
- 2 *Nivelar el instrumento.* El instrumento se debe operar perfectamente nivelado, para lo cual tiene en su base cuatro patas con tornillos que al girarse, ajustan la altura de cada esquina de la caja.
- 3 *Limpieza del equipo bajo prueba.* Deben limpiarse todas las porcelanas de materiales grasos y de contaminantes. Previamente el equipo que se prueba debe estar completamente desenergizado y desconectado de los circuitos de alta y baja tensión. El tanque debe estar firmemente conectado a tierra.
- 4 *Pruebas con megger.* Las mediciones, para estas pruebas, se hacen conforme a lo indicado en la Figura 11-2, donde se muestran las conexiones para la prueba de aislamiento de un transformador de dos devanados.

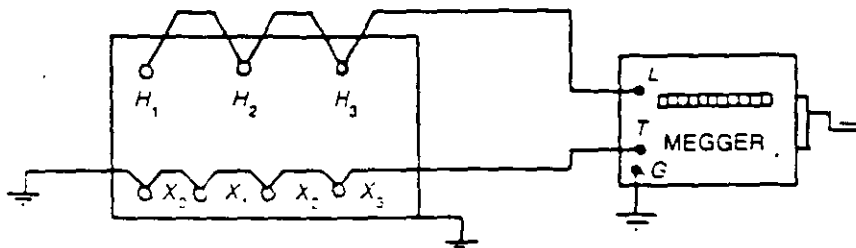
Las mediciones se hacen en la siguiente forma:

- AT - BT - T (Alta tensión contra baja tensión más tierra)
- BT - AT + T (Baja tensión contra alta tensión más tierra)
- AT - BT (Alta tensión contra baja tensión)

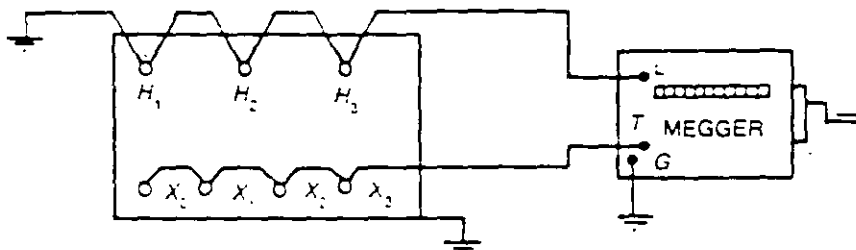
El último caso, realmente queda incluido en los dos primeros. Al decir: AT, se conectan con un alambre desnudo todas las boquillas de alta tensión y BT + T, se conectan todas las boquillas de baja tensión, y el mismo alambre se conecta a la zapata de tierra del tanque.



a) DEVANADO DE ALTO VOLTAJE CONTRA DEVANADO DE BAJO VOLTAJE (H-X)



b) DEVANADO DE ALTO VOLTAJE CONTRA DEVANADO DE BAJO VOLTAJE MAS TIERRA (X-H + T)



c) DEVANADO DE BAJO VOLTAJE CONTRA DEVANADO DE ALTO VOLTAJE MAS TIERRA (X-H + T)

FIG. 11-2 Conexiones para las pruebas con megger.

En el caso de AT - T se conectan todas las boquillas de alta tensión y el alambre se prolonga hasta la zapata de tierra del tanque.

Finalmente, BT quiere decir que se conectan todas las boquillas de baja tensión.

### 11.2.1.2 Factor de potencia de los aislamientos

Esta prueba proporciona una indicación de la calidad de un aislamiento sobre todo en lo referente a la detección de humedad y otros contaminantes; como lo que se mide es una relación de pérdidas, el factor de potencia es independiente de la cantidad de aislamiento bajo prueba.

Experimentalmente esta prueba es mas confiable que la de resistencia de aislamiento.



A diferencia de la prueba anterior, el aislamiento se somete a una tensión de corriente alterna. Como el aislamiento de un aparato es en sí, dieléctrico de un capacitor, cuyo circuito equivalente se puede representar por una resistencia  $R$  en paralelo con un capacitor  $C$ . Por lo tanto el factor de potencia de un aislamiento es la relación de la resistencia a la impedancia.

El factor de potencia se mide aplicando una tensión al aislamiento y midiendo la corriente  $A$  y la potencia  $W$  de pérdida, que a su vez provoca el calentamiento del aislamiento, que lo va degradando.

*Factor de disipación  $D$ .* Es otro factor que se utiliza para detectar el estado de un aislador. Viene dado por la tangente del ángulo complementario del ángulo  $\Phi$ , según se muestra en la Figura 11-3, que presenta un diagrama simplificado de pérdidas.

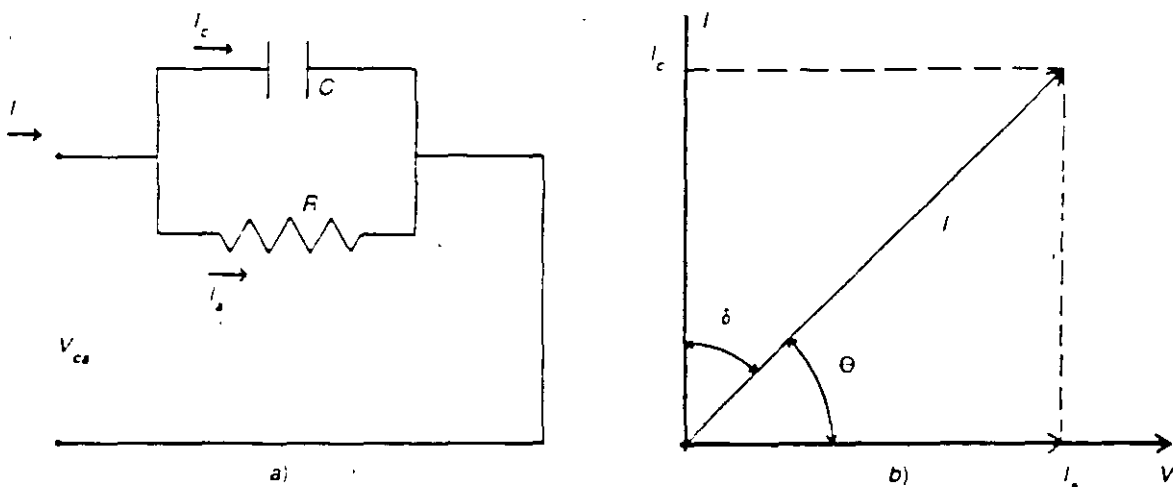


FIG. 11-3 Diagrama del factor de disipación.

En donde:

- $I$  = Corriente total
- $I_c$  = Corriente capacitativa
- $I_o$  = Corriente de absorción dieléctrica
- $I_f$  = Corriente de conducción. (Se desprecia)

Igual que en el caso anterior, la corriente total  $I$  es la suma de las tres corrientes mencionadas. Para el caso simplificado se puede despreciar el término llamado corriente de conducción, por lo que se puede obtener la fórmula:

$$I = I_c + I_o \quad (\text{suma vectorial})$$

$$I = \sqrt{I_c^2 + I_o^2} \tag{1}$$

$$\cos \Phi = \frac{I_c}{I}$$

$$I_c = I \tan \sigma \quad (2)$$

sustituyendo (2) en (1) para dejar (1) en función  $I_c$

$$I = \sqrt{\tan^2 \sigma I_c^2 + I_c^2}$$

$$I = I_c \sqrt{\tan^2 \sigma + 1} \quad (3)$$

y ahora, sustituyendo (2) en (3) y dejando la expresión en función de  $\cos \sigma$ .

$$\cos \sigma = \frac{\tan \sigma I_c}{I_c \sqrt{\tan^2 \sigma + 1}}$$

$$\cos \sigma = \frac{\tan \sigma}{\sqrt{\tan^2 \sigma + 1}}$$

cuando en el dieléctrico la corriente de fuga es muy pequeña,  $\sigma$  es pequeño,  $\Phi$  tiende a  $90^\circ$ , y por lo tanto,  $\cos \Phi$  tiende a  $\tan \sigma$ , e  $I$  tiende a  $I_c$ . Por lo que finalmente:

$$fp = \cos \Phi = \tan \sigma$$

En la práctica, un equipo de prueba mide el factor de potencia en base a la expresión:

$$fp = \frac{P \cdot V}{MVA} \times 100$$

donde:

mW = Potencia de pérdidas, en milliwatts

MVA = Potencia de carga en milivoltamperes

En los equipos eléctricos que utilizan aceite aislante en su interior, como son los transformadores de potencial de corriente, etc., se debe conocer el factor de potencia de éste.

Un aceite aislante nuevo, en óptimas condiciones, debe tener un factor de potencia de 0.051 a  $20^\circ\text{C}$ , aunque en el campo un aceite con  $fp = 0.51$  puede considerarse en buenas condiciones. Si su valor fuera mayor, conviene tratar el aceite por medio de un equipo adecuado que lo filtre, desgasifique y lo seque.

Los transformadores nuevos con dieléctrico de aceite deben probar un factor de potencia máximo de 0.02 p.v., a 20°C. Aunque los valores límite aceptables en los aislamientos de transformadores, interruptores, pararrayos, etc., varían con el fabricante, es conveniente tener los informes de prueba específicos de cada fabricante, para comparar los resultados obtenidos y determinar la calidad de los aislamientos en el lugar de utilización.

### 11.2.1.3 Rigidez dieléctrica del aceite

Esta prueba es una medición de la habilidad que tiene un aceite aislante para soportar una diferencia de campo eléctrico, sin que se produzca un arco entre los electrodos del campo.

El aceite aislante desarrolla varias funciones:

1. Dieléctricas
2. Eliminación del calor generado, por pérdidas, en un aparato
3. Extinción del arco durante el proceso de apertura de un interruptor

La rigidez dieléctrica se define como el gradiente de potencial máximo que puede soportar un aceite, sin que se produzca un arco.

La rigidez dieléctrica se produce en presencia de los siguientes factores:

1. Aumento de distancia entre partes vivas
2. Contenido de humedad
3. Contenido de gases diluidos
4. Temperatura
5. Velocidad de incremento de la tensión

*Probador de aceite* Es un aparato formado básicamente por un transformador que, por medio de un regulador, permite ir elevando la tensión en forma manual, hasta 40 kV, con una velocidad máxima que no debe exceder de 3 kV/segundo.

La parte de prueba está provista de una copa, en cuyo interior hay dos electrodos, con separación ajustable, formados por dos discos de 2.54 cm de diámetro (1 plg) y separados 2.54 mm (0.1 plg), a los cuales se aplica la tensión de prueba.

Un aceite nuevo, en buen estado, debe poder soportar 30 kV, durante un minuto, utilizando los electrodos antes mencionados.

Para efectuar una prueba de aceite, se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Límpiase la válvula de muestreo del transformador o del interruptor, así como la copa de muestreo.
2. Dejese fluir algo de aceite a través de la válvula de muestreo, antes de tomar la muestra, para eliminar las impurezas que puedan existir.

3. Enjuáguese la copa con aceite limpio, sin tocarla posteriormente en su parte interna.
4. Tómese la muestra y déjela reposar durante unos 4 minutos para eliminar las burbujas, evitando efectuar esta prueba en días muy húmedos, para no contaminar la muestra.
5. La muestra de aceite debe cubrir completamente la copa.

Para obtener resultados semejantes conviene efectuar las pruebas a una misma temperatura, ya que ésta influye ligeramente en la rigidez dieléctrica de la muestra.

#### 11.2.1.4 Relación de transformación

Esta prueba sirve para comprobar que el número de espiras devanadas en las bobinas de un transformador, coinciden con las calculadas en el diseño, de tal manera que las tensiones medidas coincidan con los datos de la placa del aparato.

Para esta prueba se utiliza un aparato que se suele conocer con las iniciales de las palabras inglesas o sea TTR (Transformer Turn Ratio), o bien probador de relación de espiras (PRE) que se utiliza para obtener la relación de transformación sin carga.

El PRE está formado por un generador de corriente alterna, movido a manivela, que produce una tensión de 8 volts, a unos 60 Hz. Además, está provisto de un pequeño transformador de referencia o patrón, que es ajustable, de tal manera que en el punto en que la relación del transformador bajo prueba coincide con la del transformador de referencia, la aguja del detector marca cero.

Para efectuar esta prueba, el transformador bajo prueba debe hallarse desenergizado y sus terminales de alta y baja tensión deben estar desconectadas. Las conexiones del tanque a la red de tierra pueden quedarse, ya que no afectan la lectura del aparato.

Si el equipo vecino se encuentra energizado, es necesario conectar a tierra un lado de cada devanado y la tierra del propio PRE, como se indica en la Figura 11-4 que muestra el diagrama esquemático de conexiones para un PRE.

Para determinar la polaridad de un transformador, se procede a ajustar las perillas del aparato para que marquen cero, se da un cuarto de vuelta al generador, si la aguja del detector se desplaza hacia la izquierda, el transformador es de polaridad sustractiva, mientras que si se desplaza hacia la derecha, ésta es aditiva.

Una vez conectado el aparato al transformador, se ajustan las perillas de relación para que marquen 1.0, se empieza a girar lentamente el generador, haciendo que la aguja se desplace hacia la izquierda. Si el ampérmetro se desplaza a máxima escala, es una indicación de que puede existir alguna conexión en cortocircuito, lo que hace necesario revisar el circuito bajo prueba.

Los valores de relación medidos con el PRE deben quedar situados dentro de un límite de  $\pm 0.5\%$  respecto al valor de placa del transformador, si este valor es

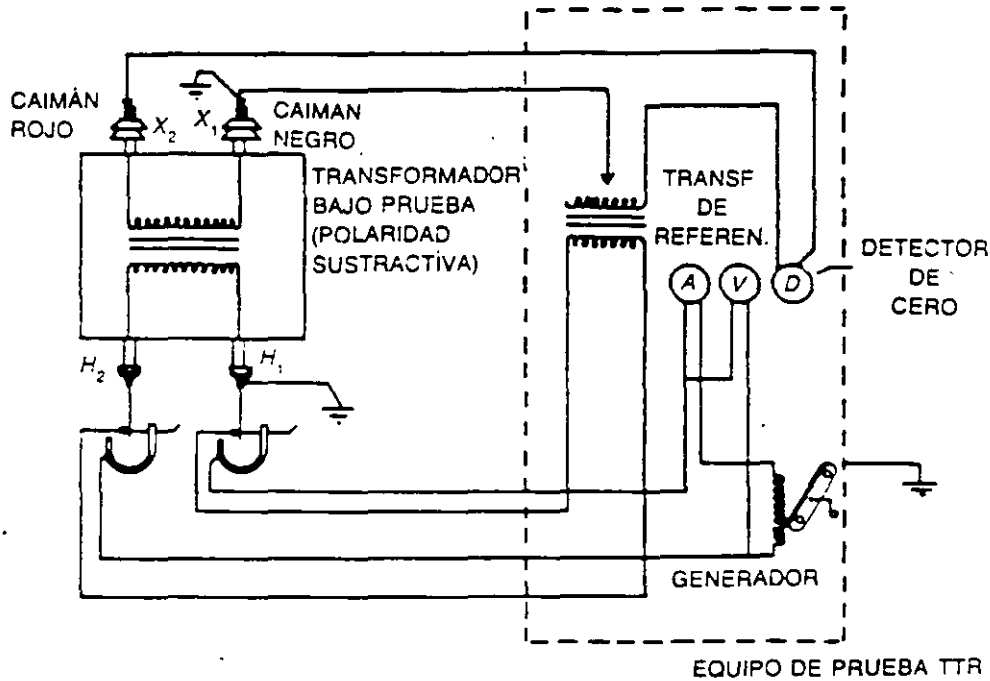


FIG. 11-4 Conexión para prueba con TTR.

mayor quiere decir que existen espiras en cortocircuito que pueden estar en el lado de alta o de baja tensión.

Si la relación medida es menor a la placa, el cortocircuito se localiza en la bobina de alta tensión, y si por el contrario la relación es mayor, el cortocircuito se localiza en la bobina de baja tensión.

### 11.2.1.5 Resistencia de contacto

Esta prueba sirve para determinar la resistencia entre contactos de cualquier tipo de interruptor o cuchillas. Su medición muestra el calentamiento esperado en el contacto considerado, así como la verificación del ajuste de los contactos de los interruptores y cuchillas.

Para la determinación de la resistencia, se pueden utilizar dos métodos de medición, uno por caída de tensión, en milivolts a través de los contactos, y otro que proporciona directamente el calentamiento de los contactos, obteniendo los miliwatts  $RI^2$  que disipan estos al paso de la corriente nominal.

Cualquiera de los dos métodos lleva a encontrar la resistencia de los contactos, para lo cual existen diferentes aparatos, que a partir de una fuente de corriente directa, miden los miliamperes, que son leídos directamente en una escala, cuyas unidades están dadas directamente en miliohms.

Las lecturas medidas con el aparato deberán compararse con los datos de prueba del fabricante de que se trate, para determinar que los resultados obtenidos en

la medición efectuada en el campo sean correctos, aunque en casos generales, se aceptan lecturas con valores máximos de alrededor de 30 microohms.

#### 11.2.1.6 Tiempo de operación de un interruptor

Antes de la puesta en operación de cualquier interruptor se debe comprobar la duración de los tiempos de cierre y apertura del mismo y ver si cumple con las especificaciones.

El tiempo de cierre es el periodo comprendido entre el instante en que se energiza la bobina de cierre del interruptor y el instante en que se tocan los dos contactos.

El tiempo de apertura es el periodo comprendido entre el instante en que se energiza la bobina de disparo y el instante en que los contactos quedan completamente abiertos. Para efectuar estas pruebas se utiliza un aparato que genera una gráfica con base en la frecuencia de operación del sistema, en donde se analiza la velocidad de apertura del interruptor.

En los interruptores de gran volumen de aceite se utiliza un aparato analizador de operaciones, que indica los desplazamientos reales de los bastones de operación de desplazamiento vertical.

Dicha prueba indica las condiciones de operación del mecanismo de los contactos de los interruptores, detectando si hay excesiva fricción en las operaciones de cierre o apertura, si los resortes de aceleración están mal ajustados, y si los amortiguadores de fin de carrera producen rebote en las crucetas.

Las pruebas anteriores sirven para que en el curso de la vida de los interruptores, se pueda ir detectando el desgaste de sus partes en base a las pruebas nuevas, que se comparan con las iniciales de puesta en operación.

#### 11.2.1.7 Continuidad

Esta prueba se debe efectuar para comprobar la continuidad eléctrica en los siguientes aparatos:

Secundarios de los transformadores de corriente y potencial, trampas de onda y reactores de los neutros de los transformadores de potencia.

Dicha prueba se efectúa utilizando un multímetro, conectado en la escala menor de resistencia (ohms). Al conectarse el multímetro, en serie con el circuito bajo prueba, la aguja debe marcar una lectura cero donde hay continuidad e infinita en el caso de que el circuito este abierto.

#### 11.2.1.8 Polaridad

Esta prueba se efectúa en cualquier tipo de transformador. Es necesario efectuarla en los transformadores que han sufrido alguna reparación en sus bobinas y que a

la hora de conectar estas bobinas, se puede haber cometido algún error en la colocación de las terminales.

Esta prueba consiste en determinar las polaridades relativas de las bobinas primarias y secundarias de cualquier tipo de transformador, y en caso de encontrar las polaridades desfasadas 180° habrá que invertir la conexión del secundario o cambiar la identificación de las marcas de polaridad.

La prueba se realiza conectando los aparatos de acuerdo con la Figura 11-5, por medio de una pila de 1.5 volts y un miliampermetro de corriente directa, con cero central en la escala. Al cerrar el contacto S, o sea, al pulsar el circuito, después de haber conectado la terminal positiva de la pila a la terminal P. (H) del transformador

DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA POLARIDAD SUSTRACTIVA

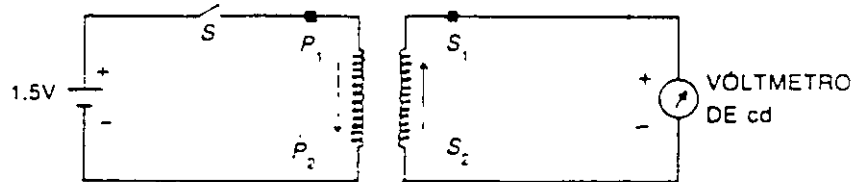


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA POLARIDAD ADITIVA

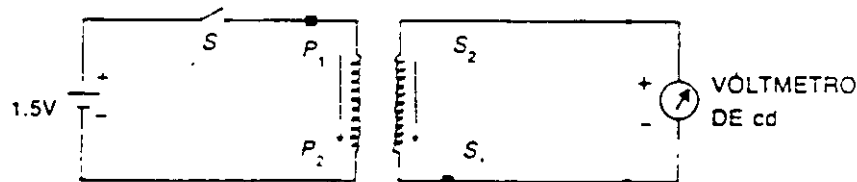


DIAGRAMA DE CONEXIONES PARA DETERMINAR LA POLARIDAD EN TRANSFORMADORES

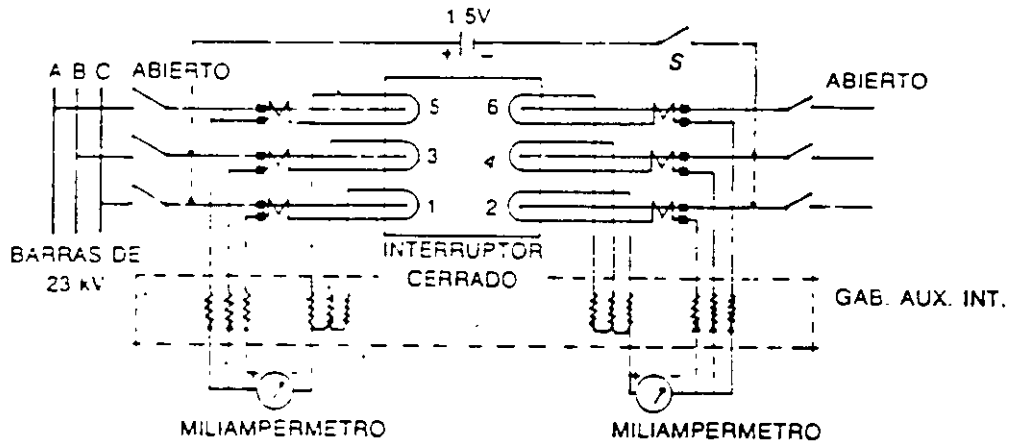


FIG. 11-5 Diagrama de conexiones para determinar las marcas de polaridad en TC tipo bushing e interruptores

y la terminal positiva del miliampérmetro a la terminal  $S (X)$  del mismo transformador, la aguja debe deflexionarse hacia la derecha, cuando la polaridad del equipo bajo prueba es sustractiva. Usando la misma conexión, si la aguja se desplaza hacia la izquierda, la polaridad es aditiva.

Si el aparato no tiene o están borradas las marcas de polaridad, conviene marcar con un punto de pintura la terminal del lado de polaridad en cada devanado.

### 11.2.1.9 Prueba de tensión mínima de operación

Esta prueba es exclusiva para los interruptores de una instalación; sirve para verificar la tensión mínima de corriente directa, a la cual pueden operar las bobinas de cierre y disparo del interruptor de que se trate y cuyos valores deben estar de acuerdo con las especificaciones de compra del equipo.

La prueba se efectúa mediante una fuente variable de corriente directa con voltmetro que se conecta a cada una de las bobinas, una por una. A partir de cero volts, se comienza a incrementar lentamente la tensión, hasta que la bobina realice su operación; en ese instante se lee el valor de la tensión aplicada, que corresponde a la tensión mínima de operación de la bobina de que se trate.

En caso de que la lectura no coincida con el valor especificado, se revisan los ajustes de los mecanismos, hasta obtener la operación a la tensión especificada.

### 11.2.2 Pruebas en los circuitos de protección, medición, control y alarmas

Una vez terminada la construcción de una subestación es conveniente efectuar una serie de verificaciones y pruebas, entre las cuales se pueden considerar las siguientes:

1. Tableros de protección y control
2. Cable de control
3. Control y alarmas
4. Protecciones
5. Verificación del programa de telecontrol y pruebas

#### 11.2.2.1 Tableros de protección y control

Primero se efectúa una inspección ocular de todos los cables, tablillas, cuchillas de prueba, etcétera, para comprobar el apriete de todas las conexiones. A continuación se verifica que todos los aparatos de protección, medición, control, tablillas y cuchillas de prueba estén bien instalados.



### 11.2.2.2 Cable de control

El alambrado que conecta los diferentes aparatos de un tablero conviene normalizarlo por colores, con base en su función y de acuerdo con lo siguiente:

- Los circuitos de control y corriente directa son de color rojo
- Los circuitos de potencial son de color negro
- Los circuitos de corriente son de color blanco

La secuencia de revisión de los cables de control es la siguiente:

1. Revisión de los alambrados en todos los equipos de alta tensión y sus conexiones bien apretadas. Revisión de la relación de los transformadores de potencial y de corriente, de acuerdo con las relaciones indicadas en los diagramas de protección y medición.
2. Revisión de los alambrados entre todos los tableros instalados en el salón de tableros.
3. Revisión de los alambrados de corriente directa y alterna de los tableros del servicio de estación.
4. Revisión de las etiquetas de identificación fijadas en los extremos de los cables.

### 11.2.2.3 Control y alarmas

Dentro de este grupo de pruebas se efectúan las siguientes:

1. Compruébese la secuencia de operación de las cuchillas e interruptores y de los bloqueos que evitan la operación de las cuchillas con carga. Se debe probar que estos equipos abran y cierren perfectamente y verifíquese simultáneamente la señalización, tanto en el tablero, como en el registrador de eventos, donde debe registrarse la operación.  
Si el equipo tiene operación manual, verifíquese si efectúa las operaciones con la facilidad requerida, es decir, que los mecanismos operan los tres polos simultáneamente y que las cuchillas cerradas hacen buen contacto en los tres polos.
2. Verifíquese la operación del equipo auxiliar de los transformadores de potencia, como son bombas de aceite, ventiladores y cambiador de derivaciones, así como de los servicios de estación de corriente alterna.
3. Compruébese la operación de las alarmas simulando las condiciones de falla, identificando cada una de ellas, tanto en el gabinete del propio equipo como en el registrador de eventos, de todos y cada uno de los equipos de la subestación.

4. Compruébese la transferencia manual y automática de los servicios de estación de corriente alterna, comprobando la señalización local y la del registrador de eventos.
5. Compruébense desde el tablero de control miniaturizado las operaciones de apertura y cierre de todos los equipos controlados desde él, verificando la operación del equipo exterior, la señalización en el tablero de control miniaturizado y la detección de la maniobra en el registrador de eventos.

#### 11.2.2.4 Protecciones

Una de las pruebas más importantes de una subestación es la referente a las protecciones. Estas pruebas se realizan con la subestación totalmente desenergizada, tanto en alta como en baja tensión, y se dividen en dos grupos:

1. Faseo de protecciones
2. Operación de las protecciones con corrientes simuladas

*Faseo.* El objeto de las pruebas de faseo consiste en detectar la posibilidad de que una conexión de los transformadores de corriente o potencial, que llega a un relevador, se conecte con la polaridad invertida.

Como ejemplo, a continuación se indican los pasos a seguir en el faseo de una protección diferencial de un banco de transformadores.

a) Equipo: Para una protección diferencial se necesita el siguiente equipo:

Una batería de 12 volts  
 Dos voltímetros de corriente directa  
 Un interruptor de navajas, de dos polos, simple tiro  
 Un equipo de comunicación  
 Un juego de guantes para alta tensión  
 Un peine de prueba que sirva para la conexión con el relevador a probar

b) Conexiones: El equipo se conecta de acuerdo con el diagrama de la Figura 11-6, en el cual se observan las conexiones para la prueba 1. Para las pruebas 2 y 3 se conecta el mismo equipo, pero guardando la posición de las líneas punteadas, respectivamente.

La batería se conecta dejando abierto el interruptor de navaja que sirve para mandar pulsos de corriente directa. La persona que opere dicho interruptor de navajas debe trabajar con los guantes para alta tensión y protegerse de las altas tensiones generadas por los pulsos en el transformador de potencia.

En el lado de baja tensión del banco, la fase que se está probando, se conecta a tierra (fase A en este caso) después de los transformadores de corriente.

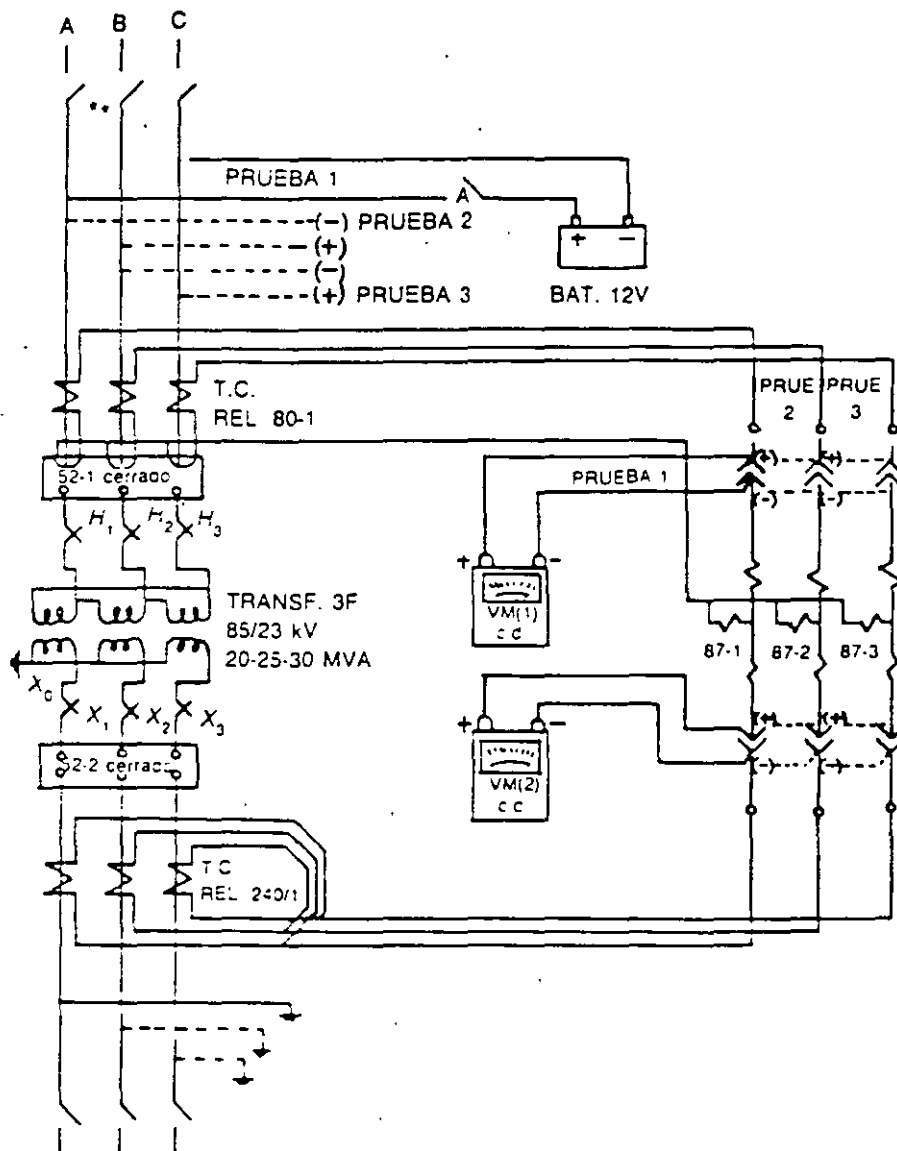


FIG. 11-6 Diagrama para el faseo de una proteccion diferencial

Los voltmetros de corriente directa se conectan a los bornes del relevador a través del peine de prueba.

- c) Prueba: La prueba se inicia al cerrar la navaja A cuyo pulso, a través de los transformadores de corriente, produce un desplazamiento en las agujas de los voltmetros conectados, a través del peine de prueba, a los bornes de los relevadores.

Al cerrar la navaja A las agujas se desplazan hacia la derecha, y al abrirla, éstas se desplazan hacia la izquierda. Si la deflexion fuera al revés, se requiere comprobar

que los vóltmetros se hallan conectados con la polaridad correcta o si los secundarios de corriente están bien conectados.

Lo mismo que se hace en la prueba 1 se repite para la 2 y la 3, cambiando las conexiones de la batería y la puesta a tierra, como se indica en el diagrama.

Si en las tres pruebas la deflexión de los vóltmetros es en el mismo sentido, se dice que el circuito está en fase; si no, hay que ver dónde se cambian las conexiones adecuadas para que así ocurra.

Toda esta secuencia aplicada a una protección diferencial, puede aplicarse en forma análoga para cualquier otro tipo de protección.

*Operación de corrientes simuladas.* Esta prueba sirve para asegurarse de que todas las protecciones operan correctamente al presentarse cualquier falla, y que envían la señal de disparo a los interruptores implicados.

Para esta prueba, la subestación debe permanecer desenergizada en alta y en baja tensión, utilizándose una fuente de corriente ajustable y portátil para simular la corriente de cortocircuito.

A continuación se efectúa la prueba de cada protección por separado, actuando en la siguiente forma:

*Relevadores de sobrecorriente (50/51).* Esta prueba consiste en suministrar, mediante la fuente de corriente simulada conectada a los bornes de cada relevador, un flujo de corriente regulado. Al probar la parte instantánea (50) del relevador, se puentean las terminales de tiempo inverso (51), y se le suministra corriente, que se hace crecer paulatinamente hasta alcanzar el valor de ajuste, en cuyo momento debe operar el relevador.

Para la prueba del elemento de tiempo inverso, no se puentea el elemento instantáneo, ya que éste tiene un ajuste de corriente mayor que el de tiempo inverso.

En ambos casos se verifica la operación de la bandera del relevador, al operar éste.

*Relevadores auxiliares (86).* Estos relevadores reciben las señales de los demás relevadores, a través de la bobina del 86, que al cerrar sus contactos de mayor capacidad, envían la orden de disparo a las bobinas de todos los interruptores, liberando el área bajo cortocircuito.

*Relevadores direccionales de tierra (67-N).* Como estos relevadores contienen dos unidades, la direccional y la de sobrecorriente, se prueba cada una de ellas por separado.

La unidad direccional recibe dos señales, una que llega de los transformadores de corriente de los neutros de los transformadores de potencia, y la otra que es de polarización, que proviene de los secundarios de los transformadores de potencial de los buses de alta tensión. Las dos señales indican que la falla de fase a tierra se produce hacia fuera de los buses de la subestación por lo que la única manera de simular la falla, es cerrar a mano el contacto de la unidad direccional y en esta forma poder probar la unidad de sobrecorriente.

La unidad de sobrecorriente se prueba en la misma forma que en el caso anterior de los relevadores de sobrecorriente.

*Relevadores de baja frecuencia (81).* Para probar estos relevadores se requiere una fuente portátil de frecuencia variable, que se conecta a los bornes de operación de cada uno de los tres relevadores por separado, los cuales van operando a medida que se hace descender la frecuencia, a partir de 60 Hz, hasta el valor de ajuste de cada aparato, que en el primer paso es de 59.6 Hz, en el segundo es de 59.4 Hz y en el tercero es de 59.0 Hz, según sea la importancia de cada alimentador. Para cada paso debe operar el relevador y su auxiliar de disparo, además debe operar la alarma por baja frecuencia, tanto en el edificio de control, como en el registrador de eventos.

Esta prueba se realiza con las cuchillas de prueba del bloque de disparo abiertas y se van cerrando una a una para verificar la apertura del interruptor del alimentador correspondiente.

*Relevadores diferenciales (87).* Para la prueba de la protección diferencial de los bancos de transformadores se utiliza una fuente de corriente variable que se conecta a las cuchillas de prueba de los transformadores de corriente, tanto del lado de alta como de baja tensión. Al llegar la magnitud de la corriente a los valores ajustados en el relevador, hace operar este, que energiza el relevador auxiliar (86). Éste a su vez ordena el disparo de todos los interruptores de alta y baja tensión que rodean el banco de transformadores. Al efectuarse la operación de la protección, debe operar la bandera del relevador que operó, y el registrador de eventos debe imprimir la alarma correspondiente.

Esta prueba se efectúa por separado, en cada fase. Con el 86 operado se va cerrando una por una cada cuchilla del bloque de disparo y se va probando que cada interruptor opere correctamente.

#### 11.2.2.5 Verificación del programa de telecontrol y pruebas

Para este grupo de pruebas, primero se comprueba que los canales de comunicación operen adecuadamente y, segundo, se efectúa la revisión del programa de telecontrol en la unidad terminal remota (UTR), por medio de un simulador.

A través del simulador se piden datos que concuerdan con la situación de la subestación. También a través de la UTR se hacen pruebas, energizando uno a uno, cada uno de los equipos, para comprobar que la información se recibe y transmite correctamente, tanto a nivel local de la subestación, como a nivel del centro de control, en sus terminales de operación e impresores.

Las funciones del control que deben verificarse principalmente, son las siguientes:

*Interruptores.* Se debe operar uno por uno, desde la oficina de control del sistema, para comprobar su funcionamiento.

*Cuchillas.* También se deben operar todas, de una en una, desde el control central, comprobándose el funcionamiento de los bloqueos que existen entre cada interruptor y sus cuchillas.

*Cambiadores de derivaciones de los transformadores.* En algunas subestaciones es necesario controlar a distancia, el cambiador de derivaciones bajo carga de los transformadores.

*Reposición de los relevadores auxiliares (86).* Debe comprobarse la reposición de estos relevadores, después de un disparo por falla.

### 11.2.3 Pruebas al equipo con tensión nominal

Una vez verificadas todas las pruebas anteriores con el equipo desenergizado, se procede a realizar una serie de nuevas pruebas, pero ahora con los diferentes equipos energizados a la tensión nominal, para lo cual se deben tener en cuenta los siguientes puntos:

1. Antes de aplicar la tensión nominal, se deben analizar las pruebas realizadas al equipo, en especial aquellas de rigidez dieléctrica y compararlas con las pruebas efectuadas por los fabricantes. En caso de pruebas dudosas conviene efectuar una segunda verificación, y si persiste la duda, efectuar pruebas más especializadas o sustituir el equipo.
2. Mientras dure una prueba, los relevadores se deben ajustar a su máxima sensibilidad, para que en caso de una falla los daños sean mínimos.
3. Efectúese una inspección ocular a toda la subestación para eliminar la posibilidad de que se hayan olvidado alambres, conexiones a tierra o terminales sin conexión.
4. Los tableros de protección, control y alarmas deben estar en condiciones de operación y no deben tener bloqueos de ningún tipo. Todos los circuitos de corriente deben estar cerrados para evitar la aparición de altas tensiones. En caso contrario, en los circuitos de potencial no deben existir conexiones en cortocircuito, y las tierras deben estar firmemente conectadas.
5. Todos los circuitos de control y protección deben ser revisados en su operación, para que no ocurran falsos contactos, o existan bloqueos, etcétera. Estos circuitos se deben operar a nivel local y desde el tablero de control miniaturizado, comprobando que el registrador de eventos opere correctamente.
6. Finalmente, con todas las pruebas efectuadas, revisada la subestación y teniendo la completa seguridad de que no existen tierras anormales en las partes que se van a energizar, se solicita licencia o permiso al centro de control del sistema para proceder a energizar la subestación.

La subestación se comienza a energizar paso a paso. Primero se empieza a recibir tensión, de acuerdo con lo indicado en la Figura 11-7 y se van cerrando pro-

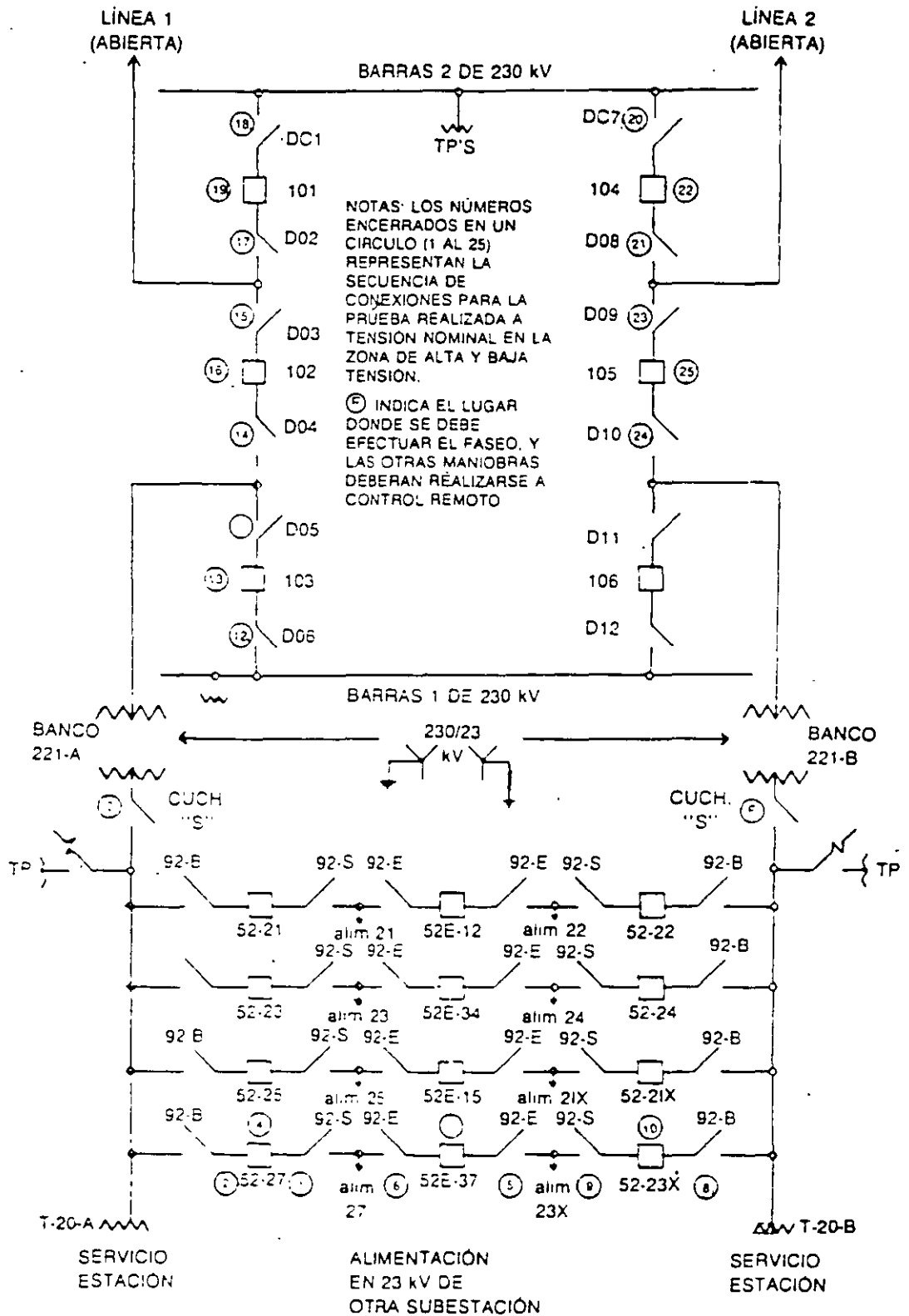


FIG. 11-7 Energizado por el lado de 23 kV de una subestación y diagrama de faseo interno.

gresivamente cada uno de los equipos según la secuencia numérica que se indica en la figura.

Una vez energizada, a tensión nominal, la zona de baja tensión se mantiene así durante una hora, para asegurarse que los aislamientos están en buen estado.

Como segundo paso, se procede a energizar los transformadores de potencia por el lado de baja tensión, dejando desconectado el lado de alta tensión.

Una vez energizado cada banco de transformadores por separado, se escucha que el zumbido sea normal y que no se observen otras anomalías como el posible disparo de alguna de las protecciones, en cuyo caso hay que analizar qué fue lo sucedido.

Una vez probada la operación de los transformadores y considerando que el conjunto de maniobras se ha desarrollado normalmente, se comienza a cerrar, en el caso de alta tensión, todos los interruptores con sus respectivas cuchillas, hasta terminar de energizar toda la parte de alta tensión, dejando únicamente abiertas las cuchillas que conectan con la alimentación de alta tensión, ya que antes de entrar en servicio hay que comprobar que la subestación quedó en fase con el sistema.

#### 11.2.4 Faseo

Es el procedimiento mediante el cual se comprueba que las fases del sistema de alta tensión que alimenta una subestación, coinciden exactamente con las fases que entran en la subestación por el lado de baja tensión, ya que si esto no ocurre al conectar la subestación se produciría un cortocircuito por existir una diferencia de tensión entre los dos extremos abiertos de una misma fase.

El faseo se desarrolla en dos partes:

Faseo interno de la subestación

Faseo externo, o de la subestación contra el sistema

El faseo interno se efectúa utilizando un transformador de potencial de 23 kV, portátil, en cuyo secundario se conecta una lámpara o un voltmetro. En las dos terminales del primario se conectan sendos cables, con aislamiento para 23 kV, amarrados en su otro extremo a la parte superior de una garrocha de madera. Se toma cada garrocha por su parte inferior, a través de guantes de alta tensión. La operación de faseo se desarrolla en la siguiente forma:

El operador *A* fija la garrocha en el lado de la navaja abierta de la fase *A*, en esta posición el operador *B* hace contacto con su garrocha consecutivamente en el lado de la mordaza, de cada uno de los tres polos del juego de cuchillas. En esta forma, si la conexión de las fases estuvo bien efectuada, no debe encender la lámpara cuando la garrocha *B* toque la fase *A* y si debe encender con plena intensidad, al tocar las fases *B* y *C*.

En la misma forma, ahora la garrocha *A* se cambia a la fase *B*, y se vuelven a tocar con la garrocha *B* las tres fases, de manera que la lámpara no encienda al tocar la garrocha *B* la fase *B* y sí al tocar con la fase *A* y la *C*.



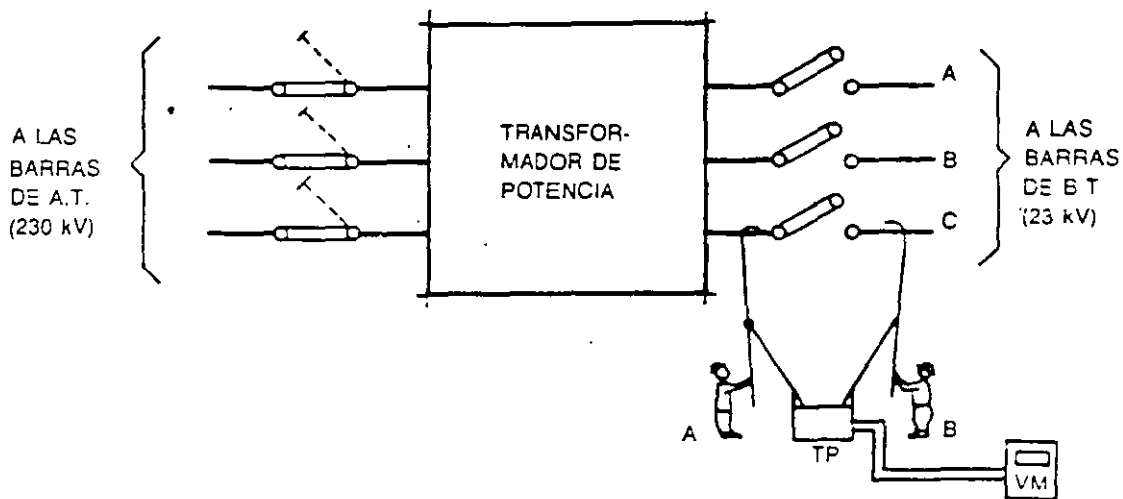


FIG. 11-8 Conexión para el faseo

Finalmente la garrocha *A* se pasa a la fase *C*, con la garrocha *B* se vuelven a tocar las tres fases, debiendo permanecer apagada la lámpara al tocar la fase *C* y encender al tocar las fases *A* y *B*.

En la Figura 11-8 se muestra la prueba de faseo en un juego de cuchillas, y en la Figura 11-7 se muestra la operación del faseo interno, por medio de un alimentador contra una de las líneas de transmisión que alimenta la subestación. Una vez realizado el faseo interno de la subestación, se fasean los dos transformadores del servicio de estación.

El faseo externo se efectúa después del interno. Para ello se conecta uno de los transformadores de potencia a la red de alta tensión, a través de todas las cuchillas e interruptores indicados en la Figura 11-9, hasta llegar a las cuchillas del lado secundario del transformador, que están abiertas.

A continuación se alimentan estas cuchillas por el lado de la mordaza, a través de un alimentador de distribución que llega de otra subestación en operación.

El faseo se efectúa detectando que no haya diferencia de tensión entre la navaja y la mordaza de cada fase del juego de cuchillas arriba mencionado. En caso de que el faseo no resultara correcto, se desenergiza la subestación y se efectúan los cambios de conexiones en las bajadas que reciben la alimentación de la línea alimentadora de alta tensión. Esta operación se realiza con cada una de las líneas de alta tensión que entran en la subestación.

### 11.2.5 Toma de carga

Una vez hechas las pruebas al equipo, faseada la subestación y probada con tensión nominal, el siguiente y último paso es que la subestación tome la carga normal, para lo cual se polarizan los reievidores que lo necesiten y se calibran las protecciones

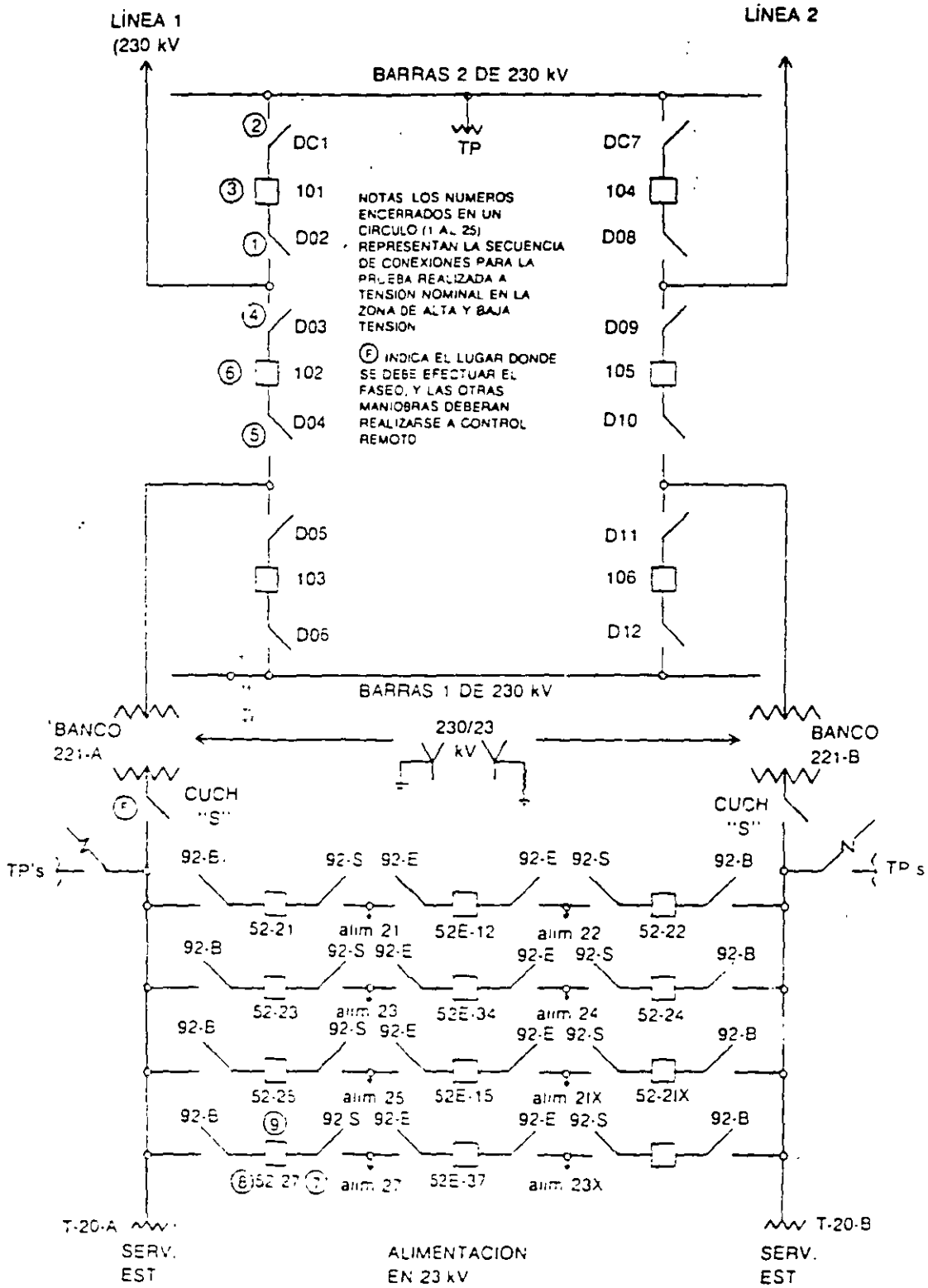


FIG. 11-9 Energizado por el lado de 230 kV y diagrama de faseo externo de una subestación.

y los equipos de medición para que funcionen correctamente con la carga normal de cada circuito de la subestación.

### 11.3 MEMORIA DEL PROYECTO

Es el conjunto de información que se genera a lo largo del desarrollo del proyecto de una subestación y que se necesita tener a mano a lo largo de la vida útil de la instalación, sobre todo cuando se presentan problemas de operación, mantenimiento o ajuste de protecciones.

La memoria, en forma resumida, debe comprender lo siguiente:

1. *Objeto de la instalación, localización de la misma.* Temperatura, altitud, contaminación del lugar, nivel isocerámico, viento, etcétera. Programa de necesidades y de posibles ampliaciones.
2. *Descripción detallada de la instalación.* Diagrama unifilar completo y descripción del mismo, utilizando la simbología normalizada, indicando los MVA y tensiones de los transformadores, características de los interruptores, calibración de los fusibles, ajustes de corriente y tiempo de los relevadores, etcétera.
3. Características consideradas en los cálculos, factores de seguridad, y la justificación de todas y cada una de ellas.
4. Especificaciones del equipo en general, desde el equipo pesado hasta los relevadores, conmutadores y alarmas.
5. Conjunto de pruebas efectuadas a cada pieza del equipo, con los datos obtenidos, incluyendo las pruebas de fábrica.
6. Juego de planos de fábrica de cada uno de los equipos, donde se dan las dimensiones y pesos del equipo por instalar, así como los diagramas respectivos de control y conexiones.
7. Juego de planos del proyecto de la subestación, con los detalles necesarios. Los planos deberán ser suficientes, cuidando de no duplicar ciertos detalles en planos diferentes; es decir, los planos deberán ser precisos y concisos, utilizando escalas del orden de 1/200 o 1/400, aunque estas pueden depender de lo solicitado por el cliente.
8. Presupuestos parciales y total de la instalación.

---

# BIBLIOGRAFÍA

---

1. *Electrical Transmission and Distribution Reference Book* Westinghouse Electric Corp., Pittsburgh, Penn. 1964
2. *Especificaciones de Coordinación de Aislamiento* Comisión Federal de Electricidad CFE LOOO-06-México, D.F. 1980
3. *Manual de Diseño de Subestaciones*, 6 capítulos Editado por Relaciones Industriales Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. Mexico, D.F. 1978
4. Mason C. Rusell, *El Arte y la Ciencia de la Protección por Relevadores*, Compañía Editorial Continental, S.A. (CECSA) 1972
5. *Normas del Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica*. (CCONNIE). Mexico D.F., 1980
6. *Normas de la Dirección General de Normas (DGN)* Mexico, D.F. 1985
7. Suerak, J. G., Dick D.K. Dodds, T.H., Heppe, R.H. *Safe Substation Grounding Trans.* I.E.E.E., Vol. PAS-100 and 101 1982
8. Viqueira Landa J., *Redes Eléctricas*, Editorial Representaciones y Servicios de Ingeniería, Vol. I y II, México, D.F. 1982
9. Zoppetti Judez G., *Estaciones Transformadoras y de Distribución*. Ediciones G. Gili, S.A. de Mexico, D.F., 1981

---

# ÍNDICE

---

- Aisladores:
  - tipo alfiler, 142
  - tipo columna, 149
- Aislamiento:
  - coordinación de, 19
  - nivel de, 20
- Alarmas:
  - de alerta, 463
  - de emergencia, 463
  - del equipo general, 461
- Alumbrado:
  - cuadro de cargas para el, 337
  - diseño modular del, 334
  - de emergencia, 323
- Ampermetros, 406
- Anteproyecto, 228
- Automatismos, 426
- Autotransformador, 45
  
- Banco de tierra, 48
- Barras colectoras, 128
  - cálculo de las, 156
- Barras, esfuerzos en las, 155
  
- Batería, 112, 318
- Bayonetas, 270
- Blindaje contra señales, 297
- Bloqucos, 426
- Boquillas, 43
- Bus infinito, 30, 232
  
- Cable, 128
- Cables:
  - de control, 295
  - de guarda, 265
- Cálculo del sistema de tierra, 207
- Camaras de extinción del arco, 84
  - tipos de interruptores, 86
    - en gran volumen de aceite, 87
    - en hexafluoruro de azufre, 90
    - neumáticos (aire comprimido), 88
    - en pequeño volumen de aceite, 87
    - en vacío, 92
- Capacidad firme instalada, 239
- Capacitores:
  - bancos de, 63
  - fusibles de, 68

- de potencia, 65
- Conductores:
  - de aluminio, 132
  - de cobre, 131
  - eléctricos, vibración en, 173
- Conectores:
  - para sistemas de tierra, 198
  - de tierra, 44
- Conexiones en los transformadores, 44
  - delta-delta, 44
  - delta-estrella, 45
  - estrella-delta, 45
  - estrella-estrella con terciario en delta, 44
  - estrella-estrella, 44
  - T-T, 45
  - zig-zag, 45
- Contacto:
  - "a", 364
  - "aa", 365
  - "b", 365
  - "bb", 365
- Contaminación, fuentes de, 309
- Control:
  - diagrama esquemático de, 422
  - dispositivos usados en, 423
  - local de, 421
  - tipo de, 425
- Coordinación de aislamiento, 250
- Corriente:
  - de cortocircuito, 34
  - nominal, 34
- Corriente:
  - galvánica, 174
  - tipo de, 174
- Cortocircuito, esfuerzo por, 179
- Cuchillas, 102
- Curva de absorción dieléctrica, 481
- Descarga parcial, 30
- Detectores de calor, 355
- Diagrama:
  - esquemático de protección, 358
  - unifilar, 3, 240, 274
- Disparo por baja frecuencia, 436
- Dispositivo de sincronización, 436
- Dispositivos de alarma, 427, 4455
- Distancias eléctricas, 274
  - minimas de seguridad, 279
  - de seguridad, 279
- Efecto:
  - corona, 21, 33
  - magnitud del, 157
  - de proximidad, 172
  - superficial, 172
- Especificaciones, 39
- Factor de disipación, 486
- Frecuencímetros, 407
- Frente de onda, 48
- Fusibles, tipos de, 105
- Herrajes en barras conductoras, 134
- Incendio, protección contra, 341
- Interruptores, 83
- Lista material, 247
- Margen de protección, 256
- Medición, 405
- Megger, 484
- Método electrogeométrico, 258
  - de bayonetas, 270
  - de Bewley, 264
- Módulo, 240
- Normalización, 37
  - integral, 38
  - a nivel:
    - de empresa, 38
    - internacional, 38
    - nacional, 38
- Onda completa, 48
  - a tensión reducida, 48
- Onda cortada (Chopped), 48
- Onderdonk, ecuación de, 208
- Osciloperturbógrafos, 424
- Pararrayos, 244
  - autovalvulares, 71-72
  - cuernos de arqueo, 70
  - de óxidos metálicos, 70, 74

- Placa de características, 44
- Potencial:
  - de la red de tierra, 213
  - transferido, 195
- Potenciales de transferencia, 214
- Precisión:
  - para medición, 53
  - para protección, 54
- Presión del viento, 180
- Probador de aceite, 488
- Protección, sistemas de, 373
  - diferencial, 381
  - de hipopiloto, 382
  - de onda portadora, 383
  - primaria, 374
  - remota, 375
  - de respaldo local de interruptor, 376
  - secundaria, 375
- Pruebas:
  - de campo, 480
  - mínimas, 46
- Puesta en servicio de la instalación, 479
  
- Radiointerferencia, 161
- Reactores, 111
- Recierre automático en alimentadores aéreos, 434
- Recierre:
  - en alimentadores aéreos, 434
  - automático, 101
  - monofásico, 102
- Red de tierra, 193
- Registadores de eventos, 424
- Regulador de tensión, 440
- Relevador:
  - de estado sólido, 363
  - estático, 363
  - de gas (Buchholz), 42
  - pendiente de, 367
- Relevadores, 360, 363
- Resistencia:
  - del arco, 94
  - de contacto, 85
  - del cuerpo humano, 195
- Rigidez dieléctrica del aceite, 488
- Sistema de mando:
  - con lámparas normalmente apagadas, 429
  - con lámparas roja y verde, 427
- Sobretensiones, 241
  - por maniobra, 241
  - a tierra, 241
- Subestación:
  - eléctrica, localización de, 1
  - en gas, 118
  - protección de una, 357
  - sistema de control de una, 421
  - tableros de una, 465
  
- Tablero, 43
  - de doble frente, 466
  - perforación para los aparatos de, 473
  - principal, 473
  - secundario, 475
  - de un solo frente, 465
  - tipo mosaico, 467
- Tableros, 465
  - casetas de, 307
  - edificio para, 294
- Tanque:
  - conservador, 42
  - hidroneumático, 346
- Telecontrol, 422
- Temblores de tierra, 183
- Tensión:
  - crítica de flameo, 26
  - de restablecimiento, 85
- Tensiones:
  - de contacto, 194
  - normalizadas, 3
  - de paso, 194
  - de transferencia, 194
- Tipos de fallas en interruptores:
  - evolutiva, 100
  - kilométrica, 99
- Tipos de señalización, 426
- Transformador, 40
  - bastidor del, 41
  - bobinas del, 40
  - cambiador de derivaciones del, 41
  - núcleo del, 40

510 ÍNDICE

Transformadores:

de corriente, 50, 124, 419  
de enfriamiento de los, 42  
de medición, 51  
mixtos, 51  
de potencial, 49, 56, 123, 420  
de protección, 51

Válvulas, 43

Varhorímetros, 412

Vármetros, 410

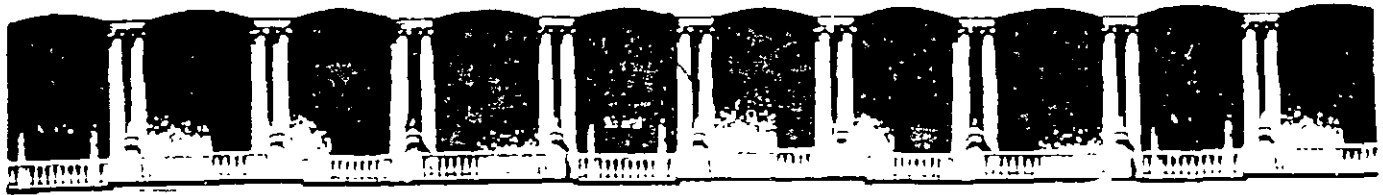
Vóltmetros, 407

Wattorímetros, 410

Wáttmetros, 409

KCB<sup>2</sup>





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

**CURSO ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

**MÓDULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**DISEÑO DE BARRAS Y DIMENSIONAMIENTO DE SUBESTACIONES**

**EXPOSITOR: ING. JOSE RAÚLL MARTÍN  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 2000**

# DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSION

José Raúl Martín, Jefe del Departamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, U.N.A.M.

## I. INTRODUCCION

Las subestaciones representan los puntos de conexión entre las diferentes partes de que constan los sistemas eléctricos de potencia. Son los nodos de un sistema y a su vez los buses son los nodos de las subestaciones. Los circuitos conectados a las barras pueden ser: generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de reactores o capacitores, etc.

En una subestación se pueden tener varios juegos de buses, cada uno de ellos con tensiones diferentes.

El presente trabajo está enfocado a obtener las distancias entre los soportes de cada barra, en una fase, y las distancias entre fases diferentes y entre fase y tierra.

También se muestran las fórmulas utilizadas para el cálculo de las alturas de

**RESUMEN**

El propósito de este artículo es resumir en unas cuantas páginas los materiales y fórmulas necesarios, que se utilizan en el diseño y construcción de las barras colectoras (buses) de las instalaciones eléctricas de alta tensión.

Muchos de los puntos tratados aquí, se encuentran dispersos en la literatura técnica especializada, y su búsqueda presenta ciertas dificultades para aquellos que no tienen la experiencia adecuada en este campo.

los buses sobre el nivel del suelo, de la altura de remate de las líneas de transmisión que llegan a la subestación, así como el cálculo de las distancias de seguridad que se requieren para los trabajos de mantenimiento o construcción.

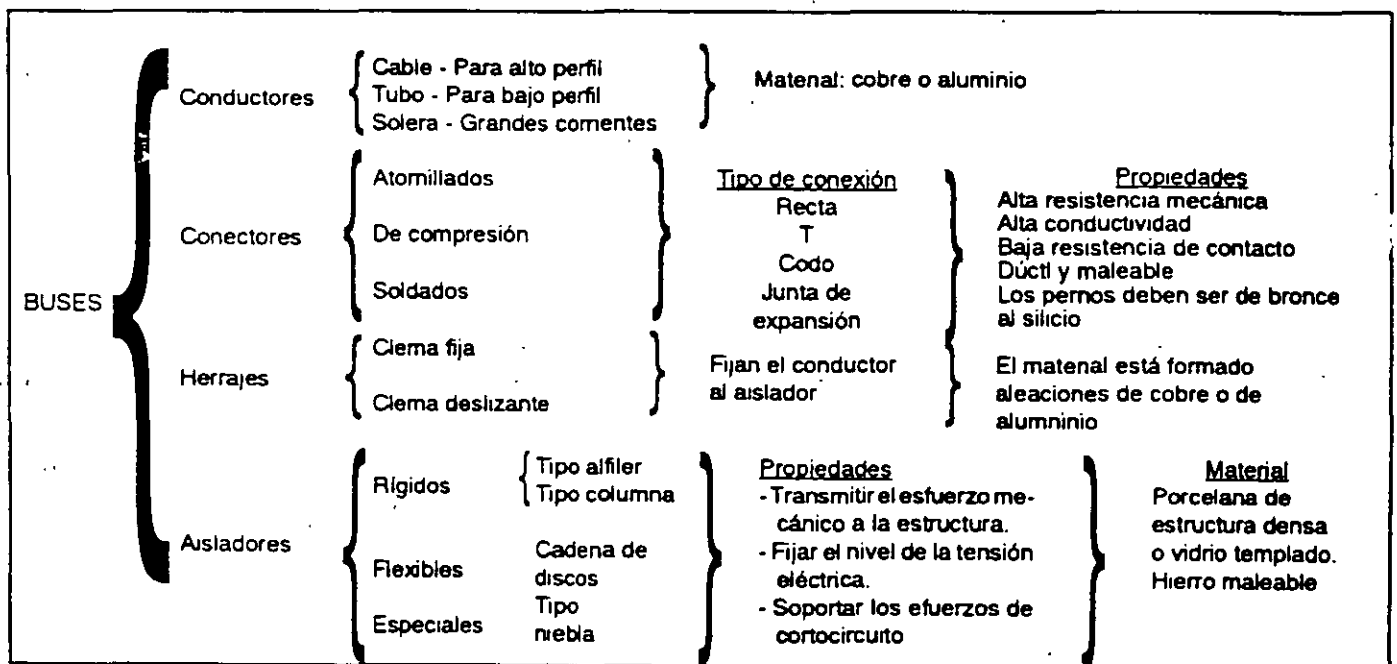
## II. DEFINICION

Bus es el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como co-

nexión común, de los diferentes circuitos de una misma tensión eléctrica, que entran y salen de una subestación.

