



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

DISEÑO DE UNA SUBESTACION EN ALTA TENSION
POR MEDIO DE COMPUTADORA

contiene: dos tomos de 3 1/2

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A N :
SERGIO A. ALDANA RODRIGUEZ
RICARDO A. HERNANDEZ MARQUEZ
JULIO A. RODRIGUEZ LOPEZ
FELIPE TORRES ARRIAGA

DIRECTOR DE TESIS:
ING. FELIPE O. FLORES SANABRIA



MEXICO, D. F.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1984



Universidad Nacional
Autónoma de México

UNAM



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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

AGRADECIMIENTOS

Dedico esta tesis con todo amor y cariño a mi madre Marina, por su confianza, comprensión y apoyo durante el transcurso de mi vida.

A mi papá: Agustín

A mis hermanos: Luz María, Agustín y María del Carmen

A mis tíos: Esteban, Aurelio, Julio, Ruth y Elvia

A todos ellos y a toda mi familia, mi agradecimiento y reconocimiento por su apoyo.

ÍNDICE	i
--------	---

INTRODUCCIÓN	xi
--------------	----

DIAGRAMA UNIFILAR

1.1 INTEGRACIÓN DE EQUIPOS Y DATOS EN EL DIAGRAMA UNIFILAR	2
1.1.1 Numeración de equipos	2
1.1.2 Equipo y datos característicos	3
1.1.2.1 Acometida	3
1.1.2.2 Apartarrayos	3
1.1.2.3 Cuchilla desconectadora	3
1.1.2.4 Transformador de corriente para medición de C. F. E.	3
1.1.2.5 Transformador de potencial para medición de C. F. E.	3
1.1.2.6 Interruptor de potencia	3
1.1.2.7 Transformador de potencia	4
1.1.2.8 Resistencia para conexión a tierra	4
1.1.2.9 Medición	4
1.1.2.10 Barras del tablero	4
1.1.2.11 Protecciones	4
1.2 RELEVADORES	4
1.2.1 Relevadores de protección	4
1.2.2 Características principales	5
1.2.3 Clasificación de relevadores	5
1.2.4 Tiempos de operación de los relevadores	7
1.3 PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN	8
1.3.1 Protección al transformador de potencia	8
1.3.1.1 Protección contra fallas externas	8
1.3.1.2 Protección contra sobrecargas	9
1.3.1.3 Protección contra fallas internas	9
1.3.1.4 Relevadores auxiliares	10
1.3.2 Protección de las barras de distribución	11
1.3.2.1 Protección contra fallas entre fases	11
1.3.2.2 relevador de protección de inversión de fases y bajo voltaje (ANSI 47)	11
1.4 TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN EN ALTA TENSIÓN	11
1.4.1 Clasificación	11
1.4.1.1 Transformadores de corriente	12
1.4.1.1.1 Construcción	12
1.4.1.1.2 Parámetros de los transformadores de corriente	13
1.4.1.2 Transformadores de potencial	15

1.4.1.2.1 Parámetros de los transformadores de potencial	16
1.4.1.3 Selección de las relaciones de transformación	17
REFERENCIAS	18

APARTARRAYOS

2.1 CLASIFICACIÓN	21
2.1.1 Por su aplicación	21
2.1.1.1 Clase estación	21
2.1.1.2 Clase intermedia	22
2.1.1.3 Clase distribución	22
2.1.2 Por su construcción	22
2.1.2.1 Cuernos de arco	22
2.1.2.2 Apartarrayos autovalvulares	22
2.1.2.3 Óxidos metálicos	22
2.2 CONCEPTOS	23
2.2.1 Tensión nominal	23
2.2.2 Corriente de descarga	24
2.2.3 Índice de elevación de tensión	24
2.2.4 Márgenes de protección	24
2.3 SELECCIÓN DEL APARTARRAYOS	25
REFERENCIAS	26
PROGRAMA APARTARRAYOS (APARTA.BAS):	28
SELECCIÓN DE APARTARRAYOS	31

CUCHILLAS DESCONECTADORAS

3.1 TIPOS DE CUCHILLAS	33
3.1.1 Unipolares	33
3.1.2 Tripolares	34
3.1.3 Unipolar de rotación	34
3.1.4 Tripolar giratoria	34
3.1.5 De apertura vertical	34
3.1.6 Tipo pantógrafo	34
3.2 SELECCIÓN DE LAS CUCHILLAS	34

REFERENCIAS	36
-------------	----

INTERRUPTOR DE POTENCIA

4.1 PARÁMETROS DE LOS INTERRUPTORES	38
4.1.1 Tensión nominal	38
4.1.2 Cámaras de extinción del arco	38
4.1.3 Tensión máxima de diseño (V _{md})	38
4.1.4 Factor gamma de tensión (k)	39
4.1.5 Frecuencia nominal	39
4.1.6 Corriente nominal (I _n)	39
4.1.7 Corriente nominal de circuito corto (I _{cc})	39
4.1.8 Ciclo de operación normal	39
4.1.9 Tensión nominal de control	40
4.1.10 Tiempo de interrupción nominal	40
4.1.11 Retardo nominal permisible en el disparo	40
4.2 TIPOS DE INTERRUPTORES	40
4.2.1 En gran volumen de aceite	41
4.2.2 En pequeño volumen de aceite	41
4.2.3 Neumáticos	41
4.2.4 En hexafluoruro de azufre	41
4.2.5 En vacío	41
4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS INTERRUPTORES DESCRITOS	41
4.3.1 En gran volumen de aceite	41
4.3.2 En pequeño volumen de aceite	42
4.3.3 Neumáticos	42
4.3.4 En hexafluoruro de azufre	43
4.3.5 En vacío	44
4.4 SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR EN ALTA TENSIÓN	44
4.4.1 Datos	44
4.4.2 Interruptor	45
4.4.3 Factores de corrección por altitud	45
4.4.4 Valores nominales seleccionados	45
4.4.5 Accesorios	45
REFERENCIAS	46

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

5.1 PARTES PRINCIPALES	48
5.1.1 Activa	48
5.1.2 Pasiva	48

5.1.3 Accesorios	49
5.2 GUÍAS DE CARGA Y SOBRECARGA	49
5.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS	51
5.4 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR	53
REFERENCIAS	54
PROGRAMA TRANSFORMADOR (TRANSFOR.BAS)	55
SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR	57

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

6.1 DEFINICIONES	59
6.1.1 Sistema no conectado a tierra	59
6.1.2 Sistema conectado a tierra	59
6.1.3 Sistema sólidamente conectado a tierra	59
6.1.4 Sistema efectivamente conectado a tierra	59
6.1.5 Sistema conectado a tierra por medio de una resistencia	59
6.1.6 Sistema conectado a tierra por medio de una inductancia	60
6.1.7 Neutralizador de fallas a tierra	60
6.2 CONDICIONES DE ATERRIZAMIENTO	61
6.2.1 Continuidad de servicio	61
6.2.2 Fallas a tierra múltiples	61
6.2.3 Daños por fallas de arqueo	61
6.2.4 Seguridad	62
6.2.5 Sobretensiones en los sistemas de potencia	62
6.3 CONEXIÓN DEL NEUTRO EN TENSIONES DE 2400 HASTA 15 000 [V]	63
6.3.1 No conectado a tierra	64
6.3.2 Sólida o efectivamente conectado a tierra	64
6.3.3 Baja resistencia	64
6.3.3.1 Rango de 10 [s]	65
6.3.3.2 Rango de 60 [s]	65
6.3.3.3 Rango de tiempo prolongado	66
6.3.3.4 Estado estable	66
6.3.4 Alta resistencia	67
6.3.5 Reactancia	68
6.3.6 Neutralizador de fallas a tierra	69
6.4 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR	69
6.4.1 Datos del sistema	69

6.4.2 Equipo a proteger	70
6.4.3 Selección de la conexión del neutro a tierra	70
6.4.4 Sistema de protección para falla a tierra	70

REFERENCIAS	71
-------------	----

DIMENSIONAMIENTO

7.1 DISTANCIAS DE DISEÑO	74
7.1.1 De fase a tierra	74
7.1.1.1 Cálculo de la tensión crítica de flameo (VCF)	74
7.1.1.2 Cálculo de la distancia mínima de no flameo de fase a tierra (d' f-t)	75
7.1.1.3 Cálculo de la distancia mínima de no flameo entre fases (d' f-f)	76
7.1.2 Distancias de diseño entre centros de fases y de centro de fase a tierra	76
7.1.2.1 Entre fases (df-f)	76
7.1.2.2 De fase a tierra (d' f-t)	76
7.1.3 Altura de las bases de los aisladores	77
7.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD	77
7.2.1 criterios	77
7.2.2 Componentes de las distancias de seguridad	77
7.2.3 Distancia mínima del piso al bus rígido	78
7.3 ZONAS DE MANTENIMIENTO	78
7.3.1 Acometida	79
7.3.2 Barras	79
7.3.3 Interruptor	79
7.3.2 Transformador	79
7.4 DISTANCIAS DE SEPARACIÓN ENTRE COMPONENTES	79
7.4.1 Entre cerca y apartarrayos (dA)	79
7.4.2 Entre apartarrayos y cuchilla (dB)	80
7.4.3 Entre cuchilla y transformador de potencial (dC)	80
7.4.4 Entre t. p. y t. c. (dD)	80
7.4.5 Entre t. c. e interruptor	80
7.4.6 Entre interruptor y transformador (dF)	80
7.4.7 Entre transformador y cuarto de control (dG)	80
7.5 ESTRUCTURA DE ACOMETIDA	81
7.5.1 Diseño eléctrico	81
7.5.1.1 Altura de la acometida	81
7.5.1.2 Altura mínima del hilo de guarda	82
7.5.2 Diseño mecánico	83
REFERENCIAS	84

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

8.1 BARRA COLECTORA	86
8.1.1 Elementos de las barras	86
8.2 DISEÑO DE BARRAS	86
8.2.1 Tipos de barras	86
8.3 FACTORES QUE AFECTAN EL CLARO	88
8.4 FACTORES QUE AFECTAN EL DIAM. Y LA SEPARACIÓN ENTRE COND.	89
8.5 AISLADORES	90
8.6 CONECTORES	91
8.7 MEMORIA DE CÁLCULO DEL DISEÑO DE BARRAS	91
8.7.1 Cálculo eléctrico	92
8.7.2 Comprobación por circuito corto	95
8.7.3 Cálculo mecánico	96
8.8 CÁLCULO DE AISLADORES	100
8.8.1 Cálculo de la cadena de aisladores	100
8.8.2 Cálculo de aisladores tipo alfiler	101
REFERENCIAS	101
PROGRAMA BARRAS (BARRAS.BAS)	103
CÁLCULO DEL DISEÑO DE BARRAS	103

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

9.1 MEMORIA DE CÁLCULO DE CIRCUITO CORTO	115
9.1.1 Reactancias y resistencias en por unidad de cada elemento	116
DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA	121
DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO	122
9.1.2 Obtención de las matrices de admitancias	124
9.1.3 Obtención de las matrices de impedancias	125
9.2 CIRCUITO CORTO TRIFÁSICO	126
9.2.1 Falla trifásica en bus 1	126
9.2.2 Falla trifásica en bus 2	126
9.2.3 Falla trifásica en bus 3	126

9.2.4	Falla trifásica en bus 4	127
9.2.5	Falla trifásica en bus 5	127
9.2.6	Falla trifásica en bus 6	127
9.2.7	Falla trifásica en bus 7	127
9.2.8	Falla trifásica en bus 8	127
9.2.9	Falla trifásica en bus 9	128
9.3	CIRCUITO CORTO MONOFÁSICO	128
9.3.1	Falla monofásica en bus 1	128
9.3.2	Falla monofásica en bus 2	128
9.3.3	Falla monofásica en bus 3	129
9.3.4	Falla monofásica en bus 4	129
9.3.5	Falla monofásica en bus 5	129
9.3.6	Falla monofásica en bus 6	129
9.3.7	Falla monofásica en bus 7	129
9.3.8	Falla monofásica en bus 8	130
9.3.9	Falla monofásica en bus 9	130
REFERENCIAS		130
DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO		132
PROGRAMA FALLA TRIFÁSICA (FALLATRI.BAS)		133
PROGRAMA FALLA MONOFÁSICA (FALLAMON.BAS)		144
ARCHIVO DE DATOS (CORTO.DAT)		160
CIRCUITO CORTO TRIFÁSICO		162
CIRCUITO CORTO MONOFÁSICO		167

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

10.1	FACTORES PARA DETERMINAR LAS DIMENSIONES	172
10.1.1	Cercanía de tableros a transformadores	172
10.1.2	Dimensiones de los equipos	172
10.1.3	Espacios necesarios	173
10.1.4	Requisitos del cuarto de control	173
10.1.4.1	Construcción civil	173
10.1.4.2	Condiciones de los locales	174
10.2	PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS	174

10.3 BANCO DE BATERÍAS	175
10.3.1 Generalidades	175
10.3.2 Definiciones	175
10.3.3 Tipo de baterías	176
10.3.3.1 Plomo-ácido	176
10.3.3.2 Alcalinas (níquel-cadmio)	176
10.3.4 Cuarto de baterías	177
10.3.5 Selección del banco de baterías	177
10.3.5.1 Carga demandada	177
10.3.5.2 Condiciones de operación	178
10.3.5.3 selección de la batería	179
10.4 CARGADORES	180
10.4.1 Selección del cargador	180
10.5 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN METAL CLAD EN MEDIA TENSIÓN	181
10.5.1 Interruptores en media tensión seleccionados	181
10.5.2 Tablero seleccionado	182
10.5.2.1 Barras principales	183
10.5.2.2 Barra de tierra	183
10.5.2.3 Alambrado de control	183
10.5.2.4 Equipo en el tablero	184
TABLERO SELECCIONADO	186
CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO	187
DISTRIBUCIÓN DE LUMINARIAS	188
REFERENCIAS	189

RED DE TIERRAS

11.1 SEGURIDAD DEL PERSONAL	191
11.1.1 Potencial de toque	191
11.1.2 potencial de paso	192
11.1.3 Potenciales de transferencia	192
11.2 PROTECCIÓN DE EQUIPO DE CONTROL	192
11.2.1 Corriente de falla	192
11.2.2 Resistividad del terreno	193
11.2.3 Área de la subestación	193
11.2.4 Potenciales de paso y toque	193

11.3 FUNCIONES PRINCIPALES	194
11.3.1 Seguridad	194
11.3.2 Disipación	194
11.3.3 Conexión a tierra	194
11.3.4 Aislamiento	194
11.3.5 Protección	195
11.4 COMPONENTES	195
11.4.1 Conductores	195
11.4.2 Electrodo o varillas de tierra	195
11.4.3 Conectores o juntas	195
11.4.4 Tipo soldable o exotérmicos	195
11.5 MEMORIA DE CÁLCULO DE LA RED DE TIERRAS	197
REFERENCIAS	204
PROGRAMA TIERRAS (TIERRAS.BAS)	206
CÁLCULO DE MALLA DE TIERRAS	214

SISTEMA DE FUERZA

12.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES	217
12.1.1 Conductor	217
12.1.2 Aislamiento	217
12.1.2.1 Sintenax	217
12.1.2.2 Papel impregnado	218
12.1.2.3 Etileno propileno (EP)	218
12.1.2.4 Polietileno de cadena cruzada (XLP)	218
12.1.3 Nivel de aislamiento	218
12.1.3.1 Clase 1 (nivel 100%)	218
12.1.3.2 Clase 2 (nivel 133%)	219
12.1.3.3 Clase 3 (nivel 173%)	219
12.1.4 Pantallas	219
12.1.4.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor	219
12.1.4.2 Pantalla sobre el aislamiento	219
12.2 FACTORES PARA SELECCIÓN	220
12.2.1 Factor de ampacidad	220
12.2.2 Factor de carga	221
12.2.3 Temperatura	221
12.2.4 Agrupamiento	221
12.2.5 Caída de tensión	222

12.3 CALCULO DE ALIMENTADORES	224
12.3.1 Alimentador A	224
12.3.2 Alimentador B	226
12.3.3 Alimentador C	226
12.3.4 Alimentador D	226
12.3.5 Alimentador E - F	227
12.3.6 Selección del bus ducto	227
REFERENCIAS	228

SISTEMA DE ALUMBRADO

13.1 FACTORES PARA UNA BUENA ILUMINACIÓN	230
13.1.1 Cantidad de iluminación	230
13.1.2 Calidad de iluminación	230
13.1.3 Costo	230
13.1.4 Definiciones	231
13.2 ALUMBRADO DEL CUARTO DE CONTROL	232
13.2.1 Generalidades	232
13.2.2 Procedimiento para cálculo de alumbrado	232
13.2.3 Determinación del nivel de iluminación	233
13.2.4 Selección del tipo de lámpara	233
13.2.5 Selección de la luminaria	233
13.2.6 Determinación del grado de limpieza del local	234
13.2.7 Determinación de los factores de pérdidas de iluminación	234
13.2.7.1 Determinación del coeficiente de utilización	234
13.2.7.2 Determinación de la depreciación de los lumens de la lámpara (DLL)	236
13.2.7.3 Determinación de la depreciación por polvo en el luminario (DPL)	236
13.2.7.4 Determinación de la depreciación por suciedad del local (DPSL)	237
13.2.8 Cálculos	237
13.2.9 Distribución de las luminarias	237
13.2.10 Alumbrado del cuarto de baterías y cargador	238
13.3 ALUMBRADO CON PROYECTORES	238
13.3.1 Curvas de distribución	238
13.3.2 Lámpara a utilizar	238
13.3.3 Cálculo punto por punto	239
13.3.3.1 Altura de montaje (h)	239
13.3.3.2 Ángulo de apuntamiento	239
13.3.3.3 Cálculos	240
REFERENCIAS	244



El crecimiento de las civilizaciones y la creación de grandes núcleos de población han provocado una creciente demanda de servicios para la sociedad. Dentro de estos servicios, es indudable que una parte muy importante lo constituye la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, necesaria para acelerar los procesos productivos y para satisfacer las necesidades domésticas y de esparcimiento.

En el terreno de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica intervienen diversos factores, tales como las grandes distancias entre los centros de generación y los centros de consumo. Es aquí donde radica la importancia de las subestaciones eléctricas, ya que es a través de un conjunto de ellas que se puede hacer llegar la energía eléctrica desde el punto de generación hasta su consumo, reduciendo el costo y las pérdidas que se tendrían si no existieran estas.

Detrás de la creación e implementación de una subestación -ya sea de transmisión, subtransmisión o industrial- se esconden un cúmulo de investigación y desarrollo de equipos, materiales y procedimientos que permiten que la energía eléctrica pueda ser transmitida y recibida con la mayor economía y seguridad. Esto trae consigo que para poder lograr una mayor seguridad y economía se deben estudiar una serie de alternativas y elegir entre ellas la más adecuada a nuestras necesidades.

La forma más sencilla y económica de poder discernir cuál es la alternativa más conveniente es simulando las condiciones que se pueden presentar durante su funcionamiento. Es por ello que esta tesis recaba algunas rutinas de simulación y cálculo de equipos, que de otra manera sería muy tedioso de realizar, y con mayor probabilidad de errores.

En cada uno de los capítulos se presentan los antecedentes de cada tema, así como las diferentes alternativas existentes en el mercado, y al final de cada uno de ellos se ejemplifica con un caso práctico del cuál se mencionan sus características más adelante.

Se incluyen las rutinas utilizadas para el cálculo y simulación de los equipos y procedimientos sólo en aquellos casos en que se considera que su cálculo podría ser engorroso.

Todas las especificaciones de procedimientos, diseño y características de equipos están basadas en normas reconocidas internacionalmente para poder brindar la mayor seguridad y economía posibles.

El caso práctico para el que se realizan los cálculos tienen las siguientes características:

Subestación industrial
Suministro en 115 kv., 60 Hz, trifásica
 $P_{cc3\phi} = 2069.5 \text{ MVA}$
 $P_{cc1\phi} = 1800 \text{ MVA}$

Se encuentra dividida en 6 áreas de la siguiente forma:

Área 1: 2 transformadores 3Ø de 1000 kVA c/u, 4.16/0.48 kV; 1 motor de 300 HP, 3Ø, 4.16 kV.

Área 2: 1 transformadores 3Ø de 1000 kVA c/u, 4.16/0.48 kV; 1 motor de 400 HP, 3Ø, 4.16 kV; 1 motor Ø de 300 Hp, 4.16 kV

Área 3: 2 transformadores 3Ø de 1500 kVA c/u, 4.16/0.48 kV; 2 motores de 150 HP c/u, 3Ø, 4.16 kV.

Área 4: 1 transformador de 750 kVA, 3Ø, 4.16/0.48 kV.

Área 4a: 1 transformador de 500 kVA, 3Ø, 4.16/0.48 kV.

Área 5: 1 transformador de 500 kVA, 3Ø, 4.16/0.48 kV.

Las características climatológicas y de ubicación son las siguientes:

a. Altura de la instalación	100 m.s.n.m.
b. Temperatura máxima	70 °C
c. Temperatura promedio	40 °C
d. Temperatura mínima	-5 °C
e. Velocidad del viento	150 km/hr
f. Condiciones de servicio	Intemperie
g. Clima	Caluroso

Debido al nivel de tensión en que opera la subestación, los cálculos de las protecciones sólo se realizan para operación por descargas atmosféricas y sin considerar factores de corrección por altura, ya que se encuentra a menos de 1000 m.s.n.m.

Al final de cada uno de los capítulos se presentan los resultados obtenidos mediante la rutina de simulación, además de las referencias en que están basados.

CAPITULO 1

DIAGRAMA

UNIFILAR



El diagrama unifilar es la representación simbólica de la conexión a través de un sólo hilo de todo el equipo mayor, entiéndase por este: apartarrayos, cuchillas desconectoras, transformador de potencia, interruptor, transformador de potencial, transformador de corriente, etc. que forman parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos.

Su función es tener en un plano tipo, un lugar donde se anoten datos como potencia, capacidades, tensiones, relaciones y características generales del proyecto.

Para un mismo diagrama unifilar pueden considerarse diferentes disposiciones o arreglos, que representan variaciones de la superficie ocupada y elevación o disminución en el costo de la subestación.

Algunos de los criterios que permiten seleccionar el diagrama unifilar más adecuado para un sistema eléctrico industrial son:

- a. Continuidad del servicio.
- b. Flexibilidad en la operación.
- c. Facilidad de mantenimiento a los equipos.
- d. Área disponible para la subestación en condiciones actuales y futuras.
- e. Simplicidad.
- f. Seguridad.
- g. Costo.
- h. Regulación de voltaje.
- i. Diversidad.

1.1 INTEGRACIÓN DE EQUIPOS Y DATOS EN EL DIAGRAMA UNIFILAR

En el diagrama unifilar que utilizaremos se muestra la parte del sistema que comprende desde la acometida de C.F.E. hasta el tablero de distribución en media tensión.

1.1.1 Numeración de equipo

La designación de nombres y numeración de equipos deberá basarse en los símbolos generales para diagramas unifilares de las normas SECOFI-DGN u otras utilizadas para este caso.

1.1.2 Equipo y datos característicos

Los equipos utilizados en el diagrama unifilar junto con los datos más importantes son los siguientes:

1.1.2.1 Acometida

Capacidad de corto circuito trifásico: 2069.5 [MVA]
Capacidad de corto circuito monofásico: 1800.0 [MVA]

1.1.2.2 Apartarrayos

Tipo: Autovalvular
Tensión nominal: 96 [kV]

1.1.2.3 Cuchilla desconectadora

Corriente Nominal: 1200 [A]
Tensión nominal: 115 [kV]

1.1.2.4 Transformador de corriente para medición de C.F.E.

Relación de transformación: 75/5
Precisión: 0.3 B0.1

1.1.2.5 Transformador de potencial para medición de C.F.E.

Relación de transformación: 120,000 / 120
Precisión: 0.3 WXYZ ZZ

1.1.2.6 Interruptor de Potencia

Corriente nominal:	1600 [A]
Corriente de corto circuito:	40,000 [A]

1.1.2.7 Transformador de potencia

Potencia:	10 [MVA]
Relación de transformación:	115/4.16 [kV]
Clase de enfriamiento:	0A/FA, 55 [°C]
Impedancia:	7.5 [%]

1.1.2.8 Resistencia para conexión a tierra

Capacidad nominal:	600 [A]
Valor de la resistencia:	4 [Ω]
Tiempo:	10 [s]

1.1.2.9 Medición

La selección de las escalas de instrumentos de medición tales como voltímetros y amperímetros deberán regirse de acuerdo a las especificaciones (Ref. 2)

1.1.2.10 Barras del tablero

Capacidad nominal:	2000 [A]
Voltaje nominal:	4160 [V]
Capacidad de corto circuito:	250 [MVA]

1.1.2.11 Protecciones

Mencionaremos los siguientes datos: tipo y cantidad. Hablaremos con más detalle al final del capítulo

Todos estos elementos deberán determinarse en base a un procedimiento de selección con normas vigentes y presentar memorias de cálculo si así fuese necesario en cada caso.

1.2 RELEVADORES

1.2.1 Relevadores de protección

Un relevador de protección es un dispositivo diseñado para operar a determinados valores de corriente, tensión o relaciones de ambos para, (por medio de otros dispositivos), indicar o aislar una condición anormal de operación en un circuito eléctrico.

Los relevadores son dispositivos que envían a los interruptores considerados una señal de apertura, y se dice que funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierran sus contactos, disparando así los interruptores.

1.2.2 Características principales

Las principales características que debe cumplir un relevador son las siguientes:

- a. Confiabilidad: Deben tener un alto grado de seguridad en su operación.
- b. Sensibilidad: Deben operar al detectar una mínima condición anormal, en la operación del dispositivo protegido, de acuerdo a la función para la que estén diseñados.
- c. Tiempo de operación: El tiempo de operación debe ser constante, de acuerdo a su función durante su vida.

1.2.3 Clasificación de relevadores

Los relevadores se pueden clasificar en tres grupos:

a. Atracción electromagnética

Estos relevadores están formados por una bobina con núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Se pueden encontrar de dos tipos: de bisagra y émbolo. Operan por atracción magnética, mediante un solenoide en el tipo émbolo o mediante una armadura magnética en el tipo bisagra.

Suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación (pick-up) que es el valor preciso de corriente a partir del cuál el relevador empieza a moverse.

DIAGRAMA UNIFILAR

Este tipo de relevadores son afectados por la componente de CA que aparece en la corriente asimétrica de corto circuito. Pueden operar con CA o CD.

b. Inducción electromagnética

Utiliza el principio del motor de inducción. Son motores de inducción que en el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, donde los flujos creados por las corrientes de las bobinas, inducen corrientes en el disco.

La interacción entre el estator y el rotor crean un par que hace girar al rotor, en oposición a un resorte en espiral, cerrando así los contactos del circuito de disparo.

Este relevador opera sólo con corriente alterna, por tanto, no lo afecta la componente de CD del corto circuito asimétrico.

El rotor es el elemento que lleva el contacto móvil, trabaja con un resorte de restricción calibrado, que regresa el disco al cesar la fuerza del par.

c. Estado sólido

Es un relevador formado por unidades lógicas de estado sólido que son componentes de baja corriente que trabajan con señales de voltaje de CD. La unidad lógica tiene dos estados: 0 y 1, que generalmente trabajan con una tensión de 20 [V].

Estos relevadores en relación con los electromagnéticos, son más pequeños, más rápidos, tienen menor carga (burden). La mayor parte de esta carga se debe a la fuente de poder. El relevador de estado sólido, en su forma general esta formado por tres partes que son las siguientes:

a. Fuente de tensión o de corriente directa con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.

b. Rectificador de onda completa o fuente de señal de disparo: se suministra una corriente de aproximadamente 0.001% del valor de la corriente secundaria del t.c.

c. Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo, y de la bandera de advertencia. Con ajustes bajos en la corriente de operación de los relevadores, en que la carga (burden) es mayor que el peso, se produce menor saturación en los $tc's$, que en el relevador convencional, mientras que para ajustes altos de corriente de operación, en que la carga es de poco peso, la carga del relevador estático excede la del relevador convencional equivalente.

Los relevadores estáticos, están diseñados también con las tres curvas básicas de corriente-tiempo, o sea curvas de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso, que se acostumbra en los convencionales. Son más resistentes a los impactos y sacudidas. La menor carga provoca que los tp 's y tc 's sean más baratos. Son de mejor precisión debido a la mayor resolución en sus derivaciones.

Como tienen menor sobrecarrera debido a que o tienen la masa del disco, los márgenes de coordinación pueden ser menores y el tiempo de liberación de la falla se reduce. Tiene poca inercia debido a un mínimo de partes móviles. El tiempo entre operaciones de mantenimiento excede el ya de por sí largo tiempo de los relevadores electromagnéticos. El costo es mayor que el de los convencionales, por eso su uso depende de un análisis técnico y económico adecuado.

