

11
2 es



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"ARAGON"

"INGENIERIA BASICA PARA EL DISEÑO DE UNA
SUBESTACION DE 20 MVA, 115/13.8 KV"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A ;
RAYMUNDO FLORES MORENO



MEXICO, D. F.

1993

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

I N D I C E

INTRODUCCION	1
------------------------	---

CAPITULO I : SELECCION DEL DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SUBESTACION

I GENERALIDADES.	5
I.1 CRITERIOS DE SELECCION.	6
I.2 SIMBOLOGIA Y NOMENCLATURA.	7
I.3 CONTENIDO DEL DIAGRAMA UNIFILAR.	13
I.3.1 ARREGLO DE BARRAS.	13
I.3.1.1 CONTINUIDAD DEL SERVICIO. (13); I.3.1.2 FLEXIBILIDAD DE OPERACION. (14); I.3.1.3 UBICACION DE LA SUBESTACION EN LA RED, O TIPO DE SUBESTACION. (14); I.3.1.4 VOLUMEN DE ENERGIA EN LAS BARRAS. (17); I.3.1.5 ANALISIS DE COSTOS. (17)	
I.3.2 NIVELES DE TENSION.	18
I.3.2.1 TENSIONES NORMALIZADAS. (18); I.3.2.2 RELACION ARREGLO DE BARRAS - NIVELES DE TENSION. (20)	
I.3.3 NUMERO DE CIRCUITOS EN CADA NIVEL DE TENSION.	21
I.3.4 NUMERO Y TIPOS DE BANCOS DE TRANSFORMACION.	21
I.3.5 DESTINO Y LONGITUD DE CADA CIRCUITO.	21
I.3.6 CANTIDADES DE EQUIPO PRIMARIO POR ALIMENTADOR	21
I.3.7 LOCALIZACION DEL EQUIPO PRIMARIO.	22

I.4	DIAGRAMAS UNIFILARES SIMPLIFICADOS PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE ARREGLOS DE BARRAS.	23
I.4.1	ARREGLO DE BARRA SIMPLE.	23
I.4.2	ARREGLO DE BARRA SECCIONADA.	23
I.4.3	BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE INTERCONEXION.	23
I.4.4	ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA.	27
I.4.5	ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA AUXILIAR.	29
I.4.6.	ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL, BARRA AUXILIAR Y BARRA DE TRANSFERENCIA.	32
I.4.7	ARREGLO EN ANILLO.	32
I.4.8	ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO.	36
I.4.9	ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR.	36
I.5	SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF ₆	40
I.6	DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SUBESTACION 115/13.8 KV.	42

CAPITULO II : DIAGRAMA UNIFILAR DE CONTROL MEDICION Y PROTECCION

II.1	GENERALIDADES.	47
II.2	MODULOS DE UNA SUBESTACION.	49
II.3	NOMENCLATURA.	51
II.4	MEDICION.	53
II.4.1	SISTEMAS DE MEDICION.	54
II.4.1.1	LOCAL. (54); II.4.1.2 REMOTO. (54); II.4.1.3 MIXTO. (54)	
II.5	CONTROL.	55
II.5.1	ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE CONTROL.	55

II.6	PROTECCION.	56
II.6.1	SISTEMAS DE PROTECCION.	56
II.6.1.1	PROTECCION PRIMARIA. (57); II.6.1.2 PROTECCION SECUNDARIA (57); II.6.1.3 PROTECCION DE RESPALDO REMOTA. (57)	
II.6.2	CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION.	58
II.6.3	RELEVADORES.	59
II.6.3.1	TIEMPOS DE OPERACION DE RELEVADORES. (59); II.6.3.2 TIPOS DE RELEVADORES. (61)	
II.6.4	CONSIDERACIONES DE DISEÑO QUE AFECTAN LAS PROTECCIONES.	62
II.6.5	PROTECCION DE LINEAS.	62
II.6.6	PROTECCION DE BARRAS.	63
II.6.7	PROTECCION DE TRANSFORMADORES.	64
II.6.8	PROTECCION DE BANCOS DE CAPACITORES.	64
II.7	ESQUEMAS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION.	65

CAPITULO III : CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS, DE CONTROL MEDICION Y PROTECCION

III.1	TRANSFORMADOR DE POTENCIA	71
III.1.1	CLASIFICACION.	71
III.1.2	ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UN TRANSFORMADOR.	72
III.1.3	CAPACIDADES COMERCIALES DE LOS TRANSFORMADORES.	74
III.1.4	CONEXIONES TIPICAS.	75
III.1.5	CRITERIOS GENERALES DE SELECCION.	76
III.1.6	CARACTERISTICAS PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA.	80
III.2	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.	81
III.2.1	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.	81
III.2.1.1	CLASIFICACION. (82); III.2.1.2 CRITERIOS DE SELECCION. (83); III.2.1.3 CARACTERISTICAS PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE. (87)	

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

III.2.2	TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.	89
III.2.2.1	CLASIFICACION. (89); III.2.2.2 CRITERIOS DE SELECCION. (89); III.2.2.3 CARACTERISTICAS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL. (93)	
III.3	INTERRUPTORES.	95
III.3.1	CLASIFICACION.	98
III.3.2	CRITERIOS DE SELECCION:	98
III.3.3	CARACTERISTICAS PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA.	101
III.4	CUCHILLAS DESCONECTORAS	104
III.4.1	CLASIFICACION:	104
III.4.2	CRITERIOS GENERALES DE SELECCION :	107
III.4.3	CARACTERISTICAS PARA CUCHILLAS DESCONECTORAS.	110
III.5	APARTARRAYOS.	114
III.5.1	CLASIFICACION.	114
III.5.2	CRITERIOS DE SELECCION.	115
III.5.3	CARACTERISTICAS PARA APARTARRAYOS.	118
III.6	BANCOS DE CAPACITORES.	120
III.6.1	CLASIFICACION.	120
III.6.2	CRITERIOS DE SELECCION.	120
III.7	EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION.	124
III.7.1	CARACTERISTICAS DE TABLEROS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION.	127
 <u>CAPITULO IV : CARACTERISTICAS DE LOS SERVICIOS PROPIOS</u>		
IV.1	GENERALIDADES.	145
IV.2	FUENTES DE ALIMENTACION.	147
IV.3	CLASIFICACION DE CARGAS Y CIRCUITOS.	150

	<u>Indice</u>
IV.4 SELECCION DE BATERIAS Y CARGADOR DE BATERIAS.	152
IV.4.1 CALCULO DE BATERIAS.	153
IV.4.2 CALCULO DEL CARGADOR DE BATERIAS.	157
IV.5 SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.	159
<u>CAPITULO V : COORDINACION DE AISLAMIENTO EN LA SUBESTACION</u>	
V.1 DEFINICIONES.	163
V.2 GENERALIDADES	168
V.2.1 TIPOS DE TENSIONES Y SOBRETENSIONES.	168
V.2.2 TIPOS DE AISLAMIENTOS.	169
V.3 DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO.	172
V.4 PROTECCION POR APARTARRAYOS.	187
V.4.1 SELECCION DEL APARTARRAYOS.	188
V.4.2 MARGEN DE PROTECCION.	190
V.4.3 DETERMINACION DE LOS VALORES MINIMOS DE N _{BAI} Y N _{BAM} EN LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACION.	191
V.4.4 INSTALACION DE LOS APARTARRAYOS.	196
V.5 COORDINACION DE AISLAMIENTO DE LA SUBESTACION "COATEPEC"	197
V.5.1 TENSION Y CORRIENTE NOMINALES DEL APARTARRAYOS	198
V.5.2 VALORES PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO	201
V.5.3 LOCALIZACION DE LOS APARTARRAYOS.	203
<u>CAPITULO VI : CALCULO DE LA RED DE TIERRAS</u>	
VI.1 GENERALIDADES.	207
VI.1.1 OBJETIVOS DE LA RED DE TIERRAS.	208
VI.1.2 COMPONENTES DE LA RED DE TIERRAS.	208

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

VI.2	PARAMETROS DE DISEÑO.	211
VI.3	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.	215
VI.4	DISEÑO DE RED DE TIERRAS SUBESTACION "COATEPEC".	222
	CONCLUSIONES	257
	BIBLIOGRAFIA	259

INTRODUCCION

En la actualidad se requiere que el suministro de energía eléctrica sea lo más eficiente posible, ya que esta es indispensable para que subsista y se desarrolle el sistema productivo de nuestro país.

Para lograr esto es necesario contar con un sistema nacional de energía eléctrica eficiente y con una reducida cantidad de interrupciones en el suministro de energía. Gran parte del buen funcionamiento de este sistema, depende de las subestaciones eléctricas que lo componen.

En forma general una subestación eléctrica, es el conjunto de dispositivos eléctricos, destinados a transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

En cuanto al diseño de subestaciones, se puede considerar, como el ensamble repetitivo en distintas formas, de elementos prediseñados; dependiendo de ciertos requerimientos funcionales y ambientales, como pueden ser; la distinta naturaleza del terreno, las diferentes condiciones meteorológicas, así como, los distintos niveles de contaminación.

Para el caso de Comisión Federal de Electricidad, dedicada al suministro de energía eléctrica en nuestro país, es razonable y económico el normalizar los componentes e instalaciones (en este caso para subestaciones eléctricas) para cada uno de los niveles de tensión que maneja. Y de hecho C.F.E. cuenta con sus propias especificaciones de equipo y procedimientos.

Visto de este modo el diseño de una subestación dada consiste principalmente en la selección de los elementos necesarios; y la definición del mejor arreglo que deben tener, pensando en su comportamiento y posible automatización, considerando los aspectos fundamentales que esto involucra.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Por lo anterior y para tener un diseño que cumpla con tal normalización, el presente trabajo se apega tanto a las especificaciones de C.F.E., así como a las normas oficiales mexicanas (NOM), haciendo referencia a las de algunas otras asociaciones (cuando así se requiera) como las normas ISO, NEMA, IEEE.

Como antecedentes del presente trabajo, se tiene que el departamento de Ingeniería Eléctrica del Instituto de Investigaciones Eléctricas (I.I.E.) elaboró para la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) de la C.F.E. las "Guías para el diseño de subestaciones eléctricas". Posteriormente la CPTT solicitó al I.I.E. la aplicación de estas guías, por medio del diseño de cuatro subestaciones de 115/13.8 kV, de los cuales uno de estos; el diseño de la subestación "COATEPEC" a instalarse en el municipio de Coatepec, Ver. es el presente trabajo de tesis. Este diseño se solicitó al I.I.E., con las siguientes características:

Subestación "COATEPEC" :

Un transformador trifásico de 20 MVA de 115 kV a 13.8 kV con dos alimentadores en 115 kV y 4 alimentadores en 13.8 kV, con un arreglo de barra principal/barra de transferencia en 115 kV y barra principal/barra de interconexión en 13.8 kV.

Es importante señalar que el objetivo principal de la realización de este trabajo de tesis es dar un panorama general de los pasos y cálculos básicos necesarios para el diseño de la subestación mencionada, y en general para cualquier otra subestación, sin profundizar demasiado en los temas tratados; debido esto a que el diseño a fondo de una subestación implica el manejo de una enorme cantidad de información.

Y bien entonces, en los siguientes párrafos se explica de una manera breve la logística a seguir:

El primer punto a tratar es la elección de su diagrama unifilar, mediante al análisis de cada uno de los tipos de arreglos de subestaciones eléctricas, tomando en cuenta su capacidad, el tipo de servicio y los niveles de tensión; (capítulo 1).

El siguiente punto de análisis, es el Diagrama Unifilar de Control, Medición y Protección de los elementos que integran la subestación y como su nombre del diagrama lo menciona, tener una operación óptima en cuanto a esto se refiere; (capítulo II).

Se seleccionará y se determinarán las características de los equipos primarios, tales como transformadores, cuchillas, interruptores, apartarrayos, transformadores de potencial, transformadores de corriente, etc., así como de el equipo necesario para el control, medición y protección; (capítulo III).

Se estudiarán las necesidades de la energía auxiliar que se requiere para la operación de la propia subestación, a estas necesidades se les conoce como Servicios Propios de la Subestación; (capítulo IV), esto considera la energía necesaria para el alumbrado de ésta y para que opere el equipo de control, medición y protección, del equipo primario, tomando en cuenta que esto último es de vital importancia para la operación de la subestación.

Se realizará el estudio de la Coordinación de Aislamiento; (capítulo V), donde se determinarán las distancias que deben de existir entre los equipos, considerando distancias para el mantenimiento y maniobras de equipo, entre dichas distancias se considerarán las de fase a tierra y entre fases.

Por último, se determinará la "Red de Tierras"; (capítulo VI), esto se refiere a drenar correctamente a través de un sistema de conexión a tierra del equipo, la circulación de corrientes muy altas en condiciones anormales debidas a fallas a tierra, a transitorios durante maniobras en interruptores o por sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, para así evitar lesiones al personal que se encuentre transitando en las instalaciones de la subestación.

**NO
EXISTE
PAGINA**

CAPITULO I :

SELECCION DEL DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SUBESTACION

I GENERALIDADES.

Para iniciar el diseño de una Subestación se debe partir de el Diagrama Unifilar que la representa, ya que en el se encuentran las relaciones generales, entre los elementos componentes de los circuitos y entre los circuitos mismos que integran la subestación.

El Diagrama Unifilar simplificado se define como:

" La representación esquemática y simbólica, que muestra, a través de una sola línea el contenido trifásico de las conexiones del equipo mayor de una instalación ".

Para la realización de éste, se toma en cuenta que uno de los objetivos principales de los Diagramas Unifilares, es el registrar un máximo de información significativa, en un mínimo de espacio.

La elección del Diagrama Unifilar de una subestación en particular, depende de las características específicas del sistema eléctrico al cual formará parte y de la función que realizará dentro de dicho sistema. En este capítulo, se empezara por definir las características generales que involucran las instalaciones eléctricas más comunes y después se analizarán las características específicas de nuestra subestación

I.1 CRITERIOS DE SELECCION.

Los criterios básicos que se utilizan para la selección del Diagrama Unifilar más adecuado y económico de una instalación, son:

- Confiabilidad.
- Versatilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento.
- Cantidad, Costo del equipo eléctrico y Superficie ocupada.

Estos puntos dependerán, como se mencionó anteriormente, del grado de importancia que tenga la subestación en el sistema eléctrico, así como del tipo de servicio suspendido en caso de falla de tal subestación; esto es, tiene mayor importancia o es de mayores consecuencias, dejar sin energía todo un sistema de transporte, un hospital o una zona industrial, donde la puesta en marcha de algunos equipos es de alto costo por la pérdida de producto en una producción en serie, que suspender el suministro a una zona habitacional, donde es de consecuencias leves la suspensión de la energía eléctrica. Claro está que lo ideal es mantener la continuidad del servicio en todo el Sistema Nacional.

I.2 SIMBOLOGIA Y NOMENCLATURA.

Para poder entender y obtener el mayor beneficio de un Diagrama Unifilar, se necesita de cierto lenguaje simbólico, y que así mismo estos símbolos ayuden a reducir espacio para que de una manera sencilla, representen los elementos y dispositivos eléctricos que integran una instalación.

La tabla 1.1 muestra los símbolos más comunes utilizados en subestaciones. Esta simbología, está con base en las normas mexicanas elaboradas por la CCONNIE (Comité Consultivo Nacional de Normalización de la Industria Eléctrica);[ref. 1.1], con las normas ANSI (American National Standard Institute);[ref. 1.2] y a la simbología empleada en C.F.E.(Comisión Federal de Electricidad).

En cuanto a la nomenclatura de equipos y dispositivos se emplean las disposiciones del Reglamento Interno para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional, las cuales son básicamente las siguientes:

Artículo IX.8 La identificación del equipo de una instalación determinada, se hará con cinco dígitos. Como única excepción, los alimentadores de distribución (radiales) en 34.5 kV y voltajes inferiores conservarán la nomenclatura de cuatro dígitos.

Artículo IX.9 El orden que ocuparán de acuerdo a su función los dígitos, se hará de izquierda a derecha.

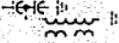
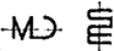
PRIMERO - Tensión de Operación.

SEGUNDO - Tipo de Equipo.

TERCERO Y

CUARTO - Número asignado al equipo (las combinaciones que resulten) del 0 al 9 para el tercer dígito, combinando del 0 al 9 para el cuarto dígito.

TABLA 1.1 SIMBOLOGIA BASICA PARA SUBESTACIONES

S I M B O L O	S I G N I F I C A D O
	ENTRADA DE ALIMENTADOR
	SALIDA DE ALIMENTADOR
	APARTARRAYOS AUTO/ALVULAR - AP.
	APARTARRAYOS DE OXIDO DE ZINC (ZnO ₂) - AP.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TIPO CAPACITIVO (DISPOSITIVO DE POTENCIAL) - DP.
	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL TIPO INDUCTIVO - TP.
	TRAMPA DE ONDA - TO.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO DEVAJADO - TC.
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE TIPO BOJIA (BOQUILLA) - TC.
	AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA
	AUTOTRANSFORMADOR DE POTENCIA CON DEVAJADO TERCARIO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA (DOS DEVAJADOS)

S I M B O L O	S I G N I F I C A D O
	<p>TRANSFORMADOR DE POTENCIA CON DEVAJADO TERCIARIO (TRES DEVAJADOS)</p>
	<p>CUCHILLA DESCONECTADORA DE OPERACION MANUAL</p>
	<p>CUCHILLA DESCONECTADORA DE OPERACION MANUAL CON CUCHILLA DE CONEXION A TIERRA</p>
	<p>CUCHILLA DESCONECTADORA DE OPERACION CON MOTOR</p>
	<p>INTERRUPTOR DE POTENCIA</p>
	<p>LINEA DE ALIMENTADOR (ACTUAL)</p>
	<p>LINEA DE BARRAS (ACTUAL)</p>
	<p>FUTURO O EXISTENTE (EN CASO DE AMPLIACION)</p>
	<p>BANCO DE CAPACITORES</p>

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

QUINTO - Tipo de Dispositivo.

Artículo IX.10 TENSION DE OPERACION. Está definido por el primer carácter alfanumérico de acuerdo a lo siguiente:

<u>TENSION kV</u>		<u>NUMERO</u>	
0.00	a	2.40	1
2.41	a	4.16	2
4.17	a	6.99	3
7.00	a	16.50	4
16.60	a	44.00	5
44.10	a	70.00	6
70.10	a	115.00	7
115.10	a	161.00	8
161.10	a	230.00	9
230.10	a	499.00	A
500.10	a	700.00	B

Artículo IX.11 TIPO DE EQUIPO. Está definido por el segundo carácter numérico de acuerdo a lo siguiente:

<u>NUMERO</u>	<u>EQUIPO</u>
1	Grupo generador-transformador (unidades generadoras)
2	Transformadores o autotransformadores
3	Líneas o alimentadores
4	Reactores
5	Capacitores (serie o paralelo)
6	Equipo especial
7	Esquema de interruptor de transferencia o comodin
8	Esquema de interruptor y medio

Capítulo I. Selección del Diagrama Unifilar Simplificado

9	Esquema de interruptor de amarre de barras
0	Esquema de doble interruptor lado barra número 2

Artículo IX.12 NUMERO ASIGNADO AL EQUIPO. El tercer y cuarto carácter definen el número económico del equipo del que se trate y su combinación permite tener del 00 al 99; este número es asignado por la Región de Transmisión correspondiente.

Artículo IX.13 TIPO DE DISPOSITIVO. Para identificarlo se usa el quinto carácter numérico que especifica el tipo de dispositivo de que se trata.

<u>NUMERO</u>	<u>DISPOSITIVO</u>
0	Interruptor
1	Cuchilla a barra uno
2	Cuchilla a barra dos
3	Cuchillas adicionales
4	Cuchillas fusibles
5	Interruptor en gabinete blindado (extracción)
6	Cuchillas de enlace entre alimentadores y/o barras
7	Cuchillas de puesta a tierra
8	Cuchillas de transferencia
9	Cuchillas lado equipo (líneas, transformador, generador, reactor, capacitor)

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Artículo IX.14 Las barras se identifican de la forma siguiente:

B1 Tensión en kV

B2 Tensión en kV

BT Tensión en kV

por ejemplo:

B1 115 kV que significa barra uno de 115 kV

B2 115 kV que significa barra dos de 115 kV

BT 115 kV que significa barra de transferencia de 115 kV

Artículo IX.15 El siguiente equipo se identifica:

U Unidad

T Transformador

AT Autotransformador

R Reactor

C Capacitor

1.3 CONTENIDO DEL DIAGRAMA UNIFILAR.

La información básica que debe tener un Diagrama Unifilar simplificado, es la siguiente:

- Arreglo de Barras.
- Niveles de Tensión.
- Número de Circuitos en cada Nivel de Tensión.
- Número y Tipo de Bancos de Transformación.
- Destino y Longitud de cada Circuito.
- Cantidades de Equipo Primario por Circuito.
- Localización del Equipo Primario.

1.3.1 ARREGLO DE BARRAS.

Existen diferentes tipos de Arreglos de Barras, y su selección depende de varios factores:

- 1) Continuidad del Servicio.
- 2) Flexibilidad de Operación.
- 3) Ubicación de la Subestación en la Red, o Tipo de Subestación.
- 4) Volumen de Energía en las barras.
- 5) Análisis de Costos.

1.3.1.1 CONTINUIDAD DEL SERVICIO.

Esto se refiere a la seguridad que tiene el usuario a recibir suministro de energía eléctrica en forma constante, y en el caso de ocurrir interrupciones, que el número de estas sea mínimo y con muy poca duración.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Para lograr una eficiente Continuidad de Servicio, se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos que debe de incluir la disposición seleccionada:

- a) Tener capacidad de reserva, tanto en los bancos de transformación como en las barras.
- b) Tener un sistema de protección automático que permita aislar con suficiente rapidez cualquier elemento fallado.
- c) Diseñar el sistema de manera que la falla y desconexión de un elemento, tenga la menor repercusión sobre el resto de la subestación y de la red general.
- d) Contar con fuentes de alimentación de emergencia para hacer frente a una falla en la alimentación normal.
- e) Tener los medios para un restablecimiento rápido del servicio, disminuyendo así la duración de las interrupciones.

1.3.1.2 FLEXIBILIDAD DE OPERACION.

Es la forma en que una instalación puede cambiar sus condiciones normales de operación, en caso de falla, mantenimiento, modificación o ampliación. Sin afectar o afectando lo menos posible la continuidad del servicio.

1.3.1.3 UBICACION DE LA SUBESTACION EN LA RED, O TIPO DE SUBESTACION.

Se considera aquí, el tipo de sistema al cual esta conectada la subestación y a la función que realiza dentro de éste; para esto se muestra una clasificación del tipo de subestaciones:

DE ENLACE :

Una subestación es de enlace cuando interconecta a una o varias subestaciones que sirven como respaldos , aumentando en conjunto sus

índices de confiabilidad, continuidad y flexibilidad; (ver figura 1.1a).

RADIAL :

Una subestación es radial cuando su fuente de alimentación proviene de un solo lugar, aunque sea con líneas de transmisión paralelas; (ver figura 1.1b).

DE ANILLO :

Se considera una subestación de anillo, cuando se interconecta con otras subestaciones que a su vez están interconectadas entre sí, formando así un anillo con cierto nivel de tensión; (ver figura 1.1c).

ELEVADORA :

Una subestación es elevadora cuando tiene transformadores de potencia que aumenten el nivel de tensión de la(s) fuente(s) de alimentación; (ver figura 1.1d).

REDUCTORA :

Cuando cuenta con transformadores de potencia que reducen el nivel de tensión de la(s) fuente(s) de alimentación, se conoce como subestación reductora; (ver figura 1.1e).

SWITCHEO :

Una subestación de este tipo no tiene transformadores de potencia que modifiquen el nivel de tensión de la(s) fuente(s) de alimentación; (ver figura 1.1f). Este tipo de subestaciones se emplea cuando no se requiere cambiar el nivel de tensión de los circuitos, y están destinadas a efectuar solo operaciones de maniobra¹ (conexión y desconexión).

Una subestación no necesariamente puede ser de un solo tipo de los descritos, sino que en esta pueden combinarse varios tipos en una sola subestación. Es decir, puede una subestación ser parte de un sistema en Anillo y a la vez tener transformadores de potencia reductores o elevadores, o bien, podemos tener una

¹ De acuerdo con el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), de la C.F.E.

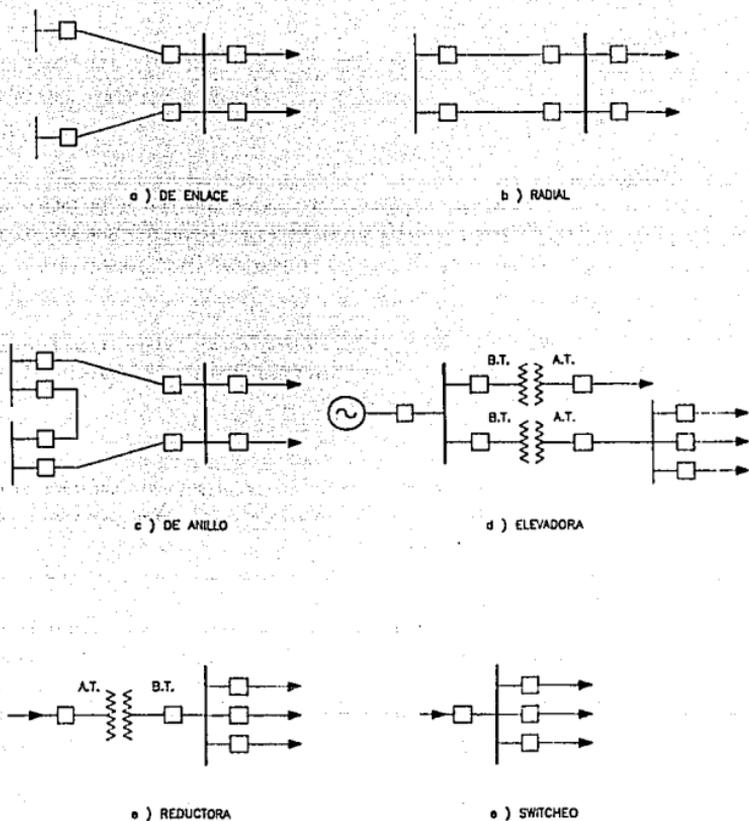


FIG. 1.1 CLASIFICACION DE LAS SUBESTACIONES

subestación de Switcheo, Reductora y estar conectada en forma Radial.

I.3.1.4 VOLUMEN DE ENERGIA EN LAS BARRAS.

Esto se refiere a la capacidad en MVA que se acumula en las barras de una subestación. Se considera las capacidades de los alimentadores de la línea y de los bancos de transformación conectados a las barras; quiere decir, que para una subestación que interconecta con otras subestaciones, o plantas generadoras de importancia en el sistema eléctrico, que manejan niveles de tensión altos y dan servicio a grandes cargas, se requiere de un arreglo de barras con altos índices de flexibilidad, confiabilidad y continuidad.

I.3.1.5 ANALISIS DE COSTOS.

Esta claro que un Arreglo de Barras de alta confiabilidad, continuidad y flexibilidad implica un mayor costo de inversión. Por lo que se deben de considerar los siguientes aspectos fundamentales para un Análisis de Costos: Costos de equipos, costo del terreno, costo del proyecto, costo de obra, costo de operación, costo de mantenimiento, urgencia de instalación y vida útil de los equipos.

Considerando todos los factores expuestos, que influyen para la selección de un determinado Arreglo de Barras, los arreglos utilizados en subestaciones de C.F.E. son los siguientes, en orden ascendente en cuanto a costo, continuidad, confiabilidad y flexibilidad.

- 1) BARRA SIMPLE.
- 2) BARRA SECCIONADA.
- 3) BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE INTERCONEXION.
- 4) BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA.
- 5) BARRA PRINCIPAL Y BARRA AUXILIAR.
- 6) BARRA PRINCIPAL, BARRA AUXILIAR Y BARRA DE TRANSFERENCIA (también llamado "TRIPLE BARRA").
- 7) ANILLO.

- 8) INTERRUPTOR Y MEDIO.
- 9) DOBLE INTERRUPTOR.

Los diagramas de estos arreglos se explicará con más detalle en la sección 1.4.

1.3.2 NIVELES DE TENSION.

Para determinar los Niveles de tensión de una Subestación, dependerá de la localización de ésta. Dentro de la gama 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 subestación 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, el nivel de tensión queda obligada por la tensión de tal línea.

1.3.2.1 TENSIONES NORMALIZADAS.

El principal objetivo de la normalización de los niveles de tensión es el fijar dichas tensiones de los sistemas de energía eléctrica y así mismo fijar la tendencia que conviene seguir al hacer nuevas obras.

Esta normalización depende de las normas usadas en cada país y según criterios de las empresas encargadas de los sistemas eléctricos.

En México se cuenta con ciertas normas; [ref. 1.3], que involucran tensiones normalizadas para los sistemas de C.A. entre 100 y 1000 V, para sistemas con tensiones mayores de 1000 V y para sistemas de tracción de C.D. y C.A. La tabla 1.2 muestra los valores de tensiones normalizadas, de interés para nuestro estudio.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA kV	TENSION MAXIMA PARA EL EQUIPO kV
4.16	5
13.8	15
23	25
34.5	38.5
69	72.5
115	123
230	245
400	420
*	*

* Valores mayores bajo consideración.
Fuente: NOM. "Tensiones Normalizadas", 1978, pag. 3.

TABLA 1.2 TENSIONES NORMALIZADAS

I.3.2.2 RELACION ARREGLO DE BARRAS - NIVELES DE TENSION.

Para la selección del arreglo de barras, se debe tomar en cuenta los niveles de tensión a los que estará conectada la subestación. De acuerdo a los esquemas tipificados por C.F.E. se tiene la tabla siguiente:

ARREGLO	NIVELES DE TENSION (kV)						
	13.8	23	34.5	69(1)	115	230	400
BARRA SIMPLE	■(2)	■(2)	(2)	■(3)	■(3)		
BARRA SECCIONADA	■(2)	■(2)	(2)				
B.P. - B. INTERC.	■	■	■				
B.P. - B.T.				■(4)	■(4)		
B.P. - B.A.					✓	■	
B.P.- B.A.- B.T.							
ANILLO		■					
INT. Y MEDIO							■
DOBLE INTERRUPTOR							

- Preferente.
- (1) Redes de crecimiento limitado (ampliaciones).
- (2) Tablero tipo " Metal Clad ".
- (3) S.E. de distribución, con opción futura para Barra Principal y Barra de Transferencia.
- (4) En caso de ser la tensión secundaria en subestaciones de 230 kV en el lado primario.
- ✓ Para el caso de que la tensión primaria sea 400 kV, con capacidades mayores a 200 MVA, como práctica común.

TABLA 1.3
ARREGLOS DE BARRAS USADOS EN C.F.E.
SEGUN NIVELES DE TENSION

I.3.3 NUMERO DE CIRCUITOS EN CADA NIVEL DE TENSION.

El diagrama unifilar, debe incluir el número de circuitos conectados tanto en las barras de baja tensión, como en las barras de alta tensión, según sea el tipo de subestación, representando cada uno de ellos, considerando las provisiones para futuras ampliaciones.

I.3.4 NUMERO Y TIPOS DE BANCOS DE TRANSFORMACION.

Se deben indicar claramente el número de bancos de transformación, incluyendo :

- Su Tipo Operativo (Autotransformador, Transformador).
- El Número de Fases (Monofásico, Trifásico).
- La Conexión de sus Devanados (Delta, Estrella, Estrella Aterrizada, etc.).
- Su Capacidad.
- Tipo de Enfriamiento y toda aquella información de referencia para su identificación.

I.3.5 DESTINO Y LONGITUD DE CADA CIRCUITO.

Se debe de indicar en el diagrama unifilar la longitud de cada circuito conectado a las barras, así como el destino que estos tengan. Estos es importante para darse una idea clara de la interconexión de la subestación con otras subestaciones o plantas generadoras.

I.3.6 CANTIDADES DE EQUIPO PRIMARIO POR ALIMENTADOR

En la instalación eléctrica de una subestación se conoce como equipo primario; a todo el equipo mayor instalado en la subestación; como son: Apartarrayos, Transformadores de Potencial, Transformadores de Corriente, Trampas de Onda, Reactores, Interruptores, Cuchillas, Transformadores de Potencia, Bancos de Capacitores, Autotransformadores.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

En el diagrama unifilar debe indicarse las cantidades de equipo primario tanto para cada alimentador, como para cualquier otra rama conectada a las barras colectoras. Es común que existan dos o más alimentadores con equipo primario similar; en estos casos es permitido indicar las características completas de equipo en un solo alimentador y hacer referencia a éste en los restantes.

1.3.7 LOCALIZACION DEL EQUIPO PRIMARIO.

Los diagramas unificables indican además el orden de ubicación de los equipos primarios con relación a los equipos asociados más cercanos, dependiendo de cada arreglo de barras. Esto es, se debe de tener un visión clara de la situación y el seguimiento de el equipo, para así, obtener mayor provecho de el diagrama unifilar, sin omitir algún dispositivo. Además se recomienda que la distribución indicada de los equipos se lo más apegada posible a la disposición física real.

I.4 DIAGRAMAS UNIFILARES SIMPLIFICADOS PARA LOS DIFERENTES TIPOS DE ARREGLOS DE BARRAS.

I.4.1 ARREGLO DE BARRA SIMPLE.

El arreglo de barra simple es el más económico y sencillo que existe, su aplicación es preferentemente en subestaciones de bajo nivel de tensión (13.8 - 34.5 kV), cuyo objetivo operativo es alimentar servicios radiales de baja carga (ver figura 1.2).

I.4.2 ARREGLO DE BARRA SECCIONADA.

El arreglo de barra seccionada es solo una variación del arreglo de barra simple. Esta variación consiste en darle mayor flexibilidad al seccionar la barra simple, y así poder seccionar y aislar una falla en barras, permitiendo seguir operando con la parte de la barra que no contiene la falla (ver figura 1.3).

I.4.3 BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE INTERCONEXION.

El siguiente arreglo conocido como arreglo de Barra Principal y barra de Interconexión, también es usado en niveles bajos de tensión para subestaciones de distribución (13.8 - 34.5 kV), solo que ofrece mayor flexibilidad que los arreglos de barra simple y barra seccionada. Con respecto a estos dos últimos, se agrega una tercera cuchilla de transferencia (BY - PASS) por cada circuito, la cual se conecta precisamente a la Barra de interconexión (ver figura 1.4); con lo cual es posible, hasta cierto punto, dar mantenimiento a los interruptores sin interrumpir el servicio. Por ejemplo, si se le da mantenimiento al interruptor de la línea L2, cerrando las cuchillas de transferencia de L1 y L2, quedando alimentadas las dos líneas por el interruptor de L1. Bajo estas condiciones debe verificarse que la carga total de las 2 líneas no exceda los amperes nominales primarios de los transformadores de corriente, ni la capacidad del interruptor que los alimenta.

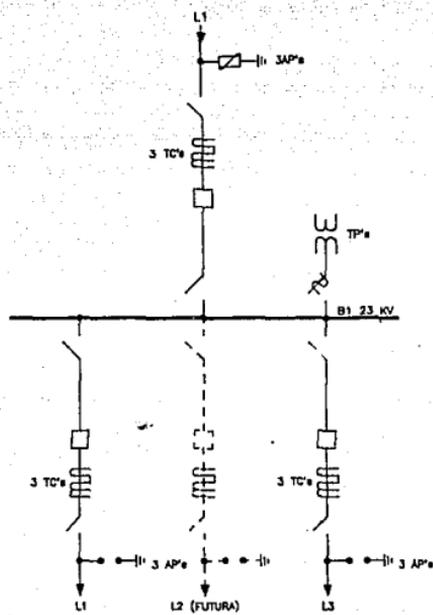


FIG. 1.2 ARREGLO DE BARRA SIMPLE

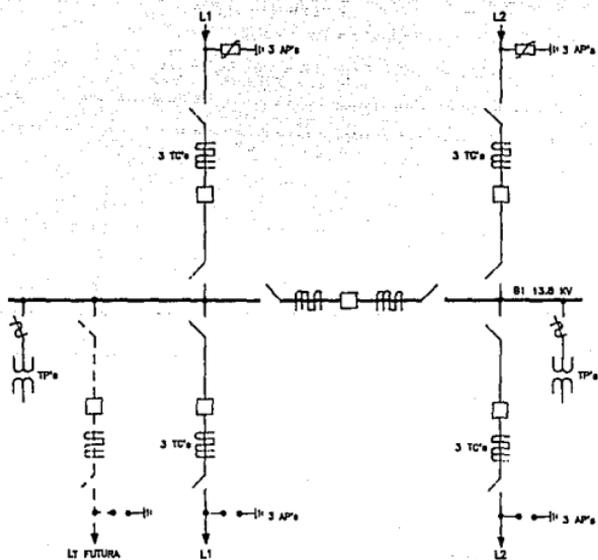


FIG. 1.3 ARREGLO DE BARRA SIMPLE SECCIONADA

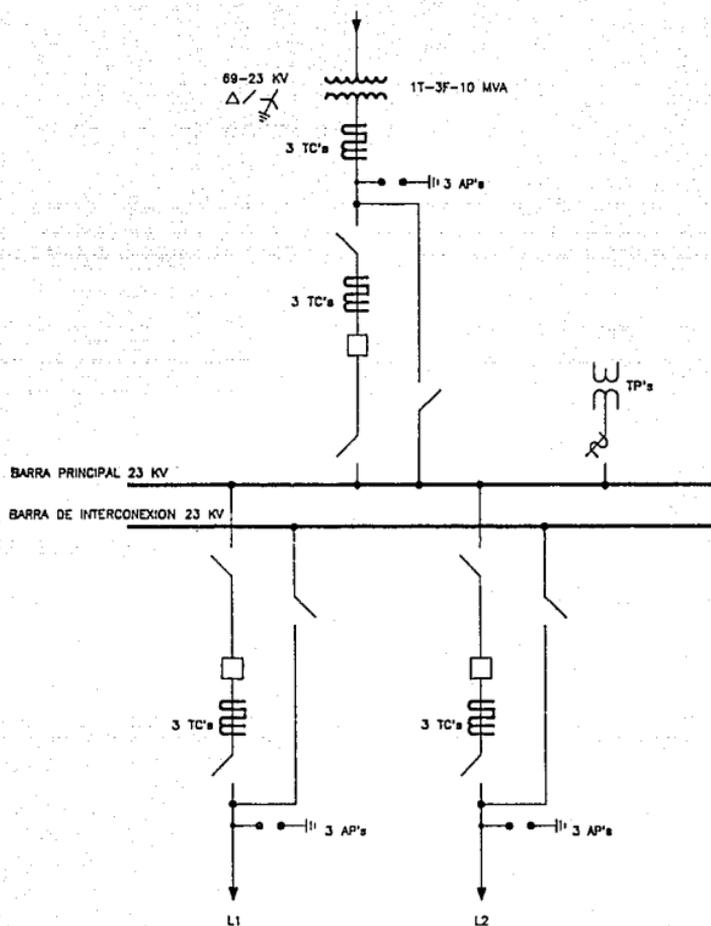


FIG. 1.4 ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE INTERCONEXION

Capítulo I. Selección del Diagrama Unifilar Simplificado

Para el caso de dar mantenimiento al interruptor del banco de transformación, la opción es usar la cuchilla de transferencia, pero quedará sin protección, otra opción es contar con otro banco de transformación paralelo que soporte toda la carga de la barra principal.

Cabe mencionar que para los arreglos hasta ahora mencionados, que usan niveles bajos de tensión, es posible tener una disposición de equipo montado en estructuras, ya que el equipo es relativamente ligero, teniendo un considerable ahorro de espacio. Para todos los arreglos con otros niveles de tensión (69 - 400 kV), es preferible usar disposiciones físicas de equipo a nivel del piso, para facilitar las maniobras de operación y mantenimiento, y ahorrar costo en estructuras mayores requeridas para pesos grandes.

I.4.4 ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA.

Este arreglo implica mayor costo, ya que requiere mayor superficie de terreno, más equipo primario, aisladores, herrajes, conductores, tableros de protección y control más sofisticados, etc., pero cuenta con mayores ventajas de flexibilidad, confiabilidad, manejo de mayores volúmenes de energía y facilidades operativas para mantenimiento, ya que se cuenta, además de la cuchilla de transferencia, con un interruptor comodín conocido como interruptor de transferencia (ver figura 1.5), el cual puede sustituir a cualquier interruptor de línea o banco de transformación.

El empleo del arreglo de barra principal y barra de transferencia es principalmente en subestaciones de 69 y 115 kV.

La secuencia de operaciones necesaria para sustituir un interruptor de línea o banco de transformación por el interruptor de transferencia es la siguiente:

- 1) Se abre el interruptor de línea o banco al cual se va a dar mantenimiento.
- 2) Se abren las dos cuchillas del interruptor de línea o banco.
- 3) Se cierra la cuchilla de transferencia o "by - pass" de la línea o banco cuyo interruptor va a ser sustituido.

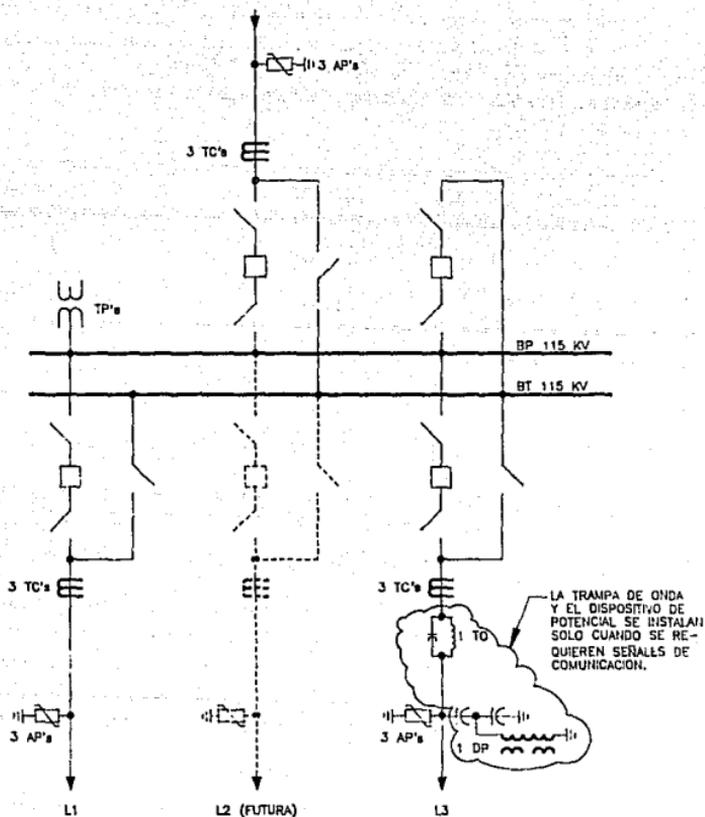


FIG. 1.5 ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA

- 4) Se cierran las dos cuchillas del interruptor comodín.
- 5) Se cierra el interruptor comodín.

Es importante aclarar que en este tipo de arreglo, la posición de los transformadores de corriente sea de tal forma respecto a las cuchillas, de manera que, independientemente de la posición de estas, siempre se tenga señal de corriente para medición y protección.

I.4.5 ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA AUXILIAR.

El arreglo de Barra Principal y Barra Auxiliar (ver figura 1.8) es similar al de barra Principal y Barra de Transferencia. Se incrementa el costo de equipos primarios y se emplea el mismo espacio y estructura, obteniendo mayores índices de flexibilidad, confiabilidad, facilidades operativas y continuidad de servicio, al permitir sacar de operación una barra y continuar con el servicio a través de la barra auxiliar, operando como principal. por lo anterior la capacidad de conducción de ambas barras será de igual capacidad.

Se cuenta también con un interruptor comodín que es capaz de sustituir los interruptores de cualquiera de los alimentadores de línea o banco, y además enlazar ambas barras, por lo que se conoce como interruptor de reserva o interruptor de amarre, ya que realiza las dos funciones. Este interruptor de amarre opera en condiciones normalmente cerrado, teniendo unidas eléctricamente los dos juegos de barras (principal - auxiliar). Para lograr esto, se necesita una cuarta cuchilla desconectadora, esta última permite a un alimentador conectarse indistintamente a cualquiera de las barras.

La transferencia de un alimentador de una barra a otra, se realiza de la siguiente manera:

- 1) Se cierra la cuchilla del alimentador que lo conecta con la barra a la cual se va a transferir.
- 2) Se abre la cuchilla de la barra a la cual se encontraba conectado el alimentador.

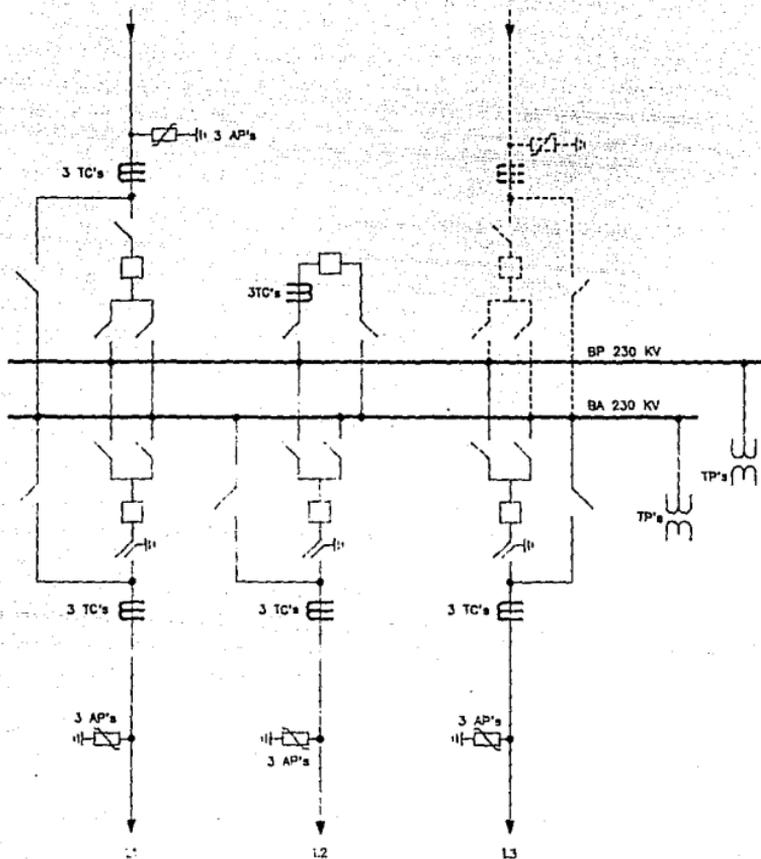


FIG. 1.6 ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA AUXILIAR

Capítulo I. Selección del Diagrama Unifilar Simplificado

Se aprecia aquí una de las mayores ventajas de este arreglo, pues en la maniobra anterior se requirió de abrir el interruptor del alimentador, y en este arreglo, no se interrumpió el suministro del alimentador transferido.