## III. ELEMENTOS DE UN BUS

A continuación se muestran en forma resumida, los diferentes elementos que entran en la composición de un bus, con sus diferentes propiedades mecánicas y eléctricas.



**IV. DISTANCIAS ENTRE PARTES VIVAS**

- a) Distancias a tierra y entre conductores
- b) Altura del primer nivel de buses
- c) Altura del segundo nivel de buses
- d) Altura de remate de las líneas de transmisión
- e) Distancias de seguridad.

**a) Distancias a tierra y entre conductores**

El punto de partida para obtener, en aire, la distancia mínima entre los conductores de un sistema trifásico, se inicia con el cálculo de la distancia mínima permitida de fase a tierra. Para ello se utilizan los conceptos experimentales que a continuación se mencionan y que tienen como origen el estudio de las sobretensiones en los sistemas eléctricos. Para los sistemas con tensiones nominales inferiores a 200 KV, tienen más peso las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, mientras que para los sistemas con tensiones superiores a 200 KV, las sobretensiones que tienen mayor peso son las originadas por los impulsos debidos a la operación de los interruptores de la subestación.

El cálculo de la distancia se inicia a partir de los siguientes conceptos.

- Tensión crítica de flameo (TCF). Es la tensión entre dos electrodos (placa-varilla) que presenta una probabilidad de flameo de 50%.

La relación entre la tensión crítica del flameo (TCF) y el nivel básico de impulso (NBI) para una probabilidad de falla de 10%, está dada, en forma experimental, por la relación

$$NBI = 0.961 (TCF)$$

de donde

$$(TCF) = \frac{NBI}{0.961} \quad \text{El NBI y la TCF están dados al nivel del mar.}$$

Para altitudes superiores a 1000 m sobre el nivel del mar (m.s.n.m.) la fórmula corregida por altitud queda:

$$(TCF) = \frac{(NBI)}{0.961 \times \delta} \quad \delta = \text{Factor de densidad del aire}$$

Ejemplo: Sea el caso de un sistema de 230 KV entre fases. Calcular la tensión crítica de flameo en la ciudad de México, o sea:

$$(TCF) = \frac{1050}{0.961 \times 0.86} = 1270 \text{ KV}$$

donde

- NBI = 1050 KV - Por norma, al nivel del mar
- $\delta = 0.86$  - Factor de densidad del aire en México, D.F.

- Impulso por descarga atmosférica. La relación entre la TCF de diseño y la distancia dieléctrica entre electrodos (por rayo), utilizando un gradiente de tensión entre 500 y 600 KV/cm. (Por norma se utiliza el promedio o sea 550 KV/cm) viene dada por:

$$(TCF)_{\text{diseño}} = 550 \times d_{LL} \times \delta$$

en donde

- $d_{LL}$  = distancia de fase a tierra
- $\delta$  = factor de densidad del aire

Despejando  $d_{LL}$

$$d_{LL} = \frac{(TCF)_{\text{diseño}}}{550 \times \delta}$$

En el ejemplo anterior

$$(TCF)_{\text{diseño}} = \frac{1050}{0.961} = 1092.6 \text{ KV}$$

$$d_{LL} = \frac{1092.6}{550 \times 1} = 1.98 \text{ m (desde el nivel del mar hasta 1000 m de altura } (\delta=1)$$

Para altitudes superiores a 1000 m.s.n.m. se aplica la fórmula

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 \left( \frac{h - 1000}{100} \right) d_{1000}$$

suponiendo una altura de 2500 m.s.n.m., la distancia mínima de fase a tierra será:

$$d_{LL} = 1.98 + 0.0125 \left( \frac{2500 - 1000}{100} \right) 1.98 = 2.35 \text{ en lugar de } 1.98 \text{ m}$$

- Impulso por maniobra. La relación entre la tensión crítica de impulso (TCI) y la distancia dieléctrica, viene dada por la expresión

$$TCI = \frac{NBI}{0.922 \times \delta}$$

La distancia de fase a tierra está dada por:

$$d_{LL} = \frac{8 \times (TCI)}{3400 K - TCI}$$

En donde K es el factor de electrodo. (K = 1.35 para el caso de la distancia de un conductor de fase a la estructura conectada a tierra)

- Distancias entre buses rígidos (tubo). Para una tensión nominal de 230 KV entre fases

$$TCI = \frac{1050}{0.92} = 1138.8 \text{ KV (al nivel del mar)}$$

$$d_{LL} = \frac{8 \times 1138.8}{3400 \times 1.35 - 1138.8} = 2.64 \text{ m (al nivel del mar)}$$

para una altitud de 2500 m ( $h = 2500$  m.s.n.m.)

$$d_{tt} = 2.64 + 0.0125 \text{ m} \left( \frac{2500 - 1000}{100} \right) 2.64 = 3.135 \text{ m}$$

La distancia mínima entre fases, de acuerdo con la norma CEI, sección 6.4, Pub. 71A viene dada por:

$$d_{tt} = 1.15 d_{tt}$$

Para nuestro caso

$$d_{tt} = 1.15 \times 3.135 = 3.61 \text{ m} \quad (\text{distancia mínima entre partes vivas de fases diferentes})$$

En la práctica la distancia entre fases es de:

- 1.5  $d_{tt}$  - en 230 KV
- 1.8  $d_{tt}$  - en 400 KV

Las distancias entre los ejes geométricos de los conductores de fases diferentes, o entre el eje de un conductor de fase y tierra se fijan sumando a las respectivas distancias mínimas el diámetro exterior del conductor.

- Distancias entre buses flexibles (cable). Para el caso de buses de cable se toman en cuenta los desplazamientos por viento o sismo, de tal manera que las distancias mínima de diseño se expresan así:

$$d_{tt} = (\text{De } 1.8 \text{ a } 2.0) \times d_{tt} \quad \text{para tensiones de } 34.5 \text{ a } 230 \text{ KV}$$

$$d_{tt} = (\text{De } 2.0 \text{ a } 2.5) \times d_{tt} \quad \text{para tensiones superiores a } 230 \text{ KV}$$

En ambos casos, el valor inferior es para claros menores de 40 m y el superior para claros mayores.

### b) Altura del primer nivel de buses

Se utilizan las siguientes expresiones de la figura 1:

$$h_p = 2.3 + 0.0105 \text{ KV}_{\text{redondeo}} \quad (\text{hasta } 1000 \text{ m.s.n.m.})$$

para altitudes superiores a 100 m.s.n.m.

$$h_p = h_{1000} + (0.0125 \left( \frac{h_p - 1000}{100} \right) h_{1000})$$

Para el caso de voltajes de distribución  $h_p$  nunca deberá ser menor de 3 m.

### c) Altura del segundo nivel de buses

Se utilizan las siguientes expresiones (Fig. 1):

$$h_b = 5 + 0.0125 \text{ KV}_{\text{redondeo}} \quad (\text{hasta } 1000 \text{ m.s.n.m.})$$

Para alturas superiores a 1000 m.s.n.m.

$$h_b = h_{1000} + [0.0125 \left( \frac{h_b - 1000}{100} \right) h_{1000}]$$

### d) Altura de remate de las líneas de transmisión

Se utiliza la siguiente expresión (Fig. 1):

$$h_L = 5 + 0.006 \text{ KV}_{\text{redondeo}} \quad (\text{hasta } 1000 \text{ m.s.n.m.})$$

Para corrección por altitudes superiores a 1000 m se utiliza la misma expresión del inciso anterior.

Para voltajes de distribución  $h_L$  nunca deberá ser menor de 6 m.

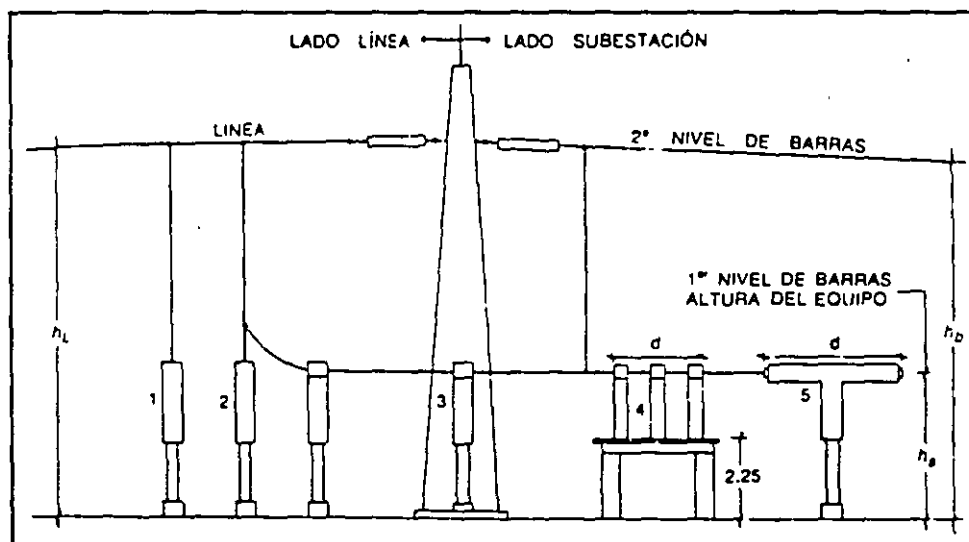


Figura 1. Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo.

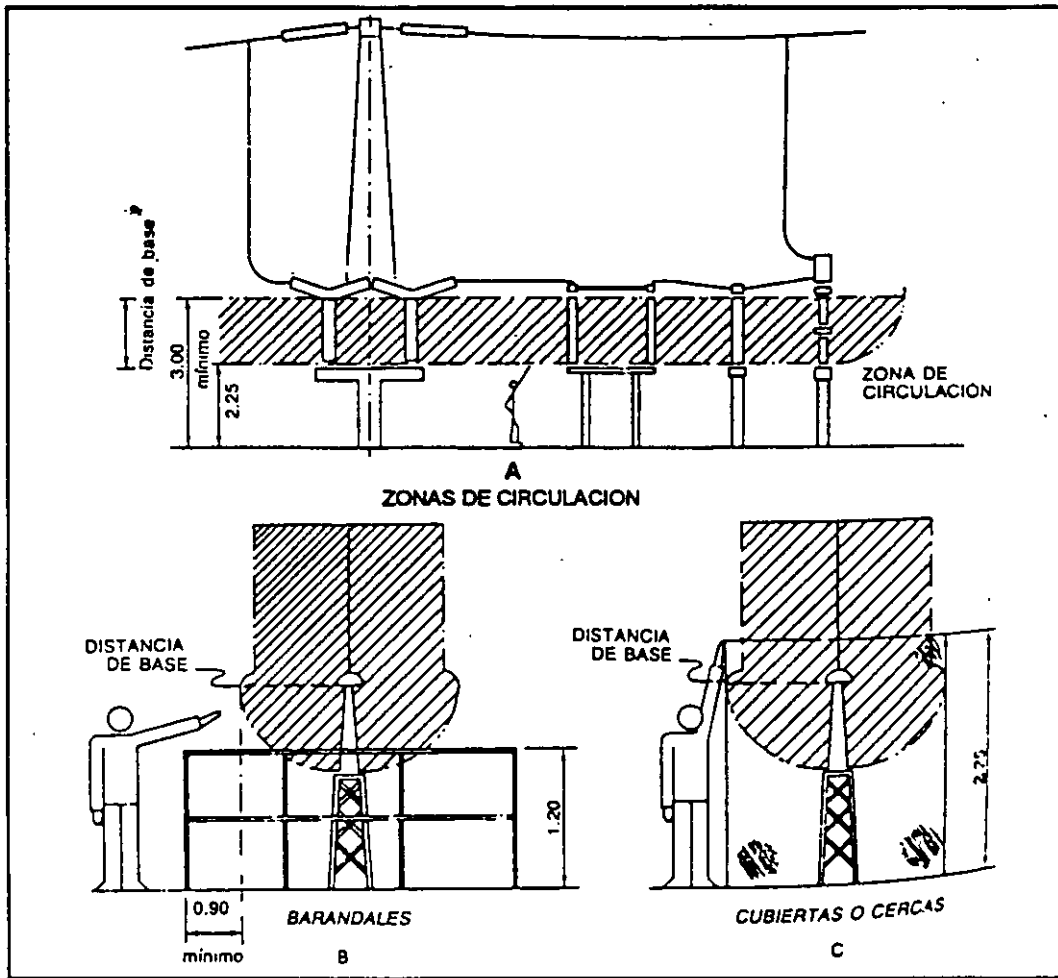


Figura 2

**e) Distancias mínimas de seguridad.**

Son los espacios que permiten efectuar maniobras y la circulación del personal de operación y mantenimiento, sin riesgo para sus vidas. Las distancias mínimas de seguridad consideran los siguientes conceptos:

1. Circulación de persona.
2. Circulación de vehículos
3. Zonas de trabajo.

**1. Circulación de personas**

En instalaciones donde no existen cercas de protección, la altura mínima de las partes vivas, desde el suelo, debe permitir la circulación del personal. Dicha altura mínima es la suma de la distancia de fase a tierra ( $d_{ti}$ ) aumentada en 2.30 m que es la altura que puede alcanzar una persona de talla media con un brazo levantado.

Las distancias mínimas se pueden expresar por medio de las siguientes fórmulas:

$$d_h = d_{ti} + 0.90$$

$$d_v = d_{ti} + 2.30$$

en donde

$d_h$  = distancia mínima horizontal a partes vivas (m)  
 $d_v$  = distancia mínima vertical a partes vivas (m)

En zonas no protegidas por cercas,  $d_v$  debe ser mayor a 3 metros. En caso de que  $d_v < 3m$ , se instalan barandales o cercas (Fig. 2)

**2. Circulación de vehículos**

En la figura 3 la distancia mínima del camión de mayores dimensiones, considerando los máximos desplazamientos de la posible pluma, viene dado por las siguientes expresiones:

$$d_h = (d_{ti} + 0.70) 2 + \text{ancho máximo del vehículo (incluye pluma)}$$

$$d_v = d_{ti} + 0.50 + \text{altura total del vehículo (incluye pluma)}$$

**3. Zonas de trabajo**

El personal de mantenimiento debe poder trabajar con seguridad total, después de desconectar los interruptores y las cuchillas de la sección que se desea desenergizar. (Fig. 4)

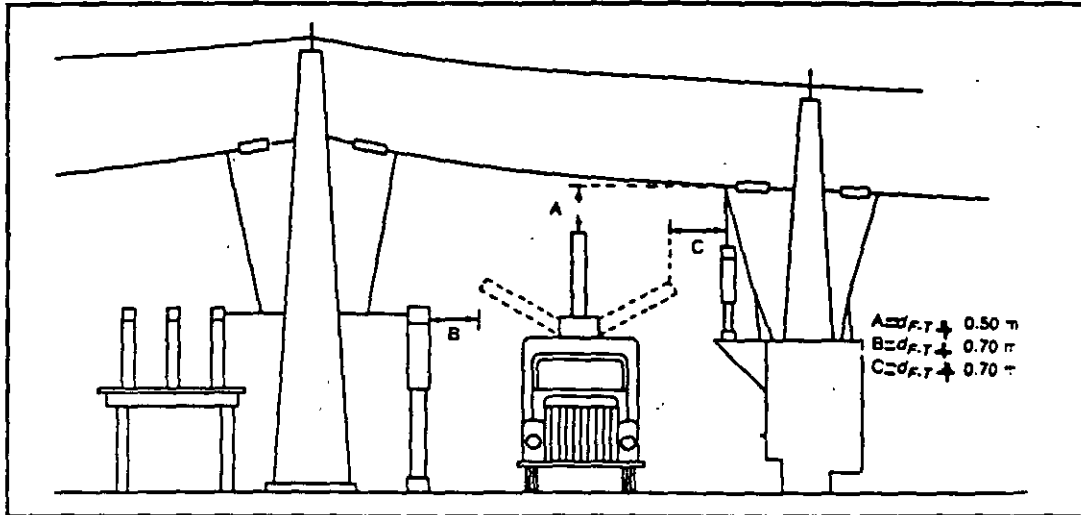


Figura 3. Distancias de vehículos a partes vivas.

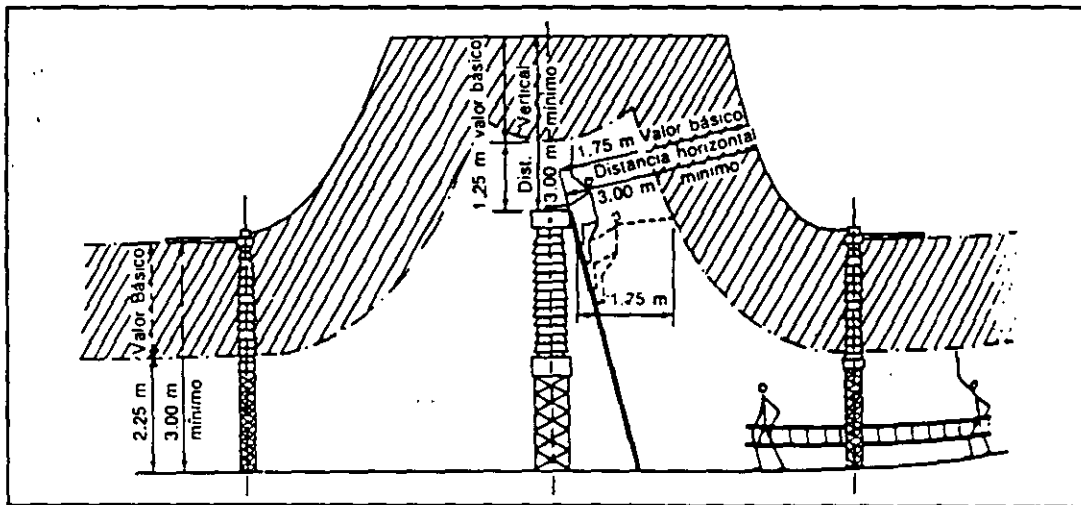


Figura 4. Distancias de seguridad en zonas de trabajo.

En casos en que no se puedan lograr las distancias mínimas, se construyen barreras aislantes.

En ningún caso la distancia total debe ser inferior a 3 m. Como resumen de lo anterior, a continuación se muestra la Tabla 1.

### V. DISEÑO DE BUSES

El cálculo de las barras colectoras, incluye el análisis de las diferentes cargas estáticas y dinámicas, así como diversos factores que también intervienen, como son efecto corona, vibraciones, contaminación, etc.

Tensión nominal del sistema	Nivel de aislamiento al impulso a 2300 m	Distancia de base (distancias mínimas de fase a tierra a 2300 m)	Zonas de circulación del personal		Zonas de trabajo del personal			
			Distancia adicional	Altura mínima de partes vivas	Distancia adicional	Distancia mínima horizontal	Distancia adicional	Distancia mínima vertical
kV	kV	m	m	m	m	m	m	m
23	125	0.282	2.25	3.00	1.75	3.00	1.25	3.00
85	450	1.177	2.25	3.43	1.75	3.00	1.25	3.00
230	900	2.507	2.25	4.76	1.75	4.26	1.25	3.76
400	1425	3.759	2.25	6.01	1.75	5.51	1.25	5.01

Tabla 1. Distancias de seguridad, según diferentes casos y tensiones

A continuación se indican los diferentes elementos de diseño y las fórmulas que los relacionan:

Las cargas son:

ESTATICAS

Peso del conductor rígido + hielo

$$\left\{ \begin{aligned} F &= \frac{L}{150} \text{ - dos apoyos} \\ F &= \frac{L}{200} \text{ más de dos apoyos} \end{aligned} \right.$$

$$F = \frac{L}{150} = \frac{5 W_T L^3}{384 E I} \text{ - Viga con dos apoyos}$$

$$F = \frac{L}{200} = \frac{2 W_T L^3}{384 E I} \text{ - Viga con tres apoyos}$$

$$F = \frac{L}{200} = \frac{W_T L^3}{384 E I} \text{ - Viga > tres apoyos}$$

$F$  = Flecha (Pg)  
 $W_T$  = Peso total (LB)  
 $L$  = Claro (Pg)  
 $E$  = módulo elasticidad (LB/PG<sup>2</sup>)  
 $I$  = momento inercia (PG<sup>4</sup>)

El bus puede ser:

HORIZONTAL

A B C  
 . . .

6

VERTICAL

A .  
 B .  
 C .

DINAMICAS

1. Expansión térmica - Produce esfuerzos sobre los aisladores
2. Mecánicas - Producidas por: asentamientos, sismos, vientos  
 Limitadas por: apoyos deslizantes + juntas expansión

3. Electromagnéticas producidas por esfuerzos de cortocircuito (Fcc)

- Se pueden disminuir por:
1. Separar más las fases (D)
  2. Disminuir el claro (L)
  3. Disminuir la Icc. Usar reactores en el neutro

$$F_{cc} = \frac{27.6 I_{cc}^2 \times L \times 10^{-7}}{D}$$

$F_{cc}$  - fuerza de cortocircuito (LB)  
 $I_{cc}$  - corriente de cortocircuito (AMP)  
 $L$  - claro (Ft)  
 $D$  - separación entre fases (PG)

	Fórmula	Presión (Kg/cm <sup>2</sup> )	Velocidad del viento		
1. Tubo - P=0.075 V <sup>2</sup>	P= 39		Ft/s	km/hr	m/s
			75	82	22.8
4. Viento	2. Cable - P=0.050 V <sup>2</sup>	P= 26	Ft/s	km/hr	m/s
			75	82	22.8
	3. Solera - P=0.125 V <sup>2</sup>	P= 60	Ft/s	km/hr	m/s
			75	82	22.8

5. Sismo

Empuje lateral =

Peso por el factor de aceleración de la gravedad (Fg) en %

$F_g$  - 0.25 Terreno sólido  
 $F_g$  - 0.3 Terreno transición  
 $F_g$  - 0.35 Terreno lacustre

Factores principales que intervienen en el diseño de buses

}

**1. Efecto corona**  
(se origina cuando el gradiente de tensión en el conductor es superior al que soporta el aire).

}

**2. Factores que influyen**

- Zumbido y resplandor
- Diámetro del conductor
- Rugosidad superficial del conductor
- Humedad ambiente
- Altura sobre el nivel del mar

}

**3. Cálculo**

$V_c = 69 M \delta^{2.5} (1-0.07R) R \log \frac{DMG}{RMG}$  (para 1 conductor/fase)

$V_c = 69 M \delta^{2.5} (1-0.07r) \left[ 1 - \frac{(N-1)r}{R} \right] Nr \cdot \log \left[ \frac{DMG \cdot \frac{2HMG}{\sqrt{4(HMG)^2 - (DMG)^2}}}{RMG} \right]$  (para más de un conductor por fase)

$M = M_f \cdot M_s$

$M_f = \begin{cases} 1 & \text{- Sección circular} \\ 0.9 & \text{- Cables de 12 a 30 hilos en capa exterior} \\ 0.85 & \text{- Cables de 6 hilos en capa exterior} \end{cases}$

$M_s = \begin{cases} 0.9 & \text{- Cables nuevos y limpios} \\ 0.8 & \text{- Cables viejos} \\ 0.7 & \text{- Cables viejos y sucios} \end{cases}$

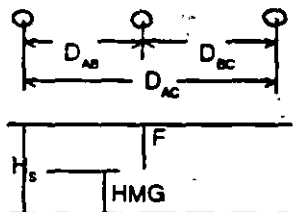
$\delta = \frac{3.92 \times b}{273 + T}$

$DMG = \sqrt{D_{AB} \times D_{AC} \times D_{BC}}$

$RMG = \sqrt[4]{NrR^{(N+1)}}$

$HMG = \sqrt{H_A \times H_B \times H_C}$

$C_s = \frac{\sqrt{3} V_c}{V_N} > 1$



$HMG = H_s - 0.7 F$

}

**2. Vibración**

- 1. Alta frecuencia y baja amplitud - son las más destructivas
- 2. Baja frecuencia y gran amplitud

Disminuyen con:

- 1. Usar material blando
- 2. Disminuir tensión mecánica
- 3. Usar varillas protectoras
- 4. Usar amortiguadores

}

**3. Corrosión**

- 1. Atmosférica - Capa delgada de óxido en Cu y Al  
- Aumenta la resistencia de contacto
- 2. Galvánica - Se produce por acción electroquímica de dos metales diferentes en presencia de un electrolito.  
Prevención:
  - 1) Usar pastas
  - 2) Estañar
  - 3) Usar placas bimetálicas
  - 4) Soldar Cu con Al.

Revista Ingeniería LXIII 2/4 1993

155



**NOMENCLATURA**

- D = Distancia entre centros de fases (m)
- H = Altura media de una fase (m)
- H<sub>s</sub> = Altura en el soporte (m)
- F = Flecha (m)
- V<sub>o</sub> = Tensión crítica disruptiva (Volt)-Tensión a la que se inicia el efecto corona.
- M = Factor superficial
- M<sub>i</sub> = Coeficiente de forma
- M<sub>s</sub> = Coeficiente de la superficie
- b = Presión atmosférica (Bars)
- T = Temperatura (°C)
- r = Radio del conductor (cm)
- N = Número de conductores por fase
- R = Radio del círculo (cm) sobre el que están los N conductores
- DMG = Distancia media geométrica (m)
- RMG = Radio medio geométrico (m)
- HMG = Altura media geométrica (m)
- C<sub>s</sub> = Coeficiente de seguridad

**PRESION POR VIENTO**

La presión por viento sobre cualquier tipo de conductor produce una fuerza en el empotramiento (cantilever) de los aisladores dada por la expresión:

$$F'_v = P' \times L' \times d'$$

F'<sub>v</sub> = Fuerza del viento en kg  
 P' = Presión del viento en kg/m<sup>2</sup>  
 L' = Longitud del claro en m  
 d' = Diámetro exterior del conductor en m

En el sistema inglés, para tubo, la presión del viento es:

$$P = 0.075 \times \frac{2.205}{(10.76)^2} V^2 = 1.43 \times 10^{-3} V^2$$

y la fuerza del viento:

$$F_v = P \times L \times d$$

d = Diámetro exterior del conductor en ft  
 F<sub>v</sub> = Fuerza por unidad de longitud en lb/ft  
 P = Presión en lb/ft<sup>2</sup>  
 V = Velocidad del viento en ft/seg  
 L = Claro en ft

Para calcular la resistencia mecánica de un aislador en su empotramiento (cantilever) se considera la suma de las fuerzas de cortocircuito, más viento y más sismo, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$F_{max} = F_{cc} + F_v + F_s = \frac{R_A}{1.25}$$

En realidad puede ser F<sub>cc</sub> + F<sub>v</sub> ó F<sub>cc</sub> + F<sub>s</sub>, utilizando el valor más alto de F<sub>v</sub> o F<sub>s</sub>, pues es improbable que ocurran

simultáneamente un sismo y un ciclón. Sustituyendo valores se obtiene:

$$\frac{R_A}{1.25} = \left( \frac{27.6 \times 10^{-7} d^2 \alpha}{D} + \frac{1.43 \times 10^{-3} d \times V^2}{12} + W \times Fg \right) L$$

Despejando L se obtiene la longitud máxima del claro en pies (ft)

$$L = \frac{R_A}{1.25 \left( \frac{27.6 \times 10^{-7} d^2 \alpha}{D} + 1.19 \times 10^{-4} d \times V^2 + W \times Fg \right)}$$

Otra forma útil es fijar el claro (L) y obtener la resistencia mínima del aislador (R<sub>A</sub>)

$$R_A = 1.25 L \left( \frac{27.6 \times 10^{-7} d^2 \alpha}{D} + 1.19 \times 10^{-4} d \times V^2 + W \times Fg \right)$$

En donde:

- R<sub>A</sub> - Resistencia en cantilever del aislador (Lb)
- 0.25 - Coeficiente de seguridad
- F<sub>cc</sub> - Fuerza de cortocircuito (Lb)
- F<sub>v</sub> - Fuerza del viento (Lb)
- F<sub>s</sub> - Fuerza del sismo (Lb)
- D - Separación entre fases (Pg)
- W - Peso unitario (Lb/Ft)
- F<sub>g</sub> - Factor de aceleración de la gravedad en %

**Ejemplos de aplicación:**

1. Se tiene un bus horizontal con dos conductores por fase. Separación entre fases -8 m. Voltaje entre fases -400 KV, conductor de cable "ACSR" con calibre -1113 MCM. Instalado en el Distrito Federal (presión barométrica -58.5 Pghg) Temperatura ambiente -25 °C.

Otros datos:

- Altura del soporte - H<sub>s</sub> = 21.5 m
- Radio del cable - r = 1.64 cm
- Radio del círculo equivalente - R = 22.5 cm
- Número de conductores por fase - N = 2

Se requiere saber si aparece el efecto corona.

Solución:

$$\delta = \frac{2.92 \times 58.5}{273 + 25^\circ C}$$

$$DMG = 8 \sqrt{2} = 10.08 \text{ m}$$

$$RMG = \sqrt{1.64 \times 45} = 0.086 \text{ m}$$

$$HMG = 21.5 - 0.7 \times 4 = 18.7 \text{ m}$$

La tensión crítica disruptiva:

$$V_o = 69M\delta^{2/3} (1-0.7r) \left[ 1 - \frac{(n-1)r}{R} \right] nr \text{Log}_{10} \left[ \frac{DMG}{FMG} \cdot \frac{2(HMG)}{\sqrt{4(HMG)^2 + (DMG)^2}} \right]$$

$$= 69 \times 0.81 \times 0.84 (0.885) [0.928] \times 3.2 \text{Log}_{10} [113.5]$$

$$= 130 \text{Log}_{10} 113.5$$

$$V_o = 268 \text{ KV}$$

El coeficiente de seguridad ( $C_s$ )

$$C_s = \frac{268}{\frac{400}{\sqrt{3}}} = \frac{268\sqrt{3}}{400} = 1.16$$

Por ser  $C_s > 1$  se concluye que *no hay corona*.

2. Subestación con bus horizontal de 400 KV. Potencia de cortocircuito 20,000 MKA, un conductor por fase, separación entre fases 256 pulgadas (21.3 FT). Conductores de tubo de aluminio con diámetro de 5 PG. Velocidad máxima de viento 75 Ft/seg.

En el catálogo de aisladores se escoge uno que soporta un esfuerzo en "Cantilever" de 970 lb =  $R_A$ . Calcular el claro máximo que puede soportar el bus en terreno lacustre. ( $F_g = 0.35$ ).

$$I_{cc} = \frac{20 \times 10^6}{\sqrt{3} \times 400} = 29 \text{ KA}$$

$$L = \frac{970}{1.25 \left( \frac{27.6 \times 10^{-7} \times 29000^2}{256} + 1.19 \times 10^{-7} \times 5 \times 75^2 + 5.05 \times 0.35 \right)}$$

$L = 54.5 \text{ Ft} = 16.7 \text{ m}$ . Que sería la distancia máxima entre dos aisladores de la misma fase.

3. Comprobar a partir de las cargas estáticas el claro máximo L del caso anterior, considerando el bus con más de tres apoyos (viga continua).

Solución:

Utilizando la fórmula que liga la flecha (F) con el claro (L)

$$F = \frac{L}{200} = \frac{W_T L^3}{384EI} = \frac{W_L^4}{384EI}$$

- $W_T$  = Peso total (LB =  $W_L$ )
- $W$  = Peso unitario (lb/Ft)
- $E$  = Modulo de sección (lb/pg<sup>2</sup>)
- $I$  = Momento de inercia (Pg<sup>4</sup>)

Y despejando el claro, se obtiene:

$$L = \sqrt[3]{\frac{384 EI}{200 \times W}}$$

Para el tubo de Al de 5 Pg del ejemplo anterior:

- $W = 5.05 \text{ lb/Ft}$
- $E = 10 \text{ Lb/Pg}^2$
- $I = 15.16 \text{ Pg}^4$

$$L = \sqrt[3]{\frac{384 \times 12 \times 10^7 \times 15.16}{200 \times 5.05}} = 880 \text{ P} = 73.3 \text{ Ft} = 22.5 \text{ m}$$

que es una distancia *mayor* que la del caso 2, por lo tanto la distancia máxima entre apoyos es la del caso 2 o sea  $L = 54.6 \text{ Ft} = 16.7 \text{ m}$ .

### BUSES EN GAS

Son barras que se encuentran dentro de un ducto. Están centradas por medio de aisladores, y sumergidas en un gas aislante, a una presión superior a la atmosférica, el gas puede ser aire seco o hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

Los buses se fabrican formando secciones rematadas con bridas atornillables. Las secciones pueden ser rectas, tipo T, codo, etc.

Las barras están formadas por uno o tres tubos de unos 15 cm de diámetro (1 ó 3 fases) soportadas por aisladores repartidos y apoyados en la cubierta tubular exterior, de unos 50 cm de diámetro.

El volumen entre las barras y la cubierta se llena de un gas a presión (SF<sub>6</sub>).

1) Buses en SF<sub>6</sub> Reducen las distancias entre partes vivas, Los esfuerzos de cortocircuito son mucho mayores. Fabricadas de Al o Cu. Conexiones entre harras son de tipo tulipán El efecto corona es más crítico.

2) Soportes de buses (de resina sintética)	Aislador apoyo	Funciones	<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrar las barras</li> <li>Soportar esfuerzos mecánicos</li> <li>Aislar eléctricamente</li> <li>Separan secciones de gas</li> </ul>
	Aislador barrera		

3) Envoltentes	Soldadas o fundidas	mínima cantidad de soldaduras
	Acero - Resiste más el arco	Fuelles entre secciones (dilataciones)

Aluminio - Resiste la corrosión  
 Sellos de hule entre secciones  
 Menos de 1% de pérdida de gas por año.

- 4) Aislamiento (gas)
- Aire seco {
    - Envolventes muy pesadas y voluminosas
    - Altas presiones - Arriba de 6 bar
  - SF<sub>6</sub> {
    - Distancias dieléctricas mínimas
    - Presiones menores de 5 bar
    - Envolventes ligeras
    - Contenido de humedad mínimo, se obtiene por punto de rocío (cada 6 meses). Ésta en presencia del arco produce compuestos que atacan porcelana y cementos.

5) Los buses pueden ser:

- 5-1 Monofásicos {
  - Barras de unos 15 cm de diámetro
  - Corto de fase a tierra - Nunca trifásico
  - Mayor espacio
  - Mayores pérdidas de gas
  - Envolventes no magnéticas (Al) son de unos 50 cm de diámetro
  - Se utilizan para tensiones > de 145 KV
  - El conductor no está sujeto a esfuerzos dinámicos (c.c.)

- 5-1 Trifásicos {
  - Barras de unos 15 cm de diámetro
  - Corto. Se inicia de fase a tierra y termina trifásico
  - Menor espacio
  - Menores pérdidas de gas. Es más compacto 50 % de partes móviles.
  - Los campos magnéticos se compensan
  - Envolventes pueden ser acero o Al. Son de unos 60 cm.
  - Se utilizan para tensiones < de 145 KV
  - Los esfuerzos dinámicos de cortocircuito son grandes
  - Fácil mantenimiento

- 5-3 Ventajas de los buses en gas {
  - Eliminan el peligro de contacto accidental con partes vivas
  - Mejora la seguridad y continuidad de servicio
  - En lugares de alta contaminación, se protegen los aisladores
  - Se evita la radio interferencia
  - Nivel de ruido por operación de interruptor muy bajo
  - Las subestaciones se pueden instalar en forma disfrazada o subterránea.
  - Ahorro de espacio 90%
  - Ahorro de tiempo de montaje 80%

**BUSES DE FASE AISLADA**

Son buses que van dentro de envolventes metálicas, aisladas entre si, para evitar corrientes parásitas que

producen calentamientos. El aislante es aire a presión atmosférica.

Se utilizan en salidas de grandes generadores, con tensiones del tipo de distribución. Por ejemplo, un generador de 350 MVA con salida a 20 KV, las corrientes en las barras serán de:

$$I = \frac{350000}{\sqrt{3} \times 20} = 10 \text{ KA}$$

o sea, se requiere de un conductor con una sección de unas 10 Pg<sup>2</sup>.

**VI. CONCLUSIONES**

De lo anteriormente expuesto se puede resumir que para el diseño de un sistema de buses para alta tensión. Los puntos principales son:

1. Calcular las distancias mínimas de fase a tierra o entre fases, en función de las sobretensiones máximas permitidas.
2. Obtener la sección del conductor en base a la magnitud final de la corriente que va a circular por las barras.
3. Verificar que el diámetro de los conductores opere sin efecto corona, lo cual puede llevar al uso de diámetros de conductores más grandes.
4. La separación entre apoyos de una misma fase, si se utiliza tubo, puede conducir a diámetros mucho mayores que los del punto de partida, por corriente y por efecto corona.

Por lo anterior, en el diseño de los buses y para obtener el diseño más eficiente, se debe jugar con los diámetros de los conductores, con la separación entre fases, con el número de conductores por fase y sobre todo con la magnitud de la corriente de cortocircuito.

**VII. REFERENCIAS**

[1] Enríquez Harper, Gilberto "Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas", Capítulos 1, 3 y 5. Editorial Limusa.

[2] Raul Martín, José "Diseño de Subestaciones Eléctricas", capítulos 2,3 y 5. Editorial Mc Graw Hill.

[3] Compañía de Luz y Fuerza del Centro, S.A. "Manual de Diseño de Subestaciones" Editado por el Departamento de Relaciones Industriales de la Compañía de Luz.



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

**MÓDULO IV: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**EQUIPO PRINCIPAL, AUXILIAR, ESPECIFICACIÓN Y NORMAS**

**EXPOSITOR: ING. PABLO SANDOVAL GONZÁLEZ  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 2000**

**DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**EQUIPO PRINCIPAL  
Y AUXILIAR**

**ING. PABLO SANDOVAL GONZÁLEZ**

# **EQUIPO PRINCIPAL DE UNA** **SUBESTACIÓN**

## **1.- TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

2.- BANCOS DE TIERRA

3.- TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS  
TRANSFORMADORES DE CORRIENTE  
TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

4.- DISPOSITIVOS DE POTENCIAL  
TRAMPAS DE ONDA

5.- CAPACITORES

6.- APARTARRAYOS

## **7.- INTERRUPTORES**

8 - CUCHILLAS

9.- FUSIBLES

10.- REACTORES

11.- BATERIAS

12.- CARGADORES DE BATERIAS

# **SISTEMA AUXILIAR DE UNA** **SUBESTACIÓN**

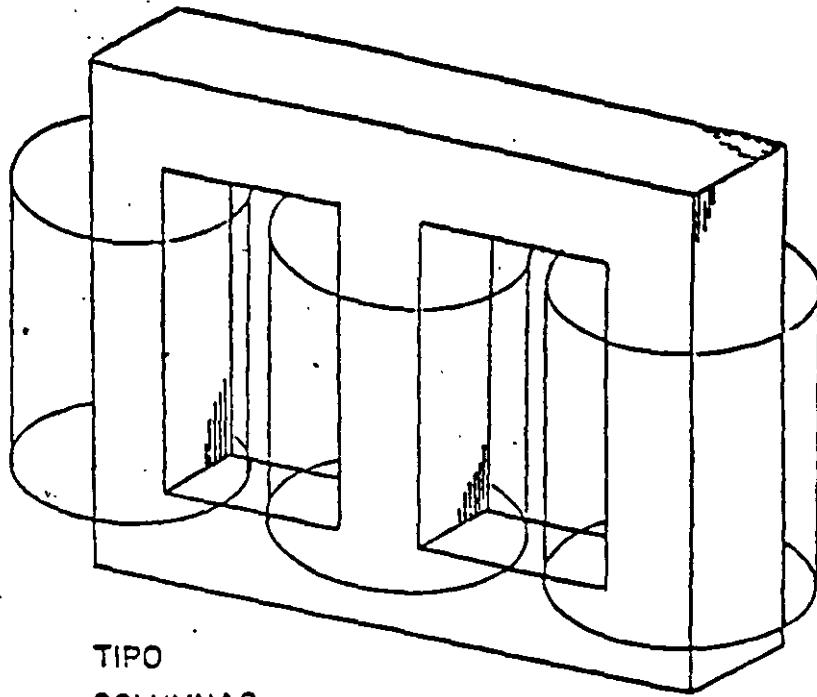
## **1.- SERVICIO DE ESTACIÓN**

**TRANSFORMADORES**  
**TABLEROS**  
**BATERIAS**  
**CARGADORES**  
**PLANTA DE EMERGENCIA**

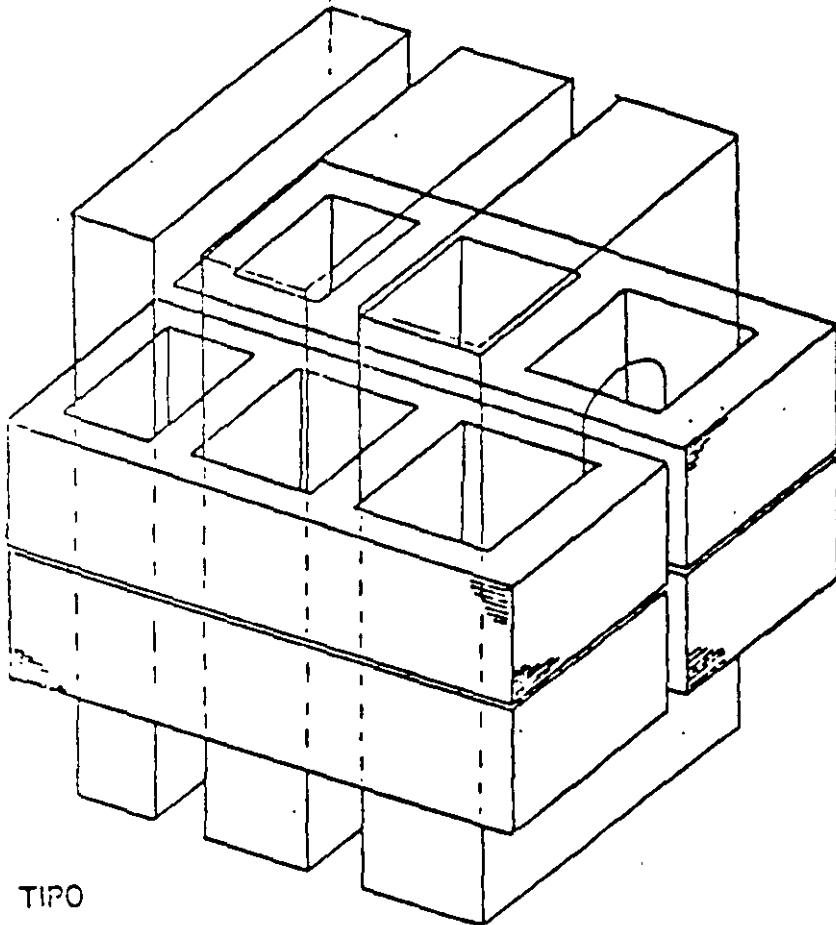
## **2.- ALUMBRADO**

## **3.- SISTEMA CONTRA INCENDIO**

## **4.- AIRE ACONDICIONADO**



TIPO  
COLUMNAS



TIPO  
ACORAZADO



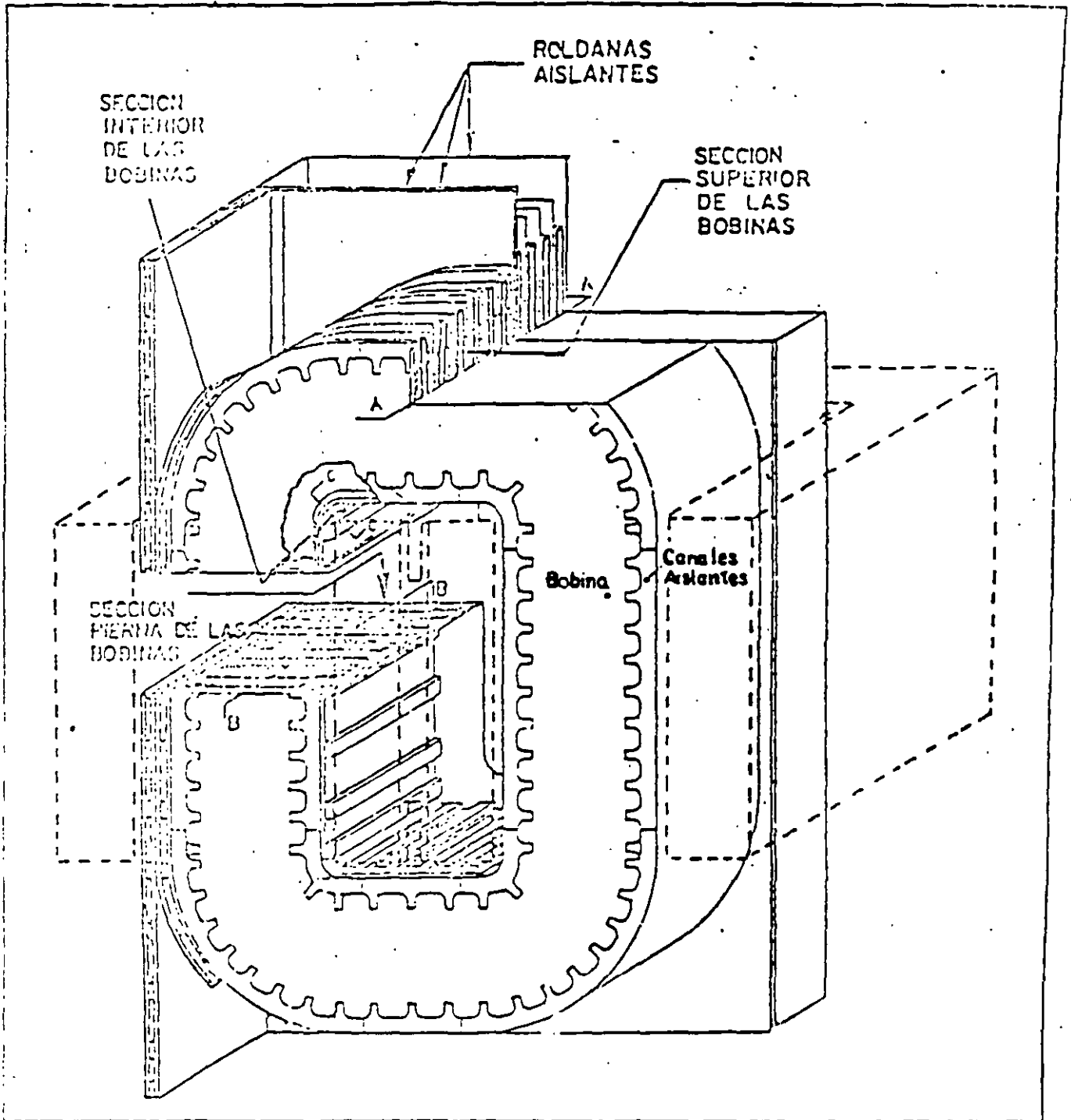


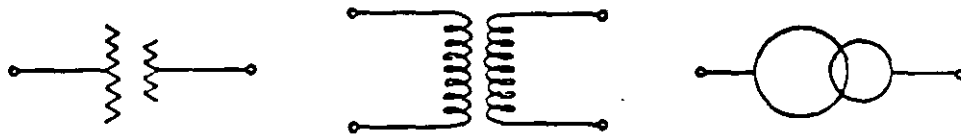
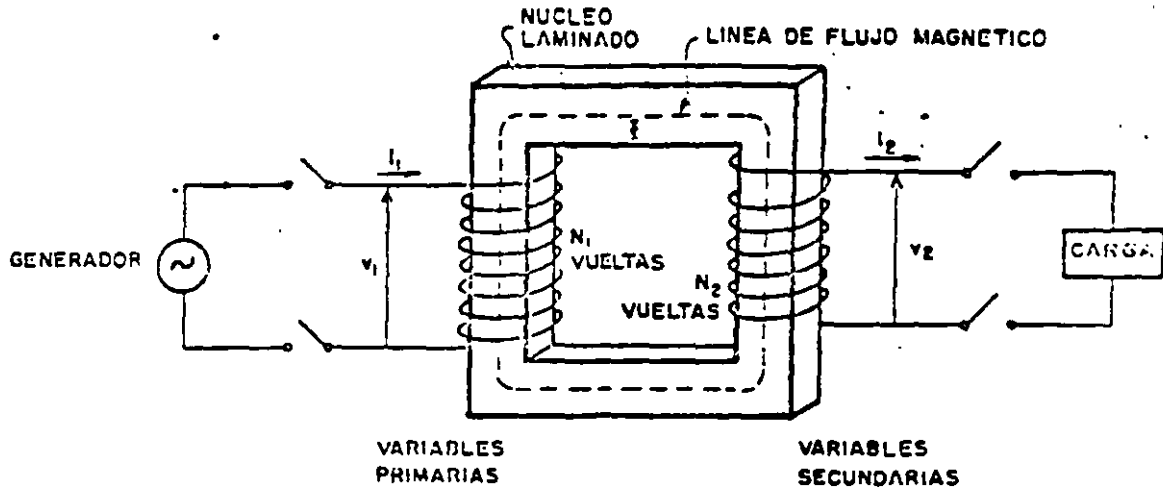
FIGURA 10 FASE TRANSFORMADOR TIPO ACORAZADO

7.4 Extracción de Agua

La utilización de un medio de transporte de

calor con menor presión de vapor que el agua, asegura una continua extracción de agua desde el calentamiento inicial hasta completar el ciclo de secado.

# EL TRANSFORMADOR IDEAL



## SIMBOLOS

1) TRANSFORMADOR SIN CARGA

$$v_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$\frac{v_1}{v_2} = a$$

2) TRANSFORMADOR BAJO CARGA

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = \mathcal{R} \cdot \phi$$

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = 0$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a}$$

$$P_1 = v_1 i_1$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$v_1 i_1 = v_2 i_2$$

3) CIRCUITO MAGNETICO

$$\phi = B \cdot A$$

FUERZA MAGNETOMOTRIZ

$$\mathcal{F} = NI$$

FUERZA MAGNETIZANTE

H amp-vuelta/cm

PERMEABILIDAD

$$\mu = \frac{B}{H}$$

$$VPT = \frac{v_1}{N_1} = 4.44 fAD \dots$$

RELUCTANCIA

$$\mathcal{R} = \frac{\mathcal{F}}{\phi}$$

IMPEDANCIA

$$V = ZI$$

$$Z = \frac{V}{I}$$

$$Z = R + jX$$

$$\mathcal{R} = \frac{HL}{BA} = \frac{l}{\mu A}$$

# CARACTERISTICAS DE TRANSFORMADORES

CAPACIDAD: ..... 300 MVA.

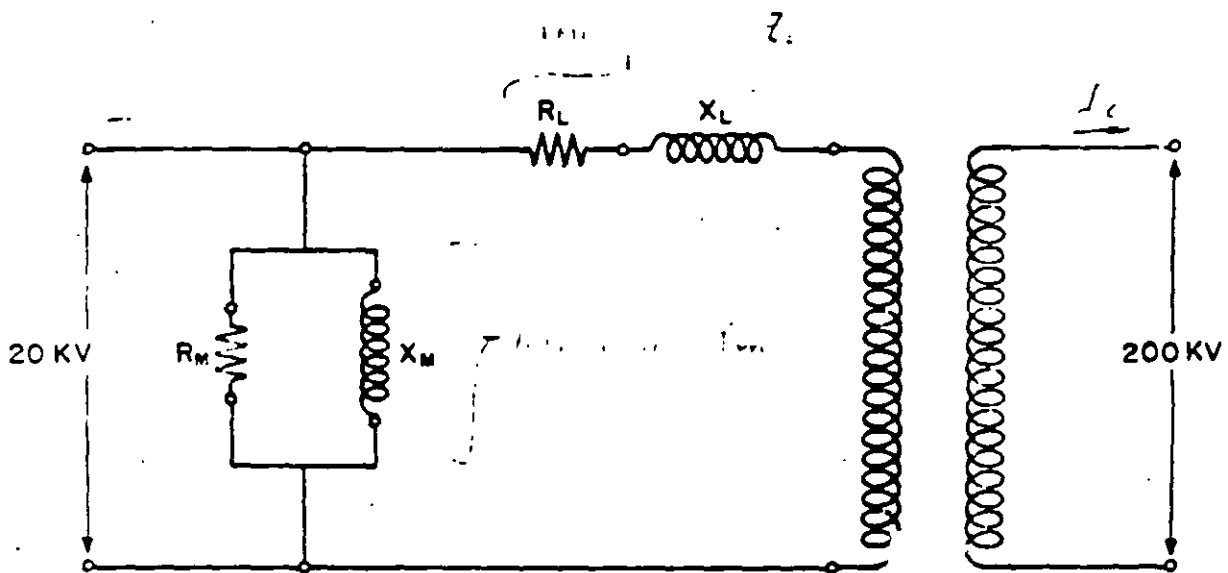
TENSIONES: ..... 345 000/20 000 VOLTS.

IMPEDANCIA: ..... 10 %

N B I: ..... 900/150 KV.

REGULACION: .....  $\pm 5\%$

CONEXIONES: ..... ESTRELLA-DELTA.



RAMA EN DERIVACION ( $R_M, X_M$ )

ASOCIADA CON EL NUCLEO

PERDIDAS

CORRIENTE DE EXCITACION

RUIDO

RAMA EN SERIE ( $R_L, X_L$ )

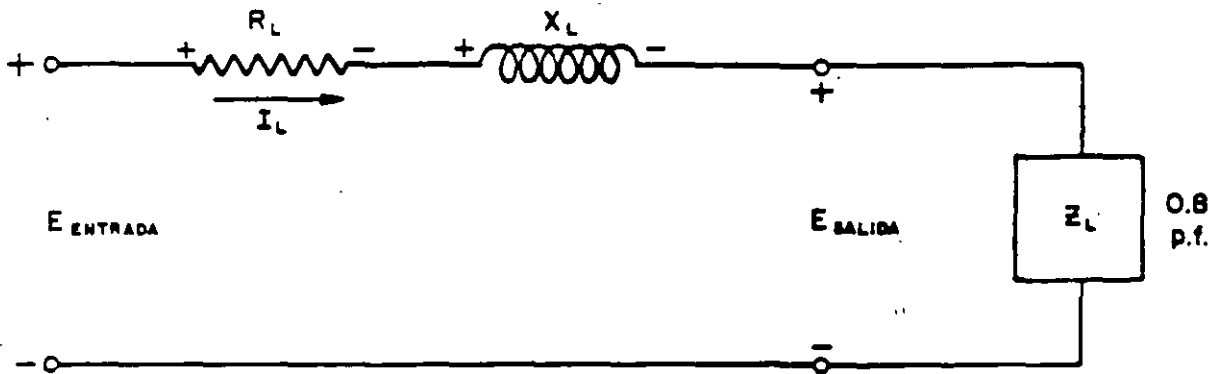
ASOCIADA CON LOS DEVANADOS

PERDIDAS

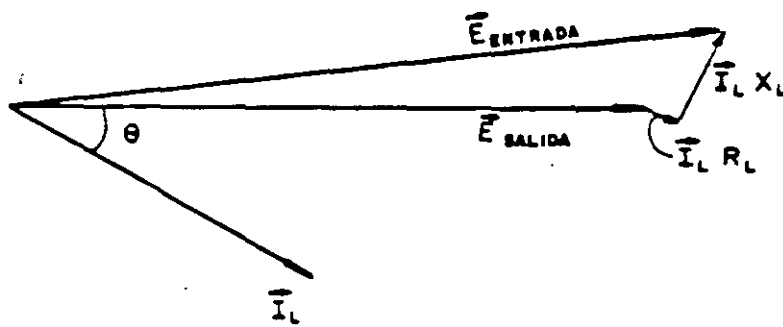
IMPEDANCIA

REGULACION

# REGULACION

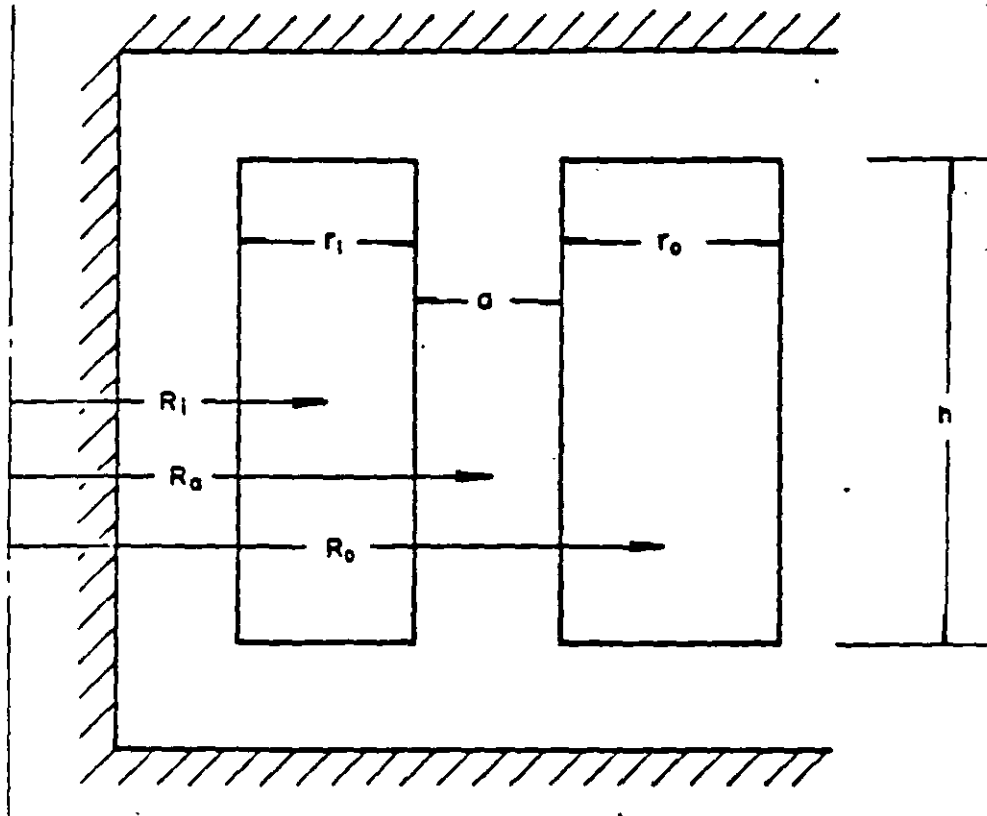


$$\bar{E}_{ENTRADA} = \bar{E}_{SALIDA} + \bar{I}_L R_L + \bar{I}_L X_L$$



$$\% \text{ REGULACION} = 100 \left[ \frac{E_{ENTRADA} - E_{SALIDA}}{E_{SALIDA}} \right]$$

## REACTANCIA EN LOS TRANSFORMADORES



AREA EFECTIVA DE FLUJO

$$\%X = 0.126 \frac{f \cdot \text{kVA/pierna}}{e^2 \cdot h} \left[ \frac{r_1 R_1}{3} + a R_a + \frac{r_2 R_2}{3} \right]$$

$$e = \text{Volts por vuelta} = \frac{E}{N}$$

$$\frac{E}{N} = Kf\phi = KfBA$$

E = Voltaje del devanado

N = Número de vueltas

$\phi$  = Flujo magnetizante total

B = Densidad de flujo

A = Area del núcleo

# EFICIENCIA

$$E F I C . = \frac{P_{SALIDA}}{P_{ENTRADA}} = \frac{P_{SALIDA}}{P_{SALIDA} + P_{PERDIDAS}}$$

EJEMPLO :             $P_{SALIDA} = 300 \text{ MW}$   
                          $R_M = 100,000 \% = 1000 \text{ pu}$   
                          $R_L = 0.5 \% = .005 \text{ pu}$

$$PERDIDAS \text{ EN VACIO} = \frac{E^2}{R_M} = \frac{1^2}{1000} = .001 \text{ pu}$$

(300 KW)

$$PERDIDAS \text{ CON CARGA} = I_L^2 R_L = 1^2 \times .005 = .005 \text{ pu}$$

(1500 KW)

$$E F I C . = \frac{P_{SALIDA}}{P_{SALIDA} + P_{PERDIDAS}} = \frac{1.0}{1.006} = .9940$$

(99.40 %)

$$E F I C . = \frac{300,000 \text{ KW}}{301,800 \text{ KW}} = .9940$$

(99.40 %)

EFFECTO DE REDUCIR LAS PERDIDAS TOTALES.

SE LOGRA :

- Incrementando la sección transversal del conductor.

EFFECTO DIRECTO :

- Se incrementa el peso del conductor.  
- Disminuyen las pérdidas con carga.

EFFECTO INDIRECTO :

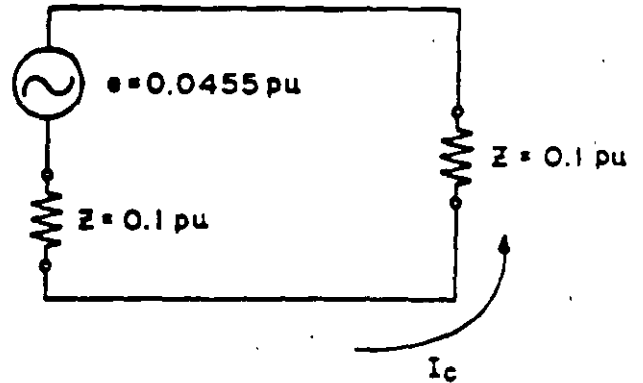
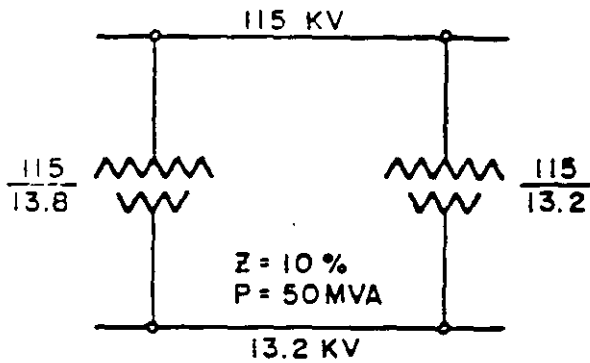
- Se incrementa el peso del núcleo  
- Se incrementan las pérdidas en vacío.

FACTORES DE CAPITALIZACION DE PERDIDAS  
TRANSFORMADORES TRIFASICOS.

CONCEPTO	MILES DE PESOS		DOLARES
	CLFC	C F E	E U A
PERDIDAS EN EL FIERRO	6 470/ KW	5 800/ KW	1500-2000/KW
PERDIDAS TOTALES	2 690/ KW	1 750/ KW	1000-1500/KW
CONSUMO DE AUXILIARES	50/ KW	—	—
CORRIENTE DE EXCITACION	40/ KVA	40/ KVA	—

# OPERACION DE TRANSFORMADORES EN PARALELO

## CASO A: DIFERENTE RELACION

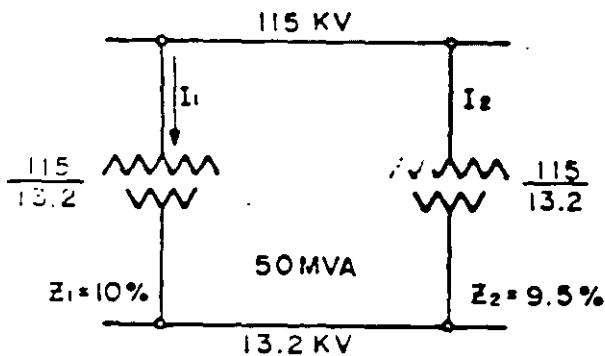


$$I_c = \frac{0.0455}{0.2} = 0.2275 \text{ pu}$$

$$= 22.75\%$$

(50 MVA Base)

## CASO B: DIFERENTE IMPEDANCIA



$$I_1 Z_1 = I_2 Z_2$$

$$0.1 I_1 = 0.095 I_2$$

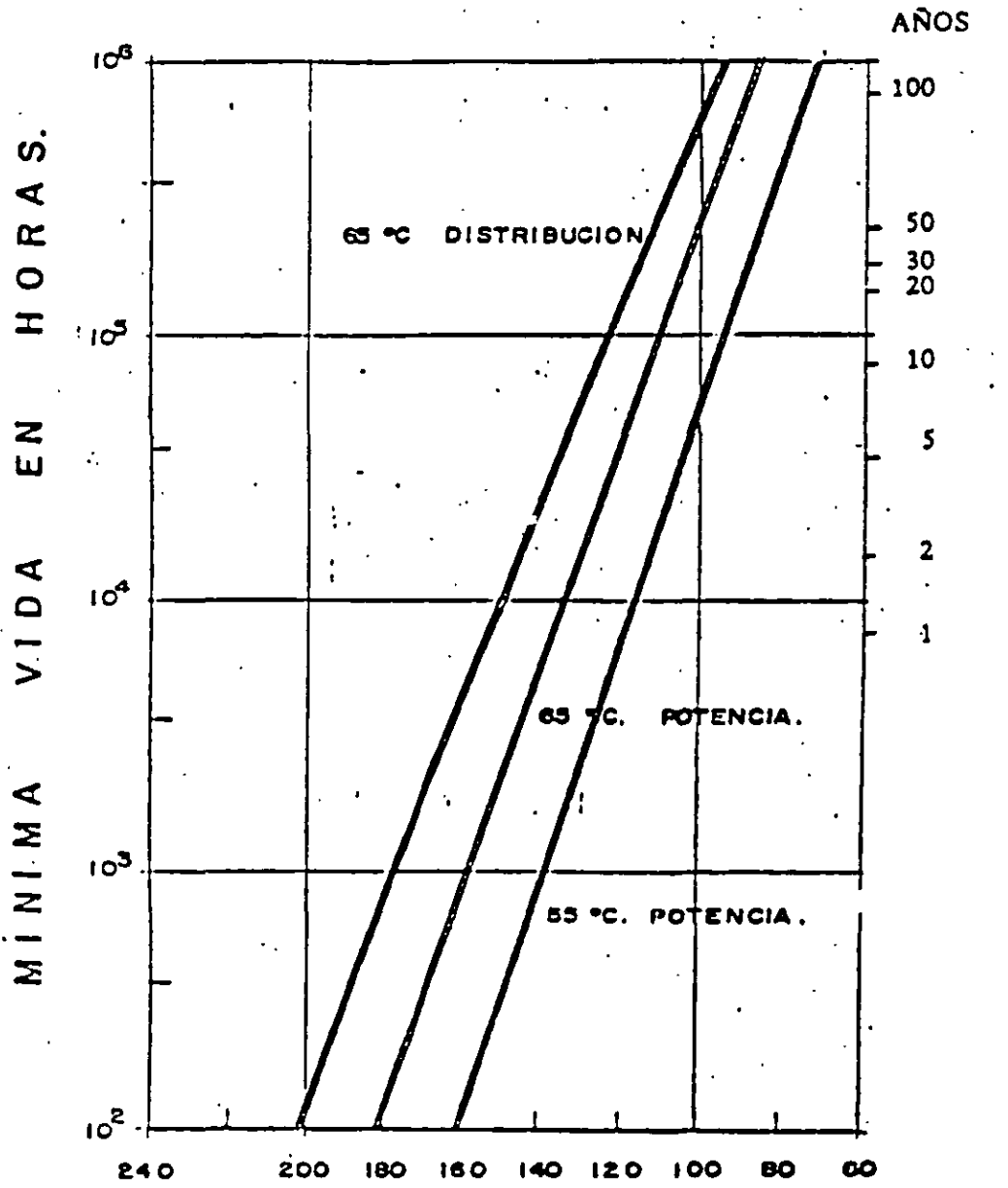
$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{0.1}{0.095} = \underline{\underline{1.05}}$$

5% DE DESBALANCE EN LA CORRIENTE A CUALQUIER NIVEL DE CARGA.



VIDA DEL AISLAMIENTO = VIDA DEL TRANSFORMADOR

# VIDA ESPERADA.



PUNTO MAS CALIENTE DEL DEVANADO - °C.

TABLA COMPARATIVA DE COSTOS DE BANCOS DE TRANSFORMADORES MONOFASICOS Y TRIFASICOS.

1).- PARA BANCOS DE 30 o 60 MVA, 85/23 o 230/ 23 KV.