1.2.4 Tiempos de operación de los relevadores

Desde el punto de vista de la rapidez de operación de los relevadores, se pueden agrupar en los siguientes tipos:

a. Instantáneo: Se considera dentro de este tipo a los relevadores que operan en tiempos menores a 0.1 [s]

b. Alta velocidad : Operan en menos de 0.05 [s].

c. Con retraso en el tiempo: Tienen mecanismos de tiempo de ajuste variable. Dentro de este tipo están los de inducción que mantienen un imán permanente que produce un freno en el giro del rotor. Respecto a la curva corriente-tiempo, estos relevadores se dividen en:

1. Tiempo inverso: Se usarán en sistemas con amplias variaciones de corriente de corto circuito, o sea en sistemas donde hay variación en el número de las fuentes de alimentación.

La curva tiempo-corriente, es relativamente lineal, lo que se traduce en una operación rápida, ya sea con una o varias fuentes de alimentación simultáneas. Se utilizan donde el valor de la corriente de corto circuito depende de la capacidad de generación del sistema.

2. Tiempo muy inverso: Tienen una curva con pendiente muy pronunciada, lo cuál los hace lentos para corrientes muy bajas y rápidos para corrientes altas. Se utilizan donde el valor de la corriente de corto circuito depende de la posición relativa al lugar de la falla y no de la cercanía al sistema de operación.

3. Tiempo extremadamente inverso: Tienen una curva con una pendiente aún más pronunciada que los anteriores. Se utilizan en sistemas de distribución primaria, que permiten altas corrientes iniciales producidas por los recierres y no obstante a ello, suministran una operación rápida cuando se produce una falla.

1.3 PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

En esta sección vamos a describir los tipos de relevadores que utilizamos en el proyecto y que pensamos que son los mínimos necesarios para proporcionar una adecuada protección a la subestación principalmente al transformador de potencia y barras de distribución.

Debemos hacer hincapié en que las protecciones utilizadas por nosotros son las mínimas recomendadas para una buena protección, sin olvidar que un sistema 100% seguro resultaría demasiado costoso.

1.3.1 Protección al transformador de potencia

1.3.1.1 Protección contra fallas internas

1. Protección diferencial (ANSI 87)

Los relevadores diferenciales comparan las corrientes de entrada y salida del transformador, operando cuando aparece una corriente diferencial que sobrepasa un valor determinado.

Para la correcta operación del relevador diferencial, es importante tomar en cuenta que cuando tienen una conexión estrella-delta los transformadores de corriente deben ir conectados en delta en el lado del transformador conectado en estrella y viceversa. Este tipo de conexión es debido a que si en el lado del transformador conectado en estrella aparece una falla a tierra externa, si los transformadores de corriente estuvieran conectados en estrella, la protección diferencial operaría restándole selectividad al sistema eléctrico, ya que los transformadores en general alimentan varios circuitos. Además de que en este tipo de conexión se ponen en fase las corrientes primarias y secundarias.

2. Protección con relevador detector de gas o Buchholz (ANSI 63)

El principio de funcionamiento del relevador es que las fallas que se presentan en el interior de un transformador sumergido en aceite, ocasiona un incremento en la temperatura alrededor del punto de falla, la cual, al alcanzar un valor de

150 °C, que es la temperatura de volatilización del aceite, crea gases que se dirigen hacia el tanque conservador, pero que son capturados en una cavidad del relevador la cuál se encuentra sobre el nivel del tubo que une al tanque del transformador y el tanque conservador.

1.3.1.2 Protección contra sobrecargas

1. Relevador de protección térmica (ANSI 49)

Este dispositivo nos informa en forma indirecta cuál es el valor de temperatura del punto más caliente de los devanados del transformador, además puede operar hasta tres juegos de contactos, calibrados a diferentes valores con los cuales se puede tener control del equipo de enfriamiento, señal de alarma y disparo del interruptor.

Protege al transformador contra daños debidos a temperaturas excesivas. Responde tanto a la temperatura del aceite como al efecto calentador de la corriente de carga.

1.3.1.3 Protección contra fallas externas

Los transformadores deben contar con protección contra corto circuitos externos, ya sea en las barras de distribución o en uno de los circuitos derivados, en caso de no operar las protecciones respectivas de las barras y circuitos derivados.

Considerando que nuestra subestación tiene un transformador trifásico con conexión delta en el primario y estrella con neutro aterrizado a través de una resistencia en el secundario, se cuenta con las siguientes protecciones:

1. Fallas entre fases

Para fallas entre fases, tanto en los circuitos secundarios como en el alimentador del transformador se debe contar en el lado primario con relevadores de sobrecorriente temporizados con elemento instantáneo (ANSI 50 / 51), que tendrá las siguientes funciones:

- a. El disparo instantáneo (50) del relevador operará en caso de fallas entre fases en el primario y alimentador del transformador.
- b. El disparo temporizado (51) del relevador servirá como protección contra fallas entre fases en el lado secundario del transformador y como protección de respaldo en caso de que no operen las protecciones correspondientes en los circuitos secundarios durante una falla en cualquiera de estos.

2. Fallas de fase a tierra en el lado primario

Para este tipo de falla es necesario un relevador de sobrecorriente temporizado con elemento instantáneo (ANSI 50N / 51N) con una conexión residual y que tiene las siguientes funciones:

- a. Protección contra falla a tierra en el alimentador principal, operando la unidad instantánea (50N)
- b. Protección de respaldo a la protección diferencial, operando la unidad temporizada (51N).
- c. Para fallas a tierra en el devanado primario del transformador.

3. Fallas de fase a tierra en el lado secundario

Para este tipo de fallas es necesario un relevador de sobrecorriente temporizado (ANSI 51 G) el cuál tendrá las siguientes funciones:

- Protección contra fallas en el alimentador que une el secundario del transformador con las barras de distribución secundarias.
- Protección de respaldo contra fallas del sistema de protección de los circuitos derivados.
- Protección de respaldo de la diferencial para fallas en el devanado secundario del transformador.

1.3.1.4 Relevadores auxiliares

1. Relevador de bloqueo sostenido (ANSI 86)

Este relevador es un auxiliar de disparo, de reposición manual e impide el recierre del interruptor.

2. Relevador de protección de nivel de aceite (ANSI 71)

Este relevador sirve como protección para conservar el nivel de aceite adecuado en el transformador principal.

1.3.2 Protección de las barras de distribución

1.3.2.1 Protección contra fallas entre fases

Para este tipo de fallas se utilizan relevadores de sobrecorriente temporizados (ANSI 51) para poder coordinar su operación con los relevadores de sobrecorriente de los circuitos derivados.

1.3.2.2 Relevador de protección de inversión de fases y bajo voltaje (ANSI 47)

Este relevador sirve como protección para prevenir una inversión en las fases

1.4 TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN EN ALTA TENSIÓN

En los sistemas eléctricos donde el valor de tensión es muy grande no es recomendable conectar directamente los aparatos de medición, ya que el potencial representa un peligro, en primer lugar para quienes se acerquen a los instrumentos de medición además de que estos aparatos pierden precisión, debido a las fuerzas electrostáticas que actúan sobre el elemento indicador.

Pueden construirse instrumentos especiales provistos para conectarse directamente a los circuitos de alta tensión, pero resultan en general muy costosos y no convenientes para usos industriales. Por medio de transformadores adicionales, los aparatos de medición pueden quedar completamente aislados del circuito de alta tensión e indicar de una manera precisa la tensión, corriente, potencia, etc., en el circuito en cuestión.

Así, se pueden utilizar instrumentos de baja tensión para valores normales de corriente y tensión, sin que influyan en ellos los valores que éstas tengan en el circuito de alta tensión.

Son de vital importancia las características de los transformadores de instrumento o de medición, ya que un porcentaje de error relativamente pequeño da como resultado una pérdida económica tanto al suministrador como al consumidor.

1.4.1 Clasificación

Los transformadores de medición debido a su finalidad y construcción se les divide en dos grandes rubros: transformadores de corriente y transformadores de potencial.

Los t_e 's y t_p 's son dispositivos destinados a alimentar aparatos de medición, relevadores o aparatos análogos. Estos dispositivos principalmente reducen a valores normalizados, las características de tensión y corriente en un sistema eléctrico, con el fin de permitir el empleo de aparatos que puedan manipularse sin peligro.

Por otra parte, en lo que se refiere a la instalación de estos transformadores, estos pueden ser construidos para ser usados en interiores o exteriores.

Generalmente, por razones de economía, las instalaciones de baja y media tensión, hasta 25 [kV], son diseñados para servicio interior. Las instalaciones de tipo exterior son de tensiones de 34.5 a 400 [kV], salvo los casos en donde, por condiciones particulares se hacen instalaciones interiores para tensiones hasta de 230 [kV].

A continuación se mencionan algunas características principales de cada uno de los dos tipos de transformadores mencionados. Ambos pueden utilizarse para protección, medición o bien para los dos casos simultáneamente, siempre y cuando las potencias y clases de precisión sean adecuadas a las funciones que desempeñen.

1.4.1.1 Transformadores de corriente

Los transformadores de corriente tienen por finalidad, transformar la corriente a niveles accesibles para los aparatos de medición, por lo tanto, son aparatos en los que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

En la conexión del t.c., el primario se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos.

1.4.1.1.1 Construcción

Los t_e 's pueden estar construidos con uno o varios circuitos magnéticos según las necesidades particulares de su utilización. Los transformadores son provistos con un sólo circuito magnético cuando alimentan a un sólo aparato, teniendo una función bien definida, por ejemplo: medición o protección, o cuando las exigencias de la explotación permitan conectar sobre el mismo circuito magnético, aparatos teniendo funciones diferentes, pero donde las influencias mutuas no tengan consecuencias.

Cuando son provistos con núcleos separados, cada circuito magnético alimenta los aparatos que tengan una función definida, por ejemplo: un transformador que tenga tres circuitos magnéticos separados puede alimentar:

- a. La medición de precisión (facturación)
- b. Una protección diferencial
- c. Mediciones industriales y relevadores de sobrecorriente.

Un te construido con dos o tres circuitos magnéticos separados, se comporta, teóricamente, como si se tratase de dos o tres te's diferentes, ya que sólo el bobinado primario es común, los circuitos magnéticos y los bobinados secundarios están completamente independientes y separados.

Los transformadores de corriente se pueden construir para servicio interior o exterior. Los de servicio interior son más económicos y se fabrican hasta 25 [kV] y con aislamiento a base de resina sintética, los de servicio exterior se fabrican con aislamiento a base de resina que soportan las condiciones climatológicas, y se utilizan en tensiones medias. Para tensiones altas se utiliza aislamiento a base de papel y aceite dentro de un recipiente metálico con boquillas de porcelana.

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

1.4.1.1.2 Parámetros de los transformadores de corriente

Podemos mencionar los datos necesarios para especificar transformadores de corriente, en base a esto seleccionaremos un transformador de corriente de la subestación. aclarando que para la selección de los demás transformadores se realizará el mismo procedimiento (Ref.3)

1.- Tipo de servicio:

intemperic.

2.- Posición de montaje:

vertical

3.- Relación nominal de transformación:

Expresada en términos de corrientes nominales primarias a corrientes nominales secundarias.

3.a.- Corrientes nominales primarias:

Se debe fijar el consumo de las máquinas y/o aparatos conectados al sistema:

$$I_n = S / \sqrt{3} \cdot V_l \quad [\text{A}]$$

donde:

I_n = corriente nominal [A]

S = potencia aparente trifásica [KVA]

V_l = tensión de línea [kV]

$$I_n = (12500 / (115 \cdot \sqrt{3}))$$

$$I_n = 62.755 \times 1.5 = 94.1325 \quad [\text{A}]$$

3.b.- Corrientes nominales secundarias:

Normalmente se da de 5 [A], excepto en el caso de distancias largas entre los transformadores de corriente y los aparatos conectados a los mismos.

$$I_n = 5 \quad [\text{A}]$$

Por lo tanto, la relación de transformación del transformador es de:

$$100/5 \quad [\text{A}]$$

4.- Frecuencia nominal:

$$60 \quad [\text{Hz}]$$

5.- Nivel nominal de aislamiento:

Tomar el valor nominal más próximo al de la tensión más elevada del sistema, se puede tomar un nivel de aislamiento superior cuando las condiciones de la instalación lo requieran, por ejemplo climas salinos, marinos o altitudes de operación superiores a los 1000 [m] sobre el nivel del mar.

Se elige 115 [kV] (Ref. 3).

6.- Clase y potencias de precisión:

a. Las clases de precisión se seleccionarán de acuerdo con el servicio que darán los aparatos conectados y dando una precisión similar a la de los mismos aparatos. Las clases nominales son: 0.3, 0.6 y 1.2.

De acuerdo a los aparatos conectados que son un wathorímetro y un vármetro, se selecciona un tc con una clase de precisión de 1.2.

b. Las potencias de precisión se darán tomando la carga nominal inmediata superior a la suma de las cargas que representan los aparatos conectados a ese secundario. Las potencias nominales son:

- B0.1 = 2.5 [VA], $\cos \theta = 0.9$
- B0.2 = 5 [VA], $\cos \theta = 0.9$
- B0.5 = 12.5 [VA], $\cos \theta = 0.9$
- B1.0 = 25 [VA], $\cos \theta = 0.5$
- B2.0 = 50 [VA], $\cos \theta = 0.5$
- B4.0 = 100 [VA], $\cos \theta = 0.5$
- B8.0 = 200 [VA], $\cos \theta = 0.5$

De acuerdo a los aparatos conectados al transformador, la potencia nominal será un 0.3 B0.1-B2.0 (Ref. 3)

1.4.1.2 Transformadores de potencial

Recordando la definición de un transformador de potencial, podemos decir que es un transformador diseñado para suministrar la tensión adecuada a los instrumentos de medición. Por lo tanto son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de los límites normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente defasada.

Estos transformadores desarrollan dos funciones, transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

La conexión del bobinado primario se realiza en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requieran proteger.

Estos transformadores desarrollan dos funciones, transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

La conexión del bobinado primario se realiza en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requieran proteger.

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

1.4.1.2.1 Parámetros de los transformadores de potencial

Se seleccionará uno, y la selección de los otros se realizará de igual forma (Ref. 3)

1.- Tipo de servicio:

intemperie

2.- Posición de montaje:

vertical

3.- Relaciones nominales de transformación:

Expresadas primero por las tensiones nominales primaria, en volts y luego por las razones entre las primarias y las secundarias tomando ésta como unidad.

Por lo tanto: $V_1 = 115\ 000$ [V] relación nominal de 1000:1

Se procurará dar siempre con número entero para facilitar la constante de lectura.

3.a.- Tensión nominal primaria:

Se selecciona la tensión nominal más próxima a la tensión de servicio.

Se elige 120 kV (Ref. 4)

3.b.- Tensión nominal secundaria:

Es la que resulta de la relación nominal de transformación..

Entonces $120000/1000 = 120$ [V]

4.- Nivel nominal de aislamiento:

Tomar el valor nominal más próximo superior al de la tensión más elevada del sistema, especificando además el tipo de aislamiento según se conecte el transformador.

Se puede tomar un nivel de aislamiento superior cuando las condiciones de la instalación lo requieran, por ejemplo climas salinos, marinos o altitudes de operación superiores a los 1000 [m] sobre el nivel del mar.

Se selecciona con un NBI de 550 [kV] y tipo de aislamiento 2.

5.- Frecuencia nominal:

$$60 \text{ [Hz]}$$

6.- Clase y potencias de precisión:

a. Las clases de precisión se seleccionaran de acuerdo con el tipo de servicio que darán los aparatos conectados y dando una precisión similar a la de los mismos. Las clases nominales existentes en el mercado son: 0.3, 0.6, 1.2. de acuerdo a los aparatos conectados, se selecciona un tp clase 0.3 y con una potencia de precisión WXYZ ZZ (Ref. 3).

1.4.1.3 Selección de las relaciones de transformación

Protección diferencial

a) Determinación de las corrientes del transformador a sus diferentes capacidades:

a 10 000 [MVA]:

$$I_{at} = 10\,000 / (\sqrt{3} * 115) = 50.204 \text{ [A]}$$

$$I_{bt} = 10\,000 / (\sqrt{3} * 4.16) = 1387.86 \text{ [A]}$$

a 12 500 [MVA]:

$$I_{at} = 12\,500 / (\sqrt{3} * 115) = 62.755 \text{ [A]}$$

$$I_{bt} = 12\,500 / (\sqrt{3} * 4.16) = 1734.83 \text{ [A]}$$

b) Selección de RTC en alta y baja tensión para máxima corriente de carga:

$$I_{at} = 62.76 \quad RTC = 150 / 1$$

$$I_{bt} = 1734.83 \quad RTC = 3000 / 1$$

c) Determinación de corrientes en el secundario del tc (a capacidad nominal)

$$I_{sat} = 50.204/150 = 0.3347 \text{ [A]}$$

$$I_{sbt} = 1387.86 \cdot \sqrt{3}/3000 = 0.80129 \text{ [A]}$$

d) Selección del tap:

Se selecciona el tap de 8.7 del t.c. de baja:

$$8.7 I_{sbt} = 0.80129$$

$$X \cdot I_{sat} = 0.3347$$

$$X = 3.634, \text{ por lo tanto: } T_a = 3.8$$

e) Cálculo del error de mismatch:

$$M = \frac{0.80129/0.3347 - 8.7/3.8}{8.7/3.8} \cdot 100 = 4.56\%$$

f) Comprobación con la corriente de c.c.:

$$I_{sat} = 10\,459.24/150 = 69.73 \text{ [A]}$$

$$I_{sbt} = 22\,241.35 \cdot \sqrt{3}/3000 = 12.84 < 220$$

Por lo tanto, los ajustes son adecuados

g) Ajuste del porcentaje de la pendiente:

$$\% \text{ pendiente} = 5\% + 10\% + 4.57\% = 19.57\%$$

El ajuste de la pendiente se realiza a 25% (Ref. 4)

REFERENCIAS

DIAGRAMA UNIFILAR

- (1) Diario oficial del 17 de Marzo de 1982. Acuerdo por el que se establecen los trámites relativos a la aprobación de los proyectos, construcción de instalaciones destinadas al uso de energía eléctrica y los datos y condiciones que deben satisfacer.
- (2) IEEE Std. 141-1986 IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants.
- (3) Catálogo técnico para especificaciones de transformadores de medición en A. T. BALTEAU CO.

CAPITULO 2

APARTARRAYOS

Constituyen el dispositivo de protección primario utilizado en la coordinación de aislamiento, su función general radica en limitar la sobretensión al equipo (causada por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalances en el sistema), protegiendo el aislamiento de estos.

Básicamente son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones. Las funciones específicas del apartarrayos son:

- a. Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulan por él.
- b. Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo.

Para poder cumplir con lo anterior, el apartarrayos debe comportarse lo más idealmente posible a:

1. Aislador cuando la tensión aplicada no exceda un valor predeterminado.
2. Conductor cuando la tensión alcance dicho valor, y drenar hacia tierra la corriente producida por la onda de sobretensión.
3. Cuando ha desaparecido la sobretensión, debe interrumpir la corriente hacia tierra y recuperar su característica de aislador.

Además, el apartarrayos debe ser capaz de discriminar entre sobretensiones temporales de baja frecuencia, y de no operar con ellas; la tensión residual debe ser menor que la tensión que soportan los aislamientos de los aparatos que protegen.

2.1 CLASIFICACIÓN

Existen dos clasificaciones de apartarrayos:

2.1.1 Por su aplicación

Por su aplicación, los apartarrayos se pueden clasificar en:

2.1.1.1 Clase estación

Son utilizados para la protección de los equipos que se encuentran en una subestación, tanto en la acometida de ésta, como en las cercanías de algún equipo, tal como transformadores.

2.1.1.2 Clase intermedia

Encuentran gran aplicación tanto en la protección de equipos de subestaciones generadoras, sistemas de distribución, etc. En general, pueden proteger equipos que podrían ser protegidos con otra clase de apartarrayos, pero a un menor costo.

2.1.1.3 Clase distribución

Se aplican en la protección de sistemas de distribución, tanto en las líneas que distribuyen la energía, como en los equipos destinados a este fin.

2.1.2 Por su construcción

Aunque existen algunas variantes en cuanto a las formas y elementos que constituyen un apartarrayos, en general se pueden distinguir tres tipos de estos:

2.1.2.1 Cuernos de arco

Están formados por un explosor o un conjunto de estos conectados en serie, y dispuestos entre la línea y tierra. Estos son activados cuando es rebasada la rigidez dieléctrica del aire que separa los electrodos de los explosores, pero tienen la desventaja de que al activarse, el aire circundante se ioniza, convirtiendo la falla en un corto circuito de fase a tierra permanente.

2.1.2.2 Apartarrayos autovalvulares

Están constituidos por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, entre las que se intercalan una serie de explosores. mientras los explosores cumplen una función idéntica a los cuernos de arco, las resistencias evitan que al iniciarse la descarga a tierra, ésta sea permanente, además de permitir disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando así una mayor sensibilidad aún en el caso de sobretensiones reducidas.

2.1.2.3 Óxidos metálicos

Son los de más reciente creación, y están basados en el mismo principio de los autovalvulares, es decir en la característica semiconductor de los óxidos metálicos, pero con la ventaja que dicha característica es menos lineal que en los autovalvulares.

Están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna de porcelana sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión, que en caso de una sobrepresión interna se rompe y permite el escape de los gases hacia arriba sin dañarlo lateralmente.

Los apartarrayos de óxidos metálicos poseen las siguientes ventajas sobre los autovalvulares:

- a. Como no tiene entrehierros, protegen constantemente.
- b. Por tener una característica menos lineal, no permite el flujo de corriente posterior causada por una sobretensión.
- c. Debido a que absorben menor cantidad de energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operación de interruptores.
- d. Son más compactos porque el volumen de las partes activas se reduce.

2.2 CONCEPTOS

Algunos conceptos que se deben tomar en cuenta para seleccionar un apartarrayos son los siguientes:

2.2.1 Tensión nominal

Es el valor efectivo de la tensión alterna de frecuencia fundamental a la cuál se efectúa la prueba de trabajo, y que puede aparecer en forma permanente en el apartarrayos sin dañarlo, (Ref. 3), dicho valor se calcula por la expresión:

$$V_{nom} = K_e \cdot V_{m\acute{a}x} \text{ [kV]}$$

donde:

V_{nom} = tensión nominal del apartarrayos [kV]

K_e = factor de aterrizamiento.

$V_{m\acute{a}x}$ = tensión máxima de diseño del sistema entre fases [kV]

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

El factor k_e depende de la forma como está conectado el sistema a tierra, considerando la falla de línea a tierra que produce la sobretensión en las fases no falladas, y se puede encontrar gráficamente en las relaciones entre R_0 , X_0 y X_1 (Ref. 2)

2.2.2 Corriente de descarga

Se define así el valor pico de un impulso de corriente normalizado con una onda de $8 \cdot 20$ μseg que se utiliza para la clasificación de los apartarrayos.

Para el cálculo de la corriente de descarga se deben considerar dos situaciones:

a. Línea terminada en subestación

$$I_d = (2 \cdot \text{NBI} - V_r) / Z_c \quad [\text{KA}]$$

b. Línea continua

$$I_d = (\text{NBI} - V_r) / Z_c \quad [\text{KA}]$$

donde:

I_d = Corriente de descarga [KA]

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso [kV]

V_r = Voltaje residual [kV]

Z_c = Impedancia característica de la línea

2.2.3 Índice de elevación de tensión

Se define así la velocidad de crecimiento de la onda de voltaje que incide sobre una línea o un equipo, se calcula como:

$$S = V_{\text{máx}} \cdot 100 / 12 \quad [\text{KV}/\mu\text{seg}]$$

donde:

S = Índice de elevación de tensión [kV/ μseg]

$V_{\text{máx}}$ = Tensión máxima de diseño [kV]

Para sistemas mayores de 240 [kV] se puede tomar un valor de 1200 [kV/ μseg].

2.2.4 Márgenes de protección

Representan una sobredimensión en los valores sobre los que se calcula un equipo. Los valores mínimos admitidos por norma son del 20%. Se calculan como:

$$M.P. = (NBI - V_p) \cdot 100 / V_p$$

donde:

M.P. = Margen de protección [%]

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso [kV]

V_p = Tensión 8/20 μ seg [kV]

2.3 SELECCIÓN DEL APARTARRAYOS

El sistema se encuentra conectado a tierra a través de una impedancia, por lo tanto, $k_e = 0.8$ para un apartarrayos autovalvular (Ref. 2)

$$V_{nom. \text{ sist}} = 115 \text{ [KV]}$$

$$V_{m\acute{a}x.} = 121 \text{ [KV]}$$

$$V_{nom. \text{ aparta.}} = 121 \cdot 0.8 = 96.8 \text{ [KV]}$$

Para el cálculo de la corriente de descarga, se considera el caso en que la línea remata en la subestación, y se calcula el caso más crítico, es decir, despreciando el voltaje residual, y suponiendo una distancia desde el punto de descarga de 700 [m] aproximadamente, $k = 3$ y $Z_c = 320 \text{ } [\Omega]$

$$I_d = (k \cdot 2 \cdot NBI - V_r) / Z_c = 3 \cdot 2 \cdot 550 / 320 = 10.3125 \text{ [KA]}$$

Para los 2 valores nominales de apartarrayos autovalvulares más cercanos se tienen las siguientes características:

Tensión nominal [KV]	96	108
Corriente de descarga [KA]	20	20
Tensión 1.2/50 μ seg [KV]	231	262
Tensión 8/20 μ seg [KV]	248	278
Índice de elev. de tensión [KV/ μ seg]	800	900

- Márgenes de protección:

Para 96 [KV]:

$$M.P. = (550 - 248) \cdot 100 / 248 = 121.8 \text{ [%]}$$

Para 108 [KV]:

$$M.P. = (550-278) \cdot 100/278 = 97.84 \text{ [\%]}$$

Ambas alternativas proporcionan un margen de protección mayor del 20% que es el mínimo permitido.