Para sustituir el interruptor de alguno de los alimentadores por el interruptor de reserva, para efectos de mantenimiento o por falla de este, se procede a las siguientes maniobras:

- 1) Se transfieren a la barra principal todos los alimentadores que estén conectados a la barra auxiliar.
- 2) Se abre el interruptor de amarre.
- 3) Se abre el interruptor que va a ser sustituido.
- 4) Se abren las tres cuchillas del interruptor a sustituir
- 5) Se cierra la cuchilla de transferencia del alimentador cuyo interruptor va a ser sustituido.
- 6) Se cierra el interruptor de amarre o reserva.

La aplicación básica de este arreglo es en subestaciones de 230 y 400 kV, debido al manejo de grandes volúmenes de energía y que requieren de un alto grado de confiabilidad y eficiencia; este arreglo también encuentra aplicación para 400 kV en subestaciones aisladas en hexafluoruro de azufre (SF_6), en vez del arreglo de interruptor y medio, que se explicará más adelante, ya que en este tipo de subestaciones se eleva en gran proporción el costo del equipo.

Otra característica importante de este arreglo es que, con el objeto de complementar los esquemas de protección de falla de interruptor y diferencial de barras, se adiciona un juego de transformadores de corriente al interruptor de reserva, localizados por normalización hacia la barra principal.

I.4.6. ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL, BARRA AUXILIAR Y BARRA DE TRANSFERENCIA.

Se conoce también como arreglo de "Triple Barra" y es una variante del arreglo de Barra Principal y Barra Auxiliar, la diferencia estiba en que las cuchillas de transferencia, en vez de conectarse a la barra auxiliar, se conectan a una tercera barra denominada "de Transferencia", por lo que tiene mayor flexibilidad. Claro está que su costo es más elevado, debido a que necesita más espacio, estructura, tableros de control, protección y medición más sofisticados, etc., se ha empleado en subestaciones que están actualmente en servicio con niveles de tensión de 115, 230 y 400 kV y que pueden requerir de ampliaciones.

Este arreglo se muestra en la figura 1.7, y se observa que cuenta con un interruptor de amarre de barras (B.P. y B.A.), y un interruptor de reserva o comodín (B.P., B.A. y B.T.), con cuchillas tanto hacia la barra principal como a la barra auxiliar, con el objeto de poder sustituir el interruptor de un circuito conectado a cualquiera de las dos barras.

I.4.7 ARREGLO EN ANILLO.

Este tipo de arreglo es diferente a los arreglos anteriormente mencionados, ya que no cuenta con barras colectoras; (ver figura 1.8), es muy flexible en su operación, y encuentra su aplicación en salida de 23 kV, de las subestaciones de distribución y en subestaciones de 230 kV, utilizando anillo sencillo, o doble en el caso de tener más de 2 transformadores (figura 1.9).

Permite perfecta continuidad de servicio, aun en el caso de que salga de servicio cualquier transformador de línea. Al salir de servicio cualquier circuito por motivos de falla, se abren los dos interruptores adyacentes, se cierran los interruptores de enlace y queda reestablecido el servicio instantáneamente. Si el mantenimiento se efectúa en uno de los interruptores normalmente cerrados, al quedar desenergizado, el alimentador respectivo se transfiere al circuito vecino, previo cierre automático del interruptor de amarre.

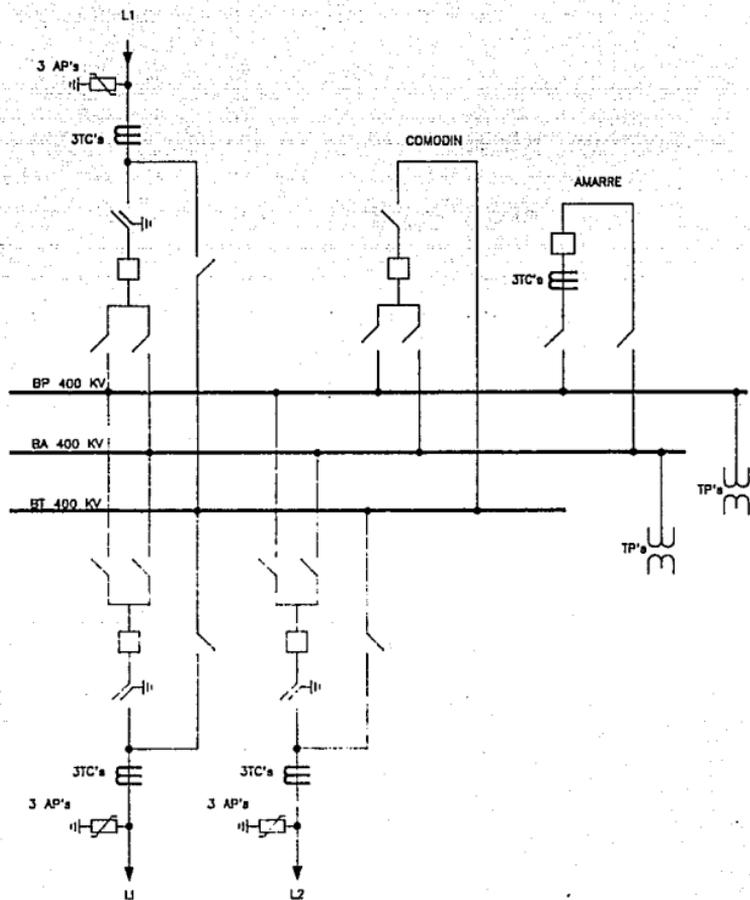


FIG. 1.7 ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL, BARRA AUXILIAR Y BARRA DE TRANSFERENCIA.

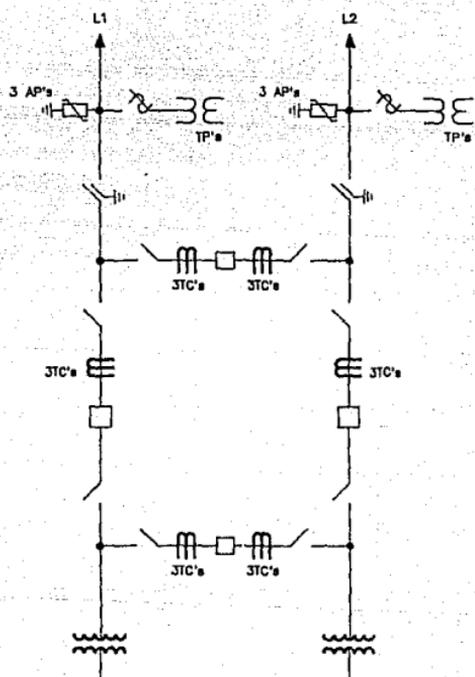
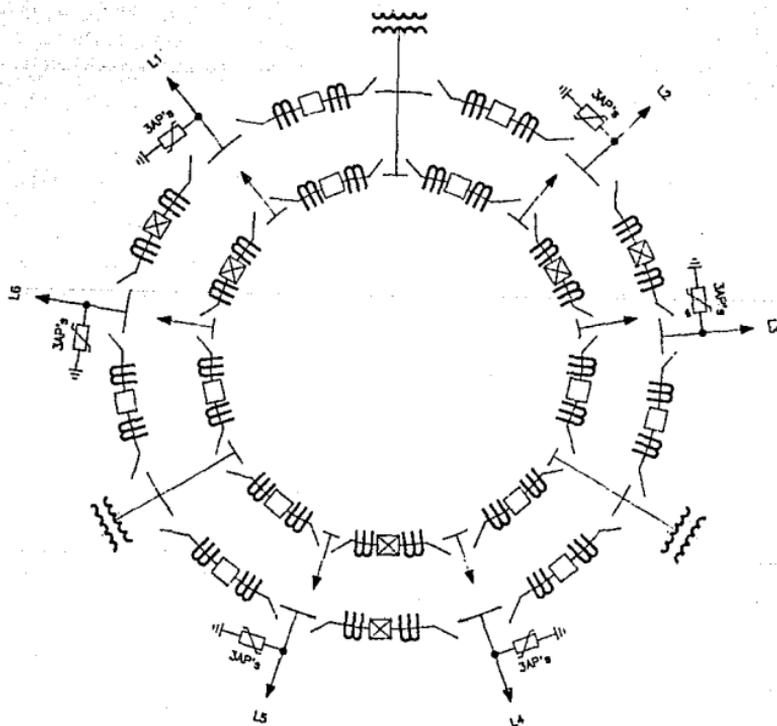


FIG. 1.8 ARREGLO EN ANILLO SENCILLO.



- ☒ INTERRUPTORES ABIERTOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION
- ☐ INTERRUPTORES CERRADOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACION

FIG. 1.9 ARREGLO EN ANILLO DOBLE.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

I.4.8 ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO.

El nombre de este arreglo proviene de que por cada alimentador corresponde un interruptor y medio, es decir, en la figura 1.10 se observan dos alimentadores, por lo que se tienen 3 interruptores, y el tercero de estos es compartido por los dos alimentadores. Esto proporciona la posibilidad de dar mantenimiento a cualquiera de los interruptores principales sin afectar el servicio.

Por esto último, cabe hacer notar que cualquiera de los alimentadores debe ser capaz de soportar la carga de ambos. El interruptor compartido y sus cuchillas asociadas están normalmente cerrados.

La aplicación más frecuente para este tipo de arreglo, en instalaciones de C.F.E., es en subestaciones de 230 y 400 kV. Existen dos versiones de este arreglo en cuanto a disposiciones físicas se refiere, estas son:

- Arreglo en " I " ; (figura 1.10).
- Arreglo en " U " ; (figura 1.11).

Para el arreglo en " I " se requiere de un terreno más largo, las barras están en los extremos y las salidas de línea son hacia lados opuestos, para reducir las necesidades de terrenos largos se desarrolló el arreglo en "U" que reúne las dos barras, e intercala el interruptor del medio entre cada dos alimentadores, permitiendo la salida de las líneas hacia un mismo lado de la subestación.

I.4.9 ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR.

El arreglo de doble interruptor (ver figura 1.12), presenta las mejores condiciones de flexibilidad, confiabilidad y continuidad sin embargo, el costo es demasiado alto, ya que prácticamente se duplican los equipos por alimentador, requiere mayor mantenimiento y mayor superficie de terreno.

Solo ha encontrado verdadera justificación en subestaciones de planta con niveles de tensión de 230 y 400 kV que manejen grandes volúmenes de potencia.

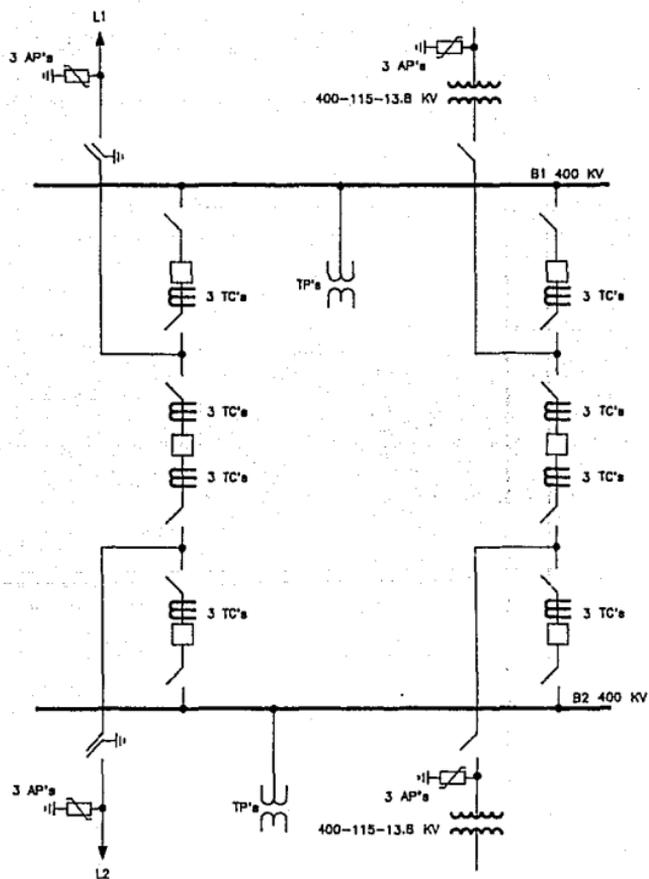


FIG. 10 ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO CON DISPOSICIÓN FÍSICA EN "1".

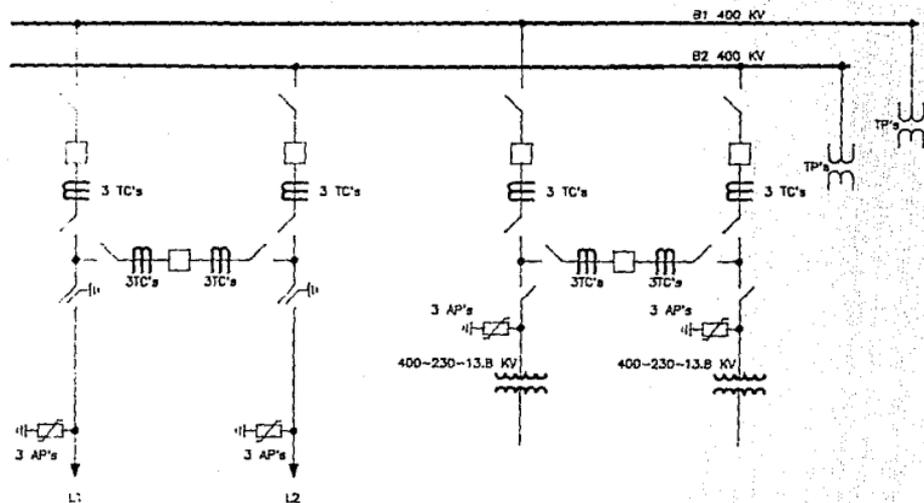


FIG. 11 ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO CON DISPOSICION FISICA EN " U ".

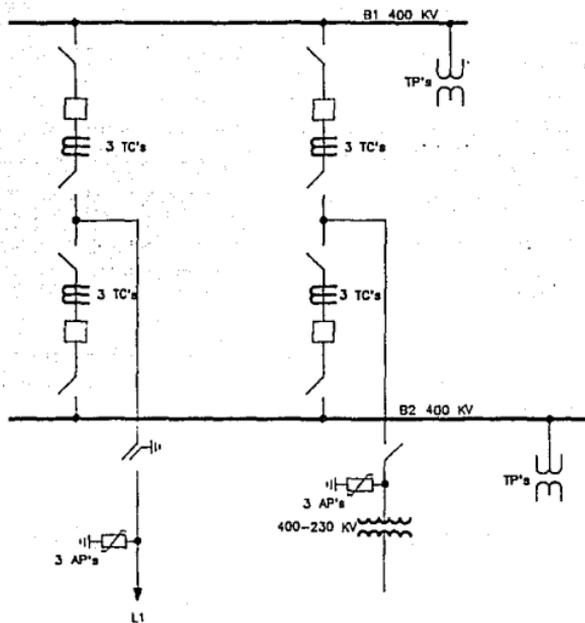


FIG. 12 ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR

1.5 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF₆

Los diagramas unifilares simplificados que representan subestaciones encapsuladas y aisladas en SF₆ (hexafluoruro de azufre) solo difieren de los que representan a subestaciones convencionales en aire en la localización de las cuchillas para conexión a tierra. En la figura 1.13 se aprecia un ejemplo de el diagrama unifilar simplificado de una subestación en SF₆.

En subestaciones en SF₆, las envolventes o carcazas constituyen un medio continuo de conexión a tierra e igualan potenciales al neutro, además, debe ser posible mantener la subestación en servicio mientras se efectúa mantenimiento en algún módulo de cuchilla o interruptor principal.

Por lo anterior, la localización de las cuchillas de puesta a tierra en subestaciones en SF₆ se hace siempre en ambos extremos de aquellos módulos que conecten o desconecten partes "vivas" (buses) de la subestación.

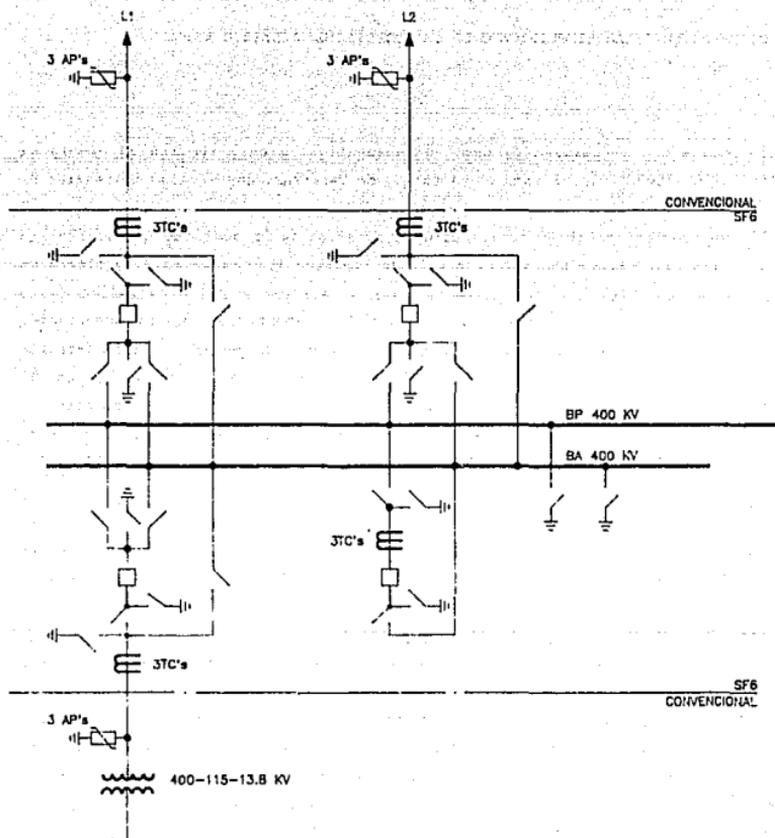


FIG. 1.13 EJEMPLO DE UNA SUBSTACION ENCAPSULADA EN SF₆ CON ARREGLO DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA AUXILIAR

I.6 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SUBESTACION 115/13.8 kV.

Tomemos ahora el estudio de nuestra subestación la cual llevará el nombre de SUBESTACION "COATEPEC", localizada en el estado de Veracruz, con niveles de tensión de 115 y 13.8 kV. Haciendo un análisis de el por que los niveles de tensión mencionados, para ello se requiere saber la localización geográfica de la subestación, la cual se muestra en la figura 1.14. En la figura 1.15 se tiene un esquema de la trayectoria de las líneas de transmisión y de las subestaciones cercanas a la localización de la subestación "Coatepec", se puede observar que la alimentación de la subestación "Coatepec" tendrá que ser tomada de la línea de transmisión que va de la subestación "Jalapa I" a la subestación "Jalapa II", dicha línea tiene un nivel de tensión de 115 kV y con base en la sección I.3.2, se encuentra que cuando la subestación se alimenta a través de una línea de transmisión, la tensión de la subestación "Coatepec" queda obligada por la tensión de la línea de transmisión, que en este caso es de 115 kV.

Por lo que respecta al nivel de tensión de 13.8 kV., se justifica tomando en cuenta que la subestación "Coatepec" realizará la función de una subestación de distribución y para estos fines la C.F.E. Utiliza el mencionado nivel de tensión.

Para determinar el tipo de arreglo de barras a emplear, se consulta la tabla 1.3. Para el nivel de tensión de 115 kV, el arreglo preferente recomendado es el de "BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA", además la normalización de la C.F.E.;[ref. 1.4], recomienda este tipo de arreglo para subestaciones de 115 kV con capacidades menores de 100 MVA, con menos de tres alimentadores y con un solo banco de transformación. Tomando en cuenta las características pedidas por la Coordinación de Proyectos de Transmisión y Transformación (CPTT) de la C.F.E. para la subestación "Coatepec" que son 2 alimentadores por el lado de 115 kV y con un banco de transformación, se tiene justificada la elección de un arreglo de "BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA" en el nivel de 115 kV.

Para el nivel de 13.8 kV, la tabla 1.3 y la normalización de subestaciones tipo distribución [ref. 1.5] de C.F.E. recomienda un arreglo de "BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE

INTERCONEXION".

Con lo anterior se puede definir el diagrama unifilar simplificado de la subestación "Costepec", quedando pendiente el estudio de la elección del banco de transformación, que solo se indicará en el diagrama unifilar y se explicará a fondo en el capítulo III.

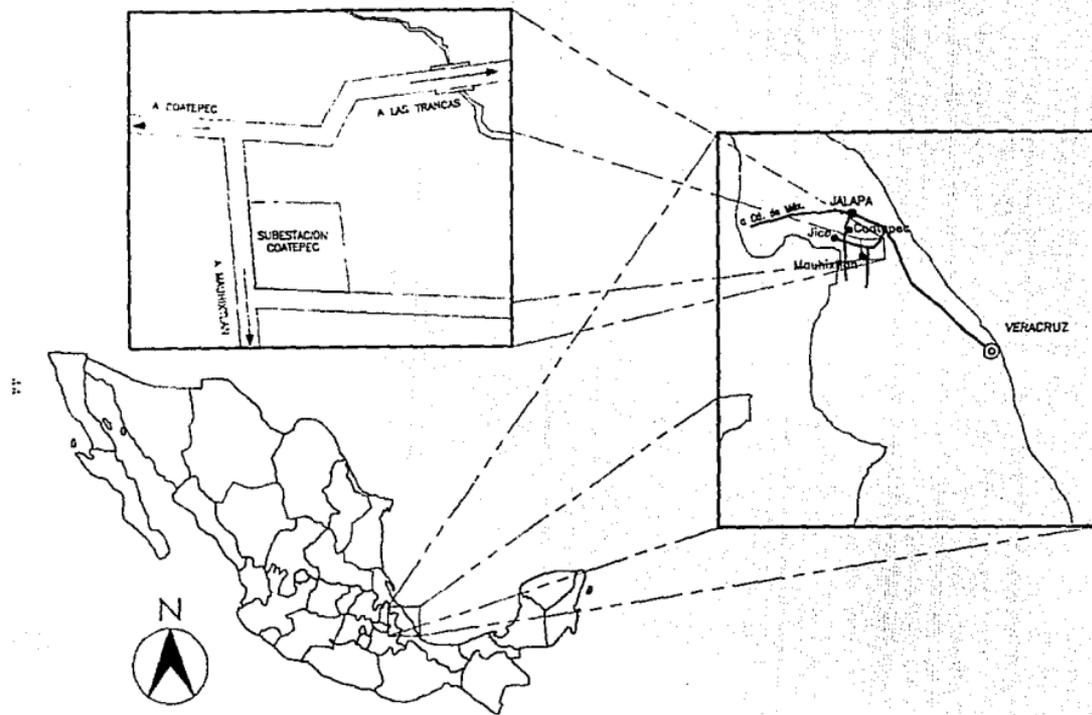


FIG. 1.14 PLANO DE LOCALIZACION DE LA SUBESTACION " COATEPEC "

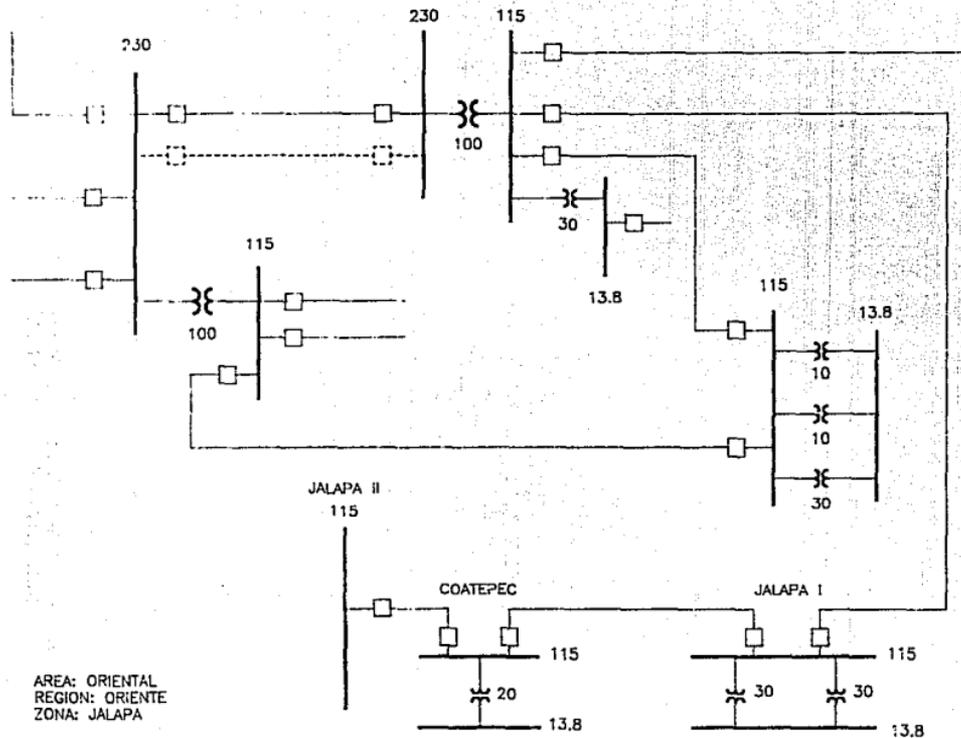


FIG. 1.15 INTERCONEXION DE LA SUBESTACION "COATEPEC" CON EL SISTEMA DE LA RED DE TRANSMISION.

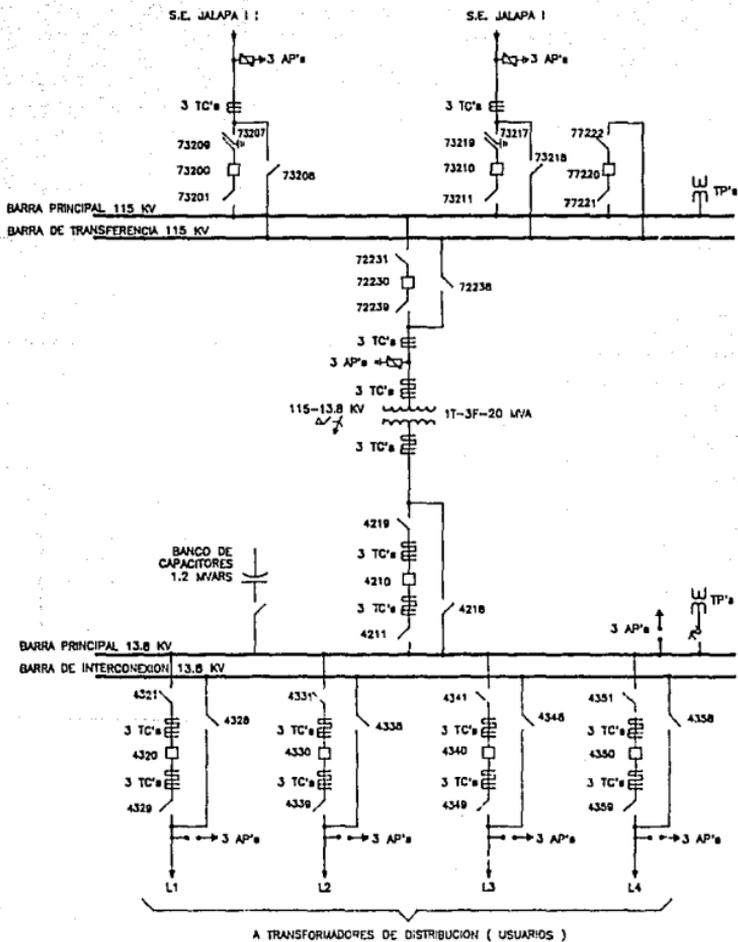


FIG. 1.16 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DE LA SUBESTACION "COATEPEC".

CAPITULO II : DIAGRAMA UNIFILAR DE CONTROL MEDICION Y PROTECCION

II.1 GENERALIDADES.

Ningún sistema eléctrico de potencia está exento de fallas, provocadas por perturbaciones (tales como corto circuito, sobretensiones por maniobra, descargas atmosféricas etc.) que desequilibren el funcionamiento normal del sistema, por lo que se debe considerar tales aspectos para el diseño de los sistemas de suministro de energía eléctrica.

En el diseño de una subestación eléctrica se necesita de un sistema que por medio de dispositivos de medición monitoree las señales (intensidad de corriente, voltaje, frecuencia, etc.) que maneje la instalación. Se debe contar además con un sistema de protección para tener una eficiente protección tanto de los equipos, como de los operadores de la subestación, además de asegurar la continuidad de servicio. Aunado a los anteriores se requiere de un sistema de control que permita hacer maniobras tanto de tipo manual como automático.

Para lograr esto se debe:

- Instalar sistemas de alarma que alerten en caso de falla o peligro.
- Retirar de servicio el equipo o parte de la instalación donde se localiza la falla y así evitar que dañe el resto de la instalación.
- Verificar la necesidad de emplear dispositivos de protección distintos para los diferentes tipos de falla.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Para diseñar un sistema de control, medición y protección de una subestación se inicia elaborando el Diagrama unifilar de Control, Medición y protección correspondiente, que se ajuste a las necesidades y cumpla con los requerimientos particulares de cada subestación; la magnitud y complejidad de este sistema (como se indicó en el cap. I inciso I.3), dependerá de la importancia y función a desempeñar de la subestación dentro de la red de energía eléctrica. Esto es a mayor tensión se requiere de sistemas más sofisticados y más confiables, por lo tanto serán de mayor costo.

Para la elaboración de el diagrama de control medición y protección, se debe de contar previamente con el diagrama unifilar simplificado de la subestación en estudio, y sobre de este, considerar los elementos de la subestación que requieran de dispositivos para su control medición y protección.

II.2 MODULOS DE UNA SUBESTACION.

Para un mejor entendimiento y facilitar la identificación de los elementos de una subestación, esta se puede dividir en módulos. En la figura 2.1 se muestra la subestación "Coatepec" en módulos. Los módulos que se muestran son los siguientes:

- 2 módulos de línea de 115 kV,
- 1 módulo de transferencia en 115 kV,
- 2 módulos de arreglos de barras, uno de 115 kV y uno de 13.8 kV,
- 1 módulo de banco de capacitores, en 13.8 kV. y
- 4 módulos de línea de 13.8 kV.

Estos módulos se pueden también considerar como zonas de protección, utilizadas para saber que dispositivos protegen a cierto equipo primario o parte de la instalación. Esta es la aplicación que en este caso se le dara.

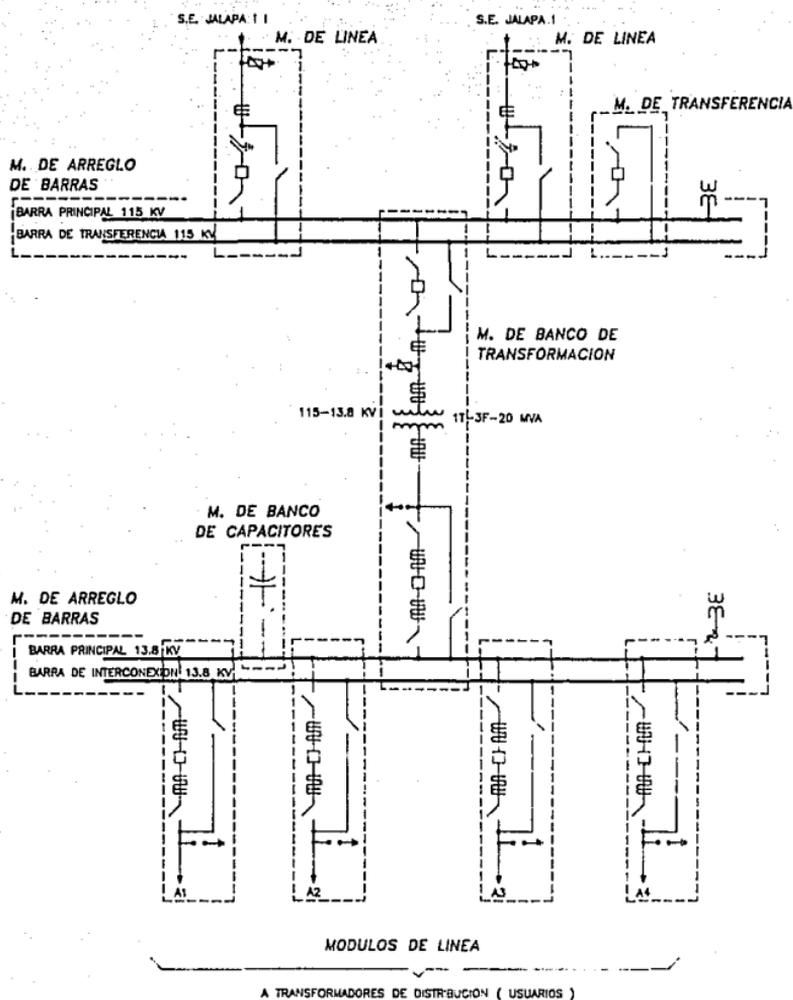


FIG. 2.1 MODULOS DE LA SUBESTACION "COATEPEC"

II.3 NOMENCLATURA.

La siguiente lista muestra la nomenclatura y abreviaturas de dispositivos más comúnmente usados en sistemas de control, medición y protección de subestaciones, según la norma ANSI/IEEE C37.2

P R O T E C C I O N	
NUMERO ANSI	DESCRIPCION
21	RELEVADOR DE DISTANCIA, FALLAS ENTRE FASES
21N	RELEVADOR DE DISTANCIA, FALLAS A TIERRA
25/27	RELEVADOR VERIFICADOR DE SINCRONISMO
43	CONMUTADOR DE TRANSFERENCIA PARA RECIERRE
49	RELEVADOR DE TEMPERATURA
50	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE INSTANTANEO
50FI	RELEVADOR DE FALLA DE INTERRUPTOR
50N	RELEVADOR INSTANTANEO DE FALLAS A TIERRA
51	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO
52	INTERRUPTOR DE POTENCIA
51N	RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO, FALLAS A TIERRA
60	RELEVADOR DE DESBALANCE DE TENSION
63	RELEVADOR DE PRESION DE GASES (BUCHHOLZ)
67	RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE
68	RELEVADOR DE BLOQUEO POR OSCILACION DEL SISTEMA
74	RELEVADOR DE ALARMA AUDIBLE
79	RELEVADOR DE RECIERRE
81	RELEVADOR DE FRECUENCIA
86	RELEVADOR AUXILIAR DE REPOSICION MANUAL
87	RELEVADOR DIFERENCIAL

TABLA 2.1 NOMENCLATURA ANSI PARA DISPOSITIVOS DE PROTECCION.

M E D I C I O N	
ABREVIATURA	DESCRIPCION
AM	AMPERMETRO
VM	VOLTMETRO
WM	WATTMETRO
WHM	WATTHORIMETRO
VARM	VARMETRO
VARHM	VARHORIMETRO
CAM	CONMUTADOR DE AMPERMETRO
CVM	CONMUTADOR DE VOLTMETRO
BPC	BLOCK DE PRUEBA DE CORRIENTE
BPT	BLOCK DE PRUEBA DE TENSION
AP	APARTARRAYOS
DP	DISPOSITIVO DE POTENCIAL
TC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
TP	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
TO	TRAMPA DE ONDA
RD	REGISTRADOR DE DISTURBIOS
OPG	OSCILOPERTURBOGRAFO
CS	CONTROL SUPERVISORIO
TD	TRANSDUCTOR

TABLA 2.2 ABREVIATURAS DE APARATOS DE MEDICION.

II.4 MEDICION.

Como se mencionó anteriormente es necesaria la utilización de ciertos dispositivos que puedan medir las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de la instalación de baja y alta tensión en la subestación.

Las magnitudes eléctricas a considerar y los dispositivos empleados, se muestran en la tabla 2.3. Y en la tabla 2.4 se muestran los dispositivos de medición a emplearse en cada uno de los módulos de una subestación.

MAGNITUD ELECTRICA	DISPOSITIVO DE MEDICION
CORRIENTE	AMPERMETROS
TENSION	VOLTMETROS
FRECUENCIA	FRECUENCIMETROS
FACTOR DE POTENCIA	MEDIDORES DE FACTOR DE POTENCIA
POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA	WATTMETROS Y VARMETROS
ENERGIA ACTIVA Y REACTIVA	WATTHORIMETROS Y VARHORIMETROS

TABLA 2.3 DISPOSITIVOS DE MEDICION

MODULO	VM	FM	AM	WM	VARM	WHM	VAHRM
BANCO DE TRANSFORM.			X	X	X	X(1)	X
LINEAS			X	*X	*X	X(2)	*X(2)
BARRAS COLECTORAS	X	X(3)					
BANCO DE CAPACITORES			X(4)		X(4)		

- (1) Para Bancos con salida para distribución
 - (2) líneas de interconexión entre sistemas y servicio a particulares en A. T.
 - (3) En subestaciones con tensiones inferiores a 230 kV, se debe instalar en las barras de mayor tensión.
 - (4) Solo es necesaria una medición, es decir Potencia reactiva o corriente
- * No necesarios para líneas radiales de 13.8 kV.

TABLA 2.4 MEDICION POR MODULOS DE UNA SUBESTACION.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

II.4.1 SISTEMAS DE MEDICION.

II.4.1.1 LOCAL.

Este sistema se utiliza en subestaciones operadas manualmente y en subestaciones conocidas como "no atendidas". En este tipo de subestaciones todos los aparatos se encuentran en la caseta de control; dentro de los límites de la subestación.

II.4.1.2 REMOTO.

Consiste en transmitir los datos de una subestación al Centro de Control del Sistema.

El envío de estos datos puede ser por medio de microondas, radio, carrier y con ayuda del control supervisorio y de Transductores. Los transductores acondicionan las señales de los transformadores de instrumento, en señales de corriente o voltaje de corriente directa. Las salidas de corriente son del orden de miliamperes; las salidas de voltaje pueden ser del orden de algunos milivolts o del orden de algunos volts.

II.4.1.3 MIXTO.

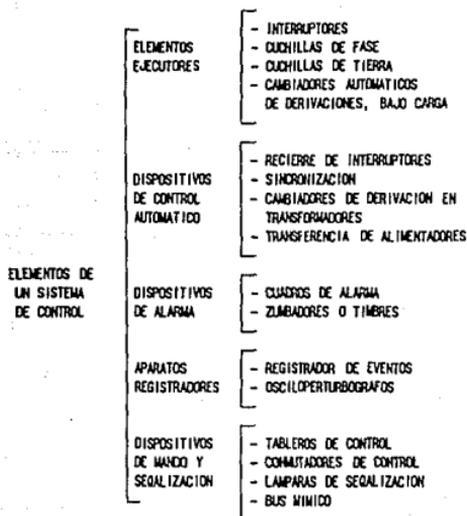
Incluye los dos sistemas anteriores y se utiliza en subestaciones de gran magnitud que puedan ser operadas manualmente o telecontroladas.

II.5 CONTROL.

El sistema de control es el necesario para poder efectuar maniobras en forma manual o automática en la instalación de una subestación. Al igual que el sistema de medición, este puede ser del tipo de control local y remoto. El primero usado en subestaciones que cuentan con operadores a toda hora y el segundo cuando no existe personal de operación permanente. En la mayoría de los casos se cuenta con equipo local y con equipo en control supervisorio o remoto; de esta manera la subestación puede ser controlada por control supervisorio y en la caseta de control de la subestación.

II.5.1 ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE CONTROL.

En una forma general se puede explicar las partes de un sistema de control, con el siguiente cuadro sinóptico.



II.6 PROTECCION.

Antes de entrar al estudio de un sistema de protección, se indicarán los tipos de perturbaciones más comunes que se presentan en las subestaciones, las cuales son:

- SOBRETENSIONES
- SOBRECORRIENTES

Las primeras se presentan de dos formas, las sobretensiones por maniobra, causadas principalmente por la operación de interruptores, y las sobretensiones causadas por descargas atmosféricas, éstas son de magnitud aleatoria.

En equipos que trabajan con tensiones arriba de 230 kV las sobretensiones más severas son las ocasionadas por maniobra de interruptores debido a que se manejan niveles de tensión altos. Y para niveles de tensión menor a 230 kV son de mayores consecuencias las tensiones provocadas por descargas atmosféricas. Para proteger la instalación contra sobretensiones se debe hacer un estudio de Coordinación de Aislamiento, este tópico se explicara en su oportunidad.

Las perturbaciones por Sobrecorrientes, se deben principalmente a fallas por corto circuito y por sobrecargas. Para este tipo de disturbios se diseña el sistema de protecciones, el cual es el objetivo de estudio de el presente capítulo.

II.6.1 SISTEMAS DE PROTECCION.

Para la protección de una subestación, dependiendo de la importancia de ésta, se debe de contar con los siguientes sistemas de protección:

- PROTECCION PRIMARIA.
- PROTECCION SECUNDARIA O DE RESPALDO.
- PROTECCION DE RESPALDO REMOTA.

Capítulo II. Diagrama Unifilar de Control, Medición y Protección

Es decir cuando ocurre una falla en cualquier punto de la instalación, la protección primaria de la zona donde ocurrió la falla, debe de operar con la mayor rapidez posible, en dado caso que tal protección fallara, la protección de respaldo que arranca al mismo tiempo que la primaria, pero que se ajusta con un retardo de tiempo, debe de aislar la falla, y por si esta última también no actúa, se activará la protección remota, la cual opera por medio de las protecciones primarias de las subestaciones alimentadoras.

II.6.1.1 PROTECCION PRIMARIA.

Esta protección se diseña para que desconecte la minima porción posible de la instalación, tomando en consideración que:

- Se deben de disparar todos los interruptores que envían energía a esa zona.
- Considerar zonas de traslape para el dado caso de que ocurra una falla en la zona de traslape, se deben de disparar todos los interruptores que alimenten a las 2 zonas.

Las causas de que no opere la protección primaria es por falla en los interruptores (mecanismo de operación o circuito de disparo), alimentación de corriente directa, relevador o transformador de instrumento.

II.6.1.2 PROTECCION SECUNDARIA

Debe ser un sistema independiente de la protección primaria, para que no se afecten entre si. Por lo general desconectan una mayor porción del sistema.

II.6.1.3 PROTECCION 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

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

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.

En esta protección se utilizan relevadores de distancia, y cuya señal se envía a través de hilopiloto, si la distancia es menor de 20 Km, y si la distancia es mayor, a través de un equipo de onda portadora (*carrier*).

II.6.2 CARACTERISTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCION.

Se tienen ciertas características con las cuales debe de contar un sistema de protección para que su funcionamiento sea el adecuado dentro del diseño de una instalación que formará parte de un sistema eléctrico de potencia. Y de tales características dependerá su elección de acuerdo al equipo por proteger, las cuales son las siguientes:

- | | |
|-----------------------|--|
| SENSIBILIDAD. | Se dice que una protección debe detectar y operar con señales pequeñas de fallas, bajo las condiciones previamente determinadas. |
| SELECTIVIDAD. | Es decir, la protección debe tener la habilidad de discriminar entre fallas dentro de la zona protegida y fallas externas u otras condiciones de operación. |
| VELOCIDAD. | Característica necesaria para disminuir al máximo los daños y evitar que el sistema salga de sincronismo. La velocidad dependerá de la magnitud de la falla y de la coordinación con otras protecciones. |
| CONFIABILIDAD. | Certeza que se tiene de que la protección actuara en el momento que se requiera, pero que también que no operará en forma incorrecta. Por lo que se recomienda que la selección de los relevadores sea la correcta. Un buen mantenimiento en el esquema de protecciones mejora la confiabilidad. |

SIMPLICIDAD. El sistema debe de contar con la mínima cantidad posible de equipo y circuitería, para evitar que su instalación y mantenimiento sea inoperante.

II.6.3 RELEVADORES.

Los relevadores son dispositivos que se utilizan para enviar a los interruptores considerados, una señal de apertura en caso de falla en el sistema o equipo por proteger. En forma general se dice que funcionan, cuando comparando el valor actuante con un valor predeterminado (ajuste) envían una señal de operación, disparando así los interruptores de potencia.

II.6.3.1 TIEMPOS DE OPERACION DE RELEVADORES.

Los relevadores tienen diferentes tiempos de operación, la siguiente clasificación muestra estos:

Tipo Instantáneo: Operan en tiempos menores de 0.1 segundo.

Tipo de Alta Velocidad: Operan con menos de 0.05 segundos.

Tipo con Retraso de Tiempo: Estos cuentan con un mecanismo de ajuste de tiempo para su operación. En cuanto a su curva Tiempo - Corriente se tienen los siguientes tipos (ver fig. 2.2):

- Tiempo inverso.
- Tiempo muy inverso.
- Tiempo extremadamente inverso.

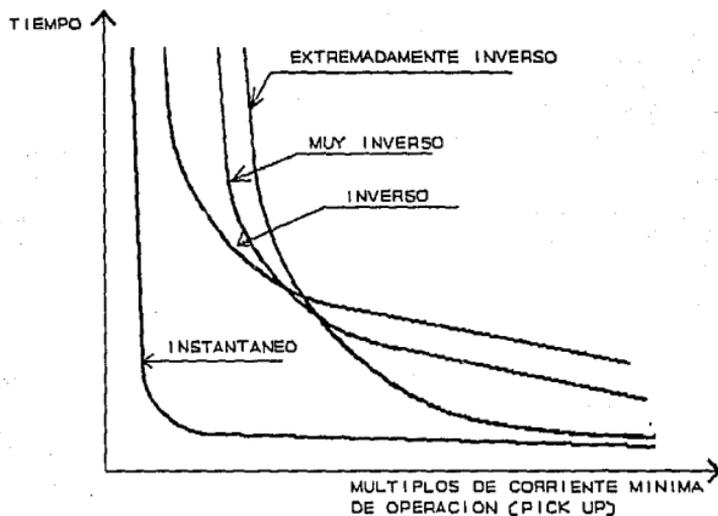


FIG. 2.2 CURVAS TIEMPO - CORRIENTE

La curva del relevador de tiempo inverso es relativamente lineal. 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. Los de tiempo extremadamente inverso tienen una curva con pendiente aún más pronunciada que la anterior.