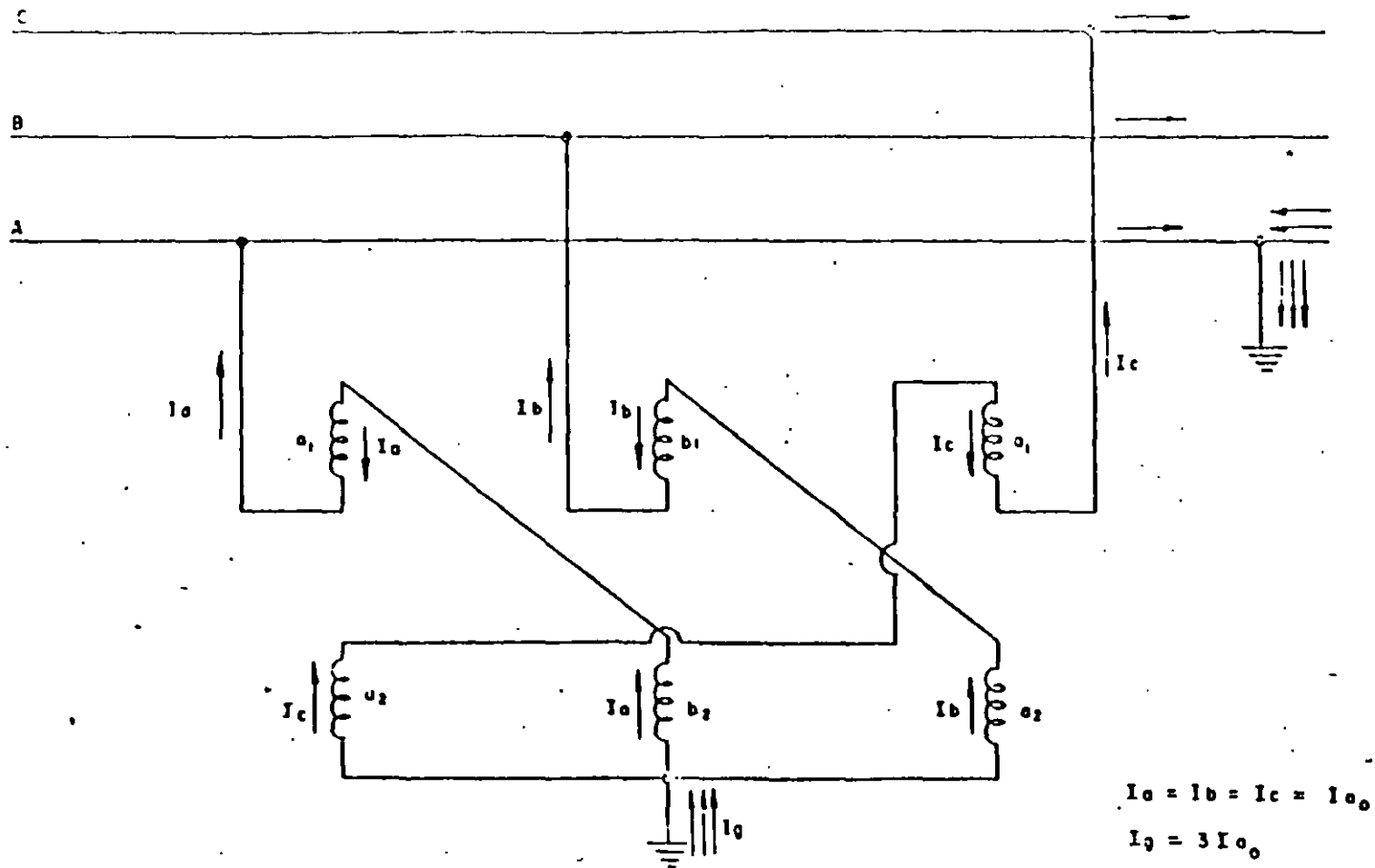
TRANSFORMADORES UTILIZADOS	CAPACIDAD MVA		COSTO DE BANCOS EN %	COSTO /MVA INSTALADO EN %	COSTO /MVA FIRME EN %
	INSTALADA	FIRME			
4 x 1 f + 1 Regulador	40	30	100	100	100
2 x 3 f	60	36	110	73	91
7 x 1 f + 2 Reguladores	70	60	100	100	100
3 x 3 f de 30 MVA	90	72	92	71	76
2 x 3 f de 60 MVA	120	72	105	61	88
10 x 1 f + 3 Reguladores	100	90	100	100	100
4 x 3 f de 30 MVA	120	96	84	70	79
3 x 3 f de 60 MVA	180	144	109	61	68

2).- PARA BANCOS DE 100 MVA, 230/85 KV.

4 x 1 f	133	100	100	100	100
2 x 3 f	200	100	118	79	118
7 x 1 f	233	200	100	100	100
3 x 3 f	300	200	101	79	101
10 x 1 f	333	300	100	100	100
4 x 3 f	400	300	94	79	94
17 x 1 f	433	400	100	100	100
5 x 3 f	500	400	91	79	91

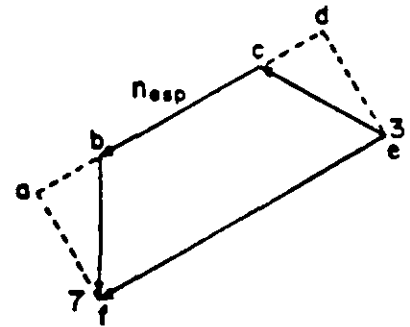
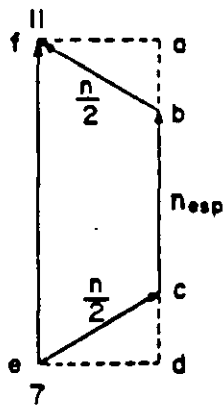
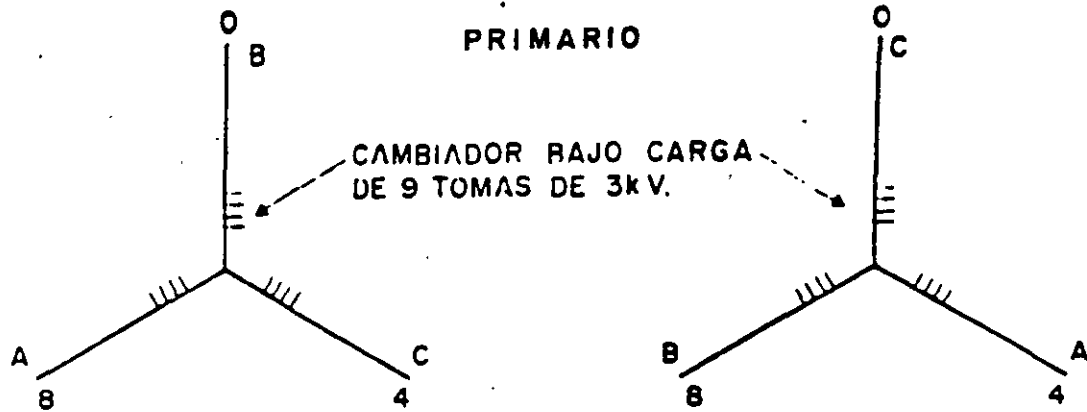
CONCURSO NACIONAL MAYOR POR TRANSFORMADORES DE POTENCIA TRIFASICA DE 60 MVA, 230/23 KV.

PARTIDA NO. 1 (3 PZAS)					
DESCRIPCION.	FABRICANTE	A	B	C	COMENTARIOS.
PRECIO LAB. FABRICA UNITARIO (MILES DE PESOS)		2.598.000	2.380.000	2.700.000	
COSTO POR PERDIDAS :					
AUXILIARES (MILES DE PESOS)		1,250	700	900	
PIERRO "		436,804	451,866	338,889	
TOTALES "		643.197	439,653	667.623	
CORRIENTE DE EXCITACION "		8,832	7,480	6,221	
TOTAL DE PERDIDAS Y CORRIENTE DE EXCITACION (MILES DE PESOS)		1,090.083	899,699	1,013,643	
PRUEBAS POR UNIDAD (MILES DE PESOS)		12,452	12,452	12,452	
		18,536	32,843	37,000	
COSTO TOTAL UNITARIO POR 1 PIEZA SIN ACEITE Y SIN PRUEBAS (MILES DE PESOS)		3,688,083	3,279,699	3,713,643	
LOTES DE REFACCIONES (MILES DE PESOS)		134,100	98,782	139,100	
CANTIDAD DE ACEITE AISLANTE POR PIEZA LITROS		45,000	32,585	56,946	
(MILES DE PESOS)		92,700	67,125.8	117,308.7	
COSTO TOTAL POR 3 PIEZAS MAS UN LOTE DE REFACCIONES + PRUEBAS NO INCLUIDAS + ACEITE AISLANTE (MILES DE PESOS)		11,525,973	10,250,237	11,755,407	
DIFERENCIA COSTO COMPARATIVO CON OFERTA MAS BAJA.					
	MILES DE PESOS	1,275,736	0	1,505,170	
	PORCENTAJE (%)	12.44	0	14.68	
PESO NETO UNITARIO POR TRANSFORMADOR (TONELADAS)		140	119,614	117	
TIEMPO DE ENTREGA (DIAS)		300-100%	300-100%	300-100%	
OBSERVACIONES					



DISTRIBUCION DE LAS CORRIENTES EN UN TRANSFORMADOR ZIG - ZAG PARA CONEXION A TIERRA EN EL CASO DE UNA FALLA ENTRE FASE Y TIERRA EN UN SISTEMA TRIFASICO.

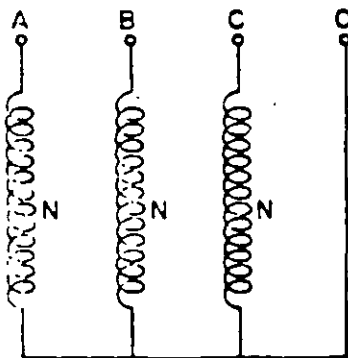
# TRANSFORMADOR TRI-MONOFASICO



S. E. LA BRICHE

S. E. AVRON

**235/27.5 k V. DE 40 MVA.**



$$ab = cd = \frac{bc}{4} \quad da = 27\,500 \text{ Volts.}$$

$$bc = \frac{27\,500}{2} \times 2 = 18\,320 \text{ Volts.}$$

$$P_{bc} = \frac{40}{3} \times 2 = 26.66 \text{ MVA.} \quad I = \frac{26.66}{18\,320} = 1\,453 \text{ Amp.}$$

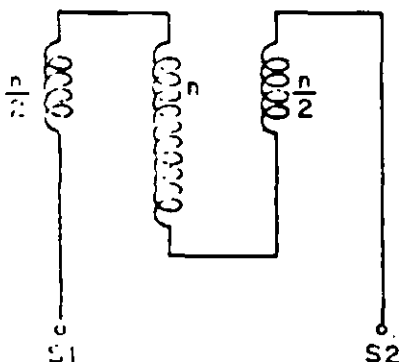
$$P_{ce} = \frac{40 - 26.6}{2} = 6.66 \text{ MVA.} \quad V = \frac{18\,320}{2} = 9\,160 \text{ Volts.}$$

$$ab = cd = \frac{9\,160}{2} = 4\,580 \text{ Volts.}$$

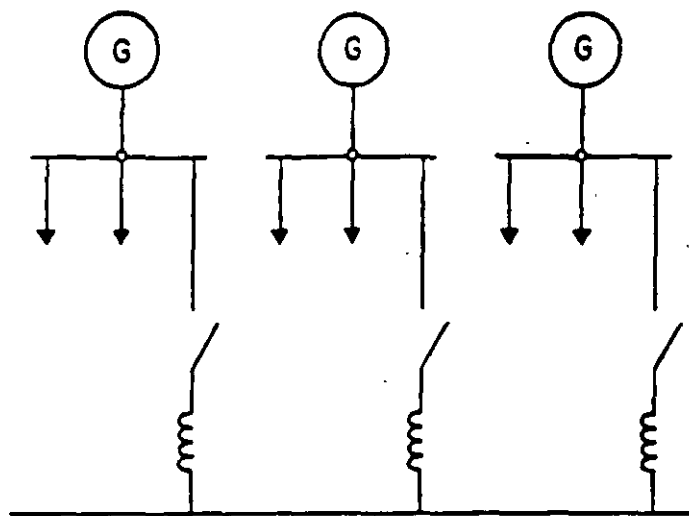
$$P = 9\,160 \times 1\,453 = 13.33 \text{ MVA.}$$

$$P_{\text{transf.}} = 26.66 + 2 \times 13.33 = 53.32 \text{ MVA.}$$

33 % SUPERIOR DE LA P<sub>efec</sub>

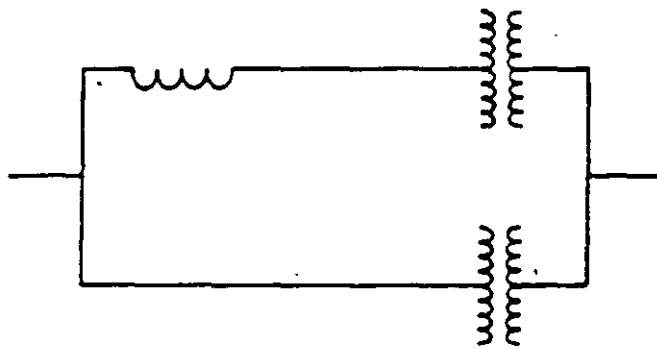


## 5.-REACTORES DE SINCRONIZACION DE GENERADOR



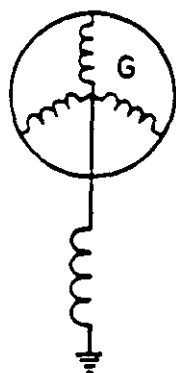
---

## 6.-REACTOR DE PARALELO



---

## 7.-REACTOR PARA CONECTAR NEUTRO A TIERRA



## REACTORES

$$X_L = \frac{KV^2}{MVA}$$

$X_L$  = Reactancia en Ohms

KV = Voltaje entre fases (circuito trifásico)

MVA = Potencia de falla trifásica.

Ejemplo : Calcular la reactancia adicional en un sistema para reducir la potencia de falla.

$$KV = 13.8$$

$$\begin{aligned} \text{Pot. de falla actual} &= 100 \text{ MVA} \\ \text{Reducirla a} &= 50 \text{ MVA} \end{aligned}$$

$$X_L \text{ Requerida} = \frac{(13.8)^2}{50} = 3.809 \text{ ohms}$$

$$X_L \text{ actual} = \frac{(13.8)^2}{100} = 1.904 \text{ ohms}$$

$$X_L \text{ adicional} = \underline{\underline{1.905 \text{ ohms}}}$$

### Calculo de millihenry a ohms.

$$X \text{ ohms} = 2\pi f L = 0.377 \text{ mH (a 60 Hz.)}$$

### Corriente simetrica de corto circuito (Valor eficaz)

Ejemplo : P = 320 KVA, monofásico, I = 800 amp

$$X_L = 0.50 \text{ ohms,}$$

$$V = 14\,400 \text{ volts (sistema)}$$

$$V_{\text{caída}} = 800 \times 0.50 = 400 \text{ volts caída reactiva (V=IX}_L)$$

$$V_{\text{reactor}} = \frac{14\,400}{\sqrt{3}} = 8314 \text{ volts. } X_L = \frac{V_c}{V_L} = \frac{400}{8314} = 0.0481 \text{ p.u.} = 4.81\%$$

$$\text{Veces de corriente nominal} = \frac{100}{4.81} = 20.8$$

$$\text{Corriente simetrica} = 800 \times 20.8 = 16\,640 \text{ amp.}$$

**ALGUNOS ASPECTOS A CONSIDERAR EN LA SELECCION**  
**DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

Los transformadores de las subestaciones de alta tensión, de acuerdo a la función que desempeñan se clasifican como:

**Elevadores.**- De la tensión de generación a la de transmisión.

**De enlace.**- Inteconectan partes del sistema de transmisión.

**Reductores.**- Reducen la tensión de transmisión a tensiones de subtransmisión o de distribución.

**a) Tipos.**

**a.1) Transformadores monofásicos y trifásicos.**

La selección entre transformadores trifásicos y bancos de unidades monofásicas depende de estudios técnico-económicos que deben considerar entre otros los siguientes factores:

- Costo de la inversión.
- Costo de la energía no suministrada.
- Confiabilidad o necesidad de unidades de reserva.
- Limitaciones de transporte (peso y altura máxima).
- Limitaciones de capacidad de fabricación.

**b) Transformadores o autotransformadores.**

La elección de estos elementos obedece a factores como:

- La relación de transformación (mayor de 2 a 1 es por lo general transformador).
- La impedancia y su relación con la regulación de voltaje y el corto circuito.

De aquí, por lo general en las centrales eléctricas se usan transformadores elevadores con dos devanados, el primario en delta y el secundario en estrella aterrizada. En la red para tensión de 400/230 kV ó 230/115 kV se pueden usar autotransformadores con conexión estrella aterrizada.

**c) Devanado terciario.**

Los autotransformadores generalmente tienen un devanado terciario en conexión delta, ya sea para conexión a la compensación reactiva y/o para la alimentación de los servicios auxiliares, con 1/3 de la potencia de los otros devanados. Cuando el terciario no fuera usado para las funciones anteriores, su exclusión es función de los estudios de presencia de terceras armónicas, de los estudios de energización y de la necesidad de pruebas.



#### d) Especificación de características eléctricas.

En la especificación de transformadores se deben considerar los siguientes aspectos:

- Niveles de tensión de transformación.
- Potencia a ser transferida.
- Rangos de variación de las tensiones.
- Rangos aceptables de impedancia.
- Existencia de compensación reactiva en el terciario (en su caso).
- Protección por apartarrayos.
- Valores estimados ó calculados para las distintas sobretensiones.
- Niveles de corrientes de corto circuito para las condiciones actuales y futuras.
- Aspectos relevantes del sistema al que se conectará el transformador.
- Aspectos ambientales y meteorológicos.

Los resultados de esta información constituyen la base para cubrir las características normalizadas de los equipos.

## SELECCION DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Es conveniente establecer la diferencia entre los transformadores de corriente para medición o para protección, así como la clase de precisión. Las características eléctricas básicas a considerar son:

- Corrientes nominales (primarias y secundarias) y relaciones nominales.
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia nominal.
- Cargas nominales (burden).
- Curva de excitación.
- Número de núcleos para medición y protección.
- Factor térmico nominal.
- Corriente térmica.
- Corriente dinámica.
- Tipo de aplicación (interior, exterior, etc).
- Pruebas eléctricas a considerar.

Adicionalmente se deben considerar los siguientes aspectos:

- Si los transformadores de corriente se instalan junto a bancos de capacitores.
- El caso de apertura de circuito secundario.
- Las sobretensiones en los secundarios de los transformadores de corriente saturados.

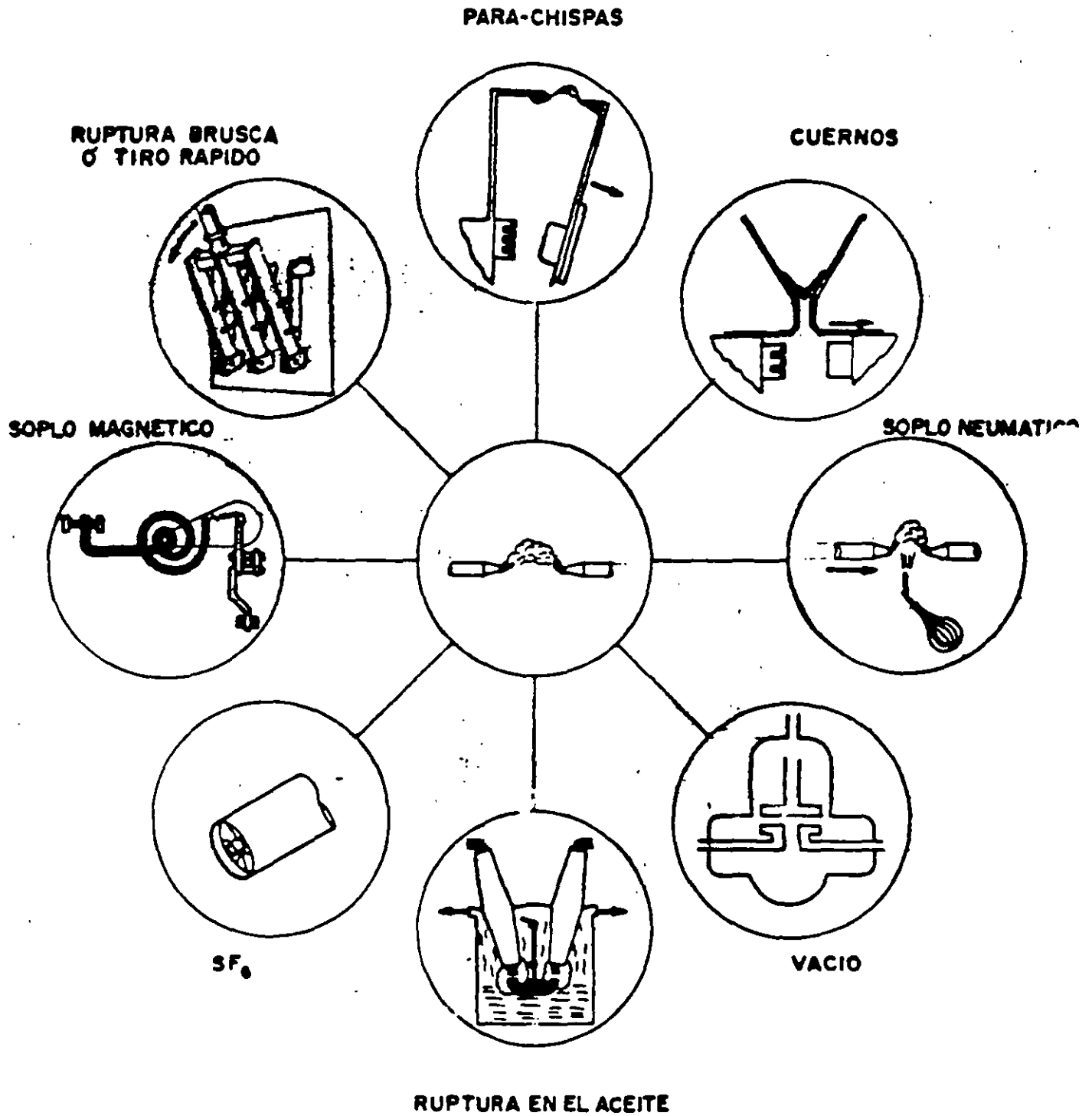
## 2.9.- INTERRUPTORES.-

Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacio o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal.
- Interrupción de corriente de falla.
- Cierre con corrientes de falla.
- Interrupción de corrientes capacitivas.
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas.
- Fallas de línea corta (falla kilométrica).
- Oposición de fase durante las salidas del sistema.
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra

Los valores nominales de un interruptor deben considerar las condiciones de operación posibles mencionadas anteriormente, o sea que su diseño debe considerar estos factores y desde luego que debe estar diseñado y construido para conducir las corrientes de plena carga del sistema en el que se encuentra y soportar los esfuerzos electromagnéticos debidos a las corrientes de cortocircuito. Las normas internacionales recomiendan que como mínimo se deben especificar las siguientes características nominales de un interruptor:

# DIFERENTES DISPOSITIVOS EMPLEADOS PARA LA EXTINCION DEL ARCO



Desventajas:

1. Peligro de explosión o incendio por la presencia del aceite.
2. Debido al poco volumen del aceite, es necesario un mantenimiento preventivo mas frecuente.
3. Después de cada operación de apertura de un cortocircuito - requieren un mantenimiento inmediato, que puede requerir - desde el acondicionamiento solamente, hasta el cambio total de los contactos.
4. No son muy robustos desde el punto de vista mecánico.
5. No son recomendables en lugares donde tengan que operar frecuentemente.

### C. INTERRUPTORES NEUMATICOS

Ventajas:

1. Gran robustez mecánica.
2. Rapidez de operación.
3. Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión - del aire.
4. Requieren poco mantenimiento.
5. No hay riesgo de incendio por ausencia del aceite.
6. Fácil inspección de sus contactos.
7. No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas:

1. Menor rigidez dieléctrica que el SF<sub>6</sub>
2. Mayor presión.
3. La constante térmica es de unas 100 veces la del SF<sub>6</sub> a la misma presión.
4. Aún a presiones cinco veces superiores que el SF<sub>6</sub>, el aire -- tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
5. En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.
6. Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
7. Los niveles de ruido al operar son muy altos.
8. El sistema de compresión de aire tiene un precio alto y la confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr.

## E. INTERRUPTORES DE VACIO

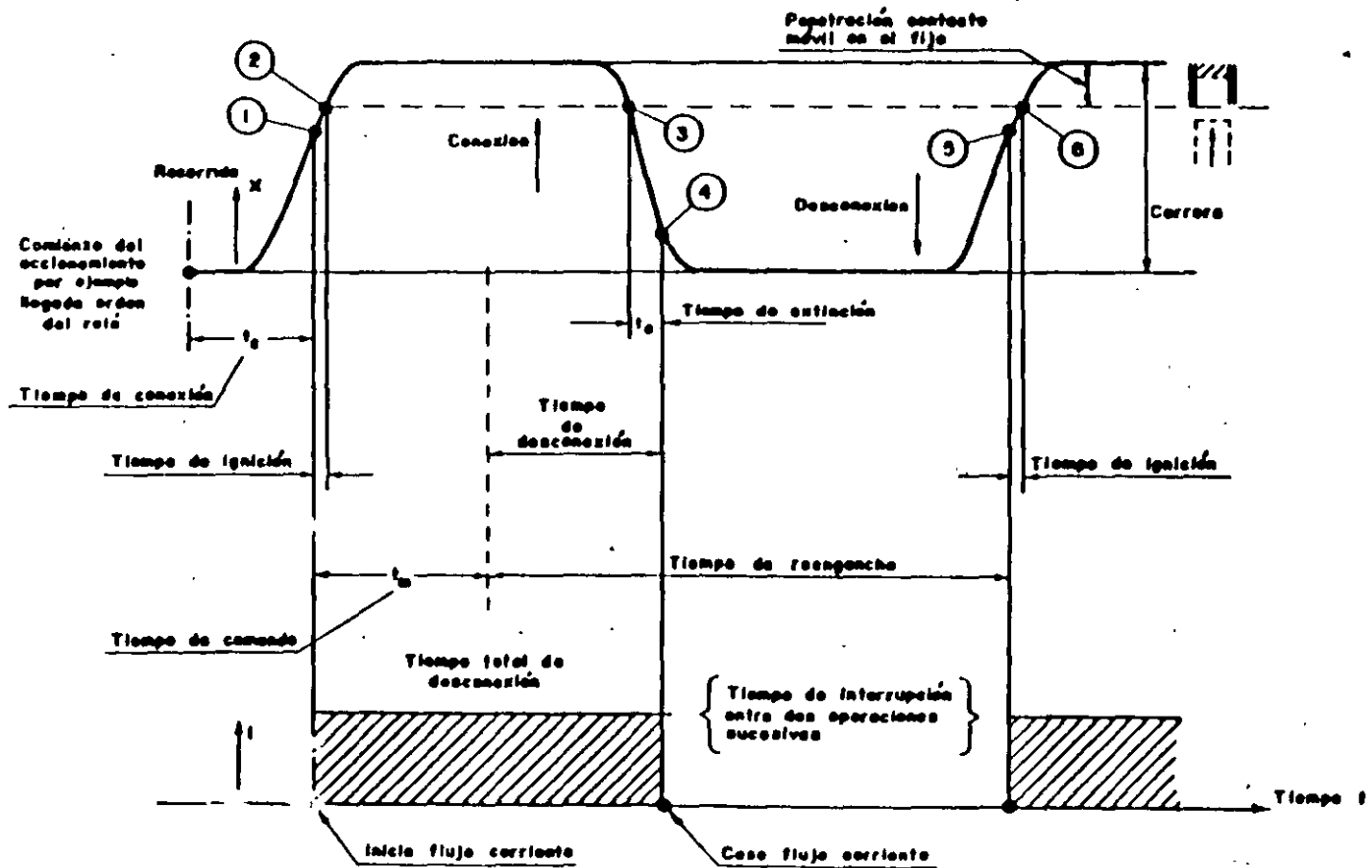
### Ventajas

1. Es un interruptor muy compacto.
2. Prácticamente no necesita mantenimiento.

### Desventajas

1. Es difícil de mantener un buen vacío debido al arqueado y desgaseificación de los electrodos metálicos.
2. Durante el arqueado se produce ligera emisión de rayos X.
3. Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

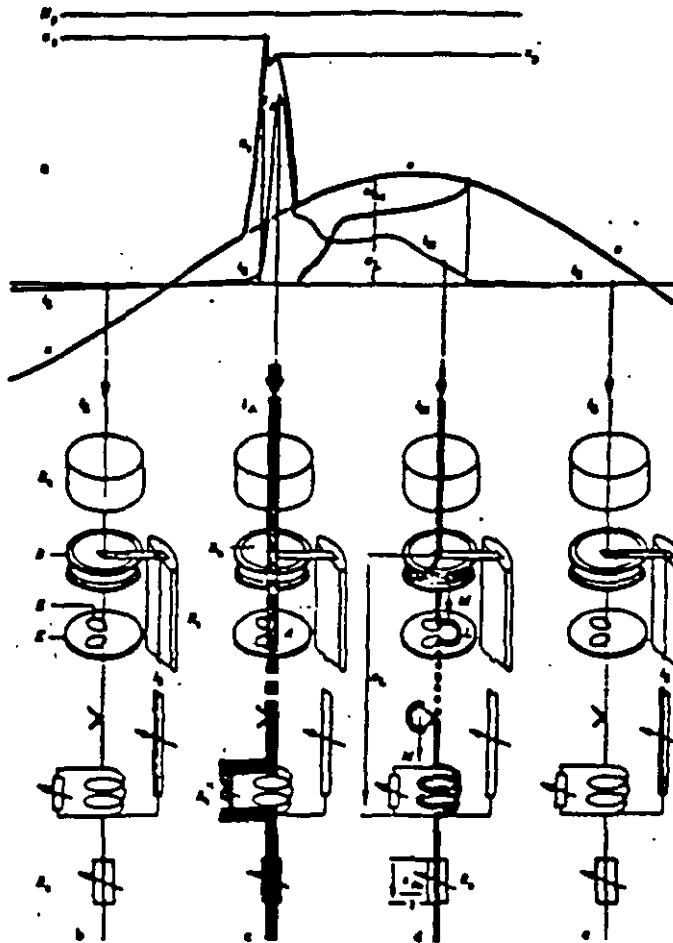
# CONEXION Y DESCONEXION DE UN INTERRUPTOR



1 y 5 = salto de la chispa o inicio de la conducción plasmática  
 2 y 6 = unión de los contactos o inicio de la conducción galvánica

3 = separación de los contactos (fijo y móvil)  
 4 = cese de la conducción plasmática

} Conexión  
 }  
 } Desconexión



- |                              |                            |   |   |
|------------------------------|----------------------------|---|---|
| A = Sparkover point with arc | B = Blow-out coil          | E = Guaranteed protection level                 | $u_s$ = Sparkover voltage   |
| Z = Spark-gap electrode      | f = Surge current          | $R_{nl}$ = Nonlinear Resorbite resistor         | $u_{L1}$ = Arc voltage during quenching                             |
| $i_A$ = Follow current       | $i_C$ = Control current    | $R_b$ = Bypass resistor                         | $u_r$ = Residual voltage during diversion                           |
| $i_{C1}$ = Control current   | K = Quenching chamber wall | $R_g$ = Grading resistor                        | $u_{R1}$ = Voltage drop across Resorbite resistors during quenching |
| L = Arc during quenching     | M = Lines of magnetic flux | $u_{s1}$ = Service voltage at arrester assembly | $u_{s2}$ = Surge voltage  |
- 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

OPERACION DE UN APARTARRAYOS CON SPARK GAPS DE SOPLADO MAGNETICO.



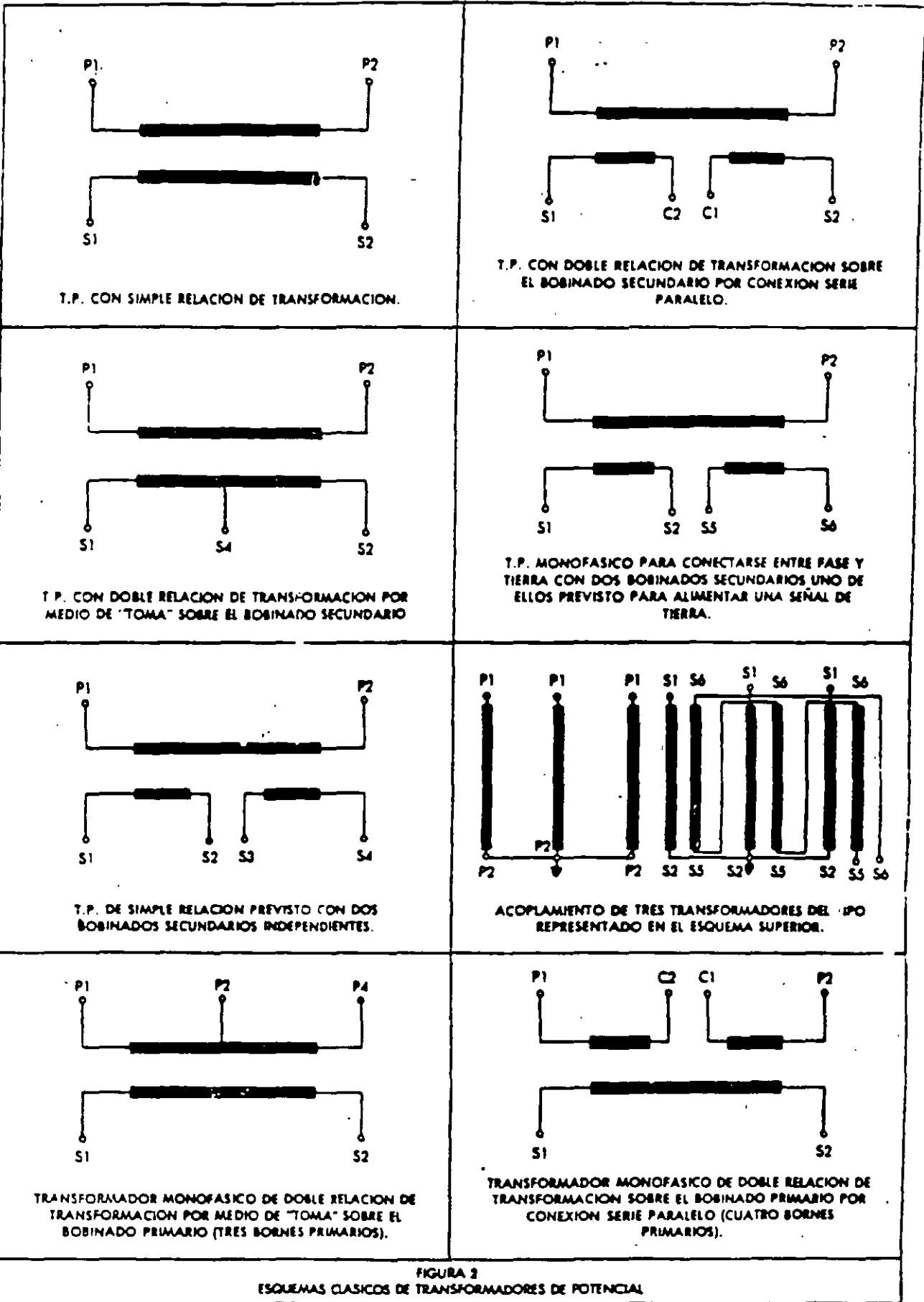


FIGURA 2  
ESQUEMAS CLASICOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL

Para transformadores de corriente empleados en la alimentación de sistemas de protección, las clases de precisión 5 y 10, son utilizadas con valores definidos de factores de sobrecarga

#### a) Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen por finalidad, llevar la intensidad de corriente que se desea medir a un valor cómodo para manipular y registrar. Conectados en serie con las líneas de alimentación, están sujetos a las mismas sobretensiones y sobrentensiones que ellas. Estas solicitudes, que son provocadas generalmente por un cortocircuito, no son solamente función de la potencia tomada por el circuito de alimentación, sino que dependen de la potencia del sistema y de la impedancia de los circuitos afectados. Hace falta, entonces, tener en cuenta la capacidad de cortocircuito del sistema y el lugar en donde se conectara el transformador de corriente

#### Instalación

Suponiendo que se ha elegido el tipo de instalación (interior o exterior), conviene examinar todavía que tipo de transformador de corriente será posible utilizar en la misma. En efecto, la elección de un modelo puede estar influida por elementos particulares, como pueden ser posición, altura, mantenimiento previsto, etc.

#### Tensión nominal de aislamiento

La tensión nominal de aislamiento de un transformador de corriente, debe ser cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema en que se utilice.

La elección de la tensión nominal de aislamiento depende igualmente de las condiciones especiales de la instalación elegida. En climas salinosos, tropicales, con neblina o en instalaciones a altitudes superiores de 1.000 metros, se deberá prever un nivel de aislamiento superior

#### Realización

Los transformadores de corriente pueden estar contruidos con uno o varios circuitos magnéticos, según las necesidades particulares de su utilización.

Los transformadores son provistos con solo circuito magnético, cuando alimentan un solo aparato, teniendo una función bien definida, por ejemplo medición o protección, o cuando las exigencias de la explotación permitan conectar, sobre el mismo circuito magnético, aparatos teniendo funciones diferentes, pero donde las influencias mutuas de ellas no tengan consecuencias, por ejemplo: un ampermetro indicador y un relevador de sobrecorriente

Cuando son previstos con núcleos separados, cada circuito magnético alimenta los aparatos que tengan una función definida, por ejemplo: un transformador que tenga tres circuitos magnéticos separados, puede alimentar:

- el primero, la medición de precisión (facturación)
- el segundo, una protección diferencial, y
- el tercero, mediciones industriales y relevadores de sobrecorriente.

Un aparato construido con 2 ó 3 circuitos magnéticos separados, se comporta, teóricamente, como si se tratase de 2 ó 3 aparatos completamente diferentes, ya que sólo el bobinado primario es común, los circuitos magnéticos y los bobinados secundarios están completamente independientes y separados.

Los transformadores de corriente destinados a ser instalados en subestaciones de alta tensión (interior) y subestaciones interiores, con gran capacidad en el sistema de alimentación, son comúnmente contruidos con varios núcleos separados.

#### Corrientes nominales normalizadas para Transformadores de Corriente

La corriente nominal de los bobinados primarios y secundarios de un transformador de corriente, son los valores para los cuales los bobinados están diseñados.

Las diferentes normas (ANSI, VDE, CEB, CEI, etc.), han normalizado los valores de las corrientes primarias y secundarias de los aparatos.

#### Corriente nominal primaria

Se seleccionará generalmente el valor normalizado superior a la corriente nominal de la instalación.

Designación de la carga	CARACTERISTICAS				
	Resistencia ohms	Inductancia (m H)	Impedancia ohms	Volt Amperes a 5 AMPS	Factor de Potencia
CARGAS DE MEDICION					
B-0 1	0 09	0 116	0 1	2.5	0 9
B-0 2	0 18	0 232	0 2	5 0	0 9
B-0 5	0 45	0 580	0 5	12.5	0 9
B-0 9	0 81	1 04	0 9	22 5	0 9
B-1 8	1.62	2.08	1.8	45 0	0 9
CARGAS DE PROTECCION					
B-1	0.5	2.3	1.0	25	0 5
B-2	1.0	4 6	2.0	50	0 5
B-4	2.0	9.2	4.0	100	0 5
B-8	4 0	18 4	8 0	200	0 5

### Potencia nominal

La potencia nominal de los transformadores de corriente, es la potencia aparente secundaria bajo corriente nominal determinada, considerando las prescripciones relativas a los límites de errores. Está indicada, generalmente, en la placa de características y se expresa en voltamperes, aunque también puede expresarse en ohms.

Para escoger la potencia nominal de un transformador de corriente, hay necesidad de hacer la suma de las potencias de todos los aparatos que serán conectados en serie con su devanado secundario y tener en cuenta la

pérdida por efecto de joule de los cables de alimentación. Será necesario entonces, tomar el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida Tabla 1 (para normas ANSI, para otras normas, ver el artículo de pruebas a transformadores de medición.)

### Alimentación de aparatos

Según las condiciones particulares de cada instalación, diferentes aparatos deberán estar alimentados por los transformadores de corriente.

Como se ha expresado anteriormente, los transformadores de corriente pueden ser

Aparatos	Modelo	Consumo en VA para la intensidad nominal
Frecuencia 60 cps		
Wattímetros		0.5 a 1.5
Wattímetros de tablero	A inducción Electrodinámico	1.5 a 3 4 a 5
Wattímetros registradores	A inducción Electrodinámico	1.5 a 2 6 a 8
Wattímetros portátiles	Electrodinámico	1 a 4
Wattímetros de laboratorio		1.5 a 3
Medidores de potencia		6 a 16
Fosómetros		10 a 18
Relévores	De corriente máxima con atraso independiente	3 a 10
	Relévores especiales de corriente máxima, con atraso independiente	15 a 25
	De máxima instantánea	1 a 10
	Direccional	1.5 a 10
Relévores	Diferencial compensado	1.6 a 10
	Diferencial	3 a 12
	A mínima de impedancia	0.5 a 2
	De distancia	6 a 20
Reguladores	Según modelo	10 a 150

Estas sobrecorrientes, provocadas generalmente por cortocircuitos, no son solamente función de la potencia tomada por un alimentador, sino que dependen de la potencia de la central o del sistema y de la impedancia de los circuitos que se encuentran entre las fuentes de energía y el lugar de la falla

El incremento considerable de las potencias de las centrales eléctricas, ha dado como resultado efectos de cortocircuito de una importancia capital, que es absolutamente indispensable tenerla en cuenta para la selección de los aparatos, con objeto de evitar graves interrupciones y accidentes en caso de falla.

La resistencia de los transformadores de corriente a los cortocircuitos, está determinada por las corrientes límites térmica y dinámica, definidas por ANSI, como:

- a) La corriente límite térmica es el valor eficaz de la corriente primaria más grande que el transformador de corriente pueda soportar por efecto joule, durante 1 segundo, sin sufrir deterioros y teniéndose el circuito secundario en cortocircuito. Esta corriente límite térmica se expresa en kiloamperes eficaces, o en n veces la corriente nominal primaria.

La elevación de temperatura admisible en el transformador es de 150°C, para la clase A de aislamiento y dicha elevación se obtiene en un segundo, con una densidad de corriente de 143 amp/mm<sup>2</sup>.

- b) La corriente límite dinámica es el valor de cresta de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efectos mecánicos, sin sufrir deterioros, teniendo el circuito secundario en cortocircuito

Su amplitud se expresa en kiloamperes (cresta)

Como se recordará, los bobinados primarios y secundarios de los transformadores de corriente, están sujetos a las leyes de Ampere.

- 1a. Dos corrientes paralelas y de la misma dirección se atraen.
- 2a. Dos corrientes paralelas y de dirección contraria se repelen.
- 3a. Dos corrientes angulares tienden a colocarse paralelamente y en la misma dirección.

En la práctica, el cálculo se efectúa siguiendo las dos formulas.

$$I_{\text{term. ef. (KA)}} = \frac{\text{Potencia de cortocircuito (MVA)}}{\text{Tensión (KV)} \sqrt{3}}$$

$$I_{\text{din. cresta}} = 1.8 \sqrt{2} I_{\text{term.}} = 2.54 I_{\text{term.}}$$

Por otro lado, hace falta tener en cuenta que no es siempre posible fabricar transformadores de corriente con características de cortocircuito muy elevadas, debido a limitaciones de espacio en las subestaciones, sobre todo, cuando las potencias y clases de precisión son importantes.

En efecto, para construir estos transformadores, es necesario tener grandes secciones de cobre en los bobinados, con lo que se reduce el número de espiras primarias admisibles.

Como la potencia de precisión varía sensiblemente con el cuadrado de un número de ampere-vueltas primarios, para un circuito magnético dado, la precisión de los transformadores hechos para resistir grandes valores de corrientes de cortocircuito, disminuye considerablemente.

Por lo anterior, se ve que es necesario limitar la potencia de precisión al mínimo para los transformadores con características de cortocircuito muy elevadas.

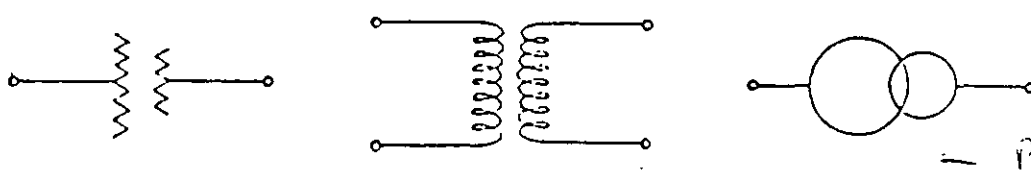
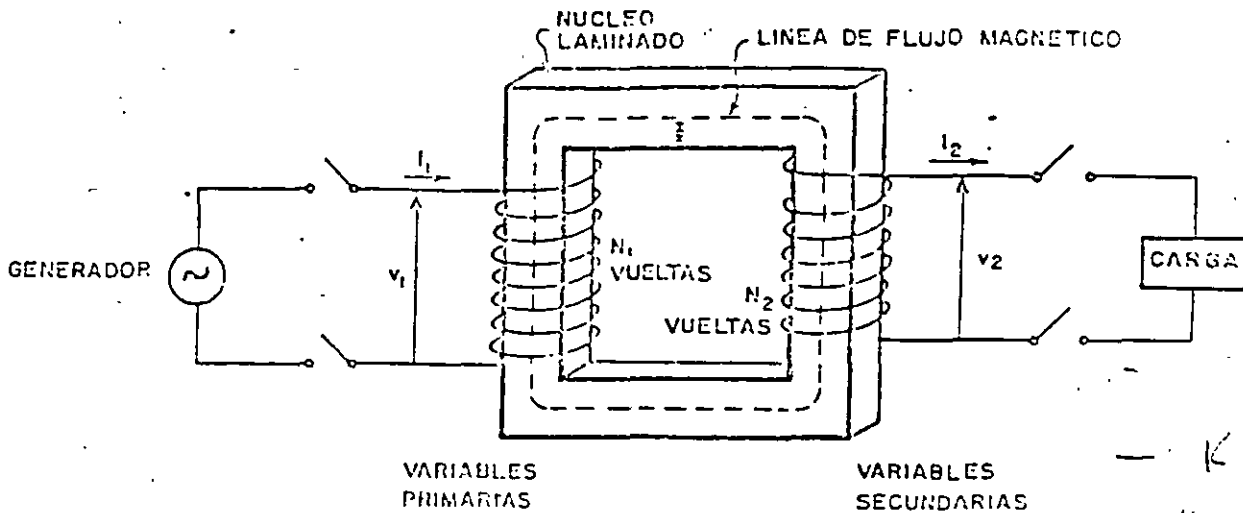
## b) Transformadores de potencial

### Conexión

Los transformadores de potencial van conectados ya sea entre fases, o bien, entre fase y tierra.

La conexión entre fase y tierra se emplea normalmente con grupos de 3 transformadores monofásicos conectados en estrella:

- 1o. Cuando se trata de subestaciones con tensión de 45 KV o superior.
- 2o. Cuando se desea medir la tensión y la potencia de cada una de las fases por separado.
- 3o. Para alimentar algún indicador de tierra.
- 4o. Cuando el número de VA, suministrado por 2 transformadores de potencial es insuficiente.



## SIMBOLOS

### TRANSFORMADOR SIN CARGA

$$v_1 = N_1 \frac{d\phi}{dt}$$

$$v_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt}$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = a$$

$$\frac{V_1}{V_2} = a$$

### 2) TRANSFORMADOR BAJO CARGA

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = \mathcal{R} \cdot \phi$$

$$i_1 N_1 - i_2 N_2 = 0$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{a}$$

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{1}{a}$$

$$P_1 = v_1 i_1$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$v_1 i_1 = v_2 i_2$$

### IMPEDANCIA

$$V = Z I$$

$$Z = \frac{V}{I}$$

$$Z = R + jX$$

### 3) CIRCUITO MAGNETICO.

$$\phi = B \cdot A$$

FUERZA MAGNETOMOTRIZ

$$\dots \mathcal{F} = NI$$

FUERZA MAGNETIZANTE

H amp-vuelta/cm

PERMEABILIDAD

$$\mu = \frac{B}{H}$$

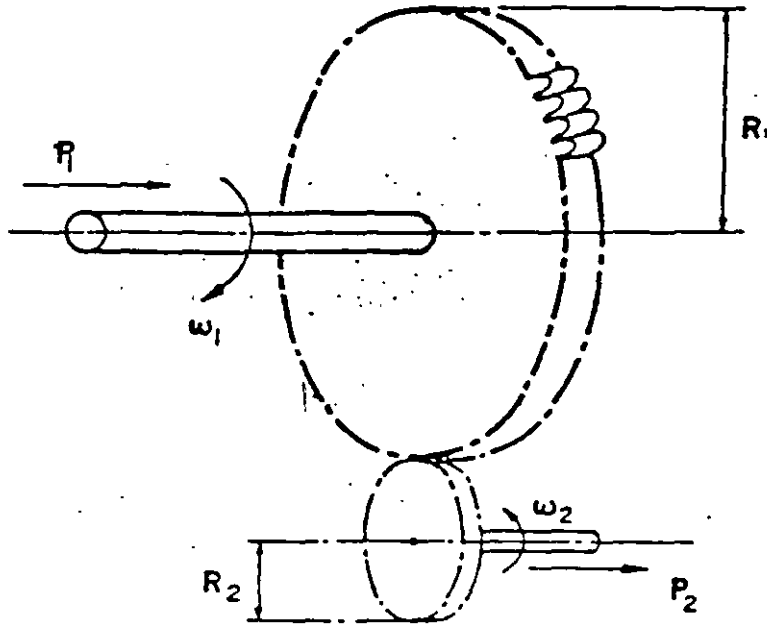
$$V_{PT} = \frac{V_1}{N_1} = 4.44 f A B_m$$

RELUCTANCIA

$$\mathcal{R} = \frac{\mathcal{F}}{\phi} =$$

$$\mathcal{R} = \frac{Hl}{BA} = \frac{l}{\mu A}$$

# ANALOGIA MECANICA DEL TRANSFORMADOR



$$\alpha = \frac{R_1}{R_2}$$

$$\alpha = \frac{v_1}{v_2}$$

$$\frac{\omega_1}{\omega_2} = \frac{R_2}{R_1} = \frac{1}{\alpha}$$

$$\frac{i_1}{i_2} = \frac{N_2}{N_1} = \frac{1}{\alpha}$$

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{R_1}{R_2} = \alpha$$

$$\frac{v_1}{v_2} = \frac{N_1}{N_2} = \alpha$$

$$P_1 = \omega_1 T_1$$

$$P_1 = v_1 i_1$$

$$P_2 = \omega_2 T_2$$

$$P_2 = v_2 i_2$$

$$P_2 = \alpha \omega_1 \left( \frac{T_1}{\alpha} \right) = \omega_1 T_1 = P_1$$

$$P_1 = P_2$$



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

**MÓDULO III: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL DE SUBESTACIONES**

**EXPOSITOR: ARTURO CAMARGO RAYON  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 200**

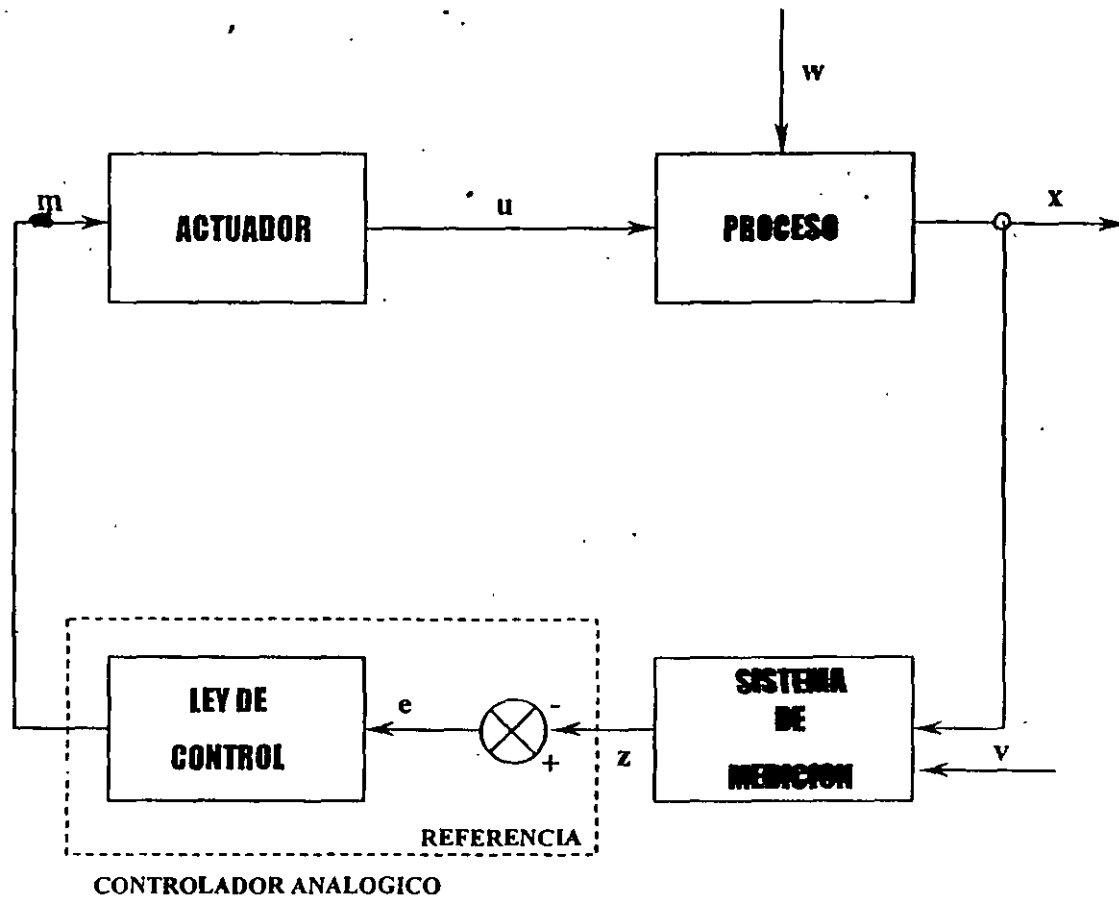
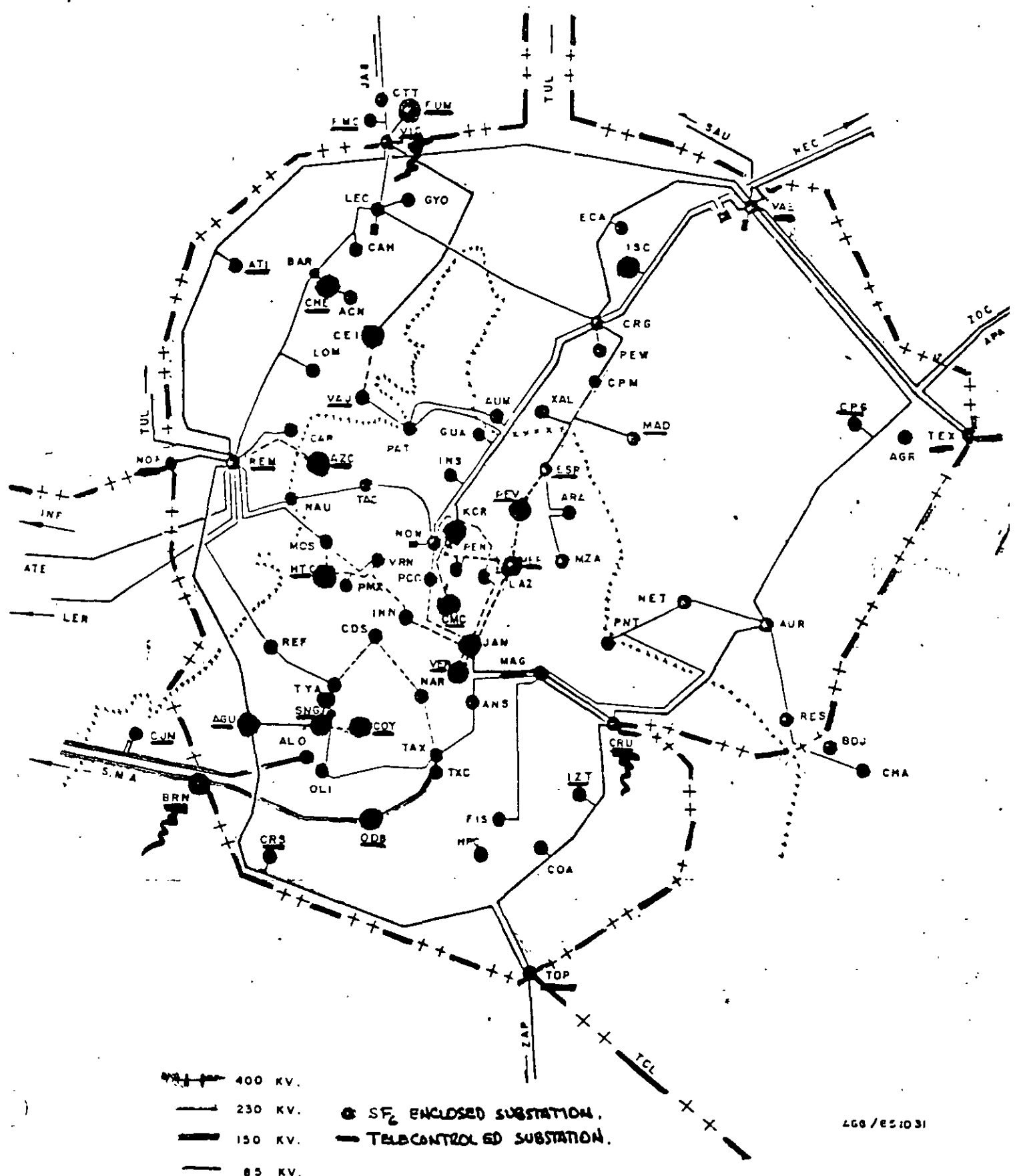


FIG.-1



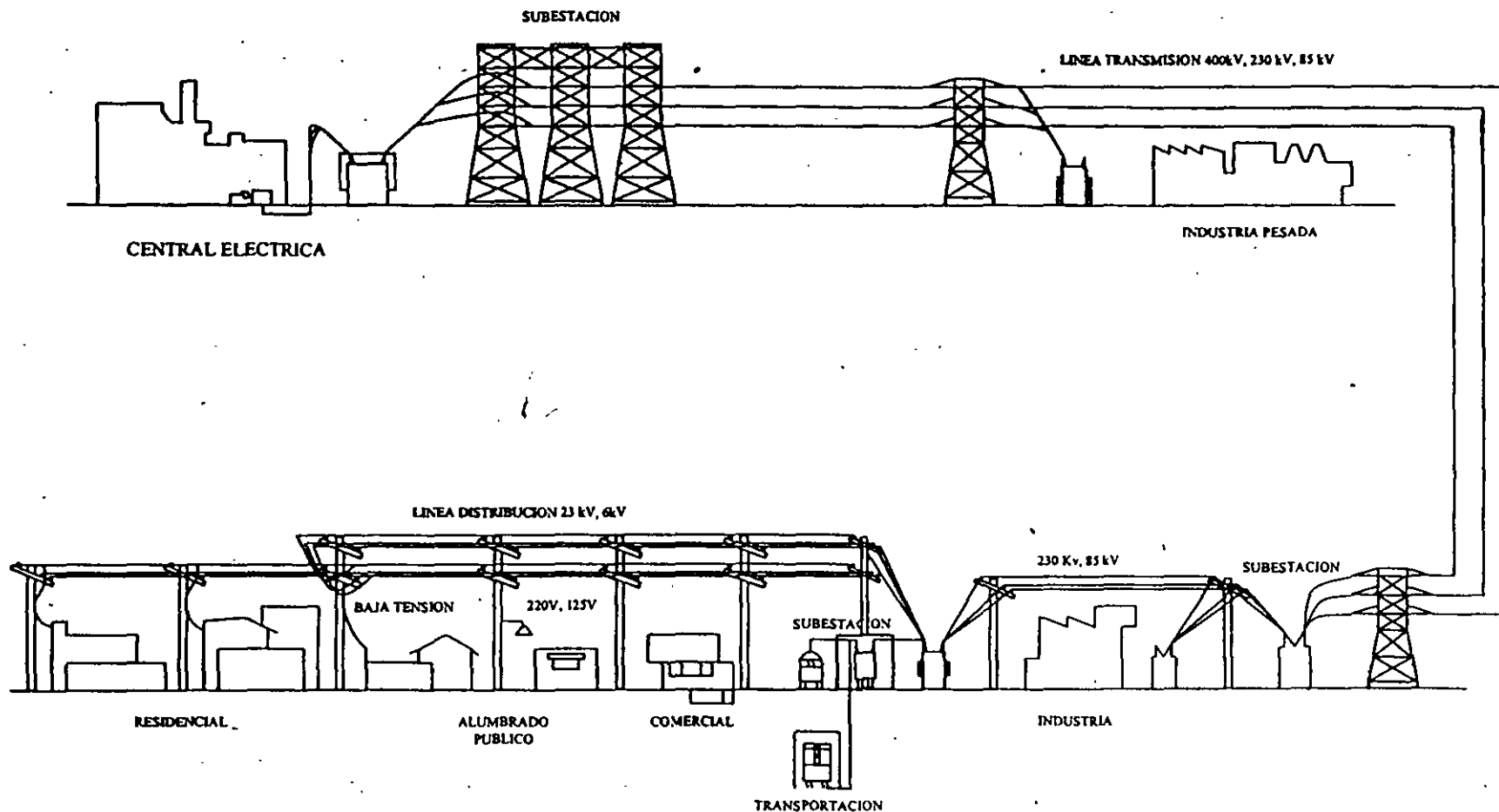
# CONTROL AREA METROPOLITAN AREA



- 400 KV.
- 230 KV.
- 150 KV.
- 85 KV.

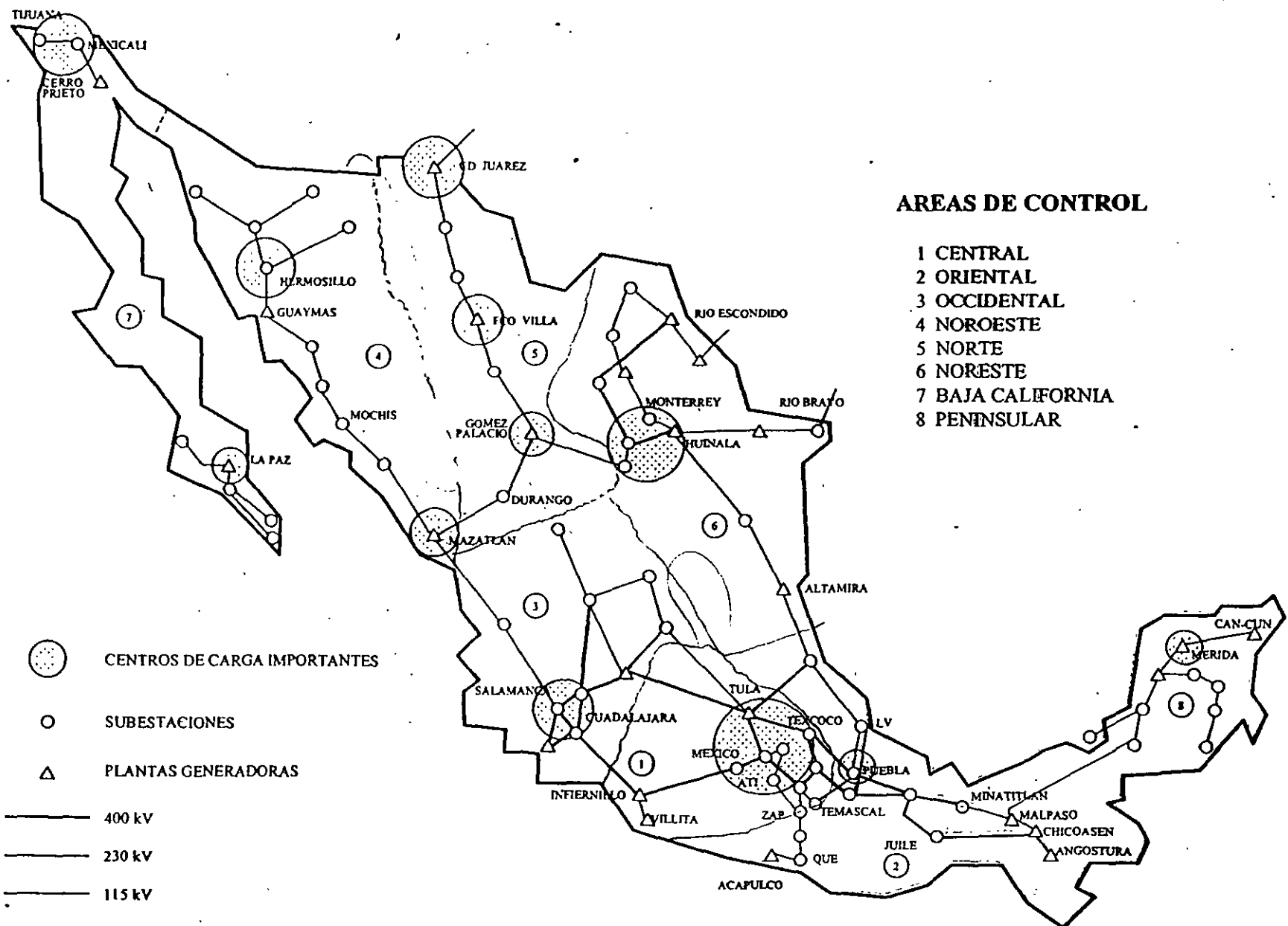
SF<sub>2</sub> ENCLOSED SUBSTATION.  
 TELECONTROLLED SUBSTATION.

# COMPañIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO









OBJETIVOS : GENERAR, TRANSMITIR, TRANSFORMAR, DISTRIBUIR Y VENDER ENERGIA ELECTRICA EN LA ZONA CENTRAL DEL PAIS.