Como el nivel de protección por rayo debe ser un mínimo de 20% debajo del NBI, la tensión máxima permisible en el transformador es:

$$V_{\text{máx. transf.}} = 550 - 0.2 \cdot 550 = 440 \text{ [KV]}$$

Las distancias máximas permisibles para la instalación del apartarrayos serán:

$$X = 300 \cdot (V_{\text{máx.}} - V_p) / (2 \cdot S)$$

donde:

X = distancia entre el transformador y apartarrayos [m]

V_{máx} = tensión máxima de diseño del sistema [kV]

V_p = Voltaje nominal del apartarrayos [kV]

Para V_{nom} = 96 [KV]:

$$X = 300 \cdot (440 - 96) / (2 \cdot 800) = 64.5 \text{ [m]}$$

Para V_{nom} = 108 [KV]:

$$X = 300 \cdot (440 - 108) / (2 \cdot 900) = 55.33 \text{ [m]}$$

Debido a que ambas alternativas proporcionan una protección adecuada, nos inclinamos a seleccionar la que resulta más económica, por lo tanto:

Se seleccionará:

Apartarrayos

Clase estación

Tipo autovalvular (Carburo de silicio SiC)

V_{nom} = 96 [KV]

I_d = 20 [KA]

NBI = 550 [KV]

Frecuencia de operación = 60 [Hz]

Instalación a menos de 64 [m] del transformador

REFERENCIAS

- | | |
|-----------------------|--|
| (1) ANSI C62.2-1981 | Guide for application of valve type surge arresters for alternating current systems. |
| (2) CFE L0000-06-1991 | Especificaciones de coordinación de aislamiento. |
| (3) CFE L0000-06-1980 | Especificaciones de coordinación de aislamiento. |

PROGRAMA APARTARRAYOS (APARTA.BAS):

```

10 SCREEN 0: KEY OFF: COLOR 14, 9: CLS
20 DIM A(4, 2): FOR I = 1 TO 4: FOR J = 1 TO 2: READ A(I, J): NEXT J, I
30 DIM B(3): FOR I = 1 TO 3: READ B(I): NEXT I
40 LOCATE 3, 22: COLOR 26, 9: PRINT "***** CALCULO DE APARTARRAYOS *****"
50 COLOR 14, 9: LOCATE 6, 21: PRINT "VOLTAJE NOMINAL DEL SISTEMA: "; VNOM;
"[KV]"
60 LOCATE 7, 38: INPUT SEL1: IF SEL1 < 0 THEN VNOM = SEL1
70 LOCATE 9, 22: PRINT "VOLTAJE MAXIMO DEL SISTEMA: "; VMAX; "[KV]"
80 LOCATE 10, 38: INPUT SEL2: IF SEL2 < 0 THEN VMAX = SEL2
90 LOCATE 12, 30: PRINT "FRECUENCIA: "; f; "[Hz]"
100 LOCATE 13, 39: INPUT f
110 LOCATE 15, 33: PRINT "NBI: "; NBI; "[KV]"
120 LOCATE 16, 38: INPUT NBI
130 LOCATE 18, 19: PRINT "CONDICIONES DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA: "
140 LOCATE 20, 12: PRINT "1) MULTIATERRIZADO Y CON NEUTRO COMUN"
150 LOCATE 21, 12:
155 PRINT "2) EN ESTRELLA Y CON NEUTRO EFECTIVAMENTE CONECTADO A
TIERRA"
160 LOCATE 22, 12: PRINT "3) EN ESTRELLA Y ATERRIZADO CON R,C "
TRANSFORMADOR"
170 LOCATE 23, 12: PRINT "4) NO ATERRIZADO"
180 LOCATE 24, 12: INPUT SEL3: IF SEL3 = 0 THEN SEL3 = 2
190 Ke = A(SEL3, 2): LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS)
200 CLS : LOCATE 3, 25: PRINT "CONDICIONES LINEA-SUBESTACION: "
210 LOCATE 5, 12: PRINT "1) LA LINEA REMATA EN LA SUBESTACION"
220 LOCATE 6, 12: PRINT "2) LA SUBESTACION SE ENCUENTRA ENTRE LA LINEA"
230 LOCATE 7, 12: INPUT LIN: IF LIN = 0 THEN LIN = 2
240 LOCATE 9, 26: PRINT "DISTANCIA RAYO-APARTARRAYOS: "
250 LOCATE 10, 12: PRINT "1) 700 metros"
260 LOCATE 11, 12: PRINT "2) 1600 metros"
270 LOCATE 12, 12: PRINT "3) 3200 metros"
280 LOCATE 13, 12: INPUT RAY: IF RAY = 0 THEN RAY = 1
290 K = B(RAY): Z0 = 320
300 VNAP = VMAX * Ke
310 IF LIN = 1 THEN Id = K * 2 * NBI / Z0: GOTO 330
320 IF LIN = 2 THEN Id = K * NBI / Z0
330 LOCATE 15, 19: PRINT "VOLTAJE NOMINAL DEL APARTARRAYOS: "; VNAP;
"[KV]"
340 LOCATE 16, 25: PRINT "CORRIENTE DE DESCARGA: "; Id; "[KA]"
350 LOCATE 18, 29: PRINT "CLASE DE APARTARRAYOS: "
360 LOCATE 19, 29: INPUT CLASS

```

```

370 LOCATE 21, 29: PRINT "TIPO DE APARTARRAYOS:"
380 LOCATE 22, 29: INPUT TIPS
390 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS)
400 CLS : LOCATE 3, 19: PRINT "DAME LAS CARACTERISTICAS DE LOS 2
VALORES"
410 LOCATE 4, 21: PRINT "NOMINALES DE APARTARRAYOS MAS CERCANOS"
420 LOCATE 6, 26: PRINT "TENSIÓN NOMINAL 1.:"; VNAP1; "[KV]"
430 LOCATE 7, 39: INPUT VNAP1
440 LOCATE 9, 26: PRINT "TENSIÓN NOMINAL 2.:"; VNAP2; "[KV]"
450 LOCATE 10, 39: INPUT VNAP2
460 LOCATE 12, 23: PRINT "CORRIENTE DE DESCARGA 1.:"; Id1; "[KA]"
470 LOCATE 13, 39: INPUT Id1
480 LOCATE 15, 23: PRINT "CORRIENTE DE DESCARGA 2.:"; Id2; "[KA]"
490 LOCATE 16, 39: INPUT Id2
500 LOCATE 18, 23: PRINT "TENSIÓN 1.2/50 µseg 1.:"; T1251; "[KV]"
510 LOCATE 19, 39: INPUT T1251
520 LOCATE 21, 23: PRINT "TENSIÓN 1.2/50µseg 2.:"; T1252; "[KV]"
530 LOCATE 22, 39: INPUT T1252
540 CLS
550 LOCATE 3, 23: PRINT "TENSIÓN 8/20 µseg 1.:"; T821; "[KV]"
560 LOCATE 4, 39: INPUT T821
570 LOCATE 6, 23: PRINT "TENSIÓN 8/20 µseg 2.:"; T822; "[KV]"
580 LOCATE 7, 39: INPUT T822
590 S1 = VNAP1 * 100 / 12: S2 = VNAP2 * 100 / 12
600 MP1 = (NBI - T821) * 100 / T821: MP2 = (NBI - T822) * 100 / T822
610 TMAXP = NBI - .2 * NBI
620 X1 = 300 * (TMAXP - VNAP1) / (2 * S1)
625 X2 = 300 * (TMAXP - VNAP2) / (2 * S2)
630 CLS : LOCATE 5, 29: COLOR 14, 3: PRINT "SE PUEDE SELECCIONAR:"
640 LOCATE 7, 12: PRINT "APARTARRAYOS"
650 LOCATE 8, 12: PRINT "CLASE.:"; CLASS
660 LOCATE 9, 12: PRINT "TIPO.:"; TIPS
670 LOCATE 11, 26: PRINT "CORRIENTE DE DESCARGA.:"; Id1; "[KA]"
680 LOCATE 12, 35: PRINT "NBI.:"; NBI; "[KV]"
690 LOCATE 13, 24: PRINT "FRECUENCIA DE OPERACION.:"; f; "[Hz]"
700 LOCATE 15, 29: PRINT "MARGEN DE PROTECCION.:"
710 LOCATE 16, 21: PRINT MP1; "%": LOCATE 16, 48: PRINT MP2; "%"
720 LOCATE 18, 33: PRINT "INSTALACION A.:"
730 LOCATE 19, 10
735 PRINT X1; "[m] DEL TRANSFORMADOR"
737 LOCATE 19, 45: PRINT X2; "[m] DEL TRANSFORMADOR"
740 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS)
750 CLS : COLOR 14, 9: LOCATE 14, 25
755 INPUT "1)REPETIR 2)FIN 3)IMPRESION"; SEL

```

```
760 CLS
770 ON SEL GOTO 40, 780, 790
780 CLS : COLOR 3, 9: LOCATE 10, 10: PRINT "DESEA SALIR DEL": LOCATE 10, 27:
COLOR 14, 9: LOCATE 10, 27: PRINT "PROGRAMA": LOCATE 11, 10: COLOR 3, 9:
PRINT
"O REGRESAR AL MENU PRINCIPAL": PRINT
781 Q = 2: WHILE Q > 1
782 LOCATE 15, 15: COLOR 20, 7: PRINT "M": : COLOR 0, 7: PRINT "ENU PRINCIPAL"
783 LOCATE 16, 15: COLOR 20, 7: PRINT "S": : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
784 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("MSms", QS)
785 IF Q = 0 THEN SOUND 120, 3: LOCATE 17, 10: COLOR 31, 9: PRINT "HA
COMETIDO
UN ERROR, VUELVA A INTENTARLO"
786 BEEP: ON Q GOSUB 910, 890, 910, 890
787 WEND
790 LPRINT CHR$(14): : LPRINT CHR$(27): "E":
795 LPRINT "***** SELECCION DE APARTARRAYOS *****"
800 LPRINT : LPRINT
810 LPRINT CHR$(18): : LPRINT
815 LPRINT TAB(30): "SE PUEDE SELECCIONAR.": LPRINT
820 LPRINT TAB(14): "APARTARRAYOS"
830 LPRINT TAB(14): "CLASE.": CLASS
840 LPRINT TAB(14): "TIPO.": TIP$
850 LPRINT TAB(27): "CORRIENTE DE DESCARGA.": Id1: "[KA]"
855 LPRINT TAB(36): "NBI.": NBI: "[KV]"
860 LPRINT TAB(25): "FRECUENCIA DE OPERACION.": f: "[Hz]"
870 LPRINT TAB(30): "MARGEN DE PROTECCION:"
875 LPRINT TAB(22): MP1: "%": TAB(49): MP2: "%"
880 LPRINT TAB(34): "INSTALACION A:"
885 LPRINT TAB(11): X1: "m DEL TRANSFORMADOR": TAB(46): X2: "m DEL
TRANSFORMADOR"
890 END
900 DATA 1, 0.7, 2, 0.8, 3, 1, 4, 1, 3, 2, 1
910 RUN "ENTRADA.EXE"
```

***** SELECCIÓN DE APARTARRAYOS *****

SE PUEDE SELECCIONAR:

APARTARRAYOS

CLASE: ESTACIÓN

TIPO: AUTOVALVULAR

CORRIENTE DE DESCARGA: 20 [kA]

NBI: 550 [kV]

FRECUENCIA DE OPERACIÓN: 60 [Hz]

MÁRGEN DE PROTECCIÓN:

121.7742 % 97.84173 %

INSTALACIÓN A:

64.5 m DEL TRANSFORMADOR

55.33333 m DEL TRANSFORMADOR

CAPITULO 3
CUCHILLAS
DESCONECTORAS



on dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Su empleo es necesario en los sistemas eléctricos, ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo. Por otra parte, las cuchillas pueden abrir circuitos bajo la tensión nominal, pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas.

Estos dispositivos están formados por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso; tiene una parte móvil que se le denomina navaja, y la parte fija que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas desconectoras en particular, deben cumplir con lo siguiente:

- a. Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra, y sobre todo en la apertura. Por lo general se requiere entre puntos de apertura un 15 ó 20% de exceso en el nivel de aislamiento con relación al de tierra.
- b. Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular de los contactos.
- c. Soportar por un tiempo especificado (generalmente un segundo) los efectos térmicos de las corrientes de corto circuito. Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad, es decir, sin posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas, aún en condiciones atmosféricas desfavorables, por ejemplo hielo.

3.1 TIPOS DE CUCHILLAS

Las cuchillas desconectoras pueden tener formas constructivas y características que tienen variantes en base a la tensión y la corriente que deben conducir en condiciones normales, pudiendo ser de los siguientes tipos:

3.1.1 Unipolares

En este seccionador, en la posición cerrada, la navaja se encuentra insertada en un contacto que está a presión para garantizar un buen contacto eléctrico.

Pueden haber de una o más navajas según sea la corriente nominal que conducen, por lo general se emplean en baja y mediana tensión con corrientes de hasta 1000 ó 1500 [A].

CUCHILLAS DESCONECTADORAS

3.1.2 Tripolares

Son como las unipolares, pero se pueden accionar las tres fases individualmente o en conjunto (operación en grupo).

3.1.3 Unipolar de rotación

Estas pueden tener un perno de control o bien con interrupción doble, pueden existir de interrupción simple, son utilizadas por lo general en sistemas de alta tensión con corrientes hasta de 2000 [A].

3.1.4 Tripolar giratoria

Son prácticamente iguales a las giratorias unipolares, pero emplean mando tripolar para accionamiento simultáneo de las tres fases. Por lo general se usan en tensiones entre 69 y 115 [kV].

3.1.5 De apertura vertical

En estas cuchillas se tiene un giro del orden de 110° de la columna central del aislador; la apertura se realiza en dos tiempos por medio de un giro de 60° de la cuchilla que gira sobre su propio eje y un movimiento vertical de la otra navaja en forma propia. Los puntos de contacto antihielo y a prueba de contaminación se utilizan en sistemas de tensiones con rango de 85 a 230 [kV].

3.1.6 Tipo pantógrafo

Se construyen generalmente del tipo monopolar, siendo su elemento de conexión del tipo pantógrafo; su empleo es importante en las subestaciones en donde se dispone de poco espacio para la subestación, y por otro lado, presentan la ventaja que pueden ser inspeccionadas sin poner fuera de servicio esa parte de la instalación.

Entre otras clasificaciones o tipos de cuchillas desconectadoras podemos encontrar:

- a. Por su servicio: para interiores o exteriores.
- b. Por su accionamiento: manual, eléctrico, neumático e hidráulico.

3.2 SELECCIÓN DE LAS CUCHILLAS

CUCHILLAS DESCONECTADORAS

Se tomarán en cuenta los criterios de selección basados en la norma CEI y las de SECOFI (Ref. 1).

Cálculo de la corriente nominal:

Este resultado lo obtendremos en base a la capacidad del transformador de potencia a plena carga, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V_l} \text{ [A]}$$

donde:

I_n = corriente nominal [A]

S = potencia del transformador [KVA]

V_l = tensión nominal del sistema [kV]

Por lo tanto la corriente nominal será:

$$I_{nom} = (12500 / (115 \cdot \sqrt{3}))$$

$$I_{nom} = 62.755 \text{ [A]}$$

Se seleccionará cuchilla:

Vnom	115 [KV]
Vmáx. diseño	121 [KV]
NBI	550 [KV]
Prueba baja frecuencia en seco (a tierra)	280 [kV]
Prueba baja frecuencia en húmedo 10 seg	230 [kV]
Inom (capacidad comercial)	1200 [A]
Corriente momentánea	60 [kA]
Operación	en grupo
Tipo	tripolar
Apertura	vertical
Accionamiento	manual
Servicio	intemperie

Conectores :

Los conectores de las cuchillas serán de cobre, con los siguientes diámetros (mm).

CUCHILLAS DESCONECTADORAS

Tubo: diámetro exterior	48.3
diámetro interior	40.6

REFERENCIAS

(1) NOM J-356-1979

Cuchillas desconectadoras en aire de operación sin carga en alta tensión para servicio interior y exterior.

CAPITULO 4
INTERRUPTOR DE
POTENCIA

INTERRUPTOR DE POTENCIA

Los interruptores son dispositivos destinados al cierre y apertura de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales y de corto circuito.

Tiene por objeto insertar o retirar de un sistema eléctrico máquinas, aparatos, líneas, así como interrumpir el circuito cuando se produce una sobrecarga o falla. En resumen, es un dispositivo de control y protección.

Para la selección del interruptor debe considerarse lo siguiente:

- a. Las necesidades presentes y futuras respecto a capacidad interruptiva y capacidad de conducción de corriente.
- b. Los valores nominales preferentes se indican en la Ref. 1
- c. Dicha selección puede estar influida por consideraciones como: tipo de operación, localización, contaminación atmosférica, mantenimiento, facilidad de manejo del medio de extinción del arco y costo de la instalación.

4.1 PARÁMETROS DE LOS INTERRUPTORES

Algunas magnitudes características que hay que considerar en un interruptor son:

4.1.1 Tensión nominal

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

4.1.2 Cámaras de extinción del arco

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

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

4.1.3 Tensión máxima de diseño (V_{md})

Es la máxima tensión rms, para la cuál el interruptor está diseñado y representa el límite superior de operación. La tensión del sistema a la cuál está operando el interruptor no debe exceder el valor de la tensión máxima de diseño del interruptor.

INTERRUPTOR DE POTENCIA

4.1.4 Factor gamma de tensión (k)

Es la relación entre la tensión máxima de diseño (V_{md}) y el límite mínimo de la tensión de operación (V_{mo}) en la cuál la corriente interruptiva simétrica y asimétrica varían en proporción inversa a la tensión de operación.

4.1.5 Frecuencia nominal

Es la frecuencia en hertz de la tensión para la cuál la corriente interruptiva simétrica y asimétrica varían en proporción inversa a la tensión de operación.

4.1.6 Corriente nominal (I_n)

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

La corriente de la carga no debe exceder el valor de la corriente nominal del interruptor operando en condiciones normales de servicio, esto es:

- a. A una temperatura ambiente entre 0 [°C] y 40 [°C]
- b. A una altitud igual o menor a 1000 m.s.n.m.

La corriente nominal del interruptor puede resultar excedida solamente por cortos periodos, como en el caso de arranque de motores o energización de cargas.

Los interruptores usados para la conexión de transformadores de potencia o distribución deben soportar la corriente de magnetización en el momento de la conexión. Este requisito queda cubierto por las capacidades de corto circuito de un interruptor cuya corriente nominal es por lo menos igual a la corriente de plena carga del transformador en su máxima capacidad.

4.1.7 Corriente nominal de circuito corto (I_{cc})

Es el valor máximo de la componente simétrica de la corriente de falla trifásica, en [A] rms, en el momento de la separación de los contactos, que se puede interrumpir a la tensión máxima de diseño.

De acuerdo a las normas (Ref. 4) la capacidad interruptiva de los interruptores debe ser adecuada a la potencia máxima de corto circuito que pueda presentarse en el lugar de la subestación.

4.1.8 Ciclo de operación normal

Para aplicaciones normales de operación, donde no se requiere un recierre rápido ni de una secuencia determinada de operación, se selecciona un ciclo de dos operaciones completas con 15 segundos de intervalo, o sea:

CO - 15 seg - CO

donde:

CO: Son operaciones de cierre y apertura sin ningún retardo intencional de tiempo entre fallas (Ref. 2)

Para ciclos de recierre diferentes al ciclo de operación normal, se deberán modificar los valores nominales de las capacidades interruptivas de acuerdo a lo indicado en la norma (Ref. 2 inciso 5.10.2.b)

4.1.9 Tensión nominal de control

Es la tensión que debe ser aplicada al equipo de control de cierre y disparo. Este valor deberá seleccionarse en base a las tensiones indicadas en los catálogos de dichos equipos.

4.1.10 Tiempo de interrupción nominal

Es el intervalo máximo permisible, entre el momento de energización del circuito de disparo y el momento en que se interrumpe el arco durante la operación de apertura.

4.1.11 Retardo nominal permisible en el disparo

Es el máximo tiempo requerido para conducir una corriente de k veces la corriente de circuito corto nominal después de ser cerrado el interruptor y antes de la interrupción.

4.2 TIPOS DE INTERRUPTORES

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

- a. Gran volumen de aceite.
- b. Pequeño volumen de aceite.
- c. Neumático.
- d. Hexafluoruro de azufre.
- e. Vacío.

INTERRUPTOR DE POTENCIA

4.2.1 En gran volumen de aceite

En este tipo, el arco producido calienta el aceite, dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento hasta llegar a la extinción del mismo aproximadamente en 8 ciclos.

4.2.2 En pequeño volumen de aceite

Este interruptor utiliza aproximadamente el 5% del volumen de aceite del caso anterior. El número de las cámaras de extinción del arco aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso, al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas. El tiempo de la extinción del arco es del orden de 6 ciclos.

4.2.3 Neumáticos

En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. La extinción del arco es del orden de 3 ciclos.

4.2.4 En hexafluoruro de azufre

Las cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF₆), que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto los hace más compactos y más durables. Este tipo de aparatos pueden liberar las fallas hasta en 2 ciclos.

4.2.5 En vacío

Los contactos están en botellas especiales en las que se ha hecho el vacío. Al abrir los contactos no se produce ionización y por lo tanto, no es necesario el soplado del arco, ya que éste se extingue prácticamente al primer ciclo.

4.3 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS INTERRUPTORES DESCRITOS

4.3.1 En gran volumen de aceite

INTERRUPTOR DE POTENCIA

Ventajas:

- a. Son de construcción muy robusta y resistente.
- b. Normalmente requieren poco mantenimiento.

Desventajas:

- a. Reencendido del arco.
- b. desgaste de contactos.

4.3.2 En pequeño volumen de aceite

Ventajas:

- a. El restablecimiento de la rigidez dieléctrica entre contactos se efectúa con gran rapidez.
- b. Realización satisfactoria de interrupción de corrientes inductivas de poca intensidad.
- c. La extinción del arco se efectúa por medio de un chorro de aceite dirigido sin intervención de ningún agente exterior.
- d. Extinción muy rápida del arco.
- e. Tiene un bajo costo inicial.

Desventajas:

- a. Peligro de explosión o incendio por la presencia de aceite.
- b. Después de cada operación de apertura de un corto circuito requiere un mantenimiento inmediato que puede requerir desde el acondicionamiento hasta el cambio total de los contactos.
- c. No son recomendables en lugares donde tengan que operar frecuentemente.

4.3.3 Neumáticos

Ventajas:

- a. Rapidez de operación.
- b. No provoca explosiones ni arde como el aceite.
- c. Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
- d. No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas:

- a. En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.
- b. Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
- c. Los niveles de ruido son muy altos.
- d. Menor rigidez dieléctrica que el SF₆.
- e. Aún a presiones cinco veces superiores que el SF₆, el aire tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
- f. El sistema de compresión del aire tiene un precio alto, y la confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr, pues debe ser muy preciso.

4.3.4 En hexafluoruro de azufre

Ventajas:

- a. Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
- b. Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
- c. El SF₆ es estable. Expuesto al arco se disocia en SF₄, SF₂ y fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF₆.
- d. La alta rigidez dieléctrica del SF₆ lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aún a presiones bajas.

INTERRUPTOR DE POTENCIA

- e. Buena conductividad térmica. Es del orden de tres veces la del aire.

Desventajas:

- a. A presiones superiores a 3.5 [bar] y temperaturas menores de -40 [°C], el gas se licúa
- b. El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan fugas, ya que por tener mayor densidad que el aire, lo desplaza, provocando asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca el personal.
- c. Los productos del arco son tóxicos, y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca las porcelanas y el cemento de sellado de las boquillas.

4.3.5 En vacío

Ventajas:

- a. Es un interruptor muy compacto.
- b. Prácticamente no necesita mantenimiento.

Desventajas:

- a. Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgasificación de los electrodos metálicos.
- b. Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos x.
- c. Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

4.4 SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR EN ALTA TENSIÓN

4.4.1 Datos

- a. Del lugar

ya se mencionaron en la introducción.

b. Del sistema

Tensión de operación	115 [kV]
Corriente de la carga (Ic)	62.755 [A]
Capacidad de circuito corto sim.	5 000 [MVA]
Corriente máx. de cc. sim. (If)	25 102.18 [A]
Ciclo de trabajo requerido	CO - 15 seg - CO
Tensión disponible para control	120 [VCD]

4.4.2 Interruptor

a. Medio de interrupción: se selecciona un interruptor en pequeño volumen de aceite considerando que la instalación es a la intemperie, el tipo de interruptor es confiable, tiene bajo costo y se tiene disponible en México.

b. Mecanismo de operación: de energía almacenada.

4.4.3 Factores de corrección por altitud

No se requieren factores de corrección debido a que operan a una altura menor de 1000 m.s.n.m..

4.4.4 Valores nominales seleccionados

Tensión máxima de diseño	121 [kV]
Corriente nominal del interruptor (In)	1 600 [A]
Corriente nominal de circuito corto (Icc)	40 [kA]
Factor gama de tensión	1.0
Nivel básico de aislamiento al impulso	550 [kV]
Corriente de cierre	108 [kA]
Retardo nom. permisible en el disparo	1 [s]
Tiempo de interrupción nominal	3 ciclos
Tensión de prueba de baja frec. (seco)	260 [kV] rms
Tensión de onda recortada de impulso	710 [kV] cresta
Distancia de fuga al neutro	20 [mm/kV] (entre fases)

4.4.5 Accesorios

INTERRUPTOR DE POTENCIA

a. Boquillas terminales que incluye los transformadores de corriente. El tipo de los aisladores de las boquillas del interruptor queda determinado por el nivel básico de aislamiento del sistema y la distancia de flameo superficial seleccionada en base a las condiciones de contaminación del lugar donde será instalado el interruptor.

b. Válvula de llenado, descarga y muestreo de fluido aislante.

REFERENCIAS

(1) ANSI C 37.06-1979

Standard schedules of preferred rating and related required capabilities for AC highvoltage circuit breakers.

(2) ANSI C 37.04-1979

Rating structure for AC high voltage circuit breakers rated on symmetrical current basis.

(3) ANSI C 37.10-1979
voltage

Application guide for AC high circuit breakers rated on symmetrical current basis.

(4) Normas técnicas para instalaciones eléctricas.

SECOFI-DGN

CAPITULO 5
TRANSFORMADOR
DE POTENCIA

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

Se puede considerar formado por tres partes principales:

- a. Activa
- b. Pasiva
- c. Accesorios

5.1 PARTES PRINCIPALES

5.1.1 Activa

Esta formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa las siguientes partes:

1. Núcleo
2. Bobinas (diversos tipos)
3. Cambiador de derivaciones
4. Bastidor

5.1.2 Pasiva

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

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

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

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

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

A medida que la potencia de diseño del transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores por sí solos no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en el diseño de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales

se hace circular aceite forzado por bombas y se sopla aire sobre los enfriadores, por medio de ventiladores. A este tipo se le llama enfriamiento forzado.

Se clasifican básicamente como:

- a. Clase OA, enfriamiento por aire, circulación natural.
- b. Clase OW, enfriamiento por agua a través de un serpentín, circulación natural.
- c. Clase FOA, enfriamiento por aceite y aire forzado.

5.1.3 Accesorios

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

Se pueden mencionar los siguientes elementos:

- a. Tanque conservador
- b. Boquillas
- c. Tablero
- d. Válvulas
- e. Conectores de tierra
- f. Placa de características.

5.2 GUÍAS DE CARGA Y SOBRECARGA

La norma establece una temperatura promedio diaria de 95 [°C] para el punto más caliente del devanado como guía de una esperanza de vida útil satisfactoria con las siguientes bases:

Temperatura ambiente promedio diaria	30 [°C]
Elevación promedio del devanado sobre amb.	55 [°C]
Temperatura promedio diaria del devanado	85 [°C]
Diferencial entre devanado promedio y punto más caliente	10 [°C]
Temperatura promedio diaria del punto más caliente	95 [°C]
Temperatura ambiente máxima	40 [°C]

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Temperatura máxima del punto más caliente 105 [°C]

Si la temperatura alcanza un valor mayor de 95 [°C], los aislamientos se deterioran más rápido. Un aumento así, podría ser tolerado en base de que no ocurra muy frecuentemente y sea de corta duración este evento. Las guías de sobrecarga nos dan una idea de aumento permisible durante cierto tiempo y la correspondiente pérdida de vida que esto representa.

Un transformador puede tener varias capacidades, según el tipo de enfriamiento, por ejemplo:

[MVA]	CLASE
12/16/20	OA/FA/FA
20/25/30	OA/FA/FOA
30/40 ..	OW/FOW

Capacidades para transformadores autoenfriados y con pasos forzados de enfriamiento:

TRIFÁSICOS [KVA]:

Autoenfriado	Enfriamiento forzado	
	primer paso	segundo paso
750	862	-----
1 000	1 150	-----
1 500	1 725	-----
2 000	2 300	-----
2 500	3 125	-----
3 000	3 750	-----
3 750	4 687	-----
5 000	6 250	-----
7 500	9 375	-----
10 000	12 500	-----
12 000	16 000	20 000
15 000	20 000	25 000
18 000	24 000	30 000
20 000	25 000	30 000
24 000	32 000	40 000
30 000	40 000	50 000

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

36 000	45 000	60 000
45 000	60 000	75 000
50 000	75 000	100 000
50 000	66 667	83 333
60 000	80 000	100 000
75 000	100 000	125 000
100 000	133 333	166 666
135 000	375 000	-----
165 000	255 000	330 000

5.3 CARACTERÍSTICAS DE LAS CARGAS

Para estos cálculos, se considerará la eficiencia y el factor de potencia ideales, con un valor de 90% y 0.9 respectivamente. Así como los valores de impedancia (Ref. 1)

Área 1: 2 transformadores de 1 000 [KVA] c/u

Z= 5.75[%]
 4.16/0.48 [kV]
 delta-estrella aterrizada

1 motor trifásico de 300 [CP]

4.16 [kV] f.p.= 0.9,
 Z= 17 [%]; ef.= 90 [%]

Para el cálculo de la corriente de los motores se utilizará la siguiente expresión:

$$I = 746 \cdot HP / (\sqrt{3} \cdot VL \cdot \text{efic.} \cdot \text{f.p.}) \text{ [A]}$$

donde:

I = corriente del motor [A]
 HP = potencia del motor [HP]
 VL = voltaje de la línea [kV]
 efic = eficiencia del motor [%]
 f.p. = factor de potencia

Por lo tanto :

$$I = 746 \cdot 300 / (\sqrt{3} \cdot 4.16 \cdot 10^3 \cdot 0.9 \cdot 0.9) = 38.34 \text{ [A]}$$

Ahora, transformando a [kVA] :

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

$$S = I \cdot VI \cdot \sqrt{3} / 1000$$

donde:

S = potencia del motor [KVA]

I = corriente del motor [A]

VI = voltaje de la línea [kV]

Por lo tanto :

$$S = 38.34 \cdot 4.16 \cdot 10^3 \cdot \sqrt{3} / 1000 = 276.29 \text{ [KVA]}$$

Área 2: 1 Transformador trifásico de 1 000 [kVA]

Z= 5.75 [%]

4.16/0.48 [kV]

delta-estrella aterrizada

1 motor trifásico de 400 [HP]

4.16 [kV], f.p.= 09.