II.6.3.2 TIPOS DE RELEVADORES.

RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE:

El relevador de sobrecorriente responde a una corriente predeterminada de magnitud mayor a la nominal o de carga máxima. Existen con diferente característica de tiempo de operación.

RELEVADOR DIFERENCIAL:

El relevador diferencial opera con la diferencia de las corrientes entrantes y salientes del área protegida. La figura 2.3 muestra que para condiciones normales de operación no existe diferencia de corrientes, es decir, i_0 igual a cero, y cuando existe una diferencia entre estas corrientes, opera la protección, i_0 diferente de cero.

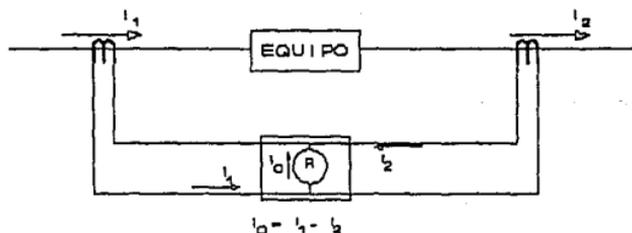


FIG. 2.3 PROTECCION DIFERENCIAL

RELEVADOR DE DISTANCIA:

Opera con señales de corriente y voltaje, con lo cual es posible medir la impedancia de la línea al punto de falla. Su ajuste se realiza en función de la distancia vista desde el relevador hasta el punto deseado de protección, lo que también se conoce como alcance del relevador.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE:

El relevador diferencial de sobrecorriente tiene la habilidad de comparar magnitudes o ángulos de fase y distinguir el sentido de los flujos de corriente.

Este tipo de relevadores es de gran utilidad en sistemas en anillo o que tienen diferentes fuentes de generación.

II.6.4 CONSIDERACIONES DE DISEÑO QUE AFECTAN LAS PROTECCIONES.

Cuando existe una falla, las variables que indican la condición anormal de operación, son la corriente, el voltaje y la frecuencia. En caso de falla se provoca una desviación de la corriente y el voltaje de sus valores nominales, pero se debe tener especial cuidado de que la frecuencia del sistema y por lo tanto la estabilidad no se afecte en forma significativa.

La Ingeniería de Protecciones debe contemplar todos aquellos factores que afecten la magnitud de la corriente de falla: la impedancia de los transformadores, su tipo de conexión, el número de devanados, si son autotransformadores (con o sin terciario), si están conectados a tierra, y si lo están en forma sólida o a través de una impedancia, etc; todo esto para evitar disparos incorrectos en una zona sana.

En cuanto al arreglo de barras y de líneas, se tiene que entre menos complicado sea éste, menos complicado será el sistema de protecciones.

II.6.5 PROTECCION DE LINEAS.

Las líneas deben protegerse contra todo tipo de fallas: de fase a fase, de fase a tierra, dos fases a tierra, tres fases a tierra y trifásica. La protección deberá tener la capacidad de distinguir entre corrientes de falla y la corriente de carga.

Para la protección de líneas de distribución, éstas se pueden proteger con relevadores de sobrecorriente, aunque este tipo de protecciones se acostumbra usar como protección de respaldo, y cuando se tienen diferentes fuentes de alimentación, será

necesario incluir dispositivos direccionales, haciéndose más compleja la coordinación de protecciones.

Otro tipo de protecciones se logra con relevadores de distancia, la cual es más selectiva y rápida, por lo que es utilizada como protección primaria. La protección de líneas por este medio se lleva a cabo por dos o tres zonas, según se requiera, asignando a cada una un determinado alcance. Por lo que tenemos que la zona 1 alcanza a detectar las fallas que ocurren desde la localización del relevador hasta aproximadamente el 90% de la línea; la zona 2 cubre el 125% de la línea y la zona 3 sensará todas las fallas ocurridas desde el origen hasta algún punto situado adelante de la siguiente subestación. Tomando en cuenta que la zona 2 deberá tener un retraso de tiempo con respecto a la zona 1 y la zona 3 con respecto a la zona 2.

II.6.6 PROTECCION DE BARRAS.

Las barras colectoras son puntos de unión de diversos elementos de los sistemas eléctricos de potencia, por lo que una falla en las barras afectaría a todo aquel equipo conectado a éstas. Las causas de falla se deben principalmente a deterioro de las cadenas o columnas de aisladores, y por errores humanos, por ejemplo, cuando algún operario la ocasiona con la pertiga de las cuchillas. La protección debe ser de alta velocidad y selectiva, es decir debe discriminar las fallas que ocurran fuera de las barras. Se debe tener especial cuidado para no tener interrupciones innecesarias.

Para las barras con niveles de tensión de 13.8, 23, 34.5 y 89 KV que reciben alimentación de un solo lado, la protección primaria es proporcionada por los relevadores de sobrecorriente del lado de baja del transformador que las alimenta.

En el caso de barras de 69 y 115 KV (barra principal y barra de transferencia) la protección primaria es con base en relevadores diferenciales y la protección de respaldo es proporcionada por relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso del lado de baja tensión del transformador alimentador y por los relevadores de sobrecorriente direccionales instalados en los extremos remotos de las líneas que llegan a las barras.

II.6.7 PROTECCION DE TRANSFORMADORES.

El transformador de potencia es el equipo más importante de una subestación y aunque falla con menos frecuencia que otros elementos de la instalación, cuando se presenta una falla en este provoca mayores disturbios. Por lo que debe de contar con sistemas de protección rápidos y seguros, tal protección debe distinguir entre corrientes de falla y corriente de magnetización o inrush. La protección más común para transformadores de potencia, es la diferencial, y en algunos casos por relevadores de sobrecorriente, cuando la protección diferencial no se justifica económicamente. Otra protección típica que alterna a la diferencial es a base del relevador Buchholz, característica por su sensibilidad a las fallas incipientes.

Protección primaria del transformador:

- Protección diferencial (87T).
- Protección Buchholz (83D).
- Protección contra sobrecargas (49T). Se usa un relevador térmico el cual acciona los ventiladores y el sistema de enfriamiento.

Protección de respaldo:

- Protección contra fallas en el lado de alta tensión. (relevadores de sobrecorriente de tiempo inverso).
- Protección contra fallas en el lado de baja tensión. (Relevadores de sobrecorriente de tiempo muy inverso).

II.6.8 PROTECCION DE BANCOS DE CAPACITORES.

En instalaciones de sistemas de distribución, se utilizan bancos de capacitores para compensar las cargas inductivas del sistema.

La protección de los bancos de capacitores consta de relevadores de sobrecorriente, para lo cual es necesario un interruptor de potencia para su desconexión, lo que además implica un aumento en el costo de la instalación. En algunas ocasiones se considera suficiente la protección por medio de fusibles de expulsión que proporciona el fabricante.

II.7 ESQUEMAS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION.

En la actualidad, con el gran crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia, se tienen muchas instalaciones de características similares, sobre todo en sistemas de distribución. Por esta razón y con el fin de realizar instalaciones de alta calidad y al menor costo, la Comisión Federal de Electricidad, elaboró una norma interna para esquemas de control, medición y protección en subestaciones de distribución [ref. 2.1], tomando en cuenta las prácticas de ingeniería empleadas en los últimos años. Este trabajo se apoyó en dicha normalización.

En las figuras 2.4 - 2.7 se muestran por módulos, los esquemas de Control, medición y Protección de la Subestación " COATEPEC ", tomando en consideración la filosofía de aplicación y los principios básicos de protecciones. Cabe señalar que la utilización de proteger con módulos es con la finalidad de facilitar esta tarea, y que una vez teniendo los módulos completos se integran en un plano único para tener así el esquema completo de toda la subestación.

L.T. JALAPA II

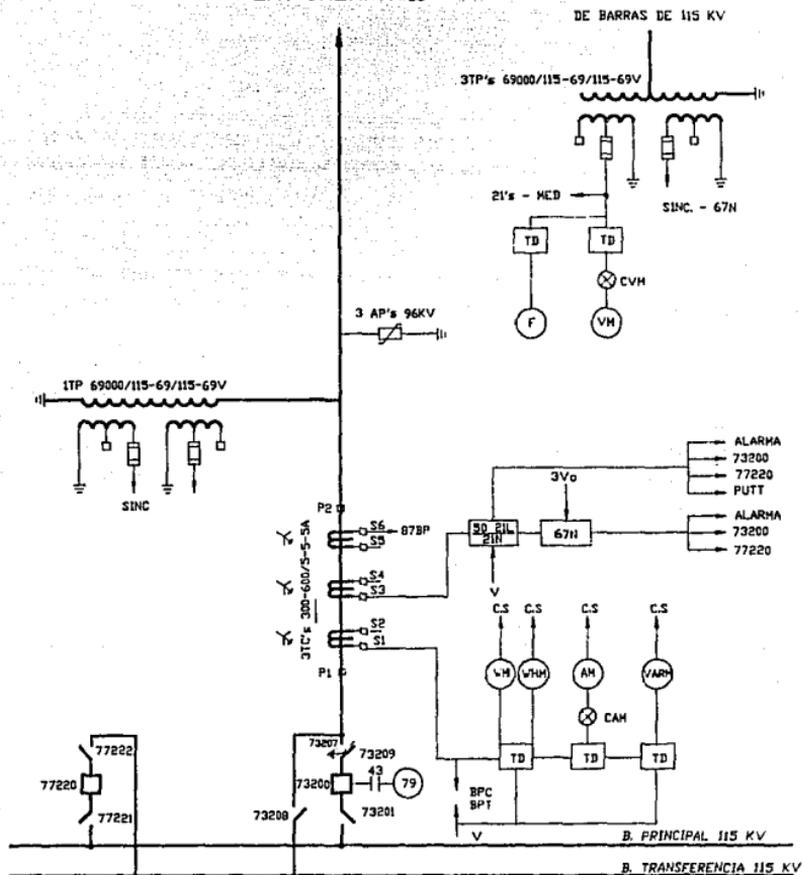


FIG. 2.4 ESQUEMA DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION DE LINEA DE 115 KV.

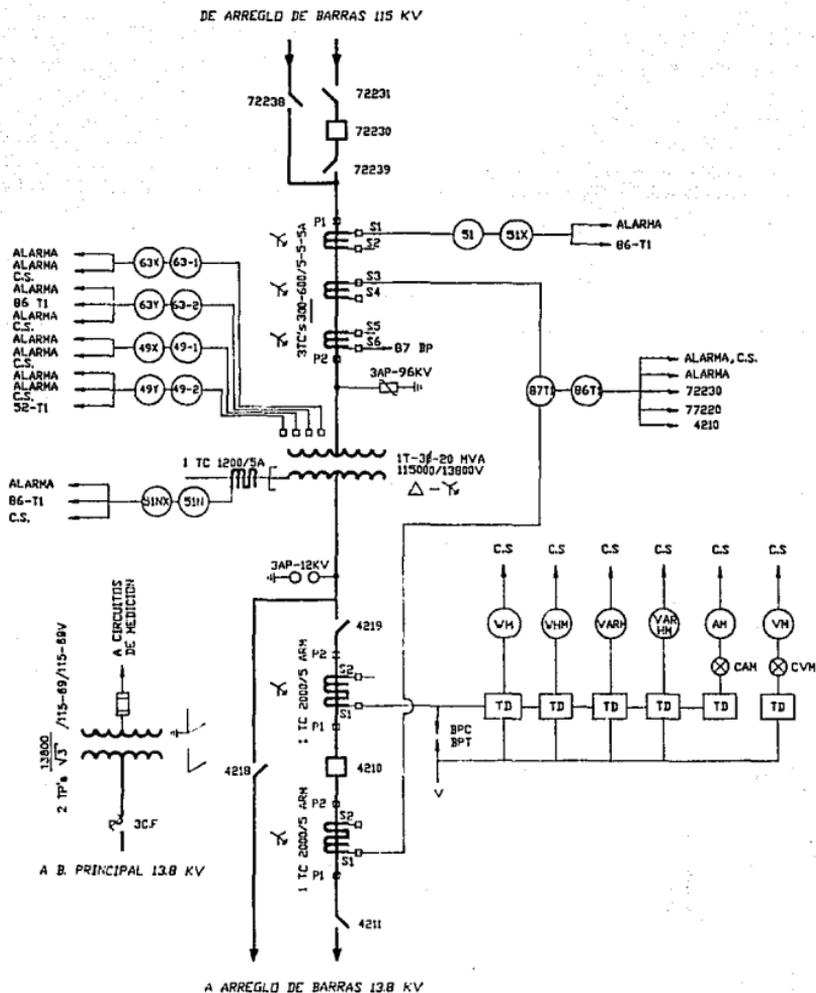


FIG. 2.6 ESQUEMA DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION DE UN TRANSFORMADOR TRIFASICO DE 20 MVA.

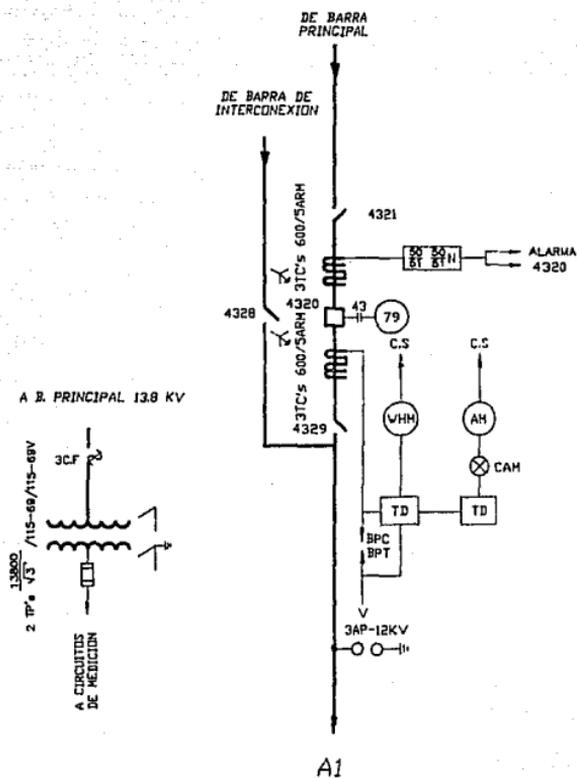


FIG. 2.7 ESQUEMA DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION DE LINEA DE 13.8 KV.

**NO
EXISTE
PAGINA**

CAPITULO III : CARACTERISTICAS DE LOS EQUIPOS PRIMARIOS, DE CONTROL MEDICION Y PROTECCION

III.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

El transformador es el elemento de mayor costo y más importante de una subestación eléctrica, y se define como una máquina eléctrica que transfiere energía eléctrica de un circuito a otro, con un cambio en la magnitud de la tensión a frecuencia constante.

III.1.1 CLASIFICACION.

Un transformador por su número de fases puede ser monofásico o trifásico y dentro de cualquiera de estos, según el nivel de tensión y la capacidad, se clasifican en:

TRANSFORMADORES DE POTENCIA: Los de más de 500 KVA o más de 69 KV.

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION: Los que no pasan de 500 KVA y de 69 KV.

Los transformadores de potencia trabajan con grandes volúmenes de energía y parte de esta es transformada en energía calorífica en los devanados del transformador, para que la elevación de temperatura no afecte el aislamiento de los devanados, se hace necesaria la adición de un sistema de enfriamiento, el cual forma parte del mismo cuerpo del transformador, de esto se tiene una clasificación de los transformadores de acuerdo al tipo de enfriamiento, que es la siguiente:

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

- TIPO " OA " : Enfriamiento por aceite y aire (autoenfriados).
- TIPO " OA/FA " : Autoenfriado y enfriado por aire forzado.
- TIPO " OW " : Enfriado por agua a través de un serpentín. Circulación natural.
- TIPO " FOA " : Enfriado por aire y aceite forzados.
- TIPO " FOW " : Enfriado por agua y aceite forzados.

III.1.2 ELEMENTOS QUE CONSTITUYEN UN TRANSFORMADOR.

Los elementos de un transformador se dividen en tres partes principales, que son:

PARTE ACTIVA :

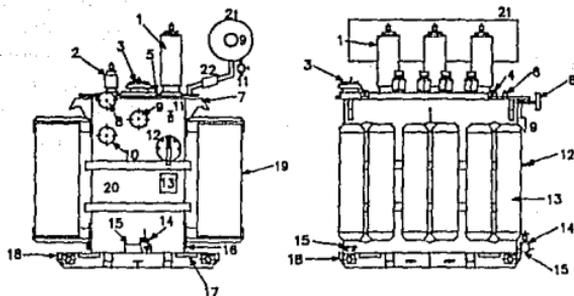
1. Núcleo.
2. Bobinas.
3. Cambiador de derivaciones.
4. Bastidor (soporta esfuerzos mecánicos y electromecánicos).

PARTE PASIVA :

1. Tanque.
2. Base del tanque.
3. Radiadores.

ACCESORIOS :

(Ver figura 3.1)



DESCRIPCION

- | | |
|--|---|
| 1 BOQUILLAS PARA ALTA TENSION | 12 MANERAL PARA OPERACION SIN EXCITACION DEL CAMBIADOR DE DERIVACIONES, CON SEGURO PARA CANDADO E INDICADOR DE POSICIONES |
| 2 BOQUILLAS PARA BAJA TENSION | 13 PLACA DE CARACTERISTICAS |
| 3 RELEVADOR MECANICO DE SOBREPRESION | 14 VALVULA PARA DREIAJE |
| 4 OREJAS CON OJO PARA LEVANTAR LA TAPA | 15 VALVULA PARA MUESTREO |
| 5 REGISTRO | 16 PLACAS PARA CONEXION A TIERRA |
| 6 COPLE CON TAPON PARA LLENADO AL VACIO | 17 REFUERZOS PARA PALANQUEO O SOPORTES PARA GATO |
| 7 OREJAS DE GANCHO PARA IZAJE DEL CONJUNTO | 18 BASE DESLIZABLE |
| 8 MANOMETRO-VACUOMETRO | 19 RADIADORES FIJOS O DESMONTABLES CON O SIN VALVULAS |
| 9 INDICADOR MAGNETICO DE NIVEL SIN O CON CONTACTOS PARA ALARMA | 20 CAJA |
| 10 INDICADOR DE TEMPERATURA DEL ACEITE CON O SIN CONTACTOS PARA ALARMA | 21 TANQUE CONSERVADOR |
| 11 VALVULA SUPERIOR PARA CONEXION A FILTRO PRENSA | 22 RELEVADOR DE GAS (BUCHOLZ) |

FIG. 3.1 ACCESORIOS DE UN TRANSFORMADOR.

III.1.3 CAPACIDADES COMERCIALES DE LOS TRANSFORMADORES.

En el mercado, existe lo que se conoce como transformadores de línea o comerciales (ver tabla 3.1). El proyectista frecuentemente tiene que ajustar sus cálculos de capacidad instalada y seleccionar de manera adecuada alguno de los transformadores de línea; no por que no pueda construirse el transformador que requiere, ya que es posible fabricarlo, pero con una inversión mayor. Además generalmente se seleccionan transformadores de mayor capacidad que la estrictamente calculada, por los siguientes motivos:

- Un transformador opera más eficientemente a 3/5 partes de su capacidad.
- El proyectista debe prever la posible ampliación de la planta.
- El transformador seleccionado debe ser de tal capacidad que pueda soportar algunas posibles sobrecargas. Si el transformador se selecciono justo, cualquier pequeña sobrecarga traería problemas al sistema.

TRANSFORMADORES TRIFASICOS		
KVA (OA)	KVA (FA1)	(FOA) KVA (FA2)
10 000	12 500	
12 000	16 000	20 000
15 000	20 000	25 000
18 000	24 000	30 000
20 000	26 600	33 333
25 000	33 000	41 666
30 000	40 000	50 000
45 000	60 000	75 000
50 000	66 666	83 333
60 000	80 000	100 000

FUENTE: Catálogo de Transformadores de Potencia "IEN"

TABLA 3.1 CAPACIDADES COMERCIALES DE TRANSFORMADORES

III.1.4 CONEXIONES TÍPICAS.

ESTRELLA - ESTRELLA :

Esta conexión da un servicio satisfactorio si la carga trifásica es balanceada. La ventaja de este sistema de conexiones es que necesita un aislamiento mínimo, ya que solo soporta el voltaje de línea a tierra, que es el 58% del voltaje entre líneas.

DELTA - DELTA :

Usado generalmente en sistemas donde los voltajes no son altos y cuando la continuidad del servicio debe ser mantenida, aun si uno de los transformadores del banco falla, se puede continuar operando en conexión DELTA ABIERTA " V ". Con esta conexión no se presentan problemas con cargas desbalanceadas, pues prácticamente los voltajes permanecen iguales, independientemente del grado de desbalance de la carga.

Las dos deltas proporcionan un camino cerrado para la tercera armónica de la corriente magnetizante, lo cual elimina los voltajes de la tercera armónica.

La desventaja es que no se pueden conectar a tierra los puntos neutros. Se necesita utilizar un banco de tierra, lo cual encarece más el banco.

DELTA - ESTRELLA :

Esta conexión se acostumbra utilizar para elevar el voltaje, al aterrizar el neutro del secundario se aíslan las corrientes de tierra de secuencia cero. Se eliminan los voltajes de tercera armónica, por que la corriente magnetizante de tercera armónica se queda circulando dentro de la delta del primario. Esta conexión proporciona voltajes trifásicos y monofásicos.

Las conexiones más usadas por C.F.E. son:

DELTA - ESTRELLA ATERRIZADA.

ESTRELLA - ESTRELLA ATERRIZADA.

ESTRELLA ATERRIZADA. *

* Sólo se usa en Autotransformadores.

III.1.5 CRITERIOS GENERALES DE SELECCION.

La selección de un determinado tipo y marca de transformador de potencia, debe de cumplir con los requisitos establecidos en las normas CFE K0000-08 y NOM-J-284.

CAPACIDAD NOMINAL :

La capacidad nominal de un transformador, son los Kilovoltamperes (KVA) continuos que el devanado secundario del mismo debe suministrar a su tensión y frecuencia nominal, sin exceder los límites de temperatura de la tabla 3.3.

Las capacidades nominales preferentes en (KVA), para transformadores trifásicos autoenfriados y con pasos forzados de enfriamiento son los indicados en la tabla 3.1.

IMPEDANCIA :

La impedancia se expresa generalmente en porcentaje de la tensión de impedancia con respecto a la tensión nominal.

Se recomienda que la impedancia este de acuerdo con la tabla 3.2, estas impedancia tienen una tolerancia de acuerdo con el inciso 5.3.11 de la norma NOM-J-284.

CLASE	NBAI	KV		Z (tanto por ciento)		
		ALTA TENSION	BAJA TENSION	OA	FA, FOA 1er. PASO	FA, FOA 2o. PASO
15	110	15	1.2-15	4.0 - 7.0	4.0 - 7.5	-
25	150	25	1.2-15	4.0 - 7.0	4.0 - 7.5	-
34.5	200	34.5	1.2-15	4.5 - 7.5	4.5 - 8.0	-
46	250	46	1.2-25	5.0 - 8.0	5.0 -10.5	-
69	350	69	1.2-34.5	5.0 - 8.0	6.0 -12.0	7.0 -15.0
92	450	92	15.0-34.5	5.0 - 9.0	7.0 -12.0	8.0 -15.0
115	550	115	15.0-34.5	6.0 - 9.5	7.0 -14.0	8.0 -16.0
138	650	138	15.0-34.5	6.0 - 10.0	7.0 -14.0	8.0 -16.0
161	750	161	15.0-69.0	6.0 - 10.0	8.0 -15.0	9.0 -17.0
196	900	196-230	15.0-69.0	7.0 - 11.0	9.0 -15.0	10.0 -18.0
230	1050	230	15.0-69.0	7.0 - 12.0	9.0 -18.0	10.0 -19.0
315	1425	315-400	15.0-25.0	8.0 - 12.0	10.0 -16.0	10.0 -20.0
315	1425	315-400	34.5-161	9.0 - 13.0	10.0 -17.0	10.0 -21.0

Fuente: Tabla 12, norma NOM-J-284.

TABLA 3.2 IMPEDANCIA REFERIDA A 60 Hz.

TEMPERATURA AMBIENTE Y ELEVACION DE TEMPERATURA :

Los transformadores de potencia deben ser apropiados para operar a su capacidad nominal, siempre que la temperatura del ambiente no exceda de 40 °C y la temperatura promedio del ambiente durante cualquier periodo de 24 Hrs. no excede de 30 °C.

La elevación de temperatura de un transformador o partes de este, sobre la temperatura ambiente, cuando se prueba de acuerdo con su capacidad no debe exceder los valores en la tabla 3.3.

PARTE	DESIGNACION DE LA PARTE		
	CLASE DE APARATO	ELEVACION DE TEMPERATURA DEL DEVANADO POR RESIST. °C	ELEVACION DE TEMPERATURA DEL PUNTO MAS CALIENTE, EN °C
1	Sumergidos en líquido aislante elevación de 55 °C.	55	65
	Sumergidos en líquido aislante elevación de 65 °C.	65	80
2	Las partes metálicas en contacto con o adyacentes al aislamiento, no debe alcanzar una temperatura que exceda aquella para el punto más caliente de los devanados adyacentes a ese aislamiento.		
3	Las partes metálicas no cubiertas por la parte 2, no deben alcanzar elevaciones excesivas de temperatura.		
4	Cuando los aparatos estén contruidos con alguno de los sistemas de preservación de líquido aislante (tanque sellado, tanque de expansión sello de gas-líquido aislante o sistema de gas inerte a presión), la elevación de la temperatura del líquido aislante no debe exceder de 55°C ó 65 °C según se garantice, cuando se mida cerca de la parte superior del tanque principal.		

FUENTE: Norma MW-J-264-1936, tabla 13.

TABLA 3.3
LIMITES DE ELEVACION DE TEMPERATURA PARA TRANSFORMADORES
A CAPACIDAD CONTINUA SOBRE LA TEMPERATURA AMBIENTE.

ALTURA DE OPERACION :

Los transformadores se deben diseñar para operar a una altitud de 1000 m.s.n.m. en caso de que la altura de operación sea mayor (CFE K000-06), se deberán aplicar los factores de corrección indicados en la tabla 1 de la norma ANSI C57-12.00 1980, de tal manera que los transformadores mantengan a la altitud indicada sus capacidades nominales y niveles de aislamiento.

NUMERO DE FASES DEL TRANSFORMADOR :

Se debe de tomar la decisión de elegir entre tener un banco de transformación que cuente con un transformador trifásico o tener un banco formado por 3 transformadores monofásicos, con la posibilidad de adicionar uno más de reserva. Esta decisión depende de factores como el espacio, costo y el volumen del transformador para el transporte de la fabrica a la subestación.

Algunas de las ventajas de usar transformadores trifásicos son que estos involucran menos superficie ocupada, cimentaciones, estructuras y barras colectoras. Que si se contara con un banco de transformadores monofásicos. Los transformadores trifásicos tienen un cambiador automático de derivaciones bajo carga en el lado de baja tensión controlado por un sistema de regulación de voltaje que mantiene el voltaje adecuado en función de la carga conectada.

La desventaja de usar transformadores trifásicos es que si solo se cuenta con una unidad, y este sale de operación por falla o por mantenimiento, se suspende el servicio. Por lo que tiene mayor flexibilidad el utilizar cuatro transformadores monofásicos, tres en operación y uno de reserva por si alguno sale de operación.

III.1.8 CARACTERISTICAS PARA TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

EQUIPO :	<u>TRANSFORMADOR DE POTENCIA</u>
CARACTERISTICAS GENERALES:	
1 CANTIDAD :	<u>UNA UNIDAD</u>
2 TIPO DE ENFRIAMIENTO :	<u>OA/FA/FA</u>
3 ELEVACION DE TEMPERATURA :	<u>55 °C</u>
4 ALTURA DE OPERACION :	<u>1300 M.S.N.M.</u>
CARACTERISTICAS ELECTRICAS :	
1 FASES :	<u>TRIFASICO.</u>
2 CAPACIDAD :	<u>12/16/20 MVA.</u>
3 FRECUENCIA :	<u>60 Hz.</u>
4 VOLTAJES NOMINALES :	<u>115 - 13.8 KV.</u>
5 IMPEDANCIA :	<u>6-9.5 / 7-14 / 8-16 %</u>
6 NIVEL BASICO DE IMPULSO :	<u>A.T. : 550 KV. B.T. : 110 KV.</u>
7 CLASE DE AISLAMIENTO :	<u>A.T. : 115 KV. B.T. : 15 KV.</u>
8 CONEXIONES :	<u>A.T. : DELTA B.T. : ESTRELLA</u>
CARACTERISTICAS ESPECIALES :	
- NINGUNA	

III.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Los transformadores de instrumento son 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.

Para lo anterior se dispone de:

- TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (T.C.'s).
- TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (T.P.'s).

El primario del transformador de corriente 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 protección.

En los transformadores de potencial, 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 protección.

III.2.1 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente defasada de ésta a un ángulo cercano a cero.

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 comportan 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.

III.2.1.1 CLASIFICACION.

POR SU APLICACION :

Transformadores de Medición :

Requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformadores de Protección :

Requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

POR SU CONSTRUCCION :

Los transformadores de corriente se clasifican de acuerdo a las características de su devanado primario, tal como se indica a continuación:

a) Tipo devanado.

Es aquel en el cual el las espiras del devanado primario rodean a uno o mas núcleos; los devanados primarios se encuentran aislados de los devanados secundarios, así como del o los núcleos y se ensamblan como una estructura integral. Este tipo de transformadores se fabrican con devanados secundarios de relación doble o triple.

b) Tipo barra.

El primario está formado por un solo conductor en forma de varilla, tubo o barra, el cual pasa a través de la ventana del núcleo; los devanados secundarios se encuentran aislados entre si y están sujetos permanentemente al circuito magnético. Se encuentran disponibles con devanados secundarios de relación simple.

c) Tipo ventana

Su construcción permite hacer pasar uno o más conductores a través de la ventana aislada que forma el núcleo, es decir, carece de devanado primario como parte integral del transformador. El devanado secundario está aislado y permanentemente ensamblado al núcleo.

d) Tipo boquilla

Carece de devanado primario y de aislamiento para este; usualmente el devanado primario lo constituye un conductor aislado que forma parte de algún equipo. El devanado secundario está aislado y permanente ensamblado a un núcleo toroidal.

NUMERO DE DEVANADOS

Los devanados primarios podrán ser de relación simple o doble relación para la capacidad de corriente nominal que se requiera en cada caso específico.

Los devanados de baja tensión serán siempre tres (dos para protección y uno para medición), con capacidad nominal de corriente para 5 amperes.

III.2.1.2 CRITERIOS DE SELECCION.

El transformador de corriente seleccionado deberá de cumplir con lo indicado en la norma NOM-J-109.

CORRIENTES NOMINALES Y RELACIONES DE TRANSFORMACION :

Las corrientes nominales tanto del primario como del secundario y relaciones de transformación normalizadas son la indicadas en la tabla 3.4.

RELACION SIMPLE		RELACION DOBLE	RELACIONES MULTIPLES(2)
5:5	500:5	5 x 10:5	600/500/450/400/300/250/ 200/150/100/50 Amp.
10:5	800:5	10 x 20:5	
15:5	800:5	15 x 30:5	1200/1000/900/800/600/ 500/400/300/200/100 Amp.
20:5	1000:5	25 x 50:5	
25:5	1200:5	50 x 100:5	2000/1600/1500/1200/1100 /800/500/400/300 Amp.
30:5	1500:5	75 x 150:5	
40:5	1600:5	100 x 200:5	3000/2000/1500 Amp.
50:5	2000:5	150 x 300:5	
75:5	2500:5	200 x 400:5	4000/3000/2000 Amp.
100:5	3000:5	300 x 800:5	
150:5	3500:5	400 x 800:5	5000/4000/3000 Amp.
200:5	4000:5(1)	500 x 1000:5	
250:5	6000:5(1)	600 x 1200:5	
300:5	8000:5(1)	1000 x 2000:5	
400:5	12000:5(1)	2000 x 4000:5	

Fuente: Guías de Diseño de Subestaciones IIE Cap. 7.

Notas:

- (1) Consultar disponibilidad con el fabricante
- (2) Para Transformadores tipo Boquilla

TABLA. 3.4 CORRIENTES Y RELACIONES DE TRANSFORMACION NOMINALES.

CARGA NOMINAL :

Es el valor de la impedancia en ohms reflejada en el secundario, y que esta constituida por la suma de las impedancias del conjunto de todos los medidores, relevadores, cables, conexiones conectados en serie con el secundario, etc.

Las cargas normalizadas se designan con la letra " B " seguida del valor total de la impedancia; tabla 3.5.

DESIGNACION DE LA CARGA	CARACTERISTICAS		CARACT. PARA 60 Hz, Isec. = 5 A		
	RESISTENCIA (ohm)	INDUCTANCIA EN millihenrys	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	0.90	2.3	1.0	25	0.5
B2.0	1.8	4.6	2.0	50	0.5
B4	3.6	9.2	4.0	100	0.5
B8	7.2	18.4	8.0	200	0.5

Fuente: Norma NOM-J-109, tabla 2, pág. 4.

TABLA 3.5 CARGAS NOMINALES PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

POTENCIA 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. Para escoger la potencia nominal de un T.C., 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 produce en los cables de alimentación, y se selecciona el valor nominal inmediato superior; tabla 3.5.

CLASE DE PRECISION PARA MEDICION :

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

Las clases de precisión normales son: 0.3, 0.6 y 1.2 (inciso 5.3.11; norma NOM-J-109).

Cada clase de precisión especificada deberá asociarse con una o varias cargas nominales de precisión; por ejemplo 0.6 B2.0 (ver tabla 3.5).

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

CLASES DE PRECISION PARA PROTECCION :

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 (Norma NOM-J-109, inciso 5.4.1).

CLASIFICACION DE LA PRECISION PARA PROTECCION		TENSION SECUNDARIA EN VOLTS	CARGA NORMALIZADA
C	T		
C 10	T 10	10	80.1
C 20	T 20	20	80.2
C 50	T 50	50	80.5
C 100	T 100	100	81.0
C 200	T 200	200	82.0
C 400	T 400	400	84.0
C 800	T 800	800	88.0

Fuente: Norma NOM-J-109-1977, tabla 5, pág. 12.

TABLA 3.6 CLASES DE PRECISION DE T.C.'s PARA PROTECCION

CAPACIDAD DE RESISTENCIA DE LOS T.C.'s A LOS CORTOS CIRCUITOS :

Esta resistencia esta determinada por las corrientes de limite térmico y dinámico.

CORRIENTE DE LIMITE TERMICO :

Los T.C.'s deben ser capaces de soportar durante un segundo el valor eficaz simétrico de la corriente en el devanado primario, con su secundario en cortocircuito, sin que la temperatura en sus devanados exceda de 250 °C, para la clase de aislamiento 105 °C, y de 350 °C, para la clase de aislamiento 130 °C.

$$I_T = \frac{MV_{Acc}}{43 \cdot KV}$$

Donde:

- I_T = Valor efectivo de la corriente de limite térmico.
- MV_{Acc} = Potencia de corto circuito en MVA.
- KV = Tensión nominal del sistema en KV.

CORRIENTE DE LIMITE DINAMICO :

Es el valor pico de la primera amplitud de corriente que un transformador puede soportar por efecto mecánico sin sufrir deterioro, con su circuito secundario en cortocircuito.

En la práctica el cálculo se efectúa con la fórmula:

$$I_p = 1.8 * \sqrt{2} * I_T = 2.54 * I_T$$

Donde:

- I_T = Valor efectivo de la corriente de límite térmico.
- I_p = Valor de pico de la corriente dinámica.
- $\sqrt{2}$ = Factor de conversión de valor eficaz a valor pico
- 1.8 = Factor de asimetría

CONEXIONES TÍPICAS

- a) CONEXION ESTRELLA.- Los transformadores de corriente dependiendo de su aplicación, se pueden conectar en delta o en estrella. Esta última se utiliza con mayor frecuencia en sistemas eléctricos. Conviene hacer notar que con la conexión estrella se reproducen tanto la componente de secuencia positiva, como la de secuencia negativa y cero.
- b) CONEXION DELTA.- Mediante el uso de las componentes simétricas se puede demostrar que aún cuando los transformadores de corriente reproducen las componentes de secuencia positiva, negativa y cero, la señal que sale de la conexión delta carece de la componente de secuencia cero; esto es, que dicha componente circula únicamente dentro de la conexión delta, por lo que este tipo de conexión se aplica cuando se requiere un filtro para la componente de secuencia cero, como en el caso de la protección diferencial de un transformador de potencia de conexión delta-estrella.

III.2.1.3 CARACTERÍSTICAS PARA TRANSFORMADORES DE CORRIENTE.

Para las características de los transformadores de corriente del lado de 13.8 KV de la subestación "Coatepec", ver características de interruptores.

APLICACION : TRANSFORMADORES DE CORRIENTE PARA NIVEL DE ALTA TENSION 115 KV.

CARACTERISTICAS GENERALES :

1. CANTIDAD : 9 (NUEVE)
2. TIPO : DEVANADO
3. SERVICIO : EXTERIOR
4. ALTURA DE OPERACION : 1300 M.S.N.M.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS :

1. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA ENTRE FASES : 115 KV
2. TENSION MAXIMA DE DISERO ENTRE FASES : 123 KV
3. CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA : 300-600 Amp.
4. CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA : 5 Amp.
5. CORRIENTE DE LIMITE TERMICO : 25 KA
6. CORRIENTE DE LIMITE DINAMICO : 63.5 KA
7. N.B.A. AL IMPULSO POR RAYO (1.2 = 50 μ s) : 550 KV cresta
8. RELACION DE TRANSFORMACION : 300-600/5-5-5 Amp.

CARACTERISTICAS ESPECIALES :

NINGUNA.

III.2.2 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 defasada.

Los transformadores de potencial van conectados ya sea entre fases, o bien, entre fase y tierra; (inciso 6.4 CFE-VE000-14 e inciso 6.3 CFE-VE000-29).

III.2.2.1 CLASIFICACION.

Existen dos tipos de transformadores de potencial, que son:

- Transformadores de Potencial inductivos (T.P.'s).
- Transformadores de Potencial capacitivos, también llamados Dispositivos de Potencial (D.P.'s).

Los T.P.'s se construyen en base a devanados primarios y secundarios en un circuito magnético. Los D.P.'s están formados por un divisor de tensión a base de capacitores y una unidad electromagnética; únicamente se pueden conectar entre fase y tierra. Los D.P.'s cuentan con una preparación opcional para la onda portadora (CARRIER).

III.2.2.2 CRITERIOS DE SELECCION.

Los transformadores de potencial deben cumplir con lo establecido en las normas: NOM-J-188, CFE-VE000-14 y CFE-VE000-29.

TENSION PRIMARIA :

Se debe seleccionar el valor normalizado inmediato superior al valor calculado de la tensión nominal de la instalación; tabla 3.7.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

TENSION SECUNDARIA :

Los valores normalizados son de 120 Volts para aparatos de hasta 25 KV y de 115 Volts para aquellos con valores superiores a 34.5 KV.

POTENCIA NOMINAL :

Es la potencia secundaria expresada en Volt-Amperes, que se desarrolla bajo la tensión nominal. Para escoger la potencia nominal, se suman las potencias que consumen las bobinas de todos los aparatos y las caídas de tensión de los cables conectados en paralelo al devanado secundario; y se selecciona el valor nominal inmediato superior a la cifra obtenida; tabla 3.8.

CLASES DE PRECISION :

La clase de precisión se designa por el máximo error admisible expresado en por ciento, que el T.P. puede introducir en la medición en condiciones normales de operación. Las clases de precisión nominales son: 0.3, 0.6, y 1.2

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA (KV)	CLASE NOMINAL DE AIS-LAMIENTO (KV)	TENSION NOMINAL DE FASE A TIERRA (V)	RELACION DE TRANSFORMACION	VALORES DE PRUEBA (KV)		CONEXION DEL PRIMARIO
				N.B.A. AL IMPULSO ONDA COMPLETA VALOR PICO	POTENCIAL INDUCIDO VALOR EFICAZ, 60 HZ	
6.9	7.28	4200	35:1	75	8.4	FASE A TIERRA
13.8	15	8320	120:1	110	28.8	DELTA ABIERTA
23	25	13856	100:1	150	28.8	FASE A TIERRA
23	25	13856	120:1	150	28.8	FASE A TIERRA
23	25	- -	200:1	150	48	DELTA ABIERTA
34.5	38	19920	175:1	200	70	FASE A TIERRA
69	72.5	40250	350:1	350	140	FASE A TIERRA
85	115	49074	400:1	550	230	FASE A TIERRA
115	123	69000	600/1000:1	550	230	Y CON NEUTRO A TIERRA
230	245	138000	1200/2000:1	1050	480	Y CON NEUTRO A TIERRA
400	420	241500	2100/3500:1	1550	690	

FUENTE : Tabla 1, Normas CFE-VE000-14 y CFE-VE000-29.

TABLA 3.7 TENSIONES NOMINALES Y VALORES DE PRUEBAS DIELECTRICAS.

CARGA NOMINAL DE PRECISION (VA)	DESIGNACION EQUIVALENTE.	FACTOR DE POTENCIA	CARACTERISTICAS DE LAS CARGAS DE PRECISION					
			120 VOLTS			69.3 VOLTS		
			RESISTENCIA OHMS	REACTANCIA OHMS	CORRIENTE AMPERES	RESISTENCIA OHMS	REACTANCIA OHMS	CORRIENTE AMPERES
12.5	W	0.1	115.2	1146.2	0.104	38.4	38.2	0.18
25.0	X	0.7	403.2	411.26	0.208	134.4	137.08	0.36
75.0	Y	0.85	163.2	100.99	0.625	54.4	33.66	1.082
200.0	Z	0.85	61.2	37.87	1.67	20.4	12.62	2.886
400.0	ZZ	0.85	30.6	18.94	3.33	10.2	6.31	5.762

FUENTE : Tabla 2, Norma NEM-J-162-1960.

TABLA 3.8 CARGAS NOMINALES DE PRECISION USUALES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CON TENSION SECUNDARIA NOMINAL DE 120 Y 69.3 VOLTS.

III.2.2.3 CARACTERÍSTICAS PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIAL.

<p>APLICACION : TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA NIVEL DE TENSION DE 115 KV.</p>	
<p>CARACTERISTICAS GENERALES :</p>	
1. CANTIDAD :	<u>5 (CINCO)</u>
2. SERVICIO :	<u>EXTERIOR</u>
3. ALTURA DE OPERACION :	<u>1300 M.S.N.M.</u>
<p>CARACTERISTICAS ELECTRICAS :</p>	
1. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA :	<u>115 KV.</u>
2. CLASE NOMINAL DE AISLAMIENTO :	<u>123 KV.</u>
3. TENSION NOMINAL DEL PRIMARIO DE FASE A TIERRA :	<u>89 KV</u>
4. TENSION NOMINAL DEL SECUNDARIO :	<u>115-69 VOLTS</u>
5. RELACION DE TRANSFORMACION :	<u>600/1000 : 1</u>
6. N.B.A. AL IMPULSO POR RAYO :	<u>550 KV cresta</u>
<p>CARACTERISTICAS ESPECIALES :</p>	
<p>NINGUNA</p>	

APLICACION : TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PARA NIVEL DE TENSION DE 13.8 KV.

CARACTERISTICAS GENERALES :

1. CANTIDAD : 2 (DOS)
2. SERVICIO : EXTERIOR
3. ALTURA DE OPERACION : 1300 M.S.N.M.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS :

1. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA : 13.8 KV.
2. CLASE NOMINAL DE AISLAMIENTO : 15 KV.
3. TENSION NOMINAL DEL PRIMARIO DE FASE A TIERRA : 8320 VOLTS
4. TENSION NOMINAL DEL SECUNDARIO : 120 VOLTS
5. RELACION DE TRANSFORMACION : 120 : 1
6. N.B.A. AL IMPULSO POR RAYO : 110 KV cresta

CARACTERISTICAS ESPECIALES :

NINGUNA

III.3 INTERRUPTORES.

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

Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad, que se puede tener en un sistema eléctrico.

El interruptor se considera formado por tres partes principales:

PARTE ACTIVA :

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

PARTE PASIVA :

Formada por una estructura que soporta la parte activa.

ACCESORIOS :

En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente.
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante.
- Conectores a tierra.
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección y medición.

III.3.1 CLASIFICACION.

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

1. GRAN VOLUMEN DE ACEITE.
2. PEQUERO VOLUMEN DE ACEITE.
3. NEUMATICOS (AIRE COMPRIMIDO).
4. HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF_6).
5. VACIO.

En cuanto al mecanismo de operación de los interruptores, pueden ser de tipo:

- NEUMATICO.
- HIDRAULICO.
- RESORTE.

La C.F.E. limita el uso de interruptores a solo del tipo con extinción de arco eléctrico por medio de gas SF_6 (Hexafloruro de Azufre), y sólo en casos especiales como ampliaciones, sustituciones, etc. en que se requiera, se utilizará otro medio de extinción.

III.3.2 CRITERIOS DE SELECCION:

Los interruptores deben de cumplir con lo establecido en las especificaciones CFE-V5000-01 y CFE-V5000-15.

VALORES NOMINALES DE VOLTAJE, FRECUENCIA Y CORRIENTE.

- a) La corriente nominal de los interruptores deben estar de acuerdo a lo indicado en la tabla 3.10. Esta corriente está dada por el valor eficaz (r.m.s) de la corriente, que es capaz de conducir continuamente el interruptor sin sufrir ningún daño a la frecuencia nominal y sin exceder los valores de elevación de temperatura de diferentes partes del interruptor, indicados en la tabla IV de la Norma IEC 58-2.
- b) Las tensiones nominales de los interruptores deben estar basadas de acuerdo a la tabla 3.9.
- c) Los interruptores se deben diseñar para operar a 60 Hz.

TENSION NOMINAL VALOR EFICAZ (KV)	
SISTEMA	INTERRUPTOR
13.8	15.5
23.0	25.8
34.5	38.0
69.0	72.5
115	123
230	245
400	420

FUENTE : CFE-V5000-15 y CFE-V5000-01

TABLA 3.9 TENSIONES NOMINALES.

CONDICIONES NORMALES DE SERVICIO.