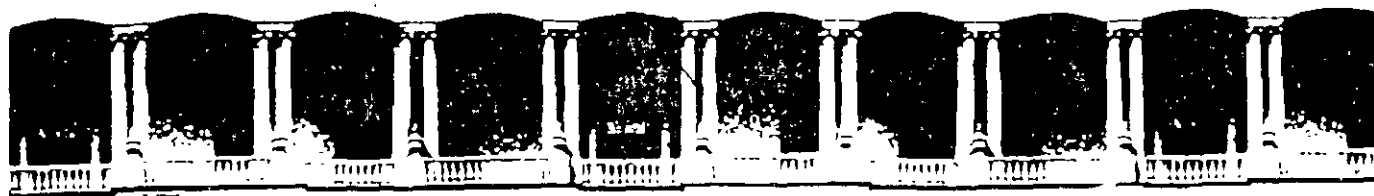
# SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA MEXICANO



## AREAS DE CONTROL

- 1 CENTRAL
- 2 ORIENTAL
- 3 OCCIDENTAL
- 4 NOROESTE
- 5 NORTE
- 6 NORESTE
- 7 BAJA CALIFORNIA
- 8 PENINSULAR

-  CENTROS DE CARGA IMPORTANTES
-  SUBESTACIONES
-  PLANTAS GENERADORAS
-  400 kV
-  230 kV
-  115 kV



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

**MÓDULO III: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE POTENCIA**

**EXPOSITOR: ING. FELIPE MARTÍNEZ CRUZ  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 2000**

*LIAPUNOV (1857 - 1918).*

**Quinta etapa:**

*A. KOLMOGOROV (1933).*

*La teoría de la probabilidad, es un área del conocimiento todavía muy joven.*

## **1.2 LA INGENIERIA Y LA TEORIA DE LAS PROBABILIDADES.**

*La teoría de las probabilidades se aplica siempre que el resultado de una observación, experimento o fenómeno no tenga un resultado predecible.*

- *Se vive en un mundo donde coexisten el determinismo y el azar.*
  - *Fenómenos deterministas: caída libre.*
  - *Fenómenos aleatorios: descargas atmosféricas (sitio, tiempo, intensidad).*
  - *suerte o destino?*
  
- *La teoría de la probabilidad se aplica en todos los ámbitos de la actividad humana:*
  - *Ciencias sociales: Economía, Administración, Política, etc.*
  - *Ciencias biológicas: Medicina, Farmacobiología, etc.*
  - *Ingeniería: Eléctrica, Mecánica, Civil, etc.*
  - *Otros campos: Negocios (seguros de vida, control de calidad, investigación de operaciones, etc. ), Industria Aeroespacial, etc.*
  
- *Aplicaciones en el campo de la Ingeniería Eléctrica:*
  - *Teoría de la confiabilidad (probabilidades de falla)*
  - *Coordinación de aislamiento: los esfuerzos y la "resistencia" de los materiales son de carácter aleatorio.*



**LUZ Y FUERZA DEL CENTRO**  
**SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION**  
**Gerencia de Proyectos**



## **LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADA A LOS SISTEMAS ELECTRICOS**

### **■ Módulo I. Teoría básica de la probabilidad y conceptos básicos de confiabilidad.**

*Expositores:*

*Ing. Adolfo García García*  
*Subdirección de Servicios Técnicos*  
*Ing. Felipe Martínez Cruz*  
*Subdirección de Construcción*  
*Ing. Alberto Esquivel Reyes*  
*Subdirección de Construcción*  
*Ing. Pedro Téllez Rodríguez*  
*Subdirección de Construcción*  
*Ing. Miguel Angel Flores Rangel*  
*Subdirección de Construcción*  
*Ing. J. Rafael Duarte Mata*  
*Subdirección de Construcción*  
*Ing. Telésforo Trujillo Sotelo*  
*Subdirección de Distribución y Comercialización*  
*Ing. Fernando Arístides Trinidad Cruz*  
*Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Tipografía:*

*Patricia Vázquez Calderón*  
*Alma Leticia Reyes Sosa*  
*Elizabeth Avila Lechuga*  
*Adrián Suárez Quiñones*

**Mayo de 1999**

- *Exigencias a la calidad de trabajo del sistema.*

*Centros de cómputo, salas de control aéreo, etc.*

- *Aumento del valor técnico y económico de las fallas.*

*La falla de un elemento con valor de cinco dólares motivó en EUA el fracaso del lanzamiento de un satélite con valor de ocho millones de dólares.*

*La falla de un relevador, de un apartarrayos o de un interruptor, puede ser causa típica de interrupciones del servicio de energía eléctrica, en grandes extensiones geográficas.*

- *La automatización parcial o total de los procesos, excluyendo la participación directa del ser humano, lo que implica la desaparición de la supervisión del sistema.*

## **1.4 LA PROBABILIDAD Y LA VIDA COTIDIANA.**

- *Las teorías de la probabilidad y de la confiabilidad también se aplican en la vida cotidiana.*

- *La estadística y la probabilidad son herramientas útiles para predecir:*

*“Quieres saber el futuro, revisa el pasado”*

*“Las actuaciones anteriores de un individuo son una buena base para predecir sus futuros desempeños” (Curso de Administración).*

- *La observación y/o la experimentación nos ayudan a predecir (ejemplo).*
- *Afortunadamente el ser humano puede hacer fallar las leyes de la probabilidad, ya que cuando se lo propone, puede lograr lo imposible.*

*El punto clave está en intentar controlar las circunstancias y no ellas a nosotros.*

**MODULO I**  
**FUNDAMENTO DE PROBABILIDAD Y CONFIABILIDAD.**

*Duración:* 35 horas.  
*Fecha:* 10 al 14 de mayo de 1999.  
*Horario:* 8:00 a 16:00 horas.

**APERTURA OFICIAL DEL CURSO.**

**1 INTRODUCCION (FMC) (45 min.).**

**2 PROBABILIDAD.**

- 2.1 *Espacio muestral (JRDM) (2 horas hasta el punto 2.3).*
  - 2.2 *Eventos y diagramas de Venn (JRDM).*
  - 2.3 *Análisis combinatorio. Principio fundamental del conteo. Permutaciones y combinaciones (JRDM).*
  - 2.4 *Definiciones de probabilidad (AER) (1 hora, 30 min. hasta el punto 2.6).*
  - 2.5 *Conceptos prácticos de ingeniería (AER).*
  - 2.6 *Teoremas elementales (AER).*
- SESION DE EJERCICIOS (AER).**

- 2.7 *Probabilidad condicional (FMC) (2 horas, 30 min. hasta el punto 2.9).*
- 2.8 *Teorema de Bayes (FMC).*
- 2.9 *Eventos independientes (FMC).*

**3 DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD.**

- 3.1 *Variabes aleatorias (AFTC) (3 horas hasta el punto 3.4).*
  - 3.2 *Distribuciones de probabilidad de variables discretas (AFTC).*
  - 3.3 *La distribución binomial (AFTC).*
  - 3.4 *La media y la variancia de una distribución de probabilidad discreta (AFTC).*
- SESION DE EJERCICIOS (AFTC).**

**4 FUNCIONES DE DENSIDAD DE PROBABILIDAD.**

- 4.1 *Variabes aleatorias continuas (AFTC) (30 min).*
  - 4.2 *La distribución normal (AER) (2 horas, 30 min. hasta el punto 4.3).*
  - 4.3 *La aproximación Normal de la distribución Binomial (AER).*
  - 4.4 *La distribución exponencial (FMC) (1 hora 30 min.)*
  - 4.5 *La distribución de Weibull (FMC) (1 hora)*
- SESION DE EJERCICIOS (FMC).**



- *Tratar de convencer de que se puede pasar del contexto del azar al del determinismo, del de la suerte al del futuro construido,*
- *LFC y México requieren de personas confiables y con credibilidad, es decir: honestas, competentes, visionarias y comprometidas y este curso es una oportunidad para que intentemos ser una de ellas.*

## **1.5 OBJETIVOS DEL CURSO.**

*La parte 1 tiene por objeto la revisión, y en su caso, el aprendizaje de los conceptos básicos de la teoría de la probabilidad.*

*Las partes 2 y 3 tienen la finalidad de dotar a los ingenieros dedicados a estudios, diseño, proyectos, operación, montaje, etc. de instalaciones eléctricas de potencia, de las herramientas de cálculo necesarias para definir, o en su caso, evaluar el grado de redundancia de dichas instalaciones.*

*La aplicación de la teoría de la confiabilidad en nuestros ámbitos permitirá resolver problemas como los siguientes:*

- *Selección del arreglo más adecuado para una subestación.*
- *Establecimiento de estrategias para incrementar la confiabilidad.*
- *Definición del grado de reserva en transformadores de una subestación.*
- *Selección de la capacidad o tamaño de las subestaciones.*
- *Influencia en la confiabilidad del tipo de tecnología: SF6 o convencional, instalaciones aéreas o subterráneas.*

*Se considera conveniente aclarar que el presente curso es solo el paso inicial y que se requieren esfuerzos importantes en acciones complementarias, como:*

- *Conformación de estadísticas del comportamiento de los componentes del sistema: líneas de transmisión, transformadores, alimentadores aéreos y subterráneos, restauradores, barras de la subestación, interruptores, cuchillas, etc.*
- *Cuantificación del costo global de las interrupciones del servicio de energía eléctrica en el ámbito de LFC, que incluya las repercusiones al usuario, ya que este parámetro juega un papel determinante en el establecimiento del grado de confiabilidad óptimo*

**MODULO 2**  
**TOPICOS AVANZADOS DE LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD**

*Duración:* 35 horas.  
*Fecha:* 7 al 12 de junio de 1998.  
*Horario:* 8:00 a 16:00 horas.

**Repaso del módulo 1 (FMC) (1 hora)**

**1 LA FUNCION DE CONFLABILIDAD (PTR) (3 hrs , 30 min).**

- 1.1 Tasa de fallas o de riesgo.
  - 1.2 Maduración, vida útil y envejecimiento.
  - 1.3 Tasa de fallas en los periodos de maduración y envejecimiento evaluada mediante la distribución de Weibull.
  - 1.4 Tipos de componentes.
  - 1.5 Ciclo de operación-falla-reparación-operación
- SESION DE EJERCICIOS (PTR).**

**2 PROCESOS DE MARKOV (FMC) (5 horas).**

- 2.1 Repaso sobre matrices y vectores.
  - 2.2 Conceptos básicos sobre los procesos de Markov.
  - 2.3 Procesos discretos de Markov.
  - 2.4 Procesos continuos de Markov.
- SESION DE EJERCICIOS (FMC).**

**3 TECNICAS DE FRECUENCIA Y DURACION (TTS) (4 horas).**

- 3.1 Introducción.
- 3.2 Conceptos de frecuencia y duración.
- 3.3 Aplicación a problemas multi-estados.
- 3.4 Método del balance de la frecuencia.
- 3.5 Reparación en dos etapas y el proceso de instalación.
- 3.6 Conclusiones.

**4 EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFLABILIDAD (AER) (3 horas, 40 minutos)**

- 4.1 Sistemas serie.
  - 4.2 Sistema paralelo.
- SESIÓN DE EJERCICIOS (TTS)**

## 2.1 ESPACIO MUESTRAL.

*Un experimento o fenómeno aleatorio (no determinístico, fortuito o al azar) es un fenómeno empírico que se caracteriza por la propiedad de que, al observarlo bajo determinado conjunto de condiciones, no siempre se obtiene el mismo resultado (de manera que no existe regularidad determinista) sino que los diferentes resultados ocurren con regularidad estadística.*

*La totalidad de los resultados posibles de un experimento aleatorio recibe el nombre de Espacio de muestras o Espacio muestral del experimento y se denota por la letra "S".*

*Cuando estudiamos los resultados de un experimento aleatorio, identificamos las distintas posibilidades con números, puntos o alguna otra clase de símbolos.*

*Por ejemplo: si cuatro contratistas participan en el concurso de la construcción de alguna autopista y asignamos al Sr. Ortiz, la Sra. Pérez, el Sr. Cruz y la Srita. Paz las letras a, b, c y d respectivamente, entonces el espacio muestral para el experimento es el conjunto  $S = \{a, b, c, d\}$ .*

*Otro caso, sería si suponemos que asistimos a las pruebas de control de calidad que se llevan a cabo en un almacén, para adquirir uno de 600 transformadores de distribución, 400 buenos y 200 que están defectuosos. Los resultados posibles de las evaluaciones*

## **·MODULO 3 APLICACIONES**

*Duración:* 35 horas.  
*Fecha:* 7 al 11 de julio.  
*Horario:* 8:00 a 16:00 horas.

*Repaso del módulo 2 (FMC) (1 hora).*

### **1 CONFIABILIDAD DE INTERRUPTORES (MVO) (2horas).**

- 1.1 Localización.*
- 1.2 Disparo integral.*
- 1.3 Modos de falla.*
- 1.4 Causa inicial de la falla.*
- 1.5 Causa que contribuye a la falla.*
- 1.6 Responsabilidad de la falla.*
- 1.7 Falla descubierta durante la operación normal.*
- 1.8 Fallas contra meses desde el último mantenimiento.*
- 1.9 Método de reparación de la falla.*
- 1.10 Reparación de urgencia.*
- 1.11 Población de interruptores contra calidad de mantenimiento y ciclo normal de mantenimiento.*
- 1.12 Operaciones por año de datos de todos los interruptores..*

### **2 CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES (MVO) (2 horas, 30 min.).**

- 2.1 Conceptos generales.*
  - 2.2 Modos de falla*
  - 2.3 Conceptos de investigación de operaciones.*
  - 2.4 Descripción del módulo.*
  - 2.5 Aplicaciones del programa digital ALCON.*
- SESION DE EJERCICIOS (MVO).**

### **3 CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION (MVO) (3 horas).**

- 3.1 Indices típicos.*
- 3.2 Método para analizar la confiabilidad de redes..*
- 3.3 Aplicación del programa CONTRA.*

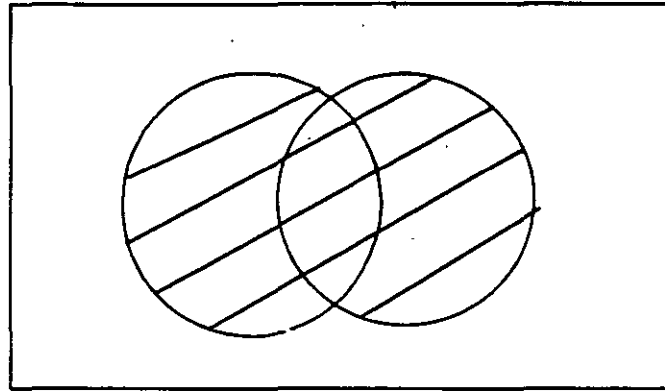
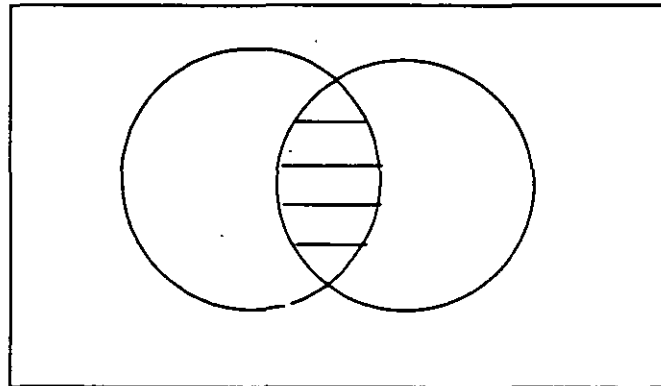
*El conjunto de los continentes del mundo.*       $S = \{1, 2, 3, \dots, 7\}$       *Muestral finito*

*El conjunto de los enteros pares.*       $S = \{2, 4, 6, \dots\}$       *Infinito contable*

*Un intervalo de la recta real, como 0 a 1 (contiene una infinidad no numerable de elementos).*       $S = \{X \mid 0 < X < 1\}$       *Infinito no contable*

9.5 *Amortización de los equipo.***EVALUACION DEL MODULO.  
PRESENTACION DE PROYECTOS DE APLICACIÓN.  
CLAUSURA****EXPOSITORES:**

- (AGG) *Ing. Adolfo Garcia Garcia  
Subdirección de Servicio Técnicos*
- (PFV) *Ing. Pelayo Fernández Villalobos..  
Subdirección de Distribución y Comercialización*
- (MVO) *Ing. Miguel Vega Ortiz  
Instituto de Investigaciones Eléctricas*
- (FMC) *Ing. Felipe Martinez Cruz  
Subdirección de Construcción*
- (AER) *Ing. Alberto Esquivel Reyes.  
Subdirección de Construcción.*
- (PTR) *Ing. Pedro Téllez Rodríguez  
Subdirección de Construcción*
- (TTS) *Ing. Telésforo Trujillo Sotelo.  
Subdirección de Distribución y Comercialización.*
- (MAVC) *Ing. Miguel Angel Villaseñor Cardoza  
Subdirección de Recursos Humanos.*
- (MAFR) *Ing. Miguel Angel Flores Rangel  
Subdirección de Construcción*
- (JRDM) *Ing. José Rafael Duarte Mata  
Subdirección de Construcción.*
- (AFTC) *Ing. Aristides Fernando Trinidad Cruz  
Subdirección de Distribución y Comercialización.*


 $A \cup B$ 

 $A \cap B$ 

**Ejemplo:** Supóngase que  $U = \{1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10\}$ ;

$$A = \{1, 2, 3, 4, \};$$

$$B = \{3, 4, 5, 6, \}$$

Hallamos que  $A' = \{5, 6, 7, 8, 9, 10\}$

$$A \cup B = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

y  $A \cap B = \{3, 4, \}$ .

Nótese que al describir un conjunto ( tal como  $A \cup B$  ) anotamos cada elemento exactamente una vez.

## 1.1 BREVE HISTORIA DE LA TEORIA DE LAS PROBABILIDADES.

### *Los primeros brotes:*

*En el año 510 BOETHIUS encontró una regla para calcular las combinaciones de  $n$  objetos, tomados dos a la vez, resultando  $\frac{1}{2} (n) (n-1)$ .*

### *Primera etapa: Teoría de los juegos de azar (siglos 16,17).*

*GIROLAMO CARDANO (Ars Magna, Nurnberg, 1545).*

*CHRISTIAAN HUYGENS (1629-1695).*

*BLAISE PASCAL (1623 - 1662)*

*PIERRE DE FERMAT (1608-1665)*

### *Segunda etapa:*

*JACQUES BERNOULLI (1654 - 1705)*

*"Ars Conjectandi", Basel, 1713 (obra póstuma)*

### *Tercera etapa:*

*ABRAHAM DE MOIVRE .*

*"Doctrine of Chances", Londres, 1718.*

*PIERRE SIMON LAPLACE (1749 - 1827).*

*"Théorie analytique des probabilités", Paris, 1812.*

*"Essai philosophique sur les probabilités", Paris, 1814.*

*JOHANN CARL FRIEDRICH GAUSS (1777 - 1855).*

*SIMEON DENIS POISSON (1781 - 1840).*

### *Cuarta etapa:*

*CHEBYSHEV (1821 - 1894).*

*MARKOV (1856 - 1922).*



- 2.4. DEFINICIONES DE PROBABILIDAD***
- 2.5. CONCEPTOS PRACTICOS DE INGENIERIA***
- 2.6. ALGUNOS TEOREMAS ELEMENTALES***

***Alberto Esquivel Reyes***  
***Mayo 1999.***

### **1.3 DESARROLLO DE LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD.**

#### **■ Consideraciones básicas de diseño.**

*Toda instalación eléctrica debe proyectarse atendiendo nueve criterios básicos:*

*Seguridad, Flexibilidad, Regulación de voltaje, CONFIABILIDAD, Simplicidad de la operación, Facilidades de mantenimiento, Eficiencia, Ecología y Costo (inicial y global).*

#### **■ Objetivo de la teoría.**

*Desde hace mucho tiempo se ha comprendido que la confiabilidad está vinculada con el exceso o reserva. Por ello en cálculos de ingeniería se utilizan ampliamente los factores de seguridad, que con cierta frecuencia llegan a convertirse en factores de inseguridad.*

*El objetivo de la teoría de la confiabilidad es tener bases cuantitativas para predecir el comportamiento de la pieza, ensamble, equipo o sistema, para determinar el grado óptimo de reserva sin caer en el exceso o en el defecto.*

#### **■ Nacimiento y desarrollo.**

*La teoría de la confiabilidad nació en los años 50's en la industria aeroespacial y en las últimas décadas, varios autores han aportado desarrollos muy importantes en el campo de los sistemas eléctricos, destacando el Sr. Roy Billington.*

#### **■ Razones de su desarrollo.**

- *Recursos económicos limitados.*
- *Aumento de la complejidad de los sistemas.*

*Los aviones en 1945 tenían promedio 2,000 componentes, en 1965 tenían 150,000.*

- *Sobreintensidad de los regímenes de trabajo.*

*Altas temperaturas, altas presiones, altos voltajes, etc.*

## 2.4.2. DEFINICION DE PROBABILIDAD FRECUENCIAL O EXPERIMENTAL

### Frecuencia Relativa

$$f(A) = \frac{\text{N}^\circ \text{ de veces que ocurre el evento } A}{\text{N}^\circ \text{ de ejecuciones del experimento}}$$

### Probabilidad Frecuencial:

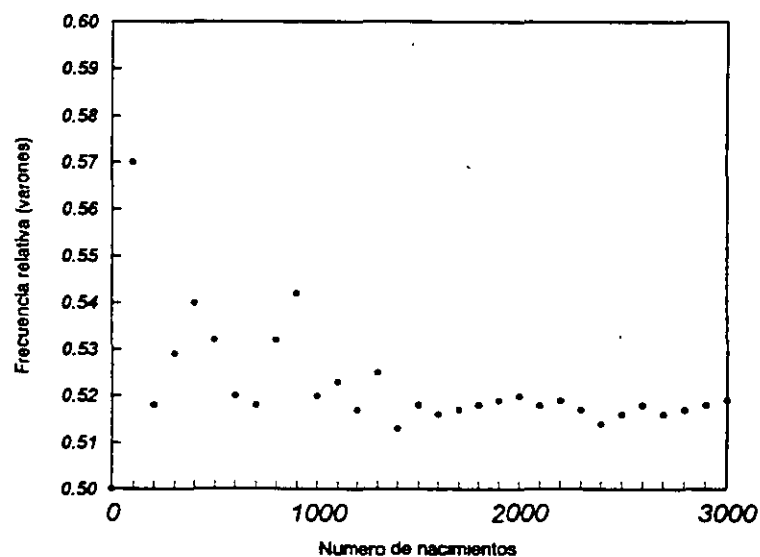
Sea un número  $P(A)$  que llamaremos probabilidad de ocurrencia del evento "A", cuando el número de repeticiones del experimento aumenta, tenemos:

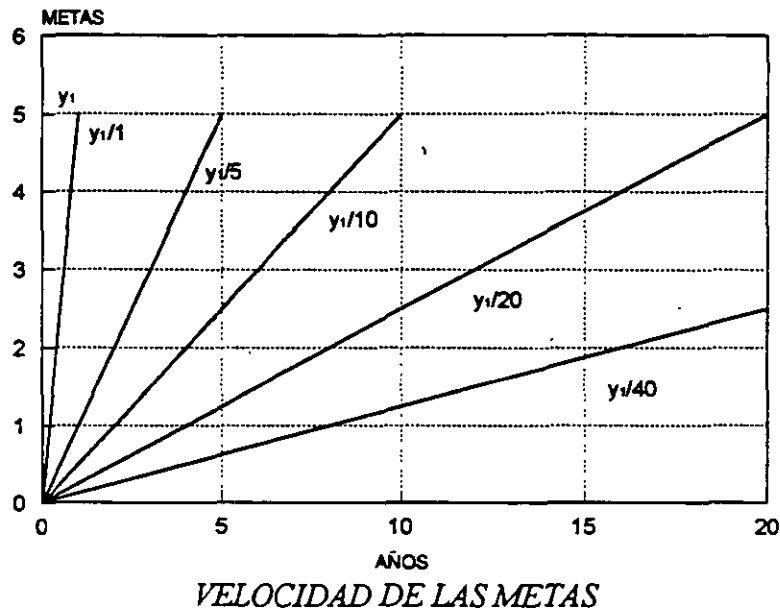
$$f(A) \approx P(A)$$

$$P(A) = \lim_{n \rightarrow \infty} \frac{\text{N}^\circ \text{ de veces que ocurre el evento } A}{\text{N}^\circ \text{ de ejecuciones del experimento}}$$

### Lanzamientos de monedas

Experimentos hechos por:	Número de lanzamientos	Número de caras	Frecuencias relativas de caras
BUFFON	4,040	2,048	0.5069
K.PEARSON	12,000	6,019	0.5016
K. PEARSON	24,000	12,012	0.5005





$$m = \text{desarrollo} = \text{escalones} / \text{tiempo.}$$

*Desarrollo = (meta, plan, acciones o esfuerzo, preparación, etc.)*

#### ■ *Confiabilidad.*

- *De un equipo: 5 fallas en 20 años.*
- *De una persona: La persona X realiza su trabajo con oportunidad y calidad 10 de cada 10 veces.*

#### ■ *Credibilidad.*

- *La persona X cumple lo que dice, siempre.*
- *A la persona X se le cree todo lo que afirma.*

#### ■ *A todos nos llevan muestra estadística: Imagen.*

#### ■ *Algunas razones de comentar lo anterior:*

## 2.5 CONCEPTOS PRACTICOS DE INGENIERIA.

*En las secciones y ejemplos previos, fue posible determinar la probabilidad de un resultado (éxito o fracaso de un evento) a través del conocimiento simple de la geometría o diseño del objeto, (la forma de la moneda o del dado), o de especificación matemática del problema (el número de libros que se pueden seleccionar). Esto permite poder definir y evaluar un valor preciso de probabilidad sin más experimentación.*

*En la mayoría de las aplicaciones de ingeniería, la deducción de las probabilidades de éxito y fracaso no se pueden deducir del simple conocimiento de la geometría, diseño o especificación matemática. En estos casos es necesario obtener una evidencia experimental para determinar las probabilidades. En algunos casos, por ejemplo, en pequeños elementos como los componentes electrónicos, esta información se obtiene a partir de probar repetidamente un gran número de estos componentes bajo condiciones apropiadas para una operación normal. Con dispositivos grandes y costosos como una planta generadora de electricidad, sistemas de telecomunicaciones, plantas químicas y otros, no es posible ni práctico probar estos dispositivos para destruirlos. En estos casos se usan otros métodos generalmente aplicados en combinación, siendo estos los siguientes:*

- a) El dispositivo o sistema se subdivide en uno más niveles jerárquicos tal que, los datos de probabilidad del nivel jerárquico más bajo se obtiene más fácilmente. La probabilidad de falla del dispositivo o sistema completo se deduce entonces usando las técnicas de evaluación de la confiabilidad.*
- b) Los datos requeridos no se establecen a partir de procedimientos especiales de prueba, sino de la experiencia de operación actual.*

*Es preferible, y en muchos casos esencial, establecer un sistema de retroalimentación desde el usuario hasta el diseñador o fabricante, de modo que se puedan obtener cálculos continuos de la confiabilidad de los componentes, dispositivo o sistema para que se puedan realizar futuras mejoras. Uno de los sistemas de retroalimentación más desarrollado se encuentra en la industria de la aviación, particularmente en lo relacionado con las máquinas aéreas; todos los fabricantes de estas máquinas, monitorean continuamente el desempeño y comportamiento de cada máquina en servicio.*

*Para aplicar los conceptos discutidos anteriormente, es necesario establecer un vínculo entre el concepto puramente matemático de probabilidad y el concepto empírico de evidencia del comportamiento habitual en experimentos repetidos continuamente. Este vínculo se establece a través de la frecuencia relativa de interpretación de la probabilidad. Usando los datos obtenidos de los métodos experimentales, pre-operacionales y operativos, obtenemos:*

$$P(\text{de que un evento particular ocurra}) = \lim_{n \rightarrow \infty} \left( \frac{f}{n} \right)$$

*donde :*

*n = número de veces que el experimento se repite.*

## ***2 PROBABILIDAD***

### ***2.1 ESPACIO MUESTRAL***

### ***2.2 EVENTOS Y DIAGRAMAS DE VENN***

***Ma. Luisa Apantenco López***

***José Rafael Duarte Mata***

***Mayo de 1999***

## 2.6 ALGUNOS TEOREMAS ELEMENTALES.

### TEOREMA 1.

(Regla de adición para eventos mutuamente excluyentes). Si  $E_1, \dots, E_m$  son eventos mutuamente excluyentes, entonces,

$$P(E_1 \cup E_2 \cup \dots \cup E_m) = P(E_1) + P(E_2) + \dots + P(E_m)$$

### Ejemplo 1.

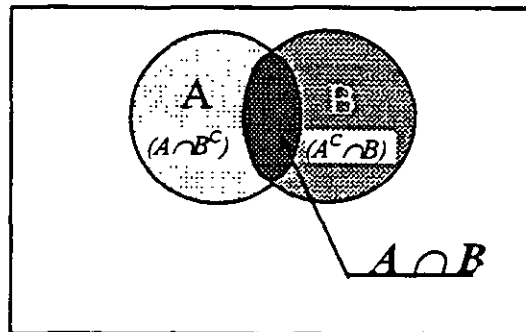
Se arroja una vez un dado legal. calcular:

- la probabilidad que aparezca hacia arriba un numero par.
- la probabilidad que aparezca hacia arriba un numero mayor de 4.

### TEOREMA 2.

(Regla de adición para eventos arbitrarios). si  $A$  y  $B$  son eventos cualesquiera contenidos en un espacio muestral "S", entonces

$$P(A \cup B) = P(A) + P(B) - P(A \cap B)$$



### Ejemplo 2.

Un dado legal se arroja 2 veces. ¿cual es la probabilidad de obtener al menos un "seis"?

pueden denotarse con  $B$  y  $D$ , según sean buenos o defectuosos respectivamente. En símbolos tenemos, pues,  $S = \{B, D\}$ .

### Clasificación de espacios muestrales

*Espacio muestral finito.*

Contiene un número finito de puntos

*Espacio muestral infinito contable o numerable.*

Contiene tantos puntos como números naturales

*Espacio muestral infinito no contable o no numerable.*

Puntos continuos o no discretos.

**Ejemplos:**

<u>Experimento</u>	<u>Espacio Muestral</u>	<u>Clasificación</u>
Lanzamiento de un dado	$S = \{1, 2, 3, \dots, 6\}$	Muestral finito
Tamaño de la población de artículos producidos hasta obtener 10 defectuosos	$S = \{X / 10 \leq X < \infty\}$	Infinito contable
Vida útil de una lámpara	$S = \{t / 0 \leq t < t \text{ máx}\}$	Infinito no contable.



**TEOREMAS ADICIONALES****TEOREMA 4.**

Si  $\phi$  es el conjunto vacío, entonces:

$$P(\phi) = 0$$

*Demostración:*

Para cualquier suceso  $A$ :

$$A = A \cup \phi$$

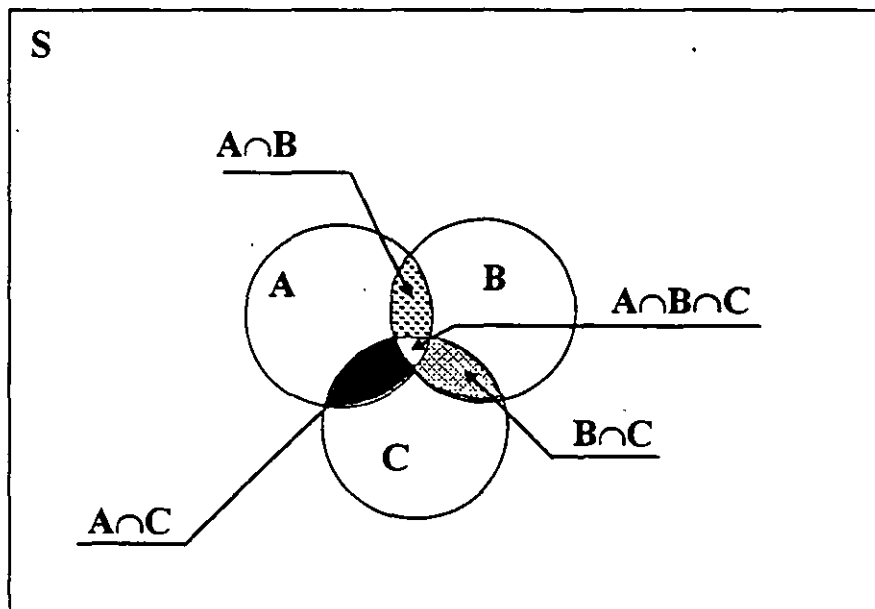
Puesto que  $A$  y  $\phi$  son mutuamente excluyentes se deduce del axioma 3 que:

$$P(A) = P(A \cup \phi) = P(A) + P(\phi)$$

**TEOREMA 5.**

Si  $A$ ,  $B$ , y  $C$  son 3 sucesos cualesquiera entonces:

$$P(A \cup B \cup C) = P(A) + P(B) + P(C) - P(A \cap B) - P(A \cap C) - P(B \cap C) + P(A \cap B \cap C)$$



## 2.2 EVENTOS Y DIAGRAMAS DE VENN.

*Un evento o suceso, es un resultado individual o un conjunto de resultados de un experimento. También se puede definir como un subconjunto del espacio muestral.*

*En particular, el espacio muestral "S" es subconjunto de si mismo, por lo que también constituye un evento, al que llamaremos evento o suceso seguro, puesto que la manera de formularlo asegura que siempre ocurrirá. Cuando el evento consta de un sólo resultado se le denomina evento elemental.*

*Retomando el ejemplo del dado:*

$$S = \{1, 2, 3, 4, 5, 6\}$$

*A partir de este ejemplo pueden definirse los eventos : "cae un número par", "cae un número menor a 4", etc..*

- **Diagramas de Venn**

*Los eventos y espacios muestrales, y en particular las relaciones entre los eventos, son a menudo representados por medio de diagramas de Venn, en donde el espacio muestral es representado por un rectángulo, mientras que los eventos aparecen como regiones dentro del rectángulo, en forma de círculos, porciones de éstos, o cualquier figura cerrada.*

**6 EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD  
DE SISTEMAS SIMPLES.**

*Miguel Angel Flores Rangel  
Mayo 1999.*

*Un conjunto es una colección de objetos (ya sean objetos concretos, como libros, ciudades o gente, o bien objetos abstractos, como números, letras o palabras). Un conjunto que pueda considerarse en cierto sentido completo, de manera que sólo haya que considerar los objetos de ése conjunto, se llama conjunto universal.*

*Ahora consideremos la idea importante de combinar conjuntos dados, con el fin de formar un nuevo conjunto. Supongamos que  $A$  y  $B$  son dos conjuntos. Definamos  $C$  como la unión de  $A$  y  $B$  de la manera siguiente:*

$$C = \{x/x \in A \text{ o } x \in B \text{ (o ambos) } \}.$$

*Escribimos  $C = A \cup B$ . Así  $C$  está formado por elementos que están en  $A$ , o en  $B$ , o en ambos.*

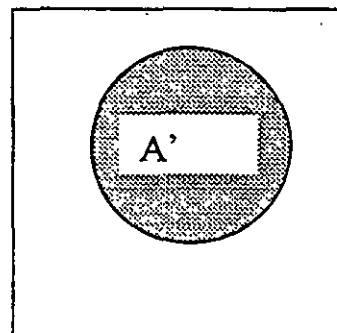
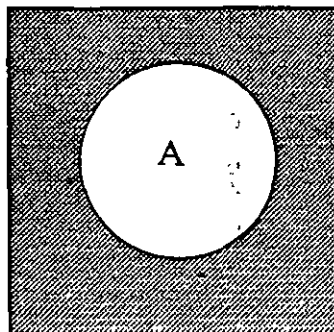
*Definimos  $D$  como la intersección de  $A$  y  $B$  como sigue:*

$$D = \{x/x \in A \text{ y } x \in B \}.$$

*Escribamos ésto como  $D = A \cap B$ . Es así como  $D$  posee todos los elementos que están en  $A$  y en  $B$ , simultáneamente.*

*Finalmente presentamos la idea del complemento de un conjunto  $A$  como sigue: el complemento de  $A$  es el conjunto designado por  $A'$ , formado por todos los elementos que no están en  $A$ , pero sí en el conjunto universal  $U$ .*

*Esto es,  $A' = \{x | x \notin A \}$ .*



Considérese ahora un segundo caso, el cual está representado en la figura No. 6.3, que corresponde al caso de un sistema de distribución consistente de un interruptor que alimenta a cuatro ramales. Entonces se considera que si alguna de las líneas falla el sistema falla.

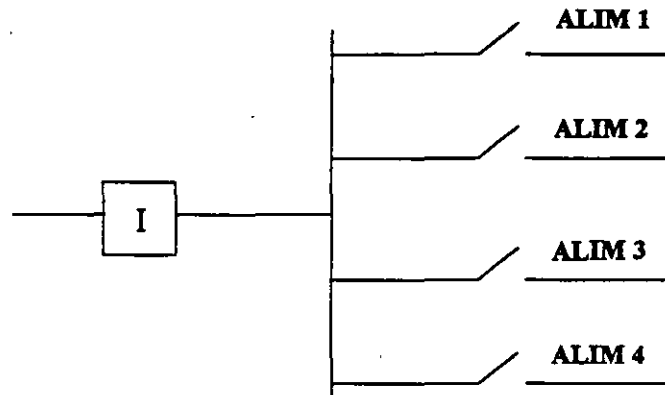


Fig. No. 6.3

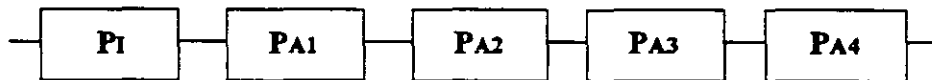


Fig. No. 6.4

Siendo la red que representa la confiabilidad asociada a este sistema la que mostrada en la figura No. 6.4. Como puede apreciarse la topología de la red real es un circuito en paralelo mientras que la topología de confiabilidad es un circuito serie.

## 2.4. DEFINICIONES DE PROBABILIDAD

### 2.4.1. DEFINICION CLASICA DE LAPLACE

- *Lanzamiento de un dado.*
- *Debe aparecer hacia arriba uno de los 6 números.*

*1, 2, 3, 4, 5 ó 6*

- *ahora, si:*
  - *los eventos son mutuamente excluyentes.*
  - *el dado no esta cargado.*

*entonces:*

$$P(A) = \frac{\text{N}^\circ \text{ de casos en que ocurre } A}{\text{N}^\circ \text{ de resultados posibles}} = \frac{n(A)}{n(S)}$$

#### **Ejemplo 1**

*Se arroian 3 dados legales, calcular la probabilidad de que la suma de los números que aparecen hacia arriba sea igual a 17 o 18.*

#### **Ejemplo 2.**

*Una tachuela es lanzada al aire y deseamos conocer la probabilidad de caiga de punta.*

$$R_A + Q_A = 1 \quad \text{y} \quad R_B + Q_B = 1 \quad (6.1)$$

*El requerimiento básico para que el sistema funcione es que los componentes A y B deberán estar trabajando. De la probabilidad condicional*

$$P(A/B) = \frac{P(A \cap B)}{P(B)} \quad (6.2)$$

*Si los eventos A y B son independientes*

$$P(A/B) = P(A) \quad (6.3)$$

*y por lo tanto*

$$P(A \cap B) = P(A) \cdot P(B) \quad (6.4)$$

*lo cual implica que la confiabilidad de un sistema formado por los componentes A y B es igual al producto de sus confiabilidades, es decir*

$$R_s = R_A \cdot R_B \quad (6.5)$$

*La ecuación (6.5) puede ser generalizada, de forma tal que*

$$R_s = \prod_{i=1}^n R_i \quad (6.6)$$

*En algunas aplicaciones puede ser ventajoso evaluar la inconfiabilidad o probabilidad de que el sistema falle, por lo que la inconfiabilidad de un sistema en serie será*

$$Q_s = 1 - R_A R_B = Q_A + Q_B - Q_A Q_B \quad (6.7)$$

*para n componentes*

$$Q_s = 1 - \prod_{i=1}^n R_i \quad (6.8)$$

*La confiabilidad decrece al incrementar el número de componentes en serie y ésta crece al reducir el número de estos componentes.*

**Ejemplo 6.1**

Considere el siguiente sistema de distribución, el cual es mostrado en la figura 6.6. Como puede apreciarse consta de cuatro alimentadores que tiene diferentes longitudes. El interruptor falla en promedio de 0.4 horas al año, mientras que un alimentador, en la zona considerada, falla al año un promedio de 0.7 horas / km. Calcule la confiabilidad del sistema en su conjunto, considerando que el sistema falla si al menos un alimentador falla.

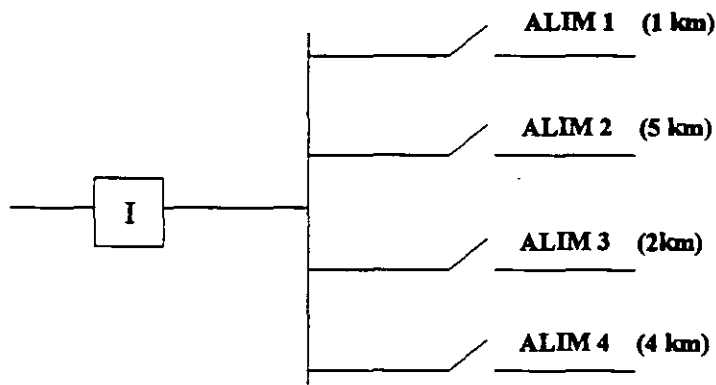


Fig. No. 6.6



### 6.3 SISTEMAS PARALELO

Considérese un sistema de dos componentes independientes A y B, conectados en paralelo como se observa en la figura No. 6.7

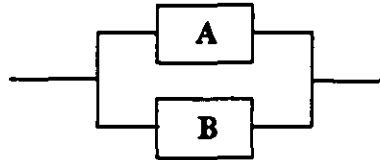


Fig. No. 6.7

En este caso el sistema requiere solamente que un componente este trabajando para que el sistema se considere que trabaja exitosamente. Para este caso la probabilidad de éxito se evalúa del complemento de la inconfiabilidad del sistema

$$R_p = 1 - Q_A Q_B = R_A + R_B - R_A R_B \quad (6.9)$$

para  $n$  componentes del sistema se tiene que

$$R_p = 1 - \prod_{i=1}^n Q_i \quad (6.10)$$

También se puede definir la inconfiabilidad  $Q_p$  del sistema como

$$Q_p = Q_A Q_B \quad (6.11)$$

y en forma generalizada como

$$Q_p = \prod_{i=1}^n Q_i \quad (6.12)$$

La confiabilidad del sistema crece al incrementar el número de componentes en paralelo y esto implica que se incremente el costo inicial, el peso y volumen del sistema; por lo tanto aumenta el mantenimiento, debiéndose analizar todo esto cuidadosamente.

**Ejemplo 6.2**

*Dos líneas de transmisión de 230 kV y 50 km de longitud cada una de ellas, alimentan a una subestación de potencia, cada línea tiene la capacidad para suministrar energía al total de la carga. El tiempo de falla promedio al año de cada línea es de 0.05 h / año km.*

*Calcule:*

- a) El valor de la confiabilidad del sistema.*
- b) El tiempo de falla promedio al año.*

**Ejemplo 6.3**

*Un sistema de un componente tiene una confiabilidad de 0.8. Evalúe el efecto sobre la confiabilidad de todo el sistema, al incrementar en seis el número de componentes idénticos al original en paralelo.*

**Solución**

*Usando la ecuación 6.12, el valor de la confiabilidad del sistema es mostrado en la tabla 6.1 para sistemas que tengan de uno a seis componentes en paralelo, mostrándose también el incremento de la confiabilidad al adicionar cada componente al sistema original, conociéndose esto como la confiabilidad incremental. Se presenta también el porcentaje de confiabilidad comparativa definida como el cambio en la confiabilidad sobre un simple componente, expresado en porciento. La figura No. 6.7 muestra los beneficios que se obtienen al incrementar la confiabilidad al aumentar el número de componentes en paralelo.*

TABLA No.6.1

NUMERO DE COMPONENTES	CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	CONFIABILIDAD INCREMENTAL	INCREMENTO COMPARATIVO DE CONFIABILIDAD %
1	0.800000		
2	0.960000	0.160000	20
3	0.992000	0.032000	4
4	0.998400	0.006400	0.80
5	0.999680	0.001280	0.16
6	0.999936	0.000256	0.03

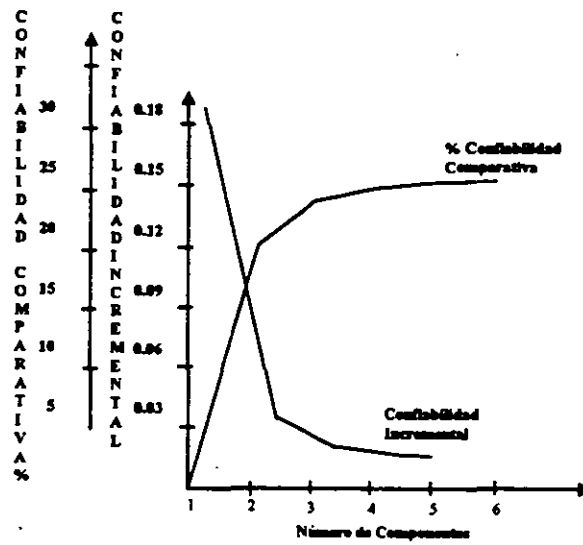


Fig. 6.8

## 6.4 SISTEMAS SERIE-PARALELO

En este caso se trata de obtener la confiabilidad o inconfiabilidad a partir de la reducción de subsistemas en serie y paralelo, por ejemplo considérese el siguiente sistema

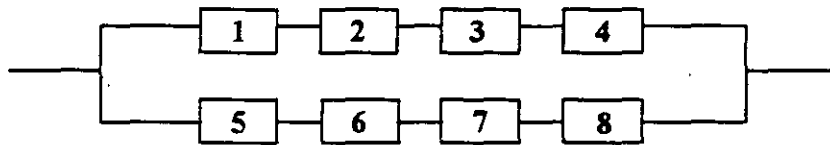


Fig. 6.9

Entonces se puede reducir este sistema a dos componentes equivalentes 9 y 10, como se puede apreciar en la figura No. 6.10.

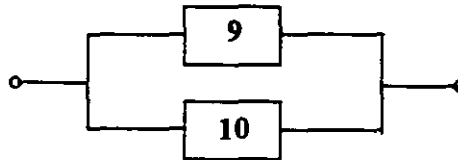


Fig. 6.10

A su vez los componentes 9 y 10 pueden ser reducidos al componente 11 a través de una evaluación de la confiabilidad o inconfiabilidad de dos componentes en paralelo (figura No. 6.11).

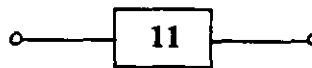


Fig. 6.11.

### Ejemplo 6.4

Considérese el sistema de la figura No. 6.12, consistente de dos líneas de transmisión que unen a las barras A y B; cada línea tiene una longitud de 50 km y el tiempo de falla promedio es de 0.05 h/año km. En los extremos de ambas líneas existen interruptores cuyo tiempo de falla promedio al año de cada uno de ellos es de 1.09 h/año. Calcule el valor de confiabilidad del sistema y el tiempo de falla o interrupción al año del sistema global.

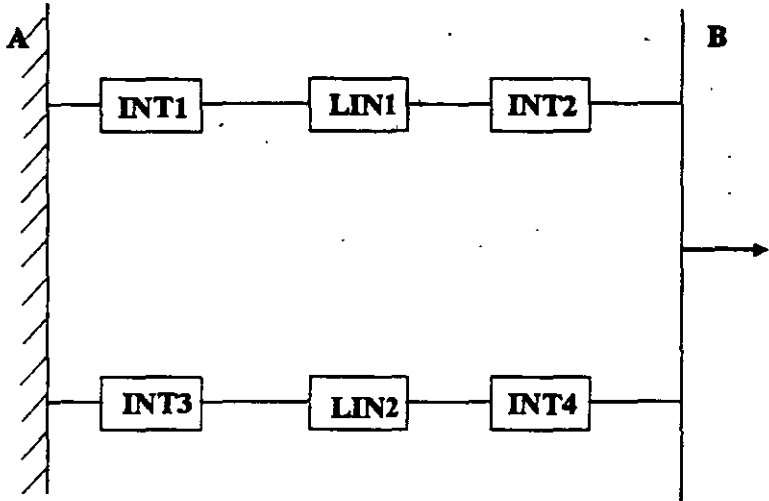


FIG. No. 6.12

## ***7 EVALUACIÓN DE LA CONFIABILIDAD DE SISTEMAS COMPLEJOS***

***7.1 CONCEPTOS DE MODELADO Y DIAGRAMAS LÓGICOS***

***7.2 MÉTODO DE LA PROBABILIDAD CONDICIONAL***

***7.3 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS***

***7.4 APLICACIÓN Y COMPARACIÓN DE TÉCNICAS***

***7.5 MÉTODO DE CONEXIONES MÍNIMAS***

***Pedro Téllez Rodríguez  
Mayo de 1999***

## 7.1 CONCEPTOS DE MODELADO Y DIAGRAMAS LÓGICOS

### 7.1.1 MODELADO

Las técnicas descritas en el capítulo anterior están limitadas en su aplicación a sistemas y redes que tienen una estructura tipo serie y paralelo. Sin embargo, muchos sistemas o no tienen ese tipo de estructura simple o tienen una lógica operacional compleja, por lo que es necesario emplear un modelado adicional y técnicas de evaluación para determinar su confiabilidad. Un sistema típico que no presenta una estructura serie/paralelo es la red tipo puente mostrada en la figura 7.1, la que ocurre frecuentemente en diversas aplicaciones de ingeniería.

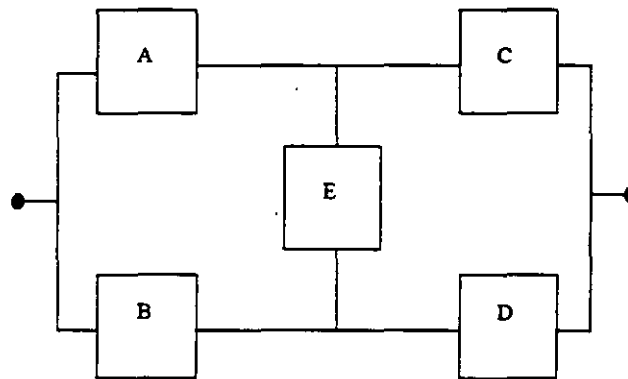


FIG. 7.1 Sistema o red tipo puente

Una inspección visual de la red mostrada en la figura 7.1 indica que ninguno de los componentes está conectado en un arreglo simple serie/paralelo. Existen técnicas para resolver este tipo de redes como el método de la probabilidad condicional, el de cortes y conexiones mínimas, diagramas de árbol, diagramas lógicos y el método de la matriz de conexiones.

La mayoría de estas técnicas son métodos formalizados para transformar la operación lógica del sistema, o la topología del sistema, en una estructura formada únicamente con componentes en serie y paralelo, trayectorias o ramas. Los diversos métodos son similares en concepto la principal diferencia entre ellos radica en la presentación formal o lógica del método. Cuando se efectúan cálculos manuales, el método de solución deberá ser tan simple y directo como sea posible. Cuando se utilizan computadoras digitales, puede ser ventajoso utilizar la misma programación básica y la misma técnica para ambos, sean sistemas simples o complejos.

## 7.1.2 DIAGRAMAS LÓGICOS

La confiabilidad de muchos sistemas puede ser evaluada con la ayuda de diagramas lógicos (llamados también diagramas de bloques de confiabilidad). De manera opuesta a los diagramas físicos, los cuales únicamente describen las conexiones físicas actuales entre los componentes, los diagramas lógicos están arreglados para indicar que combinaciones de componentes producen la falla del sistema total.

Los diagramas lógicos están por lo tanto, basados en un análisis de los efectos de falla de los elementos. Los bloques en estos diagramas representan componentes de trabajo, y la falla de un componente es indicada por la remoción del bloque correspondiente. Si en un diagrama son removidos los bloques suficientes para interrumpir la conexión entre los puntos de entrada y salida, el sistema ha fallado.

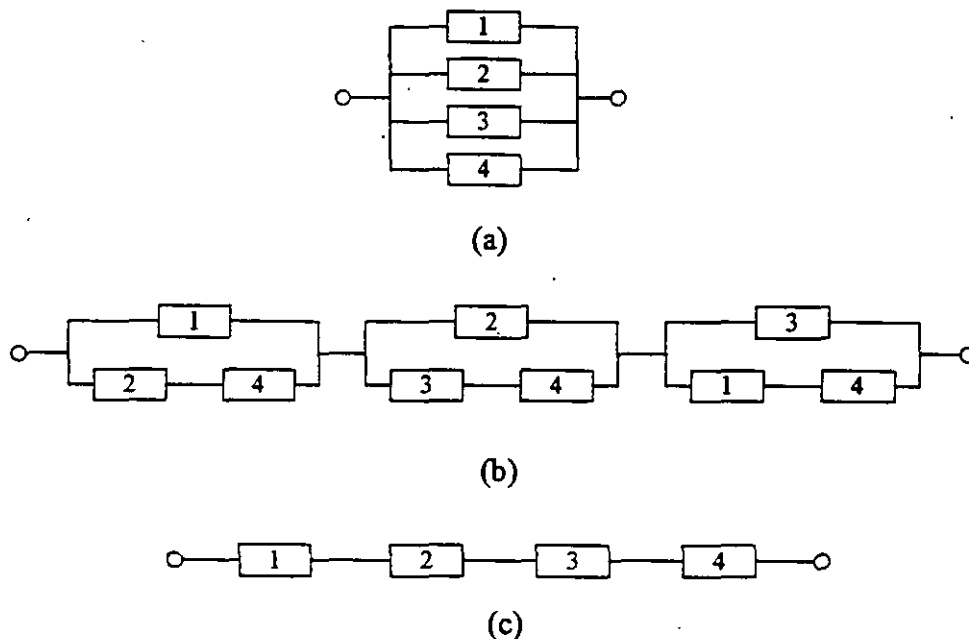


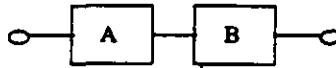
FIG. 7.1.1 Diagramas físico y lógicos para cuatro líneas de transmisión entre dos S.E.'s.

- (a) Diagrama físico y diagrama lógico (para capacidades individuales de línea al menos iguales a la carga del sistema).
- (b) Diagrama lógico, si al menos 3 de las 4 líneas deben estar en servicio para prevenir sobrecarga.
- (c) Diagrama lógico, si las líneas no tienen margen de capacidad para soportar más carga.



**EJEMPLO 7.1.1**

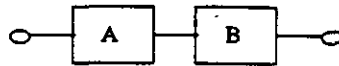
**DIAGRAMA FÍSICO**



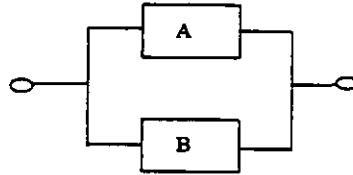
**DIAGRAMAS LÓGICOS**

*Modo de falla principal: FALSA OPERACIÓN*

*Contactos normalmente cerrados*

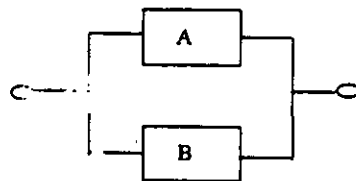


*Contactos normalmente abiertos*



*Modo de falla principal: RECHAZO DE OPERACIÓN*

*Contactos normalmente cerrados.*



*Contactos normalmente abiertos*



# EVALUACION DE LA CONFIABILIDAD DE UNA SUBESTACION DE DISTRIBUCION POR EL METODO DE CORTES MINIMOS

## Método de cortes Mínimos.

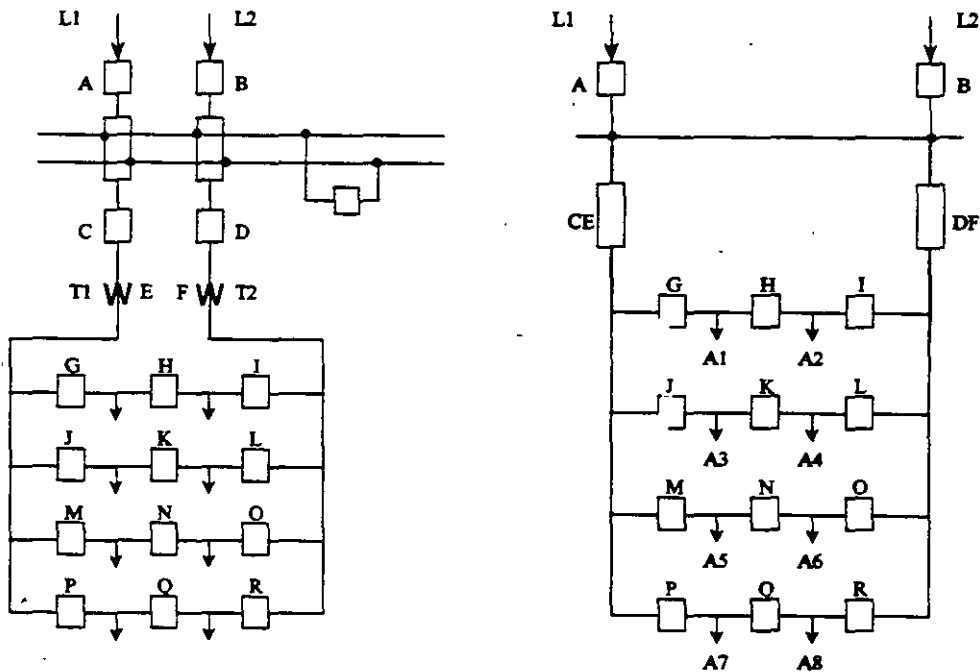
Un corte mínimo es un subconjunto de componentes tales que, cuando fallan, causan la falla del sistema, pero cuando cualquiera de esos componentes no ha fallado, el sistema está en funcionamiento normal.

El método consiste en determinar, para el estado de falla que se defina en el sistema, el (los) subconjunto(s) mínimo(s) de componentes, que al fallar, provocan o conducen al estado de falla definido.

Consideraciones:

- Se desprecian las intersecciones entre cortes.
- Se omiten los cortes de orden 3 y mayores.

## Arquitectura de la Subestación.





# LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

---

*Gerencia de Ingeniería  
Gerencia de Proyectos*

## ***OBJETIVO ETAPA II***

*EVALUAR LA CONFIABILIDAD Y COSTO GLOBAL DE DIFERENTES ARREGLOS Y TECNOLOGIAS EN LAS TRES PARTES DE QUE SE COMPONE UNA SUBESTACION (ALTA TENSION, TRANSFORMACION Y MEDIA TENSION).*

*son más de uno o dos ordenes superiores al corte de orden más bajo que exista. Debe recalcar que esta acepción puede no ser tan válida si los componentes que forman los cortes de más bajo orden son muy confiables y los componentes que forman los cortes de más alto orden son muy inconfiables.*

- b) Los cortes mínimos del sistema definen directamente los tipos de falla del sistema. El sistema del ejemplo anterior fallará si los componentes 1 y 5 fallan o si 2 y 5 fallan o si 3 y 4 y 5 fallan. Además, el método cuantifica el impacto de cada falla en el sistema en términos de  $\lambda$ ,  $r$  y  $U$ . Por lo tanto, es posible determinar de este análisis no solamente los índices de confiabilidad del sistema, sino también las contribuciones hechas a los índices del sistema por los diferentes tipos de fallas. Esta información es muy importante en cualquier evaluación de confiabilidad debidamente estructurada, ya que identifica áreas críticas en sistemas débiles y sugiere donde reforzarlos y donde se debe hacer una inversión. Nada de esta información se obtiene del método de reducción de redes.*
- c) De una evaluación de este tipo, puede decidirse si se debiesen hacer reforzamientos o inversiones para mejorar la confiabilidad. Esta inversión podría ser en la calidad de los componentes o la redundancia en el sistema, reduciendo de esta manera la tasa de falla, o en la disponibilidad de los repuestos y facilidades para la reparación, disminuyendo así el tiempo promedio de reparación. Hay muchas posibles alternativas y cada una puede estudiarse para identificar su efecto en el comportamiento del sistema. La evaluación de  $\lambda$ ,  $r$  y  $U$  en los tipos de falla y el análisis de efecto, sin embargo, es de un beneficio enorme poder decidir que componentes y que área necesita las consideraciones debidas, y que alternativas pueden dar el mejor resultado.*

#### 4.4 Método de Cortes y Conexiones Mínimos.

El método de cortes y conexiones mínimos ya ha sido descrito en detalle anteriormente y no se discutirá mucho en este capítulo. Sin embargo, debe recordarse que este método permite deducir la confiabilidad de una red, expresada en términos de cortes mínimos, a partir del diagrama lógico operacional del sistema. Esta confiabilidad consiste de un número de cortes mínimos conectados en serie y cada corte consiste de un número de componentes conectados en paralelo. Por lo anterior, resulta que las ecuaciones serie/paralelo deducidas en las secciones anteriores, pueden aplicarse directamente a los diagramas de cortes mínimos. El procedimiento es aplicar las ecuaciones para sistemas en paralelo en cada corte para evaluar los índices equivalentes en cada corte y entonces combinar estos índices usando las ecuaciones para sistemas serie y así obtener los índices de confiabilidad de todo el sistema.

Para ilustrar la aplicación de estas ecuaciones en el método de cortes y conexiones mínimos, reconsidere el ejemplo 3 anterior.

Una inspección visual de la figura 4 de ese ejemplo permite identificar dos cortes de segundo orden y uno de tercer orden. Ellos son (1 y 5), (2 y 5), (3 y 4 y 5). Las ecuaciones (15) a (18) pueden aplicarse a los primeros dos cortes y las ecuaciones (20) a (22) al tercer corte. De esta manera se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 1.

Después de evaluar los índices de confiabilidad para cada corte, la ecuación (11) puede usarse para evaluar los índices del sistema. Esto se complementa sumando los valores de  $\lambda$  para obtener  $\lambda_s$ , sumando los valores de  $U$  para obtener  $U_s$  y entonces evaluar  $r_s$  dividiendo el valor de  $U_s$  entre  $\lambda_s$ . Estos índices del sistema se muestran también en la tabla 1 y puede compararse con los obtenidos previamente en el ejemplo 1, usando la técnica de reducción de redes.

Tabla 1. Análisis de cortes mínimos del Ejemplo 1

Corte	$\lambda$ (f/año)	$r$ (hr)	$U$ (hr/año)
1 y 5	$1.14 \times 10^{-5}$	10	$1.14 \times 10^{-4}$
2 y 5	$1.14 \times 10^{-5}$	10	$1.14 \times 10^{-4}$
3 y 4 y 5	$1.95 \times 10^{-9}$	6.67	$1.3 \times 10^{-8}$
Total	$2.28 \times 10^{-5}$	10	$2.28 \times 10^{-4}$
	$= \lambda_s$	$= r_s$	$= U_s$
	$= \Sigma \lambda$	$= U / \lambda_s$	$= \Sigma U$

De los resultados obtenidos y el análisis usado para conseguirlos se pueden hacer los siguientes comentarios:

- Los índices del sistema son dominados generalmente por cortes de bajo orden que, en el caso del ejemplo anterior, son dos cortes de segundo orden. Por lo tanto se consigue generalmente suficiente precisión ignorando los cortes que

$$r_6 = \frac{20 \times 20}{20 + 20} = 10 \text{ horas}$$

La segunda reducción requiere combinar en serie los componentes 1, 2 y 6 para obtener el componente equivalente 7, usando la ecuación (11):

$$\lambda_7 = 0.05 + 0.05 + 1.14 \times 10^{-5} = 0.1 \text{ fallas / año}$$

$$r_7 = \frac{0.05 \times 20 + 0.05 \times 20 + 1.14 \times 10^{-5} \times 10}{0.1} = 20 \text{ horas}$$

La reducción final requiere combinar en paralelo los componentes 5 y 7 para obtener el componente equivalente 8 que representa el índice del sistema.

$$\lambda_8 = \frac{0.05 \times 0.1(20 + 20)}{8760} = 2.28 \times 10^{-5} \text{ fallas / año}$$

$$r_8 = \frac{20 \times 20}{20 + 20} = 10 \text{ horas}$$

$$U_8 = 2.28 \times 10^{-4} \text{ horas / año}$$

El ejemplo anterior muestra como un sistema serie-paralelo puede evaluarse aplicando secuencialmente las ecuaciones serie y paralelo. Sin embargo, este método no se puede usar directamente si el sistema es más complejo, es decir, una configuración no-serie/paralelo tal como una red puente. Algunos autores sugieren que este tipo de redes pueden transformarse en una conteniendo solo ramas series/paralelo usando el método conocido como transformación estrella-delta. Este método puede resultar un tanto tedioso y la técnica de cortes mínimos es preferible. Las ventajas de la aproximación por cortes mínimos son que elimina la necesidad de transformaciones complicadas e indica directamente la falla predominante en el sistema. La importancia de conservar una apreciación física del sistema y sus tipos de falla es un requerimiento fundamental en la evaluación total de la confiabilidad del sistema.

4.3 Técnicas de reducción de redes.

La mayoría de los sistemas no solo consisten en configuraciones de cadenas en serie o en paralelo sino más frecuentemente en una combinación de ambos. Un método para resolver este tipo de redes es reducir secuencialmente la red usando las ecuaciones apropiadas para combinaciones serie y paralelo hasta que la red se reduzca a un solo componente equivalente. Este método conocido como reducción de redes ya ha sido descrito anteriormente y los parámetros de confiabilidad del componente equivalente son los parámetros del sistema completo.

El siguiente ejemplo ilustra la aplicación de las ecuaciones serie y paralelo en la técnica de reducción de redes.

Ejemplo 3.

Considere el sistema de la figura 4 y evalúe la tasa de falla del sistema, el tiempo de reparación promedio y la indisponibilidad si todos los componentes son idénticos y tienen una tasa de falla de 0.05 f/año y un tiempo de reparación promedio de 20 horas.

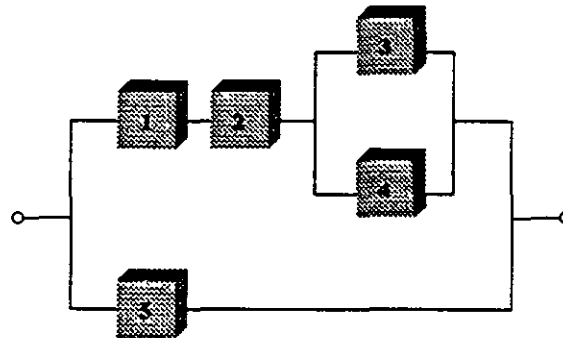
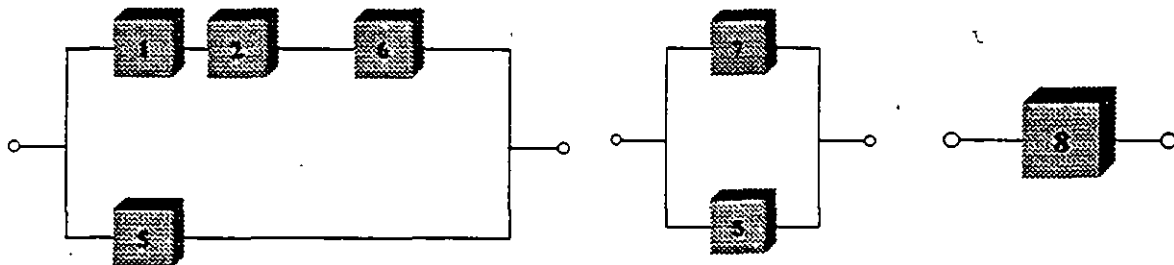


Figura 4



La primera reducción requiere que los componentes 3 y 4 se combinen en paralelo para dar el componente equivalente 6. Usando las ecuaciones (15) y (18):

$$\lambda_p = \frac{0.05 \times 0.05(20 + 20)}{8760} = 1.14 \times 10^{-5} \text{ fallas / año}$$

La tasa de transición del estado "fuera" del sistema de dos componentes es  $\mu_p$  y este debe ser equivalente a  $\mu_p$ , es decir,

$$\mu_p = \mu_1 + \mu_2 \quad (15 a)$$

o bien,

$$\frac{1}{r_p} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \quad (15 b)$$

resultando:

$$r_p = \frac{r_1 r_2}{r_1 + r_2} \quad (15c)$$

Este valor de  $r_p$  representa el periodo de tiempo promedio en que ambos componentes coinciden en estar fuera de servicio, es decir, representa el periodo durante el cual las dos fallas se traslapan. Por esta razón  $r_p$  es conocida generalmente como de reparación traslapada o tiempo fuera de los componentes 1 y 2. El evento de falla causado por la falla de los componentes 1 y 2 se conoce generalmente evento de falla traslapada.

Sustituyendo la ecuación (15) en la (14):

$$\lambda_p = \frac{\lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2)}{1 + \lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2} \quad (16)$$

Si, como es frecuente en la práctica,  $(\lambda_1 r_1)$  y  $(\lambda_2 r_2)$  son mucho menores que la unidad, entonces:

$$\lambda_p \approx \lambda_1 \lambda_2 (r_1 + r_2) \quad (17)$$

Finalmente:

$$U_p = \lambda_p r_p = \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \quad (18)$$

**Ejemplo 2.** Un sistema que consiste de 2 componentes, uno de los cuales debe operar para que el sistema funcione. Si las tasas de falla son, 0.05 f/año y 0.02 f/año respectivamente y los tiempos promedio de reparación son 20 hr y 25 hr respectivamente, determine la tasa de falla, el tiempo promedio de reparación y la indisponibilidad del sistema.