Z= 15 [%]; ef.= 90 [%].

$$I = 746 \cdot 400 / (\sqrt{3} \cdot 4.16 \cdot 0.9 \cdot 0.9) = 51.128 \text{ [A]}$$

$$S = 51.128 \cdot 4.16 \cdot \sqrt{3} / 1000 = 368.39 \text{ [kVA]}$$

1 motor trifásico de 300 [HP]

4.16 KV, f.p.= 09.

Z= 17 [%]; ef.= 90 [%].

I= 38.34 [A]

S= 276.29 [kVA]

Área 3 : 2 transformadores trifásicos de 1 500 [kVA] c/u

Z= 5.75 [%]

4.16/0.48 [kV]

delta-estrella aterrizada

2 motores de 150 [HP] c/u, trifásicos

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

4.16 [kV], $f_p=0.9$,
 $Z=15$ [%]; $ef=90$ [%].

$I=19.17$ [A]

$S=138.148$ [kVA]

Área 4: 1 transformador trifásico de 750 [kVA]

$Z=5.75$ [%]
4.16/0.48 [kV]
delta-estrella aterrizada

Área 4.a: 1 transformador trifásico de 500 [kVA]

$Z=5.33$ [%]
4.16/0.48 [kV]
delta-estrella aterrizada

Área 5: 1 transformador trifásico de 500 [kVA]

$Z=5.33$ [%]
4.16/0.48 [kV]
delta-estrella aterrizada

La suma de las cargas es de 8 947.266 [kVA]. Para la selección de la capacidad del transformador, se realiza en base de dos parámetros principalmente:

- Los "BHP" del motor (potencia en la flecha)
- Carga futura del transformador

Debido a que los "BHP" de los motores no son conocidos, por ser este un dato del fabricante y obtenido en pruebas de laboratorio, sólo nos basaremos en el crecimiento futuro.

Tomando en cuenta lo anterior, y considerando un crecimiento futuro del 25%, tenemos que la carga total es de 11 184.075 [kVA].

5.4 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

TRANSFORMADOR DE POTENCIA
Transformador trifásico :

Voltaje	115/4.16 [kV]
Capacidad	10 MVA's (con enfriamiento forzado a un paso se tiene una capacidad de 12.5 [MVA])
Enfriamiento	OA/FA
Conexión	delta-estrella con cambiador de derivaciones sin carga en el lado de alta tensión. $2 \times (-12.5\%, +12.5\%)$.
Temperatura	55 [°C] de elevación de temperatura
Accesorios	Boquillas primario Boquillas secundario Conectores
Impedancia	7.5 [Ω]
Líquido aislante	Aceite dieléctrico tipo mineral
Clase de aislamiento:	
primario	115 [kV]
NBI primario	550 [kV]
secundario	5 [kV]
NBI secundario	60 [kV]
Servicio	Exterior

REFERENCIAS

(1) Short circuit current calculations for industrial & commercial power systems.

(2)CFE-K0000-06-1989

GENERAL ELECTRIC CO.

Transformadores de potencia de 10 [MVA] y mayores.

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

PROGRAMA TRANSFORMADOR (TRANSFOR.BAS):

```

10 SCREEN 0: KEY OFF: COLOR 26, 9: CLS
20 LOCATE 5, 16: PRINT "****CALCULO DE LA CAPACIDAD DEL
TRANSFORMADOR****"
30 COLOR 14, 9: LOCATE 8, 23: PRINT "VOLTAJE DEL SECUNDARIO"; VS; "[kV]"
40 LOCATE 9, 38: INPUT SEL1: IF SEL1 < 0 THEN VS = SEL1
50 LOCATE 12, 31: PRINT "EFICIENCIA"; EF; "[%]"
60 LOCATE 13, 39: INPUT SEL2: IF SEL2 < 0 THEN EF = SEL2
70 LOCATE 16, 27: PRINT "FACTOR DE POTENCIA"; FP; "[%]"
80 LOCATE 17, 39: INPUT SEL3: IF SEL3 < 0 THEN FP = SEL3
90 LOCATE 20, 31: PRINT "NUMERO DE AREAS"; N
100 LOCATE 21, 39: INPUT SEL4: IF SEL4 < 0 THEN N = SEL4
110 FOR I = 1 TO N
120 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS)
130 CLS : LOCATE 5, 32: COLOR 26, 9: PRINT "PARA EL AREA"; I; ":" : COLOR 14, 9
140 LOCATE 7, 25: PRINT "POTENCIA DE LOS MOTORES"; HP; "[HP]"
145 LOCATE 8, 38: INPUT HP
150 LOCATE 10, 21: PRINT "POTENCIA DE LOS TRANSFORMADORES"; kVA; "[kVA]"
155 LOCATE 11, 38: INPUT kVA
160 PI = (746 * HP) / ((EF / 100) * (FP / 100) * 1000)
170 X = kVA + PI
180 LOCATE 13, 26: PRINT "LA CARGA ES = "; X; "[kVA]"
190 C = X + C
200 NEXT I
205 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS): CLS
210 LOCATE 14, 20: PRINT "LA CARGA TOTAL ES = "; C; "[kVA]"
220 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS): CLS
230 LOCATE 14, 25: COLOR 14, 9
240 INPUT " 1)REPETIR  2)FIN  3)IMPRESION"; SEL
250 ON SEL GOTO 10, 260, 370
260 CLS : COLOR 3, 9: LOCATE 10, 10: PRINT "DESEA SALIR DEL": LOCATE 10,27:
270 COLOR 14, 9: LOCATE 10, 27: PRINT "PROGRAMA": COLOR 3, 9: LOCATE 11, 10:
280 PRINT "O REGRESAR AL MENU PRINCIPAL": PRINT
290 Q = 2: WHILE Q > 1
300 LOCATE 15, 15: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU PRINCIPAL"
310 LOCATE 16, 15: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
320 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("MSms", QS)
330 IF Q = 0 THEN 340 ELSE 350
340 SOUND 120, 3: LOCATE 17, 10: COLOR 31, 9
345 PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,VUELVA A INTENTARLO": GOTO 300
350 BEEP: ON Q GOSUB 460, 450, 460, 450
360 WEND

```

TRANSFORMADOR DE POTENCIA

```
370 I.PRINT CHR$(14): : LPRINT CHR$(27); "E";
380 LPRINT TAB(16); "**** CALCULO DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR
****"
390 LPRINT : LPRINT
400 LPRINT CHR$(18): : LPRINT
410 LPRINT TAB(30); "VOLTAJE SECUNDARIO: "; VS
420 LPRINT TAB(30); "EFICIENCIA: "; EF; "[%]"
430 LPRINT TAB(30); "FACTOR DE POTENCIA: "; FP; "[%]"
440 LPRINT TAB(30); "CARGA TOTAL: "; C; "[kVA]"
450 END
460 RUN "ENTRADA.EXE"
```


TRANSFORMADOR DE POTENCIA

**** CALCULO DE LA CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR ****

VOLTAJE SECUNDARIO: 4.16 [kV]

EFICIENCIA: 90 [%]

FACTOR DE POTENCIA: 90 [%]

CARGA TOTAL: 8947.284 [kVA]

CAPITULO 6
RESISTENCIA DE
PUESTA A TIERRA

6.1 DEFINICIONES

6.1.1 Sistema no conectado a tierra

Es un sistema cuyo neutro no tiene ninguna conexión intencional a tierra, excepto a través de aparatos de señalización, de medición o de protección de muy alta impedancia. (Ref. 1)

6.1.2 Sistema conectado a tierra

Es un sistema en el cual al menos un conductor o punto está intencionalmente conectado a tierra sólidamente o a través de alguna impedancia.

Se tienen varios métodos de conexión del neutro a tierra, ya sea directamente o a través de una resistencia o reactancia de un valor suficientemente bajo, con el propósito de reducir al máximo las oscilaciones transitorias y para mejorar las condiciones de una protección selectiva de falla a tierra.

6.1.3 Sistema sólidamente conectado a tierra

Este sistema está conectado directamente a través de una conexión adecuada a tierra, en la que no se ha colocado intencionalmente una impedancia.

El término "sólidamente conectado a tierra" se utilizará para indicar que la conexión del neutro será "sólida y metálica" al sistema de tierra, esto es que no se adicionó intencionalmente una impedancia en el circuito de conexión a tierra para el neutro del sistema.

6.1.4 Sistema efectivamente conectado a tierra

El neutro de éste sistema está conectado a tierra a través de una impedancia suficientemente baja, tal que para todas las condiciones del sistema, la relación de la impedancia de secuencia cero entre la impedancia de secuencia positiva es un número positivo y de un valor menor a 3, además de que la relación de resistencia de secuencia cero entre la impedancia de secuencia positiva es un número positivo y de un valor menor a uno (Ref. 2), es decir: $X0 / X1 < 3$ y $R0/X1 < 1$

6.1.5 Sistema conectado a tierra por medio de una resistencia

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

El neutro de éste sistema está conectado a tierra a través de una impedancia, siendo el elemento de conexión una resistencia (Ref. 1).

Existen dos métodos de conexión del neutro a tierra por medio de resistencia, uno es por baja resistencia y el otro por alta resistencia, diferenciándose ambos por la magnitud de la corriente de falla a tierra que dejarán fluir. Ambos tipos son diseñados para limitar las sobretensiones transitorias a un nivel seguro (hasta un 25% de la tensión nominal).

El sistema de conexión del neutro a tierra por medio de una "alta resistencia" está diseñado para cumplir con el criterio de $R0 \leq XC0$, para limitar los voltajes transitorios debido a las fallas a tierra por arco. La corriente de falla a tierra está limitada en la mayoría de los casos a menos de 10 [A]; XC0 es la reactancia capacitiva distribuida por fase a tierra del sistema.

El sistema de conexión del neutro a tierra por medio de una "baja resistencia" permite un valor de corriente de falla alto (del orden de 25 [A] hasta algunos cientos de [A]) para obtener la corriente suficiente para la operación de una protección selectiva por relevadores.

6.1.6 Sistema conectado a tierra por medio de una inductancia

El neutro de este sistema está conectado a tierra a través de una impedancia, siendo el elemento de conexión una inductancia.

Las condiciones de un sistema de conexión del neutro a tierra por medio de una inductancia deben cumplir lo siguiente:

$$3 \leq X0 / X1 \leq 10$$

$$R0/X0 \leq 1$$

La corriente de falla a tierra llega a ser de un 25% o más de la corriente de falla trifásica. La conexión del neutro a tierra a través de una inductancia puede alcanzar a ser un sistema "efectivamente conectado a tierra" si la relación $X0 / X1$ es reducido a un valor de 3 ó menos.

6.1.7 Neutralizador de fallas a tierra

Este sistema está constituido por un reactor conectado entre el neutro de un equipo o sistema y tierra, teniendo como característica principal, un valor de reactancia relativamente alto. Dicho reactor suministrará una corriente inductiva de una magnitud

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

casi igual a la corriente resultante de las corrientes de carga en las fases que no tienen falla a tierra (Ref. 1).

6.2 CONDICIONES DE ATERRIZAMIENTO

A continuación se describen los diferentes factores que se deben considerar para decidir si se debe o no conectar el neutro para un sistema de distribución, incluyendo las respectivas ventajas y desventajas de cada uno:

- a. Continuidad de servicio
- b. Fallas a tierra múltiples
- c. Daños por falla de arco
- d. Seguridad
- e. Sobretensiones del sistema de potencia

6.2.1 Continuidad de servicio

El grado de continuidad de servicio requerido en las plantas industriales, es tan variado como el proceso de las mismas.

De acuerdo a experiencias de IEEE, se ha encontrado que se tiene una continuidad de servicio similar en sistemas con el neutro conectado a tierra (Ref. 1).

La única ventaja que se tiene para un sistema con el neutro no conectado a tierra contra los sistemas con el neutro conectado a tierra, es que en el primero no opera su dispositivo de protección cuando ocurre la primera falla de fase a tierra, permitiéndole continuar su operación.

6.2.2 Fallas a tierra múltiples

Cuando en un sistema con el neutro conectado a tierra ocurre una falla de fase a tierra, generalmente no se interrumpe el suministro de energía, a menos que una segunda falla se presente en una fase diferente antes que la primera sea eliminada.

Es muy importante que en este tipo de sistemas se cuente con un programa de detección y eliminación de fallas lo más práctico posible, para evitar daños severos a las instalaciones.

6.2.3 Daños por fallas de arco

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Las fallas por arqueo pueden presentarse tanto en un sistema con el neutro no conectado a tierra, como en uno que tenga su neutro conectado a tierra. La energía liberada por las corrientes de falla por arqueo, causan una violenta generación de gases calientes y un arco eléctrico en el punto de la falla, en él o los conductores y tierra. Normalmente el daño causado es tan severo que se requiere la reposición completa del equipo

Los sistemas con el neutro conectado efectivamente a tierra o con el neutro conectado a través de una resistencia a tierra, son los más recomendados para prevenir estos daños, ya que estos sistemas cuentan con una detección más rápida de la falla debido a que cuando ésta se produce, se genera una corriente en la terminal de tierra del equipo, dado que empieza como una falla de fase a tierra, a pesar de que se haya iniciado como un arqueo entre fase a fase.

6.2.4 Seguridad

Es erróneo pensar que en sistemas con el neutro no conectado a tierra una persona pueda tocar un conductor de una de las fases del sistema energizado sin tener riesgo.

Durante el tiempo que permanezca una falla a tierra, en una de las fases del sistema con el neutro no conectado a tierra o conectado por medio de una impedancia, cualquier contacto que el personal tenga con alguna de las otras fases a tierra, se tendrá la tensión de fase a tierra. En el caso de un sistema con el neutro no conectado a tierra será de 1.73 veces más grande que la de un sistema con el neutro efectivamente conectado a tierra.

En ambos sistemas tanto con el neutro no conectado como en el que se tiene conectado el neutro a tierra, los peligros de descargas de voltaje e incendios pueden ser el resultado de un mal sistema de tierras y una inadecuada conexión a tierra.

Las corrientes de falla a tierra relativamente altas en un sistema con el neutro conectado a tierra, pueden representar un peligro para el personal de operación y/o mantenimiento al exponerlos al calor del arco producido por la corriente de falla y al metal fundido, éste problema no se presenta en un sistema con neutro no conectado a tierra. Sin embargo éste caso en particular para los tableros de distribución se ha reducido al utilizar los tableros blindados (metal-clad).

6.2.5 Sobreteniones en los sistemas de potencia

Las fuentes de sobreteniones más comunes en un sistema de potencia son:

- a. Descargas atmosféricas directas.
- b. Sobreteniones por apertura y cierre de interruptores de potencia.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

- c. Electricidad estática.
- d. Contacto de un sistema de alta tensión con un sistema de baja tensión.
- e. Fallas de fase a tierra.
- f. Condiciones de resonancia.
- g. Reencendido de las fallas a tierra.

El sistema de conexión del neutro a tierra no reduce la magnitud total de las sobretensiones producidas por rayos o apertura y cierre de los interruptores de potencia, sin embargo el sistema puede distribuir ésta sobretensión entre fases, reduciendo así la posibilidad de un esfuerzo excesivo en el aislamiento del conductor debido a la sobretensión causada por la falla de fase a tierra.

La electricidad estática generada por el movimiento de bandas puede transmitir una tensión hacia el sistema de distribución de la planta, a menos que las carcasas de los motores que impulsan dichas bandas estén conectadas adecuadamente a tierra.

Cuando se tiene una sobretensión en una de las fases, en sistemas con el neutro no conectado a tierra durante cierto tiempo, el aislamiento de los conductores en las otras fases, están sujetos a una sobretensión del 73% sobre la tensión nominal. En un sistema con el neutro conectado a tierra no se presenta esta sobretensión.

Las condiciones de resonancia afectan el aislamiento de un sistema con el neutro no conectado a tierra, en un sistema con el neutro conectado a tierra no se presenta este caso, ya que si se presenta una sobretensión, dicho sistema mantiene el voltaje en las fases muy cercano a su tensión nominal de fase a tierra.

El sistema con el neutro conectado a tierra reduce el sobrevoltaje transitorio creado por las fallas a tierra intermitentes al reducir el desplazamiento del neutro del potencial de fase a tierra, así como la capacidad de destrucción de cualquier oscilación de voltaje de alta frecuencia, después de cada reencendido del arco.

6.3 CONEXIÓN DEL NEUTRO EN TENSIONES DE 2400 HASTA 15 000 [V]

Los métodos más utilizados para conectar el neutro a tierra en sistemas desde 2400 hasta 15 000 [V] son los siguientes:

- a. No conectado a tierra.
- b. Sólidamente conectado a tierra.
- c. Baja resistencia.
- d. Alta resistencia.
- e. Reactancia.
- f. Neutralizador de fallas a tierra.

6.3.1 No conectado a tierra

El sistema no conectado a tierra no se recomienda para instalaciones cuya tensión sea de 2.4 a 15 [kV] debido a que se tiene una gran probabilidad de fallas, causadas por reencendido de las fallas a tierra, provocando sobretensiones transitorias.

Las corrientes de falla transitorias pueden ser de relativa alta frecuencia; dentro de una gama de uno a ocho [kHz] con corrientes asociadas del orden de 100 hasta 1000 [A].

Las corrientes de falla altas, que están asociadas a las fallas a tierra de dos de las fases del sistema dan como resultado una mayor cantidad de equipo dañado, ya que se requiere además de un equipo localizador de fallas a tierra, personal bien entrenado para eliminar dichas fallas en el menor tiempo posible.

6.3.2 Sólida o efectivamente conectado a tierra

Este sistema es el que tiene el costo inicial más bajo de todos los métodos de conexión del neutro a tierra, suministra la corriente de falla necesaria para operar los dispositivos de protección, así como para fundir los fusibles de protección en el lado primario del transformador, al ocurrir una falla a tierra en el lado secundario del mismo.

Las corrientes de falla a tierra que se tienen en éste sistema en muchos casos son de valores altos, lo cuál causa flameos y daños excesivos en el punto de falla.

Cuando ocurre una falla a tierra en el sistema, se debe desenergizar inmediatamente el circuito bajo falla, esto se debe tomar en cuenta en industrias donde la continuidad de servicio sea importante, con el objeto de buscar otro método de conexión del neutro a tierra.

El sistema con el neutro conectado efectivamente a tierra, es el más utilizado para tensiones de 600 [V] y menores, así como para voltajes mayores de 13.8 [kV].

6.3.3 Baja resistencia

Este sistema es el más usado para las tensiones de uno hasta 15 [kV], especialmente donde las máquinas rotatorias grandes estén conectadas al tablero de distribución principal.

El método de baja resistencia tiene la ventaja de dar una selectiva e inmediata desenergización del circuito con la falla a tierra, pero se requiere que la corriente mínima de dicha falla, sea lo suficientemente grande para que actúen los relevadores de protección contra fallas a tierra instalados en el sistema.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Las características principales para definir una resistencia para conexión del neutro a tierra son:

- La tensión de operación debe ser la de fase a neutro.
- La corriente inicial en amperes a la que se quiere limitar la corriente de falla a tierra.
- El tiempo permisible de la conducción de la corriente de falla a tierra, a la tensión especificada y sin causar una elevación de temperatura excesiva.
- La clase de servicio que se requiere.

Existen dos clases de servicio para la resistencia de conexión del neutro a tierra que son la de estado estable y la de rango de tiempo.

La categoría de estado estable se refiere al rango donde la resistencia conduce la corriente en forma continua o está dentro de un periodo mayor de lo permitido para una resistencia de tiempo prolongado.

Las categorías para las resistencias para conectar el neutro a tierra, clasificadas por rango de tiempo son:

- 10 [s]
- 60 [s]
- Tiempo prolongado

6.3.3.1 Rango de 10 [s]

a. Esta es la resistencia más pequeña (en lo que al tiempo se refiere) que se usa como un dispositivo de conexión del neutro a tierra, el cual limita la corriente de falla a tierra que pueda circular a través de un equipo.

b. La corriente permitida es generalmente considerada más alta que la corriente nominal del sistema, de aquí que la seguridad tanto del equipo como del sistema dependerá de la rápida operación del conjunto relevador e interruptor para evitar el daño, debiendo actuar dicho conjunto antes de los 10 [s].

6.3.3.2 Rango de 60 [s]

a. El común de la resistencia en el neutro del transformador, ha sido para limitar las corrientes de falla a tierra sobre los alimentadores que salen fuera de servicio durante las fallas a tierra, además de mejorar la regulación de la tensión. La corriente de falla a tierra en tales casos es con frecuencia menor que la corriente a plena carga del alimentador.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

b. El uso de la resistencia con un valor en tiempo de 10 [s] no es satisfactorio, para limitar la corriente de falla a tierra sobre los alimentadores, debido a que dicha resistencia deberá soportar muchas fallas en los diferentes alimentadores en rápidas sucesiones. De aquí que esta resistencia deberá ser seleccionada para un tiempo de 60 [s] y la corriente especificada, ya que será más robusta en su construcción.

6.3.3.3 Rango de tiempo prolongado

a. Para todas las aplicaciones donde una falla a tierra se le permita persistir por un periodo mayor a sesenta segundos, la resistencia para conexión a tierra, tendrá un rango de tiempo basado en la temperatura máxima alcanzada, a un valor constante de corriente, pero la selección de dicha resistencia tendrá como base que la operación no será frecuente.

6.3.3.4 Estado estable

Se tiene establecido que para una resistencia de puesta a tierra de rango "corriente continua" deberá soportar una elevación de temperatura de 385 [°C] bajo condiciones de estado estable. Para un rango de tiempo prolongado la elevación de temperatura que se permite es de 610 [°C] para resistencias fabricadas de acero galvanizado; aunque se prefiere sea menor a él indicado, o si se considera que la resistencia no tendrá esta elevación de temperatura más de 90 días (en promedio) por año, se deberá especificar una resistencia del tipo "estado estable".

En la selección de la resistencia de puesta a tierra, el valor de la tensión será como mínimo la que existe entre fases y tierra del sistema en que se conecte.

El valor en ohms de la resistencia se calcula con la siguiente expresión:

$$R = \frac{V_{I-n}}{I_f} [\Omega]$$

donde:

R = Resistencia de puesta a tierra [Ω]

I_f = Corriente de falla a tierra [A]

V_{I-n} = Tensión entre fase y tierra del sistema [V]

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La mayoría de los sistemas que utilizan una baja resistencia de puesta a tierra tienen un nivel de corriente de falla a tierra de 50 a 1200 [A]. El circuito viene a ser resistivo y la corriente de falla a tierra tiene corrientes y tensiones (provocadas por desconexión de interruptores) despreciables. Consecuentemente las corrientes y sobretensiones transitorias asociadas con fallas a tierra son mínimas y bien controladas.

Existen tres esquemas de protección que se utilizan para este sistema que son los siguientes:

- Relevadores de sobrecorriente conectados en forma residual (5I N).
- Sensor para fallas a tierra (5I GS).
- Relevador de sobrecorriente en el neutro del equipo (5I G).

6.3.4 Alta resistencia

Este sistema de conexión del neutro a tierra limita la corriente de falla a tierra a un valor muy bajo, normalmente de 0.1% de la corriente de falla trifásica. Por lo común la corriente se mantiene entre 1 [A] a un máximo de 10 [A] al seleccionar la conexión a tierra con resistencia del neutro para satisfacer el valor de:

$$R_n = \frac{V_{l-n}}{I_c} [\Omega]$$

donde:

V_{l-n} = tensión entre fase y neutro [A]

I_c = corriente capacitiva del sistema en las tres fases [A]

Esta resistencia de alto valor amortiguará el circuito resonante hasta un punto tal que impedirá el desarrollo de sobrevoltajes excesivos.

El criterio de diseño para conexión de un sistema a tierra por medio de una alta resistencia, considera que la corriente de falla a tierra deberá tener un valor menor al utilizado para baja resistencia.

El método de alta resistencia normalmente no requiere la inmediata desenergización del alimentador cuando se presenta una falla a tierra, ya que dicha corriente se limita a un valor muy bajo, del orden de 5 [A] normalmente y deberá ser por lo menos igual a la corriente de carga capacitiva a tierra del sistema.

Deberá evitarse el uso de sistemas con el neutro conectado a tierra a través de una alta resistencia con valores de corriente de falla entre fase y tierra que excedan a los 10 [A]

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

debido al daño que pueda causarse por la corriente de arco mayor a los 10 [A] dentro de un tablero o espacio cerrado.

Se recomienda el uso de este sistema cuando se tenga alguna de las siguientes condiciones:

- Corriente total trifásica de carga capacitiva en el sistema (I_c).
- Capacitancia de fase a tierra (C_0).
- Corriente de carga de secuencia cero (que está dada por la expresión $I_{c0} = I_c/3$).

El valor de la derivación para la resistencia deberá ser ajustado ligeramente arriba de la corriente de carga capacitiva natural del sistema.

6.3.5 Reactancia

Este sistema utiliza un reactor entre el punto neutro del transformador y tierra.

La corriente de falla a tierra que puede fluir en un sistema con el neutro conectado a tierra por medio de una reactancia, está en función del valor de la reactancia.

Para reducir al mínimo las sobretensiones transitorias, la selección del reactor se hará en base a limitar la corriente de falla a tierra a un mínimo del 25% de la corriente de falla trifásica, la cuál corresponde a la siguiente relación:

$$X0/X1 = 10$$

A menos del 25% de la corriente de falla trifásica, las sobretensiones transitorias debidas a reencendidos repetitivos del arco en el circuito con una falla a tierra pueden ser peligrosos.

El reactor como conexión del neutro a tierra no es utilizado normalmente en tensiones de 2.4 a 15 [kV] ya que existen otros métodos por ejemplo el de resistencia que permite limitar la corriente de falla a tierra hasta un 5% del valor de la corriente trifásica, siendo esto lo más utilizado.

Se recomienda el uso de reactor sólo si se tiene alguna de éstas condiciones:

- Los circuitos aéreos están conectados directamente a las máquinas rotatorias y expuestas a descargas atmosféricas directas.
- El reactor para conexión a tierra deberá cumplir con:

$$X0/X1 \leq 3$$

6.3.6 Neutralizador de fallas a tierra

Este sistema consta de un reactor con un valor óhmico relativamente alto conectado entre el neutro del sistema y tierra.

Una falla de fase a tierra causa una tensión de fase a neutro que es suministrada al sistema por medio del neutralizador, el cual produce una corriente inductiva. Esta corriente inductiva está 180° fuera de fase y es aproximadamente igual en magnitud a la resultante de la corriente de carga del sistema de las dos fases sin falla. Las componentes inductivas y capacitivas de las corrientes se neutralizan unas a las otras y la corriente restante en la falla se debe sólo a la resistencia, efecto corona y pérdidas en el aislante. Esta corriente es generalmente de baja magnitud y como está en fase con el voltaje de fase a neutro, la corriente y el voltaje pasan por cero en el mismo momento, extinguiéndose el arco sin peligro de descarga eléctrica o reencendidos y sin desconectar la sección dañada del servicio.

Este sistema es utilizado generalmente en tensiones de 15 [kV] y mayores, se recomienda su uso si se tiene alguna de estas características:

- a. Un sistema existente grande, con un máximo de dos transformadores de corriente por circuito.
- b. Sistema con una alta corriente de carga, expuestos a descargas atmosféricas directas, en la que el daño a las máquinas rotatorias pueda ser el resultado de una falla a tierra, si el sistema funciona como no conectado a tierra.
- c. Sistemas susceptibles de arcos a tierra, especialmente en líneas aéreas.

Se debe tener cuidado de mantener ajustado el neutralizador de pérdida de tierra a la capacitancia del sistema para minimizar la generación de voltajes transitorios. Cuando en un sistema se adiciona o se elimina carga por medio de sus interruptores, es necesario ajustar la reactancia colocada en el neutro, cambiando la derivación del neutralizador.

6.4 CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR

6.4.1 Datos del sistema

115 [KV], 3 Φ , 60 [Hz], 5000 [MVA] de capacidad de c.c.

6.4.2 Equipo a proteger

Transformador de potencia, 12.5 [MVA], OA/FA, 55 [°C], conexión delta estrella, 115-4.16 [KV], Z = 7.5%

6.4.3 Selección de la conexión del neutro a tierra

1. Se selecciona la conexión por medio de una "baja resistencia" para reducir la corriente de falla a tierra a un valor de 600 [A]
2. Tomando en cuenta que se trata de un sistema industrial la resistencia deberá poder conducir la corriente de falla a tierra durante un periodo de 10 [s].
3. El valor de la resistencia es de:

Para un sistema de 4.16 [kV]:

$$R = \frac{V_{l-n}}{I_f} = 4160 / (600 \times \sqrt{3}) = 4.003 [\Omega]$$

Para el sistema de 480 [V]:

$$R = 480 / (5 \times \sqrt{3}) = 55.42 [\Omega]$$

6.4.4 Sistema de protección para falla a tierra

- a. Con el objeto de tener mayor rapidez en la operación de los relevadores, los fabricantes de los mismos recomiendan que la relación del transformador de corriente sea la mitad del valor en amperes de la resistencia, en este caso, se contará con un transformador de corriente colocado en la resistencia de puesta a tierra con una relación de 300/5 [A].
- b. El sistema de protección se hará en base a un relevador sensor de falla a tierra que recibirá la señal del transformador de corriente y que tendrá como características de operación las siguientes:

No. ANSI	51G
Tipo	Sobrecorriente tiempo inverso
Rango	0.5 - 2 [A].