- a) Los interruptores deben estar diseñados para sistemas conectados sólidamente a tierra.
- b) Los interruptores deben operar a una temperatura ambiente que no exceda de 40 °C y un valor promedio medido en un periodo de 24 hrs. de 35 °C. También deben estar diseñados para operar a una temperatura mínima de - 25°C.
- c) Se deben diseñar para operar a una altura de 1000 m.s.n.m. En caso en que las necesidades de operación requiera una altura mayor, deben hacerse las correcciones indicadas en la Norma IEC 56.4, de manera que el interruptor mantenga a la altitud en que se encuentre instalado, los niveles de aislamiento establecidos en esta guía.

CAPACIDAD INTERRUPTIVA.

- a) Los interruptores deben cumplir con la corriente interruptiva de corto circuito dada por el valor eficaz (r.m.s) de su componente de CA asociada con una componente de CD, como lo establece el capítulo 6 de la Norma IEC 56-2, y debe estar de acuerdo con la Tabla 3.10.
- b) La corriente sostenida de corta duración (3 segundos) debe ser la indicada en la Tabla 3.10. Esta corriente es la que el interruptor es capaz de conducir en posición cerrada y con un valor igual al de la corriente interruptiva de corto circuito, de acuerdo con la Norma IEC 56-2 capítulo 10.

TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTOR (Vn) valor eficaz KV	CORRIENTE NOMINAL a 60 Hz A	CORRIENTE INTERRUPTIVA DE CORTO CIRCUITO, valor eficaz a Vn KA	TIEMPO MAXIMO DE INTERRUPCION (Base 60 Hz) Ciclos (ms)
15.5	1250	18.0 35.0 56.0	(60)
25.6	1250	11.0	(60)
38.0	1250	22.0 36.0	(60)
72.5	1250	19.0	(60)
123	1250 1800 2000	25 - 31.5	3(50)
245	1250 1800 2000 2500 3150	31.5 - 40	3(50)
420	1800 2000 2500 3150	31.5 - 40	3(50)

FUENTE : CFE-V5000-15 y CFE-V5000-01

TABLA 3.10 CORRIENTE NOMINAL Y CAPACIDADES INTERRUPTIVAS.

RECIERRE AUTOMATICO.

El recierre automático de los interruptores tiene como fin mejorar la continuidad del servicio de la instalación. Pero se debe de tomar en cuenta que la construcción del interruptor debe ser más robusta ya que tiene que resistir el recierre con la corriente de cortocircuito, cuando persista la falla.

Las fallas en una red pueden ser de tres tipos:

1. TRANSITORIAS.
2. SEMIPERMANENTES.
3. PERMANENTES.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

En los dos primeros casos se puede restaurar el servicio una vez que ha cesado la falla.

En el tercer caso sólo se puede restaurar el servicio, después de una reparación de la zona dañada.

En alta tensión se ha detectado estadísticamente, que el porcentaje de fallas de línea a tierra son del orden del 90% y considerando, además, que la mayoría de las fallas son de tipo transitorias y semipermanentes, 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 efectuara el disparo trifásico.

III.3.3 CARACTERISTICAS PARA INTERRUPTORES DE POTENCIA.

APLICACION:	INTERRUPTORES DE ALIMENTADORES DE 115 KV (73200, 73210), INTERRUPTOR DE TRANSFERENCIA (77220) E INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR DE A.T. (72230).
CARACTERISTICAS GENERALES :	
1. CANTIDAD :	<u>4 (CUATRO)</u>
2. No. DE POLOS :	<u>TRIPOLAR</u>
3. SERVICIO :	<u>EXTERIOR</u>
4. MEDIO DE EXTINCION DEL ARCO :	<u>HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)</u>
5. ALTURA DE OPERACION :	<u>1300 M.S.N.M.</u>
CARACTERISTICAS ELECTRICAS :	
1. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA ENTRE FASES :	<u>115 KV rms</u>
2. TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTOR :	<u>123 KV rms</u>
3. CORRIENTE NOMINAL :	<u>1250 Amp. rms</u>
4. CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCION :	<u>25 KA rms</u>
5. N.B.A. AL IMPULSO DE RAYO :	<u>550 KV cresta</u>
6. TIEMPO DE INTERRUPCION :	<u>3 ciclos (50 mseg)</u>
CARACTERISTICAS ESPECIALES :	
NINGUNA.	

APLICACION: INTERRUPTOR DE TRANSFORMADOR DE B.T. (4210).

CARACTERISTICAS GENERALES :

1. CANTIDAD : 1 (UNO)
2. No. DE POLOS : TRIPOLAR
3. SERVICIO : EXTERIOR
4. MEDIO DE EXTINCION DEL ARCO : HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)
5. ALTURA DE OPERACION : 1300 M.S.N.M.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS :

1. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA ENTRE FASES : 13.8 KV rms
2. TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTOR : 15.5 KV rms
3. CORRIENTE NOMINAL : 1250 Amp. rms
4. CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCION : 56 KA rms
5. N.B.A. AL IMPULSO DE RAYO : 110 KV cresta
6. TIEMPO DE INTERRUPCION : (60 mseg)

CARACTERISTICAS ESPECIALES :

CON 2 UNIDADES DE TRES T.C.'s TIPO BOQUILLA DE RELACION MULTIPLE;
2000/5 ARM

ARM = Arcos de Relacion Multiple.

<p>APLICACION: INTERRUPTORES DE ALIMENTADORES DE 13.8 KV (4320, 4330, 4340, 4350).</p>
<p>CARACTERISTICAS GENERALES :</p>
<p>1. CANTIDAD : <u>4 (CUATRO)</u></p> <p>2. No. DE POLOS : <u>TRIPOLAR</u></p> <p>3. SERVICIO : <u>EXTERIOR</u></p> <p>4. MEDIO DE EXTINCION DEL ARCO : <u>HEXAFLORURO DE AZUFRE (SF₆)</u></p> <p>5. ALTURA DE OPERACION : <u>1300 M.S.N.M.</u></p>
<p>CARACTERISTICAS ELECTRICAS :</p>
<p>1. TENSION NOMINAL DEL SISTEMA ENTRE FASES : <u>13.8 KV rms</u></p> <p>2. TENSION NOMINAL DEL INTERRUPTOR : <u>15.5 KV rms</u></p> <p>3. CORRIENTE NOMINAL : <u>1250 Amp. rms</u></p> <p>4. CORRIENTE NOMINAL DE INTERRUPCION : <u>56 KA rms</u></p> <p>5. N.B.A. AL IMPULSO DE RAYO : <u>110 KV cresta</u></p> <p>6. TIEMPO DE INTERRUPCION : <u>(60 mseg)</u></p>
<p>CARACTERISTICAS ESPECIALES :</p>
<p>CON 2 UNIDADES DE TRES T.C.'s TIPO BOQUILLA DE RELACION MULTIPLE; 600/5 ARM.</p>

ARM = Arcoes de Relacion Múltiple.

III.4 CUCHILLAS DESCONECTADORAS

Las cuchillas desconectadoras son dispositivos que se utilizan para conectar y desconectar parte de una instalación eléctrica. Y por lo general su operación debe ser sin corriente, ya que su capacidad interruptiva es casi nula.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina de acero galvanizado, columnas de aisladores de porcelana y encima de éstas, la cuchilla que se fabrica de cobre o aluminio. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil, y por una parte fija, que es la mordaza formada por varios dedos metálicos, los cuales deben de presionar lo más que se pueda a la navaja, para disminuir pérdidas por falsos contactos.

Las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. Las primeras, también conocidas como cuchillas unipolares, son aplicadas cuando la tensión de operación es menor a 20 KV su apertura y cierre es por medio de pértigas o garrochas de madera, de aquí que también se les da el nombre de cuchillas tipo pértiga. Las de operación en grupo o llamadas cuchillas tripolares son aplicadas en tensiones superiores a 20 KV y su operación se debe a un mecanismo de barras que acciona las tres fases simultáneamente, esta puede ser en forma manual, hasta tensiones de 115 kv, o bien accionadas por un motor, en forma hidráulica o bien en forma neumática.

III.4.1 CLASIFICACION:

Una manera de distinguir las cuchillas desconectadoras, es por medio de una clasificación por la forma en que éstas accionan su elemento móvil para su cierre y apertura, de esta manera se tienen:

CUCHILLAS DE APERTURA VERTICAL:

Estas cuchillas tienen tres columnas de aisladores, una de las cuales sirve para

el mecanismo de operación, un esquema de ésta, así como la forma de abrir y cerrar sus contactos se muestra en la figura 3.2.

Este tipo de cuchillas se divide en otra clasificación, esto es por la forma en que ésta es montada o instalada, con referencia a su base metálica. Estas cuchillas se pueden montar en posición horizontal, horizontal invertida, vertical o con cierto grado de inclinación. Esto es una ventaja ya que su montaje puede ser sobre las estructuras, teniendo así un ahorro de espacio. Pero esto dependerá del nivel de tensión que se maneje en la subestación.

CUCHILLAS DE APERTURA HORIZONTAL :

Cuentan con dos o tres columnas de aisladores, dependiendo del mecanismo de apertura y cierre con que cuente, de esta manera tenemos los diferentes tipos de éstas en la figura 3.3.

CUCHILLAS TIPO PANTOGRAFO :

Son cuchillas de una sola columna de aisladores, y que como su nombre lo indica, el mecanismo de su parte móvil tiene la forma de un pantógrafo; el cual se alarga hacia arriba para cerrar sus contactos y se contrae para su apertura, figura 3.4.

Este tipo de cuchillas tiene la ventaja de que por la forma de la cuchilla se ahorra espacio, por lo tanto, disminuye el tamaño del arreglo físico de una subestación. Teniendo la desventaja de que el cable o bus receptor debe tener siempre la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.

El uso más común de estas es como desconectoras de barras, aunque también puede emplearse como desconectoras de líneas.

ACCESORIOS :

Además de las partes que constituyen una cuchilla desconectora, mencionadas con anterioridad, se tienen algunos aditamentos de interrupción que se adicionan a las cuchillas, según sea su aplicación y necesidades. Algunos aditamentos como lo son los "Cuernos de Arqueo" y "Restrictor de Arco" se usan para interrumpir la corriente de

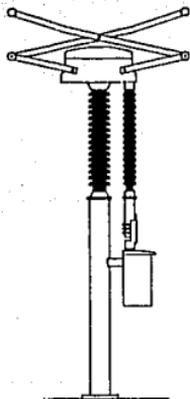


FIG. 3.4 CUCHILLAS TIPO PANTOGRAFO

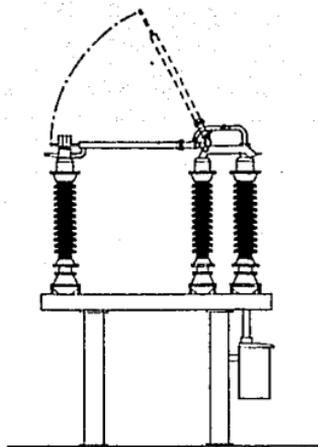


FIG. 3.2 CUCHILLAS DE APERTURA VERTICAL

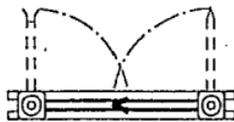
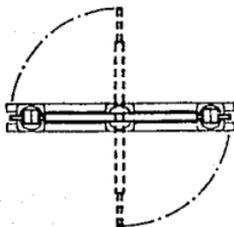
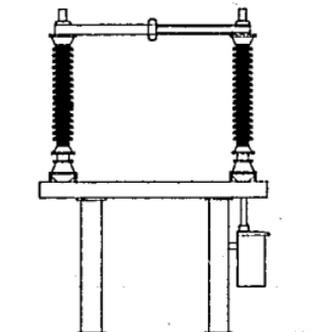
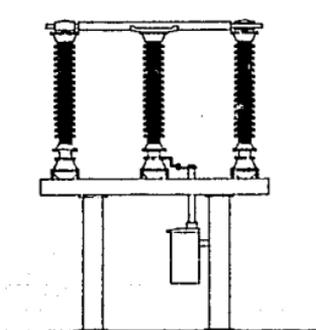


FIG. 3.3 CUCHILLAS DE APERTURA HORIZONTAL

magnetización de pequeños transformadores o la corriente de carga de tramos cortos de barras colectoras o líneas de transmisión.

Para mayor seguridad durante trabajos de inspección, mantenimiento o reparación a las cuchillas y equipo que estas separan de la instalación, se les suministra con una "Cuchilla de Puesta a Tierra", siendo este accesorio únicamente necesario en cuchillas asociadas a interruptores de línea.

III.4.2 CRITERIOS GENERALES DE SELECCION :

El principal parámetro que se toma en cuenta para la selección de un determinado tipo de cuchillas de los ya expuestos, es el espacio que ocupará ésta dentro de la subestación y por consiguiente el que abarcará toda la subestación y que en un momento dado sea de menor costo el emplear menos espacio. Además de esto, se deben tomar en cuenta los siguientes criterios de selección:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura. Además de cumplir con los valores de pruebas dieléctricas indicados en la tabla 3.11.
- Conducir en forma continua la corriente nominal (tabla 3.12), sin que exista un aumento de temperatura en sus componentes.
- Debe soportar un tiempo especificado (generalmente 1 seg.) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de corto circuito. Así como las corrientes de prueba (tabla 3.12).
- Las maniobras de cierre y apertura se deben de realizar sin posibilidad de falsos contactos aun en condiciones atmosféricas desfavorables (presencia de hielo, arena, etc).

TENSION NOMINAL Valor eficaz		TENSIONES DE PRUEBA			
SISTEMA COMISION [KV]	CUCHILLA DES- CONECTADORA [KV]	AL IMPULSO (ONDA 1.2/50 μ s POLARIDAD POSITIVA Y NEGA- TIVA). KV CRESTA.		POTENCIAL APLICADO VALOR EFICAZ A 60 Hz 1 min. [KV]	
		A TIERRA Y ENTRE POLOS	ENTRE TERMINA- LES CON CUCHI- LLA ABIERTA	A TIERRA Y ENTRE POLOS	ENTRE TERMINA- LES CON CUCHI- LLA ABIERTA
13.8	15.5	110	125	50	55
23.8	25.8	150	165	70	77
34.5	38	200	220	95	105
69	72.5	350	385	175	195
115	123	550	630	230	265
230	245	1050	1200	460	530
400*	420	1425	1425 (+240)	520	610

* Para cuchillas de 400 kv los datos se tomaron de la norma CEI-894, Tabla 4.

TABLA 3.11. TENSIONES NOMINALES Y VALORES DE PRUEBAS DIELECTRICAS.

TENSION NOMINAL DE LA CUCHILLA DESCONECTADORA (Vn)(VALOR EFICAZ) [KV]	(1)CORRIENTE NOMINAL A 60 Hz [A]	(2)CORRIENTE APLICADA DE CORTA DURACION 3 s (VALOR EFICAZ) [KA]
15.5	630	25
	1250	38.1
	2000	43.8
25.8	630	25
	1250	38.1
38	630	25
	1250	38.1
72.5	630	25
123	1250	25 - 31.5
	1600	
	2000	
245	1250	31.5 - 40
	1600	
	2000	
	3150	
420	1600	31.5 - 40
	2000	
	3150	

- (1) La corriente nominal es la que deben de conducir continuamente las cuchillas, sin sufrir deterioro y sin exceder los valores de elevación de temperatura de las diferentes partes de la cuchilla. (CFE V4200-12 y CFE V4200-25) Indicados en la tabla V de la Norma IEC-129.
- (2) La cuchilla debe ser capaz de conducir en posición cerrada sin sufrir daños, ni deformaciones permanentes, ni separación de contactos, la corriente sostenida durante un periodo de 3 segundos, y su comportamiento debe estar de acuerdo con lo indicado en el inciso 24 de la Norma IEC-129.

Además la cuchilla debe ser capaz de conducir en posición cerrada sin sufrir daños, una corriente cuyo valor cresta debe ser igual a 2.5 veces la corriente de corta duración de 3 segundos.

TABLA 3.12 CORRIENTE NOMINAL Y CORRIENTE DE PRUEBA.

III.4.3 CARACTERISTICAS PARA CUCHILLAS DESCONECTORAS.

APLICACION:	<u>CUCHILLA DESCONECTORA PRINCIPAL PARA ALIMENTADORES DE 115 KV (73207, 73217)</u>
CARACTERISTICAS GENERALES:	
1 CANTIDAD:	<u>2 (DOS)</u>
2 No. DE POLOS:	<u>TRIPOLAR</u>
3 TIPO DE MONTAJE:	<u>HORIZONTAL</u>
4 FORMA DE OPERACION:	<u>VERTICAL</u>
5 ALTURA DE OPERACION SOBRE EL NIVEL DEL MAR:	<u>1300 m.s.n.m.</u>
6 MECANISMO DE OPERACION:	<u>OPERACION MANUAL EN GRUPO</u>
CARACTERISTICAS ELECTRICAS:	
1 TENSION NOMINAL ENTRE FASES:	<u>115 KV.</u>
2 TENSION MAXIMA DE DISEÑO ENTRE FASES:	<u>123 KV.</u>
3 CORRIENTE NOMINAL EN AMPERES:	<u>1250 Amp. rms</u>
4 CORRIENTE DE CORTA DURACION (3 SEG.):	<u>25 KA. rms</u>
5 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO:	<u>550 KV cresta.</u>
6 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE MANIOBRA DE INTERRUPTOR:	<u>230 KV rms.</u>
CARACTERISTICAS ESPECIALES:	
- CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA DE OPERACION MANUAL.	

APLICACION: CUCHILLA DESCONECTADORA DE TRANSFERENCIA
Y DE BARRA DE 115 KV (73208, 73218, 72238,
77222, 77221, 73201, 73211, 72231, 72239)

CARACTERISTICAS GENERALES:

- 1 CANTIDAD: 9 (NUEVE)
- 2 No. DE POLOS: TRIPOLAR
- 3 TIPO DE MONTAJE: HORIZONTAL
- 4 FORMA DE OPERACION: VERTICAL
- 5 ALTURA DE OPERACION SOBRE EL NIVEL DEL MAR: 1300 m.s.n.m.
- 6 MECANISMO DE OPERACION: OPERACION MANUAL EN GRUPO

CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

- 1 TENSION NOMINAL ENTRE FASES: 115 KV.
- 2 TENSION MAXIMA DE DISEÑO ENTRE FASES: 123 KV.
- 3 CORRIENTE NOMINAL EN AMPERES: 1250 Amp. rms
- 4 CORRIENTE DE CORTA DURACION (3 SEG.): 25 KA. rms
- 5 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO: 550 KV cresta.
- 6 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE MANIOBRA DE INTERRUPTOR: 230 KV rms.

CARACTERISTICAS ESPECIALES:

- NINGUNA.

APLICACION: CUCHILLA DESCONECTADORA DE TRANSFERENCIA DE 13.8 KV (421B, 432B, 433B, 434B, 435B)

CARACTERISTICAS GENERALES:

- 1 CANTIDAD: 5 (CINCO)
- 2 No. DE POLOS: TRIPOLAR
- 3 TIPO DE MONTAJE: HORIZONTAL
- 4 FORMA DE OPERACION: VERTICAL
- 5 ALTURA DE OPERACION SOBRE EL NIVEL DEL MAR: 1300 m.s.n.m.
- 6 MECANISMO DE OPERACION: OPERACION MANUAL EN GRUPO

CARACTERISTICAS ELECTRICAS:

- 1 TENSION NOMINAL ENTRE FASES: 13.8 KV.
- 2 TENSION MAXIMA DE DISEÑO ENTRE FASES: 15.5 KV.
- 3 CORRIENTE NOMINAL EN AMPERES: 1250 Amp. rms
- 4 CORRIENTE DE CORTA DURACION (3 SEG.): 38.1 KA. rms
- 5 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO: 110 KV cresta.
- 6 NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE MANIOBRA DE INTERRUPTOR: 50 KV rms.

CARACTERISTICAS ESPECIALES:

- NINGUNA.

APLICACION: <u>CUCHILLA DESCONECTADORA DE INTERRUPTORES</u> <u>DE 13.8 KV (4210, 4211, 4321, 4320, 4331,</u> <u>4330, 4341, 4340, 4351, 4350)</u>	
CARACTERISTICAS GENERALES:	
1	CANTIDAD: <u>10 x 3 = 30 (TREINTA)</u>
2	No. DE POLOS: <u>UNIPOLAR</u>
3	TIPO DE MONTAJE: <u>VERTICAL</u>
4	FORMA DE OPERACION: <u>VERTICAL</u>
5	ALTURA DE OPERACION SOBRE EL NIVEL DEL MAR: <u>1300</u> m.s.n.m.
6	MECANISMO DE OPERACION: <u>OPERACION CON PERTIGA</u>
CARACTERISTICAS ELECTRICAS:	
1	TENSION NOMINAL ENTRE FASES: <u>13.8 KV.</u>
2	TENSION MAXIMA DE DISEÑO ENTRE FASES: <u>15.5 KV.</u>
3	CORRIENTE NOMINAL EN AMPERES: <u>1250 Amp. rms</u>
4	CORRIENTE DE CORTA DURACION (3 SEG.): <u>30.1 KA. rms</u>
5	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO: <u>110 KV cresta.</u>
6	NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE MANIOBRA DE INTERRUPTOR: <u>50 KV rms.</u>
CARACTERISTICAS ESPECIALES:	
- NINGUNA.	

III.5 APARTARRAYOS.

Son 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 del sistema.

Un apartarrayos se comporta como un aislador mientras la tensión aplicada no excede de cierto valor predeterminado, se convierte 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 apartarrayos interrumpe la corriente.

III.5.1 CLASIFICACION.

Los apartarrayos se clasifican en los siguientes tipos:

- ESTACION (Para instalaciones en subestaciones).
- INTERMEDIOS (Para instalaciones en puntos de transición de acometida aero-subterráneas).
- DISTRIBUCION.
- SECUNDARIOS.

En cuanto a su construcción, existen dos tipos de apartarrayos:

- APARTARRAYOS AUTOVALVULARES.
- APARTARRAYOS DE OXIDOS METALICOS.

III.5.2 CRITERIOS DE SELECCION.

Los apartarrayos seleccionados deben de cumplir con lo indicado en las normas NOM-J-321, CFE-VA000-37 y CFE-VA000-17.

Los apartarrayos son, por una parte, equipos de protección para limitar los efectos de los rayos y sobrevoltajes por switcheo en redes y por otro, medios para coordinar los aisladores. Cuando se seleccionan los apartarrayos para un trabajo determinado, el siguiente criterio de selección puede adecuarse relativamente a uno u otro:

- La capacidad de absorción de energía.
- El nivel de protección.
- Aspectos económicos.

SELECCION DEL RANGO :.

El grado de la capacidad de absorción de energía en un apartarrayos va desde el nivel mínimo posible de falla, hasta el más alto posible de protección a la red, aún en caso de un serio percauce.

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE ABSORCION DE ENERGIA NECESARIA :.

Esta se determina por los siguientes aspectos:

- La experiencia en la operación y datos estadísticos de la red.
- Datos estadísticos de tormentas eléctricas y la actividad de los rayos en el área.
- Los parámetros estadísticos determinados para la intensidad de los rayos.
- Datos de las descargas de línea.

Partes de redes con capacidad para almacenar grandes cantidades de energía en sobrevoltajes, como son bancos de capacitores o cables largos de alto voltaje, se requiere utilizar apartarrayos muy potentes. Es recomendable consultar al fabricante para hacer la selección.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

La localización de los apartarrayos deberá ser lo más cerca posible al equipo a proteger; se recomienda no instalarlos en el tanque del transformador, debido a que al explotar los apartarrayos se provocaría un incendio.

TENSION NOMINAL SISTEMA f-f	TENSION NOMINAL DEL APARTARRAYOS KV(rms)	TENSION MAXIMA CONTINUA QUE SOPORTA EL APARTARRAYOS f-f KV(rms)	TENSION MAXIMA A FRENTE DE ONDA KV cresta	TENSIONES MAXIMAS A LA DESCARGA (KV cresta) PARA UN IMPULSO DE CORRIENTE INDICADO ONDA DE 8 x 20 µseg.				
				3 KA	5 KA	10 KA	20 KA	40 KA
13.8	10	8	-----	24	21-25	23-27	25-31	36
	12	10		29	26-36	30-36	33-38	44
24.0	18	15	-----	43	41-55	45-50	50-57	65
	21	17		50	48-53	52-58	58-66	72
	24	19		55	54-61	59-66	66-76	82
34.5	27	22	-----	62	61-67	67-75	75-85	93
	30	24		71	65-73	69-77	77-88	103
69.0	54	43	-----	111	115-128	122-134	135-149	157-180
	60	48		133	128-143	136-149	150-165	169-178
115	90	72	260	184	186-213	202-222	219-248	261-266
	96	77	275	215	204-227	218-237	241-264	271-284
	108	86	310	220	230-256	245-268	271-297	313-320
230	172	138	500	350	364-410	390-430	429-471	498-513
	180	144	520	368	381-422	408-445	449-485	523-528
	192	153	550	393	404-454	430-475	466-520	520-568
400	300	240	860	611	636-690	680-740	748-805	860-892
	312	250	900	637	679-725	718-770	780-840	905-921
	336	269	970	684	731-780	773-830	840-910	873-990
	360	288	1000	735	760-820	805-970	875-950	975-1063

FUENTE: Norma CFE-VA400-17.

TABLA 3.13 CARACTERISTICAS DE APARTARRAYOS TIPO ESTACION DE OXIDO DE ZINC

DESCRIPCION CORTA DEL APARTAR- RAYOS	TENSIÓN NOMINAL DE DESIGNA- CIÓN kV	TENSIÓN DE PRUEBA AISLAMIENTO A 60Hz EN SECO kV	TENSIÓN DE PRUEBA AISLAMIENTO A 60Hz EN HUMEDO kV	TENSIÓN DE PRUEBA AISLAMIENTO AL IMPULSO CON ONDA COMPLETA DE 1.2 x 50 µs kV	TENSIONES MAX. DE DESCARGA DE VALOR CRESTA PARA LOS SIGUIENTES VALORES DE CORRIENTE (ONDA 8 x 20 µs) kV			TENSIÓN DE IMPULSO QUE INICIA LA DESCARGA CON ONDA 1.2 x 50 µs kV MAX.
					5 kV	10 kV	20 kV	
SA 12-I	12	50	45	110	38.5	40.5	48	45
SA 12-E	12	50	45	110	32	35	38	45
SA 21-I	21	70	60	-	63	70	83	72
SA 21-E	21	70	60	-	55	60	65	72
SA 30-I	30	95	80	200	90	100	118	105
SA 30-E	30	95	80	200	80	87	94	105
SA 60-I	60	175	145	350	180	200	233	190
SA 60-E	60	175	145	350	160	174	189	190
SA 96-I	96	225	190	450	298	328	372	300
SA 96-E	96	280	230	550	258	280	304	304
SA 120-I	120	280	230	550	375	415	463	370
SA 120-E	120	335	275	650	320	350	378	370
SA 144-E	144	335	275	650	375	408	440	440
SA 192-E	192	465	385	900	500	545	588	575

FUENTE : Norma CFE-VA000-37

Abreviaturas en la descripción corta: I intermedia, E estación, SA apartarrayos

TABLA 3.14 CARACTERÍSTICAS DE APARTARRAYOS AUTOVALVULARES.

III.5.3 CARACTERISTICAS PARA APARTARRAYOS.

APLICACION : <u>APARTARRAYOS PARA ALIMENTADORES EN 115 KV Y APARTARRAYOS LADO A.T. DEL TRANSFORMADOR.</u>	
CARACTERISTICAS GENERALES:	
1 CANTIDAD :	<u>9 (NUEVE)</u>
2 SERVICIO :	<u>EXTERIOR</u>
3 TIPO :	<u>OXIDO DE ZINC</u>
4 CLASE :	<u>ESTACION</u>
5 ALTURA DE OPERACION :	<u>1300</u> M.S.N.M.
CARACTERISTICAS ELECTRICAS :	
1 TENSION NOMINAL DEL SISTEMA :	<u>115 KV</u>
2 TENSION NOMINAL DEL APARTARRAYOS :	<u>96 KV.</u>
3 TENSION MAXIMA DE OPERACION CONTINUA (F-T) :	<u>77 KV.</u>
4 CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA :	<u>40 KA.</u>
CARACTERISTICAS ESPECIALES :	
- NINGUNA	

APLICACION : APARTARRAYOS PARA ALIMENTADORES EN 18.8 KV Y APARTARRAYOS LADO B.T. DEL TRANSFORMADOR.

CARACTERISTICAS GENERALES:

- 1 CANTIDAD : 15 (QUINCE)
- 2 SERVICIO : EXTERIOR
- 3 TIPO : AUTOVALVULAR
- 4 CLASE : ESTACION
- 5 ALTURA DE OPERACION : 1300 M.S.N.M.

CARACTERISTICAS ELECTRICAS :

- 1 TENSION NOMINAL DEL SISTEMA : 13.8 KV
- 2 TENSION NOMINAL DEL APARTARRAYOS : 12 KV.
- 3 TENSION MINIMA DE DESCARGA : 18 KV.
- 4 CORRIENTE NOMINAL DE DESCARGA : 20 KA.

CARACTERISTICAS ESPECIALES :

- NINGUNA

III.6 BANCOS DE CAPACITORES.

En instalaciones de potencia se utilizan bancos de capacitores como fuente de energía reactiva para obtener los efectos fundamentales de:

- Reducción de corriente reactiva en líneas y equipo.
- Aumento del nivel de tensión en la carga.
- Reducción de pérdidas en el sistema.
- Aumento del factor de potencia en los generadores.
- Reducción de carga en los generadores, circuitos y equipo.

Los bancos de capacitores están formados por unidades de capacitores de potencia, cada una de estas unidades de capacitores se fabrican por lo general, sumergidos en líquidos dieléctricos, y todo el conjunto en tanques herméticamente cerrados, sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana.

III.6.1 CLASIFICACION.

Dependiendo de las características y condiciones de carga, los bancos de capacitores se dividen en fijos y semifijos o de control.

III.6.2 CRITERIOS DE SELECCION.

Los bancos de capacitores deben de cumplir con lo descrito en la especificación CFE-V8000-08.

Las características de las unidades de capacitores son las indicadas en la tabla 3.15.

TENSION NOMINAL ENTRE TERMINALES V	TENSION MAXIMA DE DISEÑO EN CONDICIONES NORMALES V	CAPACIDAD KVAR	CAPACIDAD MAXIMA DE DISEÑO EN CONDICIONES NORMALES KVAR	CAPACITANCIA μF	CLASE DE AISLAMIENTO ENTRE TERMINAL Y TANQUE KV	NBAI ONDA 1.2 * 50 μs	DISTANCIA FUGA DE BOQUILLAS mm.
7 960	8 766	100 200 300	135 270 405	4.18 8.36 12.54	15	95	279.4
13 800	15 180	100 200 300	135 270 405	1.38 2.76 4.14	18	125	431.8
19 920	21 912	100 200 300	135 270 405	0.67 1.33 2.00	25	125	660.4

TABLA 3.15 CARACTERISTICAS DE UNIDADES MONOFASICAS DE CAPACITORES.

- La instalación de un banco de capacitores se debe de hacer en un lugar con buena ventilación, ya que la operación del banco fuera de los límites de temperatura de operación, disminuye notablemente la vida útil de los capacitores. Por consiguiente también se debe de tomar en cuenta que el banco de capacitores trabaje a su tensión, corriente y frecuencia nominales para no elevar la temperatura de dicho banco de capacitores.
- Para determinar si el banco de capacitores se instalara en el lado de alta o de baja tensión, dependerá principalmente de:

FACTORES TECNICOS: Cuando se quiere aumentar la capacidad de carga de un transformador, los capacitores deben instalarse en el lado del secundario del transformador (normalmente lado de baja tensión), para que disminuya la corriente inductiva que pasa a través del mismo.

FACTORES ECONOMICOS: Para niveles de tensión hasta unos 46 KV, la instalación de un banco de capacitores en el lado de alta tensión resulta mucho más económico que la instalación de un banco de la misma potencia

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

reactiva en lado de baja tensión. Para voltajes de línea superiores a los 100 KV, el aislamiento del banco y especialmente el equipo de conexión y desconexión suele encarecer notablemente el costo del banco de capacitores

- El numero de fases y conexión del banco, para instalaciones de CFE debe ser trifásico con unidades monofásicas conectadas en estrella con neutro flotante.

Tomando en cuenta que para la subestación "Coatepec" se requiere un banco de capacitores de 1.2 MVAR conectado en las barras de 13.8 KV y los datos de la tabla 3.15, tenemos :

$$\text{Cantidad de capacitores por fase: } N_f = \frac{Q_B}{3 \cdot Q_C}$$

Donde: Q_B = Potencia reactiva total del banco en KVAR.
 Q_C = Potencia reactiva de cada capacitor en KVAR.

Sustituyendo :

$$N_f = \frac{1.2 \times 10^3}{3 \cdot 200}$$

$N_f = 2$ unidades monofásicas de 200 KVAR.

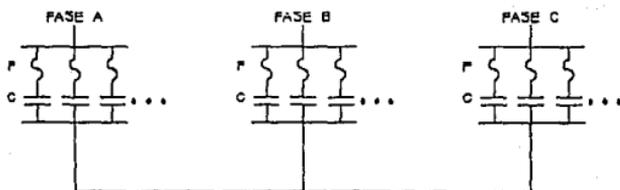


FIGURA 3.5
BANCO DE CAPACITORES CONECTADO EN ESTRELLA CON EL NEUTRO FLOTANTE

EQUIPO : BANCO DE CAPACITORES.

CARACTERISTICAS :

1. TENSION ENTRE FASES DEL SISTEMA : 13.8 KV
2. TENSION ENTRE TERMINALES POR UNIDAD : 7.96 KV
3. CAPACIDAD DEL BANCO : 1.2 MVAR.
4. CAPACIDAD DE CADA UNIDAD : 200 KVAR.
5. No. DE UNIDADES POR FASE : 2 (DOS) UNIDADES
6. TOTAL DE UNIDADES POR BANCO : 6 (SEIS) UNIDADES
7. ALTURA DE OPERACION : 1300 M.S.N.M.

CARACTERISTICAS ESPECIALES :

NINGUNA.

III.7 EQUIPO DE CONTROL, MEDICIÓN Y PROTECCIÓN.

El equipo de control, medición y protección de una subestación se encuentra alojado en gabinetes formados por secciones verticales llamados "TABLEROS SIMPLEX y TABLEROS TIPO MOSAICO O MIMICOS".

Estos tableros a su vez se encuentran localizados en lo que se conoce como la "Caseta de Control de la subestación".

La manera de hacer llegar la señal del equipo primario hacia los tableros simplex y mimico o viceversa; se hace de la siguiente manera: La señal que se recibe de los T.C.'s, T.P.'s, cuchillas, etc. se reúne en un gabinete centralizador en el mismo lugar del equipo primario, de este gabinete por medio de cable control se lleva la señal a través de la trinchera que se comunica con la caseta de control, localizada a unos metros de los límites marcados por las estructuras que soportan el equipo primario, una vez llegado el cable control a la caseta, se recibe en gabinetes de tablillas (GT) y por último se conduce a los tableros por canalización en charolas.

SECCIONES DE TABLEROS SIMPLEX

Por normalización, los tableros simplex se diseñan por secciones modulares de dimensiones bien definidas; de esta manera, un tablero simplex se integrará con el número de secciones necesarias para alojar los equipos de control, medición y protección; se recomienda que las secciones se arreglen de izquierda a derecha, y de mayor a menor voltaje. Para una subestación se tendrán secciones para líneas, transformadores, barras, reactores y equipos auxiliares; ver tabla 3.16.

TABLEROS TIPO MOSAICO

Los tableros tipo mosaico son secciones que contienen el bus mímico, el cual es una representación de los equipos de potencia (transformadores, líneas, barras, interruptores, reactores, cuchillas, etc.), así como sus equipos de control, medición y señalización. El bus mímico deberá estar de acuerdo al código de colores siguiente:

NIVEL DE VOLTAJE (KV)	COLOR
400	AZUL
230	AMARILLO
139 - 161	VERDE
60 - 115	MORADO MAGENTA
13.2 - 44	BLANCO
< 13.2	NARANJA

SECCIONES PARA LINEAS	
SECCION SIMPLEX TIPO L1 SECCION DE TABLERO MOSAICO CL1	400 KV
SECCION SIMPLEX TIPO L2 SECCION DE TABLERO MOSAICO CL2	230 KV
SECCION SIMPLEX TIPO L3 SECCION DE TABLERO MOSAICO CL3	115 Y 69 KV
SECCION SIMPLEX TIPO L4 SECCION DE TABLERO MOSAICO CL4	13.8, 23 Y 34.5 KV
SECCIONES PARA TRANSFORMADORES Y BANCOS	
SECCION SIMPLEX TIPO T1 SECCION DE TABLERO MOSAICO CT1	400/230 KV 400/115 KV
SECCION SIMPLEX TIPO T2 SECCION DE TABLERO MOSAICO CT2	230/115 KV
SECCION SIMPLEX TIPO T3 SECCION DE TABLERO MOSAICO CT3	115/13.8 KV 115/23 KV 115/34.5 KV
SECCIONES PARA BARRAS	
SECCION SIMPLEX TIPO B1 SECCION DE TABLERO MOSAICO CB1	400 KV
SECCION SIMPLEX TIPO B2 SECCION DE TABLERO MOSAICO CB2	230 KV
SECCION SIMPLEX TIPO B3 SECCION DE TABLERO MOSAICO CB3	115 KV

TABLA 3.16 SECCIONES DE TABLEROS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION.

III.7.1 CARACTERISTICAS DE TABLEROS DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION.

A continuación se muestran las características de cada una de las secciones de los tableros simplex y tableros tipo mosaico, seleccionados para la subestación "COATEPEC".

SECCIONES DE LINEAS

SECCION SIMPLEX TIPO L3	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION	SIMBOLO
RELEVADOR DE DISTANCIA	21/21N
RELEVADOR DIRECCIONAL DE SOBRECORRIENTE	67N
RELEVADOR DE RECIERRE	79
RELEVADOR VERIFICADOR DE SINCRONISMO	25/27
RELEVADORES AUXILIARES DE CONTROL	67NX
RELEVADORES AUXILIARES DE DISPARO	94X
RELEVADORES AUXILIARES DE CUCHILLAS E INTERRUPTOR	89X, 52X
TRANSDUCTOR DE CORRIENTE	TA
TRANSDUCTOR DE VOLTS	TV
TRANSDUCTOR DE WATTS	TWATTS
TRANSDUCTOR DE VARS	TVARS
BLOCK DE PRUEBAS	BP

El arreglo de los equipos y las dimensiones de la sección simplex tipo L3 se muestran en la figura 3.7.

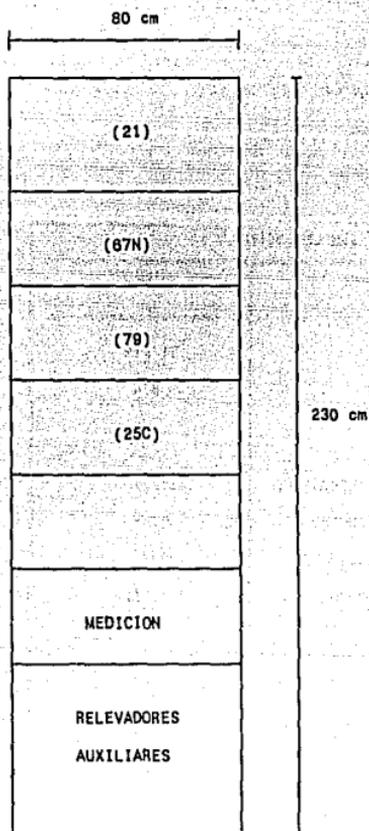


FIG. 3.7 TABLERO DE PROTECCION, SECCION SIMPLEX TIPO L3.

SECCION TIPO CL3	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y SERIALIZACION	SIMBOLO
CONMUTADOR DE AMPERMETRO	CA
CONMUTADOR DE VOLTMETRO	CV
CONMUTADOR DE SINCRONIZACION	CS
AMPERMETRO	TA
VOLTMETRO	TV
WATTMETRO	WM
VARMETRO	VARM
CUADRO DE ALARMAS	AL

Los equipos y las dimensiones de la sección de tablero mosaico de control y medición tipo CL3 se muestran en la figura 3.8.

SECCION SIMPLEX TIPO L4	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION	SIMBOLO
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE	50/51, 50N/51N
RELEVADOR DE RECIERRE	79
RELEVADORES AUXILIARES DE DISPARO	50X, 51X
RELEVADORES AUXILIARES DE INTERRUPTOR	52X
TRANSDUCTOR DE CORRIENTE	TA
TRANSDUCTOR DE WATTS/HORA	TWATTS/H
BLOCK DE PRUEBAS	BP

El arreglo de los equipos y las dimensiones de la sección simplex tipo L4 se muestran en la siguiente figura 3.9.

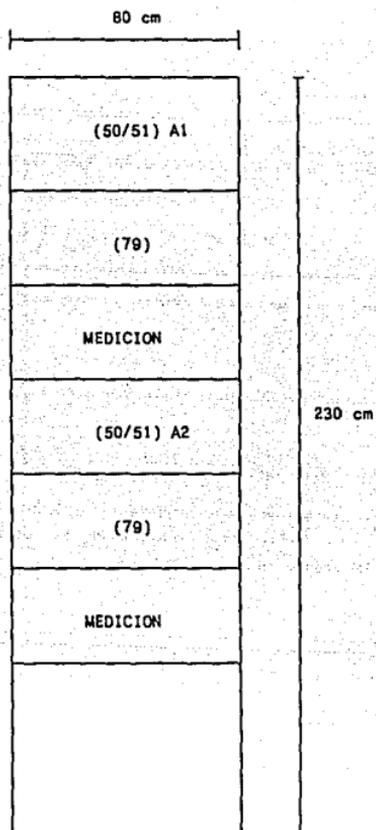


FIG. 3.9 TABLERO DE PROTECCION, SECCION SIMPLEX TIPO L4.

SECCION TIPO CL4	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y SERIALIZACION	SIMBOLO
CONMUTADOR DE AMPERMETRO	CA
AMPERMETRO	A
WATTHORIMETRO (CONTADOR DE PULSOS)	WHM
CUADRO DE ALARMAS	AL

Los equipos y las dimensiones de la sección de tablero mosaico de control y medición tipo CL4 se muestran en la figura 3.10.

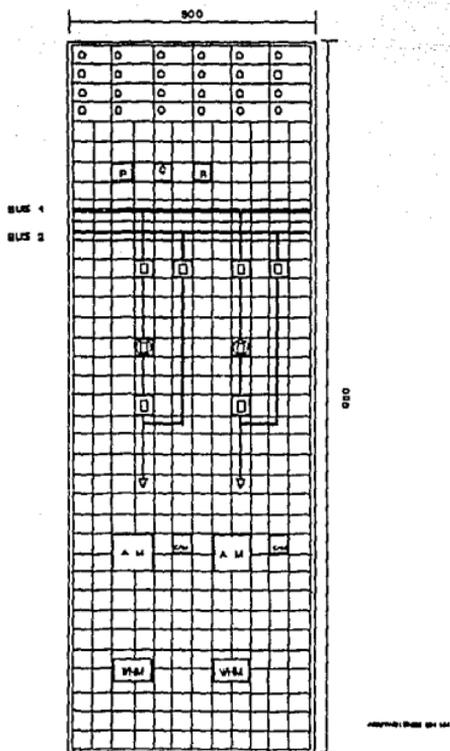


FIG. 3.10 SECCION DE TABLERO MOSAICO DE CONTROL Y MEDICION TIPO CL4.

SECCIONES PARA BANCO DE TRANSFORMACION.

SECCION SIMPLEX TIPO T3 (TRANSFORMADOR DE 2 DEVANADOS)	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION	SIMBOLO
RELEVADOR DIFERENCIAL	87T
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE LADO 115 KV	51
RELEVADOR DE SOBRECORRIENTE DE NEUTRO	51N
RELEVADOR AUXILIAR DE REPOSICION MANUAL	86T
RELEVADORES AUXILIARES DE DISPARO	51X, 51NX
RELEVADORES AUXILIARES DE CUCHILLAS E INTERRUPTOR	89X, 52X
TRANSDUCTOR DE CORRIENTE	TA
TRANSDUCTOR DE WATTS-WATTS/HORA	TWATTS-WATTS/H
TRANSDUCTOR DE VARS-VARS/HORA	TVARS-VARS/H
BLOCK DE PRUEBAS	BP

El arreglo de los equipos y las dimensiones de la sección simplex tipo T3 se muestran en la figura 3.11.

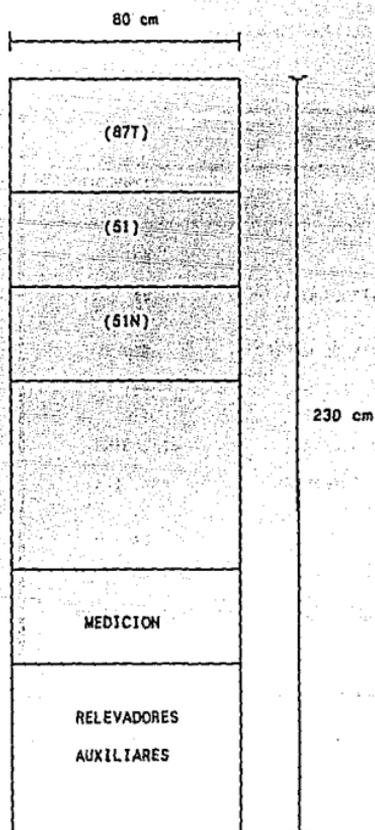


FIG. 3.11 TABLERO DE PROTECCION, SECCION SIMPLEX TIPO T3.

SECCION TIPO CT3	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y SERIALIZACION	SIMBOLO
CONMUTADOR DE AMPERMETRO	CA
CONMUTADOR DE TEMPERATURA	CT
AMPERMETRO	A
WATTMETRO	WM
WATHORIMETRO (CONTADOR DE PULSOS)	WHM
VARMETRO	VARM
VARHORIMETRO (CONTADOR DE PULSOS)	VARHM
INDICADOR DE POSICION DE TAPS	IND TAPS
CUADRO DE ALARMAS	AL

Los equipos y las dimensiones de la sección de tablero mosaico de control y medición tipo CT3 se muestran en la figura 3.12.