## 4.2 SISTEMAS PARALELO.

### 4.2.1 Sistema de dos componentes.

Inicialmente se considerará el caso de un sistema de dos componentes del cual el diagrama de estados se muestra en la figura 1. La probabilidad de que el sistema este fuera esta dado por la ecuación:

$$P_{fuera} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (12)$$

En este caso se requerirá que la tasa de falla  $\lambda_p$  y la tasa de reparación  $r_p$  de un solo componente, sea equivalente a los dos componentes en paralelo. Esto se ilustra en la figura 3.

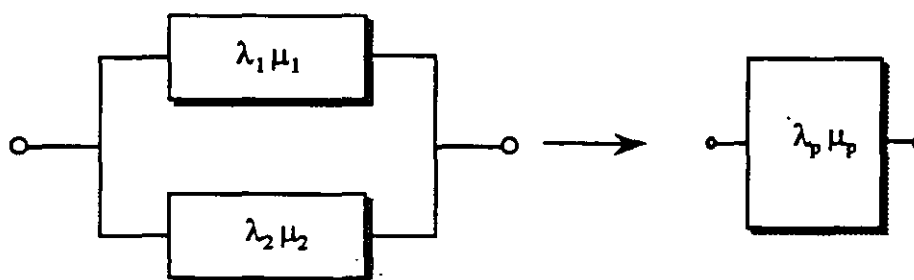


Figura 3.

La Probabilidad de que un solo componente este en el estado "fuera" es:

$$P_{fuera} = \frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} \quad (13)$$

Puesto que las ecuaciones (12) y (13) deben ser idénticas:

$$\frac{\lambda_p}{\lambda_p + \mu_p} = \frac{\lambda_1 \lambda_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (14)$$

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s}, \quad U_s = \lambda_s r_s$$

$$r_s = \frac{U_s}{\lambda_s}, \quad U_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (11)$$

Deben hacerse notar los tres puntos siguientes:

- a) *Antes de usar estas ecuaciones es necesario establecer si son válidas para el sistema que se está analizando, por ejemplo, checar si el modelo en el que se está basando es el apropiado.*
- b) *Las ecuaciones únicamente dan el valor promedio o esperado de los parámetros evaluados. Además hay una distribución asociada con estos valores que no es exponencial aún si los índices del componente fueran distribuidos exponencialmente.*
- c) *Aunque las ecuaciones fueron deducidas a partir del conocimiento de los procesos de Markov y la acepción fundamental de la distribución exponencial, son igualmente apropiadas para evaluar valores promedio a largo plazo de otras distribuciones.*

#### *Ejemplo 1*

*Las tasas de falla para 3 componentes son 0.05 f/año, 0.01 f/año y 0.02 f/año respectivamente y sus tiempos promedio de reparación son de 20 hr, 15 hr y 25 hr respectivamente. Determine la tasa de falla, el tiempo promedio de reparación y la indisponibilidad del sistema si todos los componentes deben de operar para que el sistema funcione adecuadamente.*

$$r_s = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2}{\lambda_s} \quad (6)$$

Debe hacerse notar que, aunque la ec.(6) es una aproximación para 2 componentes en un sistema serie en el que los 4 estados de la figura 1 existen, es una expresión exacta para la situación en la que el estado 4 de la figura 1 no existe, es decir, cuando un componente ha fallado, el segundo componente no puede fallar. Esto ocurre en la práctica cuando, después de la falla del primer componente, las tasas de falla para los componentes que quedan operativos, pero trabajando, decrecen a cero o se convierten en despreciables.

Usando la lógica de las expresiones 4 y 5, la tasa de falla y la duración promedio de la salida de un sistema serie general de "n" componentes puede deducirse como:

$$\lambda_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i \quad (7)$$

$$r_s = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i r_i}{\lambda_s} \quad (8)$$

La probabilidad del sistema estando en el estado "fuera", es decir, la indisponibilidad  $U_s$ , puede relacionarse con  $r_s$  y la frecuencia de encontrar el estado "fuera"  $f_s$ , usando los conceptos de frecuencia y duración establecidos con anterioridad.

$$U_s = f_s r_s \quad (9)$$

Como se ha discutido anteriormente,  $MTTF \left( \frac{1}{\lambda} \right)$  y  $MTBF \left( \frac{1}{f} \right)$  son conceptualmente diferentes, aunque para muchos sistemas prácticos son numéricamente casi idénticos. En todos los casos, la ecuación (9) puede aproximarse a:

$$U_s = \lambda_s r_s = \sum_{i=1}^n \lambda_i r_i \quad (10)$$

Si las unidades de tiempo para  $\lambda_s$  y  $r_s$  son las mismas, el valor de  $U_s$  es estrictamente una probabilidad. Si las unidades son diferentes, es decir,  $\lambda_s$  esta expresada en fallas por año y  $r_s$  esta expresada en horas, el valor de  $U_s$  tiene unidades dimensionales asociadas con ello, es decir, horas por año. (Esta forma dimensional, es una forma útil de representar el tiempo de salidas esperado).

En suma, las ecuaciones usadas para un sistema serie son:

La probabilidad de tener los 2 componentes dentro, esta dada por la ecuación:

$$P_{(dentro)} = \frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} \quad (1)$$

donde  $\lambda_1, \lambda_2$  y  $\mu_1, \mu_2$  son las tasas de falla y de reparación de los 2 componentes, respectivamente.

Es necesario encontrar las tasas de falla y reparación  $\lambda_s$  y  $\mu_s$  de un solo componente que sea equivalente a los 2 componentes en serie. Esto se muestra en la fig. 2. La probabilidad de que los 2 componentes estén dentro o que el sistema completo este dentro es:

$$P_{(dentro)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (2)$$

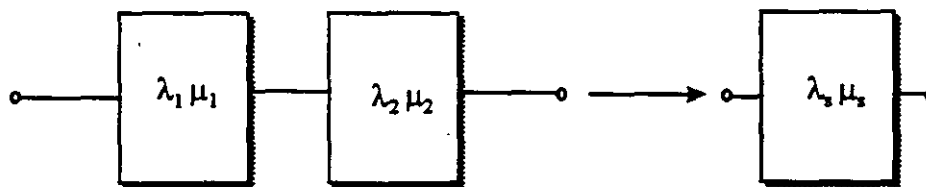


Figura 2.

Para que un solo componente sea equivalente a los 2 componentes en serie, las ecuaciones (1) y (2) deben ser idénticas;

$$\frac{\mu_1 \mu_2}{(\lambda_1 + \mu_1)(\lambda_2 + \mu_2)} = \frac{\mu_s}{\lambda_s + \mu_s} \quad (3)$$

También, ya que la tasa de falla para el sistema en estado "dentro", para un solo componente equivalente, es  $\lambda_s$ , y para los 2 componentes del sistema serie, es  $(\lambda_1 + \lambda_2)$ , entonces:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 \quad (4)$$

Substituyendo la ecuación (4) en la (3) y reemplazando las tasas de reparación,  $\mu_i$ , por el recíproco del tiempo promedio de reparación  $r_i$ , nos queda :

$$r_s = \frac{1}{\mu_s} = \frac{\lambda_1 r_1 + \lambda_2 r_2 + \lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2}{\lambda_s} \quad (5)$$

En muchos sistemas el producto  $(\lambda_i r_i)$  es muy pequeño y por lo tanto  $\lambda_1 \lambda_2 r_1 r_2 \ll \lambda_1 r_1$  y  $\lambda_2 r_2$ . En tales casos la ecuación (5) se reduce a:

## 4. EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD.

### Introducción.

Como se ha discutido en capítulos anteriores, la técnica de Markov y la aproximación de frecuencia y duración hacen un modelo preciso y seguro en los métodos de evaluación de la confiabilidad. Sin embargo, estas técnicas son menos amigables para cálculos a mano y aún en soluciones por medios digitales para sistemas muy grandes, resultan muy complejas.

En tales casos, se cuenta con métodos alternativos que se basan en la aproximación de Markov y en las que se usa un conjunto de ecuaciones aproximadas. La esencia de esta técnica de aproximación es deducir un conjunto de ecuaciones apropiadas. Para un sistema serie en el cual todos los componentes deben operar para que todo el sistema funcione y para un sistema paralelo en donde solo se necesita que un componente opere para que todo el sistema funcione satisfactoriamente.

Estas ecuaciones pueden usarse con las técnicas de modelado de redes vistas en otro capítulo de este curso, de tal modo que se puedan obtener resultados suficientemente exactos para un amplio rango de sistemas.

En este capítulo las ecuaciones básicas inicialmente se deducen para posteriormente usarse en algunos ejemplos.

### 4.1 Sistemas series

Consideremos el caso de dos componentes conectados en serie, el diagrama de estado para este sistema se muestra en la figura 1, asumiendo que pueden existir todos los estados:

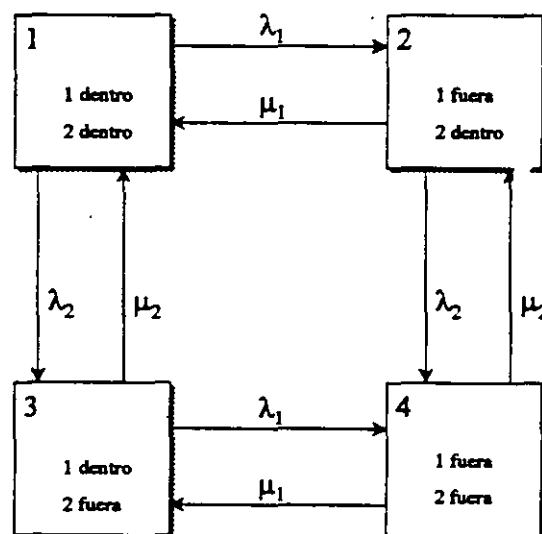


Figura 1

## ***4 EVALUACION APROXIMADA DE LA CONFIABILIDAD***

***4.1 Sistemas Serie.***

***4.2 Sistemas Paralelo.***

***4.3 Técnicas de Reducción de Redes.***

***4.4 Método de cortes y conexiones mínimos***

***4.5 Inclusión de mantenimiento programado***

***4.6 Fallas con causa común.***

***Ing. Alberto Esquivel Reyes  
Junio de 1999***

**EJEMPLO.-** Se ha observado el comportamiento de un circuito alimentador de 23 kV de 2 km de longitud, por un periodo de tiempo dado, dando como resultado que falla a razón de 0.1 veces por km. Al año y el tiempo promedio de reparación de esas fallas es de 12 horas.

Calcule:

- El MTTF.
- La probabilidad de que falle en las próximas 2 horas.
- La probabilidad de que se repare en 8 horas una falla.

**SOLUCIÓN:**

Datos:  $l = 2\text{ km}$   
 $\lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año}$   
 $r = 12 \text{ hr.}$

$$a) \lambda = 0.1 \text{ fallas / km-año} \times 2 \text{ km} = 0.2 \text{ fallas / año}$$

El tiempo promedio a la falla (MTTF) esta dado por:

$$m = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{0.2} = 5 \text{ años / falla}$$

b) Haciendo uso de la aproximación de  $Q(t)$ :

$$Q(t) \cong \lambda t \quad \text{si } t = 2\text{ hr} = 2.283 \times 10^{-4}$$

$$Q(t) \cong 0.2 \times 2.283 \times 10^{-4} = 4.56 \times 10^{-5}$$

Por el método exacto:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} = 1 - e^{-4.56 \times 10^{-5}} = 4.566 \times 10^{-5}$$

c) Primero calculamos la tasa de reparación " $\mu$ ":

$$\mu = \frac{1}{r} = \frac{1}{12} = 0.0834$$

es: entonces la probabilidad de que se repare una falla en el alimentador en 2 hrs.

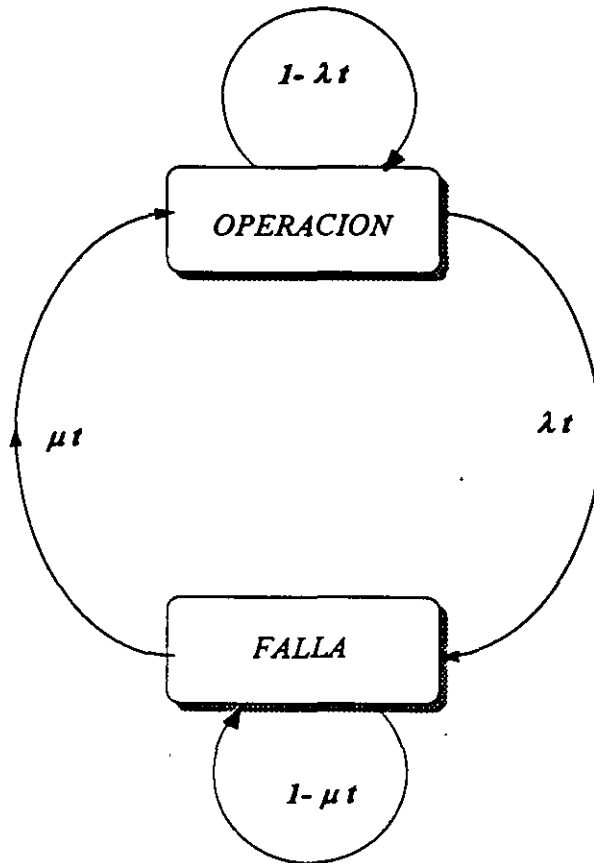
$$\mu t = 0.0834 \times 2 = 0.1668 \quad (16.68\%)$$

Si  $\lambda t \ll 1$ , entonces:

$$Q(t) \cong \lambda t \quad y$$

$$R(t) \cong 1 - \lambda t$$

Regresando al diagrama de dos estados, pero ahora aplicando las funciones de probabilidad, queda:



donde:

$\lambda t = Q(t) =$  Probabilidad de falla

$1 - \lambda t = R(t) =$  Probabilidad de sobrevivencia.

$\mu t =$  Probabilidad de reparación

$1 - \mu t =$  Probabilidad de que no se repare.



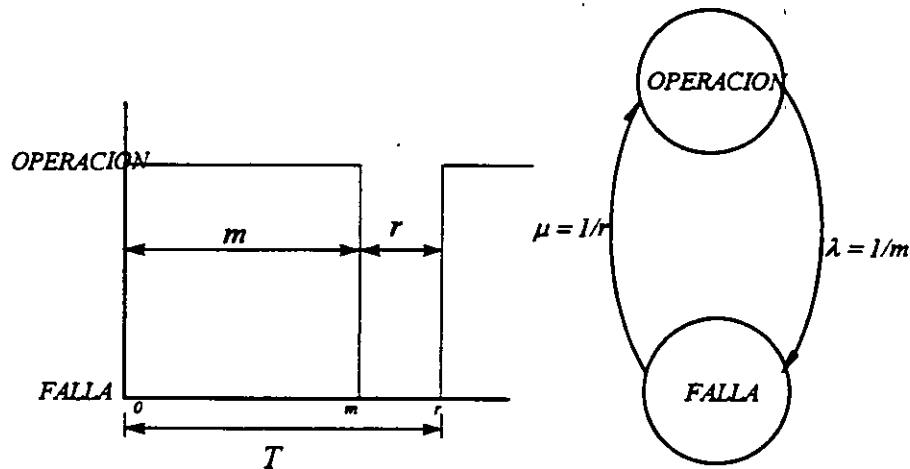
El recíproco de  $\bar{m}$  se designa usualmente como la Tasa de falla "λ":

$$\lambda = \frac{1}{\bar{m}} = \frac{1}{E(x)} = \frac{1}{MTTF}$$

Similarmente, el recíproco de  $\bar{r}$  se designa como la Tasa de reparación "μ":

$$\mu = \frac{1}{\bar{r}} = \frac{1}{E(y)} = \frac{1}{MTTR}$$

De lo anterior resulta el "Modelo de dos estados" que se ilustra de la siguiente forma:



Del estudio de la distribución exponencial, sabemos que la probabilidad de falla esta dada por la siguiente expresión:

$$Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}$$

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Expandiendo la expresión de Q(t), mediante la serie de Taylor<sup>1</sup>:

$$Q(t) = 1 - \left[ 1 - \lambda t + \frac{(-\lambda t)^2}{2!} + \frac{(-\lambda t)^3}{3!} + \dots \right]$$

$$Q(t) = \lambda t - \frac{(\lambda t)^2}{2!} + \frac{(\lambda t)^3}{3!} - \dots$$

Si un componente es observado por un intervalo de tiempo en el que ocurren  $N$  ciclos de fallas y de reparaciones, definimos lo siguiente:

$m_1 =$  tiempo a la falla para el primer ciclo.

Y

$r_1 =$  tiempo de reparación para la primera falla.

Similarmente:

$m_i$  y  $r_i$  son los tiempos observados a la falla y a la reparación para el  $i$ ésimo ciclo, respectivamente.

Entonces:

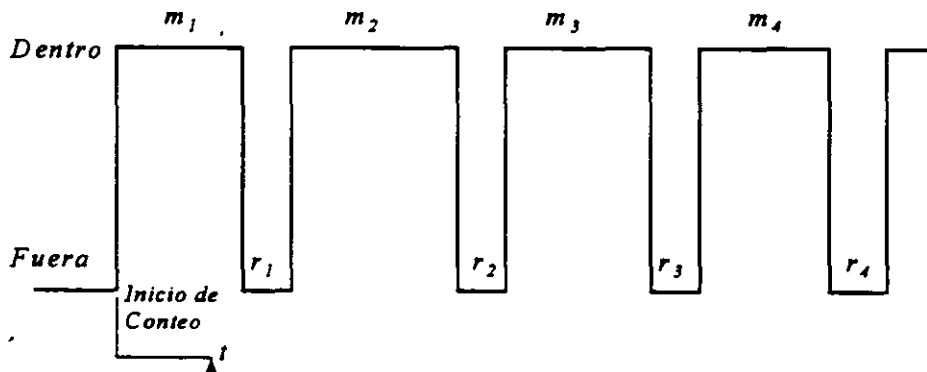
$$\bar{m} = \frac{1}{N} \sum_1^N m_i \quad (\text{Tiempo promedio a la falla MTTF})$$

$$\bar{r} = \frac{1}{N} \sum_1^N r_i \quad (\text{Tiempo promedio de reparación MTTR})$$

El ciclo promedio del proceso Operación - Falla, esta dado por:

$$\bar{T} = \bar{m} + \bar{r}$$

Debe notarse que  $MTBF \neq MTTF$ . La diferencia numérica dependerá del tiempo promedio de reparación  $MTTR$ .



## 1.5 CICLO DE OPERACIÓN - FALLA -REPARACIÓN - OPERACIÓN

- *Análisis de modelos simples basados en Componentes Reparables.*
- *Para analizar y evaluar la confiabilidad es necesario conocer las formas en que los equipos y sistemas fallan a lo largo de su tiempo de operación.*
- *Observaciones hechas a las fallas que ocurren frecuentemente en el área industrial, dan como resultado que la gran mayoría de las fallas se sitúan en los siguientes grupos:*

*Tipo 1.- Fallas que se presentan en la fase de maduración, debidas a la condición de ajuste de los componentes nuevos a las condiciones de operación del sistema.*

*Tipo 2.- Fallas naturales de los componentes durante su vida útil.*

*Tipo 3.- Fallas debidas a alteraciones de las condiciones de operación preestablecidas.*

*Tipo 4.- Fallas debidas a errores en el diseño original ó por fabricarse con partes defectuosas.*

*Tipo 5.- Fallas debidas al envejecimiento natural de los componentes donde algunos dispositivos del sistema van acumulando daños por fatiga y/o desgaste y no pueden seguir funcionando correctamente.*

- *Proceso de Renovación.- Se aplica unicamente a un sistema con componentes reparables durante su vida útil.*

*Tipo de operación continua  
(Sistema de Servicio Público  
de Energía)*

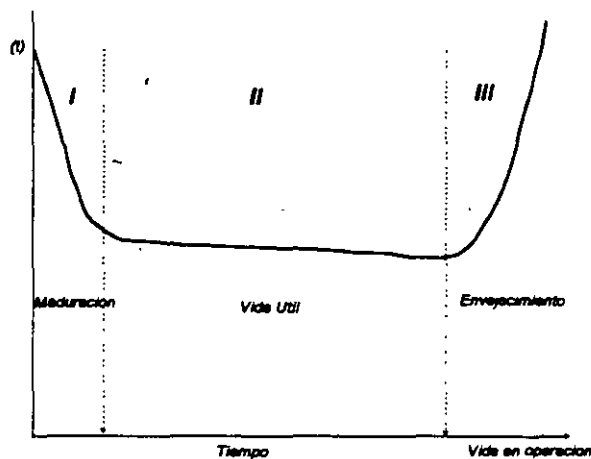
- *Mantenimiento preventivo*
- *Tasa de falla baja*
- *Reparaciones rápidas*
- *Respaldos o redundancia.*

*Para analizar la "Confiabilidad" de un sistema con Operación del tipo continuo, es necesario establecer un modelo del ciclo "Operación - Falla - Operación".*

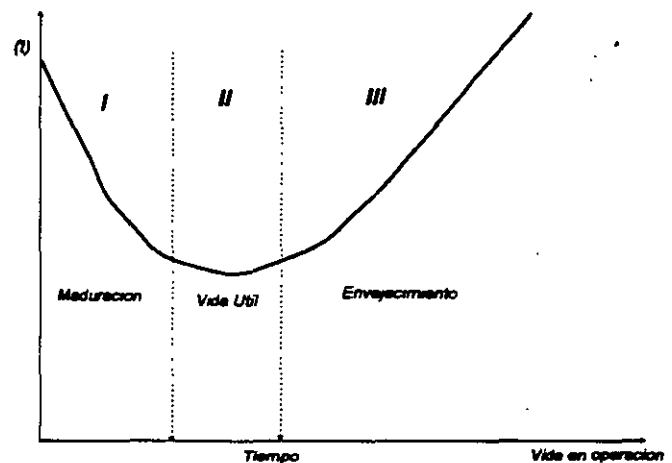
## **1.4 TIPOS DE COMPONENTES.**

*Se pueden clasificar en 3 grupos generales:*

1. **COMPONENTES NO REPARABLES.**- *Son los que son observados solo hasta que fallan, debido a que no pueden ser reparados, la reparación es muy costosa ó solamente es de interés su vida útil hasta la primera falla. Sus fallas son llamadas catastróficas.*
2. **COMPONENTES REPARABLES.**- *Son aquellos que son reparados hasta que fallan y por lo tanto su vida operativa consiste en periodos alternados de operación y reparación.*
3. **COMPONENTES IDEALES O CON TIEMPO DE REPARACIÓN CERO.**- *Es un grupo de componentes en el que su vida útil es muy larga, sin fallas que obliguen al sistema completo a salir de operación, pero cuando ocurre una falla se considera que el tiempo de reparación, comparado con el de operación, es prácticamente despreciable.*

**Región II.- Nombres: Periodo de vida útil***Fase de operación normal.**Característica: La tasa de riesgo permanece constante.**Tipo de falla típicas: Fallas que ocurren puramente al azar.**Modos de evaluación: Distribución exponencial.***Región III.- Nombres: Fase de desgaste***Fase de fatiga.**Periodo de envejecimiento.**Característica: Tasa de riesgo que se incrementa rápidamente con el tiempo.**Tipo de fallas típicas: Fallas por envejecimiento.**Modo de evaluación: Distribución de Weibull o Distribución Normal.***EJEMPLOS:**

Curva típica de tasa de riesgo para componentes electrónicos



Curva típica de tasa de riesgo para componentes mecánicos.

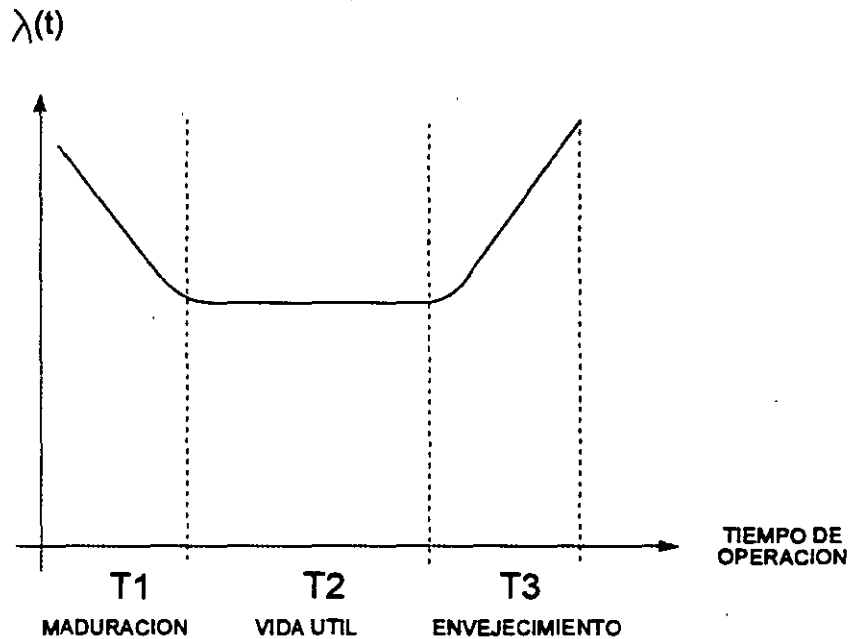
En estos dos ejemplos se cubren los casos extremos en cuanto al periodo de vida útil de los componentes. En el caso de los electrónicos, se asocian usualmente con una vida útil relativamente larga y los componentes mecánicos con una vida útil muy breve.

Muchos componentes y sistemas, incluyendo los componentes de sistemas de potencia y dispositivos mecánicos, pueden mantenerse dentro de su vida útil, mediante un constante y cuidadoso mantenimiento preventivo. De esta manera se les impide entrar a la etapa de envejecimiento antes de que sean sustituidos.

## 1.2 MADURACIÓN, VIDA ÚTIL Y ENVEJECIMIENTO

### TIEMPO DE VIDA

La curva de la tasa de riesgo tiene una forma que es característica de diversos componentes físicos. Esta forma puede ser dividida en 3 regiones distintas.



Para componentes no reparables si  $T_i$  es la variable aleatoria que describe los tiempos de vida al término del  $i$ -ésimo tipo de distribución utilizada ( $i=1,2,3$ ), el tiempo de vida resultante  $T$  del dispositivo en cuestión es una variable aleatoria definida por  $T=\min(T_1, T_2, T_3)$ .

**Región I.- Nombres:** Fase de depuración

Región de maduración

Periodo de mortalidad infantil.

**Característica:** La tasa de riesgo decrece en función del tiempo

**Tipos de fallas típicos:** errores en el diseño, falta de cuidado en la fabricación

**Modo de evaluación:** Distribución exponencial.

Una función adicional, de las más usadas en confiabilidad, es la que se conoce como: "tasa o función de riesgo" (hazard rate); "tasa o función de falla"; "tasa o función de reparación"; "fuerza de mortalidad"; etc.

En términos de falla, la tasa de riesgo es una medida de la frecuencia con que ocurren las fallas.

El número de fallas depende del tamaño de la población considerada, es decir: Para un mismo periodo de tiempo:

$$\begin{aligned} A : 1000 &\Rightarrow N^\circ \text{ de fallas} = X \\ B : 100 &\Rightarrow N^\circ \text{ de fallas} < X \end{aligned}$$

si  $A \equiv B$  ; la tasa de riesgo debe ser la misma

Similarmente: para un mismo periodo de tiempo

$$\left. \begin{aligned} A : 1000 \\ B : 100 \end{aligned} \right\} \Rightarrow N^\circ \text{ de fallas} = X$$

Podemos afirmar que:

$$A \neq B$$

y por lo tanto:

*B es más propenso a fallar que A  
y consecuentemente:  
la tasa de riesgo de A < tasa de riesgo de B*

Por lo anterior, deducimos que:

La tasa de riesgo depende de:

- N° de fallas en cierto periodo
- N° de componentes expuestos a la falla.

Por lo tanto:

$$\lambda(t) = \frac{\text{Numero de fallas por unidad de tiempo}}{\text{Numero de componentes expuestos a fallar}} \dots\dots\dots(6)$$

En términos de Confiabilidad, esta función se conoce como la "Distribución acumulada de falla" o "Probabilidad de falla" o "Función de inconfiabilidad", y se designa por  $Q(t)$ .

La función complementaria de  $Q(t)$  es la "Función de Supervivencia" o la "Función de Confiabilidad" o la "Probabilidad de supervivencia", y se designa por  $R(t)$ :

$$R(t) = 1 - Q(t) \dots \dots \dots (1)$$

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = - \frac{dR(t)}{dt} \dots \dots \dots (2)$$

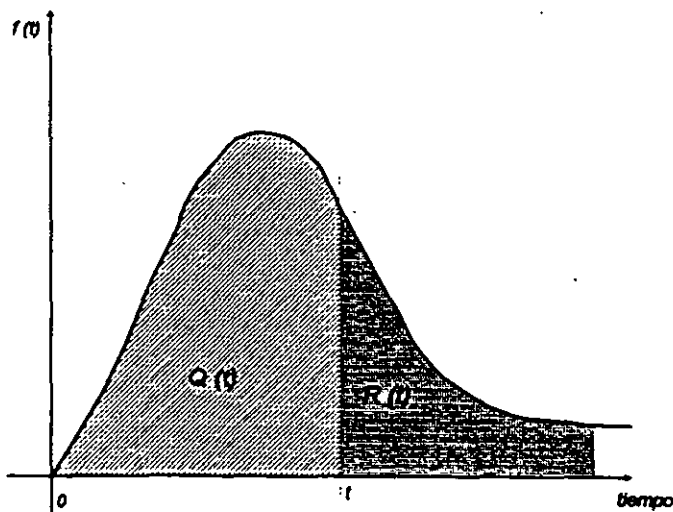
$$Q(t) = \int_0^t f(t) dt \dots \dots \dots (3)$$

donde  $f(t)$  = función de densidad de falla

$$R(t) = 1 - \int_0^t f(t) dt \dots \dots \dots (4)$$

El área total bajo la curva de densidad de falla, debe ser la unidad y entonces la ecuación (4) puede escribirse como:

$$R(t) = \int_t^{\infty} f(t) dt \dots \dots \dots (5)$$





## 1.1 TASA DE FALLAS O DE RIESGO

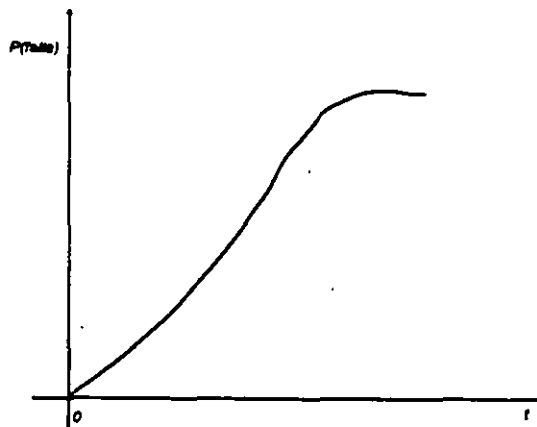
*Los parámetros que están asociados con el cálculo de confiabilidad se describen mediante distribuciones de probabilidad.*

- *¿Como determinar la distribución de probabilidad adecuada?*
  - *Pruebas de muestreo.*
  - *Comportamiento estadístico (base de datos).*
  - *Experiencia en el conocimiento del componente o sistema.*
  
- *¿Como evaluar la confiabilidad de un componente o sistema?*
  - *mediante las distribuciones de probabilidad.*
  - *propiedades de las funciones de probabilidad.*
    - *funciones de densidad de probabilidad.*
    - *funciones de probabilidad acumulada.*
    - *valor medio o esperado.*
    - *varianza y desviación estándar.*
  
- *En Confiabilidad la variable aleatoria es generalmente el tiempo.*

*Si  $t = 0 \Rightarrow$  Sistema operando  $\Rightarrow P(\text{falla}) = 0$*

*Si  $t > 0 \Rightarrow P(\text{falla}) \rightarrow 1 \Rightarrow$  Sistema fallará*

*Esta característica es equivalente a la función de probabilidad acumulada y es una medida de la probabilidad de falla como una función del tiempo (o de otra variable aleatoria que se considere).*



# ***1 LA FUNCIÓN DE CONFIABILIDAD***

- 1.1 TASA DE FALLAS O DE RIESGO.***
- 1.2 MADURACIÓN VIDA ÚTIL Y ENVEJECIMIENTO.***
- 1.3 TASA DE FALLAS EN LOS PERIODOS DE  
MADURACIÓN Y ENVEJECIMIENTO EVALUADA  
MEDIANTE LA DISTRIBUCIÓN DE WEIBULL.***
- 1.4 TIPO DE COMPONENTES.***
- 1.5 CICLO DE OPERACIÓN - FALLA - REPARACIÓN -  
OPERACIÓN***

*Pedro Téllez Rodríguez  
Alberto Esquivel Reyes  
Junio de 1999*



**LUZ Y FUERZA DEL CENTRO**  
**SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION**  
**Gerencia de Proyectos**

**LA TEORIA DE LA CONFIABILIDAD**  
**APLICADA A LOS SISTEMAS ELECTRICOS**

■ **Módulo II. Tópicos avanzados de la teoría de la confiabilidad.**

*Expositores:*

*Ing. Pelayo Fernández Villalobos*

*Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Ing. Felipe Martínez Cruz*

*Subdirección de Construcción*

*Ing. Alberto Esquivel Reyes*

*Subdirección de Construcción*

*Ing. Pedro Téllez Rodríguez*

*Subdirección de Construcción*

*Ing. Telésforo Trujillo Sotelo*

*Subdirección de Distribución y Comercialización*

*Ing. Miguel Ángel Flores Rangel*

*Subdirección de Construcción*

*Tipografía:*

*Patricia Vázquez Calderón*

*Alma Leticia Reyes Sosa*

*Elizabeth Avila Lechuga*

*Adrián Suárez Quiñonez*

**Junio de 1999**

### 7.3.3 EVALUACIÓN APROXIMADA

Existen dos aproximaciones básicas, la primera supone que la ecuación 7.4 puede ser reducida a la suma de inconfiabilidades.

$$\begin{aligned} Q_s &= P(C_1) + P(C_2) + \dots + P(C_1) + \dots + P(C_n) \\ &= \sum_{i=1}^n P(C_i) \end{aligned} \quad (7.7)$$

Reconsiderando el ejemplo 7.2, la inconfiabilidad del sistema es ahora:

$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E \quad (7.8)$$

la cual si  $Q_A = Q_B = Q_C = Q_D = Q_E = Q$  da

$$Q_s = 2Q^2 + 2Q^3$$

y si  $Q=0.01$ :  $Q_s=0.000202$  y  $R_s=0.999798$

La segunda aproximación es despreciar los cortes de orden mayor. Esta aproximación supone que éstos son mucho menos probables que los de orden menor.

Otra vez reconsiderando el ejemplo 7.2 y despreciando los cortes de tercer orden, la inconfiabilidad del sistema está dada ahora por:

$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D \quad (7.9)$$

la cual si  $Q_A = Q_B = Q_C = Q_D = Q$  se vuelve

$$Q_s = 2Q^2 \quad (7.10)$$

y si  $Q=0.01$   $Q_s=0.000200$  y  $R_s=0.999800$

En este caso el error introducido en  $R_s$  y  $Q_s$  es  $+2 \times 10^{-4}\%$  y  $-1\%$  respectivamente.

De la ecuación 7.4 y del diagrama lógico de la figura 7.3 se tiene:

$$Q_s = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup C_4)$$

$$Q_s = P(C_1) + P(C_2) + P(C_3) + P(C_4) - P(C_1 \cap C_2) - P(C_1 \cap C_3) - P(C_1 \cap C_4) - P(C_2 \cap C_3) - P(C_2 \cap C_4) - P(C_3 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) + P(C_1 \cap C_2 \cap C_4) + P(C_1 \cap C_3 \cap C_4) + P(C_2 \cap C_3 \cap C_4) - P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

Donde

$$P(C_1) = Q_A Q_B$$

$$P(C_2) = Q_C Q_D$$

$$P(C_3) = Q_A Q_D Q_E$$

$$P(C_4) = Q_B Q_C Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_2) = P(C_1)P(C_2) = Q_A Q_B Q_C Q_D$$

$$P(C_1 \cap C_3) = P(C_1)P(C_3) = Q_A Q_B Q_D Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_4) = P(C_1)P(C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_E$$

$$P(C_2 \cap C_3) = P(C_2)P(C_3) = Q_A Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_2 \cap C_4) = P(C_2)P(C_4) = Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_3 \cap C_4) = P(C_3)P(C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

$$P(C_1 \cap C_2 \cap C_3) = P(C_1 \cap C_2 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_2 \cap C_3 \cap C_4)$$

$$= P(C_1 \cap C_2 \cap C_3 \cap C_4) = Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E$$

Por lo tanto

$$Q_s = Q_A Q_B + Q_C Q_D + Q_A Q_D Q_E + Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_D - Q_A Q_B Q_D Q_E - Q_A Q_B Q_C Q_E - Q_A Q_C Q_D Q_E - Q_B Q_C Q_D Q_E + 2Q_A Q_B Q_C Q_D Q_E \tag{7.5}$$

La cual puede ser comparada en la forma con la ecuación 7.2. Si  $Q_A=Q_B=Q_C=Q_D=Q_E=Q$ , entonces

$$Q_s = 2Q^2 + 2Q^3 - 5Q^4 + 2Q^5 \tag{7.6}$$

La cual puede ser comparada en la forma con la ecuación 7.3. Si  $R=0.99$  como en el ejemplo 7.1,  $Q=1-0.99=0.01$ , y  $Q_s=0.00020195$  y  $R_s=1-0.00020195=0.99979805$  (como anteriormente).

### 7.3.2 APLICACIÓN DE LOS CORTES

Con el objeto de evaluar la confiabilidad del sistema (o la no confiabilidad), se deben identificar los cortes que se presenten en el diagrama lógico. De la definición de cortes mínimos es evidente que todos los componentes de cada corte deben fallar para provocar la falla del sistema. Consecuentemente, los componentes de los cortes están efectivamente conectados en paralelo y la probabilidad de falla de éstos puede ser combinada usando el principio de sistemas paralelos. Adicionalmente, el sistema falla si cualquiera de los grupos de corte falla y consecuentemente cada corte está efectivamente en serie con todos los otros cortes.

Con el uso de estos principios se obtiene el diagrama lógico ilustrado en la figura 7.3 para el sistema de la figura 7.1 y los cortes mínimos mostrados en la tabla 7.1. Aunque estos cortes están en serie, el concepto de sistemas serie no puede ser usado porque el mismo componente puede aparecer en dos o más cortes, vg, el componente A aparece en los cortes  $C_1$  y  $C_3$  de la figura 7.3. El concepto de unión se aplica sin embargo y si el mismo corte se designa como  $C_i$  y su probabilidad de ocurrencia como  $P(C_i)$ , entonces la inconfiabilidad del sistema está dada por:

$$Q_s = P(C_1 \cup C_2 \cup C_3 \cup \dots \cup C_i \cup \dots \cup C_n) \quad (7.4)$$

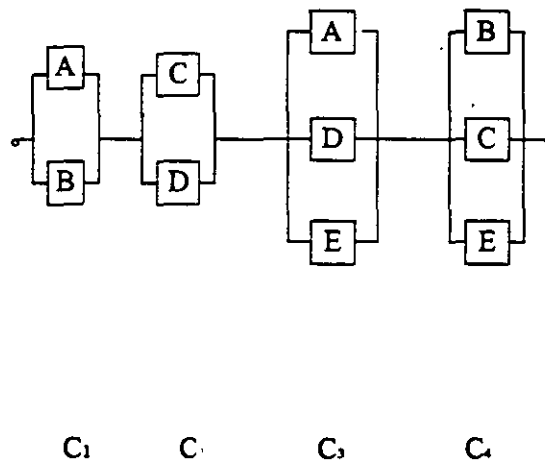


Fig. 7.3 Cortes mínimos del ejemplo 7.2

#### EJEMPLO 7.2

Reconsidere el ejemplo 7.1 y evalúe la confiabilidad del sistema.

## 7.3 MÉTODO DE CORTES MÍNIMOS

### 7.3.1 CONCEPTO DE CORTES

*El método de cortes mínimos es una poderosa herramienta para evaluar la confiabilidad de un sistema por dos razones principales:*

- (i) Este puede ser fácilmente programado en una computadora digital proporcionando una solución eficiente y rápida de cualquier red.*
- (ii) Los cortes están directamente relacionados con los modos de falla del sistema y por tanto se identifican las distintas formas en las que un sistema puede fallar.*

*Los cortes son un conjunto de componentes que, cuando fallan, provocan la falla del sistema. En términos de una red de confiabilidad conocido igualmente como diagrama de bloques o diagrama lógico, la anterior definición puede ser interpretada como un grupo de componentes que deben fallar para interrumpir todas las trayectorias entre la entrada y la salida.*

*El mínimo subgrupo de cualquier grupo de componentes que causan la falla del sistema es conocido como los cortes mínimos (minimal cut set). Los cortes mínimos son un conjunto de componentes del sistema que, cuando fallan, causan la falla del sistema pero cuando cualquier componente del grupo no ha fallado, no causan la falla del sistema. Esta definición significa que todos los componentes de un corte mínimo deben estar en el estado de falla para causar la falla del sistema.*

*Utilizando esta definición, los cortes mínimos del sistema mostrado en la figura 7.1 se muestran en la tabla 7.1.*

**TABLA 7.1** Cortes mínimos de la figura 7.1

<i>Número de cortes mínimos</i>	<i>Componentes de los cortes</i>
1	AB
2	CD
3	AED
4	BEC

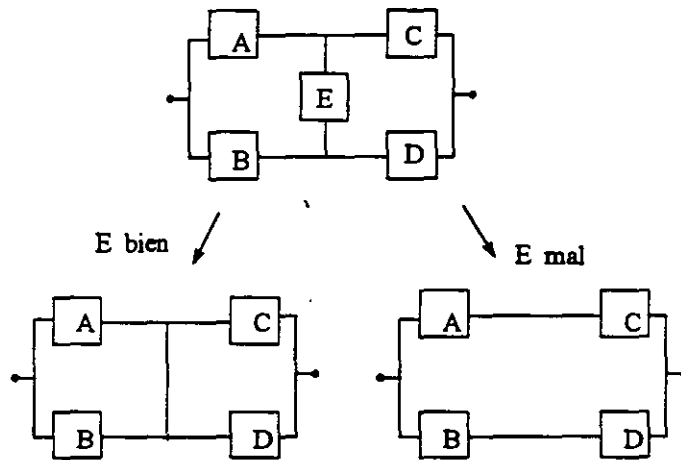


FIG: 7.2 Subdivisión del ejemplo 7.1

En el presente ejemplo, la confiabilidad total del sistema será

$$R_S = R_S(\text{si } E \text{ está bien})R_E + R_S(\text{si } E \text{ está mal})Q_E$$

(a) condición: DADO QUE E está bien

$$R_S = (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)$$

(b) condición: DADO QUE E está mal

$$R_S = 1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D)$$

Por lo tanto la confiabilidad del sistema es

$$\begin{aligned} R_S &= (1 - Q_A Q_B)(1 - Q_C Q_D)R_E + (1 - (1 - R_A R_C)(1 - R_B R_D))Q_E \\ &= R_A R_C + R_B R_D + R_A R_D R_E + R_B R_C R_E - R_A R_B R_C R_D \\ &\quad - R_A R_C R_D R_E - R_A R_B R_C R_E - R_B R_C R_D R_E - R_A R_B R_D R_E + 2R_A R_B R_C R_D R_E \end{aligned} \tag{7.2}$$

el cual, si  $R_A = R_B = R_C = R_D = R_E = R$ , dá

$$R_S = 2R^2 + 2R^3 - 5R^4 + 2R^5 \tag{7.3}$$

y, si  $R = 0.99$ , se obtiene:

$$\begin{aligned} R_S &= 0.99979805 \\ &= 0.999798 \text{ (hasta seis cifras decimales)} \end{aligned}$$

El método de probabilidad condicional es una herramienta útil para la evaluación de la confiabilidad y es utilizada en diversas aplicaciones. Sin embargo, éste puede presentar dificultades para programarse en una computadora digital en la solución de redes generales debido a la inherente dificultad de generalizar la descomposición.



## 7.2 MÉTODO DE LA PROBABILIDAD CONDICIONAL

Una técnica que puede ser utilizada para evaluar la confiabilidad de un sistema complejo consiste en reducir secuencialmente el sistema en subsistemas que tengan estructuras conectadas en serie/paralelo y entonces recombinar estos subsistemas usando el método de la probabilidad condicional.

Esta técnica emplea la ecuación de la probabilidad condicional.

$$P(A) = \sum_{i=1}^n P(A / B_i) \cdot P(B_i)$$

$$P(\text{éxito o falla del sistema}) = P(\text{éxito o falla del sistema si el componente } X \text{ está bien}) \cdot P(X \text{ esté bien}) + P(\text{éxito o falla del sistema si el componente } X \text{ está mal}) \cdot P(X \text{ esté mal}) \quad (7.1)$$

La aplicación de esta técnica se ilustra mediante los siguientes ejemplos:

### EJEMPLO 7.1

Considere el sistema mostrado en la figura 7.1 en la cual el éxito requiere que al menos una de las trayectorias, AC, BD, AED, BEC esté bien. Evaluar una expresión general para el éxito del sistema y la confiabilidad del mismo si cada componente tiene una confiabilidad de 0.99.

Para aplicar el método de la probabilidad condicional es necesario primeramente escoger el componente  $X$  el cual será considerado "bien" o considerado "mal". Pueden escogerse cualquiera de los componentes desde  $A$  hasta  $E$  sin embargo, la "correcta" selección del componente puede simplificar enormemente la solución. El mejor componente para escoger como  $X$  es  $E$  en el presente ejemplo.

El sistema de la figura 7.1 se subdivide en dos subsistemas, uno con  $E$  considerada bien, que significa que no puede fallar, y el otro con  $E$  considerada mal, que significa que siempre está fallado. Esta subdivisión se muestra en la figura 7.2. El sistema original ha sido descompuesto en dos subsistemas cada uno de estos con estructuras simples serie/paralelo. Con  $E$  considerada bien,  $A$  y  $B$  están en paralelo,  $C$  y  $D$  están en paralelo y las dos ramas paralelas están en serie. Con  $E$  considerada mal,  $A$  y  $C$  están en serie,  $B$  y  $D$  están en serie y las dos ramas serie están en paralelo. Estos dos subsistemas son mutuamente exclusivos ya que ninguno puede existir simultáneamente y por tanto ellos pueden ser recombinados usando el principio de la probabilidad condicional.

En algunos sistemas de ingeniería, uno o más de los subsistemas pueden necesitar subdivisiones subsecuentes antes de obtener una estructura serie/paralelo. Después de crear un grupo de subsistemas en los cuales todos los componentes están conectados en serie y paralelo, éstos pueden ser evaluados usando los principios de sistemas serie/paralelo y la confiabilidad total utilizando la probabilidad condicional.

Parámetros de Confiabilidad de los componentes.

<i>Equipo</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Tasa de Falla (<math>\lambda</math>)</i>	<i>Tiempo prom. de reparación (<math>r</math>)</i>	<i>Prob. de falla (<math>Q</math>)</i>
<i>Interruptor 230 kV</i>	<i>SF<sub>6</sub></i>	<i>0.061</i>	<i>96</i>	<i>0.0006685</i>
<i>Transformador</i>	<i>-</i>	<i>0.039</i>	<i>311</i>	<i>0.0013846</i>
<i>Interruptor de 23 kV</i>	<i>Vacío</i>	<i>0.1</i>	<i>72</i>	<i>0.0008219</i>

$$Q_i = \frac{\lambda_i \times r_i}{8760}$$

$Q_1 =$  Probabilidad de falla del Interruptor de A.T.

$Q_2 =$  Probabilidad de falla del Transformador de potencia.

$Q_3 =$  Probabilidad de falla del Interruptor de M.T.

Equivalente de componentes conectados en serie.

*Interruptor de A.T. con el transformador correspondiente.*

*La confiabilidad equivalente es :*

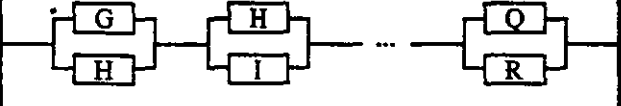
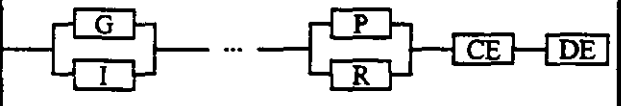
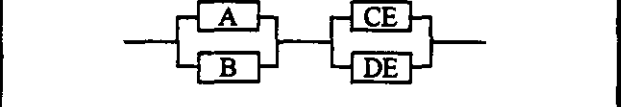
$$R = R_1 R_2 = (1 - Q_1)(1 - Q_2) = (1 - 0.0006685)(1 - 0.0013846)$$

$$R = 0.9979478$$

*La probabilidad de falla equivalente es:*

$$Q = 1 - R = 0.0020522$$

**Estados de falla de la Subestación y Cortes Mínimos.**

ESTADO (ALIMENTADORES EN FALLA)	CORTES MÍNIMOS	CANTIDAD CORTES
1		8
2		6
3 - 7	—	—
8 (FALLA TOTAL)		2

**Probabilidad de los Estados de Falla.**

**Un alimentador fuera:**

$$P(1) = 8(Q_3)^2 = 8(0.0008219)^2$$

$$= 0.0000054$$

**Dos alimentadores fuera:**

$$P(2) = 4(Q_3)^2 + 2Q$$

$$= 4(0.0008219)^2 + 2(0.0020522)$$

$$= 0.0041070$$

**Ocho alimentadores en falla:**

$$P(3) = (Q_1)^2 + Q^2$$

$$= (0.0006685)^2 + (0.0020522)^2$$

$$= 0.0000047$$

## INDICADORES DE CONFIABILIDAD:

### Consideraciones:

- Potencia nominal de cada transf. = 60 MVA
- Capacidad de sobrecarga de c/transf. 20%
- Capacidad nominal de cada alimentador = 12 MVA
- Factor de potencia = 0.9
- Precio medio de la energía = 0.5\$/kWh
- Paridad cambiaria : 10 pesos = 1 US dólar.
- Factor de impacto al usuario  $k = 20$

### Energía Interrumpida:

$$EI(E) = t(E) \times POT(E) \times 1000 \quad [kWh]$$

donde:  $t(E) = P(E) \times 8760 \quad [hr]$

$$POT(E) = \text{Potencia de la carga interrumpida} \quad [MW]$$

### Costo de la Energía Interrumpida:

$$CEI(E) = \frac{EI(E) \times 0.5 \times K_I}{10} \quad [USD/año]$$

### Aportación al Tiempo de Interrupción al Usuario (ATTU).

$$ATTU = \frac{60EI}{P_{SE}} \quad [minutos]$$

donde:  $P_{SE} = 8 \times 12 \times 0.9 = 86.4 \quad [MW]$

## RESULTADOS DE CONFIABILIDAD.

Estado	P(E)	t(E) (horas)	t(E) (min.)	EI (kWh/año)	CEI (USD/año)
Cero alim. En falla (NORMAL)	0.9958830	8,723.93	523,435.8	0.0	0
Un alimentador en falla	0.0000054	0.05	2.84	511.3	511.3
Dos alimentadores en falla	0.0041070	35.98	2,158.62	777110.1	777110.1
Tres a siete alim. En falla	0.0000000	0	0	0.0	0
Ocho alimentadores en falla	0.0000047	0.04	2.45	3525.7	3525.7
<b>TOTAL</b>	<b>1.0000000</b>	<b>8,760</b>	<b>525600</b>	<b>781,147.1</b>	<b>781,147.1</b>

Aportación al TIU = 542.5 min.

## ***6 REPERCUSIONES ECONÓMICAS DE LAS INTERRUPCIONES***

***6.1 DEFINICIONES DE SALIDAS (OUTAGES) E  
INTERRUPCIONES.***

***6.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS INTERRUPCIONES EN LOS  
SISTEMAS DE POTENCIA.***

***6.3 COSTOS DE INTERRUPCIONES EN U.S.A. Y CANADA.***

***6.4 COSTOS DE INTERRUPCIONES EN BRASIL.***

***6.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INTERRUPCIÓN.***

***Pedro Téllez Rodríguez  
Julio de 1999***

*La determinación de un nivel apropiado de confiabilidad requiere de consideraciones tanto técnicas como económicas. Este tema analiza los costos que originan las interrupciones del servicio de energía eléctrica al consumidor.*

*El tema inicia introduciendo al lector con las definiciones de salidas e interrupciones. La siguiente sección resume las características y causas de las interrupciones en los sistemas de potencia. En la tercera y cuarta sección se examinan los costos de las interrupciones en los servicios industriales, comerciales y residenciales en U.S.A., Canada y Brasil. Finalmente, en la quinta sección se proporciona un método para la evaluación del impacto económico de una interrupción.*

## **6.1 DEFINICIONES DE SALIDAS E INTERRUPCIONES.**

*Los sistemas de potencia son reparables, esto es, están constituidos por componentes reparables. En sistemas reparables, la duración y los efectos de las fallas de los componentes son de interés particular. A continuación se presentan diversas definiciones de los tipos de fallas en un sistema de potencia basadas en el IEEE Committee Report.<sup>1</sup>*

### **A. SALIDAS E INTERRUPCIONES.**

*Una salida describe el estado de un componente cuando no está disponible para su función debido a algún evento directamente asociado con ese componente.*

*Una interrupción es la pérdida del servicio a uno o más usuarios, y es el resultado de la salida de uno o más componentes, dependiendo de la configuración del sistema.*

### **B. SALIDA CLASIFICADA POR EFECTO.**

*Una salida parcial describe el estado de un componente cuando la capacidad para su función se reduce pero no se elimina completamente.*

*Una salida total es una salida donde el componente es completamente incapaz de desarrollar su función.*

### **C. SALIDA CLASIFICADA POR CAUSA.**

*Una salida forzada es una salida que resulta de condiciones de emergencia directamente asociadas con un componente, obligando a que éste salga de servicio inmediatamente, ya sea automáticamente o mediante maniobra; o una salida causada por operación impropia del equipo o error humano.*

*Una salida programada es una salida que resulta cuando un componente es deliberadamente retirado de servicio durante un tiempo previsto, usualmente para propósitos de construcción, mantenimiento preventivo, o reparación.*

*La clave para determinar si una salida debe clasificarse como forzada o programada es como sigue: si es posible retrasar la salida cuando tal retraso es deseable, la salida es programada, de otra forma la salida es forzada. Diferir una salida puede ser deseable por ejemplo para prevenir sobrecarga de los equipos o una interrupción de servicio a consumidores.*

#### **D. CLASIFICACIÓN DE SALIDAS FORZADAS POR DURACIÓN.**

*Una salida forzada transitoria es la salida de un componente cuya causa es inmediatamente autolibrada de tal forma que el componente afectado pueda ser restaurado al servicio ya sea automáticamente o tan pronto recierre un interruptor o sea reemplazado un fusible. Un ejemplo de salida forzada transitoria es una descarga atmosférica que no imposibilite permanentemente al componente.*

*Una salida forzada persistente es la salida de un componente cuya causa no es inmediatamente autolibrada, pero debe ser corregida eliminando el riesgo reparando o reemplazando el componente afectado antes de que pueda regresarse al servicio. Un ejemplo de salida forzada persistente es una descarga atmosférica que dañe un aislador, por tanto se imposibilita el componente hasta que se efectúa la reparación o el reemplazo.*

#### **E. CLASIFICACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN POR LA CAUSA.**

*Una interrupción forzada es una interrupción causada por una salida forzada.*

*Una interrupción programada es una interrupción causada por una salida programada.*

#### **F. CLASIFICACIÓN DE LA INTERRUPCIÓN POR LA DURACIÓN.**

*Una interrupción momentánea tiene una duración limitada al periodo requerido para restaurar el servicio automáticamente con operación de switcheo supervisado-controlado, o por switcheo manual en lugares donde se disponga de un operador. Tales operaciones se completan típicamente en pocos minutos.*

*Una interrupción temporal tiene una duración limitada al periodo requerido para restaurar el servicio, mediante switcheo manual en lugares donde no se disponga de un operador inmediatamente. Tales operaciones se completan típicamente en 1 ó 2 horas.*

*Una interrupción sostenida es una interrupción no clasificada como momentánea o temporal y ésta puede deberse a cortes de energía requeridos para mantener el balance entre generación y carga durante escasez de energía primaria.*

## 6.2 CARACTERÍSTICAS DE LAS INTERRUPCIONES EN LOS SISTEMAS DE POTENCIA.

La tabla 6.1 muestra las mayores interrupciones que se presentaron en U.S.A. durante el periodo de 1974 a 1979, ordenadas éstas por los megawatts perdidos por cliente y por hora, igualmente el número de clientes afectados y la duración de la interrupción.

FECHA	COMPAÑÍA O SISTEMA	MW PERDIDOS	Nº CLIENTES	DURACION	INDICADOR	CAUSA
13-Jul-77	CONSOLIDATED EDISON	5,750	2,700,000	25.0 h	388	TORMENTA
16-May-77	FLORIDA POWER	3,227	1,300,000	4.5 h	18.9	DISPARO LINEA
13-Ene-78	LONG ISLAND COMPANY	700	340,000	72 h	17.1	TORMENTA
3-Ene-76	WISCONSIN POWER	790	270,000	1 a 9 d	15.2	TORMENTA
21-Mar-75	WESTERN SYSTEMS	1,665	1,300,000	4.5 h	9.74	FALLA EQUIPO
8-Abr-79	DETROIT EDISON	500	230,000	50 h	5.75	TORMENTA
10-Sep-76	LOS ANGELES DEPT.	3,632	1,769,505	0.75 h	4.82	DISPARO EQUIPO
27-Jun-78	POTOMIC ELECTRIC	1,000	100,000	35 h	3.5	DESCARGA ATM
24-Mar-79	ILLINOIS POWER	323	200,000	24 h	1.55	TORMENTA
31-Dic-78	DALLAS POWER	237	86,000	48 h	0.98	TORMENTA
8-Mar-78	SAN DIEGO ELECTRIC	856	318,000	3.5 h	0.95	ERROR
3-Jul-78	MONTANA POWER	600	207,000	7.5 h	0.93	FALLA SISTEMA

INDICADOR: (MW-CLIENTE-HR x 10<sup>-9</sup>)

TABLA 6.1 Las 12 peores interrupciones del sistema en U.S.A. de 1974 a 1979.

Un número de observaciones de interés pueden hacerse con respecto a estas 12 interrupciones.

- Las interrupciones no ocurrieron predominantemente en alguna parte del país. Ocho de las nueve regiones del NERC (National Electric Reliability Council) estuvieron involucrados en al menos una de ellas.
- Los eventos que iniciaron la interrupción fueron: siete debidas a condiciones climatológicas extremas, cuatro a fallas en los componentes del sistema eléctrico, y una debida a operación impropia del sistema eléctrico.
- La localización origen de estos eventos fueron: seis en el sistema de transmisión, y seis en el sistema de distribución.

El promedio nacional (en U.S.A.) del tiempo de interrupción por usuario es mayor a 100 minutos por cliente por año, pero únicamente 10 minutos de este tiempo es debido a fallas en el sistema de potencia (disturbios) que provoquen interrupciones de gran magnitud.



Las características de estas interrupciones, utilizando los datos de ocho compañías suministradoras cuestionadas, se resume a continuación :

- La duración promedio del tiempo de interrupción de las empresas cuestionadas fue de 130 minutos por cliente en 1974 y 170 minutos por cliente en 1978.
- En el lapso de 1974 a 1979 un promedio de 10.8 millones de clientes por año fueron afectados.
- El estudio indicó que el 85 % del total de las interrupciones fueron debidas a las fallas en los sistemas de distribución. Ver figura 6.1.

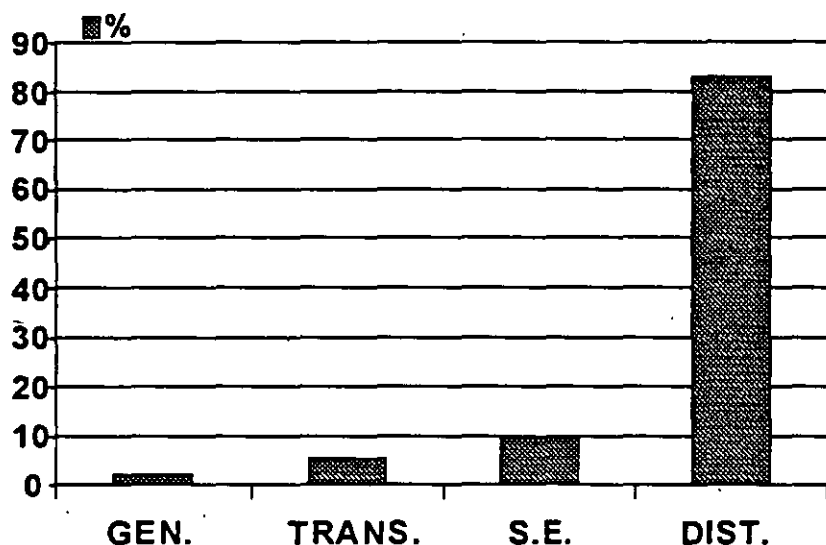
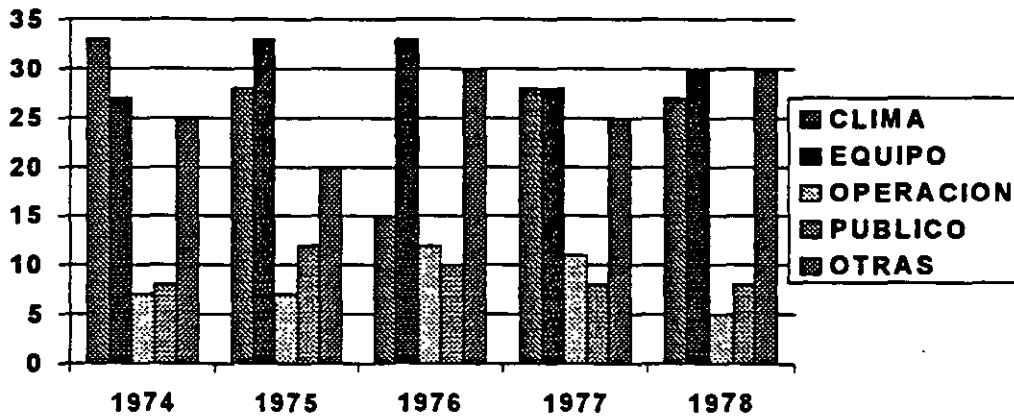


Fig. 6.1 Porcentaje de horas-cliente-afectadas por fallas en los subsistemas (basado en una empresa eléctrica de U.S.A. de 1974 a 1978).

En la figura 6.2 se resumen las causas de interrupción de ocho empresas (de 3000 existentes en U.S.A.) en los niveles de transmisión y subtransmisión así como en el de distribución. Se observa que en los niveles de transmisión y subtransmisión las interrupciones ocasionadas por fallas en la operación oscilan alrededor del 10%, y en el nivel de distribución es menor del 2%. Por otra parte, la causa origen "otras" en el sistema de distribución es la que ocupa mayor del 30% de las interrupciones investigadas. Así mismo existe poca consistencia de datos entre empresas por lo que es muy difícil obtener una indicación precisa del comportamiento de los sistemas de distribución.

### TRANSMISION Y SUBTRANSMISION



### DISTRIBUCION

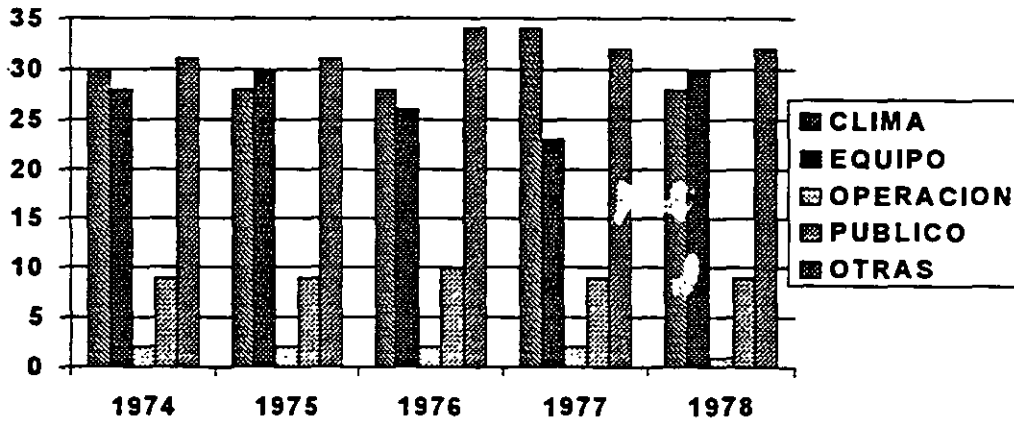


Fig. 6.2 Causas que originan interrupciones.

### 6.3 COSTOS DE INTERRUPCIONES EN U.S.A. Y CANADA.

Los costos de una interrupción son significativos en los sectores industrial y comercial electrificados a gran escala, esta información puede utilizarse como un factor en la planeación del sistema de potencia que permita decidir la adición de equipo para generación, transmisión, y/o distribución.

El costo de una interrupción tiene una componente en \$/interrupción así como otra que está en función de la duración. El costo originado por la interrupción no es necesariamente una función lineal de la duración.

Las repercusiones económicas a clientes industriales lo constituyen las pérdidas de producción (desperdicios y salarios), pérdidas en inventarios, y reparación de equipo dañado. Un resumen de los costos se presenta en la tabla. De acuerdo a esta, el costo de interrupción tiene una distribución muy amplia, con un promedio de U.S. \$5.7/kWh interrumpido.

FUENTE	AÑO	\$/kWh (1987)
MODERN MANUFACTURING	1969	3.0
GANNON (IEEE)	1971	17.1
TELSON	1973	3.5
IEEE	1974	8.2
KAUFMAN	1975	2.0
TELSON (NEW YORK)	1975	2.8
ENVIRONMENTAL ANALYSIS	1975	2.2
MEYERS/SRI	1976	2.8
ONTARIO HYDRO	1976	7.4
YABROFF/SRI	1980	13.2
PROMEDIO		5.7

Tabla 6.2 Costos de interrupción en los servicios industriales.

Los costos de las interrupciones a clientes comerciales presentan un amplio rango similar a los industriales. Los edificios de oficinas típicamente presentan altas pérdidas por parar computadoras, y máquinas de escritorio durante una interrupción, que se asocian con mayores salarios de personal de oficina. En la tabla 6.3 se muestran cuatro estudios, los cuales indican un costo promedio de U.S. \$5.8/kWh interrumpido.

Los costos que se presentan en el sector residencial tienen un valor mucho menor, estos varían de 0.2 \$/kWh (Ontario Hydro) a 4 \$/kWh (Stephenson and Walters, 1987).