- c. Selección de la derivación del relevador:

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

- corriente de falla a tierra de la resistencia

$$I_f = 600 \text{ [A]}$$

- relación de transformación

$$R.T. = 300 / 5 = 60$$

- ajuste de la derivación (tap)

$$600 / 60 = 10 \text{ [A]}$$

- el ajuste mínimo del relevador será 0.5 [A], entonces:

$$60 \times 0.5 = 30 \text{ [A]}$$

Ya que el relevador tiene un rango de 0.5 a 2 [A] se puede suministrar una corriente para la operación del relevador de 30 a 120 [A].

d. Verificación de la sensibilidad del relevador

Para comprobar si la corriente que será suministrada al relevador es suficiente para su correcta operación, se requiere verificar su sensibilidad mínima requerida para este tipo de protección deberá ser del 10%.

La sensibilidad del relevador se obtiene dividiendo la corriente del primario del transformador de corriente entre la relación de transformación, el valor obtenido representa la corriente máxima secundaria en el t. c. y ésta corriente máxima se divide entre la derivación menor del rango de ajuste para el relevador. Entonces, tenemos:

$$I_{\text{máx.}} = I_f / R.T. = 600 / 60 = 10 \text{ [A]}$$

$$\text{Sensibilidad en \%} = 10 / 0.5 = 20\%$$

Ya que se requiere únicamente el 10% de sensibilidad (por recomendación del fabricante) para la adecuada operación del relevador, en éste caso se tiene el 20%, por lo cual, el relevador funcionará en forma correcta.

REFERENCIAS

(1) STD. IEEE 142

Recommended practice for grounding of ind. and commercial power systems.

RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

(2) CFE L0000-06-1980

Especificaciones de coordinación de aislamiento.

(3) STD IEEE 32

Terminology and test procedures for neutral grounding devices.

CAPITULO 7

DIMENSIONAMIENTO

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

7.1 DISTANCIAS DE DISEÑO

Las sobretensiones de origen atmosférico son los factores determinantes para las distancias de aislamiento en subestaciones de hasta 242 [kV] con acometidas aéreas.

Se ha establecido la onda de impulso de prueba a la cuál se conoce como nivel básico de aislamiento al impulso (NBI), éste está basado en la forma de onda correspondiente a la perturbación transitoria por descarga atmosférica, definida internacionalmente como "frente de onda de 1.2 [µs].

Es una práctica normal de fabricantes de equipo el hacer la prueba de impulso a los equipos prototipo utilizados en subestaciones, pero a los conductores, herrajes y aisladores de suspensión instalados en una subestación no es práctico ni económico el efectuar la prueba de impulso, sin embargo hay que establecer unas distancias dieléctricas relacionadas con el valor del nivel básico de aislamiento, distancias que pueden ser utilizadas en el arreglo de una subestación.

7.1.1 De fase a tierra

Las distancias de fase a tierra y entre fases no son independientes una de la otra, por lo que se calculará primero la distancia de fase a tierra y en base a ésta se calculará la distancia de entre fases.

Las distancias en aire entre fases y de fase a tierra deben garantizar una probabilidad baja de no flameo, la cuál se determina en base a las sobretensiones atmosféricas (impulso por rayo).

Para calcular las distancias mínimas de no flameo se parte de la relación entre la tensión crítica de flameo por descarga atmosférica (VCF) y el nivel básico de aislamiento al impulso por descarga atmosférica (NBI).

7.1.1.1 Cálculo de la tensión crítica de flameo (VCF)

La relación entre el nivel básico al impulso y la tensión crítica de flameo está dada por la siguiente expresión:

$$NBI = VCF_{est.} \cdot (1 - 1.3 \sigma) \text{ [kV]}$$

donde:

NBI = Nivel básico de aislamiento al impulso [kV]

VCF_{est.} = Tensión crítica de flameo estándar [kV]

σ = Desviación normalizada referida al VCF

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

A la desviación normalizada se le da el valor de 3% (Ref. 1), por lo que la ecuación del NBI queda como sigue:

$$NBI = 0.961 \cdot VCFest. \text{ [kV]}$$

Entonces, en una subestación de 115 [kV], tenemos que VCFest tiene un valor de:

$$VCFest. = NBI/0.961 = 550/0.961 = 572.32 \text{ [KV]}$$

La tensión crítica de flameo se afecta con la densidad del aire y la humedad del medio ambiente. Corrigiendo tenemos:

$$VCF = (Kh / \delta) \cdot VCFest. \quad (\text{Ref. 1})$$

donde:

$$\delta = (0.392 \cdot H) / (273 + T)$$

H = presión barométrica [mm de Hg]

Kh = factor de corrección por humedad

δ = densidad del aire en [Kg/m³]

T = temperatura del medio ambiente en [°C]

Sustituyendo valores tenemos:

a. densidad del aire

$$\delta = (0.392 \cdot 751) / (273 + 40) = 0.9405 \text{ [kg/cm}^3\text{]}$$

b. tensión crítica de flameo

$$VCF = 572.32/0.9405 = 608.5 \text{ [kV]}$$

$$VCF = 608.5 \text{ [kV]}$$

7.1.1.2 Cálculo de la distancia mínima de no flameo de fase a tierra (d'f-t)

Una vez corregida la TCF, se procede a calcular la distancia dieléctrica mínima de no flameo de fase a tierra por medio de la expresión:

$$VCF = K3 \cdot d'f-t \text{ [KV]}$$

donde:

d'f-t = distancia mínima de no flameo de f-t [m]

K3 = factor de electrodo [kV]

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

Entonces, la distancia mínima de no flameo de fase a tierra ($d'f-t$) queda:

$$K3 = 550 \text{ [kV]} \text{ (Ref. 3)}$$

$$d'f-t = VCF/K3 = 608.5/550 = 1.11 \text{ [m]}$$

$$d'f-t = 1.11 \text{ [m]}$$

7.1.1.3 Cálculo de la distancia mínima de no flameo entre fases ($d'f-f$):

La distancia entre fases la especificamos un 15% mayor que la distancia de fase a tierra, según recomendación de IEEE, entonces, tenemos que:

$$d'f-f = d'f-t * 1.15 = 1.3 \text{ [m]}$$

$$d'f-f = 1.3 \text{ [m]}$$

7.1.2 Distancias de diseño entre centros de fases y de centro de fase a tierra:

Las distancias anteriormente obtenidas son las distancias mínimas dieléctricas de no flameo, ahora se procede a calcular las distancias de diseño entre fases y de fase a tierra.

7.1.2.1 Entre fases ($df-f$)

La distancia de diseño entre centros de fases es la suma de la distancia mínima dieléctrica entre fases más el diámetro del aislador mayor o anillo equipotencial de equipo. A la distancia encontrada es recomendable aumentar un 10% para compensar desalineamientos en el equipo.

Entonces, la distancia de diseño entre fases queda:

$$df-f = (d'f-f + \text{diámetro del aisl. mayor}) + 10\%(df-f)$$

$$df-f = (1.3 + 0.58) * 1.1 = 2.07 \text{ [m]}$$

En nuestro caso, el diámetro del aislador mayor corresponde a 0.58 [m].

Utilizaremos una distancia de diseño entre fases igual a 2.5 [m].

7.1.2.2 De fase a tierra ($df-t$)

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

La distancia de diseño entre centros de fase y tierra se obtiene siguiendo el mismo procedimiento anterior, entonces:

$$df-t = (d'f-t + \text{diámetro del aislador mayor}) * 1.1 \text{ [m]}$$

$$df-t = (1.11 + 0.58) * 1.1 = 1.90 \text{ [m]}$$

$$df-t = 1.90 \text{ [m]}$$

7.1.3 Altura de las bases de los aisladores

Esta altura está basada en el alcance del brazo de una persona parada con los brazos extendidos y se considera como mínimo de 2.25 [m] (Ref. 1)

7.2 DISTANCIAS DE SEGURIDAD

7.2.1 Criterios

El análisis de las distancias de seguridad está basado en los trabajos y conclusiones del Comité de estudios núm. 23 de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), en donde se tomaron las consideraciones relacionadas con la seguridad del personal para la operación y mantenimiento de una subestación eléctrica en alta tensión, partiendo de la base de que las denominadas partes con potencial deben quedar fuera del alcance del personal, para lo cual puede recurrirse a los siguientes procedimientos:

- a. Las partes con potencial pueden hacerse inaccesibles mediante barreras o cercas que impidan acercarse a distancias peligrosas de las partes con potencial.
- b. Puede utilizarse equipo auto-protégido, en el que las partes con potencial quedan encerradas en cubiertas, concebidas de tal manera que en servicio normal, impidan cualquier acceso a dichas partes.
- c. Las partes con potencial pueden ponerse fuera del alcance del personal colocándolas a distancias de las zonas de circulación o de trabajo suficientemente grandes para hacer imposible un contacto accidental con las mismas.

7.2.2 Componentes de las distancias de seguridad

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

Se entiende como distancias mínimas de seguridad, a los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de una subestación, sin que exista riesgo para sus vidas

Las distancias de seguridad están constituidas por la suma de dos términos; el primero es la distancia de diseño de fase a tierra y el segundo, depende de la talla media de los operadores.

Para establecer las distancias de seguridad se considera la circulación del personal por la subestación y las maniobras del personal en cualquier punto de la subestación.

7.2.3 Distancia mínima del piso al bus rígido

La altura mínima sobre el nivel del piso de las partes con potencial debe ser suficiente para permitir la circulación del personal por la superficie de la subestación.

Esta altura mínima es igual a la distancia de diseño de fase a tierra aumentada en 2.25 [m] que es la altura que puede alcanzar una persona de talla mediana con un brazo extendido (Ref. 3).

Esta altura debe ser igual o mayor a la recomendada en la tabla 604.1a de las NTIE, la cuál recomienda una altura de 3.5 [m] por lo que:

$$dp-b = df-t + 2.25 = 1.9 + 2.25 = 4.15 \text{ [m]}$$

donde:

dp-b: Distancia del piso al bus rígido.

Utilizaremos una distancia del piso al bus de 4.20 [m].

7.3 ZONAS DE MANTENIMIENTO

Un aspecto importante del arreglo de equipo en subestaciones es la separación de zonas de mantenimiento, para lo cuál es necesario tener una idea clara de los elementos que deben ser agrupados y como se aíslan eléctrica y físicamente de los equipos vecinos con potencial.

Existen 4 zonas de mantenimiento importantes que son:

- Acometida.
- Barras.
- Interruptor de potencia.

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

d. Transformador.

7.3.1 Acometida

Se deberá adaptar a los requerimientos de la compañía suministradora de energía.

7.3.2 Barras

Se debe considerar que al dar mantenimiento, el bus esté desenergizado, pero sin olvidar que de un lado de las cuchillas existe potencial, aquí es donde entran las distancias de seguridad obtenidas anteriormente.

7.3.3 Interruptor

El interruptor es el equipo que requiere un mantenimiento más frecuente, y es virtualmente una práctica universal el proveer un medio de aislamiento (cuchillas desconectadoras) por lo menos en el lado de alimentación del interruptor, y separar éste de las partes vivas adyacentes por una distancia dieléctrica de seguridad.

La distancia horizontal o zona de mantenimiento requerida es:

$$D_{hm} = d_{f-t} + 225 = 1.9 + 2.25 = 4.15 \text{ [m]}$$

donde:

D_{hm} : Distancia horizontal de mantenimiento

7.3.4 Transformador

No es necesario dar una gran zona de mantenimiento entre el transformador y el interruptor debido a que para dar mantenimiento a éste es necesario desconectar el interruptor y abrir las cuchillas.

7.4 DISTANCIAS DE SEPARACIÓN ENTRE COMPONENTES

7.4.1 Entre cerca y apartarrayos (dA)

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

dA = Considerando que la cerca no debe quedar cerca de la estructura de acometida, damos un margen de 3 [m].

$$dA = 3.0 \text{ [m]}$$

7.4.2 Entre apartarrayos y cuchilla (dB)

dB = La mitad de la longitud de la cuchilla + distancia de diseño de fase a tierra

$$dB = 1.25 + 1.90 = 3.2 \text{ [m]}$$

7.4.3 Entre cuchilla y transformador de potencial (dC)

dC = Mitad de la longitud de la cuchilla + distancia de diseño de fase a tierra

$$dC = 1.25 + 1.90 = 3.2 \text{ [m]}$$

7.4.4 Entre t.p. y t.c. (dD)

dD = Basta con dos metros para meter una plataforma para mantenimiento.

$$dD = 2.0 \text{ [m]}$$

7.4.5 Entre t.c. e interruptor (dE)

dE = 2 metros para plataforma de mantenimiento.

$$dE = 2.0 \text{ [m]}$$

7.4.6 Entre interruptor y transformador (dF)

dF = La mitad de la longitud del transformador + alcance de una persona con los brazos extendidos + distancia mínima de fase a tierra.

$$dF = 1.75 + 2.25 + 1.11 = 5.11 \text{ [m]}$$

$$dF = 5.2 \text{ [m]}$$

7.4.7 Entre transformador y cuarto de control (dG)

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

dG = Con un metro será suficiente

$$dG = 1 \text{ [m]}$$

7.5 ESTRUCTURA DE ACOMETIDA

La función de la estructura de acometida es recibir y rematar los cables de la línea que llega a la subestación por parte de la compañía suministradora de energía.

Para escoger el tipo de estructura hay que analizar las ventajas técnicas como económicas de las diferentes alternativas. En nuestro caso podemos elegir la estructura tipo "A" o la estructura tipo "H" ya que cumplen en su diseño estructural con el requisito eléctrico y mecánico necesario.

7.5.1 Diseño eléctrico

Por el diseño eléctrico de una estructura de acometida se entenderá la determinación de las siguientes distancias:

- Distancia de diseño de fase a tierra.
- Distancia de diseño de fase a fase.
- Altura del punto de fijación en la estructura para los cables de acometida.
- Altura del punto de fijación en la estructura para el hilo de guarda.

Las distancias de diseño de fase a tierra y de fase a fase ya fueron calculadas en el inciso 7.1.3, por lo cuál obtenemos ahora las alturas de la acometida y del hilo de guarda.

7.5.1.1 Altura de la acometida

La altura del punto de fijación para la acometida se obtiene de la siguiente expresión:

$$h \geq 5.0 + (0.006 \cdot V_{\text{máx}}) \text{ [m]}$$

donde:

h = altura de la acometida [m]

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

$V_{\text{máx}} = \text{Tensión máxima de diseño [kV]}$

Esta altura en ningún caso debe ser menor a 6 [m].

Calculando la altura de la acometida tenemos:

$$h \geq 5,0 + (0,006 * 121) = 5,726 \text{ [m]}$$

En nuestra subestación consideramos una altura de la acometida igual a 7,5 [m] obligada por la altura de otros equipos.

7.5.1.2 Altura mínima del hilo de guarda

Para calcular la altura mínima del hilo de guarda utilizaremos el método electrogeométrico.

La corriente mínima que puede provocar una falla en el aislamiento del equipo de una subestación al incidir en ésta una descarga atmosférica se obtiene con la siguiente expresión:

$$I_c = (2 \times VCF) / Z_c \text{ [A]}$$

donde:

$I_c = \text{Corriente crítica [A]}$

$VCF = \text{Tensión crítica de flameo [V]}$

$Z_c = \text{Impedancia característica de la línea } [\Omega]$

La impedancia la calculamos mediante la expresión:

$$Z_c = 60 * \text{Ln} ((2 \times D) / r) \text{ } [\Omega]$$

donde:

$D = \text{altura mayor de el bus (corresponde a las boquillas del transf. con 6 [m].)}$

$r = \text{radio exterior del conductor [m].}$

Sustituyendo valores para calcular la impedancia, tenemos:

$$Z_c = 60 * \text{Ln} ((2 \times 6,0) / 0,060325) = 317,6 \text{ } [\Omega]$$

Sustituyendo valores para calcular la corriente crítica tenemos:

$$I_c = (2 * 608,2) / 317,6 = 3,83 \text{ [kA]}$$

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

A la distancia en que se rompe el aislamiento en función de la corriente crítica se le llama distancia crítica de flameo y la calculamos mediante la expresión:

$$rcf = 9.4 \cdot (I_c)^{2/3} \quad [m]$$

donde:

rcf = distancia crítica de flameo [m]

Ic = corriente crítica [kA]

Sustituyendo valores, tenemos:

$$rcf = 9.4 \cdot (3.83)^{2/3}$$

$$rcf = 23 \quad [m]$$

Con esto calculamos cuál es la altura mínima sobre las fases a la que pueden estar los hilos de guarda mediante la expresión:

$$b = rcf - \sqrt{(rcf^2 - d^2)} \quad [m]$$

donde:

b = altura mínima de los hilos de guarda sobre las fases [m].

d = dist. hor. de la fase central a la est. de acometida [m].

Sustituyendo valores tenemos:

$$b = 23 - \sqrt{(23^2 - 5^2)} = 0.549 \quad [m]$$

Consideraremos una altura de los hilos de guarda en el lado del transformador de 7.5 [m].

Para la altura del hilo de guarda en la torre de acometida tomamos en cuenta la altura de la línea de remate que es de 7.5 [m] y el hilo de guarda lo colocamos a 1.5 [m] más arriba, lo que nos da una altura de:

$$H = 9 \quad [m]$$

donde:

H = altura del hilo de guarda en la est. de acometida [m]

7.5.2 Diseño mecánico

Los elementos que se deben considerar para el diseño mecánico son los siguientes:

DIMENSIONAMIENTO DE LA SUBESTACIÓN

- a. Peso de los tres conductores de línea.
- b. Peso del cable de guarda.
- c. Peso de los aisladores y herrajes.
- d. Presión del viento sobre los conductores.
- e. Tensión mecánica máxima de los cables.
- f. Carga mecánica considerando la carga vertical, transversal y longitudinal.

Es conveniente aclarar, que está fuera de nuestro alcance decidir el tipo de estructura más adecuado, ya que ésta función le corresponde al departamento civil.

REFERENCIAS

- | | |
|--|--|
| (1) Manual de diseño de subestaciones eléctricas | CLyF |
| (2) CFE-L0000-06-1991 | Especificaciones de coordinación de aislamiento. |
| (3) Comité de estudios núm. 23 | CEI |
| (4) Normas técnicas de instalaciones eléctricas | SECOFI-DGN |

CAPITULO 8
DISEÑO DE BARRAS
COLECTORAS

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

8.1 BARRA COLECTORA

Es el conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes elementos de que consta la subestación.

Pueden tenerse en la subestación varios juegos de barras, correspondientes a diferentes circuitos, en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del diseño propio de la subestación.

8.1.1 Elementos de las barras

- a. Conductores eléctricos: Son elementos que sirven para la conducción de corriente.
- b. Aisladores: Sirven como elementos aislantes y de soporte mecánico de los conductores eléctricos.
- c. Conductores y herrajes: Sirven para unir los diferentes tramos de conductores, para sujetar estos a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos que existen en las barras.

8.2 DISEÑO DE BARRAS

Implica la selección apropiada del conductor en lo referente al material, tipo y forma del mismo; a la selección de los aisladores y sus accesorios y a la selección de las distancias entre apoyos.

La distancia entre fases y de fase a tierra quedaron definidas en los cálculos de dimensionamiento de la subestación.

El diseño se realizó en base a la capacidad de conducción de corriente y de los esfuerzos estáticos y dinámicos a que se ven sometidas las barras. La selección final se realiza tomando en cuenta los aspectos económicos y la disponibilidad de materiales existentes en el mercado.

8.2.1 Tipos de barras

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

Cables: Es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Este es el tipo de barra comúnmente usado por ser el más económico de los tres tipos, además de que se obtienen claros más grandes en las subestaciones. Los materiales más usados son: cobre, aluminio y aluminio reforzado con cables de acero.

Las desventajas del cable son:

Mayores pérdidas por efecto corona y efecto superficial

Tubos de cobre y aluminio:

Ventajas:

- a. Igual resistencia a la deformación en todos sus planos.
- b. Reduce el número de soportes necesarios debido a su rigidez.
- c. Reduce las pérdidas por efecto corona y efecto superficial.

Desventajas:

- a. Alto costo del tubo en comparación con otros tipos de barras.
- b. Requiere gran número de juntas de unión debido a las longitudes relativamente cortas en que se fabrican los tramos del tubo.

La selección del tubo en tamaño y peso se hace en base a la capacidad de conducción de corriente y de su deflexión, siendo ésta última el factor determinante.

Ventajas del tubo de aluminio respecto al cobre:

- a. Mayor capacidad de corriente en igualdad de peso.
- b. A igual conductividad el costo del aluminio es menor que el cobre.

Desventajas del aluminio respecto al cobre:

- a. Mayor volumen del tubo en igualdad de conductividad.
- b. Los conectores son más caros.

Soleras:

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

La barra más comúnmente usada para conducir grandes cantidades de corriente es la solera de cobre o de aluminio.

Ventajas:

- a. Es relativamente más económica que el tubo.
- b. Tiene mayor superficie de radiación.

Desventajas:

- a. Tiene baja resistencia mecánica al pandeo debido a esfuerzos de circuito corto.
- b. Mayores pérdidas por efecto superficial.

8.3 FACTORES QUE AFECTAN AL CLARO

a. El arreglo del equipo, material y tipo de barras. Estos tres factores son los primeros que deben considerarse para fijar el claro entre estructuras de soporte de barras. Por supuesto que para determinar los tres factores habrá sido necesario considerar: la tensión del sistema, la capacidad de conducción, experiencia previa, preferencias o estandarización de diseño, arreglos en otras subestaciones del sistema o plantas del usuario.

b. Peso propio de los conductores: Constituye una carga estática vertical junto con el peso de los conectores.

c. Peso del hielo: Cuando se deba considerar la carga de hielo acumulada en el conductor, tenemos la segunda carga estática vertical.

d. Peso de los aisladores y herrajes: Es la última de las cargas estáticas que deben considerarse, aunque no pertenece propiamente a las barras, se debe tomar en cuenta para determinar la carga total sobre las estructuras de soporte.

e. Dilatación: Se considera la dilatación longitudinal por variación externa de la temperatura ambiente, la absorción de radiación solar y por efecto Joule. Este factor se debe considerar principalmente en su forma diferencial entre el material de conductores rígidos y la estructura, ya que la diferencia de dilataciones, puede producir esfuerzos excesivos en los aisladores de soporte. Por ser variable, se considera como carga dinámica.

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

Para el conductor, la temperatura máxima será el resultado acumulativo de la temperatura ambiente máxima, el aumento por absorción de calor y el aumento por efecto Joule.

f. Carga del viento: Es otra carga dinámica que actúa horizontalmente, se debe a que la velocidad del viento produce una presión cuyo valor se calcula mediante una fórmula posteriormente enunciada.

g. Esfuerzos por circuito corto: Constituyen un efecto dinámico debido a la fuerza por unidad de longitud que aparece entre los conductores de fase. Se incrementa en proporción al cuadrado de la corriente en caso de circuito corto. Como consecuencia se producen también esfuerzos longitudinales en los mismos conductores y de torsión en los aisladores rígidos perpendiculares a los conductores.

h. Esfuerzos por vibración: Se deben generalmente a determinadas circunstancias que concurren bajo circuito corto y que producen aumento por esfuerzos de vibración, sobre todo bajo condiciones de resonancia. No siempre afectan seriamente a los conductores, pero sí a las estructuras de soporte y a los aisladores sobre los cuales la carga puede aumentar hasta cinco veces o más la calculada por circuito corto.

8.4 FACTORES QUE AFECTAN EL DIÁMETRO Y LA SEPARACIÓN ENTRE CONDUCTORES

a. Capacidad de conducción: El diámetro se determina en primer lugar por la corriente máxima que debe conducir.

b. Efecto corona: Es una descarga, y por lo tanto representa pérdidas causadas por la ionización del aire que rodea un conductor, la cuál a su vez se debe a valores del gradiente de potencial

Intervienen en estas pérdidas: el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie, la humedad del aire y la altitud sobre el nivel del mar. En tiempo lluvioso estas pérdidas llegan a ser hasta 12 veces mayores que en tiempo seco. Por altitud se reduce, siendo aproximadamente 32% menor a 3000 [m] que al nivel del mar.

El efecto corona tiene como consecuencia además de las pérdidas, el efecto de radio interferencia. Se percibe como un ruido de crepitación y en la noche como un brillo violáceo, cuando se alcanza la tensión crítica para corona visible, mayor que la crítica disruptiva.

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

- c. En algunos casos el diámetro de un conductor no quedará definido por la densidad de corriente, sino por la distancia entre apoyos y el efecto corona.
- d. Nivel básico de aislamiento: Según se establece en las normas (Ref. 1), las distancias mínimas aplicables para la separación entre fases y de fase a tierra dependen del nivel básico de aislamiento al impulso.
- e. Tensión crítica disruptiva: Corresponde a la falla de aislamiento constituido por el aire que rodea a los conductores bajo el esfuerzo producido por el campo eléctrico y por lo tanto, representa un paso de corriente.
- f. Esfuerzos por corto circuito: El diseño mecánico por este factor interviene en la separación entre conductores.

8.5 AISLADORES

La selección adecuada del tipo de aislador dependerá del tipo de barra que se emplee, el nivel de aislamiento, de los esfuerzos mecánicos a que está sujeto y de las condiciones ambientales del lugar.

Se utilizan dos tipos de aisladores: Los aisladores rígidos y las cadenas de aisladores.

- a. Aisladores rígidos: Este tipo de aisladores se utilizan para el soporte de barras rígidas, como son los tubos y las soleras.

Existen de dos tipos: Los aisladores tipo alfiler y los aisladores tipo columna, los primeros son elementos que pueden usarse solos o sobreponiéndose uno sobre otro para formar un conjunto que permita alcanzar el nivel de aislamiento adecuado.

Los aisladores de tipo columna están formados por una sola pieza de mayor longitud que las anteriores, presentando una alta resistencia mecánica y mayor estabilidad.

- b. Cadena de aisladores: Se utilizan para soportar cables. Estas cadenas se forman con aisladores enlazados y su número dependerá del nivel de aislamiento que se desee alcanzar.

La selección del tipo de aislador se hace en base a sus características electromecánicas. Los principales materiales utilizados en la construcción de estos son: porcelana, vidrio templado y resinas epóxicas. Las principales características de estos materiales son:

- a. Alta resistencia eléctrica.
- b. Alta resistencia mecánica.
- c. Cero absorción de humedad.

8.6 CONECTORES

Sirven para conectar los diferentes tramos de las terminales de tubos que forman una barra, y para conectar las barras a los equipos.

Algunos tipos de estos son: soldables, atornillables y de compresión.

Juntas de expansión: Son las formadas por conductores flexibles y sirven para absorber las compresiones térmicas en las barras, se instalan en el punto de conexión de las barras y el equipo, con el fin de evitar esfuerzos mecánicos sobre las boquillas de dicho equipo.

Herrajes: Sirven para la fijación o soporte de las barras sobre los aisladores o de los aisladores sobre las estructuras metálicas. Los herrajes usados en barras de tubo o solera pueden ser de los siguientes tipos:

1. Soportes de anclajes (clemas fijas).
2. Soportes deslizantes sobre los que resbala el conductor al dilatarse.

Todos los accesorios tendrán las siguientes características:

- a. Resistencia mecánica: Para soportar los esfuerzos producidos por circuito corto, viento y expansión térmica.
- b. Conductividad eléctrica: Para disminuir las pérdidas de potencia en la conexión.
- c. Capacidad de conducción de corriente: Para poder conducir toda la corriente de las barras.

Los materiales más usados en los accesorios son el cobre y el aluminio en diferentes aleaciones.

8.7 MEMORIA DE CÁLCULO DEL DISEÑO DE BARRAS

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

Objetivo: Calcular el calibre más adecuado (económica, eléctrica y mecánicamente) del bus de la subestación y verificar que no se presente efecto corona y radiointerferencia.

8.7.1 Cálculo eléctrico

A. Selección de la sección recta del conductor

Se seleccionará en base a la capacidad de conducción de corriente y a las características ambientales de la instalación, así como de su deflexión.