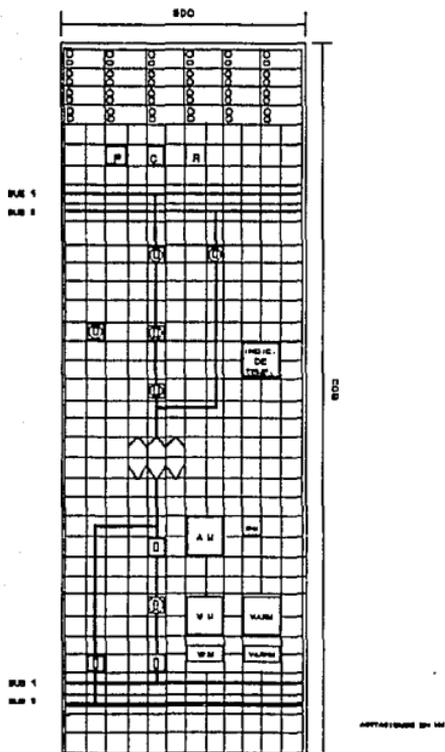


FIG. 3.12 SECCION DE TABLERO MOSAICO DE CONTROL Y MEDICION TIPO CT3.

SECCIONES DE BARRAS.

SECCION SIMPLEX TIPO B3	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION	SIMBOLO
RELEVADOR VERIFICADOR DE SINCRONISMO	25/27
RELEVADOR AUXILIAR DE CONTROL	25X
RELEVADOR AUXILIAR DE DISPARO	94X
RELEVADOR AUXILIAR DE CUCHILLAS E INTERRUPTOR	89X, 52X
TRANSDUCTOR DE VOLTAJE	TV
TRANSDUCTOR DE FRECUENCIA	TF

El arreglo de los equipos y las dimensiones de la sección simplex tipo B3 se muestran en la figura 3.13.

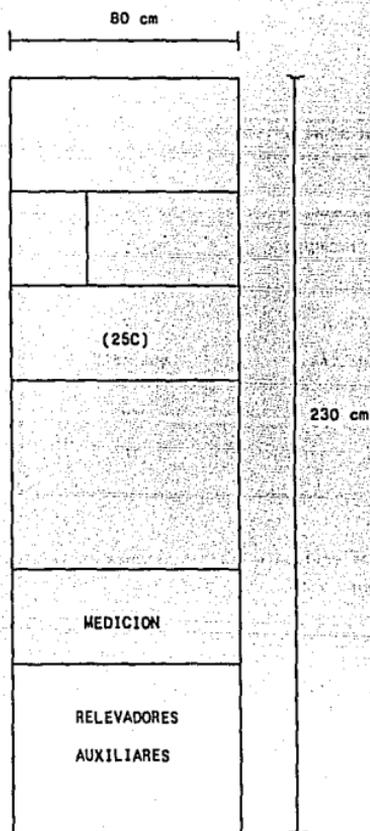


FIG. 3.13 TABLERO DE PROTECCION, SECCION SIMPLES TIPO B3.

SECCION TIPO CB3	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y SERIALIZACION	SIMBOLO
CONMUTADOR DE SINCRONIZACION	CS
CONMUTADOR DE VOLTMETRO	CV
VOLTMETRO	V
FRECUENCIMETRO	F
CUADRO DE ALARMAS	AL

Los equipos y las dimensiones de la sección de tablero mosaico de control y medición tipo CB3 se muestran en la figura 3.14.

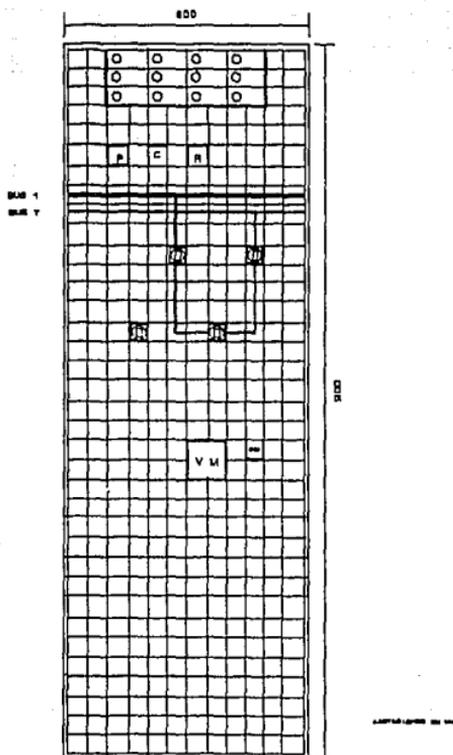


FIG. 3.14 SECCION DE TABLERO MOSAICO DE CONTROL Y MEDICION TIPO CB3.

SECCION SIMPLEX TIPO DB3	
EQUIPO DE CONTROL, MEDICION Y PROTECCION	SIMBOLO
RELEVADOR DIFERENCIAL DE BARRAS	87B
RELEVADOR AUXILIAR DE REPOSICION MANUAL	86B

El arreglo de los equipos y las dimensiones de la sección simplex tipo DB3 se muestran en la figura 3.15.

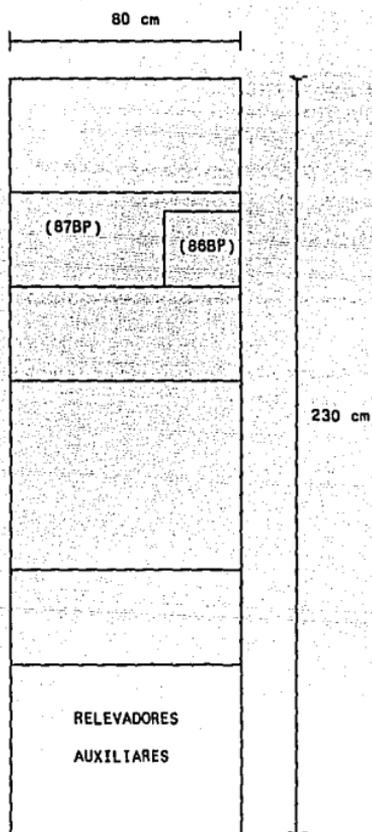


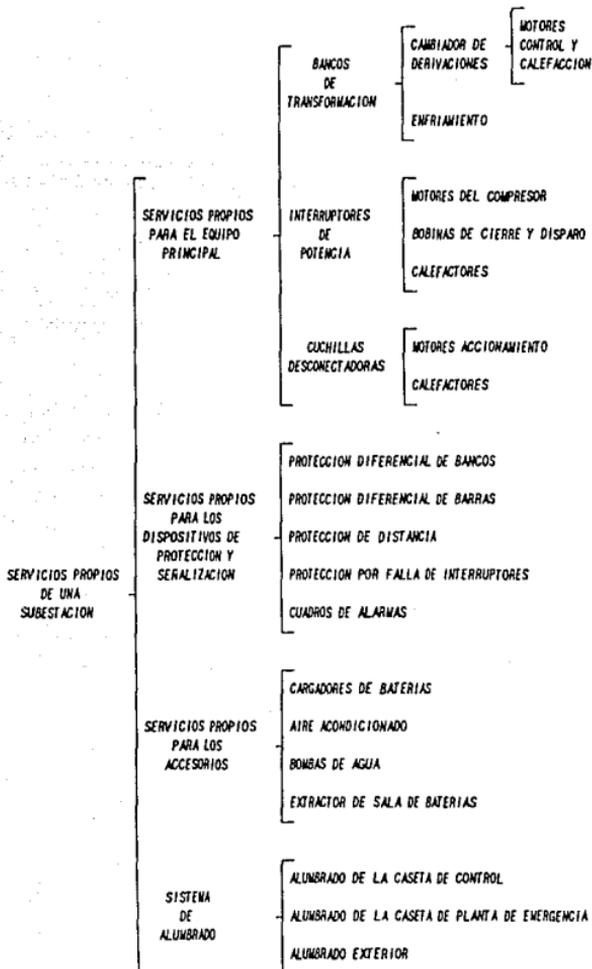
FIG. 3.15 TABLERO DE PROTECCION, SECCION SIMPLEX TIPO DB3.

CAPITULO IV : CARACTERISTICAS DE LOS SERVICIOS PROPIOS

IV.1 GENERALIDADES.

En una subestación eléctrica el equipo primario requiere para su funcionamiento; mecanismos accionados por motores, sistemas de enfriamiento y sistemas auxiliares. Además de estos, la subestación cuenta con sistemas de protección y señalización, todos estos sistemas en conjunto, representan lo que se conoce como sistema de Servicios Propios de la subestación. Los cuales deben de seguir en funcionamiento o energizados en caso de suspensión de la energía principal, o en el momento de una falla del equipo primario o de un alimentador.

En general los servicios propios que se alimentan desde el tablero del mismo nombre, son los expuestos en el siguiente cuadro sinóptico:



IV.2. FUENTES DE ALIMENTACION.

Por la importancia de los servicios propios se debe de tener cuidado en seleccionar su fuente de alimentación, debido a que el buen funcionamiento de los servicios propios, depende la flexibilidad, confiabilidad y continuidad de servicio de la subestación (dependiendo de la importancia de esta en el sistema eléctrico al que este conectada).

Las principales fuentes de alimentación para servicios propios, que generalmente se emplean en subestaciones eléctricas son:

1) Alimentación en Corriente Alterna:

- Transformador de servicios propios derivado de una línea de distribución.
- Transformador de servicios propios derivado del terciario del banco de transformación.
- Transformador de servicios propios derivado de las barras de distribución de la propia subestación.
- Planta Diesel de emergencia.

2) Alimentación en Corriente Directa:

- Cargadores de baterías.
- Bancos de baterías.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

De acuerdo con la especificación CFE VY500-16, toda subestación debe de contar con fuentes de alimentación Primaria, Secundaria y de Emergencia; contando con un mínimo de 2 fuentes de alimentación. El número y tipo de fuentes de alimentación para servicios propios, depende principalmente de la disponibilidad de las mismas, así como de la importancia y localización de la subestación que se está proyectando. En la tabla 4.1 se relacionan los tipos de fuentes de alimentación a utilizar, dependiendo del nivel de tensión que maneje la subestación eléctrica.

TABLA 4.1 CARACTERISTICAS GENERALES Y ALTERNATIVAS DE SELECCION DE FUENTES DE ALIMENTACION A SERVICIOS PROPIOS EN SUBESTACIONES

NIVELES DE TENSION DE SUBESTACIONES (k V)	FUENTES DE ALIMENTACION					TRANSFORMADOR (k V A)		PLANTA DIESEL (k V)	BANCOS DE BATERIAS			
	PRIARIA	RESPALDO		ULTIMO RESPALDO	EMERGENCIA	RED EXTERNA	TERCIARO		NUMERO DE BANCOS		NUMERO DE CARGADORES	
		LINEA DE DISTRIBUCION	LINEA DE DISTRIBUCION	BARRAS S. E.	TERCIARO BANCO				PLANTA DIESEL	TENSION	VCD	TENSION
									125	48	125	48
400 -- 230	1	2		4	J	300	150	150	DOS	DOS	TRES	TRES
400 -- 115	1	2		4	J	300	150	150	DOS	DOS	TRES	TRES
230 -- 115	1	2		4 (*)	J (*)	150	150	75	UNO	UNO	DOS	DOS
230-69, 34.5	1	2	←→	2	4 (*)	150	150	75	UNO	UNO	DOS	DOS
115 -- 69	1			2	←→	75			UNO	UNO	DOS	DOS
115, 69 -- 34.5, 13.8	1			2		75			UNO	UNO	DOS	DOS

1 2 3 4 - INDICA ORDEN PREFERENCIAL DE UTILIZACION
 ←→ - INDICA OPCION DE UTILIZACION
 (*) - POR EXCEPCION (SOLAMENTE EN CASO DE QUE LAS LINEAS DE DISTRIBUCION NO SEAN CUMPLIBLES)

NOTA: LOS VALORES INDICADOS EN ESTA TABLA SON LOS QUE ACTUALMENTE SE UTILIZAN EN EL DISEÑO POR LA COORDINACION DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION.

IV.3 CLASIFICACION DE CARGAS Y CIRCUITOS.

De la diversidad de equipo y dispositivos con que esta formado el sistema de servicios propios y dependiendo de la importancia de estos; se clasifican en:

- **Cargas y Circuitos Esenciales de Corriente Alterna.**

Dentro de este grupo se considera todos aquellos dispositivos y circuitos que debido a su importancia, es indispensable el no interrumpir su alimentación, para beneficio de la subestación.

- **Cargas y Circuitos No Esenciales de Corriente Alterna.**

Son todos aquellos dispositivos y circuitos para los que no es necesaria su energización durante lapsos de interrupción de la energía.

- **Cargas y Circuitos de Corriente Directa.**

Todas aquellas cargas y circuitos que por sus características de construcción e importancia deben alimentarse con corriente directa.

En la tabla 4.2 se tienen algunas cargas típicas seleccionadas de acuerdo al tipo de carga de servicios propios en subestaciones eléctricas.

TIPO DE ALIMENTACION		
CORRIENTE ALTERNA		CORRIENTE DIRECTA
NORMAL	EMERGENCIA	
<p><u>CARGAS NO ESENCIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - BOMBAS DE AGUA - BARRAS DE ALIMENTACION NORMAL DEL TABLERO DE ALUMBRADO EXTERIOR - UNIDADES DE AIRE ACONDICIONADO DE OFICINAS - ACCIONAMIENTOS Y CALEFACTORES DE CUCHILLAS DE ALTA TENSION 	<p><u>CARGAS ESENCIALES</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - CARGADORES DE BATERIAS - ALIMENTACION DE EQUIPOS AUXILIARES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA <ul style="list-style-type: none"> - ventiladores - cambiadores de derivaciones - BARRAS DE EMERGENCIA DEL TABLERO DE ALUMBRADO Y CONTACTOS - ACCIONAMIENTOS Y CALEFACTORES DE INTERRUPTORES DE ALTA TENSION - UNIDADES DE AIRE ACONDICIONADO DE SALA DE TABLEROS 	<ul style="list-style-type: none"> - PROTECCIONES DE LINEAS DE TRANSMISION - PROTECCIONES DE BANCOS DE TRANSFORMACION - CIRCUITOS DE CONTROL Y SENALIZACION DE CUCHILLAS - CIRCUITOS DE CIERRE Y DISPARO DE INTERRUPTORES - CUADROS DE ALARMAS - COMUNICACIONES - CONTROL SUPERVISORIO

TABLA 4.2 CLASIFICACION DE CARGAS Y CIRCUITOS DE SERVICIOS PROPIOS POR TIPO DE ALIMENTACION

IV.4 SELECCION DE BATERIAS Y CARGADOR DE BATERIAS.

Existen dos tipos de baterías:

- a) Plomo - Acido
- b) Alcalinas (Niquel-Cadmio y Niquel-Hierro)

El tipo de baterías que se seleccione debe de estar dentro de la especificación CFE-V7100-19, de donde se tienen los siguientes valores característicos de cada una de ellas, tablas 4.3 y 4.4.

Tensión	Plomo-Acido	Niquel-Cadmio
Nominal	2.0	1.2
Final	1.75	1.14
Flotación	2.15	1.40
Igualación	2.33	1.55

TABLA 4.3 TENSIONES CARACTERISTICAS DE ACUMULADORES EN VOLTS POR CELDA

Valores	Plomo-ácido		Níquel-Cadmio	
	125 V	48 V	125 V	48 V
Número de celdas	60	24	92	40
Nominal	120	48	110	48
Final	105	42	105	45.6
Flotación	129	51.6	129	56
Igualación	140	56	143	62

TABLA 4.4 VALORES CORRESPONDIENTES PARA UN SISTEMA DE 125 Y 48 VOLTS

IV.4.1 CALCULO DE BATERIAS.

Para el cálculo de las baterías del sistema de servicios propios, debe considerarse el caso de emergencia que requiera mayor energía para el funcionamiento oportuno de el equipo que aísle la falla ocurrida.

Para el caso de la subestacion "COATEPEC" (ver fig. 1.1), las fallas que ocasionarian la apertura de mas interruptores, seria una falla en las barras, por lo que tenemos los siguientes casos de falla:

CASO I : FALLA EN LAS BARRAS DE 13.8 kV.

Una falla en las barras de 13.8 kV, provocaria la apertura de los 5 interruptores, si el consumo de la bobina de disparo de cada interruptor de 13.8 kV es de 40 Watts, se requiere entonces una demanda de energía de (5 x 40) 200 Watts.

CASO II : FALLA EN LAS BARRAS DE 115 kV.

Para el caso de una falla en las barras de 115 kV, abrirán 3 interruptores,

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

y si cada interruptor de 115 kV tiene una bobina de disparo de 600 Watts, se necesita entonces una demanda de (3 x 600) 1800 Watts.

Es evidente que una falla en las barras de 115 kV, requiere una mayor demanda de energía, por lo que es el caso que se toma en cuenta para el cálculo de la capacidad de las baterías, y el procedimiento es el siguiente:

Se toman en cuenta las cargas conectadas a las barras de C.D. del tablero de servicios propios que entrarán en operación en caso de falla. Entonces para 6 interruptores de 115 kV (3 actuales y 3 futuros)¹ y de acuerdo a las características del equipo se tiene:

Bobinas de Disparo.

$$6 \times 600 \text{ W} = 3600 \text{ Watts}$$

$$I = \frac{W}{V} = \frac{3600}{125} = 28.8 \text{ Amp.}$$

Si tomamos en cuenta la secuencia de operación de los interruptores en caso de persistir la falla, la cual es la siguiente:

$$A - 0.3 \text{ seg.} - CA - 3 \text{ min.} - CA$$

Donde:

A = apertura. C = cierre.

De acuerdo a las características del equipo, se consideran 0.05 seg. de tiempo de apertura. Para fines de cálculo, se pueden sumar los tiempos de operación, entonces:

$$0.05 + 0.3 + 0.1 + 3 \times 60 + 0.1 = 180.55 \text{ seg.} = 3 \text{ min.} 55 \text{ seg.}$$

La carga constante es la de protección y señalización, considerada como un máximo de 10 Amp.

¹ Para la subestación "Coatepec" se tiene contemplado a futuro 2 alimentadores y un banco de transformación.

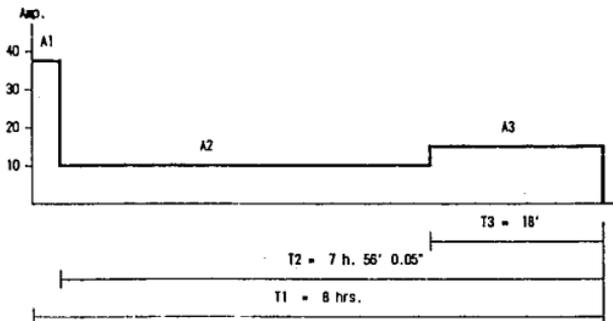
Capítulo IV. Características de los Servicios Propios

Ahora considerando un periodo de emergencia de 8 horas, se tiene el siguiente ciclo de trabajo:

	DEMANDA	TIEMPO
A. Disparo de interruptores	28.8 Amp.	3 min. 55 seg.
B. Protección y Señalización	10 Amp.	8 Hrs.
C. Operación de cuchillas e interruptores	5 Amp.	18 min.

Después de reparada la falla se restablece el servicio y se requiere operar interruptores y cuchillas, esta carga es la considerada en el punto C. con una carga promedio de 5 Amp. y considerando un minuto de operación por aparato (12 cuchillas + 6 interruptores = 18 aparatos).

el siguiente paso es dibujar un diagrama del ciclo de carga, con sus correspondientes tiempos de duración, ya que el tamaño de la batería requerida para determinado ciclo de carga, dependerá no solo del tamaño y duración de cada carga, sino también de la secuencia en que estas ocurren. Que para este caso es el siguiente:



Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Después de obtener el ciclo de carga de la batería, se aplica la siguiente ecuación:

$$P = \frac{A_1}{R_1} + \frac{A_2 - A_1}{R_2} + \frac{A_3 - A_2}{R_3} + \dots + \frac{A_n - A_{n-1}}{R_n}$$

Donde:

P = número de placas positivas requeridas
A₁, A₂, ..., A_n = amperes para los periodos 1, 2, ..., n
T₁, T₂, ..., T_n = tiempos en minutos indicados
R₁, R₂, ..., R_n = capacidad por placa positiva en amperes para los tiempos T₁, T₂, ..., T_n

Los valores de R₁, R₂, ..., R_n se obtienen de las curvas de características de descarga del fabricante, dependiendo del tipo de baterías a emplear.

El cálculo en este caso se hará con características de una batería de tipo EOP de EXIDE, por lo que se obtienen los siguientes datos:

A ₁ = 38.8 Amp.	T ₁ = 8 hrs.	R ₁ = 5 A.p.p.p.
A ₂ = 10 Amp.	T ₂ = 7 h. 56' 0.05"	R ₂ = 5.1 A.p.p.p.
A ₃ = 15 Amp.	T ₃ = 18'	R ₃ = 33 A.p.p.p.

Sustituyendo valores:

$$P = \frac{38.8}{5} + \frac{10 - 38.8}{5.1} + \frac{15 - 10}{33}$$

$$P = 7.76 - 5.56 + 0.15 = 2.27$$

$$P = 2.27 \approx 3 \text{ placas positivas}$$

Entonces, si necesitamos una batería con 3 placas positivas el tipo de baterías a emplear será EOP - 7²

² EOP - 7 ; Las letras EOP es del tipo de batería y el número 7 es por que la batería tiene una placa negativa más que las positivas.

Con este valor y por medio de tablas de fabricantes se determina la capacidad de la batería, la cual será de:

120 Amperes Horas en 8 Horas.

IV.4.2 CALCULO DEL CARGADOR DE BATERIAS.

Para seleccionar un cargador para recargar una batería en un tiempo mínimo y al voltaje de igualación (2.33 Volts por celda para plomo-ácido, 1.55 Volts por celda para níquel-cadmio y 1.6 Volts por celda para níquel-hierro), se utiliza la siguiente fórmula:

$$A = \left[\frac{A.H. \times 1.10}{T} + L \right] \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{K_2}$$

Donde:

- A = Capacidad en amperes del cargador.
- A.H. = Amperes hora descargados en la batería.
- 1.10 = Factor mínimo de eficiencia de carga para plomo-ácido(útese 1.40 para níquel-cadmio y níquel-hierro.
- T = Cantidad de horas para la recarga.
- L = Demanda continua del sistema.
- K₁ = Factor de temperatura (Tabla 4.5)
- K₂ = Factor de altitud (Tabla 4.5)

ALTITUD (m.s.n.m)		TEMPERATURA	
Mts.	K ₂	C	K ₁
Hasta 1000	1.00	40	1.00
1001 - 1500	0.94	50	0.83
1501 - 3000	0.82	60	0.64

TABLA 4.5 FACTORES DE CORRECCION DE TEMPERATURA Y ALTITUD PARA CARGADORES DE BATERIAS.

En base a las características de las baterías seleccionadas, se tienen los siguientes datos para el cálculo del cargador de baterías:

A. H. = 120
Tiempo de recarga = 12 Hrs.
L = 10 Amps. de demanda continua.
Altitud = 1300 m.s.n.m.
Temperatura ambiente = 20 °C

Sustituyendo valores en la fórmula anterior:

$$A = \left[\frac{(120 \times 1.10)}{12} + 10 \right] \times \frac{1}{1} \times \frac{1}{0.94}$$

A = 22.34 Amp.

Con este valor y con ayuda de catálogos de fabricantes, el cargador de baterías adecuado para las baterías de servicios propios, será de las siguientes características:

Tensión nominal de entrada = 220 V. C. A.
Corriente nominal de entrada = 13.8 A. C. A.
Tensión nominal de salida = 125 A. C. D.
Corriente nominal de salida = 25 A. C. D.

IV.5 SELECCION DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS PROPIOS.

Del diagrama de servicios propios se obtienen las cargas que se encuentran conectadas a las barras del tablero de servicios propios. Para la subestacion "COATEPEC" se consideran las siguientes:

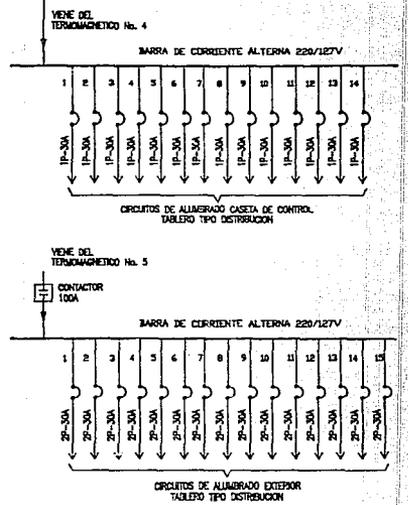
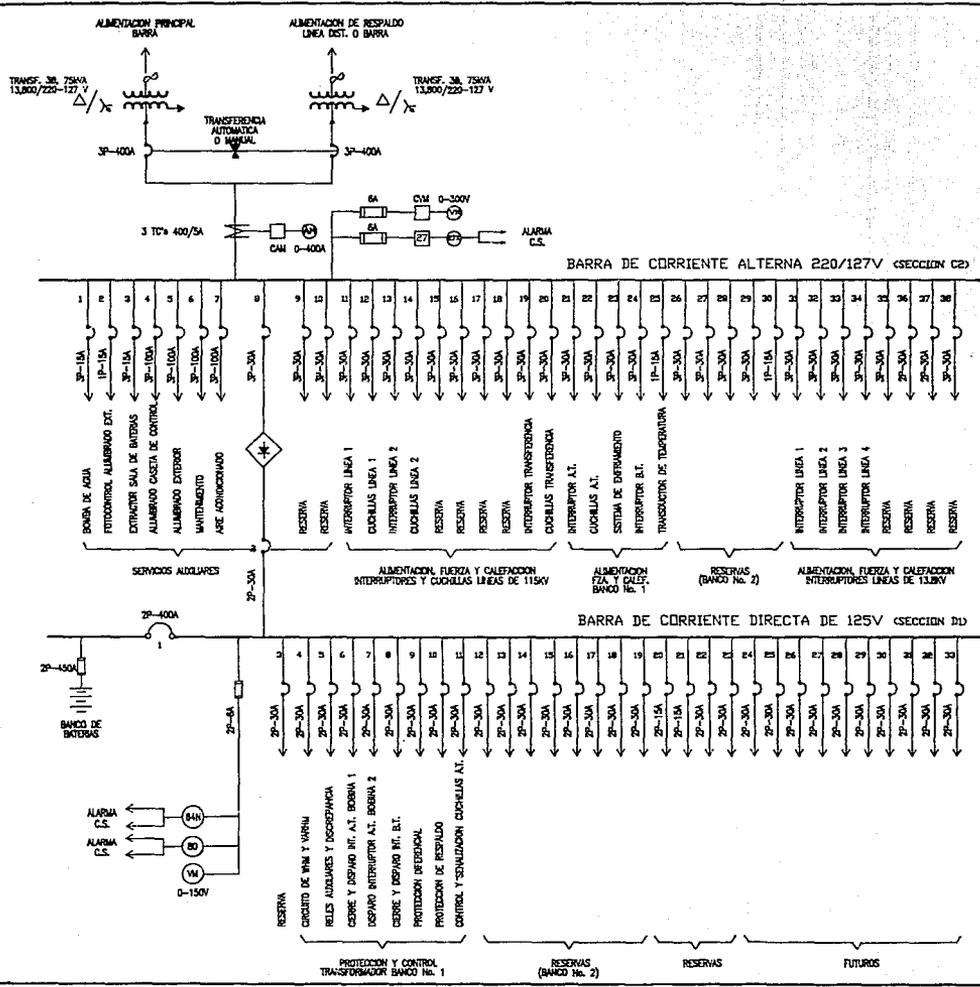
EQUIPO	CARGA INSTALADA	FACTOR DE DEMANDA	CARGA DEMANDADA	
	KW	%	KW	
CARGADOR DE BATERIAS	4.500	100	4.500	
ENFRIAMIENTO DE BANCO	1.500	60	0.900	
ALUMBRADO	CASETA DE CONTROL	3.200	100	3.200
	EXTERIOR	5.375	100	5.375
MANTENIMIENTO	40.000	30	12.000	
CONTACTOS 1# CASETA DE CONTROL	0.750	30	0.225	
EXTRACTOR SALA DE BATERIAS	0.373	90	0.336	
AIRE ACONDICIONADO CASETA DE CONTROL	12.000	60	7.200	
CALEFACTORES DE INTERRUPTORES	0.705	100	0.705	
CALEFACTORES DE CUCHILLAS	1.260	100	1.260	
BOMBA DE AGUA	0.746	30	0.224	
FOTOCONTROL ALUMBRADO EXTERIOR	1.530	100	1.530	
MOTORES DE INTERRUPTORES	7.800	100	7.800	
MOTORES DE CUCHILLAS	3.355	100	3.355	
CARGA TOTAL INSTALADA	83.09			
CARGA TOTAL DEMANDADA			48.61	

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Se obtiene entonces que la carga total demandada de los servicios propios es de 48.61 KW, si se toma en cuenta un 25% más, considerando cargas futuras o imprevistas, entonces:

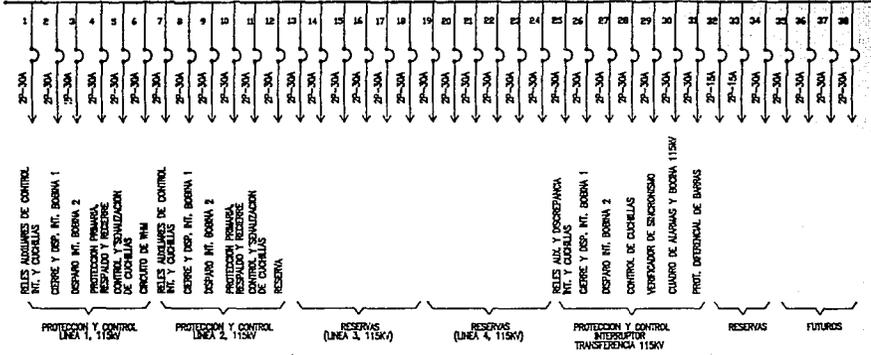
$$\text{Carga total demandada} = 48.61 \times 1.25 = 60.76 \text{ KW.}$$

Lo que corresponde a elegir el transformador del valor comercial, que es de 75 KVA, y que esta de acuerdo según especificación de CFE; ver tabla 4.1.

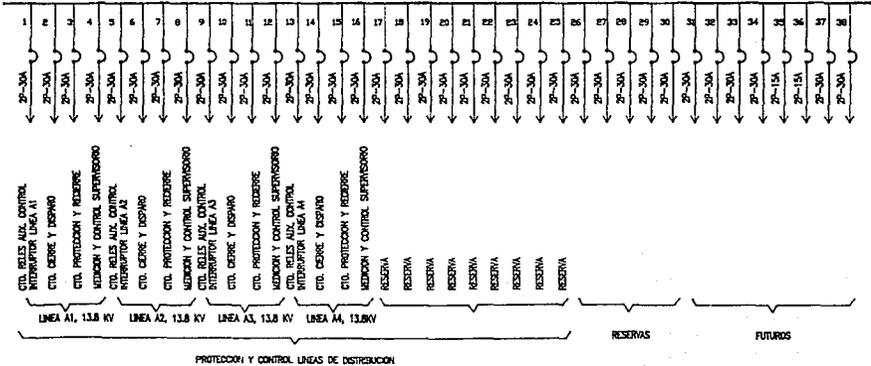


	COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
	SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION COORDINACION DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION
	INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS DIVISION SISTEMAS ELECTRICOS DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO ESUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES "ARAGON" INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
TESIS RAYMUNDO FLORES MORENO	
PROYECTO S. E. CONATEPEC	
TITULO DIAGRAMA UNIFILAR DE SERVICIOS PROPIOS DE CA Y C.B.	
HOJA 1 DE 2	

BARRA DE CORRIENTE DIRECTA DE 125V (SECCION D2)



BARRA DE CORRIENTE DIRECTA DE 125V (SECCION D3)



	COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
	SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION COORDINACION DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION
	INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
	DIVISION SISTEMAS ELECTRICOS DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
	UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
	ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES "ARAGON" INGENIERIA MECANICA ELECTRICA
TESIS : RAYMUNDO FLORES MORENO	
PROYECTO : S. E. CIATEPEC	
TITULO : DIAGRAMA UNIFILAR DE SERVICIOS PROPIOS DE C.D.	

CAPITULO V : COORDINACION DE AISLAMIENTO EN LA SUBESTACION

V.1 DEFINICIONES.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA. Es la tensión del sistema por la cual éste puede designarse y al que se relacionan ciertas operaciones del sistema (la tensión nominal del sistema es cercana al nivel de tensión al cual el sistema opera normalmente y provee la base de tensión en por unidad para propósitos de estudio del sistema, tal como flujos de carga, corto circuito y estabilidad).

TENSION MAXIMA PARA EL EQUIPO. Es el valor eficaz máximo de tensión de fase a fase por la cual el equipo se designa en cuanto a su aislamiento y otras características que se relacionan con esta tensión en las normas para equipo pertinentes. Para propósitos de coordinación de aislamiento, la tensión máxima del equipo se divide en:

Categoría I : Hasta 245 kV

Categoría II : Arriba de 245 kV.

SISTEMA CON NEUTRO AISLADO. Es aquel sistema donde el neutro de los transformadores de potencia no se conecta a tierra, o se conecta mediante dispositivos de medición u otros dispositivos de muy alta impedancia.

SISTEMA CON NEUTRO CONECTADO A TIERRA. Es aquel sistema donde el neutro se conecta a tierra, ya sea, sólidamente o mediante una resistencia o reactividad de un valor suficientemente bajo para reducir sobretensiones temporales o transitorias y facilitar la selectividad de la protección de falla a tierra.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

FACTOR DE FALLA A TIERRA (Ke). Para una configuración dada de un sistema, es la relación del valor de tensión eficaz de fase a tierra más alto a la frecuencia del sistema en una fase sana durante una falla de fase a tierra (afectando una o más fases en cualquier punto) al valor de la tensión eficaz de fase a tierra a la frecuencia del sistema que podría obtenerse en una localidad seleccionada de un sistema trifásico sin la falla.

IMPULSO DE RAYO NORMALIZADO. Es un impulso completo que tiene un frente de 1.2 microsegundos y un tiempo de cola (a la mitad de su valor) de 50 microsegundos. Se describe como un impulso de 1.2/50.

IMPULSO DE MANIOBRA NORMALIZADO. Es un impulso completo que tiene un frente de 250 microsegundos y un tiempo de cola (a la mitad de su valor) de 2500 microsegundos. Se describe como un impulso de 250/2500.

TENSION AGUANTABLE (convencional o estadística). Es aquella tensión, con la forma de la tensión representativa, que tiene una probabilidad de referencia de ser soportada por el aislamiento. Y se designa como:

- Tensión Aguantable Convencional. Cuando se asume que la probabilidad de referencia es 100%.

- Tensión Aguantable Estadística. Cuando la probabilidad de referencia es 90%.

NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE RAYO (NBAI). Es la resistencia (aguante) dieléctrica del aislamiento expresada en términos del valor cresta de un impulso de rayo normalizado. El nivel básico de aislamiento al impulso de rayo (BIL por sus siglas en inglés), puede ser estadístico o convencional, a continuación se definen.

NBAI ESTADISTICO. Se aplica específicamente a aislamiento autorrecuperable. Es el valor cresta de un impulso de rayo normalizado para el cual el aislamiento exhibe una probabilidad de 90% de resistir (o una probabilidad de 10% de fallar) bajo condiciones específicas.

NBAI CONVENCIONAL. Se aplica únicamente a aislamiento no-autorrecuperable. Es el

valor cresta de un impulso de rayo normalizado para el cual el aislamiento no deberá presentar descarga disrruptiva cuando se somete a un número predeterminado de aplicaciones de este impulso bajo condiciones específicas.

NIVEL BASICO DE AISLAMIENTO AL IMPULSO DE MANIOBRA (NBAM). Es la resistencia dieléctrica del aislamiento expresada en términos del valor cresta de un impulso de maniobra normalizado. El nivel básico de aislamiento al impulso de maniobra (BSL por sus siglas en inglés) al igual que el NBAI puede ser estadístico o convencional.

TENSION CRITICA DE FLAMEO. Se aplica específicamente a aislamiento autorrecuperable. Es el valor cresta de un impulso que bajo condiciones específicas causa flameo a través del medio que lo rodea en 50% de las aplicaciones.

TENSION NOMINAL DE AGUANTE DE CORTA DURACION O DE LARGA DURACION BAJA FRECUENCIA. Es el valor eficaz de una tensión sinusoidal de baja frecuencia que el equipo deberá soportar durante pruebas realizadas bajo condiciones específicas, por un periodo de tiempo preestablecido.

NIVEL DE PROTECCION AL IMPULSO DE RAYO DE UN DISPOSITIVO DE PROTECCION CONTRA IMPULSOS. Es el valor cresta de la tensión de un impulso de rayo que no debe excederse en las terminales de un dispositivo de protección cuando se aplican impulsos por rayo de forma de onda normalizada y valores nominales bajo condiciones preestablecidas.

NOTA: Los niveles de protección al impulso de rayo, están dados numéricamente por los máximos de las siguientes cantidades:

- (1) Tensión de Flameo al Impulso de Frente de Onda
- (2) Tensión de Flameo al Impulso de 1.2/50
- (3) Tensión de Descarga a la Corriente de Descarga Especificada

NIVEL DE PROTECCION AL IMPULSO DE MANIOBRA DE UN DISPOSITIVO DE PROTECCION CONTRA IMPULSOS. Es el valor más alto de tensión de un impulso de maniobra que no debe excederse en las terminales de un dispositivo de protección cuando se aplican impulsos por maniobra de forma de onda normalizada y valores nominales bajo condiciones preestablecidas.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

NOTA: Los niveles de protección al impulso de maniobra se dan numéricamente por los máximos de las siguientes cantidades:

- (1) Tensión de Descarga al Impulso de Maniobra.
- (2) Tensión de Flameo al Impulso de Maniobra.

DISPOSITIVOS LIMITADORES DE SOBRETENSIONES. Son dispositivos que limitan la amplitud de las sobretensiones, o su duración o ambas. Los dispositivos de protección tal como los apartarrayos caen bajo esta definición.

CONDICIONES ATMOSFERICAS NORMALIZADAS. Las condiciones atmosféricas normalizadas de referencia son:

- Temperatura $T_0 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$
- Presión $b_0 = 101.3 \text{ kPa (1,013 mbar, 760 mm Hg)}$
- Humedad absoluta $h_0 = 11 \text{ g/m}^3$

DEFINICIONES APLICABLES A APARTARRAYOS.

APARTARRAYOS. Es un dispositivo de protección para limitar los impulsos de tensión en el equipo, desviando la corriente del impulso, regresando el dispositivo a su condición original. Este es capaz de repetir estas funciones como se especifique.

CORRIENTE DE CLASIFICACION. Es la corriente designada para llevar a cabo las pruebas de clasificación (5000 A, 10000 A, 20000 A, etc).

CONTADOR DE DESCARGAS. Es el medio para registrar el número de operaciones de descarga del apartarrayos.

CORRIENTE DE DESCARGA. La corriente de impulso que fluye a través de un apartarrayos.

TENSION DE DESCARGA. Es el voltaje que aparece entre las terminales de un apartarrayos durante el paso de la corriente de descarga.

NIVEL DE PROTECCION AL IMPULSO. Para una forma de onda definida es el mayor de: el valor máximo de flameo o el valor de la tensión de descarga correspondiente.

TENSION DE FLAMEO AL IMPULSO. Es el valor más alto de tensión alcanzado por un impulso de una forma de onda y polaridad predeterminadas (aplicado entre las terminales de un apartarrayos) que causará flameo del entrehierro (gap) justo antes del flujo de la corriente de descarga.

TENSION DE FLAMEO A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA. Es el valor eficaz (rms) de la menor tensión sinusoidal a la frecuencia del sistema que causará flameo cuando se aplique entre las terminales de un apartarrayos.

TENSION SOPORTABLE (AGUANTABLE) A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA. Es una tensión eficaz preestablecida de prueba a la frecuencia del sistema, que no causará descarga disruptiva.

FLAMEO. Es una descarga disruptiva entre los electrodos de un entrehierro (gap) de medición, un entrehierro para control de tensión, o el entrehierro de un dispositivo de protección.

ELEMENTO VALVULAR. Es un resistor que debido a su característica voltaje-corriente no-lineal limita la tensión a través de las terminales de un apartarrayos durante el flujo de la corriente de descarga y contribuye a la limitación de la corriente a la tensión normal de operación.

V.2 GENERALIDADES

En términos generales la "COORDINACION DE AISLAMIENTO" es la forma de administrar las posibilidades de falla y las características de aislamiento de los dispositivos eléctricos, de tal manera que al presentarse una sobretensión, se evite dentro de lo posible que afecten a los equipos y con ello la continuidad de servicio.

Para lograr el objetivo de la coordinación de aislamiento, esta involucra el Dimensionamiento Dieléctrico de la subestación (distancias de fase a tierra, entre fases, etc.), las características del aislamiento, la consideración de equipos de protección (apartarrayos) y un blindaje por medio de bayonetas e hilo de guarda en las estructuras de la subestación.

El aislamiento de los aparatos e instalaciones de una subestación eléctrica, debe de contar con ciertas características para poder soportar los tipos de tensiones y sobretensiones que se puedan presentar durante la operación de la subestación. Para lo cual es necesario conocer tales tipos de tensiones, y así mismo los tipos de aislamientos con que cuentan los diferentes equipos de la subestación.

V.2.1 TIPOS DE TENSIONES Y SOBRETENSIONES.

La instalación de una subestación eléctrica, así como el conjunto de equipo que la forman, están expuestos a los siguientes tipos de tensiones:

- Tensión de servicio o nominal.
- Sobretensiones internas de maniobra.
- Sobretensiones externas o atmosféricas.

TENSION DE SERVICIO O NOMINAL:

Esta tensión es la que el equipo mayor soporta en condiciones normales de

operación. Aunque en lo que se refiere al cálculo de los aislamientos se considera igual a la tensión máxima de diseño del equipo.

SOBRETENSIONES INTERNAS POR MANIOBRA:

Estas sobretensiones son de breve duración y fuertemente amortiguadas. Son debidas a las maniobras de interruptores y pueden simularse, con respecto a los efectos que producen sobre los aislamientos, con impulsos de maniobra normalizados 250/2500 μ s.

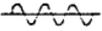
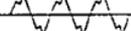
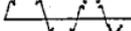
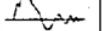
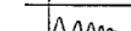
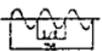
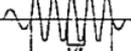
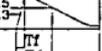
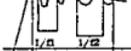
SOBRETENSIONES EXTERNAS O ATMOSFERICAS:

Estas sobretensiones son de duración aún más pequeñas que las de maniobras y muy fuertemente amortiguadas. Son debidas a la caída de un rayo sobre las líneas de transmisión, sobre la instalación de la subestación o en sus proximidades. con respecto a los efectos que producen sobre los aislamientos, pueden simularse mediante impulsos tipo rayo normalizados 1.2/50 μ s.

De tales sobretensiones las ocasionadas por maniobra afectan en mayor proporción a instalaciones que trabajan con tensiones arriba de 230 kV, debido a que los niveles de tensión son altos. Y las sobretensiones por descargas atmosféricas son de mayor consecuencia en instalaciones con tensiones menores a 230 kV.

V.2.2 TIPOS DE AISLAMIENTOS.

Los aislamientos incluidos en los aparatos instalados en las subestaciones de alta tensión son de tipos muy diferentes; por una parte están los intervalos de aire entre conductores a diferente potencial (por ejemplo, el aislamiento entre conductores de diferentes fases), por otra están los aislamientos representados por las superficies aislantes de los aparatos o partes de estos, también conocidos como *aislamientos recuperables* (por ejemplo la superficie de las boquillas de un transformador) y por ultimo están los aislamientos internos de los equipos, conocidos como *aislamientos no recuperables* (por ejemplo, el aislamiento entre las bobinas y el núcleo de un transformador). Su comportamiento con respecto a las sobretensiones es también muy diferente; así, por ejemplo, la posibilidad de arqueo de los intervalos de aire entre

CLASE	BAJA FRECUENCIA		TRANSITORIO		
	CONTINUO	TEMPORAL	FRENTE LENTO	FRENTE RAPIDO	FRENTE MUY RAPIDO
FORMA REAL					
ORIGEN	TENSION DEL SISTEMA	FALLAS CAMBIO SUBRITO DE CARGA FERRORESONANCIA SERVICIOS LINEAL INDUCCION ELECTROMAGNETICA	MANIOBRA DE INTERRUPTORES	DESCARGAS ATMOSFERICAS	OPERACION DE INTERRUPTORES A ALTA VELOCIDAD
FORMA DE LA TENSION DE PRUEBA					
DEFINICION DE LA FORMA DE TENSION NORMALIZADA	PRUEBA DE LARGA DURACION A 60 Hz	PRUEBA DE AGUANTE DE CORTA DURACION A LA FRECUENCIA DEL SISTEMA	PRUEBA DE IMPULSO DE MANIOBRA (NBAM)	PRUEBA DE IMPULSO DE RAYO (NBAI)	PRUEBA DE AGUANTE A LA ONDA CORTADA
RANGO DE LA ONDA DE TENSION NORMALIZADA	F = 60 Hz Td >= 1 HORA	50 < F <= 500 HZ 0.03 < Td <= 1600 seg.	30 < Tm <= 1000 μs 0.3 < Td <= 30 ms	0.3 < Tm <= 10 μs 3 < Td <= 100 μs	3 < Tm <= 100 ns 0.3 < Td <= 100 MHz 30 <= 2 <= 100 KHz 0.03 < Td <= 1 ms
FORMA DE ONDA NORMALIZADA	F = 60 Hz Td = (*)	48 <= F <= 62 HZ Td = 1 min	Tm = 250 μs Td = 2500 μs	Tm = 1.2 μs Td = 50 μs	BAJO CONSIDERACION
POSIIBLES COMPLICACIONES CARACTERISTICAS DEL TRANSITORIO	HARMONICAS	FERRORESONANCIA			REINICIONES
		MUY LENTO	LENTO	RAPIDO	MUY RAPIDO

(*) DEBERA ESPECIFICARSE POR EL COMITE DEL APARATO RELEVANTE

CLASE Y FORMA DE LAS TENSIONES Y SOBRETENSIONES QUE ESFUERZAN EL AISLAMIENTO

conductores depende del tipo de tensión aplicada y de las condiciones de humedad y presión del aire, mientras que estas condiciones no influyen sobre la falla de los aislamientos internos

En lo que respecta a las superficies aislantes externas, su tensión de contorneamiento depende mucho del tipo y grado de contaminación de la superficie y de la presencia de niebla o lluvia.