FUENTE	AÑO	\$/kWh (1987)
GANNON (IEEE)	1975	18.7
MEYERS/SRI	1976	1.6
ONTARIO HYDRO	1979	2.0
YABROFF/SRI	1980	1.0
PROMEDIO		5.8

*Tabla 6.3 Costos de interrupción en los servicios comerciales.*

*Los costos compuestos de una interrupción del servicio pueden variar en un amplio margen. El apagón de 1977 en Nueva York involucró una pérdida de 5750 MW durante 25 horas teniendo un impacto económico de \$345 millones (en U.S. \$ de 1977). Expresado en dólares de 1987 y asumiendo un factor de carga del 70%, el costo de interrupción fue de 6.8 \$/kWh.*

*Se puede concluir que el costo de una interrupción es de aproximadamente 100 veces el precio promedio de electricidad ( 6 \$/kWh el costo de interrupción contra 0.06 \$/kWh el costo de energía eléctrica). Este dato puede ser aplicado a un amplio rango de análisis beneficio-costos en el diseño de sistemas de generación, transmisión, y distribución.*

## 6.4 COSTOS DE INTERRUPCIÓN EN BRASIL.

*Esta sección presenta un resumen de los principales resultados obtenidos en la primera encuesta efectuada en Brasil, relacionada con los costos que originan las interrupciones. Hasta recientemente, los costos de interrupción eran desconocidos. Los siguientes valores típicos por tipo de cliente en U.S. \$/kWh se tenían adoptados: residencial =1.87, comercial=2.61, e industrial=5.35.*

*Ya que los anteriores costos no reflejaban la situación en Brasil, se justificó una encuesta a nivel nacional que inicio en 1987 y tomó cuatro años para completarse.*

*Los resultados obtenidos representan valores promedio y no deberán utilizarse para evaluar los costos de interrupción de clientes específicos o pequeñas áreas geográficas. Un resumen de los principales resultados logrados se proporcionan en las tablas 6.4, 6.5, y 6.6.*

PERIODO DE LA INTERRUPCION	DURACION DEL EVENTO					
	0-3 min	3-15 min	15-30 min	30-60 min	60-120 min	120 > min
0-8 h	2.87	1.23	1.07	0.90	0.81	0.78
8-18 h	2.73	1.26	1.20	0.95	0.86	0.78
18-24h	2.80	1.14	1.06	0.83	0.75	0.78

*Tabla 6.4 Costos de interrupción industriales (U.S. \$/kWh de diciembre de 1990).*

PERIODO DE LA INTERRUPCION	DURACION DEL EVENTO					
	0-3 min	3-15 min	15-30 min	30-60 min	60-120 min	120 > min
0-8 h	0.98	1.83	2.80	2.55	2.45	2.69
8-18 h	1.83	3.16	4.25	4.36	4.76	3.76
18-24h	1.81	3.03	3.92	3.77	4.10	3.14

*Tabla 6.5. Costos de interrupción comerciales (U.S. \$/kWh de diciembre de 1990).*

REGION	NORTE	NORESTE	SURESTE	SUR	M-OESTE	BRASIL
U.S. \$/kwh (1989)	1.13	1.01	1.09	1.33	1.20	1.11

Tabla 6.6. Costos de interrupción residenciales (U.S. \$/kWh de mayo de 1989).

La figura 6.3 muestra el comportamiento de los costos de interrupción dependiendo del horario en que ésta ocurra. Se asume la siguiente notación:

Costo industrial: CIA de 0 a 8 hrs., CIB de 8 a 18 hrs., CIC de 18 a 24 hrs.

Costo comercial: CCA de 0 a 8 hrs., CCB de 8 a 18 hrs., CCC de 18 a 24 hrs.

Todos los valores están normalizados por el total de energía eléctrica no suministrada (kWh). Para los costos industriales y comerciales la ecuación de regresión está dada por la expresión:

$$C = at^b$$

donde  $C$  es el costo de interrupción en US\$/kWh,  $t$  es el tiempo de interrupción en minutos, y  $a$ ,  $b$  son parámetros de forma dados en la tabla 6.7.

USUARIO	HORA	a	b
INDUSTRIAL	0-8	3.2589	-0.2932
	8-18	3.1982	-0.2785
	18-24	3.1178	-0.2933
COMERCIAL	0-8	0.9457	0.2212
	8-18	1.8068	0.1859
	18-24	18.953	0.1444

Tabla 6.7 Parámetros de forma  $a$  y  $b$ .

En las tablas 6.4 y 6.5 los costos de una determinada interrupción están representados por el valor que corresponde a su intervalo de duración, esto es no se considera el efecto "cascada". Los valores representan el costo asociado con el final de cada intervalo de interrupción. Los valores intermedios pueden obtenerse utilizando la expresión:  $C = at^b$ .

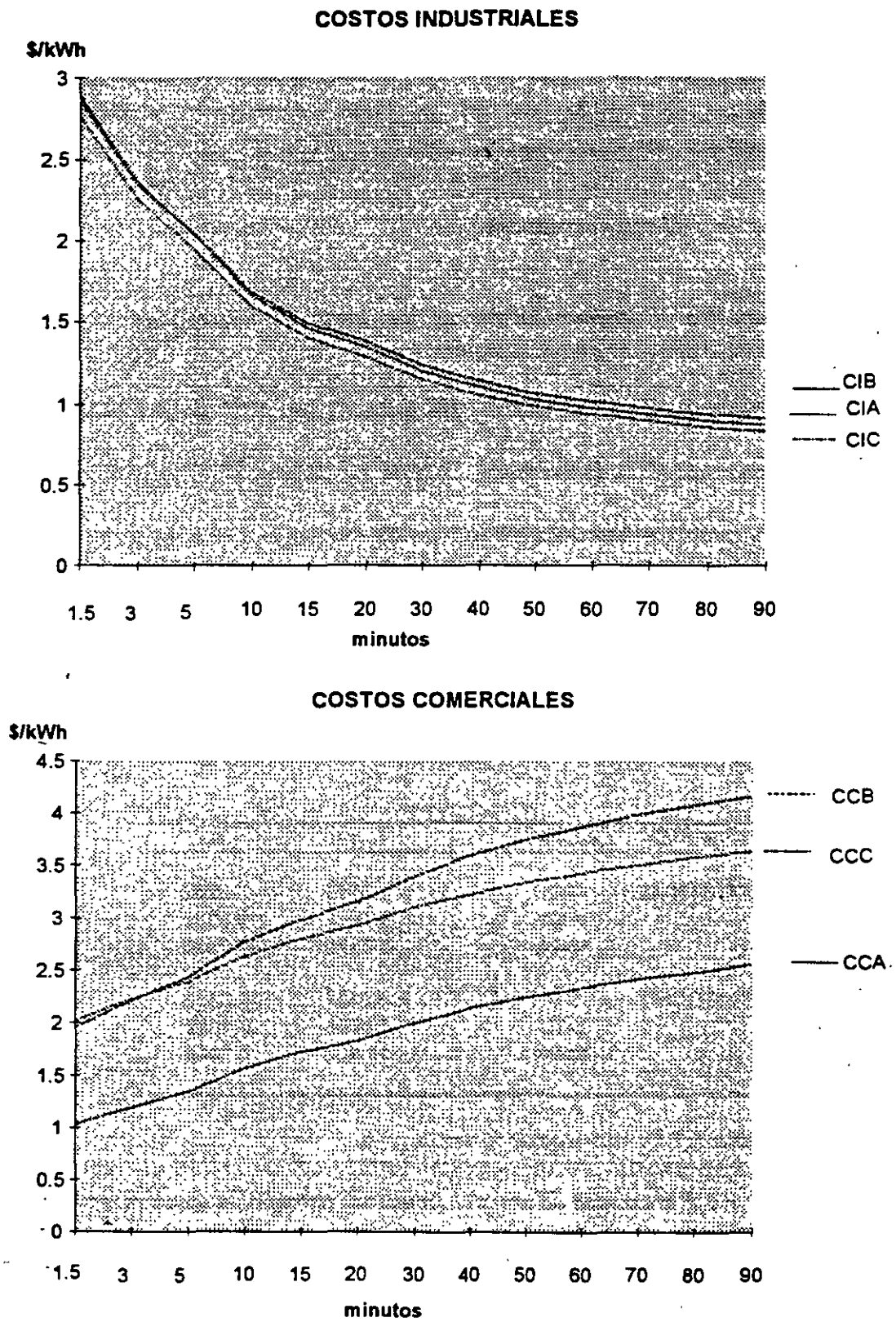


Fig. 6.3. Costos de interrupción industriales y comerciales en Brasil.

## 6.5 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE INTERRUPCIÓN.

*Para ilustrar el uso práctico de los resultados obtenidos en Brasil, se va a evaluar el costo promedio de dos interrupciones hipotéticas una de 29 minutos y otra de 60 minutos en la región sureste de Brasil en cualquier día de la semana. Así mismo se supondrá que la interrupción ocurre a una carga de 8000 MW teniendo la siguiente composición por tipo de carga: industrial 59%, comercial 20%, y residencial 21%.*

*De acuerdo a las tablas 6.4, 6.5, 6.6, y ecuación  $C = at^b$  se obtienen los siguientes costos unitarios promedio:*

<i>industrial (29 min.):</i>	<i>1.16 US\$/kWh (de ecuación <math>C = at^b</math>)</i>
<i>industrial (60 min.):</i>	<i>0.83 US\$/kWh (de tabla 7.4)</i>
<i>comercial (29 min.):</i>	<i>3.08 US\$/kWh (de ecuación <math>C = at^b</math>)</i>
<i>comercial (60 min.):</i>	<i>3.77 US\$/kWh (de tabla 7.5)</i>
<i>residencial :</i>	<i>1.09 US\$/kWh (de tabla 7.6)</i>

*Por tanto los costos globales unitarios promedio o las funciones de daño compuesto al cliente (FDCC) para una interrupción de 29 minutos y otra de 60 minutos son:*

$$FDCC (29) = (1.16 \times 0.59) + (3.08 \times 0.20) + (1.09 \times 0.21) = 1.53 \text{ US$/kWh}$$

$$FDCC (60) = (0.83 \times 0.59) + (3.77 \times 0.20) + (1.09 \times 0.21) = 1.47 \text{ US$/kWh}$$

*Los costos absolutos (CA) resultan:*

$$CA (29) = 1.53 \times (29/60) \times 8 \times 10^6 = 5.9 \times 10^6 \text{ US\$}$$

$$CA (60) = 1.47 \times 1 \times 8 \times 10^6 = 11.8 \times 10^6 \text{ US\$}$$

*Es interesante notar que aún cuando el valor del FDCC para 29 minutos (1.53 US\$/kWh) es mayor que el correspondiente para 60 minutos, el costo absoluto de interrupción para una hora es mayor (11.8 x 10<sup>6</sup> US\$).*

*Estos valores dan una idea de las pérdidas debidas a apagones que ocurran durante las horas pico en grandes ciudades brasileñas como Sao Paulo. Sin embargo debe observarse que en este ejemplo el costo indirecto debido a actos vandálicos y acciones de hooligans probablemente excedan el costo directo de la interrupción misma.*



## ***BIBLIOGRAFÍA.***

*The National Electric Reliability Study-Final Report, U.S. Department of Energy  
DOE/EP-0004, 1981.*

*Endrenyi, J., Reliability Models in Electric Power Systems, Wiley New York, 1978*

*A.G. Massaud, M. Th. Shilling, J.P. Hernández,, "Electricity restriction cost" IEEE Proc.-  
Gener. Trans. Distrib., Vol. 141, N° 4, July 1994.*

**SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE  
CONFIABILIDAD**

Curso:

**“TEORIA DE LA CONFIABILIDAD APLICADA  
A LOS SISTEMAS ELECTRICOS”**

**MODULO 3 - TEMA 7**

**“SELECCIÓN OPTIMA DEL GRADO DE CONFIABILIDAD”**

Felipe Martínez Cruz

Julio de 1999

**SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE  
CONFIABILIDAD**

**8.1 COSTO GLOBAL DE UNA ALTERNATIVA O PROYECTO**

- \* Inversión (equipos, materiales, terreno, labor de instalación, permisos, intereses durante la construcción, etc.)
- \* Operación (combustibles, lubricantes)
- \* Mantenimiento (refacciones y labor)
- \* Eficiencia de la instalación (pérdidas)
- \* Inconfiabilidad (impacto socioeconómico de las fallas e interrupciones)

**8.2 COSTOS ASOCIADOS A LA INCONFIABILIDAD**

***USUARIO***

- \* Daño en equipos y maquinaria
- \* Descomposición de materias primas y/o productos
- \* Pérdidas en producción y/o ventas
- \* Pérdidas de información
- \* Impacto social por falta de transporte eléctrico
- \* Alteración del tráfico vial
- \* Etc.

***SUMINISTRADOR***

- \* Reparaciones
- \* Mantenimiento preventivo
- \* Energía no vendida

**SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE  
CONFIABILIDAD**

**8.3 FACTOR DE IMPACTO SOCIO-ECONOMICO  
DE LAS INTERRUPCIONES DE E.E. (Ki)**

$$0 \leq Ki \leq 100$$

$$Ki (1993) = \frac{\text{Producto Interno Bruto}}{\text{Ventas de Energía Eléctrica}} = \frac{1\ 122\ 928 \text{ Millones de pesos}}{23\ 417 \text{ Millones de pesos}} = 48$$

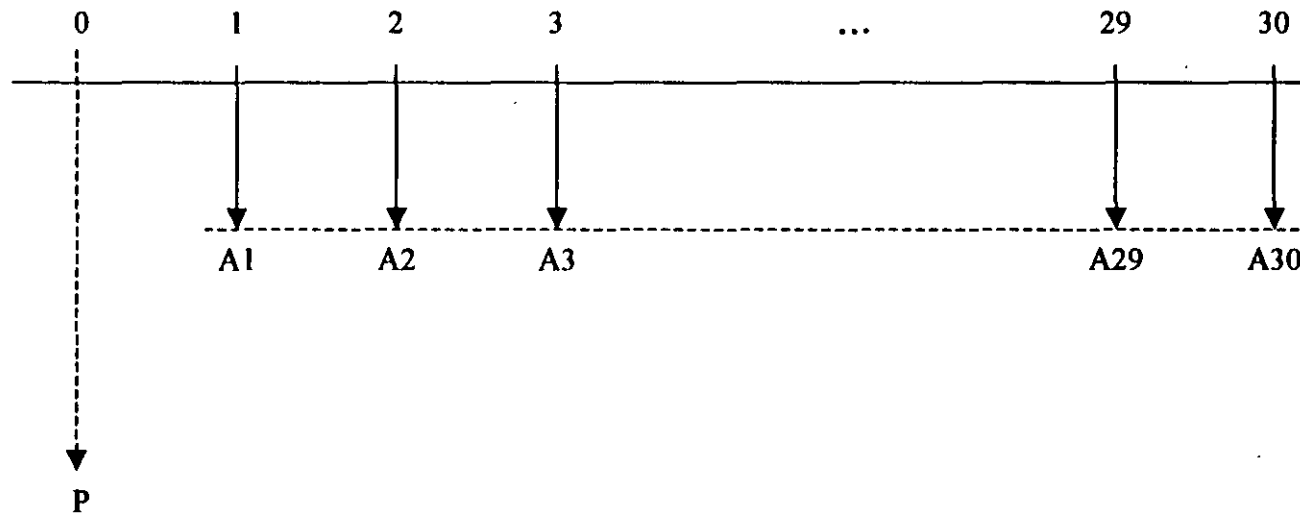
$$Ki (\text{Industria Cementera}) = \frac{\text{Ventas}}{\text{Costo de la E.E.}} = \frac{1.3 \text{ Costos}}{0.07 \text{ Costos}} = 18.5$$

**8.4 COSTO ANUAL DE LAS INTERRUPCIONES**

$$A = U (\text{hrs/año}) \times P (\text{kW}) \times \text{Costo Medio E.E. } (\$/\text{kWh}) \times Ki$$

SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE  
CONFIABILIDAD

8.5 VALOR PRESENTE DE LA INCONFIABILIDAD

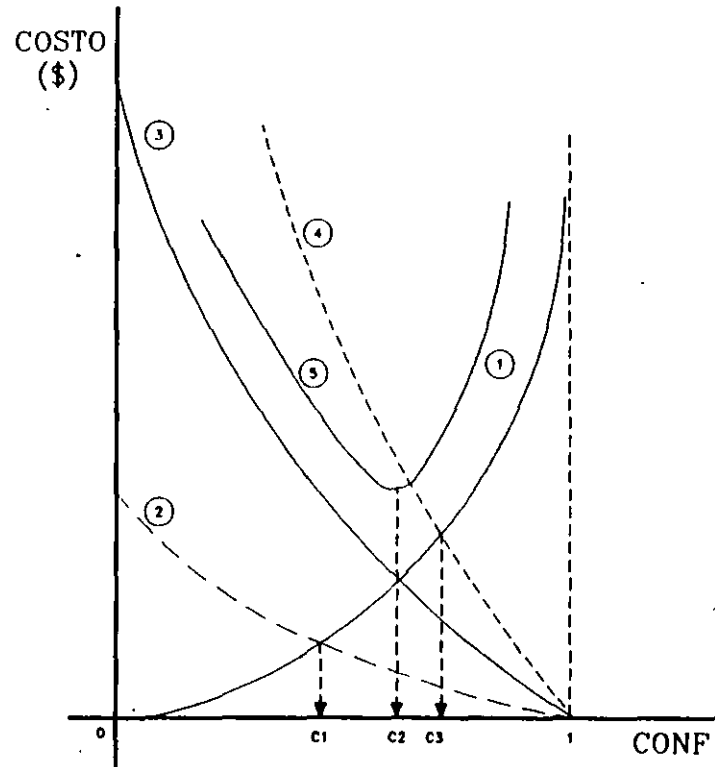


$$P = f(A, i, n) = A \left[ \frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n} \right]$$

$$P = f(A, 10\%, 30) = 9.43(A)$$

SELECCION OPTIMA DEL GRADO DE  
CONFIABILIDAD

8.6 SELECCION DEL GRADO OPTIMO DE CONFIABILIDAD



- 1.- COSTO DE LA CONFIABILIDAD
- 2.- COSTO TOTAL DE LASINTERRUPCIONES (CARGA RURAL)
- 3.- IDEM (VALOR MEDIO)
- 4.- IDEM (VALOR INDUSTRIAL)
- 5.- COSTO GLOBAL

## 8.7 METODOS DE SELECCION DE ALTERNATIVAS

### SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA OPTIMA

Consiste en elegir la alternativa que tiene el costo global mínimo.

### COMPARACION ABSOLUTA

Consiste en tomar la alternativa con costo de inversión mínimo, pero que cumple con el estándar de confiabilidad pre-establecido.

### COMPARACION ECONOMICA PRIMARIA

En este caso se elige aquella opción que ofrezca la mayor reducción en el tiempo de interrupción por cada unidad monetaria invertida.

### EVALUACION BENEFICIO - COSTO (B/C)

Consiste en calcular la relación B/C para evaluar si el proyecto se justifica ó no.

Esta relación debe ser mayor a la unidad.

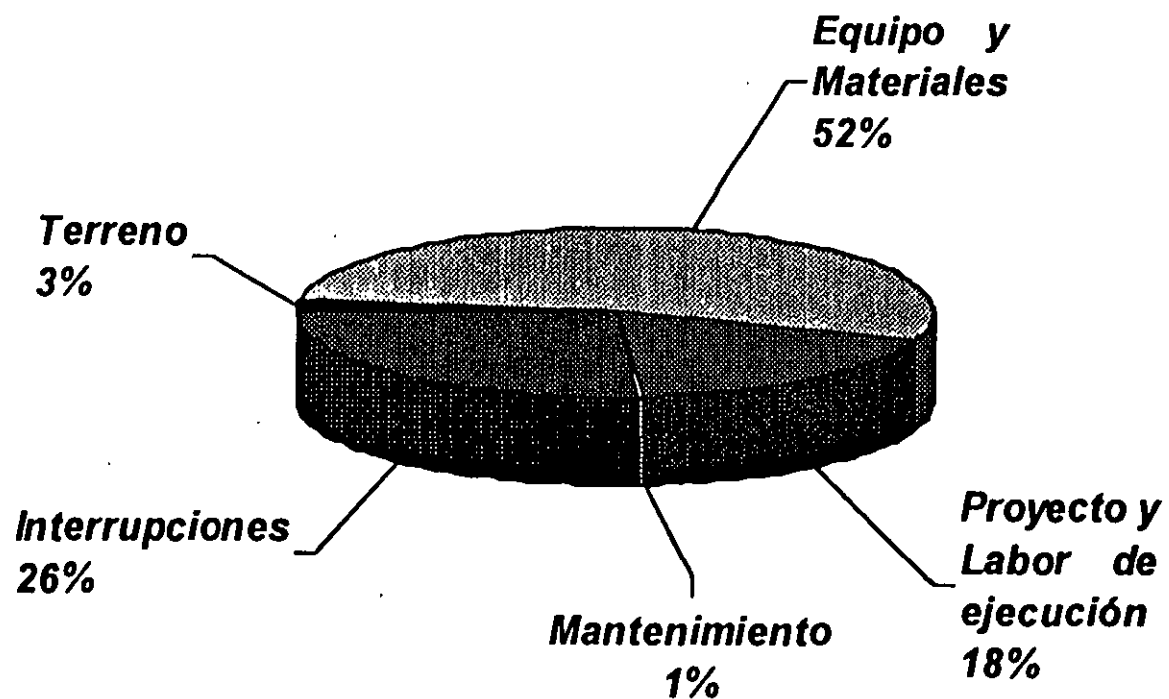


# LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

## COMPOSICION DEL COSTO GLOBAL DE UNA SUBESTACION







# LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería

Gerencia de Proyectos

**TABLA No.1**  
**ARREGLOS Y TECNOLOGÍAS DE LAS SUBESTACIONES POR EVALUAR**

Subestación	Alta Tensión		No. de Transformadores	Media Tensión	
	Arreglo	Tecnología		Arreglo	Tecnología
1	Anillo	Int's. En SF6	2	Barra Sencilla	Int's en Vacío
2	Anillo	Int's. En SF6	2	Barra Senc.c/enlace	Int's en Vacío
3A	Anillo	Int's. En SF6	2	Anillo	Int's en Vacío
3B	Anillo	Encapsulada	2	Anillo	Int's en Vacío
4A	Int. y medio	Int's. En SF6	2	Anillo	Int's en Vacío
4B	Int. y medio	Encapsulada	2	Anillo	Int's en Vacío
5A	Doble Barra	Int's. En SF6	2	Anillo	Int's en Vacío
5B	Doble Barra	Encapsulada	2	Anillo	Int's en Vacío
6A	Doble Barra	Int's. En SF6	2	Doble Barra	Int's en Vacío
6B	Doble Barra	Encapsulada	2	Doble Barra	Encapsulada
7A	Doble Barra	Int's. En SF6	3	Doble Barra	Int's en Vacío
7B	Doble Barra	Encapsulada	3	Doble Barra	Encapsulada



# LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería  
Gerencia de Proyectos

**TABLA No. 2B**  
**COMPARACION DE ARREGLOS**  
NIVEL DE CARGA DE TRANSFORMADORES = 60%  
NIVEL DE RESPALDO LOCAL = 100%

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			1	2	3A	3B	4A	4B
1	Energía Interumpida	MWh / año	1,725	473	1.0	0.8	2.1	1.9
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	1,198	438	0.9	0.7	2.0	1.7
3	Costo de Equipo	Miles \$	38,222	38,364	39,102	82,546	40,261	111,091
4	Costo de Labor	Miles \$	19,111	19,182	19,551	24,087	20,130	29,255
5	Costo de Terreno	Miles \$	600	600	750	7,500	1,000	8,750
6	<b>Sub total</b>	<b>Miles \$</b>	<b>57,933</b>	<b>58,146</b>	<b>59,403</b>	<b>114,133</b>	<b>61,391</b>	<b>149,096</b>
7	Costo de Manto.*	Miles \$	382	382	413	261	497	270
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	182,670	44,631	98	72	20	175
9	<b>Costo Global</b>	<b>Miles \$</b>	<b>220,984</b>	<b>103,159</b>	<b>59,911</b>	<b>114,467</b>	<b>61,908</b>	<b>149,541</b>

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			5A	5B	6A	6B	7A	7B
1	Energía Interumpida	MWh / año	3.1	1.9	474	42	489	28
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	3.1	1.8	439	27	434	26
3	Costo de Equipo	Miles \$	40,405	93,519	39,658	110,577	50,911	121,830
4	Costo de Labor	Miles \$	20,202	28,062	19,829	27,105	25,456	32,732
5	Costo de Terreno	Miles \$	650	8,750	650	7,500	750	400
6	<b>Sub total</b>	<b>Miles \$</b>	<b>61,257</b>	<b>128,331</b>	<b>60,137</b>	<b>145,182</b>	<b>77,117</b>	<b>154,962</b>
7	Costo de Manto.*	Miles \$	413	261	397	97	397	97
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	319	182	44,713	2,718	44,250	2,598
9	<b>Costo Global</b>	<b>Miles \$</b>	<b>61,988</b>	<b>128,774</b>	<b>105,247</b>	<b>147,994</b>	<b>121,765</b>	<b>157,656</b>



# LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

Gerencia de Ingeniería  
Gerencia de Proyectos

**TABLA No. 2A**  
**COMPARACION DE ARREGLOS**  
**NIVEL DE CARGA DE TRANSFORMADORES = 80%**  
**NIVEL DE RESPALDO LOCAL = 75%**

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			1	2	3A	3B	4A	4B
1	Energía Interrumpida	MWh / año	2,296	1,462	528	527	528	527
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	1,594	1,015	366	366	366	366
3	Costo de Equipo	Miles \$	38,222	38,364	39,102	82,546	40,261	111,091
4	Costo de Labor	Miles \$	19,111	19,182	19,551	24,087	20,130	29,255
5	Costo de Terreno	Miles \$	600	600	750	7,500	1,000	8,750
6	<b>Sub total</b>	<b>Miles \$</b>	<b>57,933</b>	<b>58,146</b>	<b>59,403</b>	<b>114,133</b>	<b>61,391</b>	<b>149,096</b>
7	Costo de Manto.*	Miles \$	382	382	413	261	497	270
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	216,473	137,885	49,820	49,654	49,690	49,644
9	<b>Costo Global</b>	<b>Miles \$</b>	<b>274,787</b>	<b>196,413</b>	<b>109,636</b>	<b>164,048</b>	<b>111,578</b>	<b>199,010</b>

No.	Concepto	Unidades	ARREGLO					
			5A	5B	6A	6B	7A	7B
1	Energía Interrumpida	MWh / año	777	545	1,712	599	631	38
2	Aportación al TIU (ATIU)	min / año	540	378	1,189	416	438	26
3	Costo de Equipo	Miles \$	40,405	93,519	39,658	110,577	50,911	121,830
4	Costo de Labor	Miles \$	20,202	26,062	19,829	27,105	25,456	32,732
5	Costo de Terreno	Miles \$	650	8,750	650	7,500	750	400
6	<b>Sub total</b>	<b>Miles \$</b>	<b>61,257</b>	<b>128,331</b>	<b>60,137</b>	<b>145,182</b>	<b>77,117</b>	<b>154,962</b>
7	Costo de Manto.*	Miles \$	413	261	397	97	397	97
8	Costo de Interrupciones *	Miles \$	73,301	51,386	161,823	5,357	59,472	3,582
9	<b>Costo Global</b>	<b>Miles \$</b>	<b>134,971</b>	<b>179,977</b>	<b>222,358</b>	<b>150,635</b>	<b>136,986</b>	<b>158,640</b>



## LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

---

*Gerencia de Ingeniería  
Gerencia de Proyectos*

### *CONCLUSIONES*

- USO DE METODOLOGIA, EVALUACION DE:*
  - ATIU.*
  - COSTOS DE INVERSION.*
  - COSTOS GLOBALES.*
  - CONFIABILIDAD DE ARREGLOS VARIANDO EL NIVEL DE CARGA DE TRANSFORMADORES.*



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

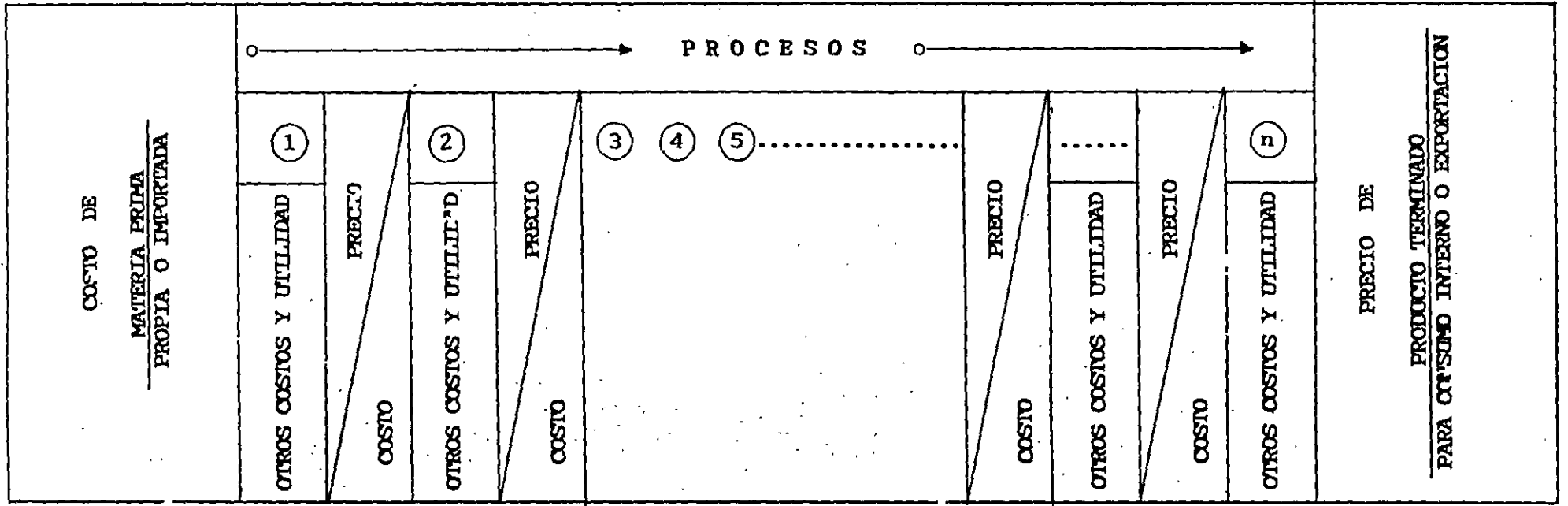
**MÓDULO III: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**SUBESTACIONES EN EXAFLORURO DE AZÚFRE**

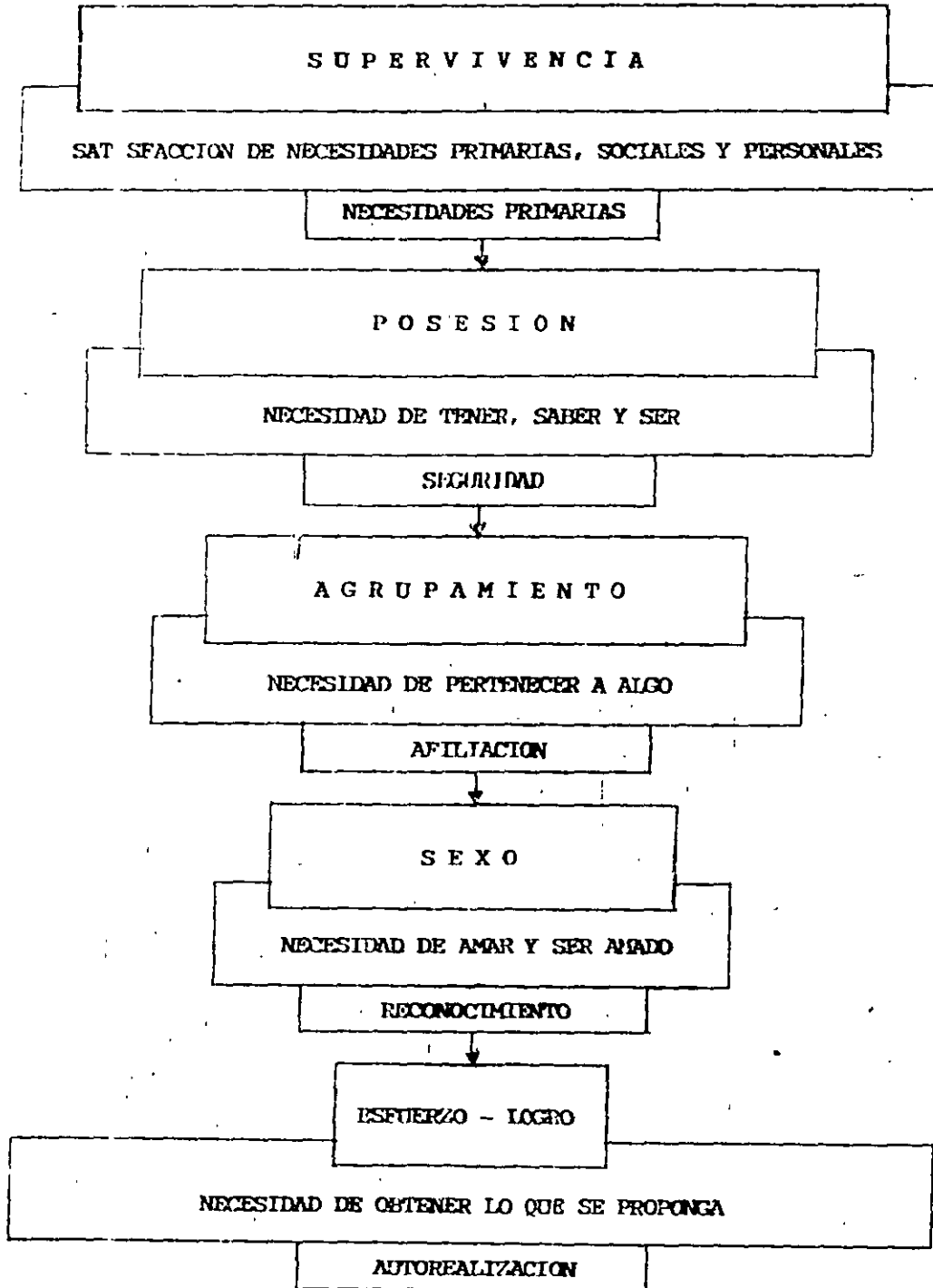
**EXPOSITOR: ING. JOSÉ ANTONIO MARTÍNEZ  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 200**

CADENA COSTOS - PRECIOS

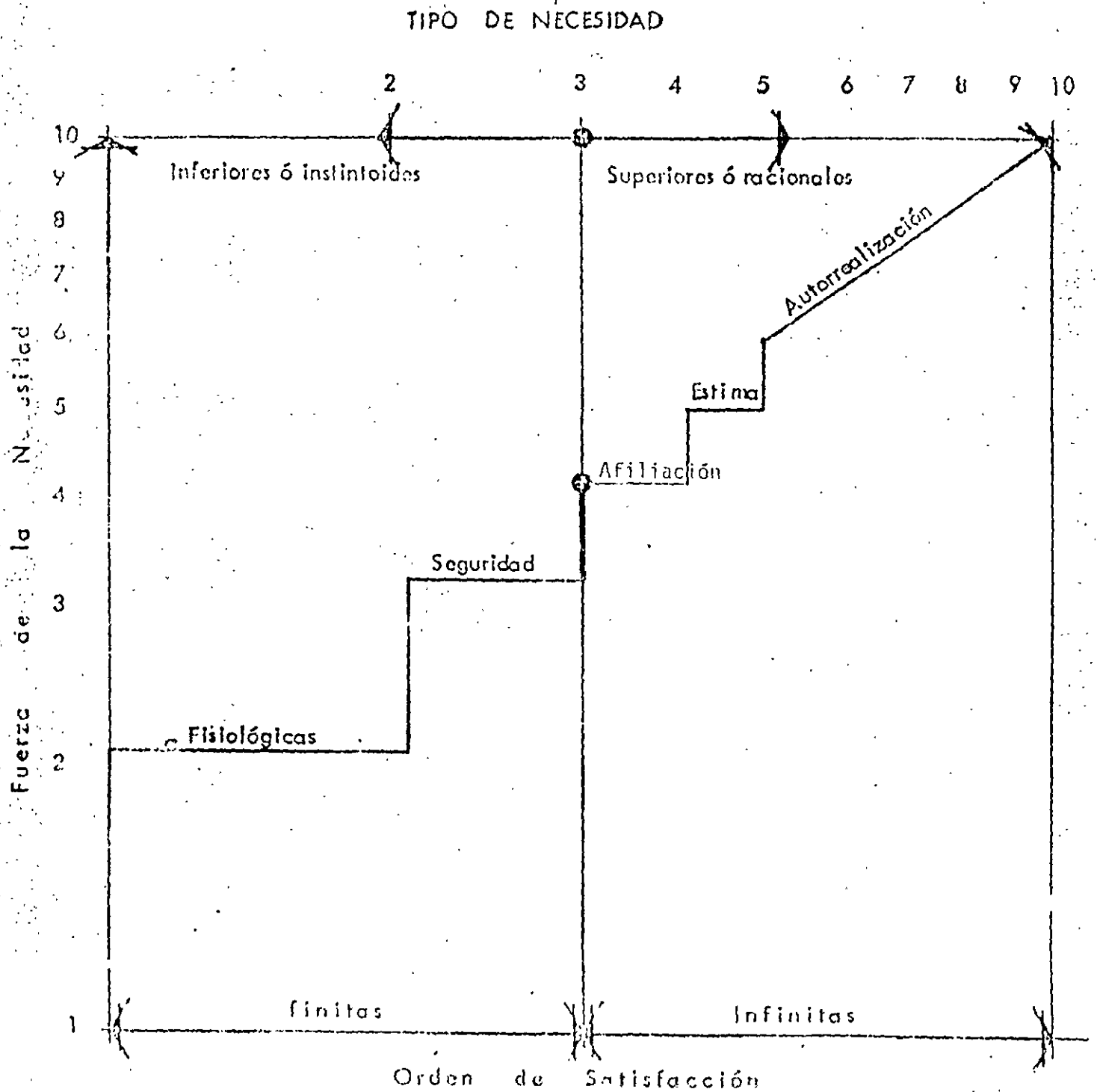


1.00.- EL ENTORNO ECONOMICO.-

1.10.- PRINCIPALES INSTINTOS ANIMALES Y NECESIDADES DEL SER HUMANO.

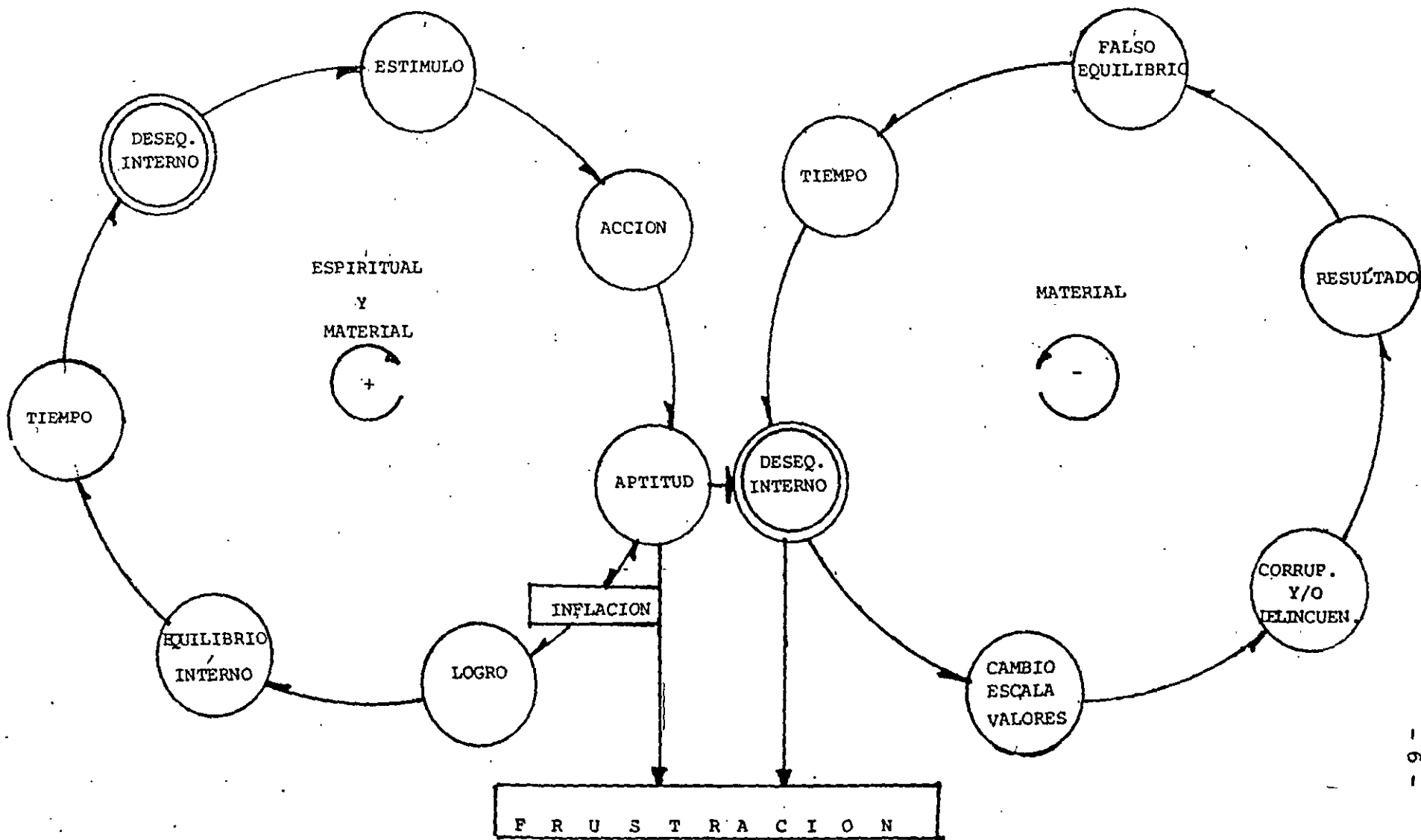


# ESCALERA DE MASLOW





1.20.- CICLO MOTIVACIONAL Y SUS DESVIACIONES.-



1.30 EL PROCESO ECONOMICO.-

P R I M I T I V O	A C T U A L
1.- INSUFICIENCIA PERSONAL	INSUFICIENCIA PERSONAL
2.- FORMACION DE GRUPO	AGRUPACION
3.- APARICION LIDER	RECONOCIMIENTO LIDER
4.- TRUEQUE INTERPERSONAS	COMERCIO
5.- UTILIDAD PERSONAL	UTILIDAD
6.- AYUDA MOMENTANEA	INTERES SOCIAL
7.- SUMA PRODUCTOS	P.I.B.
8.- SOBRECARGA LIDER	BUROCRACIA
9.- COOPERACION PROPORCIONAL	IMPUESTOS DIRECTOS
10.- REPRESENTACION VALOR	MONEDA
11.- MONEDA NO FALSIFICABLE	BANCO CENTRAL
12.- INSUFICIENCIA GRUPAL	APERTURA COMERCIAL
13.- TRUEQUE INTERGRUPOS	COMERCIO INTERNACIONAL
14.- UTILIDAD GRUPAL	UTILIDAD
15.- INVASION EXTERNA	CONFLICTO INTERNACIONAL
16.- COOPERACION NO PROPORCIONAL	IMPUESTO INDIRECTO
17.- DESEQUILIBRIO MONEDA-PRODUCCION	INFLACION
18.- COMPETENCIA INTERGRUPOS	MERCADO INTERNACIONAL

INFLACION

CAUSA : "Excesiva emision de billetes"

EFEECTO: "Alza de Precios"

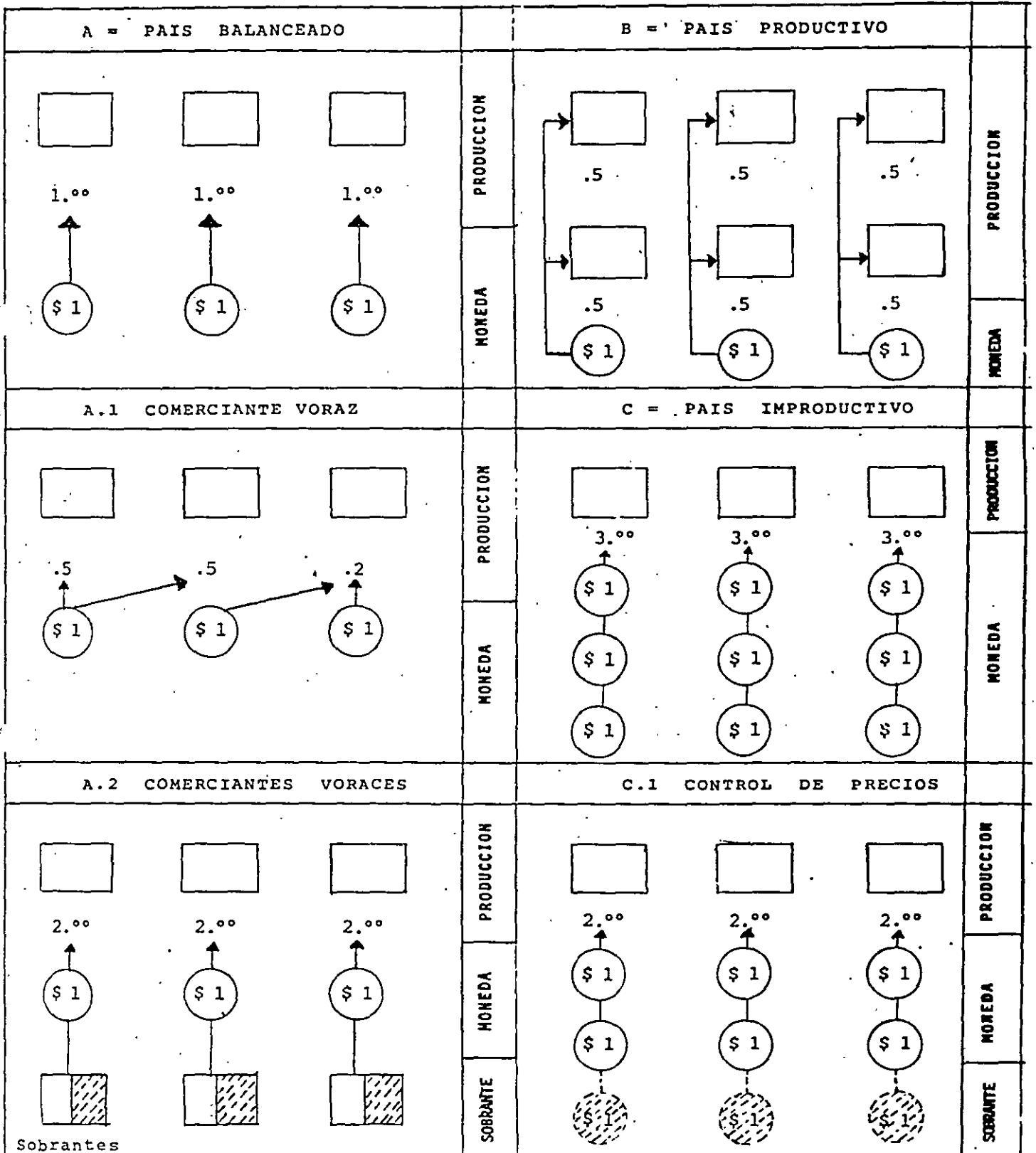


Figura # 3

HISTORIA DEL CONTROL DE PRECIOS

AÑO		
2830	AC	En Egipto el monarca Henku, mandó grabar en su tumba la siguiente leyenda: "Yo fui guardian de los cereales del sur de esta provincia"; El Gobierno Egipcio al regular la producción, fue apropiándose de la tierra, la cual para producir tuvo que rentarla a los agricultores.
2133	AC	En Babilonia el código Hamurabi, suponía una regulación de la economía a través de controles de precios y salarios, que no fué lograda.
491	AC	En China, Confucio decía en sus "Principios Económicos", "El Gobierno no debe nivelar precios mediante el ajuste de la oferta y la demanda. Para garantizar el costo del producto y el abasto del consumidor". El sistema falló.
1122	AC	En China, el Emperador Chou, determinaba la productividad de parcelas, ajustando la oferta, el sistema falló al confrontar sus funcionarios intereses comerciales y jurídicos.
372	AC	En China, durante el reinado de Hui de Laing, su ministro mencionó, "Cuando hay abundancia de granos, hasta los animales lo comen, y na día guarda, cuando hay escasez, el pueblo muere de hambre y todos lo achacamos al mal año";... "No fuí yo fué el puñal".
400	AC	En Atenas, la acumulación de granos era castigada con la pena de muerte el "Agoranomi" (Inspector de Mercado, quien vigilaba las ventas), el "Sitephylaces" (Inspector de Grano, quien vigilaba peso y precio). Logró un control parcial que se desplomó al paso del tiempo.
400	AC	Lisias, el político, prometió precios más bajos en épocas de escasez, colgando a comerciantes y a inspectores: "No obstante se derrumbó el sistema.
300	AC	En Roma, Diocleciano inicio la reforma monetaria, devaluó el Denario a la mitad y no obstante por falta de reservas, y por exeso de gasto público no pudo sostener. En el año 301 aplicó el edicto Diocleciano fijando precios máximo a 900 artículos y 120 grados de mano de obra y transporte, con pena de muerte a quien vendiera a precios mayores. Culpó a los comerciantes de la inflación y huyeron productos y comerciantes, Diocleciano por ello abdicó. en el año 305 AC.
365	AC	En Roma, el emperador Juliano, inicia un plan semejante a Diocleciano en 365, fracasando en el año de 363 AC

## DEVALUACIONES

### AÑO 1.- SIN INFLACION.

<u>PAISES</u>	<u>1</u>	<u>3</u>	<u>4</u>
1er. Costo	\$ 20.00	\$ 20.00	\$ 20.00
Inflación	0 %	0 %	0 %
Utilidad	\$ 6.00	\$ 6.00	\$ 6.00
1ª Venta	\$ 26.00	\$ 26.00	\$ 26.00
Comprador.	\$ 26.00		

### AÑO 2.- CON INFLACION.

<u>PAISES</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>
1er. Costo	\$ 20.00	\$ 20.00	\$ 20.00
Inflación	30 %	10 %	60 %
2º Costo	\$ 26.00	\$ 22.00	\$ 32.00
Utilidad	\$ 7.80	\$ 6.80	\$ 9.60
1ª Venta	\$ 33.80	\$ 28.60	\$ 41.60
Devaluación	15.4%	0 %	31.3%
2ª Venta	\$ 28.60	\$ 28.60	\$ 28.60
Comprador	\$ 28.60		

Figura # 6

CURVA REGRESIVA

PHILLIPS/KEYNES

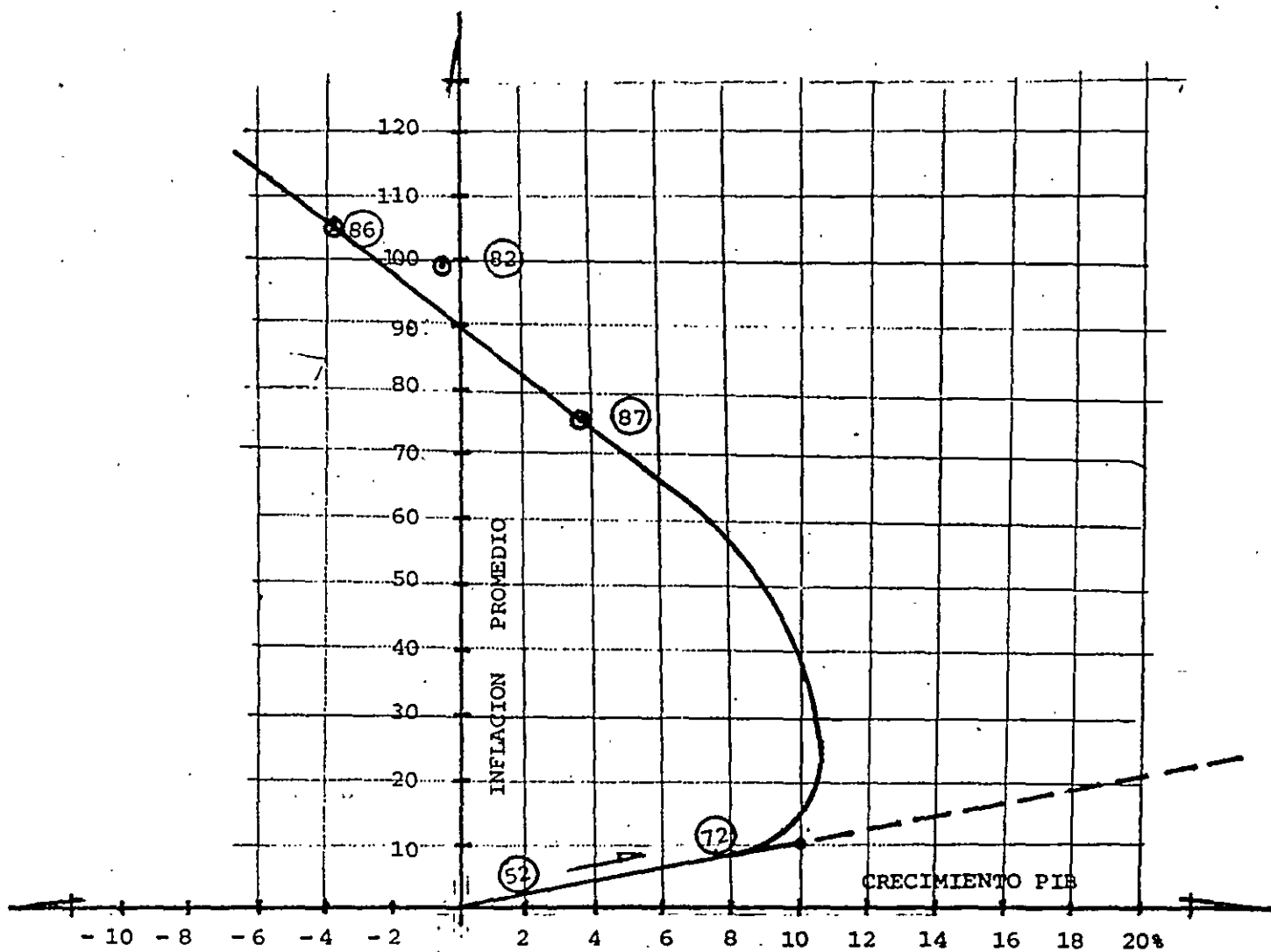


Figura #5

CURVA REGRESIVA

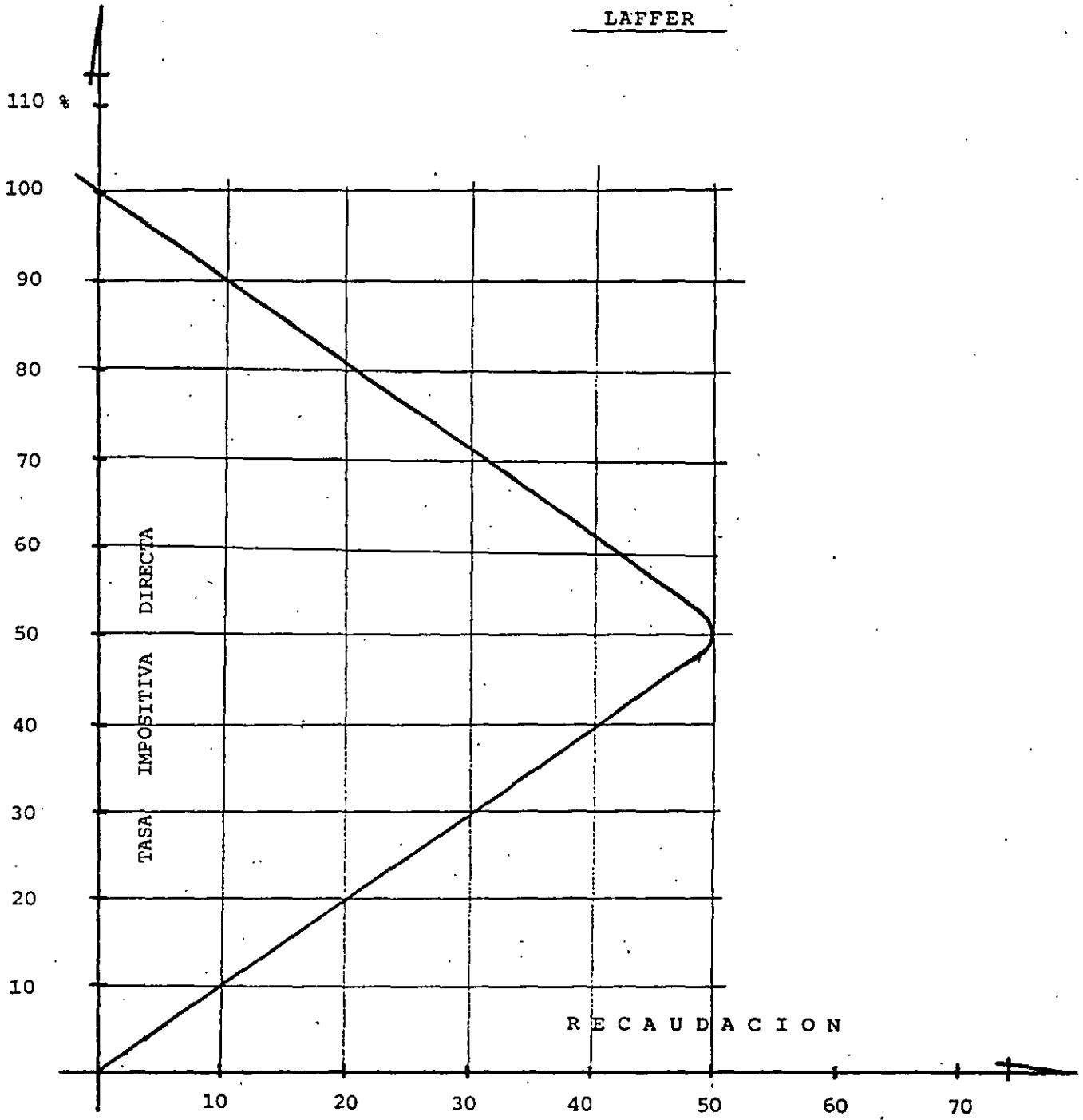


Figura # 15

CAUSA DE LA INFLACION

$$\text{PRESION MONETARIA} = \frac{\text{M4}}{\text{PRODUCCION INDUSTRIAL}}$$

M1 = BILLETES, MONEDAS Y CHEQUES

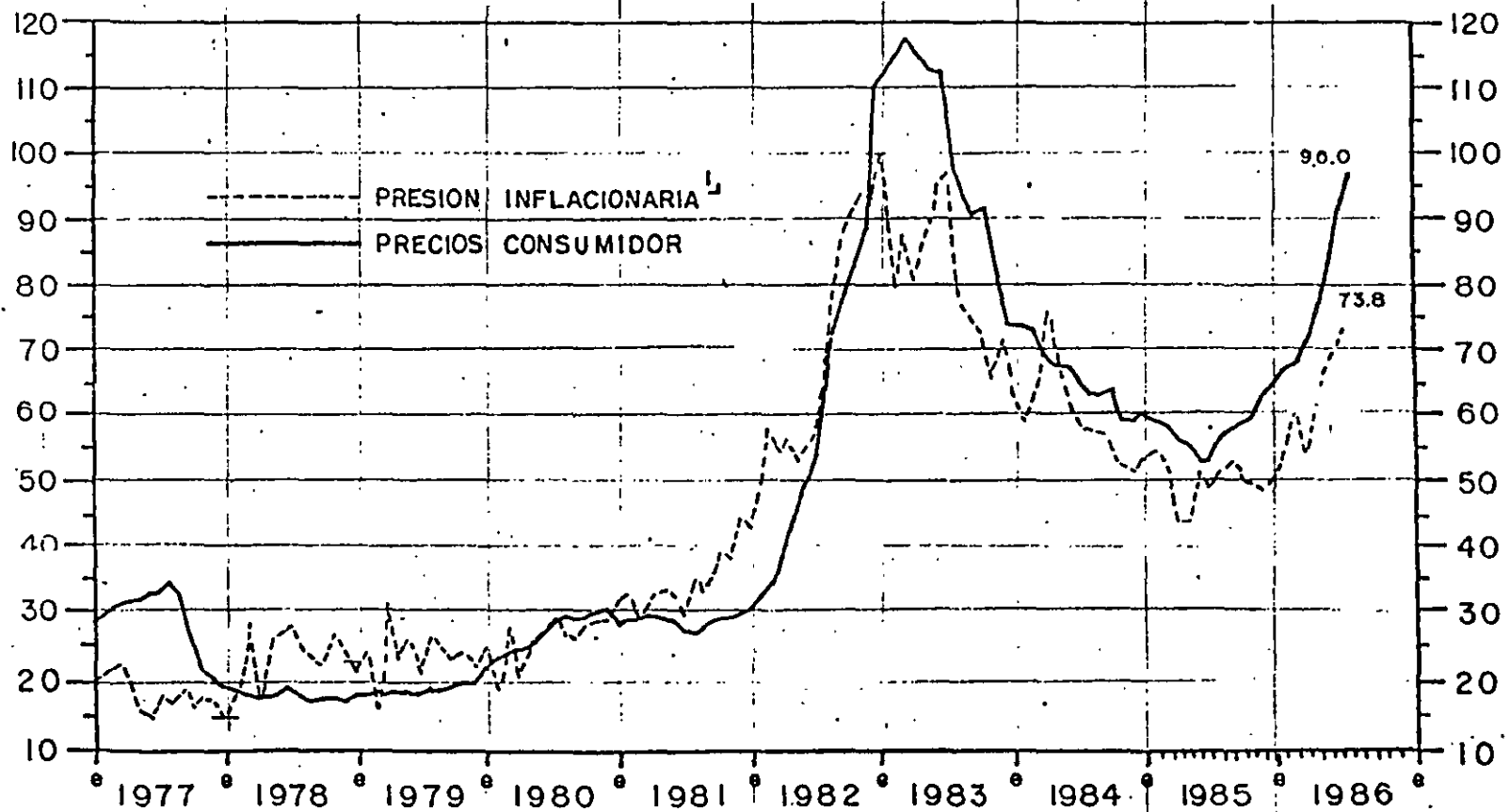
M2 = M1 + CUENTAS DE MONEDA EXTRANJERA

M3 = M2 + CUENTAS DE AHORRO

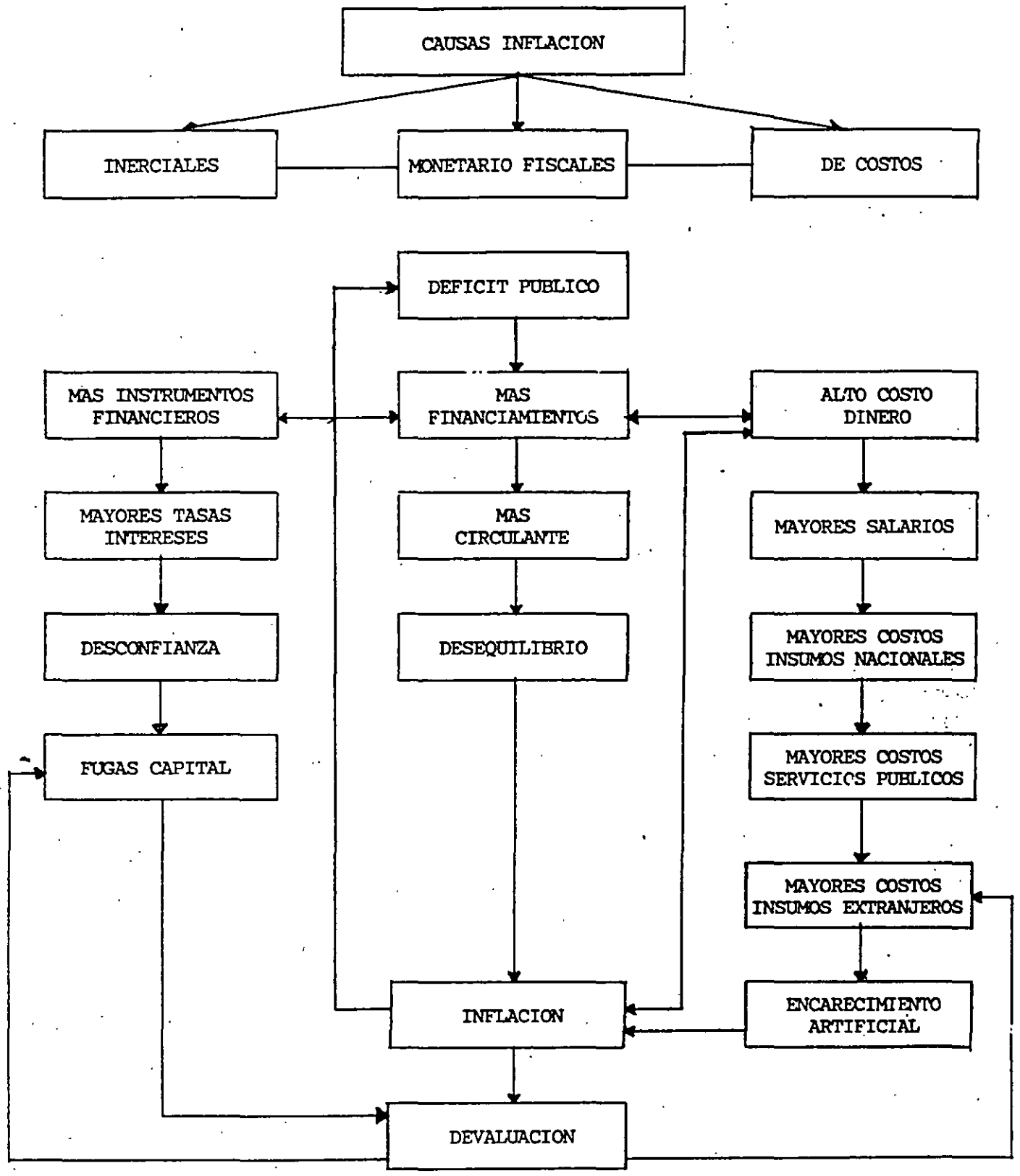
M4 = M3 + OTRAS ACTIVIDADES FINANCIERAS



COMPARACION ENTRE LA PRESION INFLACIONARIA Y LA TASA DE INFLACION  
 ( VARIACION PORCENTUAL RESPECTO AL MISMO MES DEL AÑO ANTERIOR )



FUENTE : ELABORADO POR EL CEESP CON DATOS DE BANXICO.  
 NOTA : RELACION ENTRE M5 Y PRODUCCION INDUSTRIAL.  
 FECHA : OCT. 13 . 86



VALOR DEL PAGO TRÁFICO Y DE MERCADO  
(diferencias de inflación)

FECHAS	INDICE DE PRECIOS AL PORCIENTO		RELACION a/b	VALOR TEORICO 1960 = 12.50	VALOR DE MERCADO (a fin año)	PRECIO RELATIVA d/e
	MEXICO (a)	USA (b)				
1975 (Dic)	105.6	102.7	1.03	15.25	12.50	21.2
1976 (Ene)	106.7	103.4	1.05	15.44	12.50	23.52
(Feb)	110.1	103.8	1.06	15.58	12.50	24.64
(Mar)	111.7	104.4	1.07	15.73	12.50	25.84
(Abr)	112.2	105.0	1.07	15.73	12.50	25.84
(May)	113.0	105.2	1.08	15.88	12.50	27.04
(Jun)	114.9	105.8	1.09	16.02	12.50	28.16
(Jul)	117.0	106.5	1.11	16.32	12.50	30.56
(Ago)	117.4	107.2	1.09	16.03	12.50	28.24
(Sep)	124.2	107.8	1.16	17.05	12.50	34.10
(Oct)	135.2	108.6	1.24	18.23	22.07	28.48
(Nov)	146.3	109.0	1.34	19.70	22.07	30.73
(Dic)	154.1	109.3	1.41	20.73	19.95	3.9
1977 (Ene)	157.6	109.4	1.43	21.02	22.17	5.1
(Feb)	163.3	110.7	1.45	21.32	22.64	5.8
(Mar)	163.4	111.7	1.46	21.47	22.69	5.3
(Abr)	166.1	112.7	1.49	21.91	22.64	3.2
(May)	171.3	113.2	1.51	22.20	22.80	2.6
(Jun)	173.4	113.5	1.52	22.35	22.99	2.7
(Jul)	174.6	114.7	1.53	22.50	22.86	1.6
(Ago)	173.5	114.3	1.56	22.94	22.87	0.3
(Sep)	180.4	115.3	1.56	22.94	22.69	1.1
(Oct)	180.1	116.1	1.55	22.79	22.66	0.5
(Nov)	180.1	116.2	1.55	22.79	22.65	0.6
(Dic)	182.0	116.6	1.56	22.94	22.73	0.9
1978 (Ene)	184.4	117.5	1.57	23.00	22.72	1.20
(Feb)	183.6	118.3	1.59	23.30	22.74	2.50
(Mar)	192.4	119.0	1.61	23.67	22.74	4.08
(Abr)	194.8	120.2	1.62	23.82	22.74	4.74
(May)	199.8	120.9	1.65	24.26	22.76	6.5
(Jun)	202.5	121.7	1.66	24.41	22.61	7.0
(Jul)	204.8	122.5	1.67	24.55	22.83	7.5
(Ago)	204.4	123.3	1.65	24.24	22.84	6.2
(Sep)	202.7	123.9	1.63	23.97	22.73	5.4
(Oct)	209.0	125.2	1.64	24.11	22.70	5.8
(Nov)	207.4	125.9	1.64	24.11	22.73	5.0
(Dic)	210.8	126.4	1.66	24.41	22.72	7.4
1979 (Ene)	218.2	128.3	1.70	24.89	22.71	10.00
(Feb)	222.8	129.7	1.72	25.29	22.79	10.94
(Mar)	225.4	131.4	1.72	25.29	22.82	10.52
(Abr)	226.8	133.5	1.70	24.99	22.84	9.41
(May)	228.4	135.0	1.72	25.29	22.84	10.72
(Jun)	235.0	136.4	1.72	25.29	22.84	10.72
(Jul)	237.4	135.5	1.71	25.14	22.83	10.11
(Ago)	241.4	140.3	1.72	25.29	22.80	10.90
(Sep)	244.9	142.4	1.72	25.29	22.77	11.06
(Oct)	249.4	145.2	1.71	25.14	22.86	9.9
(Nov)	249.8	146.1	1.72	25.29	22.85	10.67
(Dic)	252.8	147.6	1.71	25.14	22.80	10.20
1980 (Ene)	226.4	152.0	1.75	25.73	22.83	12.70
(Feb)	272.8	154.8	1.76	25.85	22.85	13.26
(Mar)	277.0	156.6	1.77	26.00	22.85	13.70
(Abr)	279.0	158.2	1.76	25.83	22.87	13.11
(May)	283.8	158.5	1.79	26.32	22.84	15.13
(Jun)	291.1	159.5	1.82	26.76	22.93	16.70
(Jul)	303.1	163.0	1.86	27.62	23.02	20.04
(Ago)	306.3	167.2	1.89	27.79	22.99	20.87
(Sep)	307.7	168.2	1.80	27.94	23.04	21.34
(Oct)	310.5	164.0	1.89	27.79	23.11	20.25
(Nov)	313.3	165.2	1.90	27.94	23.19	20.48
(Dic)	319.5	166.3	1.91	28.00	23.24	20.37
1981 (Ene)	331.5	169.0	1.96	28.82	23.39	23.21
(Feb)	334.7	171.9	1.95	28.67	23.55	21.74
(Mar)	341.7	174.1	1.96	28.82	23.74	22.37
(Abr)	351.3	176.4	1.99	29.06	23.77	22.01
(May)	350.9	177.3	2.01	29.55	24.15	22.20
(Jun)	361.9	177.7	2.04	29.99	24.43	22.75
(Jul)	365.7	178.4	2.07	30.44	24.61	23.53
(Ago)	374.3	179.0	2.09	30.58	24.57	22.71
(Sep)	382.5	179.1	2.13	31.32	25.29	24.28
(Oct)	392.1	180.1	2.17	31.91	25.18	25.23
(Nov)	396.5	180.2	2.20	32.35	25.84	24.02
(Dic)	414.6	180.8	2.29	33.67	26.22	28.4
1982 (Ene)	425.8	181.3	2.34	34.40	26.61	29.3
(Feb)	444.4	181.6	2.45	36.27	26.81	33.1
(Mar)	462.6	183.3	2.55	37.80	26.80	37.6
(Abr)	491.4	183.7	2.72	40.60	26.50	44.0
(May)	493.0	185.9	2.73	40.35	26.72	44.0
(Jun)	547.3	187.2	3.04	44.41	27.52	6.5
(32) (Jul)	576.1	182.3	3.16	46.47	28.17	3.5
(57) (Ago)	651.2	181.4	3.55	52.20	-	-
(Sep)	-	184.5	-	-	-	-
(Oct)	-	186.6	-	-	-	-
(Nov)	-	186.7	-	-	-	-
(Dic)	673-692.3	188.0	3.66	54.12	-	-
	75-775.8	-	3.85	56.70	-	-
	1003-829.2	-	4.41	64.80	-	-

PARIDAD PROMEDIO	MEDIO ARME	PARIDAD JULIO
46.91	69.50	111.00
4.63	(24.83)	(41.00)

$$\text{SUBVALUACION} = 1.00 - \frac{100}{\text{INDICE}}$$

INDICE DEL TIPO DE CAMBIO REAL DEL PESO MEXICANO  
133 PAISES, PRECIOS AL CONSUMIDOR BASE 1970 =100

	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Enero	97.25	100.40	99.01	99.60	104.22	103.38	95.53
Febrero	98.00	100.69	99.50	99.45	104.94	106.15	95.94
Marzo	98.32	101.83	99.89	99.45	105.19	108.71	97.75
Abril	98.70	101.96	100.48	99.60	104.69	107.97	98.51
Mayo	98.30	101.66	100.30	99.90	104.98	108.29	99.58
Junio	98.24	101.68	100.21	100.49	104.40	109.58	98.81
Julio	98.46	101.10	100.22	100.91	104.26	109.60	97.74
Agosto	98.24	98.77	99.70	100.70	103.99	107.63	96.62
Septiembre	98.49	97.70	99.83	101.57	104.26	106.15	96.40
Octubre	98.45	99.08	100.48	102.38	104.34	105.80	96.07
Noviembre	98.79	101.02	100.39	102.22	104.06	103.72	94.77
Diciembre	98.98	101.62	99.98	103.07	104.16	99.91	95.30
Anual	98.35	100.63	100.00	100.78	104.46	106.41	96.92
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
Enero	96.42	89.55	123.64	124.41	122.94	114.04	99.64
Febrero	97.48	88.52	131.67	123.77	122.22	111.89	96.03
Marzo	97.47	87.34	131.43	124.45	121.69	108.67	95.24
Abril	97.09	87.40	131.01	124.39	121.02	107.40	93.24
Mayo	96.94	87.23	131.61	122.75	119.88	109.79	91.10
Junio	95.92	86.92	132.13	123.66	120.18	109.93	88.95
Julio	94.12	86.81	132.13	124.52	121.94	108.47	87.75
Agosto	92.12	86.61	129.19	125.85	120.84	106.21	86.00
Septiembre	91.13	134.93	127.26	125.06	120.52	106.50	87.68
Octubre	91.35	131.66	127.51	127.05	119.01	105.82	87.95
Noviembre	91.17	150.35	127.34	124.26	117.94	103.51	88.54
Diciembre	90.34	122.09	127.82	117.79	117.45	100.88	87.34
Anual	94.30	103.28	129.39	124.00	120.47	107.76	90.79
	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988
Enero	84.05	144.84	100.84	94.79	129.77	173.9	160.2
Febrero	94.39	141.44	107.87	91.95	138.30	174.2	148.2
Marzo	129.79	138.83	117.99	91.00	145.82	175.2	142.5
Abril	124.67	135.65	115.90	94.26	148.11	176.7	140.6
Mayo	122.87	135.19	113.64	94.70	150.99	176.1	
Junio	116.54	133.55	112.21	95.88	151.51	174.1	
Julio	111.10	131.10	108.97	102.05	159.21	164.5	
Agosto	159.32	129.00	108.13	117.04	164.76	160.9	
Septiembre	168.43	130.00	105.73	116.72	169.86	160.5	
Octubre	128.74	130.93	103.81	122.60	173.44	157.6	
Noviembre	122.11	125.90	103.52	125.24	172.50	159.7	
Diciembre	128.95	123.36	99.90	128.17	172.95	170.4	
Anual	124.25	133.32	110.54	106.20	156.43	168.6	

Figura # 12

$$\text{SUBV.-ABRIL} = 1.00 - \frac{100}{140.6} = 1.00 - 0.711237 = 28.87\%$$

EXTRAPOLACION DE PARIDAD OPTIMISTA.