La capacidad máxima del bus es de: 12.5 MVA en 115 kV, por lo tanto:

$$I = 62.755 \text{ [A]}$$

Se selecciona tubería de aluminio de 2" de diámetro, (después de realizar 3 iteraciones con calibres menores desde 1/8" hasta 1/2" llegando a seleccionar 2" de diámetro observando que los esfuerzos electromecánicos son los determinantes para la selección recta del conductor); 53% de conductividad, y de la tabla B-3 (Ref. 2), se tiene que para una elevación de temperatura de 30 [°C] (Ref. 3):

Material	Aluminio suave	
Diámetro nominal	2 ["]	5.08 [cm]
Diámetro exterior	2.375 ["]	6.0325 [cm]
Diámetro interior	2.067 ["]	5.25018 [cm]
Radio exterior	1.1875 ["]	3.01625 [cm]
Área	1.0745 [plg ²]	6.93224 [cm ²]
Peso	1.262 [lb/ft]	1.878 [kgf/m]
S (módulo de sección)	0.56059 [plg ⁴]	9.1865 [cm ³]
J (momento de inercia)	0.655697 [plg ⁴]	27.71 [cm ⁴]
E (mod. de elast.)	0.704*10 ⁶ [kgf/cm ²]	10*10 ⁶ [lb/cm ²]
Límite elástico		9253 [kgf]
Ampacidad		991 [A]
Resistencia última a la tensión		843.6 [kgf/cm ²]

Con las condiciones de la instalación mencionadas en la introducción del arreglo del equipo, del cálculo de sobretensiones y aislamientos, calculados en el capítulo de DIMENSIONAMIENTO se tiene una separación entre barras de 2.5 [m].

B. Criterios para la selección del tipo de barra

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

Se selecciono tubería de aluminio porque la zona en que se ubica la subestación está próxima a la costa y los vientos son de hasta 150 [km/hr], así como por la corriente que conduce resulta más factible una barra de tipo rígido. Esta tiene las siguientes características:

1. Tiene capacidades de conducción de corriente relativamente grandes por unidad de área.
2. Igual resistencia a la deformación en todos sus planos.
3. Reduce el número de soportes debido a su rigidez.
4. Facilita la unión entre dos tramos de tubo.
5. Reduce las pérdidas por efecto corona y efecto superficial.

Características del sistema:

Tensión	115 [kV]
Nivel máximo de corto circuito	5 000 [MVA]
Frecuencia	60 [Hz]
Núm. fases/hilos	3/3
Capacidad máxima del transf.	12.5 [MVA]
Corriente máx. de corto circuito	25 102.2 [A]
Separación entre fases	2.5 [m]
Claro (con soporte en medio)	5.0 [m]
Altura del bus	4.2 [m]

C. Comprobación de la sección recta de la barra para verificar la no radio interferencia

C.1 Cálculo del gradiente superficial critico (Ref. 5)

$$g_0 = 21.2 (1 + (0.3/\sqrt{r})) \text{ [kV/cm]}$$

donde :

g_0 = gradiente superficial critico [kV/cm]

r = radio exterior del conductor en [cm]

$$g_0 = 21.2 (1 + (0.3/\sqrt{3.016})) \text{ [kV/cm]}$$

$$g_0 = 24.86204 \text{ [kV/cm]}$$

C.2 Tensión crítica disruptiva

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

$$V0 = g0 \cdot \delta^{2/3} \cdot r \cdot mf \cdot ms \cdot \log(DMG/r) \cdot 2.3 \text{ [kV]}$$

donde:

V0 = tensión crítica disruptiva [kV]

g0 = gradiente superficial crítico [kV/cm]

r = radio exterior de la barra [cm]

mf = factor de forma para barra rígida = 1 (Ref. 2)

ms = factor de forma para conductores nuevos = 0.8 (Ref. 2)

DMG = $[dAB \cdot dBC \cdot dCA]^{1/3}$ [cm]

δ = factor de densidad del aire

$$\delta = (3.92 \cdot Patm) / (273 + t_{amb})$$

$$\delta = (3.92 \cdot 75.1) / (273 + 40) = 0.940$$

$$V0 = 24.8621 \cdot (.940^{2/3}) \cdot 3.016 \cdot 1.0 \cdot 0.8 \cdot \log(315/3.016) \cdot 2.3$$

$$V0 = 269.5394 \text{ [kV]}$$

Para un buen tiempo se debe tener un coeficiente de seguridad :

$$V0/Vm \geq 1$$

donde :

V0 = tensión crítica disruptiva [kV]

Vm = $115/\sqrt{3} = 66.3952$ [kV]

Por lo tanto :

$$269.5394/66.3952 = 4.059 > 1 \text{ (aceptable)}$$

D. Cálculo de pérdidas por efecto corona

Aplicando la fórmula de Ws Peterson para un buen tiempo:

$$P0 = (1257.6 \cdot 10^{-6}) \cdot (kVn)^2 \cdot (F) / (\log(DMG/r))^2 \text{ [kw/km/fase]}$$

donde :

r = radio exterior del conductor [cm]

kVn = voltaje al neutro [kV]

DMG = distancia media geométrica [cm]

F = 0.005, por interpolación de la función (kV/kV0 = .24)

$$P0 = (1257.6 \cdot 10^{-6}) \cdot (66.3953)^2 \cdot (.005) / (\log(315/3.016))^2$$

$$P0 = .0068 \text{ [kw/milla/fase]} < 0.1 \text{ [kw/milla/fase]}$$

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

Por lo tanto, las pérdidas por efecto corona son mínimas.

8.7.2 Comprobación por circuito corto:

A. La elevación de temperatura por segundo que una corriente de falla I produce en un conductor de aluminio de sección recta A , vale:

$$\theta = t \cdot 1.875 \cdot (I_{cc}/A)^2 \cdot 10^{-8} \text{ [}^\circ\text{C]}$$

donde:

θ = elevación de temperatura [$^\circ\text{C}$]

I_{cc} = corriente de corto circuito simétrica [A]

A = sección recta de la barra [plg^2]

t = tiempo de liberación de la falla [s]

$$I_{cc} = MV_{Acc} \cdot 1000 / (\sqrt{3} \cdot V_l) \text{ [kA]}$$

donde:

MV_{Acc} = capacidad máxima de circuito corto [MVA]

V_l = voltaje entre fases [kV]

$$I_{cc} = 5000 \cdot 1000 / (\sqrt{3} \cdot 115)$$

$$I_{cc} = 25\,102.18 \text{ [A]}$$

$A = 1.0745 \text{ [plg}^2\text{]},$ sección recta de la barra

$t = 0.5 \text{ [s]},$ tiempo de liberación de la falla

$$\theta = 0.5 \cdot 1.875 \cdot (25\,102.18 / 1.0745)^2 \cdot 10^{-8}$$

$$\theta = 5.1165 \text{ [}^\circ\text{C]}$$

$\theta_f = \theta + \text{temp. amb. máx.}$

$$\theta_f = 3.411 + 70$$

$$\theta_f = 73.411 < 300^\circ\text{C (temperatura final en caso de falla)}$$

Para el calibre del conductor seleccionado, la elevación de temperatura en caso de falla se encuentra dentro de los límites permisibles, por lo tanto cumple por temperatura.

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

A.1 Comprobación de capacidad de circuito corto

$$I = 0.144 \cdot 10^6 \cdot A \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{t}\right) \cdot \log\left(\frac{(t_f - 20) + (15150/G)}{(t_i - 20) + (15150/G)}\right)}$$

donde :

I = I_{cc} simétrica máxima [A]

A = Área de la sección transversal [plg^2]

G = conductividad [%]

t_f = temperatura final [$^{\circ}\text{C}$]

t_i = temperatura inicial [$^{\circ}\text{C}$]

t = tiempo de liberación de la falla [s]

$$I = 0.144^2 \cdot 10^6 \cdot 1.0745 \cdot \sqrt{\left(\frac{1}{0.5}\right) \cdot \log\left(\frac{(70 - 20) + (15150/40)}{(40 - 20) + (15150/40)}\right)}$$

$$I = 38\,838.53 \text{ [A]} > I_{cc} = 25\,102.18 \text{ [A]}$$

Para el calibre del conductor seleccionado la corriente máxima en caso de falla, se encuentra dentro de los límites permisibles, por lo tanto cumple por corriente de circuito corto.

B. Esfuerzos electromagnéticos ocasionados en caso de falla

De la expresión para conductores llevando una misma corriente alterna, la fuerza por unidad de longitud vale

$$F = M \cdot 2.04 \cdot I_{cc}^2 \cdot d \cdot 10^8 \text{ [kgf/m]}$$

donde:

F = fuerza por unidad de longitud [kgf/m]

M = 6.9 (para circuitos trifásicos)

d = espaciamiento entre conductores [m]

I = corriente de corto circuito en [A]

$$F = 6.9 \cdot 2.04 \cdot (25\,102.18)^2 / (2.5 \cdot 10^8) \text{ [kgf/m]}$$

$$F = 35.47826 \text{ [kgf/m]}$$

8.7.3 Cálculo mecánico

De acuerdo al arreglo del equipo, la longitud máxima de las barras colectoras es igual a 5 [m].

Considerando la barra como una viga fija en sus extremos y con apoyo libre en el centro, con 2 claros iguales, la flecha máxima vale:

$$f = P \cdot L^4 / (384 \cdot E \cdot J) \text{ [cm]}$$

donde :

P = peso del conductor [kgf/cm]

L = claro entre apoyos [m]

E = módulo de elasticidad [kgf/cm²]

J = momento de inercia [cm⁴]

$$J = (\pi/64) \cdot (6.0325^4 - 5.25018^4)$$

$$J = 27.71 \text{ [cm}^4\text{]}$$

La flecha máxima permisible entre 2 apoyos es de L/200 (Ref. 5)

$$f_{\text{máx.}} = 250/200 = 1.25 \text{ [cm]}$$

Por lo tanto:

$$f = 0.01878 \cdot 250^4 / (384 \cdot 0.704 \cdot 10^6 \cdot 27.71)$$

$$f = 0.009792 \text{ [cm]} < 1.25 \text{ [cm]} \text{ por lo tanto es aceptable}$$

A. Comprobación por esfuerzo de trabajo

A.1 Cargas verticales: peso propio de la barra y peso del hielo.

Peso de hielo:

$$Ph = 1.244 \cdot rh \cdot (\text{dext.} + rh) \text{ [lb/ft]}$$

donde:

Ph = peso de hielo [lb/ft]

rh = espesor de hielo [plg]

dext = diámetro exterior del conductor [plg]

$$Ph = 1.244 \cdot (0.236) \cdot (2.375 + 0.236)$$

$$Ph = 0.766 \text{ lb/ft} = 1.14211 \text{ [kgf/m]}$$

A.2 Cargas horizontales

Estas cargas son debidas a la velocidad con que se desplaza el viento en el lugar donde está ubicada la subestación.

La fuerza ejercida por unidad de longitud sobre la barra es:

$$F_{viento} = (0.075) \cdot V_{viento}^2 \cdot d_{exterior}$$

donde:

F_{viento} = fuerza debida al viento [kgf/m]

V_{viento} = velocidad del viento [m/s]

$d_{ext.}$ = diámetro exterior del conductor [m]

$$d_{ext} = 6.0325 \cdot 10^{-2} \text{ [m]}$$

$$F_{viento} = 0.075 \cdot 41.666^2 \cdot 6.0325 \cdot 10^{-2}$$

$$F_{viento} = 7.8548 \text{ [kgf/m]}$$

El esfuerzo total actuando sobre las barras (esfuerzos verticales y horizontales) es:

$$P_{total} = [(P+Ph)^2 + (F_{cc}+F_v)^2]^{1/2} \text{ [kgf/m]}$$

donde:

P_{total} = fuerza total sobre el conductor [kgf/m]

P = peso propio del conductor [kgf/m]

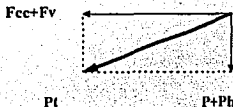
Ph = Peso del hielo [kgf/m]

F_{cc} = fuerza de corto circuito [kgf/m]

F_v = fuerza del viento [kgf/m]

$$P_{total} = [(1.878+1.14211)^2 + (35.47826+7.8548)^2]^{1/2}$$

$$P_{total} = 43.438 \text{ [kgf/m]}$$



Sustituyendo el peso total obtenido en la expresión para el cálculo de la flecha, tenemos:

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

$$f = 0.43438 \cdot 250^4 / (0.704 \cdot 10^6 \cdot 27.71 \cdot 384)$$

$$f = 0.2265 \text{ [cm]}$$

Como $0.2265 \text{ [cm]} < 1.25 \text{ [cm]}$, la deflexión es aceptable.

$$\theta = \text{ang tan} = (F_{cc} + F_v) / (P + Ph) \text{ [}^\circ\text{]}$$

$$\theta = \text{ang tan} = (43.438 + 7.8548) / (1.878 + 1.14211)$$

$$\theta = 86.63 \text{ [}^\circ\text{]}$$

El momento flexionante es:

$$M = Pt \cdot L^2 / 12 \text{ [kgf} \cdot \text{m]}$$

Y el momento resistente es:

$$MR = J/Y, \text{ pero } J/Y = S = 2 \cdot J/d^2$$

$$\text{Igualando M y MR } Pt \cdot L^2 / 12S = \sigma \cdot S \quad \sigma = Pt \cdot L^2 / (12 \cdot S)$$

donde:

σ = momento resistente al esfuerzo total [kgf/cm²]

Pt = carga total sobre las barras [kgf/m]

L = claro entre apoyos [m]

S = módulo de sección del conductor [cm³]

Se debe cumplir que:

$$\sigma \leq \sigma \text{ máx. de ruptura} / 2$$

De tablas de propiedades físicas del material se tiene que, para aluminio suave:

$$\sigma \text{ máx. de ruptura} = 843.6 / 2 = 421.8 \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

$$\sigma = 0.43438 \cdot 250^2 / (12 \cdot 9.186) = 246.26 < 421.8$$

$$\sigma = 246.26 < 421.8 \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

Determinación de los esfuerzos de tensión y compresión con el conductor y las cargas actuando sobre las estructuras de soporte:

$$\sigma \text{ total} = \sigma \text{ trabajo} + \sigma \theta \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

$$\sigma\theta = \alpha * E * (\theta_1 - \theta_0) \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

donde:

$\sigma\theta$ = esfuerzo por incremento de temperatura [kgf/cm²]

α = coeficiente de dilatación lineal promedio [1/°C]

θ_1 = temperatura final [°C]

θ_0 = temperatura inicial [°C]

$$\sigma\theta = 0.0000231 * 0.704 * 10^6 * (73.411 - 40)$$

$$\sigma\theta = 543.343 \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

$$\sigma_{total} = 246.26 + 543.343 \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

$$\sigma_{total} = 789.603 \text{ [kgf/cm}^2\text{]}$$

Los aisladores de columna o estructura que soporten a las barras rígidas deben seleccionarse para que tengan una resistencia mínima en cantiliver total de $2 * \sigma_{total} * A$, o sea:

$$2 * 789.603 * 6.93224 = 10,947.43 \text{ [kgf]}$$

Revisando los catálogos de algunos fabricantes de aisladores tipo columna, se puede observar que la resistencia en cantiliver en todos los casos es mucho menor a la fuerza que en un momento puede actuar sobre ellos.

Por tanto, es recomendable que en los aisladores, se utilicen conectores de expansión, de tal forma que estos puedan absorber tales esfuerzos.

8.8 CALCULO DE AISLADORES

8.8.1 Cálculo de la cadena de aisladores

Utilizando aisladores tipo suspensión calavera y bola NEMA 52-8 (Ref. 7) con una altura de 146 [mm] y con la distancia de fase a tierra obtenida en la memoria de cálculo del dimensionamiento de la subestación:

$$\text{No. de aisladores} = df - \text{alt. a.}$$

donde:

df-t = distancia de fase a tierra [m]

alt. a = altura del aislador [m]

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

$$\text{No. de aisladores} = 1.110/0.146 = 7.6 \text{ Aisladores}$$

Por lo tanto se emplearán 8 aisladores por cadena

Verificando por contaminación y considerando la zona con un nivel de contaminación media, la distancia de fuga requerida es de 20 [mm/kV_{ef}] (Ref. 6)

$$\text{Distancia requerida} = 20 \cdot 121 = 2420 \text{ [mm]}$$

El aislador NEMA 52-8 tiene una distancia de fuga de 370 [mm]

$$\text{No. de aisladores} = 2420/370 = 6.54 \text{ Aisladores}$$

Por lo tanto, la cadena con 8 aisladores cumple con los requerimientos.

8.8.2 Cálculo de aisladores tipo alfiler

Del cálculo anterior se requiere una distancia conductor-estructura igual a 1.11 [m]. Se usarán aisladores NEMA 10 con una altura de 381 [mm] (Ref. 7).

$$\text{No. de aisladores} = 1.110/0.3812 = 2.88$$

Se emplearán 3 aisladores en estructura para el soporte de barras.

Por contaminación, se requiere una distancia de fuga de 246 [cm], y cada aislador soporte tiene una distancia de fuga de 712 [mm].

$$\text{No. de aisladores} = 242/71.2 = 3.398 \text{ Aisladores}$$

Por lo tanto, 3 aisladores cubren los requerimientos.

REFERENCIAS

(1) Normas técnicas para instalaciones eléctricas.

(2) STD ANSI/IEEE 605-1991,

(3) Electrical transmission and distribution reference book.

SECOFI-DGN

Guide for design of substations rigid bus structures.

WESTINGHOUSE CO.

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

(4) Catálogo de características
de buses Burndy no. 50

BURNDY CO.

(5) Electric Power transmission
and Distribution

Freeman Harrap

(6) CFE-L0000-06

Especificaciones de coord. de
aislamiento.

(7) Catálogo de aisladores

IUSA

PROGRAMA BARRAS (BARRAS.BAS):

```

10 SCREEN 0: KEY OFF: COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 1, 26
15 PRINT "***** CALCULO DE BARRAS *****"
20 COLOR 26, 9: LOCATE 3, 30: PRINT "A) DISEÑO PRELIMINAR"
21 LOCATE 4, 30: PRINT "-----": COLOR 14, 9
22 LOCATE 5, 23: PRINT "CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR"; CT: "[MVA]";
25 INPUT CT
30 LOCATE 7, 23: PRINT "NIVEL DE TENSION:"; NT; "[kV]"; : INPUT NT
40 LOCATE 9, 23: PRINT "TENSION MAXIMA DE DISEÑO:"; TMAX: "[kV]"; : INPUT
TMAX
50 LOCATE 11, 23: PRINT "NIVEL BASICO DE IMPULSO:"; NBI; "[kV]"; : INPUT NBI
60 LOCATE 13, 23: PRINT "NIVEL DE CORTO CIRCUITO:"; NCC: "[MVA]"; : INPUT
NCC
70 LOCATE 15, 23: PRINT "FRECUENCIA:"; FREC: "[Hz]"; : INPUT FREC
80 LOCATE 17, 23: PRINT "NUMERO DE FASES/HILOS:"; NFH; : INPUT NFH
90 LOCATE 19, 23: PRINT "SEPARACION ENTRE FASES:"; SF: "[m]"; : INPUT SF
100 LOCATE 21, 23: PRINT "CLARO MAYOR ENTRE EQUIPOS:"; CME; "[m]"; : INPUT
CME
110 LOCATE 23, 23: PRINT "ALTURA MAXIMA DEL BUS:"; ALB: "[m]"; : INPUT ALB
120 CLS : LOCATE 3, 23: PRINT "ALTITUD DEL LUGAR:"; ALL: "[m.s.n.m]"; :
INPUT ALL
130 LOCATE 5, 23: PRINT "TEMPERATURA AMBIENTE:"; TA; "[°C]"; : INPUT TA
140 LOCATE 7, 23: PRINT "TEMPERATURA MAXIMA:"; TM; "[°C]"; : INPUT TM
150 LOCATE 9, 23: PRINT "TEMPERATURA MINIMA:"; TMIN; "[°C]"; : INPUT TMIN
160 LOCATE 11, 23: PRINT "VELOCIDAD DEL VIENTO:"; VV; "[km/hr]"; : INPUT VV
170 LOCATE 13, 23: PRINT "PRESION BAROMETRICA:"; PB; "[num Hg]"; : INPUT PB
180 IF NT > 85 THEN LOCATE 15, 28: PRINT "SE UTILIZARA BUS RIGIDO"
190 LOCATE 17, 23: PRINT "QUE TIPO DE MATERIAL SE UTILIZARA:"
200 LOCATE 19, 12: PRINT "1) ALUMINIO SUAVE"
210 LOCATE 20, 12: PRINT "2) ALUMINIO DURO"
220 LOCATE 21, 12: PRINT "3) COBRE SUAVE"
230 LOCATE 22, 12: PRINT "4) COBRE DURO"; : INPUT SEL: IF SEL = 0 THEN SEL = 1
240 I = CT * 1000 / (SQ(3) * NT)
305 LOCATE 24, 36: PRINT "I="; I; "[A]"
310 QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS): CLS
311 LOCATE 5, 26: COLOR 26, 9: PRINT "B) CALCULO DE EFECTO CORONA"
312 LOCATE 6, 26: PRINT "-----": COLOR 14, 9: PRINT
316 LOCATE 8, 9: PRINT "CONSULTE LAS TABLAS DEL MATERIAL
CORRESPONDIENTE Y PROPORCIONE"
317 LOCATE 9, 29: PRINT "LOS SIGUIENTES DATOS:"; PRINT : PRINT
319 PRINT TAB(15); "CALIBRE NOMINAL:"; CNOM; "[plg]"; : INPUT CNOM: PRINT
320 PRINT TAB(15); "DIAMETRO EXTERIOR:"; DEXT; "[cm]"; : INPUT DEXT: PRINT

```

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

```

330 PRINT TAB(15); "DIAMETRO INTERIOR: "; DINT; "[cm]"; : INPUT DINT: PRINT
335 rextc = DEXT / 2
340 g0 = 21.2 * (1 + .3 / (SQR(rextc)))
345 PRINT TAB(12); "EL GRADIENTE SUPERFICIAL CRITICO ES g0="; g0; "[kV/cm]"
350 DELTA = (3.92 * PB / 10) / (273 + TA)
355 PRINT : PRINT TAB(17); "FACTOR DE FORMA PARA BARRAS RIGIDAS (mf): ";
mf; : INPUT mf
360 rintc = DINT / 2: PRINT
365 PRINT TAB(15); "FACTOR DE FORMA PARA CONDUCTORES NUEVOS: "; ms; :
INPUT ms
370 DMG = (SF * SF * 2 * SF) ^ (1 / 3); DMG = DMG * 100: PRINT
375 PRINT TAB(15); "DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA="; DMG; "[cm]"
380 C = rextc * mf * ms * 2.3 * ((LOG(DMG / rextc)) / (LOG(10)))
390 V0 = g0 * DELTA ^ (2 / 3) * C: PRINT
400 PRINT TAB(15); "TENSION CRITICA DISRUPTIVA="; V0; "[kV]"
410 Vm = NT / SQR(3); VTEM = V0 / Vm
420 IF VTEM < 1 THEN
425 PRINT TAB(15); "EL CALIBRE NO CUMPLE POR G.T. DAME EL SIGUIENTE":
GOTO 319
427 END IF
430 PRINT TAB(30); "CALIBRE ACEPTABLE"
435 QS = INPUT$(1); Q = INSTR("", QS); CLS
440 CLS : COLOR 26, 9: PRINT TAB(20); "C) CALCULO DE PERDIDAS POR EFECTO
CORONA"
450 PRINT TAB(20); "-----": COLOR 14, 9:
PRINT
460 LOCATE 8, 1: kVn = NT / (SQR(3) * V0): PRINT : PRINT TAB(30); "kVn=";
kVn; "[kV]": PRINT
465 PRINT TAB(10); "CONSULTA LA TABLA DE PETERSON Y DAME EL VALOR DE
F: "; : INPUT F
470 P0 = 1257.6 * 10 ^ (-6) * Vm ^ 2 * F / (((LOG(DMG / rextc)) / LOG(10))) ^ 2:
PRINT
480 PRINT TAB(4); "LAS PERDIDAS MINIMAS POR EFECTO CORONA SON="; P0;
"[kW/kV/FASE]"
482 IF P0 >= .1 THEN
485 PRINT TAB(6); "PERDIDAS NO ACEPTABLES,EL CALIBRE ES BAJO,DA EL
SIGUIENTE": GOTO 319
487 END IF
490 PRINT TAB(12); "POR TANTO PERDIDAS MINIMAS ACEPTABLES POR EFECTO
CORONA"
495 QS = INPUT$(1); Q = INSTR("", QS)
500 CLS : COLOR 26, 9: LOCATE 3, 10
505 PRINT TAB(23); "D) COMPROBACION POR CORTO CIRCUITO"
510 LOCATE 4, 24: PRINT "-----": COLOR 14, 9

```


DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

```

520 Isim = NCC * 1000 / (SQR(3) * NT): PRINT
530 LOCATE 8, 1: PRINT TAB(17); "SECCION RECTA DEL CONDUCTOR: "; SRC;
"[cm2"]; :
INPUT SRC: SRC = SRC / (2.54 ^ 2): PRINT
540 PRINT TAB(16); "TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR: "; TAI; "[s]"; :
INPUT
TAI: PRINT
550 THETA = TAI * 1.25 * (Isim / SRC) ^ 2 * 10 ^ (-8)
560 THETA F = THETA + TM: PRINT TAB(23); "TEMPERATURA FINAL: "; THETA F;
"[°C]";
PRINT
565 IF THETA F > 300 THEN PRINT TAB(26); "EL CALIBRE ES MUY PEQUEÑO": GOTO
316
567 IF THETA F < 300 THEN PRINT TAB(21); "EL CALIBRE CUMPLE POR CORTO
CIRCUITO"
570 QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS): CLS
580 COLOR 26, 9: LOCATE 3, 30: PRINT "E) CALCULO MECANICO"
590 LOCATE 4, 30: PRINT "-----": COLOR 14, 9: PRINT
600 LOCATE 10, 1: PRINT TAB(16); "VALOR DE LA CONSTANTE M (DEP DEL TIPO
DE CIRCUITO)"; M;
605 INPUT M
610 EFE = M * 2.04 * Isim ^ 2 / (SF * 10 ^ 8): PRINT
615 PRINT TAB(9); "ESFUERZOS ELECTROMECANICOS EN CASO DE FALLA="; EFE;
"[kgf/m]"
620 PI = 3.141592654#: J = (PI / 64) * ((recte * 2) ^ 4 - (rinte * 2) ^ 4): PRINT
630 PRINT TAB(21); "PESO DEL CONDUCTOR: "; PC; "[kgf/m]"; : INPUT PC: PRINT
640 PRINT TAB(22); "MODULO DE ELASTICIDAD: "; ME; "[kgf/cm2]"; : INPUT ME
650 FMAX = (PC / 100) * (CME * 50) ^ 4 / (384 * ME * J): PRINT
655 PRINT TAB(19); "FLECHA MÁXIMA ENTRE APOYOS="; FMAX; "[cm]"; PRINT
660 FMAXP = CME * 50 / 200
665 PRINT TAB(17); "FLECHA MAXIMA PERMISIBLE ENTRE APOYOS="; FMAXP;
"[cm]"
670 IF FMAX >= FMAXP THEN
675 PRINT : PRINT TAB(16); "EL CALIBRE NO CUMPLE POR ESFUERZOS
MECANICOS": GOTO 319
677 END IF
680 PRINT : PRINT TAB(12); "POR LO TANTO EL CALIBRE ACEPTABLE POR
ESFUERZOS
MECANICOS"
690 QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS): CLS
700 LOCATE 3, 20: COLOR 26, 9: PRINT "F) COMPROBACION POR ESFUERZO DE
TRABAJO"
710 LOCATE 4, 20: PRINT "-----": COLOR 14, 9
715 PRINT : PRINT TAB(25); "CALCULO POR FUERZA DE VIENTO"