El aislamiento interno, generalmente constituido por aislantes sólidos o líquidos, sufre un proceso de envejecimiento durante el tiempo que estén en servicio y aun más en el caso de una sobretensión.

V.3 DIMENSIONAMIENTO DIELECTRICO.

Las distancias a considerar en el dimensionamiento dieléctrico en subestaciones eléctricas exteriores, son:

- a) Distancia de fase a tierra.
- b) Distancia entre fases o entre partes energizadas.
- c) Altura mínima de las partes energizadas de los equipos sobre el nivel del suelo.
- d) Altura de los buses sobre el nivel del suelo de la subestación.
- e) Altura de remate de líneas de transmisión.
- f) Distancias de seguridad de subestaciones.

DISTANCIA DE FASE A TIERRA:

La relación entre la tensión crítica de flameo y el nivel básico de impulso, esta dada en forma experimental por la siguiente expresión:

$$NBI = 0.961 TCF$$

De acuerdo con normas el valor de tensión crítica de flameo se calcula a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, o sea:

$$TCF_{\text{norma}} = NBI/0.961$$

para el caso de 13.8 y 115 kV, se obtiene:

13.8 kV	$TCF_{\text{norma}} = 110/0.961 = 114.46 \text{ kV}$
115 kV	$TCF_{\text{norma}} = 550/0.961 = 572.3 \text{ kV}$

Para diseño se utiliza la TCF_{normal} corregida por altitud y por humedad o sea:

$$TCF_{diseño} = (TCF_{normal} \times Kh) / \delta$$

Donde:

δ = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temperatura (ver tabla 5.1)

Kh = Factor de humedad atmosférica (ver fig. 5.1)

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:

$$TCF_{diseño} = K \times d_{f-t}$$

despejando d_{f-t} y utilizando el valor promedio de K, la expresión queda de la siguiente forma:

$$d_{f-t} = TCF_{diseño} / 550 \quad (\text{a } 1000 \text{ msnm})$$

Para obtener la distancia de fase a tierra a alturas distintas de 1000 msnm, la distancia se corrige mediante un incremento de la distancia dieléctrica por altura, cuyo valor es de 1.25% por cada 100 m. de incremento de altitud aplicando la siguiente expresión:

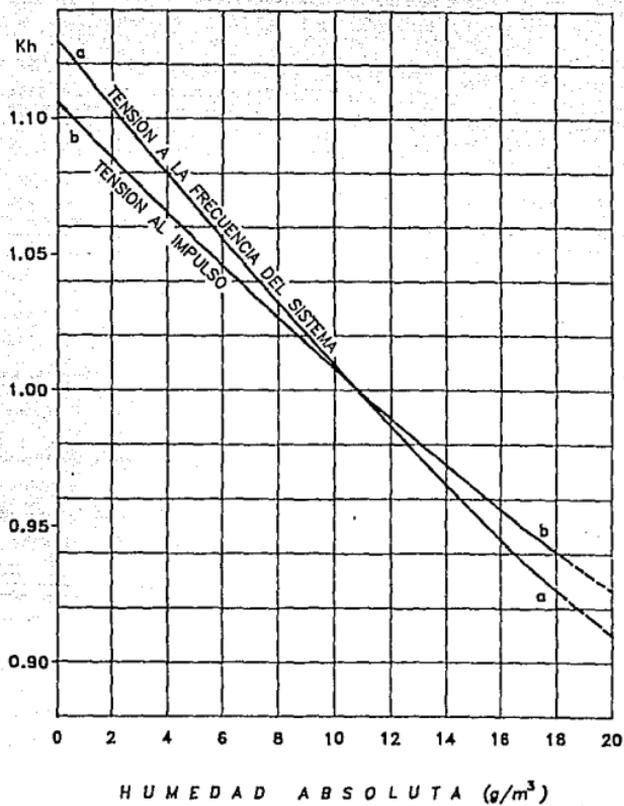
$$d_{f-t} = d_{f-t(1000)} + 0.0125[(h-1000)/100]d_{f-t(1000)}$$

Empleando las dos expresiones anteriores, con valores de la tabla 5.1 y considerando una humedad absoluta de 11 g/m^3 , tenemos las distancias mínimas de fase a tierra,

A 1000 msnm:

para 13.8 kV; $d_{f-t} = (114.46/0.893)/550 = 0.233 \text{ m.}$

para 115 kV; $d_{f-t} = (572.30/0.893)/550 = 1.165 \text{ m.}$



NOTA: El valor de humedad de $11 g/m^3$ corresponde al 100 % de humedad relativa.

FIG. 5.1 FACTOR DE CORRECCION K_h POR HUMEDAD

Y para 1300¹ msnm:

para 13.8 kV; $d_{f-t} = 0.233 + 0.0125[(1300-1000)/100]0.233 = 0.242 \text{ m.}$

para 115 kV; $d_{f-t} = 1.165 + 0.0125[(1300-1000)/100]1.165 = 1.209 \text{ m.}$

DISTANCIAS ENTRE FASES O ENTRE PARTES ENERGIZADAS:

Las distancias entre fases basicamente son las distancias entre las barras de la subestación, es definitivo que este no es el unico ni el definitivo cálculo de distancia entre centros de fases que se realiza para el diseño de barras, pero sirve de referencia para el dimensionamiento de estas.

Existen dos tipos de barras, desde el punto de vista constructivo, que son las barras rígidas (tubulares) y barras flexibles (de cable), siendo los criterios de cálculo diferentes para cada tipo, pero para el dimensionamiento previo se tienen las siguientes:

- a) El cálculo se realiza tomando como base las distancias de fase a tierra.
- b) Las barras rígidas por su construcción se suponen no sujetas a movimiento por viento o sismo.
- c) Cuando se trate de barras flexibles, deberan ser tomadas en cuenta las siguientes: longitud del claro, temperatura máxima, oscilación máxima permisible para las cadenas de aisladores por efecto de presión de viento y posición de los conductores durante cortos circuitos.

Para el caso de las subestaciones con barras rígidas se considera el efecto dinámico de las corrientes de corto circuito obteniendose factores constantes, que expresan la distancia entre centros de apoyo en función de la distancia mínima de fase a tierra; ver tabla 5.2.

¹ La altitud del municipio de Coatepec es de 1245 msnm, para fines de calculo se puede considerar de 1300 msnm.

Altitud en Metros	P r e s i ó n		Factor de corrección δ
	kPa	mm Hg	
0	101.3	760	1.000
100	100.1	751	0.988
200	98.9	742	0.976
300	97.7	733	0.965
400	96.8	726	0.954
500	95.5	716	0.942
600	94.3	707	0.931
700	93.2	699	0.919
800	92.1	691	0.908
900	90.9	682	0.897
1000	90.5	679	0.893
1100	88.8	666	0.876
1200	87.7	658	0.866
1300	86.7	650	0.855
1400	85.6	642	0.845
1500	84.5	634	0.834
1600	83.6	627	0.824
1700	82.5	619	0.814
1800	81.5	611	0.804
1900	80.5	604	0.794
2000	79.5	596	0.784
2100	78.5	589	0.774
2200	77.5	581	0.765
2300	76.5	574	0.756
2400	75.6	567	0.746
2500	74.7	560	0.737
2600	73.9	554	0.728
2700	72.8	548	0.718
2800	72.0	540	0.710
2900	70.8	531	0.698
3000	70.1	526	0.692
3100	69.2	519	0.683
3200	68.3	512	0.674
3300	67.5	506	0.665
3400	66.5	499	0.656
3500	65.6	492	0.647

TABLA 5.1. FACTOR DE CORRECCION POR PRESION A DISTINTAS ALTITUDES.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	DISTANCIA MINIMA ENTRE CENTROS DE FASE (BARRAS RIGIDAS)
HASTA 24 kV	1.7 x Distancia minima de fase a tierra a la altura del lugar
34.5 a 400 kV	1.8 x Distancia minima de fase a tierra a la altura del lugar

NOTA: LOS FACTORES DE 1.7 Y 1.8 CORRESPONDEN A LOS RECOMENDADOS POR LOS COMITES INTERNACIONALES DE NORMALIZACION.

TAB. 5.2 DISTANCIAS DE DISEÑO RECOMENDADAS PARA SUBESTACIONES CON BARRAS RIGIDAS.

Las distancias minimas de diseño entre centros de fases para subestaciones con barras flexibles, se expresan como el producto de una constante multiplicada por la distancia de fase a tierra, siendo los valores correspondientes de dichas constantes función de los niveles de voltaje de las dimensiones de los claros; ver tabla 5.3.

TENSION NOMINAL DEL SISTEMA	DISTANCIA MINIMA ENTRE CENTROS DE FASE (BARRAS CON CABLE)
34.5 a 230 kV	1.8 a 2 x Distancia minima de fase a tierra a la altura del lugar
400 kV	2 a 2.25 x Distancia minima de fase a tierra a la altura del lugar

NOTA: LOS VALORES INFERIORES DE LA TABLA ANTERIOR SE APLICAN A CLAROS MENORES DE 40 m. Y LOS SUPERIORES A CLAROS MAYORES DE 40 m.

TAB. 5.3 DISTANCIAS DE DISEÑO RECOMENDADAS PARA SUBESTACIONES CON BARRAS FLEXIBLES.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

De planos normalizados de C.F.E. se recomienda que para una subestación de 115/13.8 kV (caso de la subestación "COATEPEC") se diseñe con barras flexibles correspondiendo para el lado de tensión de 115 kV; un claro de 38 metros y para el lado de 13.8 kV; un claro de 21.34 metros. Por lo que las distancias entre fases serán:

$$\text{para 13.8 kV; } d_{f-f} = 1.8 \times 0.242 = 0.436 \text{ m.}$$

$$\text{para 115 kV; } d_{f-f} = 1.8 \times 1.209 = 2.176 \text{ m.}$$

ALTURA MÍNIMA DE PARTES ENERGIZADAS DE LOS EQUIPOS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO:

En la instalación eléctrica de una subestación es común la necesidad de que el personal y vehículos circulen en algunas de las áreas de la subestación, cuando esta se encuentra energizada, por lo tanto debe aplicarse y respetarse lo establecido por el reglamento de obras e instalaciones eléctricas, que indica que la distancia mínima de seguridad de los equipos eléctricos de las subestaciones, debe ser determinada por la siguiente expresión:

$$h_{\text{eq}} = 2.3 + (0.0105 \times \text{kV})$$

Donde:

h_{eq} = altura de parte viva de los equipos al nivel del suelo.

kV = representa la tensión máxima de diseño

La expresión anterior es válida hasta 1000 msnm y aplicable en instalaciones de 69 kV o mayores.

Para alturas mayores se debe corregir por altitud, el segundo término del segundo miembro de la expresión anterior. Y para tensiones menores de 69 kV la altura no debe de ser inferior a 3 metros cuando la subestación no tiene barreras de protección; ver figura 5.9.

Sustituyendo valores, tenemos:

$$\text{para 13.8 kV; } h_{\text{eq}} = 2.3 + (0.0105 \times 15.5)$$

$$\text{para 115 kV; } h_{\text{eq}} = 2.3 + (0.0105 \times 123)$$

Corrigiendo por altitud el segundo término,

$$h_{eq} = 2.30 + d1 \text{ corregida}$$

$$d1_{13.8} = 0.0105 \times 15.5 = 0.163$$

$$d1_{115} = 0.0105 \times 123 = 1.291$$

$$d1_{13.8} \text{ corregida} = 0.163 + 0.0125[(1300-1000)/100]0.163 = 0.169$$

$$d1_{115} \text{ corregida} = 1.291 + 0.0125[(1300-1000)/100]1.291 = 1.339$$

$$h_{eq\ 13.8} = 2.30 + 0.169 = 2.469 \text{ m}$$

$$h_{eq\ 115} = 2.30 + 1.339 = 3.639 \text{ m}$$

De los resultados vemos que la distancia que resulto para la tensión de 13.8 kV es menor de 3 metros, con lo que queda confirmado que la formula recomendada, efectivamente es solo para tensiones arriba de 69 kV; por lo que se debe tomar la distancia minima del equipo para 13.8 kV de 3 metros sobre el nivel del suelo.

ALTURA DE BARRAS SOBRE EL NIVEL DEL SUELO:

Para la altura de barras colectoras flexibles, la referencia es el punto medio del claro en las condiciones más críticas de temperatura y esta altura sera la que considere las óptimas condiciones de seguridad para el personal y zonas de maniobra.

La altura de las barras se calcula con la siguiente expresión que incluye las consideraciones anteriores.

$$h_{barras} = 5.0 + (0.0105 \times kV_{MAX})$$

La expresión anterior es válida hasta 1000 mm. Para alturas mayores, se debe corregir por altitud el segundo término del segundo miembro. De acuerdo con ella la altura de las barras es:

$$\text{para } 13.8 \text{ kV; } h_{barras} = 5.0 + (0.0105 \times 15.5)(1.0375) = 5.168 \text{ m.}$$

$$\text{para } 115 \text{ kV; } h_{barras} = 5.0 + (0.0105 \times 123)(1.0375) = 6.340 \text{ m.}$$

Para partes coincidentes entre barras y conexiones de equipo se debe de respetar

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

la distancia de fase a fase; es decir la altura mínima del equipo mas la distancia de fase a fase.

ALTURA DE REMATE DE LINEAS DE TRANSMISION:

La altura de las líneas de transmisión que rematan en subestaciones eléctricas, debe tener una altura no inferior a la obtenida por la siguiente expresión y en ningún caso debe de ser inferior a 6.0 metros:

$$h_{rem} = 5.0 + (0.006 \times kV_{MAX})$$

Esta expresión es válida hasta 1000 msnm. Para alturas mayores, se debe corregir por altitud el segundo término del segundo miembro.

Sustituyendo valores se obtiene:

$$\text{para } 13.8 \text{ kV; } h_{rem} = 5.0 + (0.006 \times 15.5)(1.0375) = 5.094 \text{ m.}$$

$$\text{para } 115 \text{ kV; } h_{rem} = 5.0 + (0.006 \times 123)(1.0375) = 5.766 \text{ m.}$$

Se observa que la altura resultante es inferior a la permitida de 6 metros, por lo que se debe de tomar de 6 metros la altura mínima para este caso.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD DE SUBESTACIONES:

Durante el periodo del proyecto de una subestación es importante el conocer las características de operación de la instalación, es decir considerando la libre circulación del personal debajo de las áreas energizadas y la realización de maniobras con vehículos en ciertas zonas. Por lo tanto se debe de considerar además de las distancias de fase a tierra y de fase a fase, ciertas distancias de seguridad para que las denominadas partes vivas queden siempre fuera del alcance del personal.

Estas distancias de seguridad son las indicadas en las figuras 5.2 a 5.8, donde para estas se consideran las medidas de un individuo de talla media (1.8 m) y que con los brazos en alto alcance una altura de 2.30 m, por lo que la altura mínima de las bases de los equipos (estructuras menores) no deben ser inferiores a este valor; ver figura 5.9.

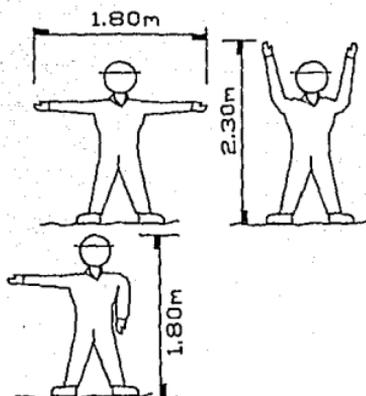


FIG. 5.2 DIMENSIONES GENERALES DE UN INDIVIDUO PARA LA DETERMINACION DE LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD

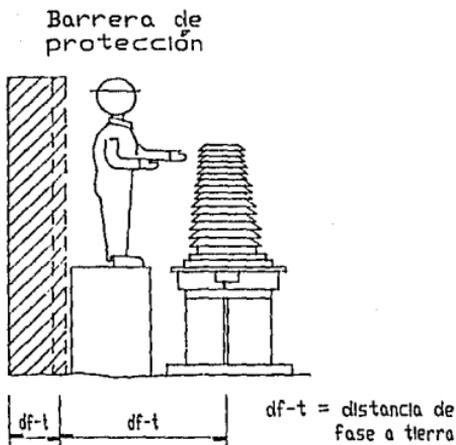


FIG. 5.3 AISLAMIENTO CON BARRERA DE PROTECCION

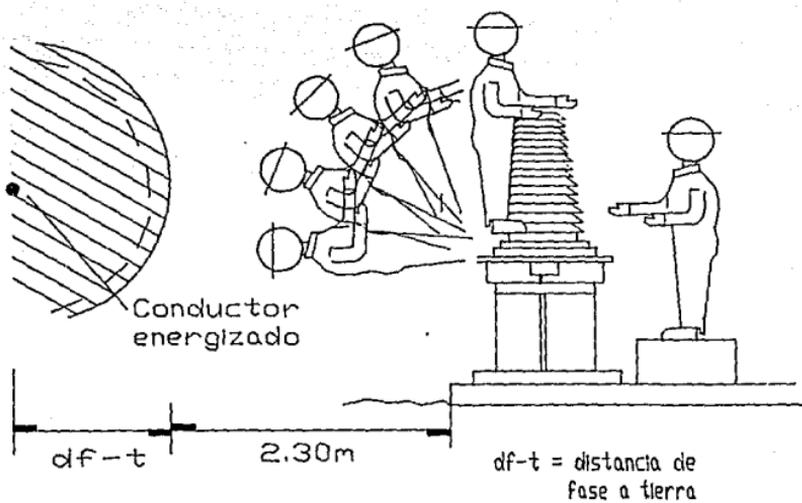


FIG. 5.4 AISLAMIENTO HORIZONTAL SIN BARRERA

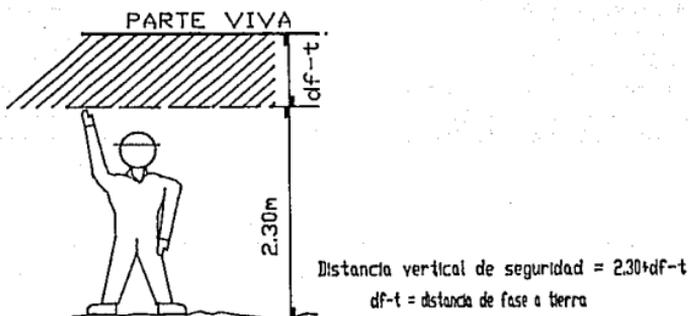


FIG. 5.5 DISTANCIA VERTICAL DE SEGURIDAD

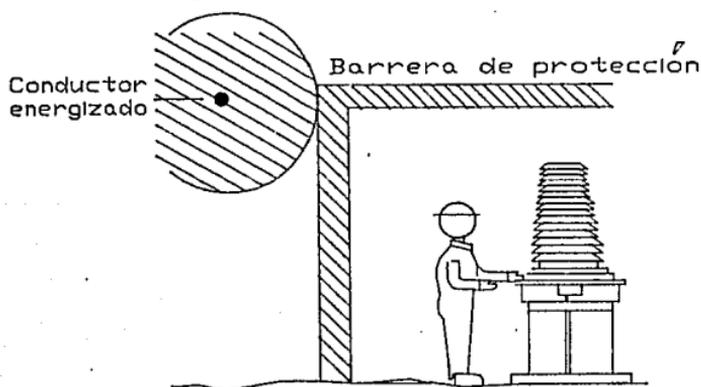
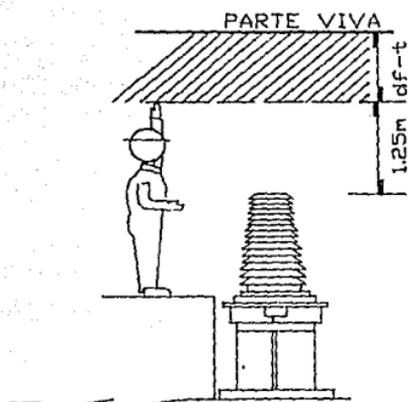


FIG. 5.8 ZONA DE TRABAJO CON BARRERA DE PROTECCION.



Zona de trabajo vertical = $1.25 + df-t$

$df-t$ = distancia de fase a tierra

FIG. 5.7 ZONA DE TRABAJO VERTICAL

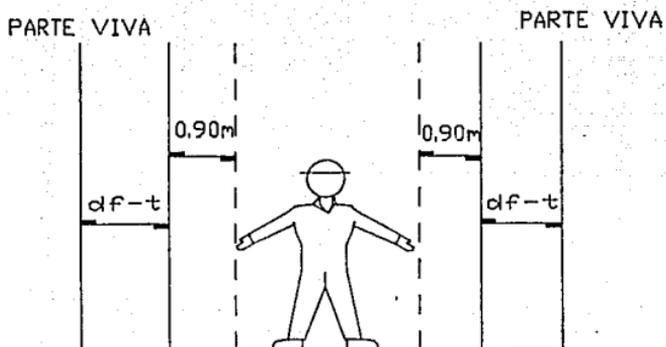


FIG. 5.8 DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD

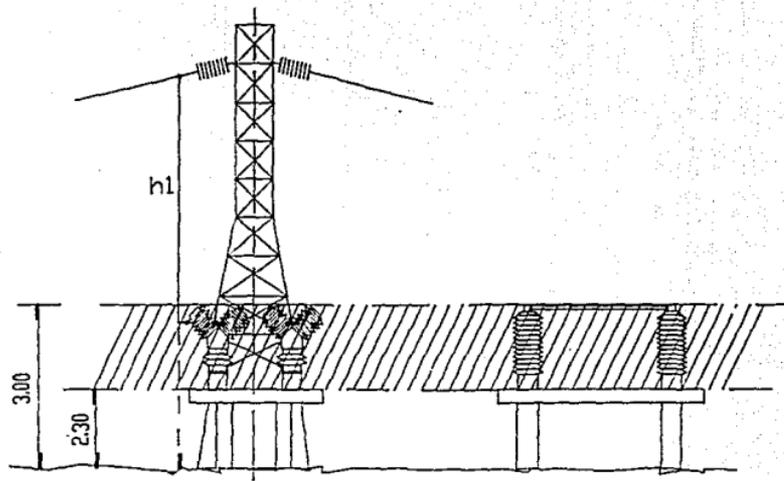


FIG. 5.9 ALTURAS MINIMAS EN SUBESTACIONES DE 69 kV O MAYORES

V.4 PROTECCION POR APARTARRAYOS.

Para la coordinación de aislamiento se hace un análisis o predicciones de las posibilidades de sobretensiones en el sistema eléctrico a proteger. Es comun suponer un nivel de severidad esperada con un margen muy excedido al que realmente pueda suceder. Que sea o no necesario considerar esto, depende de las consecuencias que tales sobretensiones ocasionen en el equipo. Por ejemplo, las consecuencias ocasionadas en un transformador o un reactor son realmente serias.

Es por ello que la coordinación de aislamiento considera colocar apartarrayos para proteger principalmente a equipos con aislamientos no recuperables, tales como transformadores de potencia y distribución, transformadores de instrumento, reactores, bancos de capacitores, etc. Hay otros tipos de equipo tales como aisladores soporte, cuchillas, etc., donde las consecuencias de falla no son tan serias como para justificar el empleo de apartarrayos.

El principio básico de la operación de la protección por apartarrayos, consiste en drenar a tierra las descargas originadas por las sobretensiones, de tal manera que dichas ondas no llegen a rebasar el valor del nivel básico de aislamiento de los equipos protegidos.

Por lo tanto, los valores de las características de aislamiento de los apartarrayos siempre deberán ser menores que los que pueden soportar los equipos por proteger.

Este principio se puede lograr por medio de las formas siguientes:

- a) Establecidos los niveles de aislamiento para los equipos, se selecciona el apartarrayos que ofrezca las mejores características de protección.
- b) A partir de las características de protección de un apartarrayos, se establecen los niveles básicos de aislamiento normalizados para los equipos.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Cabe mencionar que existen tres criterios para coordinación de aislamiento entre los aislamientos externos e internos de los equipos de la subestación, los cuales son:

- a) El nivel de aislamiento del sistema es mayor que el interno.
AISLAMIENTO EXTERNO MAYOR QUE EL INTERNO.
- b) El nivel de aislamiento externo o del sistema es igual al interno.
EXTERNO IGUAL INTERNO.
- c) El nivel de aislamiento externo es menor que el interno.
EXTERNO MENOR QUE INTERNO.

Por lo general y para este caso, se parte de la consideración de que los aislamientos internos y externos tienen el mismo NSA, y de hecho los apartarrayos se selecciona de acuerdo con el nivel de protección deseado para los aislamientos internos, con el cual quedan automáticamente cubiertos los externos.

Si se adopta el criterio de usar aislamientos internos reducidos (aislamientos internos con menor NSA que los externos) entonces se tendrá un ahorro de aislamiento, pero las características del apartarrayos seleccionado deberán ser tales que garanticen un mayor margen de protección²

V.4.1 SELECCION DEL APARTARRAYOS.

Las características principales de los apartarrayos que se toman en cuenta para su aplicación, son:

- Tensión nominal (V_n)
- Corriente de descarga (I_d)
- Tensión residual de descarga (V_r)*
- Tensión de descarga a 60 Hz (V_{60})*
- Tensión de descarga por impulso (V_p)

* Este concepto no es aplicable a los apartarrayos de óxido de zinc.

² El margen de protección se explica en el inciso V.4.2.

De las anteriores, las primarias son la tensión nominal y la corriente de descarga, y a partir de estas se determinan las demás ya sea por normas o catálogos de fabricantes.

TENSION NOMINAL:

A esta tensión también se le conoce como tensión de designación del apartarrayos y su valor se puede obtener en forma simple de acuerdo con la expresión:

$$V_n = K_e \times V_{MAX}$$

Donde:

V_n = Tensión nominal del apartarrayos en kV.

K_e = Factor de conexión a tierra cuyo valor depende de las relaciones: R_0/X_1 y X_0/X_1 , siendo R_0 la resistencia de secuencia cero equivalente del sistema, X_1 la reactancia de secuencia positiva del sistema.

V_{MAX} = Tensión máxima de diseño en kV de fase a fase del sistema por proteger

Para propósitos de cálculos aproximados, el valor de K_e se puede tomar como 0.8 para sistemas con neutro efectivamente aterrizado en los que se debe cumplir que $R_0/X_1 \leq 1.0$ y $X_0/X_1 \leq 3.0$. Para sistemas con neutro flotante el valor de K_e se toma como 1.0.

Para relaciones distintas de R_0/X_1 y X_0/X_1 , los factores se obtienen de gráficas de catálogos del fabricante o en la especificación CFE L0000-06.

CORRIENTE DE DESCARGA DEL APARTARRAYOS:

El cálculo del valor de la corriente de descarga del apartarrayos, se obtiene de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_d = K(2NBAI)/Z_0$$

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Donde:

Z_0 = Es la impedancia característica de la línea, que entra a la subestación en ohms (los valores de impedancia característica en líneas de transmisión son del orden de 300 a 500 Ω).

NBAI = Nivel básico al impulso por rayo en el equipo de la subestación en kV cresta.

K = Constante que depende de la distancia estimada de la descarga respecto del equipo protegido, y que a la vez depende del nivel isoceraunico (cantidad de descargas atmosféricas por Km^2) del lugar de instalación. Sus valores pueden ser tomados de la siguiente tabla:

Distancia (m)	Factor K
700	3
1600	2
3200	1

TABLA 5.4 FACTOR PARA LA DETERMINACION DE LA CORRIENTE DE DESCARGA

Segun registros tomados del campo 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 tomar en cuenta esto para determinar la capacidad de corriente de un apartarrayos cuando la instalación no justifica (importancia de la subestación en la red eléctrica) el uso de apartarrayos de gran capacidad de descarga, disminuyendo así el costo del apartarrayos.

V.4.2 MARGEN DE PROTECCION.

A la diferencia que debe de existir entre el nivel básico de aislamiento al impulso del aislamiento por proteger y la máxima tensión que puede aparecer en el

apartarrayos se le conoce como margen de protección; ver fig. 5.10. Se establece que debe ser como mínimo del 20% para impulsos por rayo y 15% para impulsos por maniobra, generalmente se expresa en por ciento y se obtiene con las siguientes expresiones:

Para impulso por rayos:

$$\text{Margen de protección} = \frac{(\text{NBAI}) - (\text{Máxima tensión en el apartarrayos})}{\text{Máxima tensión en el apartarrayos}} \times 100$$

Para impulso por maniobra:

$$\text{Margen de protección} = \frac{(\text{NBAM}) - (\text{Máxima tensión en el apartarrayos})}{\text{Máxima tensión en el apartarrayos}} \times 100$$

La máxima tensión en el apartarrayos puede ser la tensión de descarga por impulso o la tensión residual, (la mayor de las dos).

V.4.3 DETERMINACION DE LOS VALORES MINIMOS DE NBAI Y NBAM EN LOS EQUIPOS DE LA SUBESTACION.

Aislamientos no recuperables (internos):

- a) Coordinación para sobretensiones por rayo

A partir de las características de un apartarrayos para una clase de tensión dada, los valores mínimos de niveles de aislamiento por impulso de rayo en los aislamientos internos se calculan como el mayor de los obtenidos con cualquiera de las expresiones siguientes:

$$\text{NBAI} = 1.2 \times (\text{tensión de descarga del apartarrayos con onda de } 1.2/50 \mu\text{s})$$

$$\text{NBAI} = 1.2 \times (\text{valor máximo calculado de la onda de impulso por rayo})$$

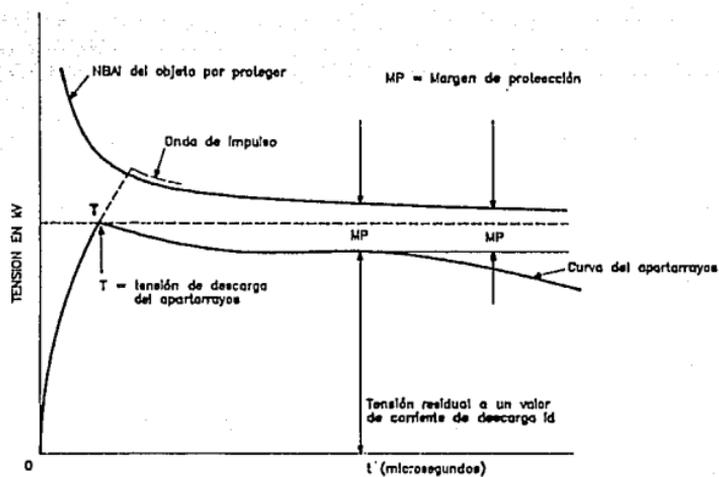


FIG. 5.10 MARGEN DE PROTECCION DE APARTARRAYOS

b) Coordinación para sobretensiones por maniobra

El nivel básico por maniobra de interruptores mínimo, se debe calcular como el mayor de los valores obtenidos por las siguientes expresiones:

$$NBAM = 1.15 \times (\text{tensión de arco del apartarrayos con onda de } 250/2500 \mu\text{s})$$

$$NBAM = 1.15 \times (\text{valor máximo calculado de la onda de impulso por maniobra})$$

Aislamientos autorrecuperables (externos):

Estos niveles de aislamiento se refieren a los valores mínimos recomendados o más próximos a los indicados en las tablas 5.5 y 5.6.

a) Coordinación para sobretensiones por rayo

Todos los aislamientos externos que están afectados por las condiciones ambientales de presión barométrica, temperatura y humedad dentro de la zona de protección del apartarrayos, debe tener un nivel de aislamiento de impulso por rayo cuyo valor mínimo debe ser el mayor de los calculados por las expresiones siguientes, en las que se supone que el efecto máximo por humedad puede reducir el nivel de aislamiento en un 4%.

$$NBAI = \frac{1.2}{(0.96 \delta)} \times (\text{tensión residual del apartarrayos con onda de } 1.2/50 \mu\text{s})$$

$$NBAI = \frac{1.2}{(0.96 \delta)} \times (\text{tensión de descarga del apartarrayos con onda de impulso por rayo de } 1.2/50 \mu\text{s}).$$

δ = factor de corrección por altitud obtenido de la tabla 5.1.

b) Coordinación para sobretensiones por maniobra.

Se debe usar el valor máximo de los calculados con las siguientes expresiones:

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

$$NBAM = \frac{1.15}{(0.98 \delta)^n} \times (\text{tensión de arqueo del apartarrayos con onda de impulso por maniobra de interruptores de 250/2500 \mu s})$$

$$NBAM = \frac{1.15}{(0.98 \delta)^n} \times (\text{valor máximo calculado para sobretensiones por maniobra})$$

n = 0.8 para 115 kV y menores

n = 1.15 para 230 kV

n = 1.62 para 400 kV

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal a 60 hz de fase a tierra kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal del impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra(1) kV (cresta)
13.8	15.5	35	75 95 110
23	27	50 60	95 125 150
34.5	38	70	125 150 200
69	72.5	140	325 350
115	123	185 230	450 550
230	245	360 395 460	850 900 950 1050

FUENTE: ESPECIFICACION CFE 10000-06; tabla 4.

1) La tensión de aguante nominal de impulso por rayo de fase a fase es el mismo valor que la de fase a tierra.

Nota: Los valores de esta tabla están referidos a condiciones atmosféricas de referencia normalizadas (ver V.1 definiciones)

TABLA 5.5 NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA EQUIPO DE LA CATEGORIA I.

Tensión nominal del sistema Vn kV (eficaz)	Tensión máxima de diseño del equipo Vd kV (eficaz)	Tensión de aguante nominal de impulso por maniobra (NBAM)		Tensión de aguante nominal de impulso por rayo (NBAI) de fase a tierra kV (cresta)
		Fase tierra kV (cresta)	Fase a fase (Relación al valor cresta de fase a tierra)	
400	420	850	1.5	1050
		950	1.5	1175
		1050	1.5	1300
				1425

FUENTE: ESPECIFICACION CFE 10000-06; tabla 5.

TABLA 5.6 NIVELES DE AISLAMIENTO NORMALIZADOS PARA EQUIPOS DE LA CATEGORIA II.

V.4.4 INSTALACION DE LOS APARTARRAYOS.

Es importante determinar la localización de los apartarrayos, ya que de esta depende el grado de protección que se le da al equipo por proteger.

Lo anterior se debe a que los apartarrayos tienen una zona de protección a ambos lados del lugar en que se ubica, de tal manera que la protección es máxima en el punto de su instalación y disminuye gradualmente a medida que se va separando del apartarrayos, por lo que existe una distancia a la cual el apartarrayos ya no protege al equipo.

La tensión que aparece en un punto a una distancia determinada del apartarrayos originada por una onda de sobretensión esta dada por la relación siguiente:

$$V_{(x)} = V_p + (2 s X/300)$$

Donde:

$V_{(x)}$ = Tensión que aparece en la instalación a una distancia 'X' del apartarrayos.

V_p = Tensión de arqueo del apartarrayos en kV.

s = Pendiente del frente de onda incidente en kV/ μ s.

X = Distancia en metros del apartarrayos al objeto por proteger.

Entonces:

$$X = 300 (V_{(x)} - V_p)/2s$$

La tensión $V_{(x)}$ no debe exceder el valor $2V_p$. El efecto de la distancia es despreciable para ondas por maniobras de interruptores debido a que el frente de onda tiene una pendiente muy baja.

La pendiente del frente de onda se calcula de la siguiente formula:

$$s = V_n 100/12 \quad [\text{kV}/\mu\text{s}]$$

Donde:

V_n = Tensión nominal del apartarrayos.

V.5.1 TENSION Y CORRIENTE NOMINALES DEL APARTARRAYOS

Para el lado de 115 kV se usaran apartarrayos tipo estación de oxido de zinc y para 13.8 kV apartarrayos autovalvulares.

Ya que el sistema es sólidamente conectado a tierra $K_e = 0.8$ (CFE L0000-08), por lo tanto:

PARA EL LADO DE 115 kV :

La tensión nominal del apartarrayos

$$V_n = (K_e)(V_{MAX}) = (0.8)(123) = 98.4 \text{ kV}$$

Para la corriente nominal del apartarrayos, suponiendo que la descarga ocurre muy cerca de la subestación, de la tabla 5.4; $K = 3$ y considerando $Z_0 = 200 \Omega$; para un caso crítico.

$$I_d = (3)(2)(550)/200 = 16.5 \text{ kA}$$

Se toma el valor inmediato superior según valores normalizados o del fabricante, para este caso 20 kA. Si se considera lo dicho en el inciso V.4.1, el resultado de la corriente es un poco elevado, pero la subestación quedara mejor protegida para descargas atmosféricas severas.

Con estos valores para I_d y V_n se consultan tablas de características de fabricantes o normas.

Como no aparece el valor de 98.4 kV, para V_n , se analizan de la tabla 3.12 los valores próximos.

	Opción 1	Opción 2
Tensión nominal (Vn) [kV]	98	108
Tensión máx. continua que soporta el apartarrayos [kV]	77	88
Tensión máx. de frente de onda [kV cresta]	275	310
Tensión máx. a ondas de maniobra [kV cresta]	200	225
Tensión máx. de descarga a 20 kA [kV cresta]	241	271

Si se supone la instalación de los apartarrayos muy cerca del equipo por proteger, los márgenes de protección son:

$$MP = \frac{(NBAI) - (\text{Máx. tensión en el apartarrayos})}{(\text{Máx. tensión en el apartarrayos})} \times 100$$

$$NBAI_{1300}^3 = (550)(0.855) = 470.25 \text{ kV cresta}$$

Opción 1 :

$$MP = \frac{470.25 - 275}{275} \times 100 = 71 \%$$

Opción 2 :

$$MP = \frac{470.25 - 310}{310} \times 100 = 51.7 \%$$

Se observa que las dos opciones son correctas, para este caso se selecciona la primera opción.

³ Para propósitos de Coordinación los niveles básicos de aislamiento del equipo debe corregirse para alturas mayores de 1000 msnm; ver tablas 5.1 y 5.5.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

PARA EL LADO DE 13.8 kV :

La tensión nominal del apartarrayos

$$V_n = (K_e)(V_{MAX}) = (0.8)(15.5) = 12.4 \text{ kV}$$

La corriente nominal del apartarrayos, $K=3$ y $Z_0=200 \Omega$.

$$I_d = (3)(2)(110)/200 = 3.3 \text{ kA}$$

Se toma el valor inmediato superior según valores normalizados o del fabricante, se puede seleccionar de 10 kA.

Con estos valores para I_d y V_n se consultan tablas de características de fabricantes o normas.

Como no aparece el valor de 12.4 kV, para V_n , se analizan de la tabla 3.13 los valores próximos.

	Opción 1	Opción 2
Tensión nominal (V_n) [kV]	12	15
Tensión de impulso que inicia la descarga, con onda 1.2 x 50 μ s kV máx.	45	72
Tensión máx. de descarga a 10 kA [kV cresta]	35	70

Si se supone la instalación de los apartarrayos muy cerca del equipo por proteger, los márgenes de protección son:

$$MP = \frac{(NBAI) - (\text{Máx. tensión en el apartarrayos})}{(\text{Máx. tensión en el apartarrayos})} \times 100$$

$$NBAI_{1300} = (110)(0.855) = 94.05 \text{ kV cresta}$$

Opción 1 :

$$MP = \frac{94.05 - 45}{45} \times 100 = 109 \%$$

Opción 2 :

$$MP = \frac{94.05 - 72}{72} \times 100 = 30.62 \%$$

Se observa que las dos opciones son correctas, para este caso se selecciona la primera opción.

V.5.2 VALORES PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO

PARA EL LADO DE 115 kV :

- A) PARA AISLAMIENTOS NO RECUPERABLES (INTERNOS). Nivel básico por maniobra requerido:

$$NBAM = (1.15)(200) = 230 \text{ kV}$$

Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo requerido:

$$NBAI = (1.2)(241) = 289.2 \text{ kV}$$

- B) PARA AISLAMIENTOS RECUPERABLES (EXTERNOS). Nivel básico por maniobra requerido:

$$NBAM = \frac{1.15}{[(0.96)(0.855)]^{0.8}} \times 200 = 269.36 \text{ kV}$$

Nivel básico de aislamiento al impulso por rayo requerido:

$$NBAI = \frac{1.2}{(0.96)(0.855)} \times 241 = 352.34$$

Los datos se resumen en la tabla siguiente:

NIVELES DE AISLAMIENTO REQUERIDOS EN LA SUBESTACION "COATEPEC" 115 kV

TIPO DE AISLAMIENTO	NBAI REQUERIDO [kV cresta]	NBAM REQUERIDO [kV cresta]	VALORES SELECCIONADOS	
			NBAI	NBAM
<u>NO RECUPERABLE (INTERNO)</u>	289.2	230	550	460
BOBINAS DEL TRANSFORMADOR				
<u>RECUPERABLE (EXTERNO)</u>	352.34	269.36	550	460
- AISLADORES DE BARRAS				
- CUCHILLAS DESCONECTORAS				
- INTERRUPTOR				
- BOQUILLAS DEL TRANSFORMADOR				
- BOQUILLAS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO				

PARA EL LADO DE 13.8 kV

Para el lado de 13.8 kV se analizarán solo niveles básicos de aislamiento al impulso por rayo; considerando que las sobretensiones por maniobra afectan en menor proporción al equipo para este nivel de tensión.

A) Para aislamientos no recuperables (internos).

$$NBAI = (1.2)(45) = 54 \text{ kV}$$

B) Para aislamientos recuperables (externos).

$$NBAI = \frac{1.2}{(0.88)(0.855)} \times 45 = 65.79 \text{ kV}$$

Los datos se resumen en la tabla siguiente:

NIVELES DE AISLAMIENTO REQUERIDOS EN LA SUBESTACION "COATEPEC" 13.8 kV

TIPO DE AISLAMIENTO	NBAI REQUERIDO [kV cresta]	VALORES SELECCIONADOS
		NBAI
<u>NO RECUPERABLE (INTERNO)</u>		
BOBINAS DEL TRANSFORMADOR	54	110
<u>RECUPERABLE (EXTERNO)</u>		
- AISLADORES DE BARRAS - CUCHILLAS DESCONECTORAS - INTERRUPTOR - BOQUILLAS DEL TRANSFORMADOR - BOQUILLAS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	65.79	110

V.5.3 LOCALIZACION DE LOS APARTARRAYOS.

PARA 115 kV :

Para encontrar la distancia de instalación del apartarrayos con respecto al equipo por proteger; de la sección V.4.4, se determina primero la pendiente del frente de onda incidente [s], con apartarrayos con $V_n = 96$ kV; se tiene:

$$s = V_n (100)/12 = (96)(100)/12 = 800 \text{ kV}/\mu\text{s}$$

La máxima tensión que debe existir en el apartarrayos a una distancia X, para un margen de protección de 20 %, es:

$$V_{MAX(x)} = 0.8(NBAI) = 0.8(550) = 440 \text{ kV.}$$

Con estos valores, se encuentra entonces la distancia eléctrica del apartarrayos al equipo por proteger (ver fig. 5.11).

$$X = 300(V_{(x)} - V_p)/2s = 300(440 - 275)/2(800)$$

$$X = 30.93 \text{ metros.}$$

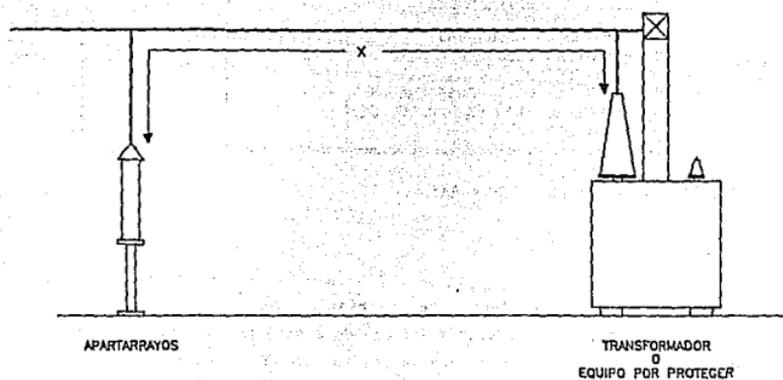


FIG. 5.11 DISTANCIA ELECTRICA DEL APARTARRAYOS

Del arreglo general del equipo de planos normalizados de C.F.E. se considera una distancia eléctrica entre el transformador y el apartarrayos de 20 mts., a esta distancia, la tensión máxima que aparece sera:

$$V_{MAX(20)} = V_p + \frac{2sX}{300} = 275 + \frac{(2)(800)(20)}{300}$$

$$V_{MAX(20)} = 381.66 \text{ kV.}$$

El margen de protección sería:

$$M.P. = \frac{550 - 381.66}{381.66} \times 100 = 44 \%$$

PARA 13.8 kV :

La pendiente de frente de onda incidente:

$$s = (12)(100)/12 = 100 \text{ kV}/\mu\text{s.}$$

La máxima tensión, para un M.P. = 20 % :

$$V_{MAX(x)} = 0.8(110) = 88 \text{ kV.}$$

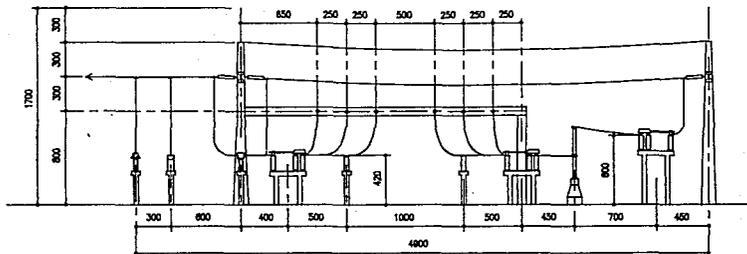
La distancia del apartarrayos sera:

$$x = 300(88 - 45)/2(100) = 64.5 \text{ metros.}$$

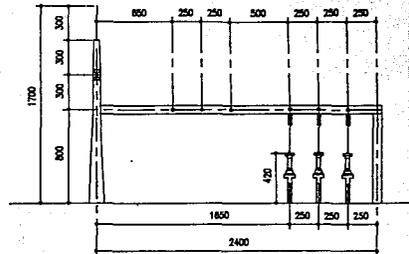
Considerando una distancia de 15 metros, se tiene:

$$V_{MAX(15)} = 45 + \frac{(2)(100)(15)}{300} = 55 \text{ kV.}$$

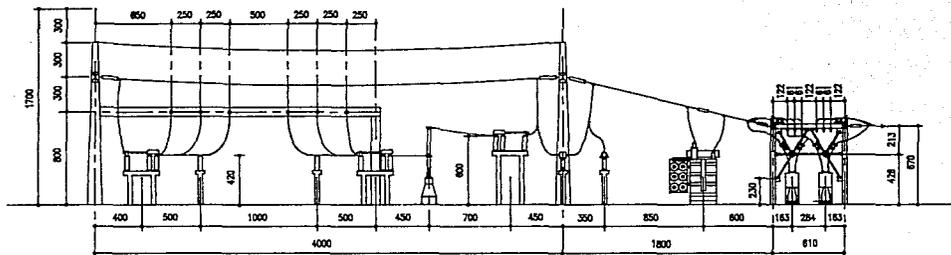
$$M.P. = \frac{110 - 55}{55} \times 100 = 100 \%$$



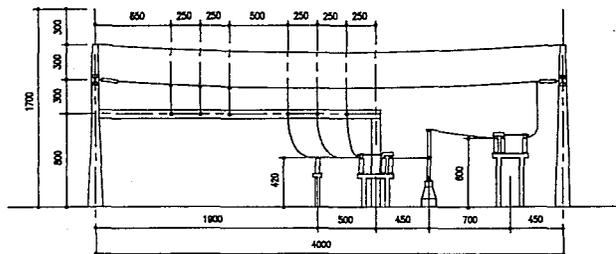
CORTE A - A



CORTE D - D



CORTE B - B



CORTE C - C



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
COORDINACION DE PROYECTOS DE TRANSMISION
Y TRANSFORMACION



INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
DIVISION SISTEMAS ELECTRICOS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"ARAGON"
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

TESIS : RAYMUNDO FLORES MORENO

PROYECTO : S. E. COATEPEC

TITULO : DISPOSICION DE EQUIPO
(CORTES 115/13.6)

CAPITULO VI : CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

VI.1 GENERALIDADES.