AÑO	INFLACION		INFLACION		PARIDAD TECNICA	SUBVALUA- CION	P.LIBRE FIN AÑO	PODER ADQUISIT.	COSTO CONSTANTE	
	MEXICO	E.U.A.	MEXICO	E.U.A.						
1980	29.8%	10.2%	1.298 / 1.102		28.00	(22.293)	23.26			REAL
1981	28.7%	8.8%	1.287 / 1.088		33.12	(26.320)	26.22			
1982	98.8%	4.4%	1.988 / 1.044		63.07	30.0%	96.30	10.000	1.000	
1983	80.0%	5.0%	1.800 / 1.050		108.12	30.0%	140.56	5.555	1.800	SUPUESTO
1984	60.0%	5.0%	1.600 / 1.050		164.75	30.0%	214.18	3.472	2.880	
1985	40.0%	5.0%	1.400 / 1.050		218.67	30.0%	285.57	2.480	4.032	
1986	35.0%	5.0%	1.350 / 1.050		282.43	30.0%	367.16	1.837	5.443	
1987	30.0%	5.0%	1.300 / 1.050		349.68	30.0%	454.58	1.413	7.076	
1988	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		416.29	30.0%	541.17	1.131	8.845	
1989	20.0%	5.0%	1.200 / 1.050		475.76	30.0%	618.49	0.942	10.614	
1990	15.0%	5.0%	1.150 / 1.050		521.07	30.0%	677.39	0.819	12.206	
1991	10.0%	5.0%	1.100 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.745	13.427	
1992	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.709	14.098	
1993	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.676	14.803	
1994	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.643	15.543	
1995	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.613	16.320	
1996	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.584	17.136	
1997	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.556	17.993	
1998	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.529	18.893	
1999	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.504	19.837	
2000	5.0%	5.0%	1.050 / 1.050		545.88	30.0%	709.65	0.480	20.829	

Figura # 8

EXTRAPOLACION DE PARIDAD PESIMISTA

AÑO	INFLACION		INFLACION		PARIDAD TECNICA	SUBVALUA- CION	P. LIBRE FIN AÑO	PODER ADQUISIT.	COSTO CONSTANTE	REAL
	MEXICO	E.U.A.	MEXICO	E.U.A.						
1980	29.8%	10.2%	1.298 / 1.102		28.00	(22.293)	23.26			
1981	28.7%	8.8%	1.287 / 1.088		33.12	(26.320)	26.22			
1982	98.8%	4.4%	1.988 / 1.044		63.07	30.0%	96.30	10.000	1.000	
1983	80.0%	5.0%	1.800 / 1.050		108.12	30.0%	140.56	5.555	1.800	
1984	60.0%	5.0%	1.600 / 1.050		164.75	30.0%	214.18	3.472	2.880	
1985	40.0%	5.0%	1.400 / 1.050		219.67	30.0%	285.57	2.480	4.032	
1986	35.0%	5.0%	1.350 / 1.050		282.43	30.0%	367.16	1.837	5.443	
1987	30.0%	5.0%	1.300 / 1.050		349.68	30.0%	454.58	1.413	7.076	
1988	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		416.29	30.0%	541.17	1.131	8.845	
1989	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		575.28	30.0%	748.00	0.904	11.052	
1990	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		684.85	30.0%	890.00	0.723	13.821	
1991	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		815.30	30.0%	1,060.00	0.579	17.276	
1992	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		970.60	30.0%	1,262.00	0.463	21.595	
1993	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,155.47	30.0%	1,502.00	0.370	26.993	
1994	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,376.57	30.0%	1,788.00	0.295	33.742	
1995	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,637.58	30.0%	2,129.00	0.237	42.177	
1996	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		1,949.50	30.0%	2,534.00	0.189	52.722	
1997	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		2,320.83	30.0%	3,017.00	0.151	65.902	
1998	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		2,762.89	30.0%	3,592.00	0.121	82.377	
1999	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		3,289.16	30.0%	4,276.00	0.097	102.973	
2000	25.0%	5.0%	1.250 / 1.050		3,915.66	30.0%	5,090.00	0.077	128.715	

figura # 9

EXTRAPOLACION DE PARIDAD MUY PESIMISTA

AÑO	INFLACION		INFLACION		PARIDAD TECNICA	SUBVALUACION	P. LIBRE FIN AÑO	PODER ADQUISIT.	COSTO CONSTANTE	
	MEXICO	E.U.A.	MEXICO	E.U.A.						
1980	29.8%	10.2%	1.298 / 1.102		28.00	(22.293)	23.26			REAL
1981	28.7%	8.8%	1.287 / 1.088		33.12	(26.320)	26.22			
1982	98.8%	4.4%	1.988 / 1.044		63.07	30.0%	96.30	10.000	1.000	
1983	80.0%	5.0%	1.800 / 1.050		108.12	30.0%	140.56	5.555	1.800	SUPUESTO
1984	60.0%	5.0%	1.600 / 1.050		164.75	30.0%	214.18	3.472	2.880	
1985	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		235.36	30.0%	305.96	2.313	4.320	
1986	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		336.23	30.0%	437.10	1.543	6.480	
1987	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		480.33	30.0%	624.43	1.029	9.720	
1988	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		686.19	30.0%	888.04	0.686	14.580	
1989	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		980.27	30.0%	1,274.35	0.457	21.870	
1990	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		1,400.39	30.0%	1,820.50	0.305	32.805	
1991	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		2,000.56	30.0%	2,600.72	0.203	49.208	
1992	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		2,857.94	30.0%	3,715.33	0.135	73.811	
1993	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		4,082.77	30.0%	5,307.60	0.090	110.717	
1994	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		5,832.53	30.0%	7,582.29	0.060	166.075	
1995	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		8,332.19	30.0%	10,831.84	0.040	249.113	
1996	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		11,903.13	30.0%	15,474.07	0.027	373.669	
1997	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		17,004.47	30.0%	22,105.81	0.018	560.504	
1998	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		24,292.10	30.0%	31,579.73	0.012	840.756	
1999	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		34,703.00	30.0%	45,113.90	0.008	1,261.134	
2000	50.0%	5.0%	1.500 / 1.050		49,575.71	30.0%	64,448.43	0.005	1,891.702	

Figura # 10

## FUNDAMENTOS DEL MOVIMIENTO DE LAS DIVISAS

Existen cuatro grandes grupos en los cuales podríamos catalogar los factores sobre los cuales se fundamentan los movimientos técnicos.

<b>ECONOMICOS</b>	<b>POLITICOS</b>
La paridad del poder adquisitivo	Elecciones nacionales
Alzas o bajas en las tasas de interés	Cambio de poder
Resultado en la Balanza de pagos	Atentados políticos
Publicación de cifras de inflación	Destituciones de políticos
Devaluaciones	Escándalos políticos
Publicación del Producto Interno Bruto.....	Discusiones sindicales
<b>NATURALES</b>	<b>CULTURALES</b>
Condiciones climáticos	Mentalidad
Terremotos	Religión
Malas cosechas	Propensión al ahorro
	Confianza del consumidor



## HISTORIA DE PRONÓSTICOS DE PARIDAD PESOS - DÓLAR AL 9 DE JUNIO DEL 2000

	AÑO	MEXICO INFLACIÓN	INFLACIÓN EUA	PARIDAD TÉCNICA	SUB VALUACIÓN OFICIAL	PRONOSTICO TÉCNICO	FD FC	CAMBIO LIBRE
J. L.	1978		9.0					0.0227
	1979	19.9436	13.3					0.0228
	1980	29.8824	12.5	0.02800			0.84	0.0234
	1981	28.6836	8.8	0.03312			0.79	0.0262
	1982	98.8738	3.8	0.06345	30%	0.08249	1.17	0.0963
M. M.	1983	80.7692	3.8	0.11050	30%	0.14365	1.13	0.1620
	1984	59.1698	3.9	0.16928	30%	0.22006	0.96	0.2102
	1985	63.7445	3.8	0.26704	30%	0.34715	1.30	0.4500
	1986	105.7495	1.1	0.54346	30%	0.70650	1.31	0.9220
	1987	159.1695	4.4	1.34912	30%	1.75386	1.30	2.2780
	1988	51.6577	4.4	1.95981	10%	2.15579	1.06	2.2853
C.S.	1989	19.6974	4.6	2.24268	10%	2.46695	1.09	2.6860
	1990	29.9298	6.1	2.74638	10%	3.02102	0.98	2.9495
	1991	18.7945	3.1	3.16445	-----	3.16445	0.97	3.0768
	1992	11.9380	2.9	3.44239	-----	3.44239	0.90	3.1145
	1993	8.0092	3.0	3.60980	-----	3.60980	0.85	3.1070
	1994	7.0516	2.70	3.76275	-----	3.76275	1.31	4.9400
	1994	Cambio Indice						
E. Z.	1995	51.9661	2.50	5.58630	-----	5.58630	1.37	7.6842
	1996	27.7048	3.60	6.87662	-----	6.87662	1.13	7.8509
	1997	15.7185	1.70	7.82450	-----	7.82450	1.03	8.0833
	1998	18.61	1.61	9.13359	-----	9.13359	1.09	9.9395
	1999	12.32	2.20	10.03801	-----	10.03801	0.95	9.5251
	* 2000	10.00	2.50	10.77260	-----	10.77260	1.25	13.4657

\* Supuesto

## HISTORIA DE PRONÓSTICOS DE PARIDAD SUCRES - DÓLAR

MES	AÑO	INFLACIÓN ECUADOR	INFLACIÓN USA	INFLACIÓN ECUADOR	INFLACIÓN USA	IE/IUS	PARIDAD TÉCNICA	FACTOR CONFIANZA O DESCONFIANZA	CAMBIO LIBRE
Dic.	1986						147.00		
Dic.	1987	32.40%	3.70	1.324	1.037	1.27676	187.68370	1.33	249.13
Dic.	1988	85.80%	4.00	1.856	1.04	1.78462	334.94322	1.53	512.83
Dic.	1989	54.30%	4.8	1.543	1.048	1.47233	493.14637	1.35	664.50
Dic.	1990	49.50%	5.40	1.495	1.054	1.41841	699.48180	1.28	898.10
Dic.	1991	48.90%	3.10	1.489	1.031	1.44423	1,010.21184	1.30	1,310.25
Dic.	1992	60.30%	2.90	1.603	1.029	1.55782	1,573.73137	1.17	1,846.20
Dic.	1993	31.00%	2.70	1.310	1.027	1.27556	2,007.38860	1.02	2,046.00
Dic.	1994	25.40%	2.70	1.245	1.027	1.21227	2,433.49446	0.93	2,270.00
Dic.	1995	22.80%	2.50	1.228	1.025	1.19805	2,915.44507	1.00	2,925.00
Dic.	1996	25.80%	3.30	1.256	1.033	1.21588	3,544.81994	1.03	3,635.00
Dic.	1997	30.80%	3.30	1.306	1.033	1.26428	4,481.64070	0.96	4,321.00
Dic.	1998	38.00%	2.9	1.38	1.029	1.34111	6,010.36363		

*Mayo 2000*

*25,000 =*

**CRECIMIENTO PIB AL + 5% ANUAL**

Sin crecimiento poblacional				Con crecimiento poblacional a 2% anual.			
1º año	1.30	x	1.05 = 1.365	1.30	x	1.03 = 1.3390	
2º año	1.365	x	1.05 = 1.4333	1.3390	x	1.03 = 1.3792	
3º año	1.4333	x	1.05 = 1.5049	1.3792	x	1.03 = 1.4205	
4º año	1.5049	x	1.05 = 1.5801	1.4205	x	1.03 = 1.4632	
5º año	1.5801	x	1.05 = 1.6592	1.4632	x	1.03 = 1.5071	
6º año	1.6592	x	1.05 = 1.7421	1.5071	x	1.03 = 1.5523	

**ESTABILIZACION PIB AL 0% ANUAL**

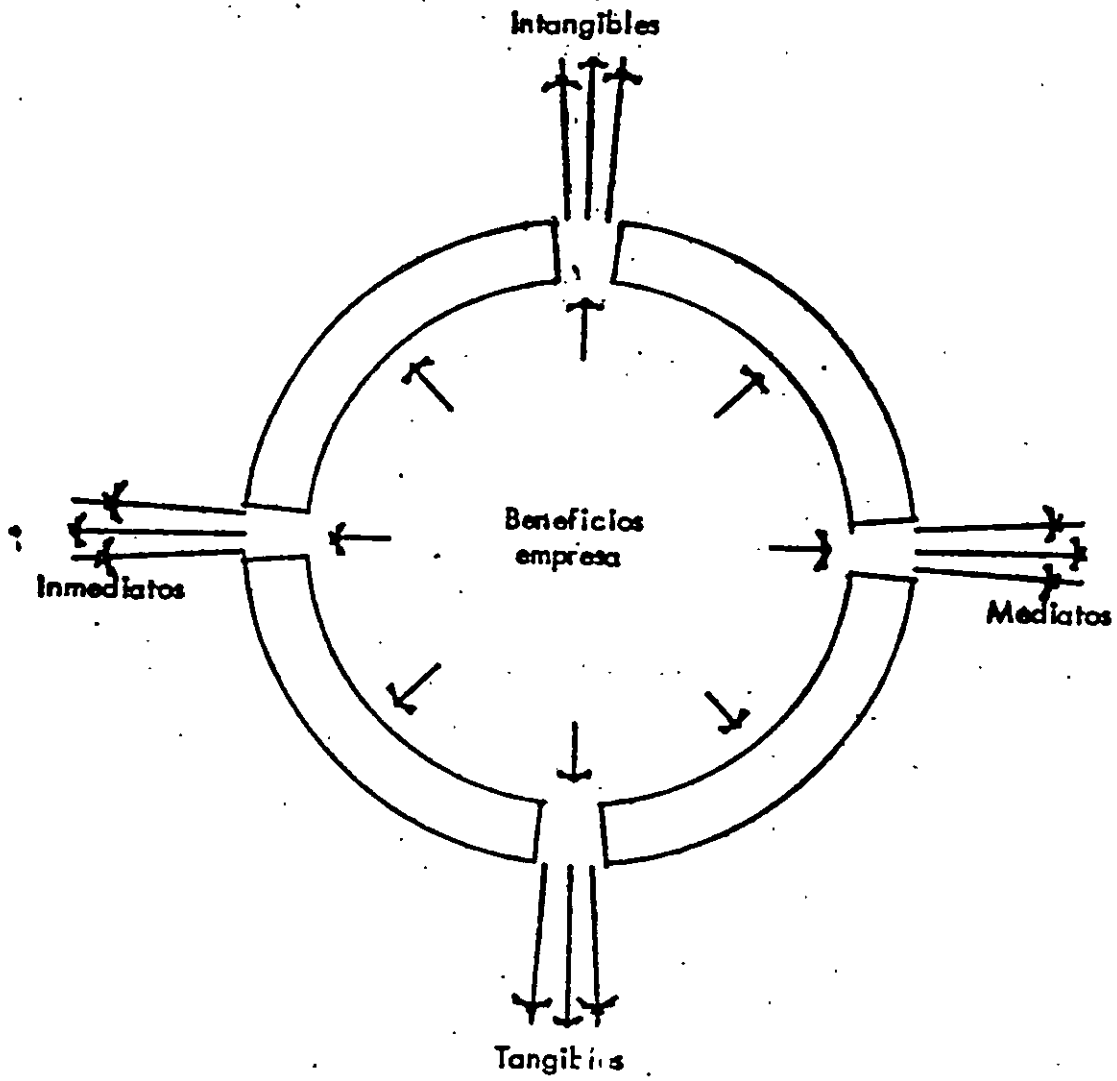
Sin incremento poblacional				Con incremento poblacional 2% anual			
1º año	1.30	x	1 = 1.30	1.30	+ 1.02 = 1.2745		
2º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2745	+ 1.02 = 1.2495		
3º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2495	+ 1.02 = 1.2250		
4º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2250	+ 1.02 = 1.2010		
5º año	1.30	x	1 = 1.30	1.2010	+ 1.02 = 1.1775		
6º año	1.30	x	1 = 1.30	1.1775	+ 1.02 = 1.1544		

**DECREMENTO PIB AL - 5% ANUAL**

Sin incremento poblacional				Con incremento poblacional a 2% anual			
1º año	1.30	+ 1.05 = 1.2381		1.30	+ 1.07 = 1.2149		
2º año	1.2381	+ 1.05 = 1.1791		1.2149	+ 1.07 = 1.1355		
3º año	1.1791	+ 1.05 = 1.1230		1.1355	+ 1.07 = 1.0612		
4º año	1.1230	+ 1.05 = 1.0695		1.0612	+ 1.07 = 0.9918		
5º año	1.0695	+ 1.05 = 1.0185		0.9918	+ 1.07 = 0.9269		
6º año	1.0185	+ 1.05 = 0.9700		0.9269	+ 1.07 = 0.8662		

Figura # 16

# BENEFICIOS      EMPRESA



## PUBLICA



## PRIVADA



Figura # 17

SITUACION COMPETITIVA DE LOS PAISES EN DESARROLLO<sup>1/</sup>

	TOTAL 2/	DINAMISMO DE LA ECONOMIA	EFICIENCIA INDUSTRIAL	DINAMICA DEL MERCADO	DINAMISMO FINANCIERO	RECURSOS HUMANOS	INTERVENCION ESTATAL	RECURSOS NATURALES	ORIENTACION HACIA AFUERA	INNOVACION TECNOLOGICA FUTURA	CONSENSO Y ESTABILIDAD SOCIOPOLITICA
TAIWAN	1	1	5	3	3	3	3	3	3	1	2
SINGAPUR	2	2	3	2	2	2	2	6	1	4	1
HONG KONG	3	3	1	1	1	1	1	9	2	3	4
REP. DE COREA	4	4	2	4	4	5	4	7	4	2	5
MALASIA	5	6	4	6	5	7	9	4	5	8	3
TAILANDIA	6	9	6	5	8	4	7	5	8	6	6
BRASIL	7	8	9	7	6	6	6	2	9	5	7
INDIA	8	7	7	9	7	9	5	8	7	7	8
MEXICO	9	5	8	8	9	8	8	1	6	9	9

FUENTE: ELABORADO POR EL CEESP, CON DATOS DEL "INFORME SOBRE LA COMPETITIVIDAD MUNDIAL, 1986" DE LA FUNDACION EF.

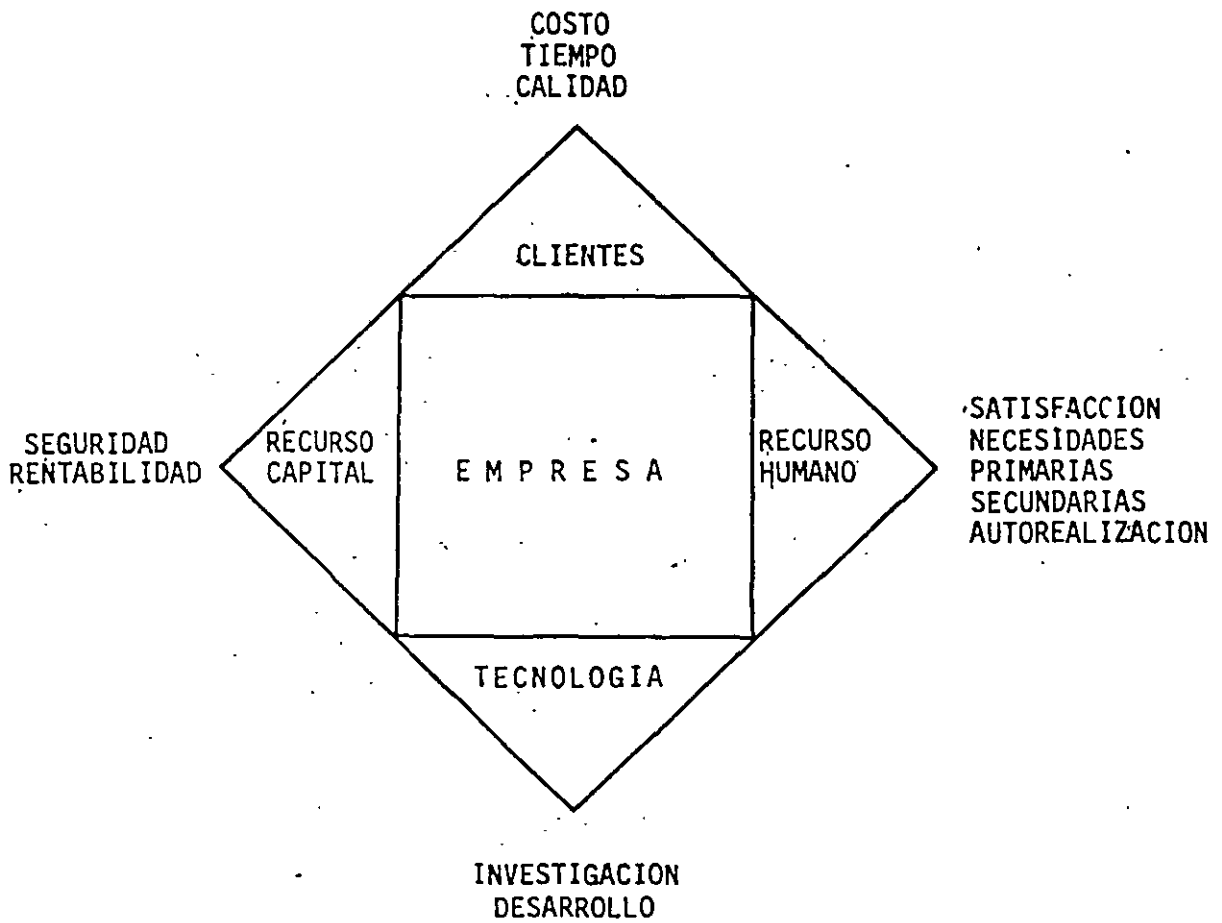
NOTAS: 1/ SEGUN ENCUESTA REALIZADA ENTRE 1.500 EMPRESARIOS, ECONOMISTAS Y LIDERES DE OPINION DE 31 PAISES.

2/ PROMEDIO PONDERADO DE LOS 10 FACTORES

3/ MAS COMPETITIVO 1/ MENOS COMPETITIVO 9.

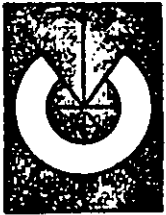
FECHA: 5/1/87

ELEMENTOS DE LA EMPRESA



PRIORIDADES ?

Figura # 18



LNCOLSA

PROMEDIO NACIONAL DE REVOLVENCIA DE CAPITAL

INDUSTRIA DE LA CONSTRUCCION MEXICANA



CON FECHA 29 DE DICIEMBRE DE 1998, EL ARTÍCULO  
CORRESPONDIENTES AL PAGO EMPRESARIAL PARA 1999,  
CAMBIA SEGÚN :

TITULO II  
DE LAS PERSONAS MORALES

DISPOSICIONES GENERALES

**TASA DEL ISR DE LA PERSONAS MORALES**

**ARTÍCULO 10.** Las personas morales deberán calcular el impuesto sobre la renta, aplicando al resultado fiscal obtenido en el ejercicio la tasa de 35%.

TASA DEL 30% A UTILIDADES REINVERTIDAS

No obstante lo dispuesto en el párrafo anterior, dichas personas morales podrán diferir parte del impuesto a que se refiere el mismo párrafo en tanto reinviertan las utilidades. Para ello, podrán aplicar la tasa del 30% a la utilidad fiscal reinvertida del ejercicio. La diferencia entre el impuesto que se calcule sobre la utilidad fiscal reinvertida conforme a este párrafo y el que se derivaría de aplicar la tasa del párrafo anterior a la misma utilidad, será la parte del impuesto que podrán diferir las personas morales y pagar al momento de la distribución de utilidades, conforme a las reglas del artículo 10-A de esta Ley.

Para los efectos de lo dispuesto en el párrafo anterior, se considera utilidad fiscal reinvertida del ejercicio, la cantidad que se obtenga de restar al resultado fiscal obtenido en el mismo incrementado con la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa deducida en los términos de la



fracción III del artículo 25 de esta Ley, la participación de los trabajadores en las utilidades de la empresa, el importe de las partidas no deducibles para efectos de dicho impuesto, excepto las señaladas en las fracciones IX y X del artículo 25 de la Ley citada, y la utilidad derivada de los ingresos percibidos en el ejercicio de fuente de riqueza ubicada en el extranjero calculando para estos efectos las deducciones que correspondan con las reglas establecidas en el artículo 6o., sexto párrafo de esta Ley. Si en lugar de utilidad hubiese pérdida derivada de los ingresos a que se refieren las fracciones VI, VII y VIII del artículo 120, pagarán el impuesto aplicando la tasa a que se refiere el primer párrafo de este artículo. Este impuesto tendrá el carácter de definitivo.

EN BASE A LO ANTERIOR LOS AUTORES SUGIEREN, PARA FINES DE PLANEACIÓN DE COSTOS, MODIFICAR EN EL CAPÍTULO 3.000, CORRESPONDIENTE A LA UTILIDAD, SE RECOMIENDA UTILIZAR COMO IMPUESTO SOBRE LA RENTA 35.00%

CONCURSO INTERNACIONAL

	MEXICO		EUA	ECUADOR	HONDURAS	COSTA RICA	MEXICO
	1975 PESOS	1997 PESOS	1997 DOLARES	1997 SUCRES	1997 LEMPIRAS	1997 COLONES	1997 PESOS
1.- TASA PASIVA CAPITAL	12.00	27.00	8.00	61.00	37.00	27.00	27.00
2 - TECNOLOGIA	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
3 - RIESGO	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
<b>A.- RENTABILIDAD ANUAL (SUMA 1+2+3)</b>	<b>42.00</b>	<b>57.00</b>	<b>38.00</b>	<b>91.00</b>	<b>67.00</b>	<b>57.00</b>	<b>57.00</b>
4 - VENTAS ANUALES A COSTO DIRECTO	30.00 MP	19.20 MP	2.40 MD	9,900.00 MS	31.20 ML	570.00 MC	19.20 MP
5.- CAPITAL CONTABLE	5.00 MP	3.20 MP	0.40 MD	1,650.00 MS	5.20 ML	95.00 MC	1.60 MP
<b>B.- REVOLVENCIA (cociente 4/5)</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>6</b>	<b>12</b>
<b>C.- UTILIDAD ANTES IMPUESTOS (Cociente A/B)</b>	<b>7.00</b>	<b>9.50</b>	<b>6.33</b>	<b>15.17</b>	<b>11.17</b>	<b>9.50</b>	<b>4.75</b>
6 - CARGOS A LA UTILIDAD							
6.1 - INFONAVIT	0.015	----	----	----	----	----	----
6.2 - Participación Trabajadores	0.080	0.100	----	----	----	----	0.100
6.3 - I S.R.	----	0.350	0.350 *	0.320	0.300	0.280	0.340
<b>D.- SUMA IMPUESTOS (SUMA 6.1+6.2+6.3)</b>	<b>0.095</b>	<b>0.450</b>	<b>0.350</b>	<b>0.320</b>	<b>0.300</b>	<b>0.280</b>	<b>0.440</b>
<b>E.- SUMA</b>	<b>0.905</b>	<b>0.550</b>	<b>0.650</b>	<b>0.680</b>	<b>0.700</b>	<b>0.720</b>	<b>0.560</b>
<b>F.- UTILIDAD CONCURSO (COCIENTE C/E)</b>	<b>7.73</b>	<b>17.27</b>	<b>9.74</b>	<b>22.31</b>	<b>15.96</b>	<b>13.19</b>	<b>8.48</b>

\* Para utilidades mayores a 1 millón de dólares

TEORIA DEL VALOR

NECESIDAD PRIMARIA	NECESIDAD SOCIAL
INDISPENSABILIDAD	DESEABILIDAD
GENERALIDAD	GENERALIDAD
DURABILIDAD	DURABILIDAD
CLAUDICACION	CLAUDICACION
ESCASEZ	ESCASEZ
ABUNDANCIA	ABUNDANCIA

### SITUACIÓN ECONÓMICA DE MEXICO A MARZO DE 1994.-

Déficit comercial	28,000 MD
Inversión extranjera en Cetes	50,000 MD
Exportaciones	10,000 MD (8,000 MD Petróleo, 1,000 MD Turismo, 1,000 MD Braceros)
Reservas	30,000 MD
Tipo de cambio controlado, según Banda	

### SITUACIÓN ECONÓMICA DE MEXICO A DICIEMBRE DE 1994.-

Inversión extranjera en Cetes	20,000 MD
Inversión extranjera en Tesobonos	30,000 MD (con 10% a 19% anual, pagadero en dólares)
Reservas	12,000 MD
Banco de México puede regular mercado	
Inflación 1994 México	7.05%
Inflación 1994 EUA	3.00%
Tipo de cambio flotante	
Factor de desconfianza	1.37

### SITUACIÓN ECONÓMICA DE MEXICO A OCTUBRE DE 1999.-

Déficit comercial	8,000 MD	
Reservas	30,000 MD	
Inversión extranjera en Cetes	3,500 MD	
Inversión extranjera directa	10,000 MD	
Exportaciones	140,000 MD (8,000 MD Petróleo, 132,000 MD manufacturas y maquiladoras)	
Banco de México no puede regular mercado		
Tipo de cambio flotante		
Blindaje financiero	20,000 MD	
* Inflación 1999 México	13.50%	* Supuestos
* Inflación 1999 EUA	2.20%	
* Inflación 2000 México	10.50%	
* Inflación 2000 EUA	2.00%	
* Crecimiento PIB 1999 México	5.00%	
* Crecimiento PIB 2000 México	5.50%	
Factor de desconfianza	?	

## Conceptos de Tipo Económicos/Bursátiles (América Economía).

Octubre 25 de 1999.

Entorno: Empresas de América Latina que cotizan en Bolsa de valores.

Capital Bursátil	Cantidad de Acciones disponibles de pronta liquidación, por el total de acciones cotizadas por la empresa.
Rentabilidad:	Punto de equilibrio de quien cotiza en valores bursátiles. ( Colocación accionaria).
ROE/Rentabilidad sobre el patrimonio	Punto de equilibrio sobre el capital comprometido ante la Bolsa de Valores.
ROA/Rentabilidad sobre los activos	Punto de equilibrio sobre los activos comprometidos del capital o patrimonio.

Entorno: Decremento de Utilidades de Empresas de América Latina.

Patrimonio Neto	Capital derivado de las utilidades o pérdidas de una empresa sin considerar las participaciones accionarias o capital social.
-----------------	---

Fuente: América Economía

29 de Julio de 1999

7 de Octubre de 1999.

CONCEPTUALIZACIÓN DE LA VIDA

E.U.A.	LATINOAMÉRICA
"Cuando el gato viene fácil, fácil se va"	"A caballo dado, no se le ve colmillo"
"No te preguntes que ha hecho por ti EUA, pregúntate que haz hecho tú por EUA"	<p>"A mi no me den, sólo pónganme donde hay"</p> <p>"Ya llegó el año de Hidalgo"</p> <p>"Vivir fuera del presupuesto es vivir en el error."</p> <p>"El que a buen árbol se arrima, buena sombra lo cobija"</p>
"El tiempo es dinero"	<p>"Más vale tarde que nunca."</p> <p>"Hay más tiempo que vida."</p> <p>"Más vale paso que dure y no trote que canse."</p> <p>"No por mucho madrugar amanece más temprano"</p>
"Países pobres, empresas pobres, empresas ricas, países ricos".	<p>"Es más fácil hacer pasar un camello por el ojo de una aguja, que un rico entre en el reino del cielo."</p> <p>"No seré nunca rico de panteón"</p>
"El hombre es el arquitecto de su propio destino"	<p>"Aquí nos toca vivir."</p> <p>"El que nace para maceta del corredor no pasa."</p> <p>"Aunque la mona se vista de seda mona se queda".</p> <p>"El que nace para buey hasta la coyunta lame."</p> <p>"El que venga atrás, que arree."</p> <p>"Hay se va."</p>
"La justicia debe ser igual para todos los hombres"	<p>"Más vale un mal arreglo, que un buen pleito."</p> <p>"El que no transa no avanza"</p>
"Al hombre se le juzga por que lo que termina, no por lo que inicia."	"Dios mediante."
"El saber como hacer las cosas es el principio"	"Suerte te de dios, que el saber nada te importe."

VENTAS, UTILIDADES Y PATRIMONIO 1998

EN MILLONES DE DOLARES

(REVOLUCIONES)

LUGAR	EMPRESA	PAIS	SECTOR	VENTAS	UT. NETA	PATRIM.	U/VTAS	U/PAT.	REVOLV
1	Pemex	Mex	Pet.	27,267	1,159	15,572	4.25	7.44	1.75
2	Pavsa	Ven	Pet	25,256	663	31,763	2.62	2.09	0.80
3	Petrobras	Brasil	Pet	14,904	1,149	17,982	7.71	6.40	0.83
4	Telmex	Mex	Telec	7,872	1,650	10,635	20.96	15.51	0.74
5	CFE	Mex	Elect	7,562	-----	-----	-----	-----	-----
6	GM	Mex	Autom.	7,452	-----	-----	-----	-----	-----
7	Elect. B	Brasil	Elect.	7,163	1,650	49,637	23.04	3.32	0.14
8	VW	Brasil	Autom.	6,653	-----	457	-----	-----	14.56
14	Cifra	Mex.	Com.	5,179	280	2,662	5.41	10.52	1.95
16	Ipiransa	Brasil	Pet	4,724	164	752	3.47	21.81	6.28
53	Odeb.	Brasil	Const.	2,540	78	1,257	3.07	6.21	2.02
94	ICA	Mex.	Const.	1,662	20	1,106	1.20	1.80	1.50
199	Camargo	Brasil	Const.	875	272	997	31.08	27.28	0.88
233	Andrade	Brasil	Const.	752	92	2,127	12.23	4.33	0.35
323	Buflin	Mex.	Const.	559	(50)	65	(8.94)	(0.77)	8.60
349	Tribasa	Mex.	Const.	508	(196)	559	(38.58)	(35.06)	0.91
381	Techint	Arg.	Const.	469	91	350	19.40	26.00	1.34
429	Quiroz	Brasil	Const.	414	86	433	20.77	19.86	0.96
493	Constran	Brasil	Const.	362	6	372	1.66	1.61	0.97

VALUACIÓN DE FACTOR DE SOBRE COSTO PARA LA CONSTRUCCION DE

1 - COSTO DE OPERACIÓN S/CD ..... %

El costo anual de las oficinas generales es de \_\_\_\_\_

y se estima para el año de \_\_\_\_\_ operar con un volumen de obra de

\_\_\_\_\_ de costo.

Por lo tanto  $\frac{\text{Costo Anual Ofs. Grales}}{\text{Costo Construc. Anual}} = \frac{\quad}{\quad} =$

2.- GASTOS DE CAMPO S/CD ..... %

CONCEPTO	UN	CANTIDAD	P.UNITARIO	IMPORTE
2.1.- GASTOS PROFESIONALES:				
SUPERINTENDENTE	MES			
RESIDENTE	MES			
RESIDENTE	MES			
SUMA GASTOS PROFESIONALES				
2.2 - GASTOS ADMINISTRATIVOS				
CONTADOR	MES			
ALMACENISTA	MES			
AYUDANTE ALMACÉN	MES			
VELADOR	MES			
CHOFER	MES			
PERSONAL LIMPIEZA (G-1)	DÍAS			
PERSONAL DETALLES (G-5)	DÍAS			
SUMA GASTOS ADMINISTRATIVOS				



CONCEPTO	UN	CANTIDAD	P UNITARIO	IMPORTE
2.3.- TRANSPORTES:				
FLETES EQUIPO	Flete			
FLETES CAMIONETA	Día			
FLETES ESCOMBRO	Flete			
SUMA TRANSPORTE				
2 4 - CONSTRUCCIONES PROV.:				
CONSTRUCCIÓN BODEGA	M2			
CONSTRUCCION OFICINA	M2			
BAÑOS OBREROS	PZA			
INST ELÉCTRICA	LOTE			
INST HIDRAULICA	LOTE			
SUMA CONSTRUCCIONES PROV				
2.5 - V A R I O S .				
SINDICATO	%			
PAPELERIA OFICINA	MES			
DEP MUEBLES OFICINA	MES			
LABORATORIO	LOTE			
LETREROS	LOTE			
FIANZAS	LOTE			
SEGUROS	LOTE			
SUMA VARIOS				
SUMAN GASTOS DE CAMPO :				

Por lo tanto  $\frac{\text{Costo Gastos de Campo}}{\text{Costo Directo de Obra}} = \underline{\hspace{2cm}} = 0.$

## FINANCIAMIENTO OBRA PUBLICA

CONCEPTO		MESES								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
<b>A</b>	Avance Programa del P.V en %									
<b>B</b>	Avance Acumulado del P.V en %									
<b>C</b>	Anticipo Inicio 10% del P.V									
<b>D</b>	Anticipo Adquisición Materiales 20% del P.V.									
<b>E</b>	Estimación parcial presentada % (A)									
<b>F</b>	Amortización Anticipo 30% (-0.30 x E)									
<b>G</b>	Cargos adicionales (-0.035 x E)									
<b>H</b>	Suma Ingresos (C+D+E+F+G)									
<b>I</b>	<b>INGRESOS ACUMULADOS</b>									
<b>J</b>	Egresos									
<b>K</b>	<b>EGRESOS ACUMULADOS</b>									
<b>L</b>	P.V.-(UTILIDAD/FSC) = 100 - (      /      ) =      =      %									
<b>M</b>	Diferencia									
<b>M</b>	Producto Financiero CPP de fecha                      =              /12 meses = 12 meses									
<b>N</b>	<b>Suma Productos Financieros (M x L)</b> <b>Esta operación se aplica cuando L es positiva</b>									
<b>O</b>	Gasto Financiero CPP de fecha                      +      % = (              +              )/12 meses = 12 meses									
<b>P</b>	<b>Suma Cargos Financieros (O x L)</b> <b>Esta operación se aplica cuando L es negativa</b>									
<b>S</b>	<b>MONTO DE PRODUCTOS FINANCIEROS +/- GASTOS FINANCIEROS (N +/- P)</b>									
	El Costo Financiero es de              % sobre el precio de venta por lo tanto para reflejarlo al Costo Directo sería:  x FSC =              x              =								%	

**NOTAS**

- 1 LA TASA DE INTERES SERA LA QUE ELIJA EL CONCURSANTE DEBIENDO SEÑALAR EL INDICADOR ECONOMICO Y LA FECHA QUE TOMO COMO REFERENCIA PUDIENDO CONSIDERARSE COMO REFERENCIA LA DEL C P P PUBLICADA POR EL BANCO DE MEXICO
- 2 SI EL MONTO DE FINANCIAMIENTO ES POSITIVO SE DEBERA RESTARSE DEL COSTO DIRECTO  
SI EL MONTO DE FINANCIAMIENTO ES NEGATIVO, SE DEBERA ADICIONARSE AL COSTO DIRECTO
- 3 \* EL              % ES UN PORCENTAJE QUE SE OBTIENE DE RESTAR AL PRECIO DE VENTA (100%) LA UTILIDAD BRUTA CONSIDERADA POR EL CONTRATISTA ENTRE EL FSC TOTAL

## UTILIDAD OBRA PÚBLICA

D = DATOS; S = SUPOSICIÓN; SM = SALARIOS MÍNIMOS; SGND = SUMA GASTOS NO DEDUCIBLES

CLAVE	UNIDAD	CONCEPTO	CON	VALOR
TPA	%	Tasa Pasiva Anualizada a la Fecha	D	
REA	%	Riesgo Empresarial Anualizado de la Obra	D	
TEA	%	Tecnología e Investigación Anualizado de la Empresa	D	
TAT	%	Tasa Anualizada Total = TPA + REA + TEA _____ + _____ + _____ =	D	
CD	%	Costo Directo de la Obra	D	
IMO	%	Inversión Máxima en Obra	D	
RC	%	Revolvencia de Capital = CD / IMO _____ / _____ =	S	
UE	%	Utilidad Esperada = TAT / RC _____ / _____ =	S	
GND	%	Gastos No Deducibles = SGND / CD _____ / _____ =	D	
UAI	%	Utilidad Antes de Impuestos = UE + GND _____ / _____ =	S	
ISR	%	Impuesto Sobre la Renta	D	
PTU	%	Participación a los Trabajadores de la Utilidad	D	
SCI	Decimal	Suma de Cargos Impositivos = ISR + PTU	D	
FAI	Decimal	Factor de Ajuste Impositivo = 1 - SCI	D	
UCI	%	Utilidad Considerando Impuestos = UAI / FAI	S	
OCPD	%	Otros Cargos Deducibles= a) Sobre el Costo directo = Imprev+ISNx(Salarios y Sueldos Base) 0.01 + (0.02 x 0.25) = 0.01+0.0050 = 0.0150x100=1.5000	D	
	%	b) Sobre Precio de Venta = ICIC+Colegios = 0.002+0.001 = 0.003xFSC= 0.003 x 1.3552 = 0.004066x100 = 0.4066	D	
UC	%	Utilidad de Concurso = UDI + OCPD = _____ + _____ =	S	

## FACTOR DE SOBRECOSTO OBRA PÚBLICA

CIC	Costo Indirecto de Campo	S/CD				+		
CF	Cargos Financiamiento	S/CD				+		
FU	Factor de Utilidad	S/CD				+		
CA	Cargos Adicionales 1.5 Supervisión, 2.0% Auditoria Cargos $(0.015+0.02) = \underline{\quad} = \underline{\quad}$ $1-(0.015+0.02) \underline{\quad}$	S/CD				+		
<b>FSC FACTOR DE SOBRECOSTO</b>								

Nota.- En las Dependencias y Entidades del Gobierno del Distrito Federal es valido y obligatorio el ejemplo anterior, empero y dado que, los cargos adicionales por supervisión y auditoria, son aplicados sobre la facturación, consecuentemente el sistema de determinación de los mismos, de manera más aproximada sería:

CA	Cargos Adicionales. 1.5 Supervisión, 2.0% Auditoria Cargos $(0.015+0.02) = \underline{\quad} = \underline{\quad}$ $1-(0.015+0.02) \underline{\quad}$	S/A				x		
<b>FSC FACTOR DE SOBRECOSTO</b>								

Para corroborar lo anterior supondremos un Costo Directo de \$ 1'000,000.00 y consecuentemente:

METODO GOBIERNO DEL DISTRITO FEDERAL	METODO PROPUESTO (NO APROBADO)
PRECIO DE VENTA = $CD \times FSC =$ $\underline{\quad} \times \underline{\quad} = \underline{\quad}$	PRECIO DE VENTA = $CD \times FSC =$ $\underline{\quad} \times \underline{\quad} = \underline{\quad}$
DEDUCCIÓN CARGOS ADICIONALES = $PV \times C. ADIC. =$ $\underline{\quad} \times \underline{\quad} = \underline{\quad}$	DEDUCCIÓN CARGOS ADICIONALES = $PV \times C. ADIC. =$ $\underline{\quad} \times \underline{\quad} = \underline{\quad}$
SALDO DESPUES DE DEDUCCIÓN = $\underline{\quad} - \underline{\quad}$	SALDO DESPUES DE DEDUCCIÓN = $\underline{\quad} - \underline{\quad}$
\$ <span style="margin-left: 50px;">menor que</span> \$	\$ <span style="margin-left: 50px;">semejante a</span> \$



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

**CURSOS ABIERTOS**

**DIPLOMADO EN SISTEMA ELÉCTRICOS DE  
POTENCIA**

**MÓDULO III: DISEÑO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS**

**TEMA**

**SUBESTACIONES EN EXAFLORURO DE AZUFRE**

**EXPOSITOR: ING. JOSÉ ANTONIO MARTÍNEZ  
PALACIO DE MINERIA  
JUNIO 200**

## INTRODUCTION

SF<sub>6</sub> The Product

How SF<sub>6</sub> is Produced

The Toxicity Question

APCI Quality Control

## PROPERTIES OF SF<sub>6</sub>

Chemical

Physical

Thermodynamic

Electrical

ADVANTAGEOUS QUALITIES OF SF<sub>6</sub>

APCI SPECIFICATIONS FOR SF<sub>6</sub>

DECOMPOSITION PRODUCTS OF SF<sub>6</sub>

PRODUCT DETECTION OF DEGREE OF SF<sub>6</sub> DECOMP

PROCEDURES FOR SAFE HANDLING OF SF<sub>6</sub>

1. Characteristics
2. Precautions
3. Clean Up: Required Safety Equipment
4. Disposal of Metal Fluoride Powder
5. Chemicals for Cleaning SF<sub>6</sub>
6. Recommended First Aid Treatment

## CONTAMINATION OF THE SF<sub>6</sub> SYSTEM

1. Conducting Particles
2. Moisture
3. Oil
4. Atmosphere Gases

## PROCEDURES FOR REFILLING SF<sub>6</sub> EQUIPMENT

### LEAK DETECTION

1. Tracer Gas
2. Diluted Tracer Gas
3. Measuring Total Leakage
4. Periodic Pressure Checks

### APPLICATIONS

## INTRODUCTION

### SF<sub>6</sub> The Product

Sulfur hexafluoride has been commercially produced for over thirty years. This stable dielectric gas was the first commercial chemical produced from elemental fluorine to be offered to the industrial world.

Although an early use proposed for SF<sub>6</sub> was in high voltage capacitors, one of its major applications was its use in transformers. This use has since expanded to include circuit breakers, Van de Graaff generators, wave guides, linear particle accelerators, and chemically pumped continuous wave lasers. Specialty uses include magnesium casting as a gas air tracer, as a leak detector, as a tagging gas in explosives, for ventilation studies, and in physiological flow studies.

Due to its many outstanding properties, which are described in this brochure, SF<sub>6</sub> is also superior to any other gaseous insulation. Its use in a variety of electrical and electronic applications and equipment makes possible many advantages not obtainable with oil insulation. These include simplified design, lightness, reliability of operation, ease of installation and repair and cleanliness.

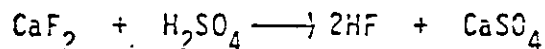
SF<sub>6</sub> provides an outstanding insulating medium for a wide range of electrical and electronic equipment and applications. It is remarkably inert and possesses exceptional thermal stability. These characteristics, together with high dielectric strength, unique arc quenching properties, ease of handling, and noncondensing characteristics at low temperatures have been responsible for the growing use of SF<sub>6</sub> as an insulation medium.



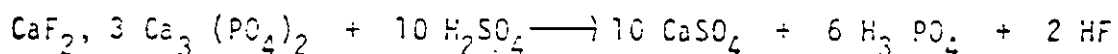
The new uses of SF<sub>6</sub> in gas insulated transmission lines, minisubstation and other unreported uses along with its older, more established uses truly gives SF<sub>6</sub> a promising future.

### How SF<sub>6</sub> is Produced

Air Products and Chemicals, Inc. prepares SF<sub>6</sub> from the reaction of sulfur and three equivalents of fluorine. This is well documented chemistry and can be examined in reference 13. The synthesis can be traced to sources of lump sulfur and hydrofluoric acid. Hydrofluoric acid is prepared from two principal sources: fluorospar or fluorapatite. The crude fluorospar has to be beneficiated by flotation to achieve high calcium fluoride content prior to reaction. In this case, the HF is prepared by the reaction of the mineral with sulfuric acid and as shown below. Several additional

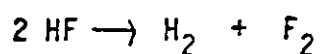
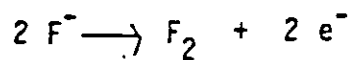
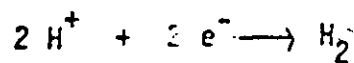


reactions must be employed to separate the desired HF from the impurities in the ore. These reactions do little to affect the main reaction and so they will not be dealt with in detail. The second source of HF is really a side light of fertilizer production. The reaction again consumes sulfuric acid and is represented below.



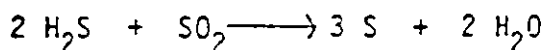
The use of HF from these sources for SF<sub>6</sub> production represents only a minor portion of the market for this chemical. The aluminum industry and fluorocarbon industry represent the two largest consumers of this acid.

Fluorine is ultimately prepared from the electrolysis of HF; but due to its low conductivity, an electrolyte approximating to KF.HF, anhydrous potassium bifluoride, is used in its place. The fluoride ion is oxidized at the anode to elemental fluorine while hydrogen is liberated at the cathode. The half reactions as well as the balanced equation are given below:



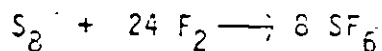
The fluorine produced in this manner can be used to react with sulfur to produce  $\text{SF}_6$ . Although this is a significant use for fluorine, by far the largest use in the government uranium enrichment program.

The other raw material sulfur is available from several sources. The largest one is known as the Frasch process which removes sulfur from underground deposits by the use of hot water and air. The other major source is from the scrubbing of natural gas to remove  $\text{H}_2\text{S}$ . The key reaction is shown below. The reaction is coming to be of more



commercial importance since the opening of the "sour" gas wells in Alberta, Canada. The sulfur produced by either of these routes is light yellow and composed largely of  $\text{S}_8$  molecules. This is the predominant form in which it is shipped and used.

The synthesis of  $\text{SF}_6$  from  $\text{S}_8$  and  $\text{F}_2$  follows the following stoichiometry.



The actual preparation involves passing purified fluorine from an electrolytic generator over staggered trays containing a quantity of lump sulfur. Since the reaction is highly exothermic (262 K cal/mole), considerable heat is generated and so the rate of  $\text{F}_2$  addition must be carefully controlled. The principal by-products of the reaction are the lower fluorides of sulfur, and so they must be removed first. Since several of these compounds are quite toxic,<sup>14</sup> they must be completely decomposed. This is accomplished by heating the product to about  $400^\circ\text{C}$  in a monel or

nickel tube. This heating pyrolyzes the  $S_2F_{10}$  into  $SF_4$  and  $SF_6$ . Subsequent purification consists of hydrolysis of the tetra and monofluorides and absorption of the acidic components such as HF and  $F_2$ . This involves contact with  $H_2O$  and dilute alkali. The final step is removal of the water by passage through drying towers containing such things as  $P_2O_5$ . The gas is then transferred to suitable storage containers.

### The Toxicity Question

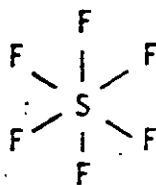
Sulfur hexafluoride is pharmacologically innocuous to animals and man. Lengthy exposure (16-24 hrs.) of albino rats to an atmosphere of 80% sulfur hexafluoride and 20% oxygen produced no discernable physiological effects.<sup>15</sup> One of the key manufacturing quality-control tests proves the absence of toxic impurities. In the test, mice are exposed to an atmosphere composed of 80%  $SF_6$  and 20% oxygen for a period of 16 to 20 hours, and the mice must show no visible effects from the gas. Dogs have been maintained for many months without harm with pneumoperitoneum produced by sulfur hexafluoride. However, breakdown products of  $SF_6$  produced by electrical discharge are toxic and proper safety precautions must be observed.<sup>16</sup>

### APCI Quality Control

There are a variety of other quality control tests performed on the  $SF_6$  prior to shipment. One of the tests involves detection of HF by measurement of acidity. Another involves the determination of air contamination by gas chromatographic techniques. These include analysis for  $O_2$  plus Ar down to 5 ppm and  $N_2$  down to 5 ppm. Carbon tetrafluoride concentration is determined by gas chromatographs as well as infrared spectroscopic techniques. The other possible sources of contamination such as  $OF_2$ ,  $SOF_2$ , and  $SO_2F_2$  are also determined by infrared spectroscopic techniques. Finally, the entire sample is assayed by summing up all the impurities and subtracting from 100%.

## Properties of SF<sub>6</sub>

The properties of SF<sub>6</sub> are all related to the basic octahedral structure of the molecule shown below. The chemistry is best explained by examining the bonding in this



molecule. The key feature is the  $sp^3d^2$  hybridization of the orbitals on sulfur. This is a prime example where the strongly electronegative fluorine assist in promoting the d orbital participation of the central sulfur.<sup>18</sup> This participation leaves 3 d orbitals on sulfur vacant and willing to accept electron density. This had led people<sup>19</sup> to conclude that the gas is electronegative due to the willingness of these orbitals to accept six electrons. This explanation is a bit simplistic because only sigma bonding has been considered. The possibility of pi bonding is very important to a molecule of this sort. The filled p orbitals on the fluorines have the same symmetry and size to effectively overlap with the empty d orbitals on sulfur. This type of bonding is shown below, and effectively donates



electron density from fluorine to sulfur. Thus, the pi bonding and sigma bonding exert a synergistic effect which should be reflected in the S-F bond strength. In the S-F bond, length is 1.50 Å<sup>20</sup> which is 0.20 Å less than the sum of the covalent radius of the two atoms. This supports the contention that there is pi bonding and so the 3 d orbitals are not totally devoid of electron density. Thus, although SF<sub>6</sub> is clearly an electronegative gas, clearly vacant d orbitals on sulfur does not provide the entire explanation.

The manifestation of the bonding scheme is seen in the macroscopic properties.

The compound is very stable especially toward hydrolysis. This is presumably due to a combination of factors including high S-F bond strength and the fact that sulfur is coordinatively saturated as well as sterically hindered. These effects are augmented by the lack of polarity<sup>20</sup> (the molecule has no dipole moment).<sup>15</sup>

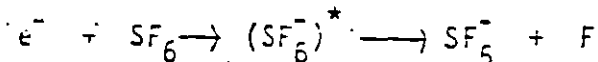
The low reactivity is due to kinetic factors and not to thermodynamic stability. This is clearly seen in the hydrolysis reaction shown below for which  $G = 460$  kilojoules.<sup>20</sup> Thus, a good deal of energy is available from reactions of  $SF_6$  if the proper catalysts can be found.  $SF_6 + 3 H_2O \longrightarrow SO_3 + 6 HF$

In addition to these properties,  $SF_6$  does not react with alkali hydroxides, ammonia, or hydrochloric acid.<sup>15</sup> In quartz it is unaffected by temperatures as high as  $500^\circ C$ .  $SF_6$  will react with metallic sodium at  $250^\circ C$ . It has been found that  $SF_6$  will react with sodium in liquid ammonia at  $64^\circ C$ . Also sodium diphenylide in ethylene glycol - dimethyl ether will quantitatively react with  $SF_6$  at room temperature according to the following equation:  $8 Na + SF_6 \longrightarrow Na_2S + 6 NaF$

The compound forms a solid hydrate which decomposes above  $0^\circ C$ . In the presence of certain metals,  $SF_6$  decomposes slightly above  $200^\circ C$ . Steel and silicon steel will cause a slow decomposition of  $SF_6$  at this temperature, but aluminum and copper remain unaffected.

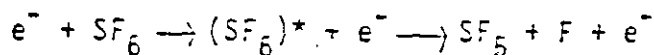
## Advantageous Properties of SF<sub>6</sub>

Due to the great stability, high dielectric strength, and high molecular weight, it is used as a gaseous insulator in electrical equipment.<sup>15</sup> When working in an electric field, the principal problem is production of stray electrons which can collide with other particles and produce additional current-carrying particles. The big advantage to SF<sub>6</sub> is its ability to absorb these electrons before they contact other particles. The large collision diameter of the molecule, estimated to be 4.77 Å, assists in capturing these electrons. An even more significant property is the ability of the molecule to store energy after electron attachment. The energy is stored in vibrational and electronic levels of the SF<sub>6</sub>, thereby forming stable negative ions of low mobility. A general correlation has been established between the production of negative ions in a gas and its dielectric strength. This process is a part of the resonant capture process shown below.

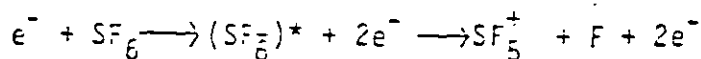


In addition, positive ions can be formed by one of the following mechanisms.

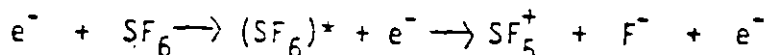
### Excitation and Dissociation



### Positive Ion Formation



### Positive and Negative Ion Formation



Another key property of this gas is its self-healing ability.<sup>23</sup> When the gas is subjected to arcing, the molecules are reassociated. SF<sub>6</sub> has the unique feature that when the arcing is removed, the excited, reassociated molecules recombine and

and restore the gas to its original state. This provides  $SF_6$  with a high degree of quenching ability. Its dielectric strength versus nitrogen is shown in the figure below. A comparison of spark-over and corona onset voltages are given below.

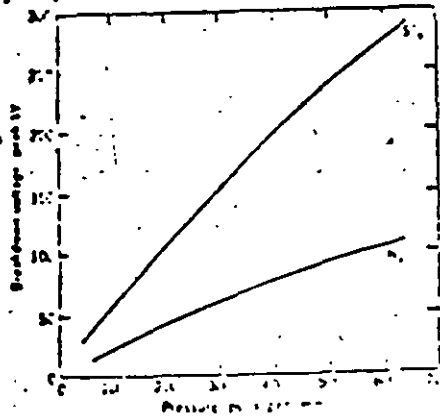


Fig. 1. Breakdown strength of  $SF_6$  and  $N_2$  at various pressures. (From Proceedings, IEEE Conference on Electrical Insulation, 1964, p. 100.)

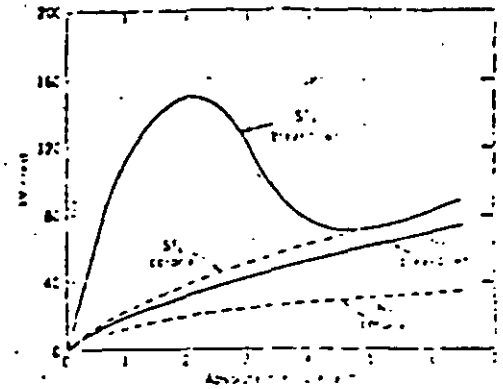


Fig. 2. Spark-over and corona onset voltages for  $SF_6$  and  $N_2$  at various pressures. (From Proceedings, IEEE Conference on Electrical Insulation, 1964, p. 100.)

In addition to these advantages,  $SF_6$  decomposition products do not significantly degrade the dielectric strength of the  $SF_6$ . As a result of all of these properties,  $SF_6$  is clearly superior to any other gaseous insulator.

The chief disadvantages of solid dielectrics is their ease of breakdown.<sup>23</sup> This is no problem with  $SF_6$  and in addition  $SF_6$  is self-healing which represents a real advantage. Some liquids such as silicones, askarels, and oils have also been used as liquid dielectrics. Oil suffers from the problem of flammability during arcing. Askarels suffer from the problem of toxicity. Silicones have the problem of depositing conducting carbon upon breakdown. Sulfur hexafluoride suffers from none of these problems plus has several distinct advantages over these liquids. First,  $SF_6$  filled equipment is easier to repair and maintain than liquid-filled equipment. If breakdown does occur in liquid systems, there is a surge in pressure; but in the case of  $SF_6$  gas, there is very little increase in pressure.  $SF_6$  also has the added bene

of excellent heat transfer characteristics. Finally  $\text{SF}_6$  has a very low sublimation temperature and so the gas does not condense even at very low temperatures.



Air Products Specifications for SF<sub>6</sub>

Sulfur hexafluoride consumption has increased gradually as dielectric uses have broadened. Due to its uses, SF<sub>6</sub> is prepared to rigid specifications, and all material is carefully analyzed prior to shipping. The specifications and typical analyses of Air Products and Chemicals, Inc. samples are given below.

SULFUR HEXAFLUORIDE

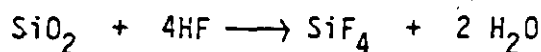
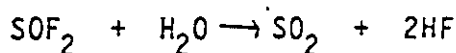
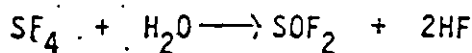
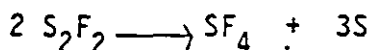
Commercial Grade

	<u>APCI Specification</u>		<u>ASTM Specification</u>
	<u>Molar %</u>	<u>Wt. %</u>	<u>Wt. %</u>
Sulfur Hexafluoride	99.65%	99.8%	99.8%
Air	0.25%	0.05%	0.05%
Carbon Tetrafluoride	0.035%	0.021%	0.05%
Hydrogen Fluoride	0.00022%	0.00003%	0.00003%
Dew Point	-50°F	-50°F	-49°F (-45°C)
Water	0.0066%	0.0008%	0.0009%

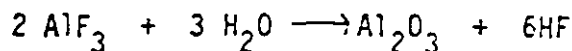
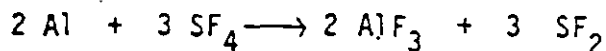
As a result, the commercial samples can be used with no fear of contamination.