```

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

```

720 VVms = VV * 10 / 36; FV = .075 * VVms ^ 2 * (DEXT * 10 ^ (-2))
725 PRINT : PRINT TAB(18); "FUERZA DEBIDA AL VIENTO="; FV; "[kgf/m]"
730 PRINT : PRINT TAB(26); " CALCULO POR PESO DE HIELO"
740 PRINT : PRINT TAB(26); "ESPESOR DE HIELO:"; EH; "[cm]"; : INPUT EH
750 FH = .287 * EH * (rextc * 2 + EH)
755 PRINT : PRINT TAB(12); "LA FUERZA DEBIDA AL ESPESOR DE HIELO="; FH;
"[kgf/m]"
760 PRINT : PRINT TAB(26); "CALCULO DE LA CARGA TOTAL"
770 PT = SQR((PC + FII) ^ 2 + (EFE + FV) ^ 2)
772 PRINT : PRINT TAB(24); "CARGA TOTAL="; PT; "[kgf/m]"
775 PI = 3.141592654#
780 THE = ATN(((EFE + FV) / PC))
785 PRINT : PRINT TAB(19); "EL ANGULO ENTRE LAS FUERZAS ES="; THE * 180 / PI
790 PRINT : PRINT TAB(29); "MOMENTO FLEXIONANTE"
800 S = (PI / 32) * (DEXT ^ 4 - DINT ^ 4) / DEXT
810 PRINT : PRINT TAB(2); "DE TABLAS DEL MATERIAL SELECCIONADO, DAME EL
MOM. MAX. DE RUPTURA";
815 INPUT MOMRUP
820 MRES = PT * .01 * (CME * 50) ^ 2 / (12 * S)
825 PRINT : PRINT TAB(20); "MOMENTO RESISTENTE="; MRES; "[kgf/cm2]"
830 IF MRES > MOMRUP / 2 THEN 835 ELSE 840
835 PRINT : PRINT TAB(19); "LA SECCION DEL CONDUCTOR NO ES ADECUADA":
GOTO 850
840 PRINT : PRINT TAB(28); "EL CALIBRE ES ADECUADO"
850 PRINT : PRINT TAB(15); "EL CONDUCTOR APROPIADO DEBE TENER UN
MODULO DE
SECCION MINIMO DE:"
860 S1 = (PT * .01 * (CME * 50) ^ 2 / (6 * MOMRUP)) / (16.387); S1 = S1
* (2.54 ^ 3); PRINT TAB(37); "S1="; S1; "[cm3]"
870 PRINT : PRINT TAB(7); "DE LA TABLA DE PROPIEDADES FISICAS DEL
CONDUCTOR VER
EL CALIBRE"
872 PRINT : PRINT TAB(14); "ADECUADO, CORRESPONDIENTE AL MODULO DE
SECCION S1"
875 PRINT : INPUT "<<ACEPTAR>>"; SEL: CLS
880 CLS : COLOR 26, 9; PRINT : PRINT TAB(28); "CALCULO DE AISLADORES"
885 PRINT TAB(28); "-----": COLOR 14, 9
900 PRINT : PRINT : PRINT TAB(17); "AISLADORES TIPO SUSPENSION: CALAVERA
Y BOLA"
905 PRINT : PRINT TAB(18); "DISTANCIA DE FASE A TIERRA:"; DFT; "[m]";
910 INPUT DFT: PRINT
915 PRINT TAB(22); "ALTURA DEL AISLADOR:"; AA; "[m]";
920 INPUT AA
925 NA1 = DFT / AA

```

```

930 NA = FIX(NA1) + 1
940 PRINT : PRINT TAB(21); "NUMERO MINIMO DE AISLADORES"; NA; PRINT
950 PRINT : PRINT TAB(19); "COMPROBACION POR CONTAMINACION
AMBIENTAL"; PRINT
960 PRINT : PRINT TAB(19); "CONSULTA LA TABLA DE CONTAMINACION DE LA
ZONA"
970 PRINT : PRINT TAB(9); "VALOR DE LA DISTANCIA DE FUGA ENTRE FASES";
DFEF; "[cm/kv]";
975 INPUT DFEF
980 kV1 = NT / (SQR(3))
985 DR = DFEF * TMAX / 10
990 PRINT TAB(22); "DISTANCIA REQUERIDA="; DR; "[cm]"
1000 PRINT : PRINT TAB(7); "DE TABLAS PROPORCIONA LA DISTANCIA DE FUGA
AISLADOR"; DFA; "[m]";
1010 INPUT DFA
1020 NA2 = DR / (DFA * 100)
1030 IF NA2 < NA THEN 1035 ELSE 880
1035 PRINT : PRINT TAB(12); "LA CADENA CON"; NA; "AISLADORES CUMPLE LOS
REQUERIMIENTOS"
1040 PRINT : PRINT TAB(27); "AISLADORES TIPO ALFILER"
1050 PRINT : PRINT TAB(10); "DE TABLAS, PROPORCIONA LA ALTURA DEL
AISLADOR";
AA1; "[m]";
1060 INPUT AA1
1070 NA3 = DFT / AA1
1080 NS = FIX(NA3) + 1
1090 PRINT : PRINT TAB(29); "SE EMPLEARAN"; NS;
1095 PRINT : PRINT TAB(17); "AISLADORES EN ESTRUCTURA PARA SOPORTAR
LAS BARRAS"
1100 PRINT : PRINT TAB(24); "COMPROBACION POR CONTAMINACION"
1110 PRINT : PRINT TAB(7); "DE TABLAS, DAME LA DISTANCIA DE FUGA DEL
AISLADOR";DFA1; "[m]";
1115 INPUT DFA1
1120 NA4 = DR / (DFA1 * 100)
1130 IF NA4 < NS THEN 1135 ELSE 1040
1135 PRINT : PRINT TAB(19); NS; "AISLADORES CUMPLEN LOS REQUERIMIENTOS"
1150 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS)
1160 CLS : LOCATE 14, 25: INPUT "1) REPETIR 2) FIN 3) IMPRESION"; SEL0
1170 CLS
1180 ON SEL0 GOTO 10, 1190, 1310
1190 COLOR 3, 9: CLS : LOCATE 10, 10: PRINT ""DESEA SALIR DEL"
1200 COLOR 14, 9: LOCATE 10, 27: PRINT "PROGRAMA"
1210 LOCATE 11, 10: COLOR 3, 9: PRINT "O REGRESAR AL MENU PRINCIPAL.";
PRINT

```

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

```

1220 Q = 2: WHILE Q > 1
1230 LOCATE 15, 15: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU
PRINCIPAL"
1240 LOCATE 16, 15: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
1250 Q5 = INPUT$(1): Q = INSTR("MSms", Q5)
1260 IF Q = 0 THEN 1270 ELSE 1290
1270 SOUND 120, 3: LOCATE 17, 10: COLOR 31, 9
1280 PRINT " HA COMETIDO UN ERROR, VUELVA A INTENTARLO "; GOTO 1230
1290 BEEP: ON Q GOSUB 2020, 2010, 2020, 2010
1300 WEND
1310 'ROUTINA DE IMPRESION
1320 LPRINT CHR$(14); : LPRINT CHR$(27); "E";
1330 LPRINT "***** CALCULO DE BARRAS *****"
1340 LPRINT : LPRINT : LPRINT TAB(10); " A) DISEÑO PRELIMINAR "
1345 LPRINT TAB(10); " -----": LPRINT
1350 LPRINT TAB(10); " TENSION DEL SISTEMA: "; NT; " [kV]"
1360 LPRINT TAB(10); " TENSION MAXIMA DE DISEÑO: "; TMAX; "[kV]"
1370 LPRINT TAB(10); " NIVEL BASICO DE IMPULSO: "; NBI; "[kV]"
1380 LPRINT TAB(10); " APORTACION MAXIMA DE CORTOCIRCUITO: "; NCC;
"[MVA]"
1390 LPRINT TAB(10); " FRECUENCIA: "; FREC; "[Hz]"
1400 LPRINT TAB(10); " SEPARACION ENTRE FASES: "; SF; "[m]"
1410 LPRINT TAB(10); " CLARO MAYOR ENTRE EQUIPOS: "; CME; "[m]"
1420 LPRINT TAB(10); " ALTURA MAXIMA DEL BUS: "; ALB; "[m]"
1430 LPRINT TAB(10); " TEMPERATURA AMBIENTE: "; TA; "[°C]"
1440 LPRINT TAB(10); " TEMPERATURA MAXIMA: "; TM; "[°C]"
1450 LPRINT TAB(10); " TEMPERATURA MINIMA: "; TMIN; "[°C]"
1460 LPRINT TAB(10); " VELOCIDAD DEL VIENTO: "; VV; "[km/h]"
1470 LPRINT TAB(10); " PRESION BAROMETRICA: "; PB; "[mm/hg]"
1480 LPRINT : LPRINT
1490 LPRINT TAB(10); " B) CALCULO DEL EFECTO CORONA "
1500 LPRINT TAB(10); " -----": LPRINT
1510 LPRINT TAB(10); " CALIBRE NOMINAL: "; CNOM; "[plg]"
1520 LPRINT TAB(10); " DIAMETRO EXTERIOR: "; DEXT; "[cm]"
1530 LPRINT TAB(10); " DIAMETRO INTERIOR: "; DINT; "[cm]"
1540 LPRINT TAB(10); " GRADIENTE SUPERFICIAL CRITICO: "; g0; "[kV/cm]"
1550 LPRINT TAB(10); " FACTOR DE FORMA PARA BARRAS RIGIDAS: "; mf
1560 LPRINT TAB(10); " FACTOR DE FORMA PARA BARRAS NUEVAS: "; ms
1570 LPRINT TAB(10); " DISTANCIA MEDIA GEOMETRICA: "; DMG; "[cm]"
1580 LPRINT TAB(10); " TENSION CRITICA DISRUPTIVA: "; V0; "[kV]"
1590 LPRINT : LPRINT
1600 LPRINT TAB(10); " C) CALCULO DE PERDIDAS POR EFECTO CORONA "
1610 LPRINT TAB(10); " -----": LPRINT
1620 LPRINT TAB(10); " FACTOR DE PETERSON: "; F

```

```

1630 LPRINT TAB(10); " PERDIDAS MINIMAS POR EFECTO CORONA: "; P0;
" [kW/kV/s]"
1640 LPRINT : LPRINT
1650 LPRINT TAB(10); " D) COMPROBACION POR CORTO CIRCUITO "
1660 LPRINT TAB(10); " ----- "
1670 LPRINT TAB(10); " SECCION RECTA DEL CONDUCTOR: "; SRC; "[plg2]"
1680 LPRINT TAB(10); " TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR: "; TAI; "[s]"
1690 LPRINT TAB(10); " TEMPERATURA FINAL: "; THETA; "[°C]"
1700 LPRINT : LPRINT
1710 LPRINT TAB(10); " E) CALCULO MECANICO "
1720 LPRINT TAB(10); " ----- "
1730 LPRINT TAB(10); " VALOR DE LA CONSTANTE M: "; M
1740 LPRINT TAB(10); " ESFUERZOS ELECTROMECANICOS: "; EFE; "[kgf/m]"
1750 LPRINT TAB(10); " MOMENTO DE INERCIA: "; J; "[cm4]"
1760 LPRINT TAB(10); " PESO DEL CONDUCTOR: "; PC; "[kgf/m]"
1770 LPRINT TAB(10); " MODULO DE ELASTICIDAD: "; ME; "[kgf/cm2]"
1780 LPRINT TAB(10); " FLECHA MAXIMA ENTRE APOYOS: "; FMAX; "[cm]"
1790 LPRINT TAB(10); " FLECHA MAXIMA PERMISIBLE: "; FMAXP; "[cm]"
1800 LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT
:LPRINT
1810 LPRINT TAB(10); " F) COMPROBACION POR ESFUERZOS DE TRABAJO "
1820 LPRINT TAB(10); " ----- "
1830 LPRINT TAB(10); " FUERZA DEBIDA AL VIENTO: "; FV; "[kgf/m]"
1840 LPRINT TAB(10); " ESPESOR DEL HIELO: "; EH; "[cm]"
1850 LPRINT TAB(10); " FUERZA DEBIDA AL HIELO: "; FH; "[kgf/m]"
1860 LPRINT TAB(10); " FUERZA TOTAL: "; PT; "[kgf/m]"
1870 LPRINT TAB(10); " MOMENTO MAXIMO DE RUPTURA: "; MOMRUP; "[kgf/cm2]"
1880 LPRINT TAB(10); " MOMENTO RESISTENTE: "; MRES; "[kgf/cm2]"
1890 LPRINT TAB(10); " EL CALIBRE APROPIADO TIENE UN MODULO DE
SECCION: "; S1; "[cm2]"
1900 LPRINT : LPRINT
1910 LPRINT TAB(10); " G) CALCULO DE AISLADORES "
1920 LPRINT TAB(10); " ----- "
1930 LPRINT TAB(10); " DISTANCIA DE FASE A TIERRA: "; DFT; "[m]"
1935 LPRINT TAB(10); " AISLADORES TIPO SUSPENSION: "
1940 LPRINT TAB(10); " ALTURA DEL AISLADOR: "; AA; "[m]"
1945 LPRINT TAB(10); " DISTANCIA DE FUGA: "; DFA; "[m]"
1950 LPRINT TAB(10); " NUMERO MINIMO DE AISLADORES: "; NA; "[AISLADORES]"
1960 LPRINT TAB(10); " AISLADORES TIPO ALFILER "
1970 LPRINT TAB(10); " ALTURA DEL AISLADOR: "; AA1; "[m]"
1980 LPRINT TAB(10); " DISTANCIA DE FUGA: "; DFA1; "[m]"
1990 LPRINT TAB(10); " NUMERO MINIMO DE AISLADORES: "; NS; "[AISLADORES]"
2000 LPRINT : LPRINT
2010 END

```

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

2020 RUN "ENTRADA.EXE"

**** CÁLCULO DE BARRAS ****

A) DISEÑO PRELIMINAR

TENSIÓN DEL SISTEMA: 115 [kV]
TENSIÓN MÁXIMA DE DISEÑO: 121 [kV]
NIVEL BÁSICO DE IMPULSO: 550 [kV]
APORTACIÓN MÁXIMA DE CIRCUITO CORTO: 5000 [MVA]
FRECUENCIA: 60 [Hz]
SEPARACIÓN ENTRE FASES: 2.5 [m]
CLARO MAYOR ENTRE EQUIPOS: 5 [m]
ALTURA MÁXIMA DEL BUS: 4.2 [m]
TEMPERATURA AMBIENTE: 40 [°C]
TEMPERATURA MÁXIMA: 70 [°C]
TEMPERATURA MÍNIMA: -5 [°C]
VELOCIDAD DEL VIENTO: 150 [km/hr]
PRESIÓN BAROMÉTRICA: 760 [mm/Hg]

B) CÁLCULO DEL EFECTO CORONA

CALIBRE NOMINAL: 2 [plg]
DIÁMETRO EXTERIOR: 6.0325 [plg]
DIÁMETRO INTERIOR: 5.25018 [plg]
GRADIENTE SUPERFICIAL CRÍTICO: 24.86204 [kV/cm]
FACTOR DE FORMA PARA BARRAS RÍGIDAS: 1
FACTOR DE FORMA PARA BARRAS NUEVAS: 0.8
DISTANCIA MEDIA GEOMÉTRICA: 314.9803 [cm]
TENSIÓN CRÍTICA DISRUPTIVA: 269.5394 [kV]

C) CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR EFECTO CORONA

FACTOR DE PETERSON: 0.005
PÉRDIDAS MÍNIMAS POR EFECTO CORONA : 0.0068013 [kW/kV/f]

D) COMPROBACIÓN POR CIRCUITO CORTO:

SECCIÓN RECTA DEL CONDUCTOR: 1.074499 [plg²]
TIEMPO DE APERTURA DEL INTERRUPTOR: 0.5 [s]
TEMPERATURA FINAL: 73.411 [°C]

DISEÑO DE BARRAS COLECTORAS

E) CÁLCULO MECÁNICO

VALOR DE LA CONSTANTE M: 6.9
ESFUERZOS ELECTROMECAÑICOS: 35.47826 [kgf/m]
MOMENTO DE INERCIA: 27.71048 [cm⁴]
PESO DEL CONDUCTOR: 1.878 [kgf/m]
MODULO DE ELASTICIDAD: 704000 [kgf/cm²]
FLECHA MÁXIMA ENTRE APOYOS: 0.00979 [cm]
FLECHA MÁXIMA PERMISIBLE: 1.25 [cm]

F) COMPROBACIÓN POR ESFUERZOS DE TRABAJO

FUERZA DEBIDA AL VIENTO: 7.854818 [kgf/m]
ESPESOR DEL HIELO: 0.6 [cm]
FUERZA DEBIDA AL HIELO: 1.14211 [kgf/m]
FUERZA TOTAL: 43.438 [kgf/m]
MOMENTO MÁXIMO DE RUPTURA: 843.6 [kgf/cm²]
MOMENTO RESISTENTE: 246.2599 [kgf/cm²]
EL CALIBRE APROPIADO TIENE UN MODULO DE SECCIÓN: 5.363715 [cm³]

G) CÁLCULO DE AISLADORES

DISTANCIA DE FASE A TIERRA: 1.11 [m]

AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN
ALTURA DEL AISLADOR: 0.146 [m]
DISTANCIA DE FUGA: 0.37 [m]
NÚMERO MÍNIMO DE AISLADORES: 8 [AISLADORES]

AISLADORES TIPO ALFILER
ALTURA DEL AISLADOR: 0.381 [m]
DISTANCIA DE FUGA: 0.712 [m]
NÚMERO MÍNIMO DE AISLADORES: 3 [AISLADORES]

CAPITULO 9
ESTUDIO DE
CIRCUITO CORTO

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO



El estudio de circuito corto es una de las fases más importantes en el diseño de cualquier instalación eléctrica, ya que éste permite conocer los valores tanto de voltaje como de corriente, así como las características de éstas al presentarse una falla.

Mediante el estudio de los diversos tipos de fallas de circuito corto se pueden llegar a establecer las capacidades y características de los equipos de protección de una instalación eléctrica.

Además, proporciona una idea muy cercana de los esfuerzos tanto mecánicos como eléctricos que deberán soportar (en el caso de las subestaciones) los buses que conectan los equipos, y permiten el cálculo aproximado de las características con que debe cumplir una red de tierras adecuada y segura.

Para determinar los valores de corriente y voltaje que se presentan durante la falla es necesario conocer primero las características (reales si es posible) de los equipos que puedan contribuir a la falla como motores, generadores, reactores, etc.

En el caso de no contar con los datos reales, y gracias a la normalización existente, se puede realizar el cálculo con los valores establecidos según diferentes normas (Ref. 1)

Existen diferentes métodos para el cálculo de circuito corto, algunos más precisos, pero más complejos; otros que son más simples y rápidos, que permiten obtener un resultado que no diferirá significativamente del obtenido por un método más "exacto".

Así, en el presente estudio se presentan los resultados tanto del circuito corto trifásico (útil para el cálculo de buses) y el monofásico (para el cálculo de la red de tierras), obtenidos a través del método de la matriz YBUS y ZBUS (por computadora) considerando los valores establecidos (Ref. 3) y las características proporcionadas en el diagrama unifilar simplificado.

Para la realización del estudio se hicieron las siguientes simplificaciones:

- Considerar la contribución de cada uno de los equipos conectados al sistema.
- Se considera una potencia de circuito corto trifásico de 2069.5 [MVA] (que es el máximo que podrá aportar el sistema -CFE- a la instalación industrial) y monofásico de 1800 [MVA] (estos datos deben ser proporcionados por CFE).
- Se calculará la magnitud de las corrientes en cada nivel de tensión diferente.
- Aunque el diseño de las subestaciones sólo abarca hasta media tensión, se calcula el circuito corto total para cuantificar la contribución de cada uno de los equipos)

9.1 MEMORIA DE CÁLCULO DE CIRCUITO CORTO

Los valores de las reactivancias en por unidad para la red de alimentación se obtienen de la expresión:

$$Z_{pu} = (MVAbase/MVAcc) * (kVcc/kVbase)^2$$

donde:

Z_{pu} = Impedancia en p. u. del sistema

$MVAbase$ = Potencia base [MVA]

$MVAcc$ = Potencia de circuito corto del sistema [MVA]

$kVcc$ = Voltaje del sistema [kV]

$kVbase$ = Voltaje base [kV]

Para transformadores:

$$Z_{pu} = Z\% * (MVAbase/MVA_t) * (kV_t/kVbase)$$

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

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

donde:

Z_{pu} = Impedancia en p. u. del transformador

R_{pu} = Resistencia en p. u. del transformador

X_{pu} = Reactancia en p. u. del transformador

$MVAbase$ = Potencia base [MVA]

MVA_{nom} = Potencia nominal del elemento [MVA]

$Z\%$ = Impedancia en porcentaje del elemento [%]

kV_t = Voltaje del transformador [kV]

$kVbase$ = Voltaje de base [kV]

X/R = Relación reactancia/resistencia del transformador

Para los motores y generadores eléctricos:

$$X_{pu} = X''/100 * (MVAbase/MVA_m) * (kV_m/kVbase)^2$$

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

donde:

X_{pu} = Reactancia en p. u. del motor

$MVAbase$ = Potencia base [MVA]

MVA_m = Potencia del motor [MVA]

X'' = Reactancia subtransitoria del elemento [%]

Para cables:

$$R_{pu} = R \cdot (MV_{base}/kV_{base}^2)$$

$$X_{pu} = X \cdot (MV_{base}/kV_{base}^2)$$

donde:

R_{pu} = Resistencia en p. u. del cable

X_{pu} = Reactancia en p. u. del cable

R = Resistencia del cable [Ω]

X = Reactancia del cable [Ω]

9.1.1 Reactancias y resistencias en por unidad de cada elemento

Sistema: $Z_{pu} = 10/2069.5 = 0.0048$ [Ω]

T1: $Z_{pu} = 10 \cdot 0.075/10 = 0.075$ [Ω]

$$R_{pu} = 0.0046$$
 [Ω]

$$X_{pu} = j 0.0749$$
 [Ω]

T2, T3 y T4: $Z_{pu} = 0.0575 \cdot 10/1 = 0.575$ [Ω]

$$R_{pu} = 0.0994$$
 [Ω]

$$X_{pu} = j 0.5664$$
 [Ω]

T5 y T6: $Z_{pu} = 0.0575 \cdot 10/1.5 = 0.3833$ [Ω]

$$R_{pu} = 0.0583$$
 [Ω]

$$X_{pu} = j 0.3789$$
 [Ω]

T7: $Z_{pu} = 0.0575 \cdot 10/0.75 = 0.7666$ [Ω]

$$R_{pu} = 0.1504$$
 [Ω]

$$X_{pu} = j 0.7518$$
 [Ω]

T8 y T9: $Z_{pu} = 0.0533 \cdot 10/0.5 = 1.0660$ [Ω]

	$R_{pu} = 0.2399 \text{ } [\Omega]$
	$X_{pu} = j 1.0387 \text{ } [\Omega]$
M1 y M2:	$X_{pu} = 0.15 * 10 / 0.2763 = j 5.4290 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 0.4378 \text{ } [\Omega]$
M3:	$X_{pu} = j 0.15 * 10 / 0.3684 = j 4.0717 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 0.3061 \text{ } [\Omega]$
M4 y M5:	$X_{pu} = j 0.15 * 10 / 0.1381 = j 10.8579 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 1.3405 \text{ } [\Omega]$
M6, M7 y M8:	$X_{pu} = j 0.25 * 10 / 1.0 = j 2.5000 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 0.1064 \text{ } [\Omega]$
M9 y M10:	$Z_{pu} = j 0.25 * 10 / 1.5 = j 1.6667 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 0.0654 \text{ } [\Omega]$
M11:	$X_{pu} = j 0.25 * 10 / 0.75 = j 3.3333 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 0.1595 \text{ } [\Omega]$
M12 y M13:	$X_{pu} = j 0.25 * 10 / 0.5 = j 5.0000 \text{ } [\Omega]$
	$R_{pu} = 0.2717$
Alimentador A:	$R_{pu} = 0.0702 * 10 / 4.16^2 = 0.0406 \text{ } [\Omega]$
	$X_{pu} = 0.0234 * 10 / 4.16^2 = j 0.0164 \text{ } [\Omega]$
Alimentador B:	$R_{pu} = 0.1334 * 10 / 4.16^2 = 0.0771$
	$X_{pu} = 0.0284 * 10 / 4.16^2 = j 0.0220 \text{ } [\Omega]$
Alimentador C:	$R_{pu} = 0.049 * 10 / 4.16^2 = 0.0283 \text{ } [\Omega]$
	$X_{pu} = 0.0347 * 10 / 4.16^2 = j 0.0201 \text{ } [\Omega]$

Alimentador D: $R_{pu} = 0.2805 \cdot 10/4.16^2 = 0.1621 \text{ } [\Omega]$

$$X_{pu} = 0.0354 \cdot 10/4.16^2 = j 0.0205 \text{ } [\Omega]$$

Alimentador E: $R_{pu} = 0.357 \cdot 10/4.16^2 = 0.2063 \text{ } [\Omega]$

$$X_{pu} = 0.0451 \cdot 10/4.16^2 = j 0.0261 \text{ } [\Omega]$$

Bus ducto: $R_{pu} = 0.000126 \cdot 10/4.16^2 = 0.000073 \text{ } [\Omega]$

$$X_{pu} = 0.0000735 \cdot 10/4.16^2 = 0.000042 \text{ } [\Omega]$$

Z0 sistema: $I_a = I_{cc} \phi = 180000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 9036.78 \text{ } [A]$

$$I_{base} = 10000 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 50.204 \text{ } [A]$$

$$I_{p.u.} = 9036.78 / 50.204 = 180 \text{ } [p.u.]$$

$$I_{a0} = 180/3 = 60 \text{ } [p.u.]$$

De la ecuación:

$$I_{a0} = E / (X_1 + X_2 + X_0)$$

$$X_0 = E / I_{a0} - 2 \cdot X_1 \text{ } [A]$$

$$X_0 = 1/60 - 2 \cdot 0.0048 = 0.0070 \text{ } [p.u.]$$

Res. neutro: $E_n 4.16 \text{ } [kV]:$

$$Z_{base} = 4.16^2 / 10.0 = 1.73056 \text{ } [\Omega]$$

$$R_n = 4.003 / 1.73056 = 2.31312 \text{ } [p.u.]$$

$$3 \cdot R_n = 3 \cdot 2.31312 = 6.93937 \text{ } [p.u.]$$

$E_n 0.48 \text{ } [kV]:$

Transformadores 2, 3 y 4:

$$Z_{base} = 0.48^2 / 1.0 = 0.2304 \text{ } [\Omega]$$

$$R_n = 55.4256 / 0.2304 = 240.5626 \text{ } [p.u.]$$

$$3 \cdot R_n = 3 \cdot 240.5626 = 721.6878 \text{ } [p.u.]$$

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

Transformadores 5 y 6:

$$Z_{base} = 0.48^2 / 1.5 = 0.1536 \text{ } [\Omega]$$

$$R_n = 55.4256 / 0.1536 = 360.8439 \text{ [p.u.]}$$

$$3 * R_n = 3 * 360.8439 = 1082.5318 \text{ [p.u.]}$$

Transformador 7:

$$Z_{base} = 0.48^2 / 0.75 = 0.3072 \text{ } [\Omega]$$

$$R_n = 55.4256 / 0.3072 = 180.4220 \text{ [p.u.]}$$

$$3 * R_n = 3 * 180.4220 = 541.2659 \text{ [p.u.]}$$

Transformadores 8 y 9:

$$Z_{base} = 0.48^2 / 0.5 = 0.4608 \text{ } [\Omega]$$

$$R_n = 55.4256 / 0.4608 = 120.2813 \text{ [p.u.]}$$

$$3 * R_n = 3 * 120.2813 = 360.8439 \text{ [p.u.]}$$

Para la formación de los elementos que integrarán la matriz YBUS se realiza una reducción de algunos elementos en serie hasta obtener una configuración tal como se muestra en el diagrama unifilar:

Así, la reducción de los elementos hasta la forma como se introducen al programa se realiza de la manera siguiente:

SECUENCIA POSITIVA

Elemento:	Equivalente:
1	sist. sec.(+)
2	T1
3	alim. A
4	alim. B
5	alim. C
6	alim. D + T7
7	alim. E + T8 + M12

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

8	alim. F + T9
9	T2 + M6
10	T3
11	M1
12	T4 + M8
13	M2
14	M3
15	T5 + M9
16	T6
17	M4
18	M5
19	M7
20	M10
21	M11
22	M13

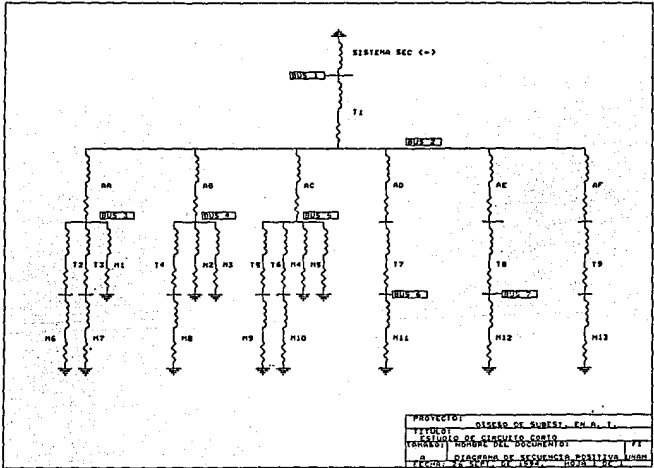
SECUENCIA CERO

Elemento:	Equivalente:
1	sist. sec.(0)
2	T1 + Rnt1
3	alim. A
4	alim. B
5	alim. C
6	alim. D
7	alim. E
8	alim. F
9	T3 + Rnt3
10	M7
11	M2
12	M3
13	T6 + Rnt6
14	M10
15	M4
16	M5
17	T7 + Rnt7
18	M11
19	T8 + Rnt8
20	M13
21	M1