Un elemento más que se considera para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la RED DE TIERRAS, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los apartarrayos, 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.

La circulación de corrientes de falla a través de las conexiones a tierra, produce simultáneamente elevaciones de potencial del equipo conectado a tierra y gradientes de potencial sobre la superficie de terreno. Estas situaciones representan un peligro real de electrocución al personal y esfuerzos adicionales sobre el aislamiento de los equipos. La eliminación de estos peligros se logra, mediante la disminución de la resistencia de conexión a tierra hasta valores lo más cercanos a cero.

El diseño de la red de tierras se complica a medida que se toman todos los factores que determinan su comportamiento. Por ejemplo, la consideración de la resistividad del suelo (debido a las grandes variaciones de la composición del terreno), los cambios durante las estaciones del año y su estructura transversal y longitudinal.

Por consiguiente, en los últimos años se han realizado gran cantidad de trabajos de investigación, que por medio del planteamiento de diversas teorías han llegado al desarrollo de procedimientos de cálculo de redes de tierra. Este es el caso del Instituto de Investigaciones Eléctricas el cual desarrolló el paquete de software "SISCONTI V2.0", el cual se emplea para el desarrollo de este trabajo. Cabe mencionar

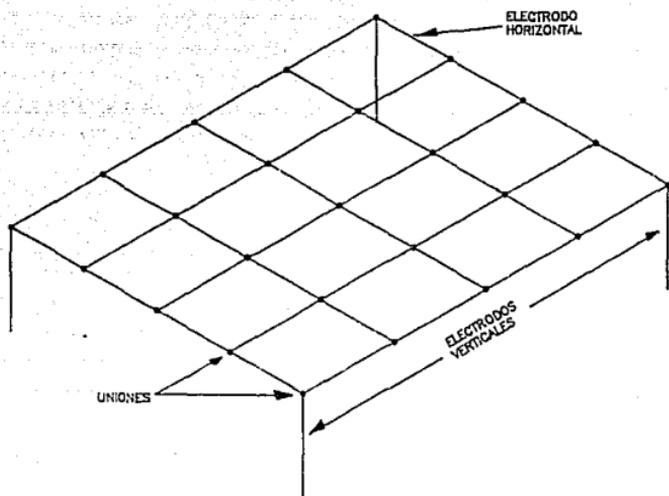


FIG. 6.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA DE CONEXION A TIERRA.

CAPITULO VI : CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

VI.1 GENERALIDADES.

Un elemento más que se considera para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es la RED DE TIERRAS, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los apartarrayos, 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.

La circulación de corrientes de falla a través de las conexiones a tierra, produce simultáneamente elevaciones de potencial del equipo conectado a tierra y gradientes de potencial sobre la superficie de terreno. Estas situaciones representan un peligro real de electrocución al personal y esfuerzos adicionales sobre el aislamiento de los equipos. La eliminación de estos peligros se logra, mediante la disminución de la resistencia de conexión a tierra hasta valores lo más cercanos a cero.

El diseño de la red de tierras se complica a medida que se toman todos los factores que determinan su comportamiento. Por ejemplo, la consideración de la resistividad del suelo (debido a las grandes variaciones de la composición del terreno), los cambios durante las estaciones del año y su estructura transversal y longitudinal.

Por consiguiente, en los últimos años se han realizado gran cantidad de trabajos de investigación, que por medio del planteamiento de diversas teorías han llegado al desarrollo de procedimientos de cálculo de redes de tierra. Este es el caso del Instituto de Investigaciones Eléctricas el cual desarrolló el paquete de software "SISCONTI V2.0", el cual se emplea para el desarrollo de este trabajo. Cabe mencionar

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

que dicho paquete se usa solo para la optimización de el diseño de la red de tierras, por lo que se debe de contar con un método simplificado de diseño preliminar.

VI.1.1 OBJETIVOS DE LA RED DE TIERRAS.

Los objetivos principales de la red de tierras es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a) Proporcionar un circuito de baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a falla de cortocircuito o por descargas atmosféricas.
- b) Evitar que, durante la circulación de esas corrientes de tierra, puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, significando un peligro para el personal.
- c) Facilitar, mediante de sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.

VI.1.2 COMPONENTES DE LA RED DE TIERRAS.

El sistema de conexión a tierra está constituido por una red de electrodos unidos sólidamente y enterrados a una profundidad conveniente; (ver fig. 6.1). Los componentes que influyen directamente sobre el diseño del sistema de conexión a tierra son:

TERRENO.

El terreno en que se instala la red de conexión a tierra tiene un papel importante en el funcionamiento del sistema debido a las siguientes razones:

1. Actúa como elemento disipador de toda la energía producida durante una falla a tierra.
2. Sirve como protección y soporte de los demás componentes del sistema.

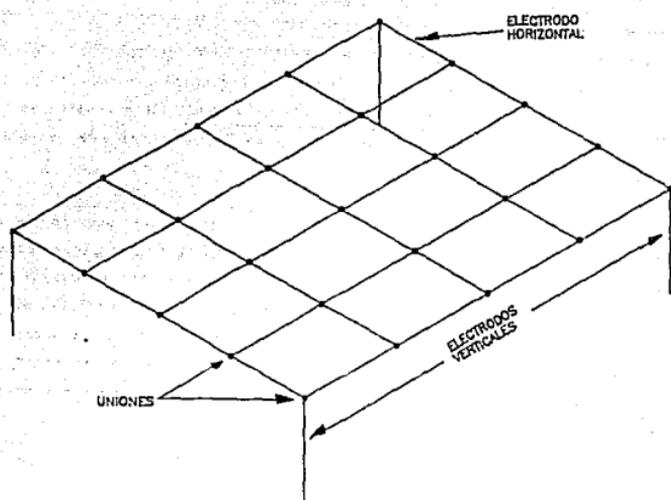


FIG. 6.1 COMPONENTES PRINCIPALES DE UN SISTEMA DE CONEXION A TIERRA.

3. La resistividad del terreno es uno de los parámetros de diseño más importantes.

Debido a estos factores, el primer paso para el diseño de la red de tierras, es el estudio de las características del terreno en el área de instalación de la red.

ELECTRODOS.

El sistema de red de tierras esta también formado por un conjunto de electrodos horizontales y verticales (varillas de tierra), siendo los elementos horizontales los que constituyen el principal elemento de control de gradiente de potencial. Los elementos verticales pueden ser útiles cuando se presentan variaciones importantes de la resistividad del terreno, ya que éstos se pueden enterrar a una profundidad mayor donde es posible encontrar una resistividad menor y poca variación de la misma.

La red de tierras consiste de un conductor continuo que rodea la mayor área posible de equipos. Dentro de la red se disponen conductores en líneas paralelas en ambos sentidos y de acuerdo a la distribución de los equipo primarios. En los puntos de cruce los conductores deben unirse sólidamente. Las varillas de tierra deben colocarse en las esquinas de la red en las regiones donde de acuerdo a la importancia de los equipos se requiera; como es el caso de los apartarrayos.

VI.2 PARAMETROS DE DISEÑO.

Antes de señalar el procedimiento de diseño de los sistemas de conexión a tierra es necesario mencionar una serie de parámetros involucrados tanto en la etapa de preparación de la información, como en la de aplicación del programa que se emplea para el cálculo correspondiente.

CORRIENTE DE FALLA [I_G].

El comportamiento de un sistema de conexión a tierra es proporcional a la magnitud de la corriente de falla que entra al suelo a través de la red de tierras; sin embargo, no toda la corriente de falla a tierra se inyecta al suelo, ya que si existe una trayectoria de retorno entre el punto de falla y la fuente a través de los hilos de guarda, una cantidad importante de corriente regresa a la fuente, reduciendo la magnitud de dicha corriente.

Debido a que el procedimiento para determinar la máxima corriente de falla propuesto por la norma 80 del IEEE, no es un procedimiento sencillo y práctico, se recomienda utilizar un factor de decremento de 0.8, de la corriente de falla de fase a tierra, para subestaciones generadoras y de distribución y un factor de 0.65 para subestaciones de transmisión. Factores que han sido obtenidos de la experiencia en el diseño de sistemas de conexión a tierra asistidos por computadora.

TIEMPO DE LIBERACION DE LA FALLA [t_f].

El tiempo de liberación de la falla y el de duración de shock eléctrico que reciba una persona al circular en la instalación de la subestación durante tal falla están íntimamente relacionados. La selección de t_f debe reflejar el tiempo de liberación de falla de los dispositivos de protección de la subestación. En la práctica, se consideran valores típicos dentro de un rango de 0.25-1.0 segundo; siendo 0.5 un valor apropiado, para evitar lesiones graves en la persona que fuese afectada.

PERFILES DE POTENCIAL.

Desde el punto de vista de seguridad del personal los potenciales de diseño que deben de considerarse, son los que se manifiestan sobre la superficie del terreno y en la vecindad del electrodo o red de conexión a tierra. A estos potenciales que se presentan en diferentes puntos de la superficie del terreno, se les denomina perfiles de potencial. Estos perfiles (figura 6.2), introducen riesgos de situaciones peligrosas para la seguridad del personal dentro y en la periferia de la subestación.

TENSION DE CONTACTO [E_c].

El potencial de toque es el potencial máximo que experimentará una persona que se encuentra de pie dentro del área de la subestación y que durante la ocurrencia de una falla esté tocando con una o ambas manos una estructura o cualquier elemento conductor, directamente unido a la red de tierras. La expresión para esta diferencia de potencial se obtiene de comparar el potencial de la red con el potencial de la malla. El potencial de la malla [E_m] es el que existe sobre la superficie del suelo, en el centro de una de las mallas de la red. Para calcular el valor máximo tolerable de potencial de contacto, se tiene la siguiente ecuación:

$$E_{\text{contacto}} \text{ tolerable} = \frac{116 + 0.17 ps}{\sqrt{t_f}}$$

Donde:

ps = resistividad superficial del terreno.

t_f = tiempo de liberación de la falla.

TENSION DE PASO [E_p].

El potencial de paso es el potencial máximo que se aplicará a una persona entre sus pies, cuando en el instante de una falla se encuentra caminando en el área o inmediatamente fuera de la red. Prácticamente, el potencial de paso es aquel que existe entre dos puntos separados un metro sobre la superficie del suelo; en general este valor es más crítico en los

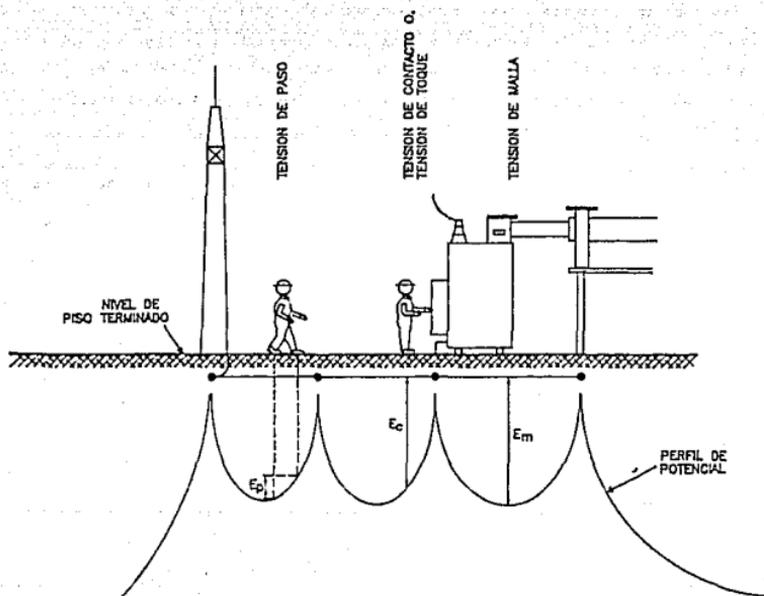


FIG. 6.2 PERFILES DE POTENCIAL

límites del área que cubre la red (ver figura 6.2). La expresión para la máxima tensión de paso tolerable es:

$$E_{\text{paso}}^{\text{tolerable}} = \frac{118 + 0.7 ps}{J_t}$$

Desde el punto de vista de protección de los equipos de la subestación, la elevación de potencial de la red obliga a coordinar el aislamiento para el equipo de control y comunicaciones, ya que por norma el nivel de aislamiento de estos equipos es de 5 kV (en algunos casos y debido a un alto valor de I_G se puede considerar 10 kV), por lo que este valor se presentará como una limitación para el valor de la resistencia de la red.

A partir de la expresión utilizada para calcular la elevación de potencial de la red [E_G],

$$E_G = R_G I_G$$

la resistencia de la red se deberá limitar a:

$$R_G \leq \frac{5 \text{ kV}}{I_G}$$

VI.3 PROCEDIMIENTO DE DISEÑO.

El diagrama de flujo de la figura 6.3 muestra la secuencia de pasos para el diseño de un sistema de conexión a tierra. Los primeros nueve pasos corresponden a lo que se denomina diseño preliminar con cálculos manuales de la red, y el paso 10 corresponde a la optimización del diseño con ayuda del programa SISCONTI.

PASO 1. DATOS INICIALES.

AREA. El plano general de arreglo de la subestación proporciona la información del área de aterrizamiento.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO. Parámetro que deberá obtenerse a través de ediciones de campo, la interpretación de las mediciones podrá realizarse empleando el programa de RESISTENCIA dentro del paquete SISCONTI.

Una capa superficial de grava o roca triturada de 10 centímetros de espesor ayuda a limitar la corriente de falla a través del cuerpo humano al añadir resistencia a la equivalente del mismo. La guía 80 del IEEE indica que un valor de 3000 Ohms-m para la resistencia superficial puede considerarse durante un estudio preliminar.

CORRIENTE DE FALLA. El valor de la corriente de falla se obtendrá del departamento de planeación de la empresa eléctrica. No deberá usarse la información de capacidad interruptiva, ya que en general, este valor difiere del correspondiente a la corriente de falla a tierra.

TIEMPO DE LIBERACION DE LA FALLA.

CALIBRE DEL CONDUCTOR. En la práctica y debido a los tiempos de apertura utilizados en los sistemas de potencia modernos, la sección transversal de los conductores de la red se determina por razones mecánicas, por lo que los calibres

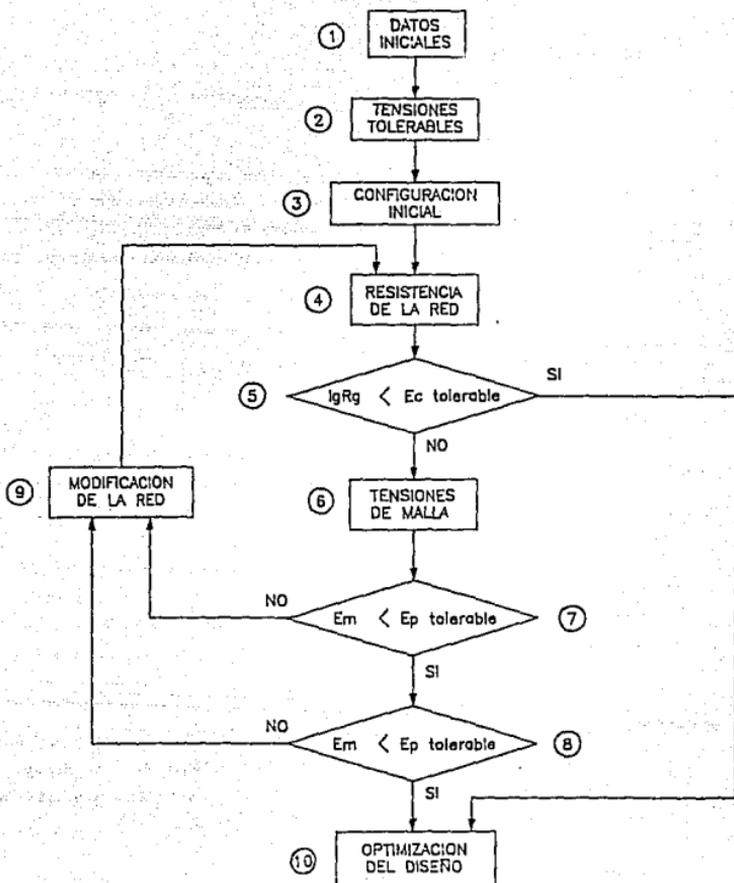


FIG. 6.3 DIAGRAMA DE FLUJO DEL PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE SISTEMAS DE CONEXION DE TIERRAS

de conductores de 4/0 AWG y 250 MCM son aceptables y por otra parte cumplen con la restricción de sección mínima de conductor de 16 mm^2 , indicada por C.F.E.

PASO 2. CALCULO DE LAS TENSIONES DE CONTACTO Y DE PASO TOLERABLES.

Estos valores se calculan de las ecuaciones del inciso VI.3.

PASO 3. CONFIGURACION INICIAL DE LA RED.

Se debe de hacer una configuración inicial del sistema de conexión a tierra de la subestación a estudiar, para el desarrollo de tal configuración pueden ser de utilidad los siguientes.

CRITERIOS PARA DESARROLLO DE LA RED DE TIERRAS.

Los criterios para desarrollar la red de conexión a tierra preliminar son los siguientes:

1. Iniciar con una red periférica que encierre toda el área de la subestación. Esta red se recomienda ubicarse a 3 m de las estructuras soporte externas.
2. De acuerdo a la disposición del equipo, ubicar los conductores enterrados horizontalmente cerca de las posibles conexiones que los equipos tendrán con la red. En este caso se aplica a los conductores paralelos al eje X. La distancia entre conductores no debe exceder 15 m.
3. Los conductores paralelos al eje Y se ubican a distancias paralelas de 10 m entre ellos. Esto con el fin de que no existan zonas importantes que puedan ser motivo de elevaciones de potencial peligrosos para el personal.
4. Colocar varillas enterradas a 3 m a partir del nivel de la red de conexión a tierra. La ubicación de estas varillas debe ser en los cruces existentes en el conductor periférico de la subestación. Esto con el fin de minimizar los potenciales cuando el terreno, por efecto del tiempo, cambie sus características a condiciones desfavorables

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

5. Colocar varillas en los cruces de los conductores cercanos a la ubicación de apartarrayos.
6. Colocar un conductor periférico interno adicional, con el fin de minimizarlos potenciales que se presentan en las orillas de la red, ya que es en esta zona en donde se presentan los potenciales más elevados. Este conductor se recomienda ubicarlo a 1 m de separación de la periferia de la red.
7. Para evaluar adecuadamente la red, los perfiles de potencial deberán colocarse a todo lo largo y ancho de la red, tomando en cuenta las esquinas y las zonas con mallas grandes.

PASO 4. CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED [R_g].

El valor estimado de la resistencia de tierra, es uno de los primeros pasos para determinar el tamaño y el arreglo básico del sistema de tierras. La guía 80 del IEEE recomienda para cálculos preliminares de resistencia en mallas enterradas a más de 0.25 metros de profundidad la siguiente formula:

$$R_g = \rho \left(\frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left[1 + \frac{1}{1 + h \sqrt{20/A}} \right] \right)$$

Donde:

L = Longitud total del conductor de la red [m].

A = Area total de la malla [m²].

h = Profundidad de la malla [m].

PASO 5. COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial de la red expresada como:

$$E_g = R_g I_g \quad [V]$$

está por debajo del valor de la tensión de contacto tolerable, ya no es necesario realizar más cálculos, pasándose directamente a la etapa de optimización de diseño por

medio de la computadora.

En caso contrario se debe de continuar con el paso 6.

PASO 6. CÁLCULO DE POTENCIALES DE MALLA.

El potencial de contacto de la malla se calcula con la siguiente ecuación:

$$E_m = \frac{K_m K_f \rho I_g}{L} \quad [V]$$

Donde:

K_m = Factor de espaciamento para voltaje de malla, definido por:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \ln \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{1}{\sqrt{1+h}} \ln \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \right\}$$

K_f = Factor de corrección por geometría de malla, definido por:

$$K_f = 0.856 + 0.172n$$

Donde:

n = Cantidad de conductores paralelos en una de las direcciones.

Cuando se trate de mallas rectangulares, el valor de n para cálculos de E_m será la media geométrica del número de conductores en ambas direcciones:

$$n = \sqrt{n_1 n_2}$$

El potencial de paso en la malla se calcula de la siguiente expresión:

$$E_p = \frac{K_s K_f \rho I_g}{L} \quad [V]$$

Donde:

K_s = Factor de espaciamento para voltaje de paso, definido como:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+d} + \frac{1}{D} (1-0.5n^{-2}) \right)$$

El valor de n para cálculos de E_s será el mayor de ambas direcciones.

$$n = \text{Máximo } (n_1, n_2)$$

PASO 7. COMPARACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO CON EL POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

En este paso se comparan el potencial de contacto en la malla (llamado también potencial de malla), con el potencial de contacto permisible. Si el potencial de malla es menor que el potencial de contacto tolerable, el diseño continúa (paso número 8), si no, el diseño preliminar tendrá que modificarse (paso número 9).

PASO 8. COMPARACION DEL POTENCIAL DE PASO CON EL POTENCIAL DE PASO TOLERABLE.

Si los potenciales de paso y de contacto en la malla son menores a los potenciales tolerables, se puede continuar con la siguiente etapa de optimización de diseño (paso 10), en caso contrario se requiere revisar el diseño preliminar desde el paso 3.

PASO 9. MODIFICACION DEL DISEÑO PRELIMINAR.

Quando se requiere modificar el diseño preliminar, se puede:

- 1) Incluir más conductores paralelos.
- 2) Disminuir el espaciamento entre conductores.
- 3) Incrementar el área de la malla (si es posible).

- 4) Incrementar la profundidad de la red.
- 5) Incrementar el área del conductor.

PASO 10. OPTIMIZACION DEL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para los voltajes tolerables, comienza el procedimiento de optimización, labor que es más conveniente realizar con la ayuda de la computadora, a través del programa SISCONTI.

VI.4 DISEÑO DE RED DE TIERRAS SUBESTACION "COATEPEC".

Para iniciar el diseño de la red de tierras, se debe de tener la resistividad del terreno, para lo cual fue necesario hacer mediciones de resistencia del terreno donde se construirá la subestación, estas mediciones se hacen por medio del método de Wenner⁴ en el cual se toman mediciones de resistencia a diferentes distancias, después de tener tales mediciones y con el objetivo de obtener un modelo de terreno que represente correctamente las características del mismo, se utiliza el programa de RESISTENCIA contenido en el paquete SISCONTI. Este programa proporciona un modelo de terreno de dos capas, que es el que mejores resultados ha proporcionado para este tipo de estudios.

Al introducir los datos al programa se obtuvieron los siguientes resultados:

$$\rho_1 = 31.93 \text{ Ohm-m (Resistividad de la primera capa)}$$

$$\rho_2 = 84.98 \text{ Ohm-m (Resistividad de la segunda capa)}$$

$$h = 3.83 \text{ m (Altura de la primera capa)}$$

Ahora, con estos y algunos otros datos indicados se procede al diseño preliminar de la red de conexión a tierras, como se indico en el procedimiento explicado anteriormente.

[PASO 1] DATOS DE DISEÑO.

$$I_f = 10.041 \text{ kA (Corriente de falla)}$$

⁴ Para mayor información del procedimiento del método de Wenner ver "Manual de diseño de redes de tierra para subestaciones" I.I.E.

$$T_f = 0.5 \text{ seg. (Tiempo de liberación de la falla)}$$

$$V = 115 \text{ kV (Tensión nominal)}$$

$$\rho_1 = 31.93 \text{ Ohm-m (Resistividad de la primera capa)}$$

$$\rho_2 = 84.98 \text{ Ohm-m (Resistividad de la segunda capa)}$$

$$h_1 = 3.83 \text{ m (Altura de la primera capa)}$$

$$d = 0.014 \text{ m (Diámetro del conductor)}$$

$$h = 0.5 \text{ m (Profundidad de la red)}$$

$$d_v = 0.019 \text{ m (Diámetro de la varilla para tierra)}$$

$$L_v = 3 \text{ m (Longitud de la varilla para tierra)}$$

$$\rho_s = 3000 \text{ Ohm-m (Resistividad superficial del terreno)}$$

[PASO 2]

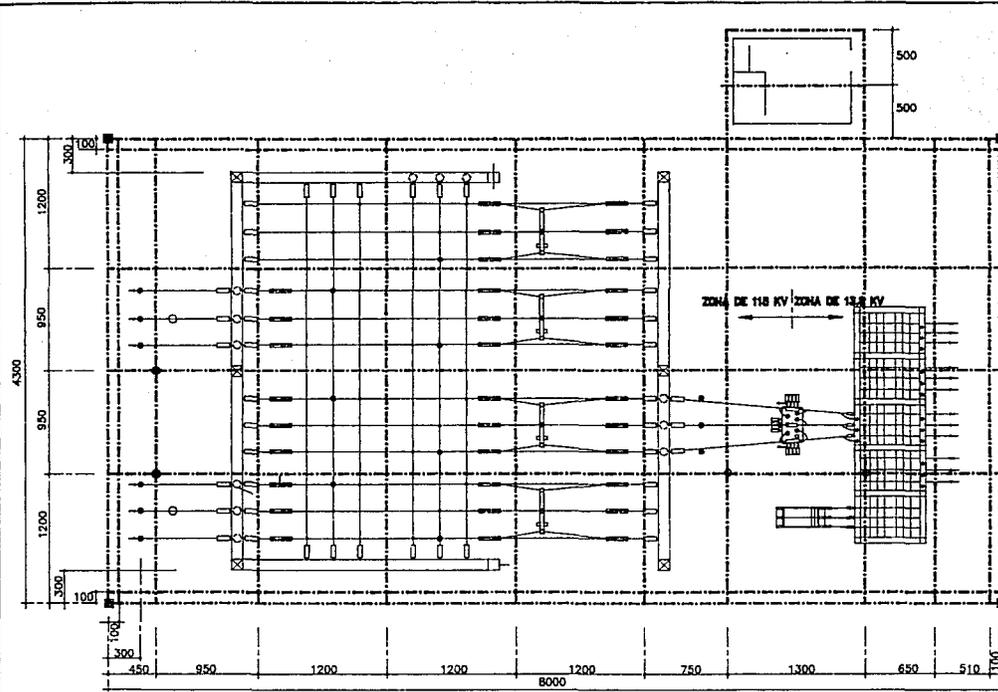
Los valores de las tensiones permisibles se obtienen de la aplicación de las formulas:

$$V_{\text{CONTACTO}} = \frac{115 + (0.17)(3000)}{\sqrt{0.5}} = 885.3 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{PISO}} = \frac{115 + (0.7)(3000)}{\sqrt{0.5}} = 3133.9 \text{ [V]}$$

[PASO 3]

De acuerdo con el diseño preliminar de la red de tierras; ver plano preliminar.



SIMBOLOGIA :

- CONDUCTOR DESNUDO DE COBRE, CALIBRE 4/0 AVG
- VARILLA COPPERVELD DE 19 mm DE DIAMETRO POR 3 m DE LARGO
- REGISTRO PARA RED DE TIERRAS

- APARTARRAYOS
- TP's
- ESTRUCTURA Y TC's
- CUCHILLAS
- BARRA DE TRANSFERENCIA Y AISLADOR SOPORTE
- BARRA PRINCIPAL Y AISLADOR SOPORTE
- ESTRUCTURA Y CUCHILLAS
- INTERRUPTOR
- CUCHILLAS
- ESTRUCTURA Y TC's
- APARTARRAYOS
- TRANSFORMADOR
- ESTRUCTURA Y APARTARRAYOS
- ESTRUCTURA Y APARTARRAYOS

ACOTACIONES EN CM



COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
SUBDIRECCION DE CONSTRUCCION
COORDINACION DE PROYECTOS DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION



INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
DIVISION SISTEMAS ELECTRICOS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO
ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
ARAGON
INGENIERIA MECANICA ELECTRICA

TESIS : RAYMUNDO FLORES MORENO

PROYECTO : S. E. COATEPEC

TITULO : RED DE TIERRAS (ZONA 118/13.8 KV)

PLANO PRELIMINAR

$$\text{AREA} = (43 \times 83.1) + (10 \times 13) = 3703.3 \text{ m}^2$$

Longitud total de la red:

$$L = 7(83.1) + 12(43) + 2(10) + 2(13) + 8(3) = 1187.7 \text{ m}$$

[PASO 4]

Cálculo de la resistencia de la red.

$$R_g = \rho \left\{ \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left[1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right] \right\}$$

$$R_g = 31.93 \left\{ \frac{1}{1187.7} + \frac{1}{\sqrt{20(3703.3)}} \left[1 + \frac{1}{1 + 0.5\sqrt{20/3703.3}} \right] \right\}$$

$$R_g = 0.257 \text{ [ohms]}$$

[PASO 5]

Se calcula la ecuación de potencial de la red.⁵

$$E_g = R_g I_g = (0.257)(10041)(0.8) = 2064.43 \text{ [V]}$$

[PASO 6]

Cálculo de las tensiones de malla y de paso de la red.

El cálculo de E_m , implica el cálculo de K_m y K_f :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \text{Ln} \left[\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{1}{\sqrt{1+h}} \text{Ln} \left[\frac{8}{\pi(2n-1)} \right] \right\}$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left\{ \text{Ln} \left[\frac{10^2}{16(0.5)(0.014)} + \frac{(10+2(0.5))^2}{8(10)(0.014)} - \frac{0.5}{4(0.014)} \right] + \frac{1}{\sqrt{1+0.5}} \text{Ln} \left[\frac{8}{\pi(2(12)-1)} \right] \right\} = 0.81$$

⁵ El valor de la corriente de falla se multiplica por el factor de decremento de 0.8; ver inciso VI.3.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

$$K_1 = 0.656 + 0.172n$$
$$K_1 = 0.656 + 0.172(12) = 2.72$$

Por lo tanto;

$$E_m = \frac{K_m K_1 \rho I_g}{L} \quad [V]$$

$$E_m = \frac{(0.81)(2.72)(31.93)(10041 \times 0.8)}{1167.7} = 483.88 \quad [V]$$

Ahora, para el cálculo de E_p :

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+d} + \frac{1}{D} (1-0.5^{2h}) \right)$$

$$K_p = \frac{1}{\pi} \left(\frac{1}{2(0.5)} + \frac{1}{10+0.5} + \frac{1}{10} (1-0.5^{2 \times 2}) \right) = 0.38$$

$$E_p = \frac{K_p K_1 \rho I_g}{L} \quad [V]$$

$$E_p = \frac{(0.38)(2.72)(31.93)(8032)}{1167.7} = 227 \quad [V]$$

[PASO 7]

Comparando las tensiones de malla y la de contacto tolerable:

$$483.88 \quad [V] < 885.3 \quad [V]$$

como $E_m < E_c$ tolerable, se puede continuar.

[PASO 8]

Comparando las tensiones de paso y la de paso tolerable:

$$227 \quad [V] < 3133.9 \quad [V]$$

como $E_p < E_p$ tolerable, se puede continuar, la red resulta segura y está lista para ser optimizada.

[PASO 10]

Optimización del diseño. Con los datos anteriores de la red preliminar (figura 6.4), se corre el programa de computadora SISCONTI, de la cual se obtienen los siguientes resultados:

- a) Longitud total del conductor: 1187.7 m
- b) Densidad de corriente promedio: 6.85 A/m
- c) Elevación de potencial de la red: 3843.01 V
- d) Resistencia de conexión a tierra: 0.480 Ohms
- e) Tensión de electrocución de toque: 873.98 V.
- f) Tensión de electrocución de paso: 3008.03 V

En las figuras del ANEXO I de este capítulo, se tienen graficados los perfiles de potencial de interés para el estudio de la red preliminar, una vez analizada ésta, se modifica la configuración de la red para hacerla lo más eficiente posible, dando la pauta para esto, los potenciales de paso y de toque.

Después de varias corridas del programa, se llega a la configuración de la red definitiva, de la cual se tienen los resultados mostrados en las figuras del ANEXO II, además de los siguientes resultados:

- a) Longitud total del conductor: 1051 m
- b) Densidad de corriente promedio: 7.61 A/m
- c) Elevación de potencial de la red: 3908.4 V
- d) Resistencia de conexión a tierra: 0.4886 Ohms
- e) Tensión de electrocución de toque: 873.98 V.
- f) Tensión de electrocución de paso: 3008.03 V

De acuerdo a los resultados obtenidos de las corridas del programa y de los análisis de los mismos, la red de conexión a tierras queda especificada como:

- a) Las dimensiones de la red de tierra se muestran en el plano No. ECT-213.
- b) El conductor de la red de tierras será cable de cobre desnudo, calibre 4/0 AWG.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

- c) Las varillas para tierra serán de copperweld de 0.019 m de diámetro por 3 m de longitud.
- d) El área de equipos de la subestación deberá recubrirse con una capa de 10 cm de espesor de grava o roca triturada.
- e) Los puntos de unión entre conductores de la red deberán ser del tipo soldable.

A N E X O I

RESULTADOS PROGRAMA SISCONTI

RED DE TIERRAS S.E. COATEPEC

(DISEÑO PRELIMINAR)

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

IDENTIFICACION DEL CASO : SUBESTACION_COATEPEC_VER

RESISTIVIDAD DE LA PRIMERA CAPA = 31.93 OHMS-METRO
RESISTIVIDAD DE LA SEGUNDA CAPA = 84.98 OHMS-METRO
ALTURA DE LA PRIMEFA CAPA = 3.83 METROS
FACTOR DE REFLEXION = .4538 POR UNIDAD

CORRIENTE DE FALLA = 8000.00 AMPERES

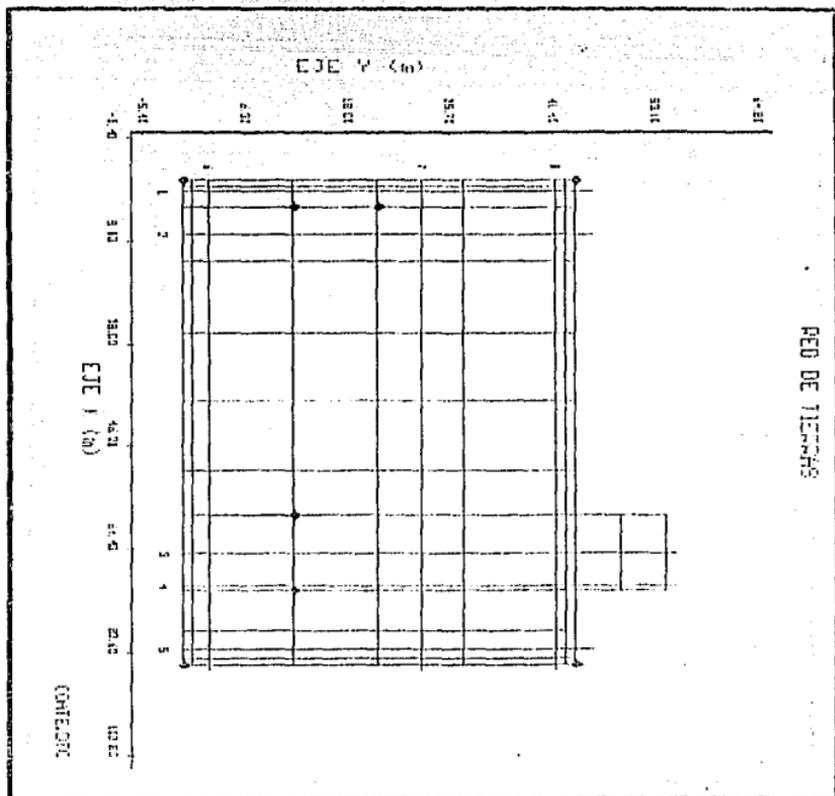
CONFIGURACION DE LA RED PRINCIPAL

NUMERO DE CONDUCTORES = 31

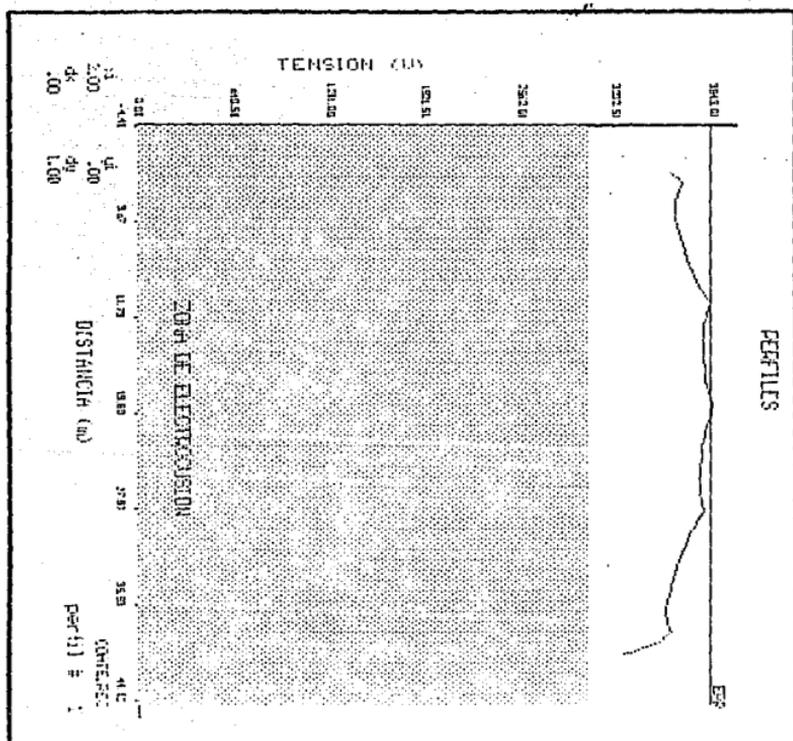
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR = 1167.700 M
DENSIDAD DE CORRIENTE PROMEDIO = 6.851 AMP/M

ELEVACION DE POTENCIAL DE LA RED = 3843.013 VOLTS
RESISTENCIA DE CONEXION A TIERRA = .4804 OHMS

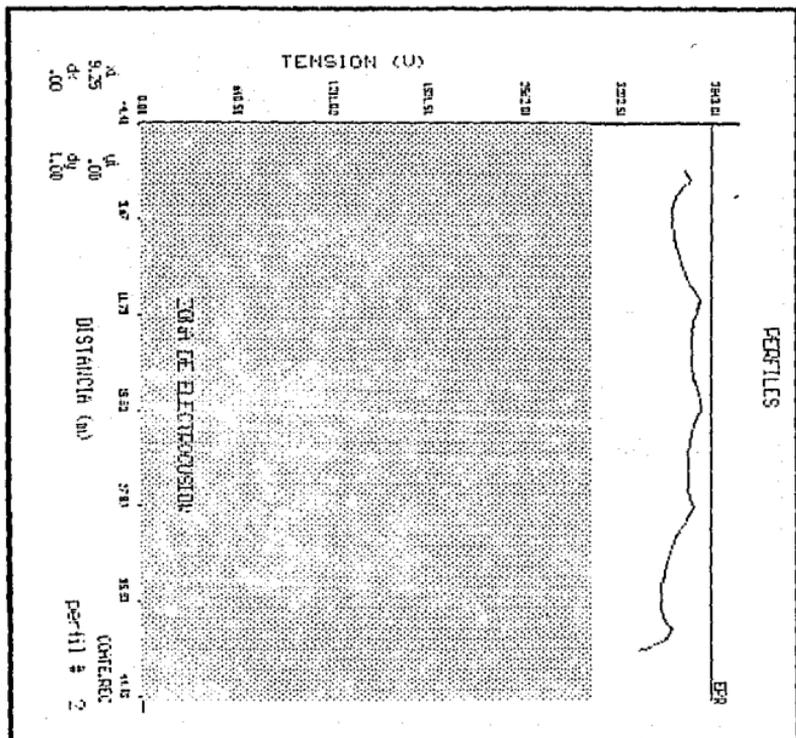
LA TENSION DE ELECTROCUSION DE TOQUE ES = 873.98 VOLTS
LA TENSION DE ELECTROCUSION DE PASO ES = 3008.03 VOLTS
PARA UNA RESISTIVIDAD SUPERFICIAL DE = 3000.00 OHMS - METRO
Y UN TIEMPO DE LIBERACION DE FALLA DE = .50 SEGUNDOS



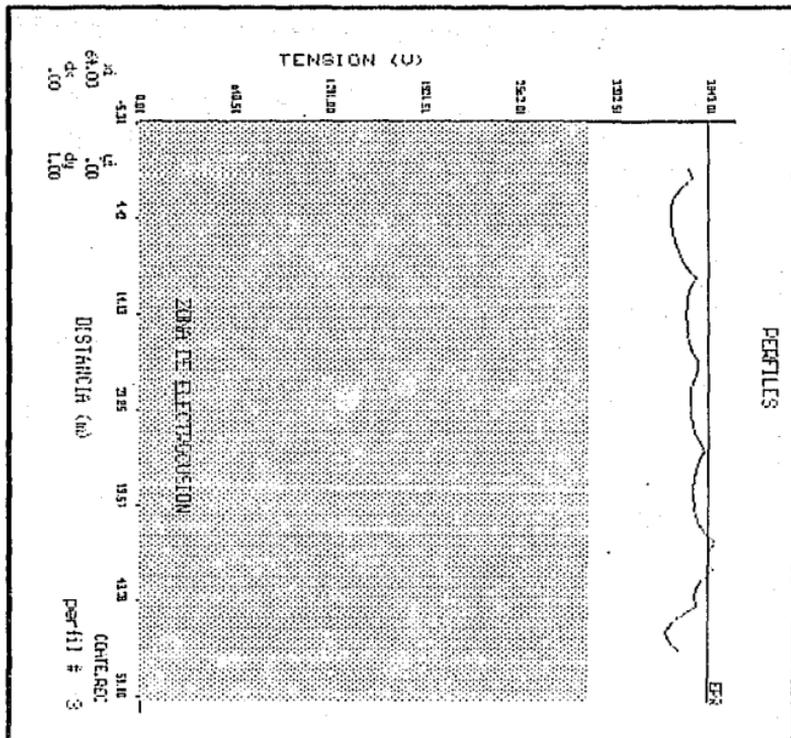
PERFILES DE TOQUE DE INTERES



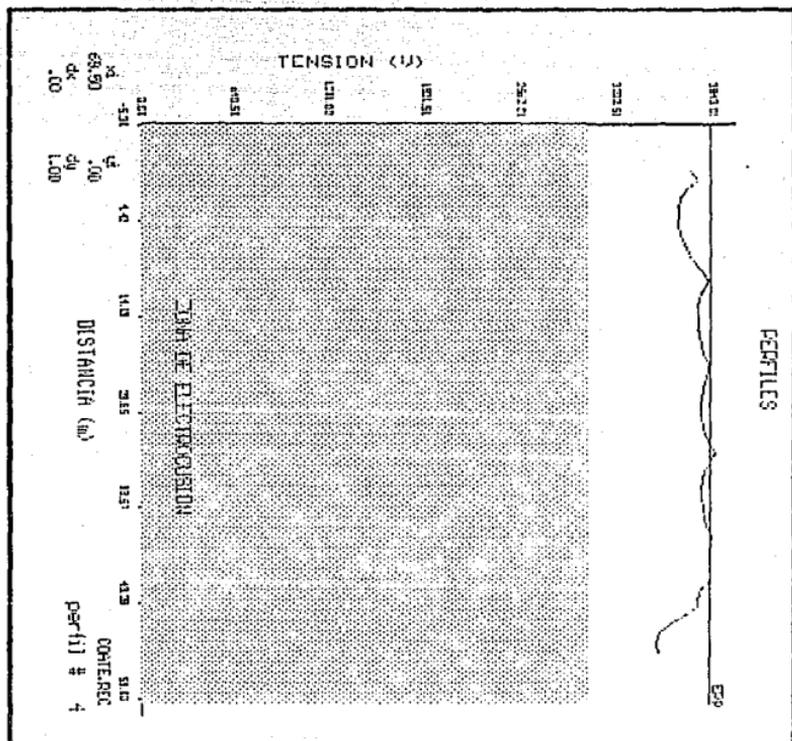
TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 1]