## Decomposition Products of SF<sub>6</sub>

In most applications SF<sub>6</sub> is very safe. It is generally used at relatively low pressure (approximately 75 psig) and at ambient temperatures (arcing is of course an exception). The one key exception to this is samples of SF<sub>6</sub> which have experienced arcing. These samples must always be treated as toxic materials. Although the concentration and composition of this gas vary from case to case, it is generally agreed that the initial products are lower fluorides of sulfur. The two principal gaseous decomposition products are SF<sub>4</sub> and S<sub>2</sub>F<sub>2</sub>.<sup>17</sup> At temperatures above 200°C, various side reactions can occur,<sup>25</sup> and they are listed below.



Other investigators have detected SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>, SOF<sub>4</sub>, and H<sub>2</sub>S.<sup>26</sup> The principal solid products are metal fluorides in the absence of moisture or metal oxides in the presence of water. These reactions are caused by local vaporization of the metal in the vicinity of the arcing. The chemistry may be simply represented by the reactions represented below for aluminum. The same sort of chemistry would apply to other metals



These solid compounds are also dangerous and must be handled carefully. The chief gaseous products which are dangerous are SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub> and H<sub>2</sub>S. Some authors attribute the

## Clean-up

### 3. Required Safety Equipment:

A.) Approved work gloves, goggles, and approved respirator (full facepiece with approved filters for dust and vapors should be used during opening and cleaning operations. It is important that every piece of skin be covered because the contamination products will penetrate under the gloves and coveralls. Shirt sleeves and pant legs should be taped down tightly. The respirator can be of the dust type unless the equipment is in a confined space lacking adequate ventilation; then the respirator should be of the self-contained type. The gloves both protect the personnel and equipment from contamination.

B.) New approvals have recently been made for OSHA and NIOSH. To meet these standards the MSA "COMFO" respirator with "GMC" (yellow) cartridges are recommended.

C.) A portable blower with or without a heater attachment shall be of a two-speed design and have a minimum volume with a 15 ft. hose of approximately 800 CFM or 650 CFM with a 25 ft. hose.

D.) Prior to entry into circuit-breaker compartments, the compartments are to be ventilated by a blower for a minimum of five minutes.

E.) If a tent enclosure is used about the breaker, the blower/heater should be heated outside the tent and additional time of blower operation should be added for tent ventilation.

F.) Low-speed blower operations may be considered for constant ventilation.

Judgment should be used, however, if introduction of moist unheated air might present operating problems.

#### 4. Disposal of Metal Fluoride Powder:

A.) Metal fluoride powders found inside the SF<sub>6</sub>-insulated apparatus should first be vacuumed out and all easily accessible parts wiped clean with clean dust cloths. Personnel in the immediate vicinity should be wearing or using safety equipment as previously described.

B.) Powders removed from the apparatus, as well as spent molecular sieve cartridges, should be placed in a double, sealed plastic bag and disposed of in a sanitary landfill. Be sure to check local regulations regarding the landfill operations.

C.) All cleaning rags, disposable gloves (if used), ect. should also be disposed of in a double, sealed plastic bag.

#### 5. Chemicals for Cleaning Inside of Equipment:

A.) Use of cleansers, solvents, and degreasers should be in accordance with electrical equipment manufacturers specifications.

"rotten egg" odor to  $H_2S$  and others to  $SO_2$ . At any rate this smell is a strong indication that dangerous decomposition products are present. In strong concentration, these impurities are very offensive and will burn the eyes, nostrils, and lung tissues. Specific procedures are given below as a recommendation.

TABLE OF PROPERTIES

Physical Properties of SF<sub>6</sub>

Formula	SF <sub>6</sub>
Molecular Weight	146.05
Sublimation Temperature at 1 atm	°C -63.9
	°F -83
Melting Point at 2.21 atm	°C -50.8
	°F -59.4
Density of gas at 21.1°C 1 atm	g/l 6.139
	at 70°F 1 atm lb/cu. ft. 0.382
relative to air = 1 at 70°F 1 atm	5
Critical Temperature	Tc °K 318.79
	°C 45.64
Critical Pressure	Pc bars 37.772
	atm 36.557
Critical Volume	Vc, cu. cm./g 1.356
	liters/g mole 0.198
Solubility of SF <sub>6</sub> , at 1 atm in:	
Transformer oil at 27°C	
Ml SF <sub>6</sub> /Ml oil	0.408
Water at 24.85°C	
cu. cm SF <sub>6</sub> (STP)/cu. cm H <sub>2</sub> O	0.0055
Solubility of SF <sub>6</sub> in water 25°C, 1 atm	0.0010
Surface Tension, at -20°C	dyne/cm 8.02
Viscosity, cp liquid at 13.52°C	0.305
gas at 31.16°C	0.0157
Index of Refraction	
at 0°C, 760 mm Hg, nd	1.000783

ELECTRICAL

Dielectric Strength (rel $N_2=1$ ) at 60 Hz-1.2 MHz	2.3-2.5
Dielectric Constant at 25°C, 1 atm	1.002049
Loss Tangent, 1 atm	$< 2 \times 10^{-7}$

---

THERMODYNAMIC

---

Heat of Sublimation	5640
Heat of Fusion, Cal/g mole	1200
Heat of Vaporization, at 70°F BTU(lb)/lb or at 25°C, cal/g	28.380 15.767
Heat of Formation at 25°C Kcal/g·mole	-291.77
Free Energy of Formation at 25°C $\Delta G$ , Kcal/g·mole	-266.966
Molar Heat Capacity, at 298°K atm, Cp, cal/g·mole °C	23.22
Thermal Conducting, 30°C Cal/sec CM °C	$3.36 \times 10^{-5}$
Enthalpy <sup>a</sup> at 70°F, 1 atm, BTU/lb or at 21.1 °C, 1 atm, cal/g	61.9474 34.4155
Entropy <sup>a</sup> at 70°F, 1 atm, BTU/lb R or at 21.1°C, 1 atm Cal/g °K	0.15887
<sup>a</sup> Base Enthalpy and Entropy = 0.00 at -40°F	0.15687

1. Characteristics

- A.) SF<sub>6</sub> is heavier than air and tends to collect in low places. While unarced SF<sub>6</sub> is nontoxic, it can exclude oxygen, and hence cause suffocation. Caution should therefore be observed when working in the bottom of circuit-breaker tanks or other confined areas where pockets of SF<sub>6</sub> can accumulate.
- B.) SF<sub>6</sub> gas is odorless, tasteless, colorless, and nontoxic in the pure state.
- C.) Toxic decomposition products of SF<sub>6</sub> formed following arcing are both solids and gases. The solids appear as metal fluorides in the form of white (aluminum) or tan (copper) powders. These powders are generally light, easily dispersed and sometimes several inches deep in a breaker. They cause skin irritations (requiring a shower to remove) and cause a slight nauseous feeling. It is essential to have a source of water to act as a diluent in case of eye irritation.
- D.) In addition, dangerous gaseous decomposition products include HF, SO<sub>2</sub>F<sub>2</sub>, and H<sub>2</sub>S. These gases have a noxious odor described as characteristic of rotten eggs.

2. Precautions to observe when working around SF<sub>6</sub> gas

- A. A molecular sieve should be incorporated in all SF<sub>6</sub> breakers. This material is quite efficient at removing the chemically active products formed during arcing as well as water. A sufficient amount of the material should be used to remove toxic arc products expected to be produced between maintenance operations on the breaker. The small percentage of gas which remains after



the evacuation and back-filling operation is allowed to escape to the atmosphere upon opening the breaker. As a result, operating personnel are not likely to be exposed to a large amount of bad gas when the breaker is opened.

- B.) If, for some reason, a significant amount of arced gas is present, there will be certain warning indicators. A pungent and unpleasant odor and/or irritation of the upper respiratory tract and eyes will give an early, sufficient warning within seconds to personnel in the vicinity to evacuate before a toxic reaction can occur.
- C.) The absence of any odor or irritation "should" indicate safe working conditions.
- D.) The arced  $SF_6$  sample usually contains dangerous by-products and so must be handled with some care. Several options are available for meeting this problem. The simplest, but surely not the cheapest or safest is to vent the  $SF_6$  into the atmosphere. Obviously at nearly \$3.00/pound for  $SF_6$  and present day circuit breakers requiring 500 to 3500 pounds of  $SF_6$ , this is an expensive solution. In addition, unless the facility is in an open space, the decomposition products can represent a local hazard. A second solution is to rebottle the impure  $SF_6$  and return it to the manufacturer for purification. Certain manufacturers will do this since their production facilities are capable of eliminating these impurities which result from the original synthesis. This solution has the disadvantage of excessive handling and cost. The third and most convenient method is to use a gas cart for reclaiming the arced gas.
- E.) The  $SF_6$  reclamation is designed to remove moisture and  $SF_6$  breakdown products

and not to remove air or nitrogen.<sup>28</sup> The air or nitrogen impurities are not terribly troublesome since a 50-50 mixture of SF<sub>6</sub>/Air has 80% of the dielectric strength of pure SF<sub>6</sub>. As a matter of fact, just such mixtures are utilized in some high voltage equipment. The one point of contention is the applicability of this type of procedure.<sup>29</sup>

F.) The reclamation process involves transferring the gas from the circuit breaker, purifying it, storing it, and returning it to the circuit breaker. A properly designed cart will reclaim 99.5% of the SF<sub>6</sub> from each transfer. Most systems are based upon liquefaction of the gas during storage. This is accomplished by maintaining a temperature of 70°F and 300 psig. Under these conditions SF<sub>6</sub> exists as a mixture of liquid and vapor with the liquid settling to the bottom of the tank. These units are available with either 1600 pound or 2500 pound capacity.<sup>30</sup>

G.) The actual cleanup procedure involves use of a regenerative, adsorptive type dehydrator to reduce moisture content to the generally acceptable level of 65 ppm. Next, the gas is brought in contact with a three-cartridge chemical bed. The recommended sequence is soda lime (NaOH 7 CaO), activated alumina (Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub>), and finally a five or ten micron absolute filter. The soda lime and alumina cause the decomposition products of SF<sub>6</sub> to be absorbed or further decomposed. The final filter assures entrapment of all solid contaminants including breakdown products of the two preceding filters. Finally, the cart should be equipped with provisions for removal of oil contamination, some of which is introduced by the cart itself. In most cases since SF<sub>6</sub> is drawn off as a gas, it is sufficient to place an oil separator in the outlet from the vacuum pumps.

H.) The normal drying and purification procedure is to process the gas within the cart after transfer from the circuit breaker is completed. This is normally accomplished during routine maintenance or during shutdown for repairs. Recently several carts have been modified to purify the SF<sub>6</sub> gas while the circuit breaker is still in operation. For more complete details and actual operating procedures, refer to references 28 and 30 and also literature available from the gas cart manufacturers.

## Contamination of the SF<sub>6</sub> System

### 1. Conducting Particles

In gas-insulated systems the most serious contaminants which cause arcing are conducting particles.<sup>31</sup> Particles of metal or carbonaceous matter tend to bounce around in the SF<sub>6</sub> gas between the inner conductor and the grounded enclosure. As they touch either of the electrodes, they pick up a charge and are repelled by that electrode. Depending on their mass, the applied voltage, the space between the electrodes, and other factors they may or may not reach the other electrode before the polarity reverses in a 60 HZ system. The result is that each time the particle reaches either electrode, a tiny spark is produced at normal operating voltages, even though these sparks cause some localized ionization of the SF<sub>6</sub> gas, no internal flashover will usually result. This is attributed to the arc quenching property of SF<sub>6</sub>. However, if the voltage gradient in volts per millimeter is high enough, electrons are accelerated so rapidly that ionization by collision proceeds faster than the ions can be absorbed, and so the ion avalanche leads to internal flashover.

All new equipment should be free of any conducting particles when they leave the factory because of careful procedures in manufacture and assembly.<sup>31</sup> Most manufacturers conduct dielectric (high potential) and partial discharge tests as routine procedures. This assures cleanliness prior to shipping, but in spite of these precautions free conducting particles can be a problem due to the following happenings: Carelessness in handling the equipment at the factory between completion of the tests and sealing the equipment for shipment; vibrational damage incurred during shipment; damage in installation due to personnel not following procedures in the installation instructions; and accidental particle generation at moving parts such as sliding contacts in a disconnecting or

or ground switch.

To test for possible problem prior to energization, the following tests should be performed.<sup>31</sup> The key test is the test for free conducting particles inside the gas-insulated system. This is done by conducting a dielectric (high potential) test on all parts of the system, applying a 60 HZ voltage at the manufacturer's recommended field test voltage for one minute. The recommended test equipment is a series resonant test transformer because it is easily transportable and has very low power requirements. If the equipment is free of flashovers at the recommended test voltage, it may be considered to be sufficiently free of conducting particles to be suitable for energization.

## 2. Moisture

Another problem which should not occur with new equipment but may occur after repair work is performed on the apparatus is moisture.<sup>31</sup> Commercial SF<sub>6</sub> is very low in moisture, generally less than 50 ppm by volume, and so should not present a problem. The chief source of trouble is improper evacuation of the apparatus prior to adding the SF<sub>6</sub>. The water molecules adhering to the solid surfaces inside the system will diffuse into the gas, and possibly cause trouble. Increasing moisture concentrations greatly increase the chance of flashovers across the surface of the insulation. If the system is evacuated to about 0.2 μ Hg and held there for four to five hours, there should be no moisture problem upon refilling with SF<sub>6</sub>. The system should again be checked for moisture content after several days. This can be easily done with dewpoint indicators which sell in the \$100.00 range. This sort of test is also one which is good to include in a routine maintenance program. It has been recommended that the test be performed monthly or bimonthly.

### 3. Oil

Another source of trouble can be oil contamination of the SF<sub>6</sub>.<sup>31</sup> Operating experience indicates that oil contamination is not serious if the oil is clean and not carbonized. On the other hand, if the vapor or oil-contained free carbon, the flashover voltage of insulation would undoubtedly be decreased. Of course if a line-to-ground flashover did occur in system containing carbonized oil, free carbon could be deposited. Seldom is it ever possible to simply re-energize a system which has experienced power flashover, and so clean-up work will be required. If the clean-up work is performed properly, all of the carbon should be removed and so this would not represent a serious problem. Oil is removed in the purification of SF<sub>6</sub> with a gas cart and so if this procedure is used, this should not represent a problem. If large amounts of oil vapor are present, it can be detected by an otherwise unexplained increase in gas pressure. On the other hand, there is no known method to test for small amounts of oil, and so it is not worthy of much concern.

### 4. Atmospheric Gases

Another possible source of contamination is atmospheric gases.<sup>31</sup> If the system is properly evacuated as suggested earlier, 99.98% of the air will be removed. If the equipment is carefully filled with high-purity SF<sub>6</sub>, there should be less than 0.007% air in the SF<sub>6</sub>. Since dilution of SF<sub>6</sub> by air does not greatly affect the dielectric properties of the SF<sub>6</sub>, small contaminations should not harm the equipment. As far as is known, no gas-insulated system has ever failed in service due to contamination by air or nitrogen.

## Procedures For Refilling Equipment

The key to avoiding contamination problems is to use proper procedures for refilling the equipment. As an example, the recommended procedures for refilling Gas-Insulated Station (GIS) or Gas-Insulated Transmission Line (GITL).<sup>32</sup>

- 1.) A manifold arrangement of valves is utilized to fill or evacuate, individually or simultaneously, up to six gas compartments. To assure that the entering gas is clean and dry, all gas is passed through a particle trap and a molecular sieve filter (X13). To determine gas leakage and pressure sensor settings, a portable digital readout pressure gauge with 0.10 psi resolution is suggested. To locate the leak source, an ultrasonic leak detector is recommended for larger leaks, while small, portable gas-leak detectors can be used for smaller leaks.
- 2.) When filling the GIS, the individual compartments are first isolated and evacuated to 0.5 MM Hg for 30 minutes. The initial fill was with dry nitrogen; it serves to break the vacuum and to pressurize each compartment to 50 psig. All manifold valves are opened until the gas temperature is stabilized and then the valves are shut. After 24 hours, the moisture and pressure readings are taken; and if they are acceptable, then the compartments are reevacuated and filled with SF<sub>6</sub> to 50 to 85 psig at 68°F and 760 MM Hg. If the initial moisture readings with dry nitrogen are unacceptable, then that compartment is reevacuated and refilled with dry nitrogen until acceptable readings are obtained. After all the compartments have been pressurized with SF<sub>6</sub> gas, all assembled flange joints should be tested for leaks using an SF<sub>6</sub> leak detector. In addition, the connection holes between double sealed joints should be checked for O-ring leakage with a liquid U-tube manometer.

3.) The testing of the GITL is done predominately for leaks. The test should be performed after several 40-foot GITL sections are welded together. This is done in order to facilitate repair should a weld prove defective. In other respects the leak tests are similar to those for the GIS. Final moisture reading utilizing an electrolytic hygrometer should be made on the GIS and GITL two weeks after the SF<sub>6</sub> gas is allowed to stabilize and before energization. After these tests, the standard resistance and 60 Hz tests should be performed prior to energization.



## Leak-Detection

A problem alluded to in the previous section is leak detection. At the high price of  $SF_6$ , this is a key function to perform. Since most equipment is pressurized to 2 to 5 atm., even small leaks can present big problems. Many companies manufacture equipment with alarms to warn of pressure drops and possibly even to shut down the equipment. These safety precautions are good, but they do not prevent loss of the gas. As an example of proper procedure, a list is presented for new procedures for leak detecting circuit breakers.<sup>33</sup>

- 1.) Generally a tracer gas is a gas added to the pressurized component which is to be detected by the leak detector. For certain types of tests such as the bubble test, any gas will be a tracer gas. However, for instrumental methods, some gases give much higher sensitivity than others. Because of the sensitivity of the halogen-sensitive detectors, the FREONS have become popular tracer gases. With the development of the electron-capture detector,  $SF_6$  has become an excellent tracer gas.
- 2.) Most leak detection can be done with both pure  $SF_6$  and mixtures of FREON-12 with air. The use of pure  $SF_6$  as both the pressurizing and tracer gas insures that the component is tested exactly as it is used, but recovery of the  $SF_6$  after the test is inconvenient. While the diluted tracer gas may be convenient and economical, it does have disadvantages. First the tracer and diluent gases must be uniformly mixed during pressurization of the system. With tracer gases of high molecular weight and low diffusion coefficients (such as FREON-121), stratification can occur and tracer gas may not reach all internal regions of the component. In addition, the use of diluted tracer gases also places high requirements on the detector sensitivity.

3.) In most cases; the measurement of total leakage is much more important than leak location. For this use the halogen-sensitive detector was developed to be used with the FREON-type tracer gas. It has excellent sensitivity, specificity, and is portable and convenient to operate. It is, however, considerably less sensitive to  $SF_6$ , and so far  $SF_6$  detection gas chromatograph equipment employing an electron capture detector proves superior. The commercially available halogen and  $SF_6$  leak detectors are designed with sniffer probes which are scanned over a suspected leak area, pulling any leaked tracer gas into the detector. The detector output is used to drive a meter, recorder, warning light, or audio alarm. The meters are calibrated by the use of standard leaks and are designed to give a direct readout of leak rate. However, it has been seen that it is very difficult to obtain quantitative leak-rate data with these devices. A quantitative measurement of leakage requires that all gas which has leaked from a compartment in a given period of time must be collected by the sniffer probe. The simple method is to incorporate a flexible boot to surround and contain the leak. This method has the following advantages to be considered: increased sensitivity, decreased background variations, better quantification of results, wide applicability, ease of handling, and small additional capital investment.<sup>34</sup>

Even after extensive leak detection has been performed, problems may develop over time. If permanent gauges and warning devices are not a part of the equipment, it is recommended to check the gas pressure frequently. A good procedure is to check it every second month for the first year and at least annually thereafter.

The detection of leaks leads naturally to one of the most troublesome problems. This is detection of the degree of  $SF_6$  decomposition when total failure of the

equipment has not occurred. The problem is particularly sticky because of the toxic nature of the decomposition products. Some people perform the rancid-odor test. This consists of smelling the gas to detect traces of the "rotten-egg" odor. If this odor is detected, it is assumed that the gas needs to be cleaned up or replaced. This method has the alurious disadvantage that excessive inhalation of these gases can be harmful. Another procedure which people use to detect the acidity as HF and from it concentration determine the condition of the SF<sub>6</sub> samples. Either of these procedures are highly subjective but appear to be the only simple ones presently available. More sophisticated procedures involving gas chromatography or mass spectroscopic analysis are too expensive and unhandy to use in the field.

## MANTENIMIENTO Y TALLERES.

### MANTENIMIENTO ELECTRICO

#### GAS SF6

Debido a que el Instructivo de Operación del equipo que utiliza SF6 para su funcionamiento esta referido a presiones absolutas, pero el equipo tan solo puede medir presiones relativas o de equipo y esta presión relativa se da con respecto a -- condiciones sobre el nivel del mar (Presión atmosférica 1:013 bares y  $t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Es necesario establecer el siguiente:

#### CRITERIO PARA EL CALCULO DE PRESIONES RELATIVAS O DE EQUIPO INSTALADO EN LA CIUDAD DE MEXICO.

De termodinámica sabemos que la presión absoluta es igual a:

$$P_{abs} = P_{atm} + P_{man} \dots\dots 1$$

Donde  $P_{abs}$ : Presión absoluta  
 $P_{atm}$ : Presión atmosférica  
 $P_e = P_{man}$ : Presión manométrica  
o de equipo.

## CONDICIONES DE PRESION ATMOSFERICA

Sobre el nivel del mar = 1.013 bares a  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$  del SF6

Del instructivo tenemos una presión de equipo máxima de operación:

de 6.7 bar a nivel del mar para la Cd. de México a una

Presión atmosférica = 0.78 bar a  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$  del SF6

Presión manométrica o de equipo = ?

Calculemos inicialmente la presión absoluta, esta es igual en cualquier parte:

**a nivel del mar**

De (1)  $P_{abs} = P_{atm} + P_{man}$  y sustituyendo sus valores:

$$P_{eabs} = 1.013\text{ bar} + 6.7\text{ bar}$$

$$P_{abs} = 7.713\text{ bar}$$

Entonces para el cálculo de la presión manométrica o de equipo en la Cd. de México tendremos:

De (1)

$P_{abs} = P_{atm} + P_{man}$ , despejando  $P_{man}$

$P_{man} = P_{abs} - P_{atm} \dots\dots(2)$  como  $P_{abs}$  es igual, tendremos al sustituir en (2):

$$P_{man} = 7.713 \text{ bar} - 0.78 \text{ bar}$$

$$P_{man} = 6.933 \text{ bar con } t = 20 \text{ } ^\circ\text{C}$$

En caso de ser necesario utilizar otras unidades por el equipo de medición de presión, utilícese las siguientes equivalencias:

$$1 \text{ bar} = 14.51 \text{ PSI}$$

$$1 \text{ bar} = 1.02 \text{ kg/cm}^2$$

A continuación se cita un ejemplo utilizando el Diagrama Dependiente de Presión y Temperatura, (el cual se anexa junto con -- condiciones de operación) y Presión máxima de operación del --- equipo.

Ejemplo:

Supongamos que tenemos una temperatura de 5  $^\circ\text{C}$  en el equipo de SF6, el cual se haya ubicado en alguna Subestación en la Ciudad de México, a qué presión se cargaría el SF6 manteniendo condiciones de operación.

Ubicaremos inicialmente en el diagrama dependiente de presión y temperatura el punto de carga de Presión máxima de operación del equipo  $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ , aquí utilizaremos la presión absoluta = 7.713 bares y  $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$  encontrando para este punto una densidad del SF6 de  $51.5\text{ g/dm}^3$  aprox.

Ahora siguiendo esta curva de densidad hasta el cruce con la -- línea de  $5\text{ }^{\circ}\text{C}$  tendremos una presión absoluta  $P_{\text{abs}} = 7.2\text{ bar}$ .

Con este valor de  $P_{\text{abs}}$  calculemos ahora la presión manométrica para  $T = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$  de (2)

$P_{\text{man}} = P_{\text{abs}} - P_{\text{atm}}$  sust. valores:

$P_{\text{man}} = 6.42\text{ bar}$  para  $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

o bien directamente del diagrama dependiente de Presión y temp.

$P_e = 6.42\text{ bar}$  para  $P_{\text{abs}} = 7.2\text{ bar}$

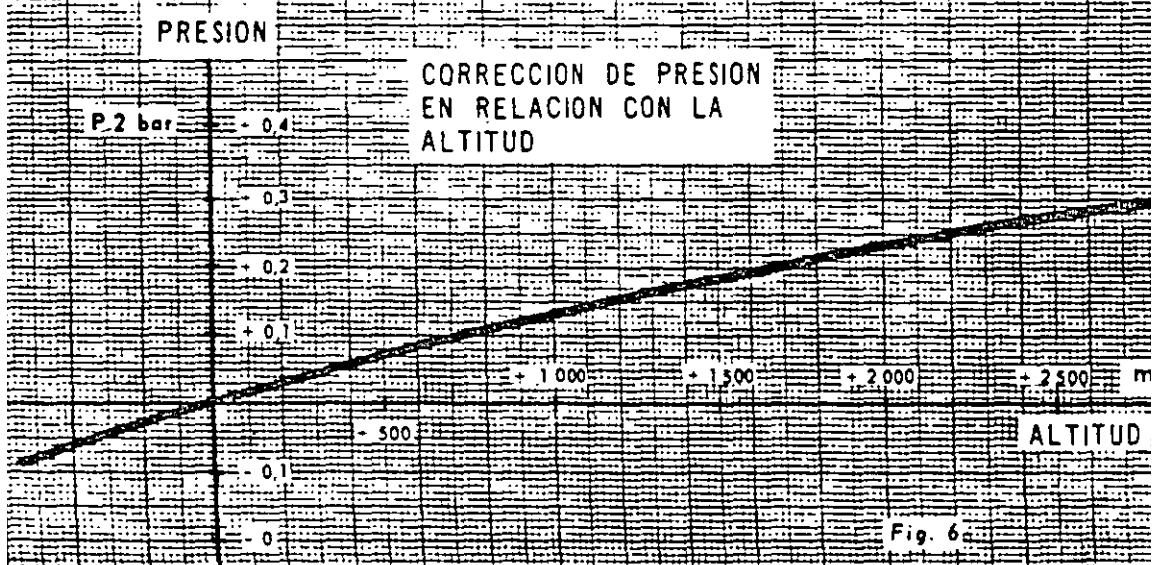
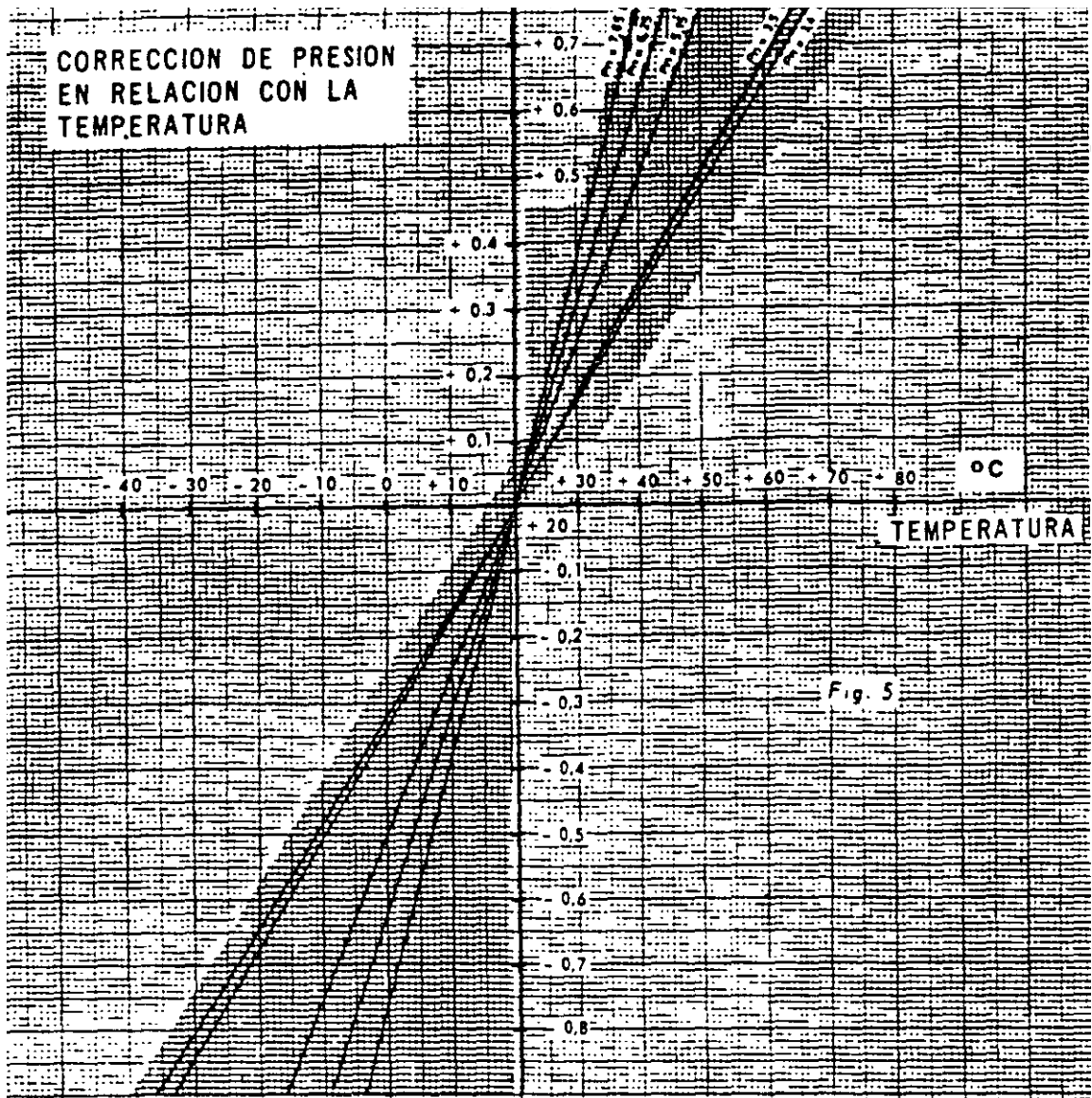
La Presión manométrica calculada o de equipo será con la cual se cargue al equipo en condiciones de la Ciudad de México y  $t = 5\text{ }^{\circ}\text{C}$

La diferencia entre las presiones atmosféricas al nivel del mar y la de la Ciudad de México es la siguiente:

$P_{\text{atm}} = 1.013\text{ bar}$   
nivel del mar

$P_{\text{Cd. de México}} = 0.78\text{ bar}$

Diferencia  $P_{\text{atm}} = 0.233\text{ bar}$ .





La figura 5 indica el valor de P1 (en bar) en relación con la temperatura.

de P2 (en bar) para diferentes valores de presión atmosférica (en milímetros de mercurio).

**2.4.2 - Valor de P2, corrección de la presión en relación con la atmosférica.**

b - Sin barómetro

a - Con un barómetro

Las diferencias de presión que resultan de las perturbaciones atmosféricas son limitadas y basta tener en cuenta una corrección en relación con la altitud.

La presión atmosférica se mide con un barómetro ajustado para el nivel del mar. El barómetro indica las diferencias de presión atmosférica que resultan de las perturbaciones atmosféricas y de la altitud.

La figura 6 indica el valor de P2 en relación con la altitud.

El tablero de la página 7 indica los valores

**Ejemplos**

1 - La temperatura alcanza 40 °C y el barómetro indica una presión atmosférica de 700 mm de mercurio:

- según la Fig. 5, a la temperatura de 40 °C, el valor de P1 es 0,34 bar;

- según el tablero o continuación, con una presión atmosférica de 700 mm de mercurio, el valor de P2 es 0,08 bar;

La presión efectiva de llenado debe ser:

$$P_r = P_n + P_1 + P_2 = P_n + 0,34 + 0,08 = P_n + 0,42$$

si Pn es la presión nominal de llenado en bar a 20 °C y 760 mm de mercurio.

2 - La temperatura es -5 °C y la altitud es 1200 metros (no se dispone de barómetro);

- según la Fig. 5 a la temperatura de -5 °C, el valor de P1 es - 0,43 bar;

- según la Fig. 6 a una altitud de 1200 metros, el valor de P2 es 0,15 bar;

La presión efectiva de llenado debe ser:

$$P_r = P_n + P_1 + P_2 = P_n - 0,43 + 0,15 = P_n - 0,28$$

si Pn es la presión nominal de llenado en bar a 20 °C y 760 mm de mercurio.

CORRECCION SEGUN PRESION ATMOSFERICA			
Presión atmosférica milímetros de mercurio	Corrección P2 bar	Presión atmosférica milímetros de mercurio	Corrección P2 bar
790	- 0,040	650	0,145
780	- 0,025	640	0,160
770	- 0,015	630	0,175
760	0	620	0,185
750	0,015	610	0,200
740	0,025	600	0,215
730	0,040	590	0,225
720	0,055	580	0,240
710	0,065	570	0,255
700	0,080	560	0,265
690	0,095	550	0,280
680	0,105	540	0,295
670	0,120	530	0,305

## 2. PRESIÓN DE LLENADO

### 2.1 Presión y densidad del gas

Las características eléctricas de la cámara SF<sub>6</sub> dependen de la densidad del gas, es decir del peso de SF<sub>6</sub> que se ha introducido en un volumen. A temperatura constante, una auméntación de la densidad del gas produce una auméntación de la presión ejercida por el gas sobre la pared del compartimiento. A densidad constante, siendo invariable el volumen del compartimiento, la presión del gas varía en el mismo sentido que la temperatura. Si la densidad del gas no varía (pues no se ha modificado la cantidad de gas ni el volumen del compartimiento) las características eléctricas no se modificarán.

Siendo difícil de medir directamente la densidad del gas, es preciso conocer exactamente su presión y temperatura.

### 2.2 Medida de presión.

#### Presión relativa y presión absoluta.

La presión de SF<sub>6</sub> se mide con un manómetro industrial que lleva una membrana deformable que actúa una aguja indicadora.

Una superficie de la membrana está en contacto con el SF<sub>6</sub> y la otra con la atmósfera. Se mide la diferencia de presión entre el SF<sub>6</sub> y la atmósfera: tomando la atmosférica como presión de referencia, se mide la presión relativa del SF<sub>6</sub>.

Se nota que puesto que la presión relativa del SF<sub>6</sub> es la diferencia con la atmosférica, esta última se debe tener en cuenta al efectuarse la medida.

Si la superficie de la membrana deformable en contacto con el SF<sub>6</sub> obstruye una cápsula en la cual se ha producido un vacío, el manómetro mide la diferencia de presión entre el SF<sub>6</sub> y el vacío. Siendo nula la presión en el vacío, el manómetro indicará la presión absoluta del SF<sub>6</sub>.

Presión absoluta =	
presión relativa	
+ presión atmosférica.	

La presión absoluta del SF<sub>6</sub>, que es independiente de la atmosférica, caracteriza la cantidad de SF<sub>6</sub> introducida en el compartimiento y por

lo tanto, la densidad del SF<sub>6</sub>. Se mide con un manómetro de presión absoluta, menos corriente y más delicado que el de presión relativa. Es la razón por la cual se utiliza un manómetro de presión relativa y se efectúan correcciones para tener en cuenta las variaciones de presión atmosférica que resultan de perturbaciones atmosféricas y de diferencias de altitud.

### 2.3 Unidades de presión

- La unidad legal en Francia es el Pascal (Pa).
- La unidad práctica es el bar (1 bar = 10<sup>5</sup> Pa).
- La presión atmosférica normal es:  
1 atmósfera = 1,013 bar = 760 mm de mercurio (o torr)  
1 kg/cm<sup>2</sup> = 0,981 bar.

### 2.4 Determinación

#### de la presión relativa de llenado.

La presión nominal de llenado con SF<sub>6</sub> se fija un valor P<sub>n</sub> a la temperatura de 20 °C y a presión atmosférica de 760 mm de mercurio (1,013 bar).

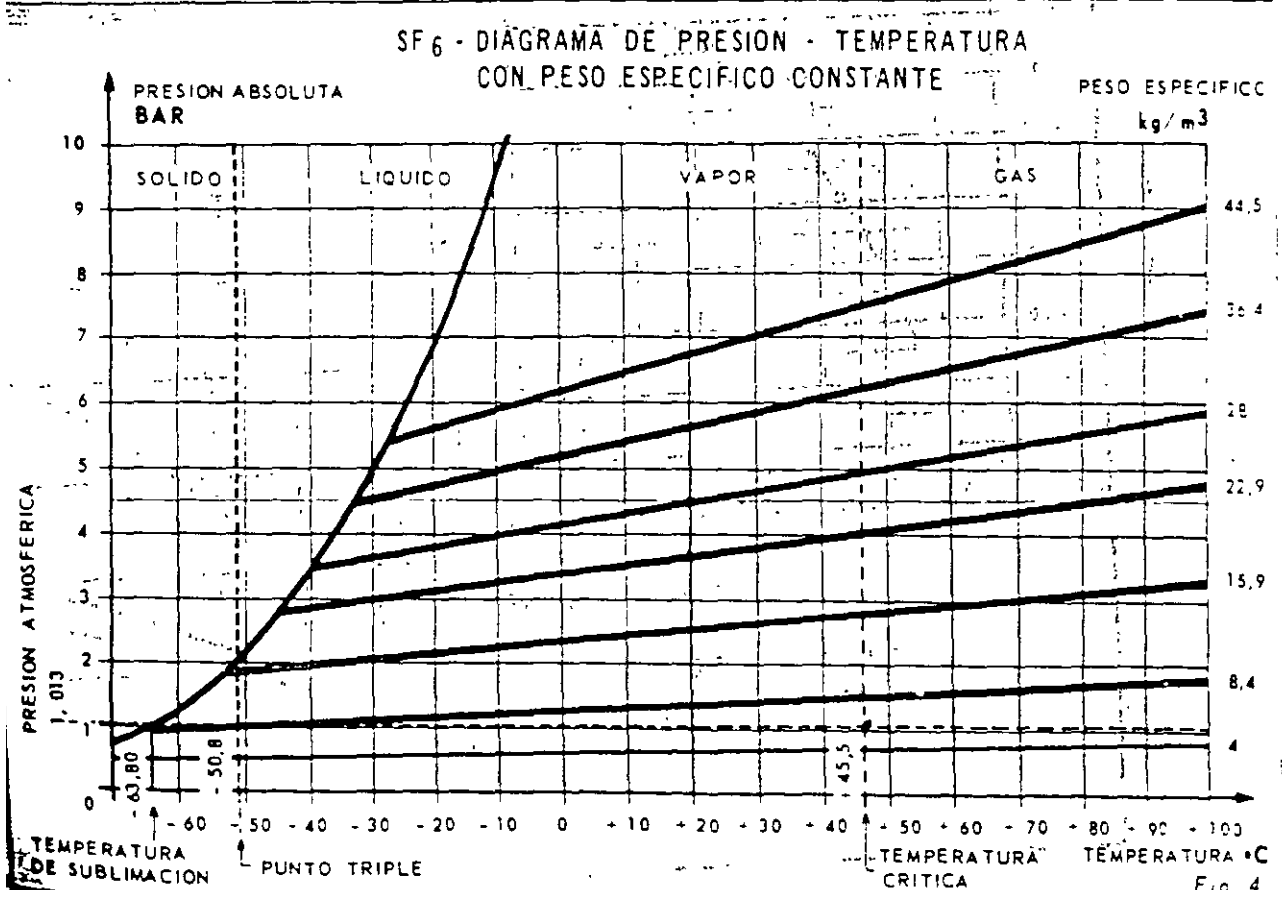
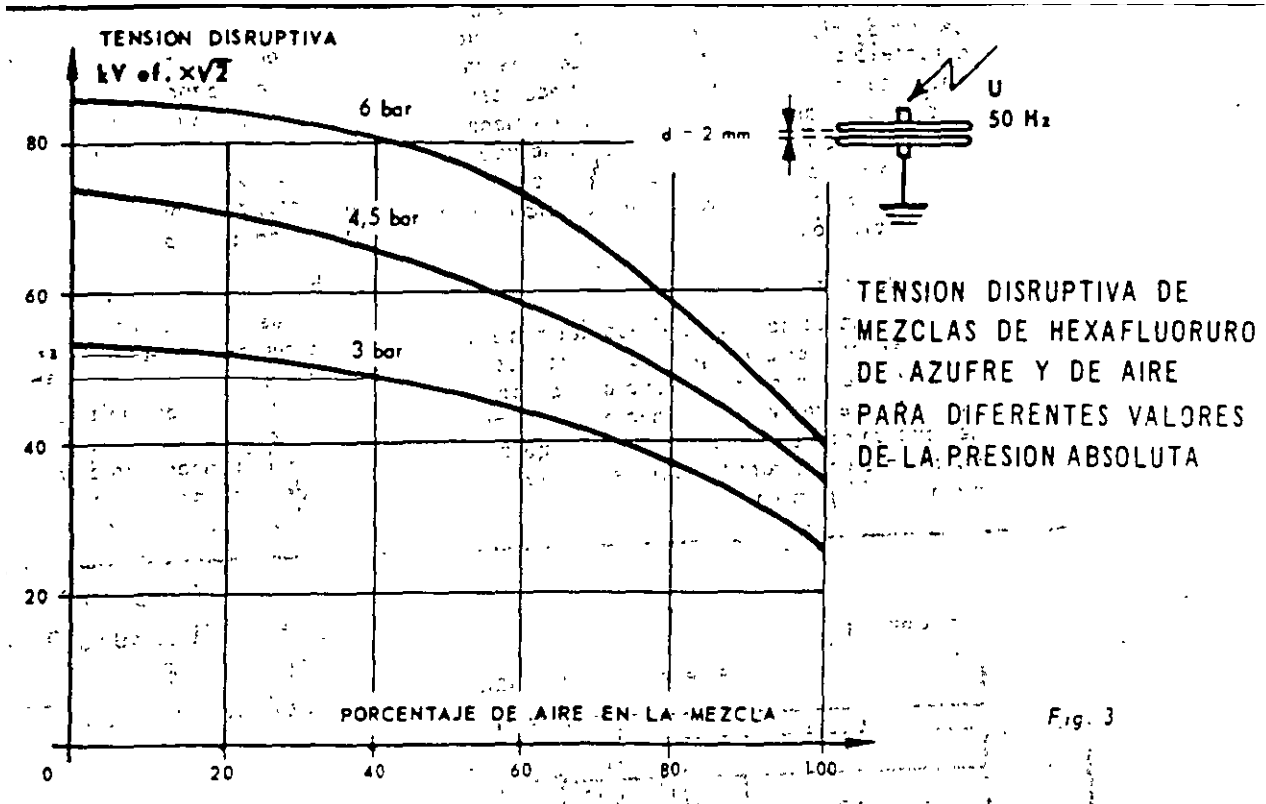
Para valores diferentes de temperatura y/o de presión atmosférica, se debe hacer una corrección de presión P<sub>1</sub> en relación con la temperatura y/o una corrección de presión P<sub>2</sub> en relación con la presión atmosférica.

La presión de llenado P<sub>r</sub> viene definida por la fórmula siguiente:

$$P_r = P_n - P_1 - P_2$$

2.4.1 - Valor de P<sub>1</sub>, corrección de presión en relación con la temperatura. La temperatura del gas puede ser diferente de la ambiente, especialmente en los casos siguientes:

- a - Si el material está atravesado por una corriente de carga, la temperatura del gas será más elevada que la ambiente. Se debe tomar la temperatura de las envolturas como referencia.
- b - Durante la operación de llenado, el gas se enfría al salir del tanque de almacenamiento a causa de su expansión y se calienta a medida que se comprime en el compartimiento que se llena. Se debe por lo tanto ajustar la presión algunas horas después de la operación, es decir cuando el gas se ha vuelto a temperatura ambiente. Esta precaución no es necesaria si se trata solamente de un relleno adicional.



tico, puesto que se puede acortar la medida en aparato en servicio. Pero con una pérdida de gas de cierta importancia (1 dm<sup>3</sup>/minuto, durante 15 a 20 minutos) la baja de presión puede ser algo notable. Antes de hacer esta medida en aparato en servicio, es menester que el volumen del compartimiento que se controla sea suficiente para que la baja de presión no haga disparar el presostato de control de presión.

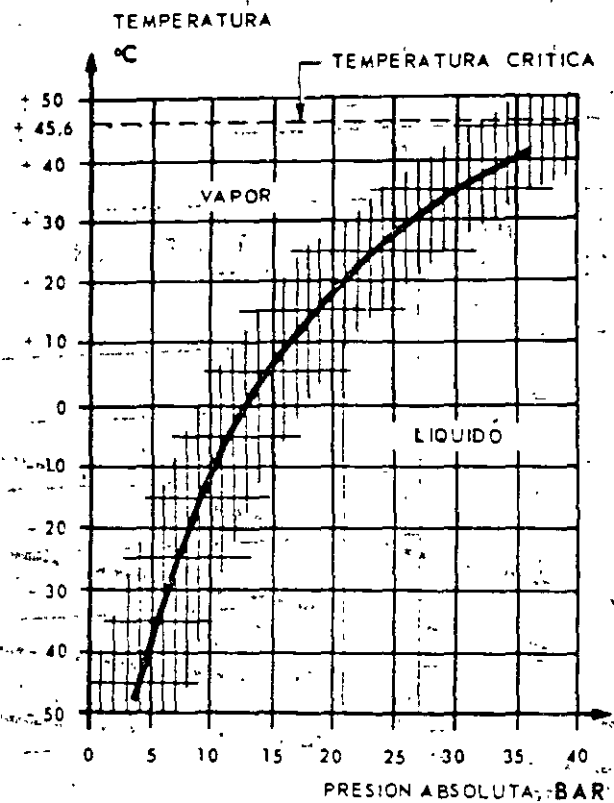
• Gas del comercio

La humedad contenida en el gas del comercio debe ser inferior a 120 ppm vol. Esta medida se debe hacer con una muestra de líquido, lo que requiere un material especial. Si la medida se efectúa con gas (por encima del líquido) el porcentaje de humedad puede ser mayor, por ejemplo 400 ppm vol.

• Gas en el material en servicio

El porcentaje de humedad depende de la eficacia del tratamiento antes de llenar con SF<sub>6</sub>. También depende de la temperatura del material al momento en que se efectúa la medida (a causa de fenómenos de absorción, el porcentaje de humedad aumenta cuando la temperatura aumenta, o disminuye cuando la temperatura de la aparato disminuye).

La humedad contenida en el SF<sub>6</sub> no tiene consecuencias perjudiciales sino cuando el porcentaje es muy elevado, lo que puede resultar en fenómenos de condensación a bajas temperaturas; son sin embargo muy atenuadas por la adsorción del agua por materias sólidas cuando la temperatura disminuye. Se puede considerar normal un porcentaje de humedad de 600 ppm vol. a la temperatura de 20 °C.



CURVA DE PRESION DE VAPOR SATURANTE DEL SF<sub>6</sub>

Fig. 1

TENSION DISRUPTIVA DEL HEXAFLUORURO DE AZUFRE, DEL AIRE Y DEL GAS CARBONICO EN RELACION CON LA PRESION

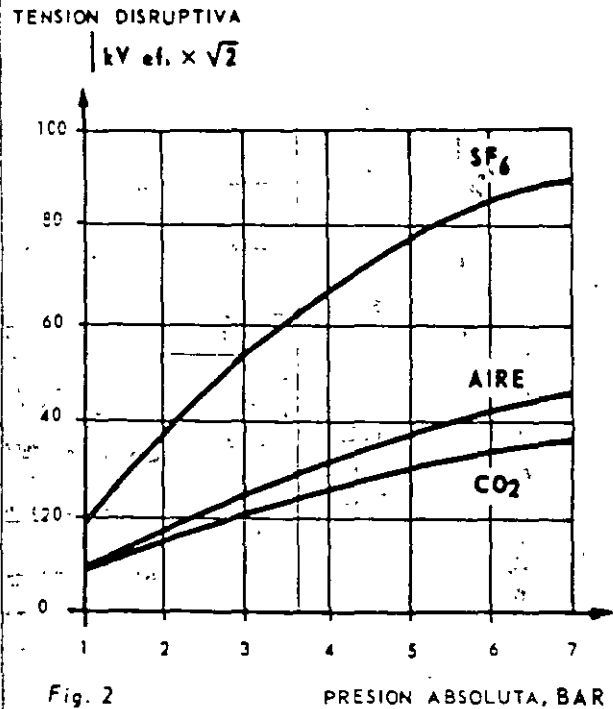
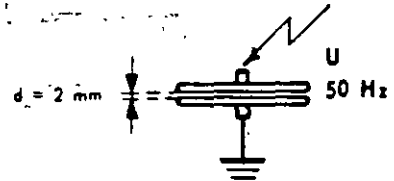


Fig. 2

Sin embargo, la recomendación C.E.I. aconseja hacer una prueba biológica del gas. Se hace permanecer cinco ratas durante 24 horas en una atmósfera de 79 % de SF<sub>6</sub> y 21 % de oxígeno; las ratas deben mantenerse en vida y no presentar un comportamiento anormal.

#### 1.5.4 - Certificado

Si el comprador lo requiere, el fabricante de gas debe entregar un certificado para atestiguar que el gas nuevo responde a los imperativos de la especificación, o bien según su acuerdo, a algunos de aquellos imperativos, mayormente la prueba de exención de toxicidad.

#### 1.5.5 - Proveedores

El SF<sub>6</sub> se halla en numerosos países. Los principales proveedores incluyen:

- en FRANCIA : PECHINEY, PRODELEC ;
- en ALEMANIA : KALI-CHEMIE ;
- en ITALIA : MONTECATINI - EDISON ;
- en GRAN BRETAÑA : IMPERIAL CHEMICAL INDUSTRIES ;
- en los ESTADOS UNIDOS de AMERICA : ALLIED-CHEMICAL ;

#### 1.5.6 - Acondicionamiento

El SF<sub>6</sub> se entregó bajo presión, líquido a temperatura ambiente, en tanques de acero (botellas, esferas, cilindros).

La masa de gas contenida en un tanque puede ser de 3 kg a 500 kg, con una relación máxima de llenado de 1,04 kg/dm<sup>3</sup>.

### 1.6 Prueba de la calidad del gas

La calidad del SF<sub>6</sub> se puede comprobar por medidas físicas o químicas, definidas en la recomendación C.E.I. Requieren, generalmente, tomas de muestras y mediciones de laboratorio de gran precisión de medida. Sin embargo, se puede efectuar rápidamente ciertas pruebas cualitativas con medios sencillos que se pueden generalmente emplear en el lugar de instalación, para comprobar el gas nuevo o el gas en servicio.

#### 1.6.1 - Identificación

- Método C.E.I. :
  - Espectro de absorción de rayos infrarrojos ;
  - Determinación de la densidad.

- Método rápido

Si existe duda en cuanto al gas, se debe dejar escurrir un poco de gas en un frasco. El SF<sub>6</sub> que es más pesado que el aire, llena el frasco. Un papel encendido, sumergido en el frasco se apagará al estar en SF<sub>6</sub>.

superficie una nube de humo.

#### 1.6.2 - Prueba de rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica es una característica esencial del SF<sub>6</sub>. Probándola, se puede identificar el gas y asegurarse que es capaz de cumplir su principal función como aislante.

La rigidez dieléctrica se puede medir sencillamente por medio de una célula con un espinterómetro alimentado por un generador alta tensión.

Las curvas de tensión disruptiva de SF<sub>6</sub>, de CO<sub>2</sub> y de aire en relación con la presión se ilustran en la figura 2.

#### 1.6.3 - Porcentaje de aire

La curva de la figura 3 muestra que se necesita una gran cantidad de aire mezclado con el SF<sub>6</sub> para afectar su resistencia dieléctrica y por consiguiente la calidad del SF<sub>6</sub>. El pequeño porcentaje de aire que se autoriza en el SF<sub>6</sub> puro no tiene efecto sobre la resistencia dieléctrica.

También, al poner el material en servicio, las operaciones anteriores al llenado con SF<sub>6</sub> dejan una pequeña cantidad de aire residual que no tiene ninguna influencia práctica sobre la resistencia del gas. Sin embargo, conviene asegurarse que se ha eliminado el aire antes de llenar con SF<sub>6</sub>. Además, después de una operación de mantenimiento puede haber permanecido una entrada de aire (por las cañerías por ejemplo). Conviene asegurarse que no ha penetrado aire en el SF<sub>6</sub>.

Existen métodos de comprobación :

- Método C.E.I. :
  - Cromatografía en fase gaseosa ;
  - Analizador fundado sobre la medida de susceptibilidad paramagnética del oxígeno.
- Método rápido
  - Medida de la rigidez dieléctrica del gas con una célula de prueba.

#### 1.6.4 - Porcentaje de agua

La medida se efectúa mediante un higrómetro que indica, sea el punto de rocío del vapor de agua contenido en el SF<sub>6</sub> a presión atmosférica, o sea el porcentaje de vapor de agua en partes por millón en volumen (ppm vol.) del gas a presión atmosférica, o sea en partes por millón en peso (ppm peso).

1 ppm peso de humedad en el SF<sub>6</sub> = 8,15 ppm vol. de humedad en el SF<sub>6</sub>.

La figura 4 ilustra la variación de presión, con volumen constante, para varias densidades de llenado. Se nota especialmente que se puede alcanzar una temperatura de  $-40^{\circ}\text{C}$  sin que el gas se licue si la densidad de llenado corresponde a una presión absoluta de 4,5 bar. a  $+20^{\circ}\text{C}$ .

## 1.2. Producción

El  $\text{SF}_6$  es un producto industrial conseguido por síntesis directa de fluor y de azufre fundido. El producto que se obtiene se purifica por lavado, cracking y secado. Luego, se licua por compresión para eliminar los elementos que no se condensan, el oxígeno y el nitrógeno del aire, o el tetrafluoruro de carbono, antes de conservarlo bajo presión en recipientes de acero.

## 1.3 Características físicas y químicas

El  $\text{SF}_6$  es un gas incoloro e inodoro. Sus propiedades principales son:

Peso molecular : 146,07 gramos ;  
Temperatura crítica :  $+45,5^{\circ}\text{C}$

(por encima de la temperatura crítica, no se puede licuar el  $\text{SF}_6$  por compresión; la curva de equilibrio "líquido-vapor", a temperatura crítica, corresponde a la presión crítica);

Presión crítica : 40 bar ,  
Densidad crítica : 0,730 g /  $\text{cm}^3$ ,  
Densidad a  $20^{\circ}\text{C}$  :  
- a presión absoluta de 1 bar (presión atmosférica) 6,4 g /  $\text{dm}^3$  ,  
- a presión absoluta de 2 bar : 12,5 g /  $\text{dm}^3$ ,  
- a presión absoluta de 6 bar : 39 g /  $\text{dm}^3$ .

La velocidad del sonido en el  $\text{SF}_6$  es más o menos tres veces menor que en el aire.

El  $\text{SF}_6$  es especialmente estable. El calentamiento no lo descompone, sino por encima de  $500^{\circ}\text{C}$ , a pesar de que ciertas materias puedan facilitar un poco esta descomposición. Una descomposición parcial del  $\text{SF}_6$  se observa bajo la acción del arco. Los productos de descomposición son esencialmente productos gaseosos (fluoruros de azufre de grados inferiores o compuestos de azufre - fluor - oxígeno), y productos sólidos (fluoruros y sulfuros metálicos).

## 1.4 Propiedades eléctricas

El  $\text{SF}_6$  posee excelentes propiedades dieléctricas. En condiciones comparables, la rigidez dieléctrica del  $\text{SF}_6$  es unas 2,5 veces mayor

que la del aire (fig. 3). A pesar de que sean debidas a varios factores, estas propiedades van estrechamente unidas con la naturaleza muy electronegativa de la molécula  $\text{SF}_6$  que capta los electrones libres y retarda el fenómeno de avalancha que origina la distorción. Esta misma razón hace que el  $\text{SF}_6$  es un agente de extinción del arco cuya eficacia se puede estimar a más de diez la del aire.

## 1.5 Características comerciales

El gas del comercio contiene una pequeña cantidad de impurezas; al interior de ciertos límites, no tienen influencia sobre sus calidades. Estos límites se indican en una recomendación de la Comisión Electrotécnica Internacional.\* Esta recomendación se refiere únicamente al  $\text{SF}_6$  nuevo, que aún no ha servido, es decir tal como lo entrega el fabricante de productos químicos antes de introducirlo en aparatos eléctricos.

### 1.5.1 - Impurezas

El  $\text{SF}_6$  que cumple con esta recomendación no debe contener mayores cantidades de impurezas que las que se indican a continuación:

Impurezas grupo de impurezas	Concentración máxima autorizada (peso)
Tetrafluoruro de carbono (CF <sub>4</sub> )	0,05 %
Oxígeno - nitrógeno, aire	0,05 %
Agua	15 ppm
Acidez (en HF)	0,3 ppm
Fluoruros hidrolisables (en HF)	1,0 ppm

### 1.5.2 - Olor

El gas puro es inodoro. Ciertas impurezas (esencialmente las ácidas) que pueden existir en gas nuevo tienen un olor; sin embargo las cantidades autorizadas por la recomendación no son suficientes para ser detectadas por el olfato.

### 1.5.3 - Toxicidad

El gas puro no es tóxico, pero no puede sustentar la vida.

Algunas impurezas que pueden formarse durante la fabricación del  $\text{SF}_6$  son tóxicas, pero la concentración de impurezas autorizada es inferior al umbral de toxicidad.

# HEXAFLUORURO DE AZUFRE SF<sub>6</sub>

## 1. GENERALIDADES

- 1.1 Definición
- 1.2 Producción
- 1.3 Características físicas y químicas
- 1.4 Propiedades eléctricas
- 1.5 Características comerciales
  - 1.5.1 Impurezas
  - 1.5.2 Olor
  - 1.5.3 Toxicidad
  - 1.5.4 Certificado
  - 1.5.5 Proveedores
  - 1.5.6 Acondicionamiento
- 1.6 Prueba de la calidad del gas
  - 1.6.1 Identificación
  - 1.6.2 Prueba de rigidez dieléctrica
  - 1.6.3 Porcentaje de aire
  - 1.6.4 Porcentaje de agua

## 2. PRESION DE LLENADO

- 2.1 Presión y densidad del gas
- 2.2 Medida de presión - Presión relativa y presión absoluta
- 2.3 Unidades de presión
- 2.4 Determinación de la presión relativa de llenado
  - 2.4.1 Corrección según la temperatura
  - 2.4.2 Corrección según la presión atmosférica

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 Definición

El hexafluoruro de azufre (SF<sub>6</sub>) se utiliza en la aparata Delle-Alsthom (disyuntores "ORTHOFLUOR", subestaciones blindadas "FLUOBLOC", etc.) en forma gaseosa en el intervalo completo de temperatura a que puede ser sometida en servicio sin calefacción.

La curva de presión de vapor (fig.1), muestra que a la temperatura de - 20 °C, el SF<sub>6</sub> se halla en forma líquida a presión absoluta de 22 bar. A - 30 °C, se halla en forma líquida a presión absoluta de 28 bar.

El SF<sub>6</sub> no sigue exactamente la ley de los gases perfectos.

La figura 4 ilustra la variación de presión, con volumen constante, para varias densidades de llenado. Se nota especialmente que se puede alcanzar una temperatura de  $-40^{\circ}\text{C}$  sin que el gas se licue si la densidad de llenado corresponde a una presión absoluta de 4,5 bar a  $+20^{\circ}\text{C}$ .

## 1.2. Producción

El  $\text{SF}_6$  es un producto industrial conseguido por síntesis directa de fluor y de azufre fundido. El producto que se obtiene se purifica por lavado, cracking y secado. Luego, se licua por compresión para eliminar los elementos que no se condensan, el oxígeno y el nitrógeno del aire, o el tetrafluoruro de carbono, antes de conservarlo bajo presión en recipientes de acero.

## 1.3 Características físicas y químicas

El  $\text{SF}_6$  es un gas incoloro e inodoro. Sus propiedades principales son:

Peso molecular : 146,07 gramos ;

Temperatura crítica :  $+45,5^{\circ}\text{C}$

(por encima de la temperatura crítica, no se puede licuar el  $\text{SF}_6$  por compresión ; la curva de equilibrio "líquido-vapor", a temperatura crítica, corresponde a la presión crítica);

Presión crítica : 40 bar ;

Densidad crítica :  $0,730 \text{ g/cm}^3$  ;

Densidad a  $20^{\circ}\text{C}$  :

- a presión absoluta de 1 bar (presión atmosférica)  $6,4 \text{ g/dm}^3$  ;

- a presión absoluta de 2 bar :  $12,5 \text{ g/dm}^3$  ;

- a presión absoluta de 6 bar :  $39 \text{ g/dm}^3$  .

La velocidad del sonido en el  $\text{SF}_6$  es más o menos tres veces menor que en el aire.

El  $\text{SF}_6$  es especialmente estable. El calentamiento no lo descompone, sino por encima de  $500^{\circ}\text{C}$ , a pesar de que ciertas materias puedan facilitar un poco esta descomposición. Una descomposición parcial del  $\text{SF}_6$  se observa bajo la acción del arco. Los productos de descomposición son esencialmente productos gaseosos (fluoruros de azufre de grados inferiores o compuestos de azufre-fluor-oxígeno), y productos sólidos (fluoruros y sulfuros metálicos).

## 1.4 Propiedades eléctricas

El  $\text{SF}_6$  posee excelentes propiedades dieléctricas. En condiciones comparables, la rigidez dieléctrica del  $\text{SF}_6$  es unas 2,5 veces mayor

que la del aire (fig. 3). A pesar de que sean debidas a varios factores, estas propiedades van estrechamente unidas con la naturaleza muy electronegativa de la molécula  $\text{SF}_6$  que capta los electrones libres y retarda el fenómeno de avalancha que origina la distorción. Esta misma razón hace que el  $\text{SF}_6$  es un agente de extinción del arco cuya eficacia se puede estimar a más de diez la del aire.

## 1.5 Características comerciales

El gas del comercio contiene una pequeña cantidad de impurezas ; al interior de ciertos límites, no tienen influencia sobre sus calidades. Estos límites se indican en una recomendación de la Comisión Electrotécnica Internacional. \* Esta recomendación se refiere únicamente al  $\text{SF}_6$  nuevo, que aún no ha servido, es decir tal como lo entrega el fabricante de productos químicos antes de introducirlo en aparatos eléctricos.

### 1.5.1 - Impurezas

El  $\text{SF}_6$  que cumple con esta recomendación no debe contener mayores cantidades de impurezas que las que se indican a continuación:

Impurezas o grupo de impurezas	Concentración máxima autorizada (peso)
Tetrafluoruro de carbono ( $\text{CF}_4$ )	0,05 %
Oxígeno - nitrógeno, aire	0,05 %
Agua	15 ppm
Acidez (en HF)	0,3 ppm
Fluoruros hidrolisables (en HF)	1,0 ppm

### 1.5.2 - Olor

El gas puro es inodoro. Ciertas impurezas (esencialmente las ácidas) que pueden existir en gas nuevo tienen un olor ; sin embargo las cantidades autorizadas por la recomendación no son suficientes para ser detectadas por el olfato.

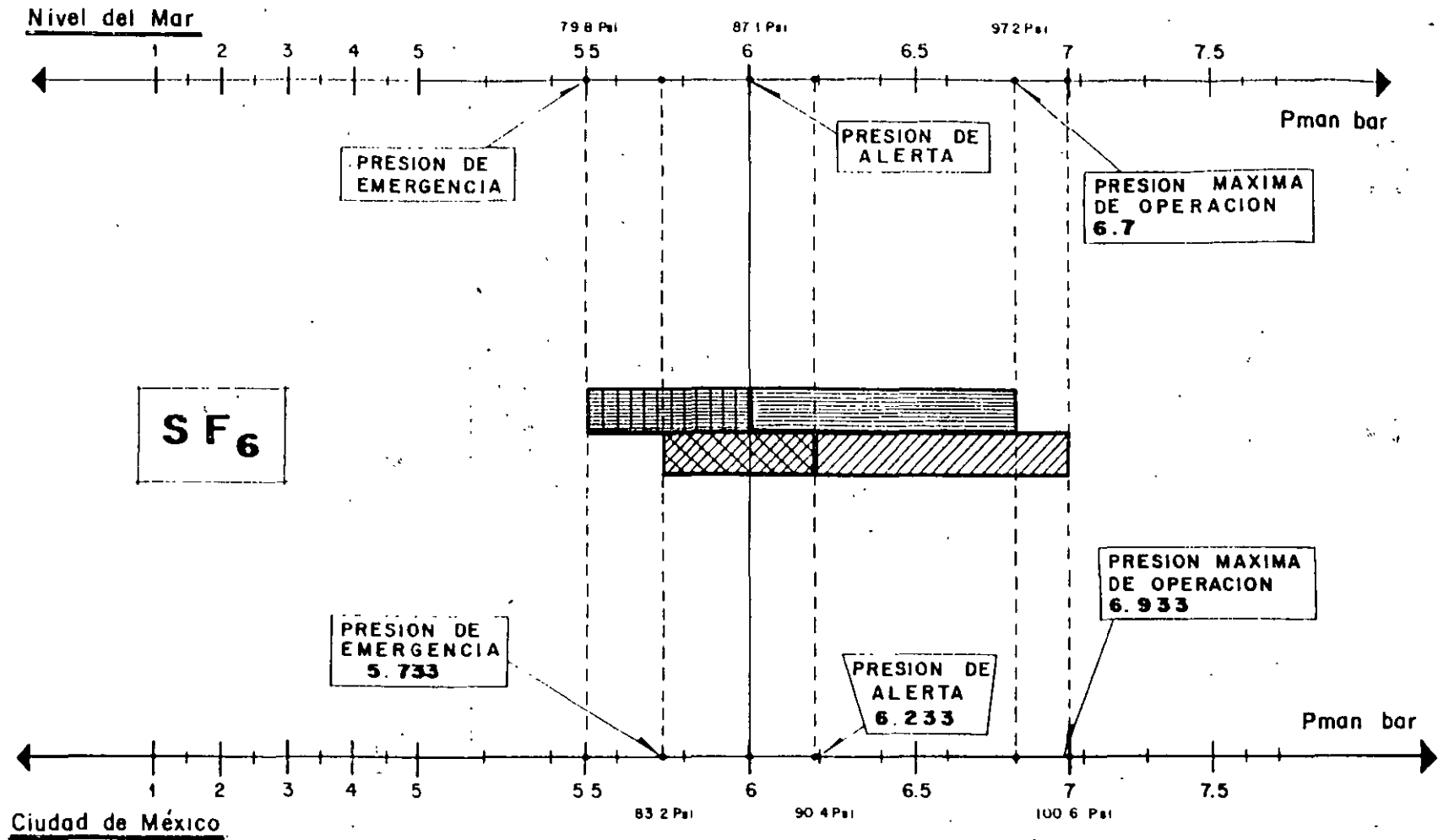
### 1.5.3 - Toxicidad

El gas puro no es tóxico, pero no puede sustentar la vida.

Algunas impurezas que pueden formarse durante la fabricación del  $\text{SF}_6$  son tóxicas, pero la concentración de impurezas autorizada es inferior al umbral de toxicidad.



# DIAGRAMA DE NIVEL DE PRESIONES DE EQUIPO



Esta diferencia de presiones ocasiona que al cargar los equipos de SF6 con una temperatura de 20 °C con una presión máxima de operación de 6.7 bar según recomendación del instructivo, - esto referido al nivel del mar, tendrá una pérdida de presión en el equipo de 0.233 bar para la Ciudad de México, por lo que habrán que compensarse las presiones recomendadas por el instructivo en:

$$0.233 \text{ bar} \approx 3.38 \text{ Psi}$$

Esto ocasiona que las alarmas de alerta y emergencia se activen anticipadamente al no compensarse la presión, el rango real de presiones de trabajo se disminuye, -al no estar calibradas las alarmas con respecto a las condiciones atmosféricas de la Ciudad de México.