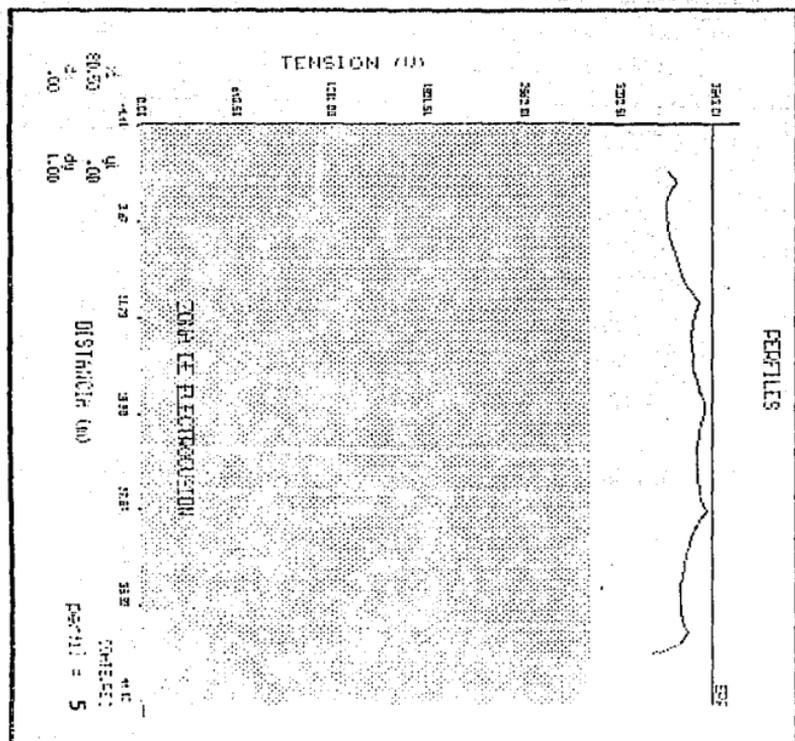
TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 2]



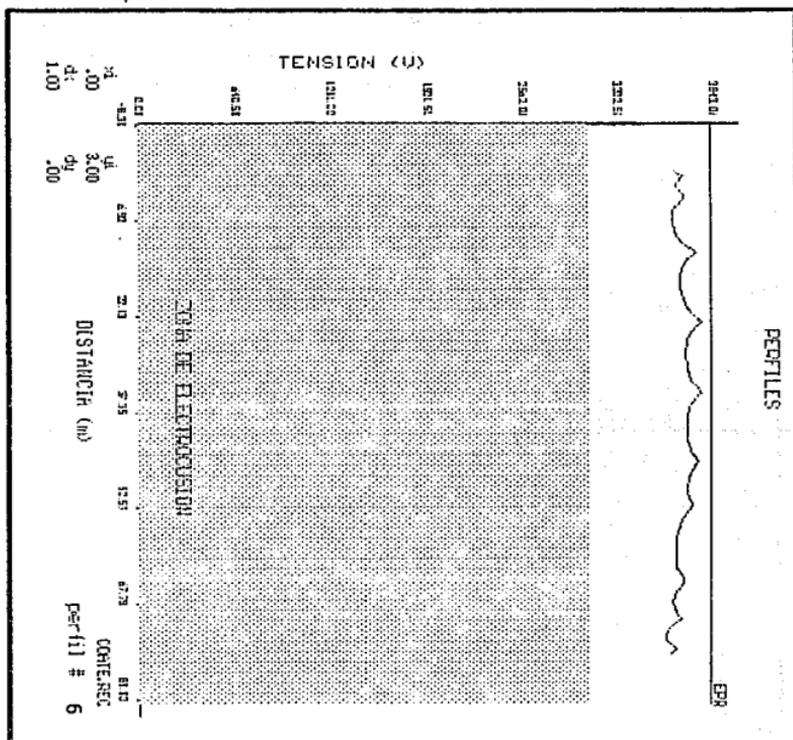
COURTESY OF THE AUTHOR. ENEEF



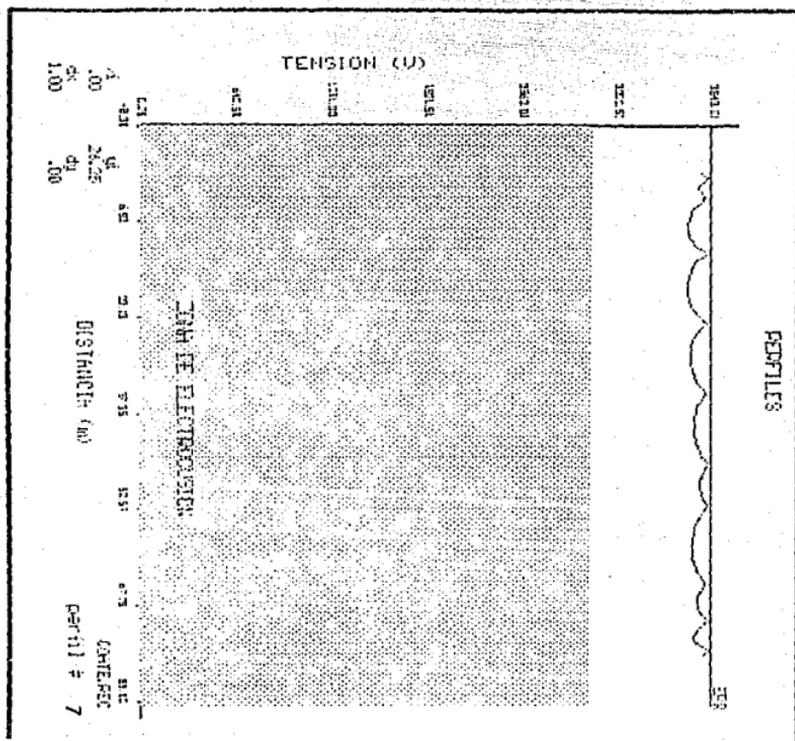
$\langle P \rangle$ SPEED $\langle P \rangle$ $\langle E \rangle$ $\langle E \rangle$ $\langle E \rangle$ $\langle E \rangle$

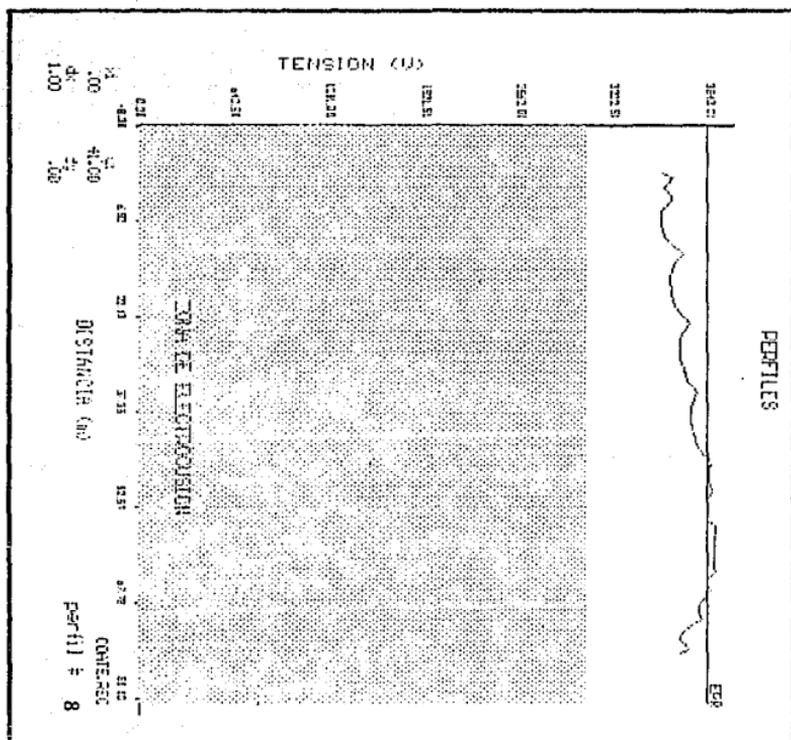


TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 5]



TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 6]





TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 8]

A N E X O I I

RESULTADOS PROGRAMA SISCONTI

RED DE TIERRAS S.E. COATEPEC

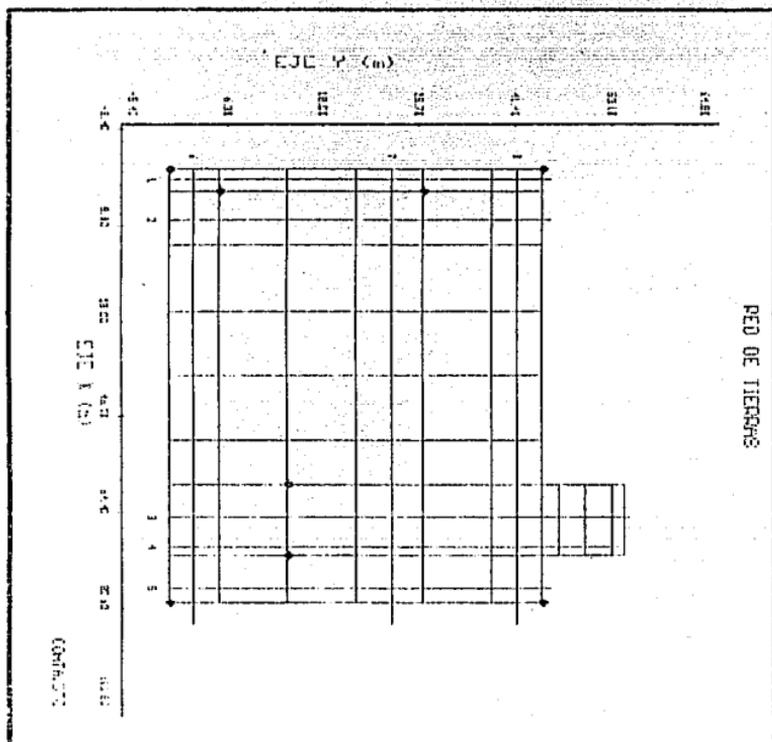
IDENTIFICACION DEL CASO : REV_SE_COATEPEC

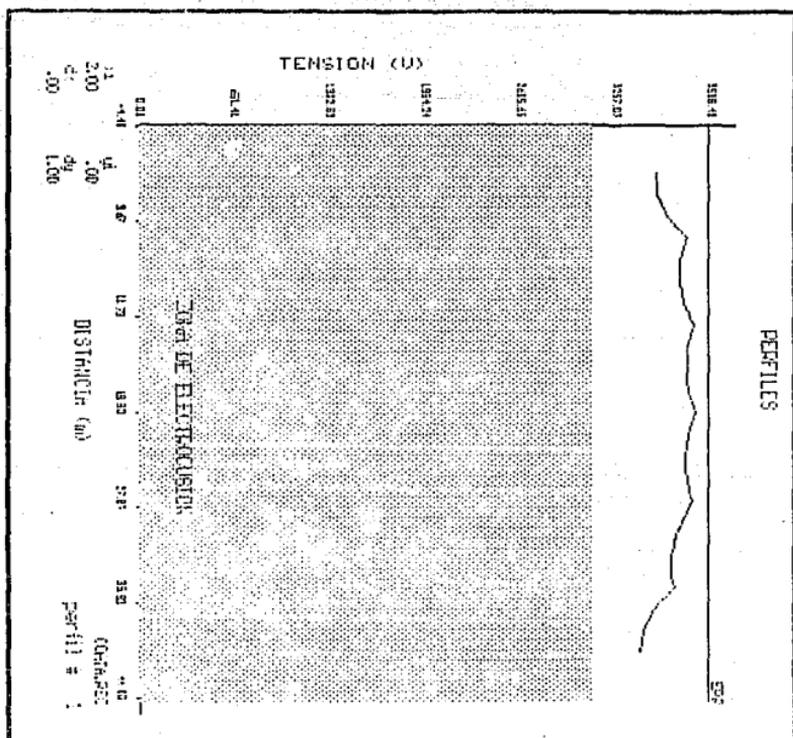
RESISTIVIDAD DE LA PRIMERA CAPA ~ 31.93 OHMS-METRO
RESISTIVIDAD DE LA SEGUNDA CAPA ~ 84.98 OHMS-METRO
ALTURA DE LA PRIMERA CAPA = 3.83 METROS
FACTOR DE REFLEXION = .4538 POR UNIDAD
CORRIENTE DE FALLA = 8000.00 AMPERES

CONFIGURACION DE LA RED PRINCIPAL
NUMERO DE CONDUCTORES = 28

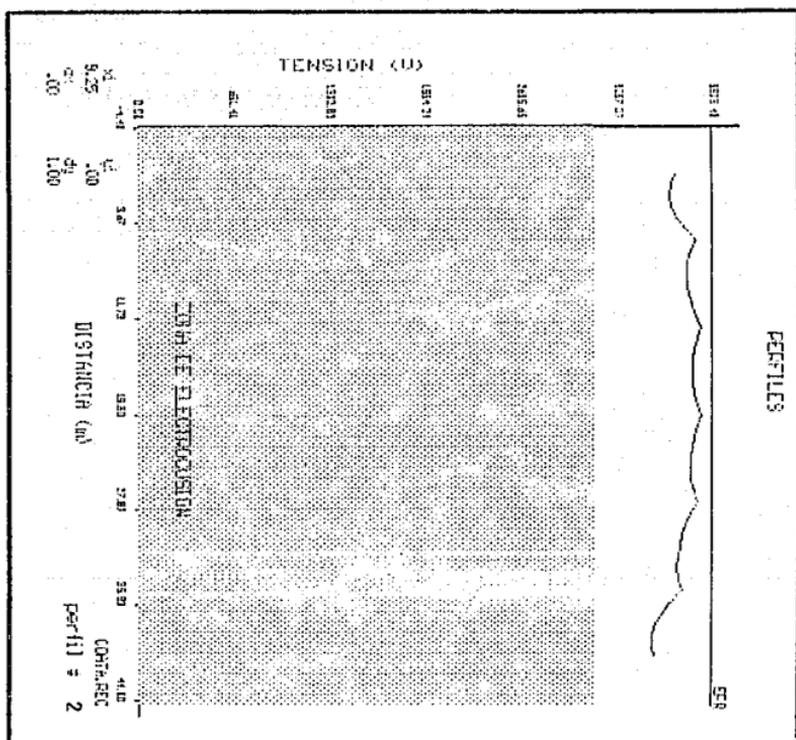
LONGITUD TOTAL DEL CONDUCTOR ~ 1051.000 M
DENSIDAD DE CORRIENTE PROMEDIO = 7.612 AMP/M
ELEVACION DE POTENCIAL DE LA RED = 3908.482 VOLTS
RESISTENCIA DE CONEXION A TIERRA = .4886 OHMS

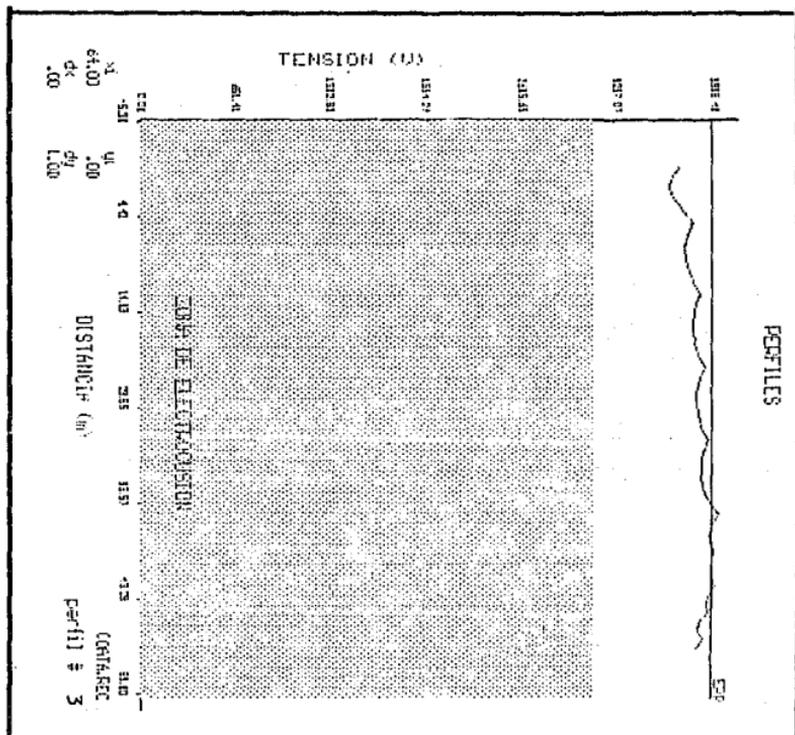
LA TENSION DE ELECTROCUSION DE TOQUE ES = 873.98 VOLTS
LA TENSION DE ELECTROCUSION DE PASO ES = 3008.03 VOLTS
PARA UNA RESISTIVIDAD SUPERFICIAL DE = 3000.00 OHMS - METRO
Y UN TIEMPO DE LIBERACION DE FALLA DE = .50 SEGUNDOS



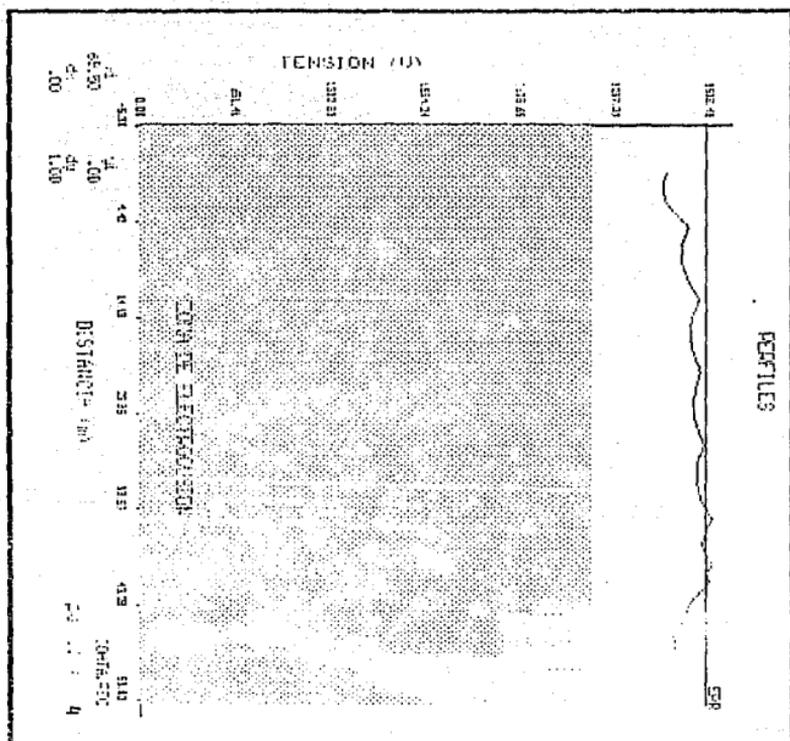


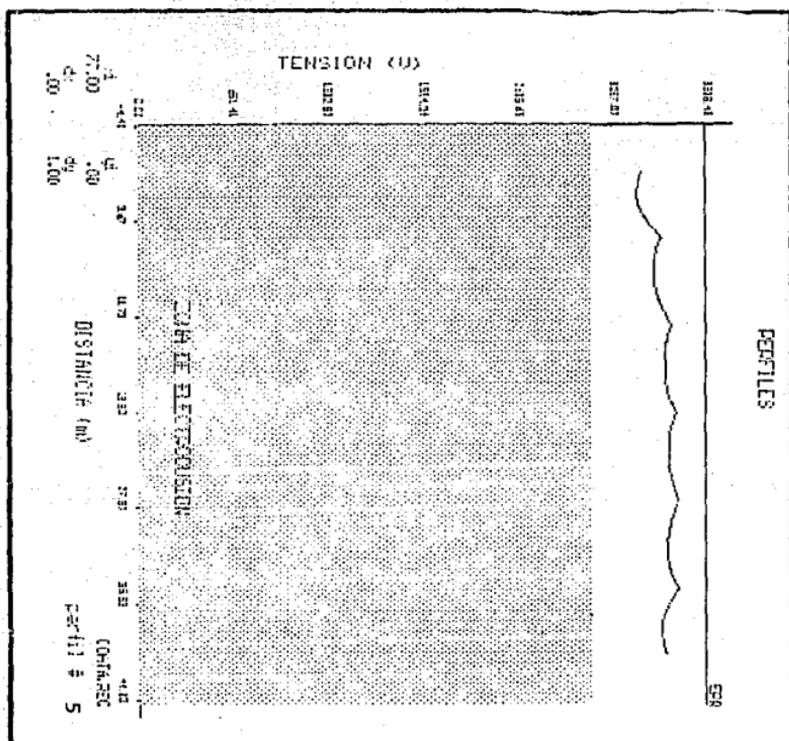
TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 1]



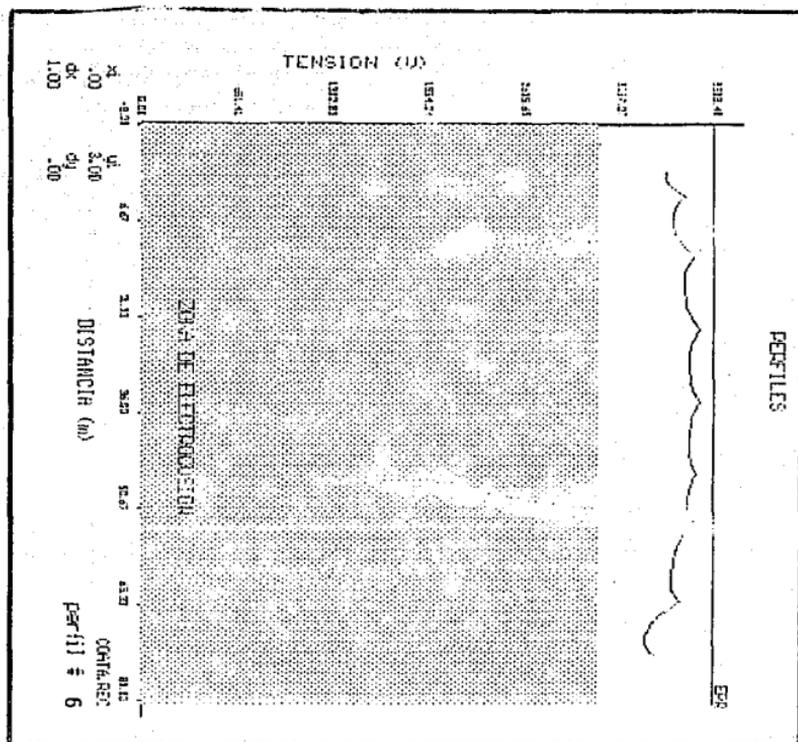


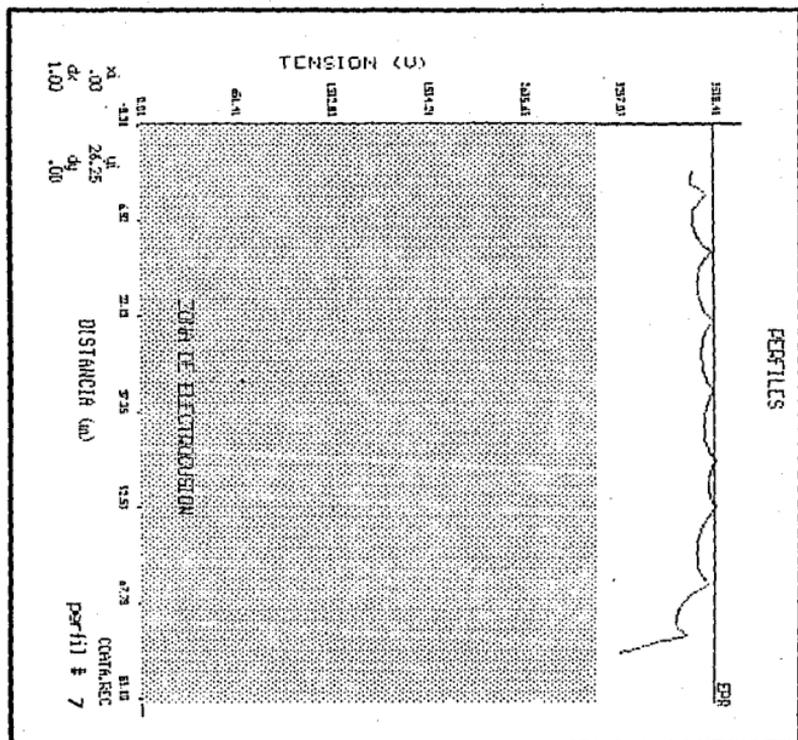
TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 3]



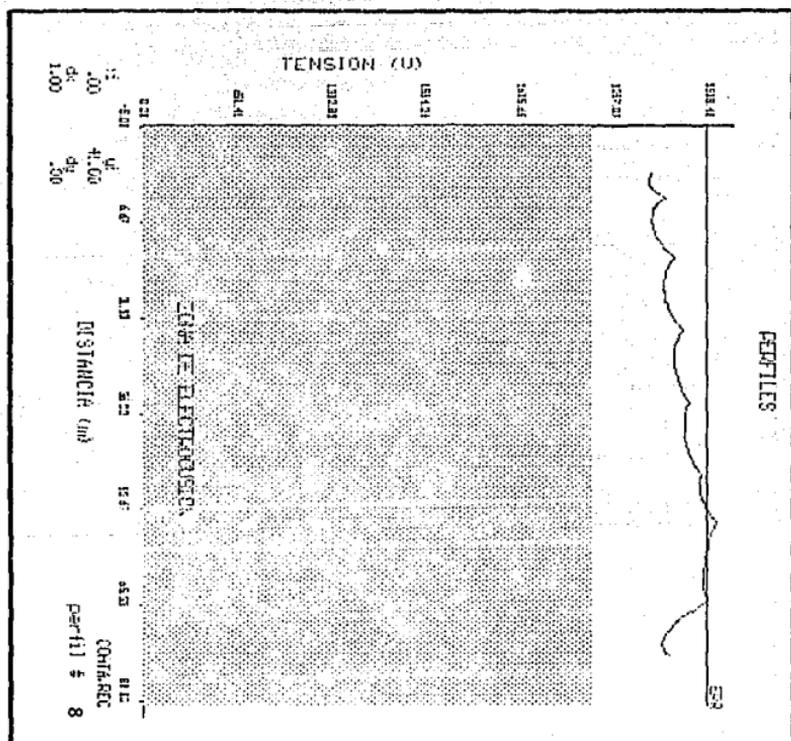


TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 5]

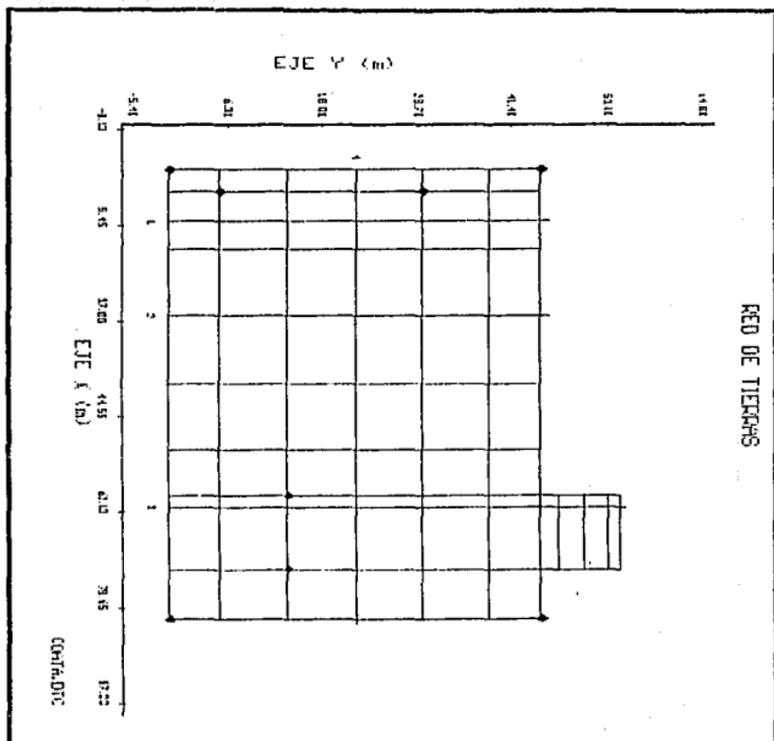


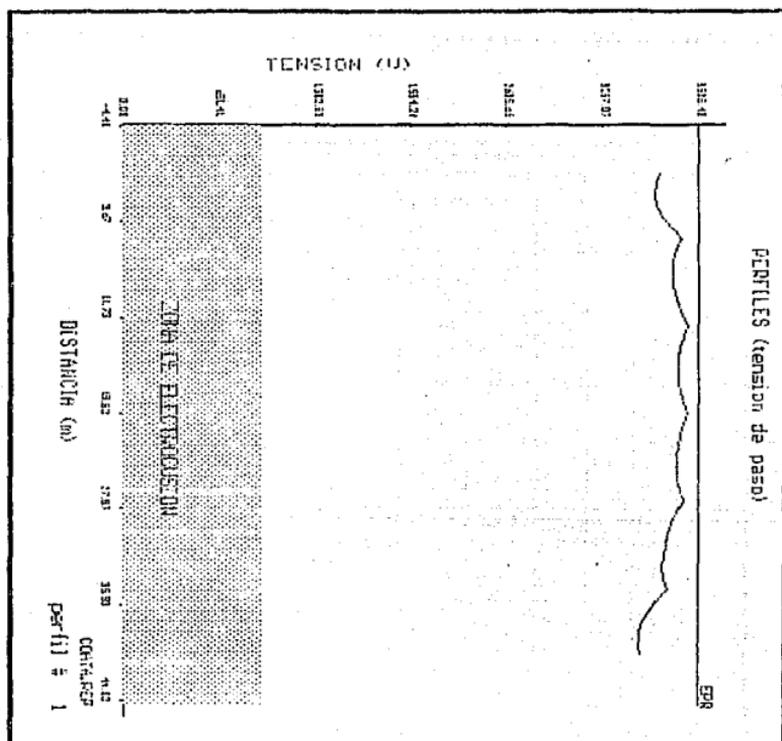


TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 7]



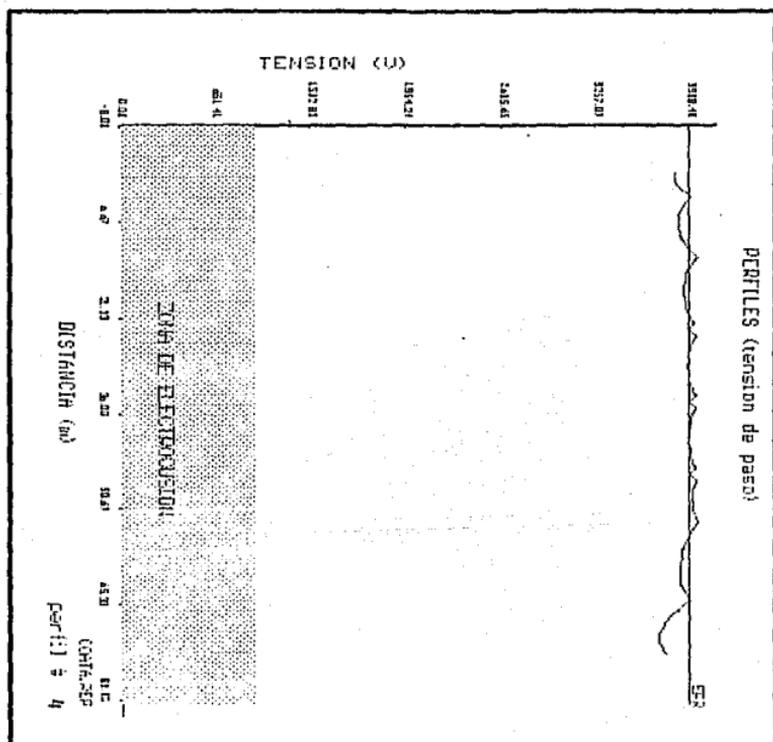
TENSION DE TOQUE [PERFIL No. 8]





PERFILES DE TENSION DE PASO EN EL AREA DE ELECTRODIFUSION

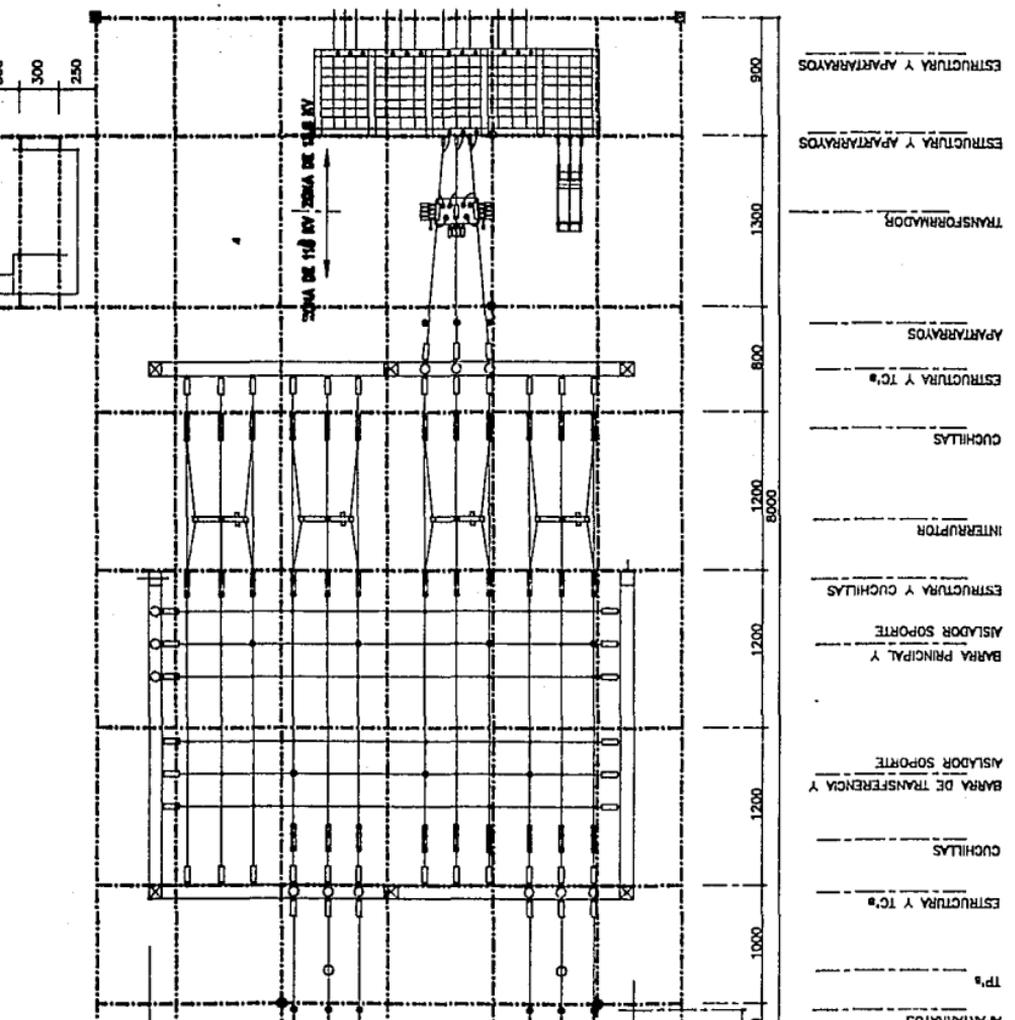
TENSION DE PASO [PERFIL No. 1]



TENSION DE PASO [PERFIL No. 4]

SIMBOLOGIA

- CONDUCTOR DESNUDO DE COBRE
- VARELLA COPPERVELD DE 19 mm POR 3 m DE LARGO
- ⊙ REGISTRO PARA RED DE TIERRAS
-



COMISION FEDERAL
SUBDIRECCION D
COORDINACION DE PRODUCCION
Y TRAFICO



INSTRUTO DE INVEST
DIVISION SISTE
DEPARTAMENTO DE



UNIVERSIDAD NAC
ESUELA NACIO
A R
INGENIERIA

TESIS I RAYMUNDO FLO

PROYECTO I S. E. CONTRACC

CONCLUSIONES

Es indudable la importancia que tiene cada uno de los elementos que conforman una subestación eléctrica para su buen funcionamiento, pues si alguno de estos elementos no contara con las características que requiere la instalación, pudiera ser motivo de falla o falta de rendimiento del sistema eléctrico al que pertenece, y que a corto o a largo plazo podría ser de graves consecuencias. Por tal motivo se debe de tener especial cuidado al diseñar y seleccionar cada una de las partes de una subestación eléctrica, siendo de gran ayuda las normas y especificaciones del equipo que la componen, esto, aunado a la complejidad de algunos procedimientos a llevado a la necesidad de contar con especialistas en el diseño de cada área involucrada en el diseño de subestaciones eléctricas.

Un factor de relevancia a considerarse durante el desarrollo de el diseño de una subestación, es el tomar en cuenta el crecimiento que pueda tener la instalación y los requerimientos a futuro.

A medida que crece el sistema productivo, así como el sector educativo y de servicios de nuestro país, estos a su vez demandan al sector eléctrico, cada vez, mayor y mejor suministro de energía eléctrica. Por ende, el sector eléctrico tiende a crecer continuamente y día tras día debe de ser capaz y estar preparado para ofrecer el servicio requerido. Por lo que a esto se refiere, es necesario reconocer la gran labor que el Instituto de Investigaciones Eléctricas desempeña dentro del sector eléctrico, en todo el territorio mexicano. Dentro de esta labor se encuentra el apoyo al desarrollo de proyectos con carácter educativo, de lo cual se desprende el presente trabajo de tesis.

BIBLIOGRAFIA

- [1] ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES
ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO
EDITORIAL LIMUSA
MEXICO, 1979.
 - [2] TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSION
VIQUEIRA L. JACINTO
COMPARIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.
 - [3] MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES
COMPARIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
VOL 1 - 5.
MEXICO, 1978.
 - [4] GUIAS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
TOMO I -IV
MEXICO, 1992
 - [5] DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
COLEGIO DE INGENIEROS MECANICOS ELECTRICISTAS
MEXICO, 1991
 - [6] ATLAS CLIMATICO DEL MUNICIPIO DE COATEPEC
MAGDA GOMEZ C. / MARGARITA SOTO E.
INSTITUTO DE ECOLOGIA XALAPA, VER.
MEXICO, 1990
 - [7] DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS
JOSE RAULL MARTIN
ED. Mc GRAW-HILL
 - [8] GUIA PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSION
ASINEL
MADRID, 1981
-

CONCLUSIONES

Es indudable la importancia que tiene cada uno de los elementos que conforman una subestación eléctrica para su buen funcionamiento, pues si alguno de estos elementos no contara con las características que requiere la instalación, pudiera ser motivo de falla o falta de rendimiento del sistema eléctrico al que pertenece, y que a corto o a largo plazo podría ser de graves consecuencias. Por tal motivo se debe de tener especial cuidado al diseñar y seleccionar cada una de las partes de una subestación eléctrica, siendo de gran ayuda las normas y especificaciones del equipo que la componen, esto, aunado a la complejidad de algunos procedimientos a llevado a la necesidad de contar con especialistas en el diseño de cada área involucrada en el diseño de subestaciones eléctricas.

Un factor de relevancia a considerarse durante el desarrollo de el diseño de una subestación, es el tomar en cuenta el crecimiento que pueda tener la instalación y los requerimientos a futuro.

A medida que crece el sistema productivo, así como el sector educativo y de servicios de nuestro país, estos a su vez demandan al sector eléctrico, cada vez, mayor y mejor suministro de energía eléctrica. Por ende, el sector eléctrico tiende a crecer continuamente y día tras día debe de ser capaz y estar preparado para ofrecer el servicio requerido. Por lo que a esto se refiere, es necesario reconocer la gran labor que el Instituto de Investigaciones Eléctricas desempeña dentro del sector eléctrico, en todo el territorio mexicano. Dentro de esta labor se encuentra el apoyo al desarrollo de proyectos con carácter educativo, de lo cual se desprende el presente trabajo de tesis.

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

Es común, durante la elaboración de una tesis profesional, darse cuenta de la importancia que tiene, el contar con un vínculo estrecho entre Universidad e Industria durante el transcurso de la licenciatura, pues de cierta forma ayuda a un mejor desarrollo y formación profesional de los estudiantes y tener así una mayor competitividad en el campo profesional.

Por último, se espera que el contenido de este trabajo de tesis, cumpla con el objetivo de ser de utilidad para toda aquella persona que la consulte.

RAYMUNDO FLORES MORENO

BIBLIOGRAFIA

- [1] **ELEMENTOS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES**
 ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO
 EDITORIAL LIMUSA
 MEXICO, 1979.

 - [2] **TENDENCIAS ACTUALES EN EL DISEÑO DE SUBESTACIONES DE ALTA TENSION**
 VIOQUEIRA L. JACINTO
 COMPARIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.

 - [3] **MANUAL DE DISEÑO DE SUBESTACIONES**
 COMPARIA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO.
 DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
 VOL 1 - 5.
 MEXICO, 1978.

 - [4] **GUIAS DE DISEÑO DE SUBESTACIONES**
 INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELECTRICAS
 DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA
 TOMO I -IV
 MEXICO, 1982

 - [5] **DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS**
 COLEGIO DE INGENIEROS MECANICOS ELECTRICISTAS
 MEXICO, 1991

 - [6] **ATLAS CLIMATICO DEL MUNICIPIO DE COATEPEC**
 MAGDA GOMEZ C. / MARGARITA SOTO E.
 INSTITUTO DE ECOLOGIA XALAPA, VER.
 MEXICO, 1990

 - [7] **DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS**
 JOSE RAULL MARTIN
 ED. Mc GRAW-HILL

 - [8] **GUIA PARA LA COORDINACION DE AISLAMIENTO EN SUBESTACIONES DE ALTA TENSION**
 ASINEL
 MADRID, 1981
-

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

- [9] ESQUEMAS DE PROTECCION ELECTRICA
WERNER G. DOEHNER
C.F.E.
1981
- [10] ELECTRIC POWER DISTRIBUTION SYSTEM ENGINEERING
TURAN GÖNEN
ED. Mc. GRAW-HILL
- [11] ELEMENTOS DE CENTRALES ELECTRICAS II
ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO
ED. LIMUSA
- [12] TRANSFORMADORES DE POTENCIA
RAS OLIVA, ENRIQUE
- [13] TRANSFORMER BOOK
STIGANT, S. AUSTEN
- [14] MANUAL ELECTRICO
CONELEC
CUARTA EDICION
- [15] CAPACITORES DE POTENCIA
ALFREDO NAVARRO CRESPO
BALMEC, S.A
- [16] MANUAL DE DISEÑO DE REDES DE TIERRA PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS DE
POTENCIA
I. I. E., DEPARTAMENTO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION
MEXICO, 1980.
- [17] MANUAL DE USUARIO DEL PAQUETE SISCONTI
I. I. E., DEPARTAMENTO DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION
MEXICO, 1991
- [18] NORMA OFICIAL DE ABREVIATURAS, NUMEROS Y SIMBOLOS USADOS EN PLANOS Y
DIAGRAMAS ELECTRICOS
NOM-J-136-1970
[ref. 1.1]
- [19] GRAPHIC SYMBOLS FOR ELECTRICAL AND ELECTRONICS DIAGRAMS
IEEE-315-1971 / ANSI-Y32.2-1970
[ref. 1.2]
- [20] TENSIONES NORMALIZADAS
NOM-J-98-1978
[ref. 1.3]

- [21] CUCHILLAS DESCONECTORAS EN AIRE DE OPERACION SIN CARGA EN ALTA TENSION PARA SERVICIO INTERIOR Y EXTERIOR
NOM-J-256-1978
 - [22] TRANSFORMADORES DE POTENCIA
NOM-J-284-1986
 - [23] APARTARRAYOS VALVULARES PARA SISTEMAS DE CORRIENTE ALTERNA
NOM-J321-1987
 - [24] CAPACITORES PARA CORRECCION DE FACTOR DE POTENCIA
NOM-J-203-1980
 - [25] TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
NOM-J-166-1980
 - [26] TRANSFORMADORES DE POTENCIAL CAPACITIVO
NOM-J-408-1980
 - [27] COORDINACION DE AISLAMIENTO PARTE 1 y PARTE 2
NOM-J-150/1-1986
NOM-J-150/2-1987
 - [28] TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
NOM-J-109-1977
 - [29] GUIA DE CRITERIOS BASICOS PARA SUBESTACIONES DE 115, 230 y 400 kV
CFE-04400-42-1989
 - [30] DIAGRAMAS UNIFILARES SIMPLIFICADOS PARA SUBESTACIONES
CFE-00200-02-1979
[ref. 1.4] [ref. 1.5]
 - [31] CRITERIOS GENERALES DE DISEÑO ELECTRICO PARA LOS SERVICIOS PROPIOS DE SUBESTACIONES DE POTENCIA
CFE-VY500-16-82
 - [32] BANCOS Y CARGADORES DE BATERIAS
CFE-V7100-19-88
 - [33] COORDINACION DE AISLAMIENTO
CFE-L0000-06-80
CFE-L0000-06-91
 - [34] CUCHILLAS DESCONECTORAS DE 15.5 A 72.5 kV
CFE-V4200-25-90
 - [35] CUCHILLAS DESCONECTORAS DE DE 123 A 420 kV
CFE-V5000-12-90
-

Ingeniería Básica para el diseño de una Subestación

- [36] INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 15.5 A 72.5 kV
CFE-V5000-15-89
- [37] INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 123 A 420 kV
CFE-V5000-01-89
- [38] TABLEROS DE PROTECCION, MEDICION Y CONTROL TIPO SIMPLEX Y DUPLEX
CFE-V8700-41-90
- [39] BANCOS DE CAPACITORES
CFE-V8000-06-82
- [40] APARTARRAYOS TIPO ESTACION E INTERMEDIO DE OXIDO DE ZINC PARA SISTEMAS DE
13.8 A 400 kV
CFE-VA400-17-90
- [41] APARTARRAYOS AUTOVALVULARES TIPO DISTRIBUCION PARA SISTEMAS DE CORRIENTE
ALTERNA
CFE-VA000-37-90
- [42] APARTARRAYOS AUTOVALVULARES PARA TENSIONES DE 12 A 192 kV
CFE-VA000-07-82
- [43] TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 10 MVA Y MAYORES
CFE-K0000-06-90
- [44] TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUCTIVOS DE 115 A 400 kV
CFE-VE000-14-89
- [45] TRANSFORMADORES DE POTENCIAL INDUCTIVOS DE 8.9 A 85 kV
CFE-VE000-29-90
- [46] SUBESTACIONES 115 kV, ARREGLO DE BARRAS PRINCIPAL Y DE TRANSFERENCIA
CARPETA 5
C.F.E.
[ref. 2.1]
- [47] REGLAMENTO INTERNO PARA LA OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL
C.F.E.