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

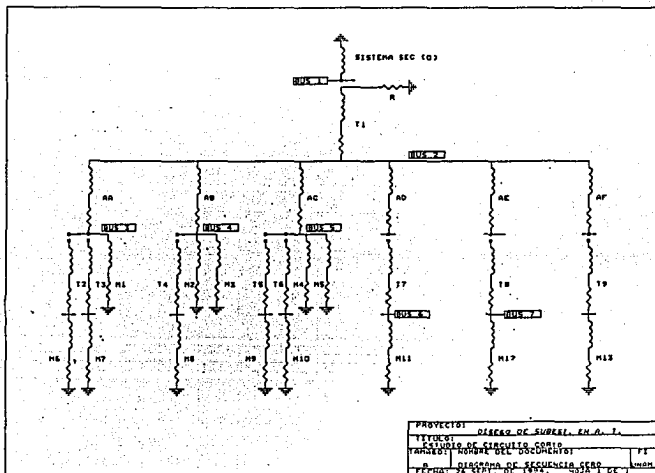
DIAGRAMA DE SECUENCIA POSITIVA



DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

DIAGRAMA DE SECUENCIA CERO



ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

Para formar la matriz YBUS se convierten las impedancias de cada elemento a su expresión en forma polar, donde tenemos:

SECUENCIA POSITIVA

Elemento	Origen	Destino	Resistencia	Reactancia	Módulo
1	0	1	0.0000	0.0048	0.0048
2	1	2	0.0046	0.0749	0.0750
3	2	3	0.0406	0.0164	0.0438
4	2	4	0.0771	0.0220	0.0802
5	2	5	0.0283	0.0201	0.0347
6	2	6	0.3125	0.7723	0.8331
7	0	2	0.7179	6.0648	6.1071
8	2	7	0.4462	1.0648	1.1545
9	0	3	0.2058	3.0664	3.0733
10	3	8	0.0994	0.5664	0.5751
11	0	3	0.4378	5.4290	5.4466
12	0	4	0.2058	3.0664	3.0733
13	0	4	0.4378	5.4290	5.4466
14	0	4	0.3061	4.0717	4.0832
15	0	5	0.1237	2.0456	2.0493
16	5	9	0.0583	0.3789	0.3834
17	0	5	1.3405	10.8579	10.9403
18	0	5	1.3405	10.8579	10.9403
19	0	8	0.1064	2.5000	2.5023
20	0	9	0.0654	1.6667	1.6680
21	0	6	0.1595	3.3333	3.3371
22	0	7	0.2717	5.0000	5.0074

SECUENCIA CERO

Elemento	Origen	Destino	Resistencia	Reactancia	Módulo
1	0	1	0.0000	0.0070	0.0070
2	0	2	6.9440	0.0749	6.9444
3	2	3	0.0406	0.0164	0.0438
4	2	4	0.0771	0.0220	0.0802
5	2	5	0.0283	0.0201	0.0347
6	0	2	0.1621	0.0205	0.1634
7	0	2	0.2063	0.0261	0.2079
8	0	2	0.2063	0.0261	0.2079
9	0	8	721.7872	0.5664	721.7874
10	0	8	0.1064	2.5000	2.5023

11	0	4	0.4378	5.4290	5.4466
12	0	4	0.3061	4.0717	4.0832
13	0	9	1082.5901	0.3789	1082.5901
14	0	9	0.0654	1.6667	1.6680
15	0	5	1.3405	10.8579	10.9403
16	0	5	1.3405	10.8579	10.9403
17	0	6	541.4163	0.7518	541.4168
18	0	6	0.1595	3.3333	3.3371
19	0	7	361.0838	1.0387	361.0853
20	0	7	0.2717	5.0000	5.0074
21	0	3	0.4378	5.4290	5.4466

9.1.2 Obtención de las matrices de admitancias

Los elementos de la diagonal principal se obtienen de la sig. manera:

$$Y_{ii} = Y_{ij} + Y_{ik} + \dots + Y_{im} = \sum_{j=i}^n Y_{ij}$$

El resto de los elementos se obtiene del negativo de la admitancia existente entre cada par de nodos, así por ejemplo, tenemos:

$$Y_{12} = Y_{21} = -1/Z_{1_2} = -1/Z_{2_1}$$

La matriz YBUS de secuencia positiva así obtenida es:

221.6594	-13.3260	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
-13.3260	79.6751	-22.8377	-12.4724	-28.8088	-1.2003	-0.8662	0.0000	0.0000
0.0000	-22.8377	25.0857	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-1.7400	0.0000
0.0000	-12.4724	0.0000	13.2262	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	-28.8088	0.0000	0.0000	32.0975	0.0000	0.0000	0.0000	-2.6082
0.0000	-1.2003	0.0000	0.0000	0.0000	1.5000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	-0.8662	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.0659	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	-1.7390	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.1386	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	-2.6085	0.0000	0.0000	0.0000	3.2081

La matriz YBUS de secuencia cero es:

142.8571	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	80.0011	-22.8377	-12.4724	-28.8088	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	-22.8377	23.0213	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	-12.4724	0.0000	12.9009	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	-28.8088	0.0000	0.0000	28.9916	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.3015	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.2025	0.0000	0.0000

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

0.0000	0.0595	0.1025	0.0576	0.0592	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0580	0.0576	0.1336	0.0577	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0596	0.0592	0.0577	0.0937	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.3167	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.9389	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.4936	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.6654

9.2 CIRCUITO CORTO TRIFÁSICO

Para obtener la corriente de circuito corto trifásico en cada uno de los buses, se calcula de la siguiente manera:

$$I_{kf} = \frac{I_{base}}{Z_{kk}}$$

donde:

Z_{kk} = impedancia propia del nodo k obtenida de ZBUS

I_{kf} = corriente de falla en el nodo k [p.u.]

9.2.1 Falla trifásica en bus 1

$$I = 1/0.0048 = 208.33 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 10000/(\sqrt{3} \cdot 115) = 50.204 \text{ [A]}$$

$$I = 208.33 \cdot 50.204 = 10\,459.24 \text{ [A]}$$

9.2.2 Falla trifásica en bus 2

$$I = 1/0.0636 = 15.72 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 10000/(\sqrt{3} \cdot 4.16) = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 15.72 \cdot 1387.86 = 21\,817.18 \text{ [A]}$$

9.2.3 Falla trifásica en bus 3

$$I = 1/0.1015 = 9.85 \text{ [P.U.]}$$

$$I_{base} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 9.85 * 1387.86 = 13\ 670.43 \text{ [A]}$$

9.2.4 Falla trifásica en bus 4

$$I = 1/0.1322 = 7.56 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 7.56 * 1387.86 = 10\ 492.23 \text{ [A]}$$

9.2.5 Falla trifásica en bus 5

$$I = 1/0.0922 = 10.85 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 10.85 * 1387.86 = 15\ 058.29 \text{ [A]}$$

9.2.6 Falla trifásica en bus 6

$$I = 1/0.7074 = 1.41 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 10000 / (\sqrt{3} * 0.48) = 12\ 028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 1.41 * 12\ 028.13 = 16\ 959.66 \text{ [A]}$$

9.2.7 Falla trifásica en bus 7

$$I = 1/0.9802 = 1.02 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 12\ 028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 1.02 * 12\ 028.13 = 12\ 268.69 \text{ [A]}$$

9.2.8 Falla trifásica en bus 8

$$I = 1/0.5347 = 1.87 \text{ [p.u.]}$$

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

$$I_{base} = 12\,028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 1.87 * 12\,028.13 = 22\,492.6 \text{ [A]}$$

9.2.9 Falla trifásica en bus 9

$$I = 1/0.3727 = 2.68 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 12\,028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 2.68 * 12\,028.13 = 32\,235.49 \text{ [A]}$$

9.3 CIRCUITO CORTO MONOFÁSICO

Para obtener la corriente de circuito corto monofásico en cada uno de los buses, se calcula de la siguiente manera:

$$I_{kf} = \frac{3}{2 * Z_{kk(+)} + Z_{kk(0)}}$$

donde:

$Z_{kk(+)}$ = impedancia propia del nodo de sec.(+)

$Z_{kk(0)}$ = impedancia propia del nodo de sec.(0)

I_{kf} = corriente de falla en el nodo k [p.u]

9.3.1 Falla monofásica en bus 1

$$I = 3/(2*0.0048 + 0.0070) = 180.72 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 50.204 \text{ [A]}$$

$$I = 180.72 * 50.204 = 9\,072.86 \text{ [A]}$$

9.3.2 Falla monofásica en bus 2

$$I = 3/(2*0.0636 + 0.0600) = 16.03 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 16.03 \cdot 1387.86 = 22\,241.35 \text{ [A]}$$

9.3.3 Falla monofásica en bus 3

$$I = 3 / (2 \cdot 0.1015 + 0.1025) = 9.82 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{\text{base}} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 9.82 \cdot 1387.86 = 13\,628.78 \text{ [A]}$$

9.3.4 Falla monofásica en bus 4

$$I = 3 / (2 \cdot 0.1322 + 0.1336) = 7.54 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{\text{base}} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 7.54 \cdot 1387.86 = 10\,464.46 \text{ [A]}$$

9.3.5 Falla monofásica en bus 5

$$I = 3 / (2 \cdot 0.0922 + 0.0937) = 10.79 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{\text{base}} = 1387.86 \text{ [A]}$$

$$I = 10.79 \cdot 1387.86 = 14\,975 \text{ [A]}$$

9.3.6 Falla monofásica en bus 6

$$I = 3 / (2 \cdot 0.7074 + 3.3167) = 0.64 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{\text{base}} = 12\,028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 0.64 \cdot 12\,028.13 = 7\,698 \text{ [A]}$$

9.3.7 Falla monofásica en bus 7

$$I = 3 / (2 \cdot 0.9802 + 4.9389) = 0.43 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{\text{base}} = 12\,028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 0.43 * 12\ 028.13 = 5\ 172.1 \text{ [A]}$$

9.3.8 Falla monofásica en bus 8

$$I = 3 / (2 * 0.5347 + 2.4937) = 0.84 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 12\ 028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 0.84 * 12\ 028.13 = 10\ 103.6 \text{ [A]}$$

9.3.9 Falla monofásica en bus 9

$$I = 3 / (2 * 0.3727 + 1.6654) = 1.24 \text{ [p.u.]}$$

$$I_{base} = 12\ 028.13 \text{ [A]}$$

$$I = 1.24 * 12\ 028.13 = 14\ 914.9 \text{ [A]}$$

Nota: La corriente de circuito corto trifásico que aparece en el bus 9, rebasa la capacidad nominal del sistema, por lo tanto, es necesario conectar un reactor en el punto de la falla con el fin de reducir la intensidad del circuito corto.

Si se quieren obtener las contribuciones de corriente de cada uno de los elementos (conectados entre un par de nodos) a la falla, se puede utilizar la siguiente expresión:

$$I_{ij} = \frac{Z_{ik} - Z_{kj}}{Z_{ij} * Z_{ik}}$$

donde:

I_{ij} = aport. de corriente del elemento conectado entre i y j

Z_{ik} = impedancia mutua entre los nodos i y k de la matriz ZBUS

Z_{kj} = impedancia mutua entre los nodos j y k de la matriz ZBUS

Z_{ij} = impedancia del elemento conectado entre los nodos i y j

REFERENCIAS

(1) STD ANSI/IEEE 141-1986

IEEE Recommended practice for electric

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

Red book

power distribution for industrial plants.

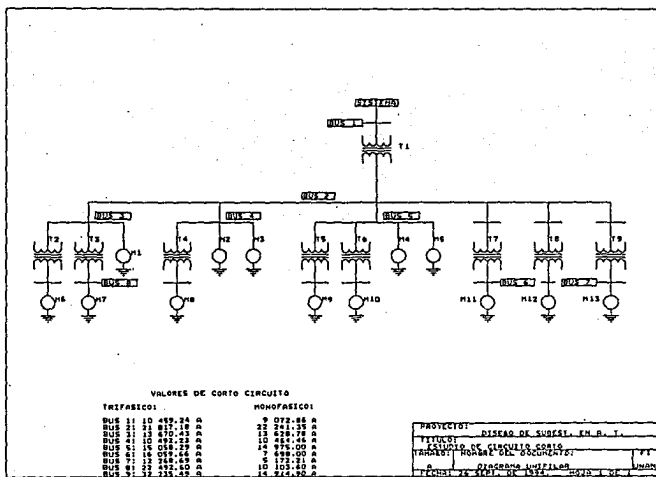
(2) STD ANSI/IEEE 242-1975
Buff book

IEEE Recommended practice for protection
and coordination of industrial and commercial
power systems.

(3) Short circuit current cal-
culations for industrial &
commercial power systems

GENERAL ELECTRIC CO.

DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO



PROGRAMA FALLA TRIFÁSICA (FALLATRI.BAS):

```

10 KEY OFF: CLS : COLOR 14, 9: LOCATE 5, 25: PRINT "CALCULO DE FALLAS"
20 LOCATE 7, 10: COLOR 3, 9: PRINT "OBTENCION DE LOS PARAMETROS
FUNDAMENTALES
DE LAS FALLAS"
30 LOCATE 8, 10: PRINT "TRIFASICAS Y MONOFASICAS"
40 LOCATE 10, 10: PRINT "ELIJA UNA OPCION"
50 Q = 2: WHILE Q > 1
70 LOCATE 13, 10: COLOR 0, 7: PRINT "FALLA "; : COLOR 20, 7: PRINT "T"; :
COLOR 0, 7: PRINT "RIFASICA"
80 LOCATE 14, 10: COLOR 0, 7: PRINT "FALLA M"; : COLOR 20, 7: PRINT "O"; :
COLOR 0, 7: PRINT "NOFASICA"
90 LOCATE 15, 10: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU PRINCIPAL "
100 LOCATE 16, 10: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
110 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("TOMStoms", QS)
120 IF Q = 0 GOTO 150
130 BEEP: ON Q GOSUB 190, 170, 180, 4410, 190, 170, 180, 4410
140 WEND
150 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 110
170 RUN "FALLAMON.EXE"
180 RUN "ENTRADA.EXE"
190 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA
TRIFASICA"
200 COLOR 3, 9: LOCATE 5, 10: PRINT "PERMITE OBTENER LAS CORRIENTES DE
FALLA
TOTALES Y LAS CORRIENTES"
210 LOCATE 6, 10: PRINT "POR LINEA DE BUS A BUS"
211 DIM A(30), B(30), R1(30), X1(30), A2(30), B2(30), XR(30), X2(30), Y2(30),
C(30, 30)
212 DIM D(30, 30), YAMP(30, 30), RBUS(30, 30), ZBUS(30, 30), FXR(30, 30), V(30),
I(30), IA(30)
21' US$ = "UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO" FS=
"FACULTAD DE INGENIERIA" D$= "DISEÑO DE UNA SUBESTACION EN ALTA
TENSION"
220 Q = 1: WHILE Q >= 1
230 LOCATE 8, 10: COLOR 20, 7: PRINT "A"; : COLOR 0, 7: PRINT "BRIR ARCHIVO
CON
DATOS"
240 LOCATE 9, 10: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "NTRODUCIR
DATOS"
260 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("Alai", QS)

```

```

270 IF Q = 0 GOTO 300
280 BEEP: ON Q GOSUB 420, 310, 420, 310
290 WEND
300 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 260
310 LOCATE 11, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUANTOS BUSES
TIENE EL SISTEMA": COLOR 15, 9: INPUT N1
320 LOCATE 12, 10: PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUANTOS ELEMENTOS TIENE
EL SISTEMA": COLOR 15, 9: INPUT N2
340 FOR I = 1 TO N2
350 PRINT : PRINT "PARA EL ELEMENTO": I
360 COLOR 15, 9: PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "DE QUE BUS PARTE EL
ELEMENTO": COLOR 15, 9: INPUT A(I)
370 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "EN QUE BUS TERMINA EL ELEMENTO":
COLOR 15, 9: INPUT B(I)
380 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES LA RESISTENCIA DEL ELEMENTO":
COLOR 15, 9: INPUT R(I)
390 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES LA REACTANCIA DEL ELEMENTO":
COLOR 15, 9: INPUT X(I)
400 NEXT I
410 GOTO 520
420 LOCATE 11, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "NOMBRE DEL
ARCHIVO DE DATOS": COLOR 15, 9: INPUT NOMBRES: BEEP
430 OPEN "I", #1, NOMBRES
440 INPUT #1, N1, N2
460 FOR I = 1 TO N2
470 INPUT #1, A(I)
480 INPUT #1, B(I)
490 INPUT #1, R(I)
500 INPUT #1, X(I)
510 NEXT I
520 COLOR 14, 9: CLS : PRINT : PRINT : PRINT TAB(30); "DATOS DEL SISTEMA"
530 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(6); "ORIGEN"; SPC(14); "DESTINO"; SPC(16);
"RESISTENCIA"; SPC(9); "REACTANCIA": COLOR 15, 9: PRINT
540 FOR I = 1 TO N2
555 PRINT USING "  ##      ##      ####.####
###.####": A(I); B(I); R(I); X(I)
560 NEXT I
570 Q = 2: WHILE Q >= 1
580 LOCATE 25, 18: COLOR 20, 7
590 PRINT "I": COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR": COLOR 20, 7: PRINT " C":
: COLOR 0, 7: PRINT "REAR ARCHIVO DE DATOS": COLOR 20, 7: PRINT " S":
: COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
610 Q$ = INPUT$(I): Q = INSTR("ICSics", Q$)

```

```
620 IF Q = 0 GOTO 650
630 BEEP: ON Q GOSUB 660, 760, 910, 660, 760, 910
640 WEND
650 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 610
660 GOSUB 665: GOTO 700
665 LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT TAB(21); US$
670 LPRINT TAB(30); F$
690 LPRINT : LPRINT TAB(20); D$
695 RETURN
700 LPRINT : LPRINT TAB(6); "ORIGEN"; SPC(14); "DESTINO"; SPC(16);
"RESISTENCIA"; SPC(9); "REACTANCIA": LPRINT
710 FOR I = 1 TO N2
720 LPRINT USING " ## ## ###.###"
###.###": A(I); B(I); R1(I); X1(I)
730 NEXT I
740 LPRINT : LPRINT : LPRINT
750 GOTO 520
760 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CALCULOS DE CORRIENTE DE
FALLA"
770 LOCATE 7, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "NOMBRE DEL
ARCHIVO NUEVO": : COLOR 15, 9: INPUT NUEVOS$
780 OPEN "O", #2, NUEVOS$
790 WRITE #2, N1, N2
800 FOR I = 1 TO N2
810 WRITE #2, A(I)
820 WRITE #2, B(I)
830 WRITE #2, R1(I)
840 WRITE #2, X1(I)
850 NEXT I
860 LOCATE 10, 10: COLOR 3, 9: PRINT "SE HA GENERADO EL ARCHIVO ": : COLOR
15, 9: PRINT NUEVOS$
865 COLOR 3, 9: LOCATE 11, 10: PRINT "CON LOS DATOS QUE USTED OFRECIO AL
PROGRAMA"
870 Q = 2: WHILE Q >= 1: LOCATE 23, 21: COLOR 0, 7: PRINT "OPRIMA CUALQUIER
TECLA PARA CONTINUAR"
880 QS = INPUT$(1): Q = 0
890 IF Q = 0 GOTO 520
900 WEND
910 COLOR 14, 9: CLS
920 DIM YNODO(50, 50), YRES(50, 50)
930 FOR I = 1 TO N1
940 FOR J = 1 TO N1
950 YNODO(I, J) = 0
```

```

960 NEXT J
970 NEXT I
980 FOR I = 1 TO N2
990 X2(I) = X1(I): A2(I) = A(I): B2(I) = B(I)
995 X1(I) = SQR(X1(I) ^ 2 + R1(I) ^ 2)
1000 IF X1(I) <> 0 THEN Y2(I) = I / X1(I)
1005 IF X1(I) = 0 THEN Y2(I) = 0
1010 IF R1(I) <> 0 THEN XR(I) = I / R1(I)
1015 IF R1(I) = 0 THEN XR(I) = 0
1020 NEXT I
1030 FOR I = 1 TO N2
1040 L = A2(I)
1050 M = B2(I)
1060 YNODO(M, M) = YNODO(M, M) + Y2(I)
1070 YNODO(L, L) = YNODO(L, L) + Y2(I)
1080 YNODO(L, M) = YNODO(L, M) - Y2(I)
1090 YNODO(M, L) = YNODO(L, M)
1100 YRES(M, M) = YRES(M, M) + XR(I)
1110 YRES(L, L) = YRES(L, L) + XR(I)
1120 YRES(L, M) = YRES(L, M) - XR(I)
1130 YRES(M, L) = YRES(L, M)
1140 NEXT I
1150 LOCATE 3, 25: PRINT "LA MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BUS": PRINT : PRINT
1160 COLOR 15, 9: K = N1 * 8: K = (80 - K) / 2
1170 FOR I = 1 TO N1: PRINT TAB(K);
1190 FOR J = 1 TO N1
1200 PRINT USING "###.##### "; YNODO(I, J);
1210 NEXT J
1220 NEXT I
1230 Q = 2: WHILE Q = 2
1240 LOCATE 25, 31: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
1250 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("ISis", QS)
1260 IF Q = 0 GOTO 1290
1270 BEEP: ON Q GOSUB 1300, 1410, 1300, 1410
1280 WEND
1290 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 1250
1300 GOSUB 665
1330 LPRINT : LPRINT TAB(35); "MATRIZ YBUS": LPRINT : LPRINT
1335 K = N1 * 8: K = (80 - K) / 2
1340 FOR I = 1 TO N1: LPRINT TAB(K);
1350 FOR J = 1 TO N1
1360 LPRINT USING "###.### "; YNODO(I, J);

```



```

1370 NEXT J
1380 NEXT I
1390 LPRINT : LPRINT : LPRINT
1400 GOTO 1230
1410 REM ***** OBTENCION DE ZBUS *****
1420 FOR I = 1 TO N1
1430 N3 = N1 + I
1440 FOR J = 1 TO N3
1450 IF N3 = J THEN 1490
1460 C(I, J) = 0
1470 D(I, J) = 0
1480 GOTO 1510
1490 C(I, J) = I
1500 D(I, J) = I
1510 NEXT J
1520 NEXT I
1530 FOR I = 1 TO N1
1540 N4 = N1 + I
1550 FOR J = 1 TO N4
1560 IF N4 = J THEN 1600
1570 C(I, J) = C(I, J) + YNODO(I, J)
1580 D(I, J) = C(I, J) + YRES(I, J)
1590 GOTO 1620
1600 C(I, J) = C(I, J) + YNODO(I, J)
1610 D(I, J) = D(I, J) + YRES(I, J)
1620 NEXT J
1630 NEXT I
1640 REM ***** INVERSION DE MATRICES *****
1650 F = 1: N3 = N1 + N1: E = .000001
1660 FOR K = 1 TO N1
1670 F = F * C(K, K): CB = ABS(C(K, K))
1680 IF CB > E THEN 1700
1690 PRINT "SERGIO": END
1700 IP1 = K + 1
1710 FOR J = IP1 TO N3
1720 C(K, J) = C(K, J) / C(K, K)
1730 D(K, J) = D(K, J) / D(K, K)
1740 NEXT J
1750 C(K, K) = 1: D(K, K) = 1
1760 FOR I = 1 TO N1
1770 IF I = K OR C(I, K) = 0 THEN 1830
1780 FOR J = IP1 TO N3
1790 C(I, J) = C(I, J) - (C(I, K) * C(K, J))
1800 D(I, J) = D(I, J) - (D(I, K) * D(K, J))

```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```

1810 NEXT J
1820 YAMP(I, K) = 0
1830 NEXT I
1840 NEXT K
1850 FOR NM = 1 TO N1
1860 N6 = N1 + NM
1870 C(N1, N6) = C(N1, N6) / C(N1, N1)
1880 NEXT NM
1890 C(N1, N1) = C(N1, N1) / C(N1, N1)
1900 REM ***** DETERMINANTE *****
1910 FOR I = 1 TO N1
1920 FOR J = 1 TO N3
1930 REM ***** PRINT YAMP(I,J) *****
1940 NEXT J
1950 NEXT I
1960 FOR I1 = 1 TO N1
1970 FOR I2 = 1 TO N3
1980 MZ = I2 + N1
1990 YAMP(I1, I2) = C(I1, MZ)
2000 ZBUS(I1, I2) = C(I1, MZ)
2010 RBUS(I1, I2) = D(I1, MZ)
2020 IF I2 > N1 THEN 2040
2030 NEXT I2
2040 NEXT I1
2050 REM ***** ANALISIS DEL CASO DE ZBUS *****
2060 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 25: PRINT "LA MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE
BUS
(ZBUS)": PRINT : PRINT : K = N1 * 8: K = (80 - K) / 2
2070 FOR I = 1 TO N1: PRINT TAB(K);
2090 FOR J = 1 TO N1
2100 COLOR 15, 9: PRINT USING "###.##### ", ZBUS(I, J);
2120 NEXT J
2130 NEXT I
2140 Q = 2: WHILE Q > 1
2150 LOCATE 25, 25: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ATRIZ RBUS"; : COLOR 20, 7:
PRINT " S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
2160 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMSims", QS)
2170 IF Q = 0 GOTO 2200
2180 BEEP: ON Q GOSUB 2210, 2320, 2580, 2210, 2320, 2580
2190 WEND
2200 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR.
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 2160
2210 GOSUB 665

```

```

2240 LPRINT : LPRINT TAB(35); "MATRIZ ZBUS": LPRINT : LPRINT
2245 K = N1 * 8: K = (80 - K) / 2
2250 FOR I = 1 TO N1: LPRINT TAB(K);
2260 FOR J = 1 TO N1
2270 LPRINT USING "###.### ": ZBUS(I, J);
2280 NEXT J
2290 NEXT I
2300 LPRINT : LPRINT : LPRINT
2310 GOTO 2060
2320 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 25: PRINT "LA MATRIZ DE RESISTENCIAS DE
BUS
(RBUS)": PRINT : PRINT : K = N1 * 8: K = (80 - K) / 2
2330 FOR I = 1 TO N1: PRINT TAB(K);
2350 FOR J = 1 TO N1
2360 COLOR 15, 9: PRINT USING "###.##### ": RBUS(I, J);
2380 NEXT J
2390 NEXT I
2400 Q = 2: WHILE Q > 1
2410 LOCATE 25, 25: COLOR 20, 7: PRINT "I": : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR": :
COLOR 20, 7: PRINT " M": : COLOR 0, 7: PRINT "ATRIZ ZBUS": : COLOR 20, 7:
PRINT " S": : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
2420 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMSims", QS)
2430 IF Q = 0 GOTO 2460
2440 BEEP: ON Q GOSUB 2470, 2060, 2580, 2470, 2060, 2580
2450 WEND
2460 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 2420
2470 GOSUB 665
2500 LPRINT : LPRINT TAB(35); "MATRIZ RBUS": LPRINT : LPRINT
2505 K = N1 * 8: K = (80 - K) / 2
2510 FOR I = 1 TO N1: LPRINT TAB(K);
2520 FOR J = 1 TO N1
2530 LPRINT USING "###.### ": RBUS(I, J);
2540 NEXT J
2550 NEXT I
2560 LPRINT : LPRINT : LPRINT
2570 GOTO 2320
2580 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 29: PRINT "VALOR DE LA RELACION X/R"
2590 FOR I = 1 TO N1
2600 FOR J = 1 TO N1
2610 IF I = J THEN GOTO 2630
2620 GOTO 2660
2630 FXR(I, J) = ZBUS(I, J) / RBUS(I, J): 2640 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(33);
"PARA EL BUS": I

```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```

2650 COLOR 15, 9: PRINT TAB(36); FXR(I, J)
2660 NEXT J
2670 NEXT I
2680 Q = 2: WHILE Q > 1
2685 LOCATE 25, 31: COLOR 20, 7: PRINT " I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
2700 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("ISis", QS)
2710 IF Q = 0 GOTO 2740
2720 BEEP: ON Q GOSUB 2750, 2920, 2750, 2920
2730 WEND
2740 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 2700
2750 GOSUB 665
2780 LPRINT : LPRINT TAB(30); "VALOR DE LA RELACION X/R"
2790 LPRINT
2800 FOR I = 1 TO N1
2810 FOR J = 1 TO N1
2820 IF I = J THEN GOTO 2840
2830 GOTO 2880
2840 FXR(I, J) = ZBUS(I, J) / RBUS(I, J)
2850 LPRINT TAB(34); "PARA EL BUS:"; I
2860 LPRINT TAB(37); FXR(I, J)
2870 LPRINT
2880 NEXT J
2890 NEXT I
2900 LPRINT : LPRINT
2910 GOTO 2580
2920 REM ***** INICIA ESTUDIO DE FALLA TRIFASICA EN CADA BUS *****
2930 REM ***** ANALIZA EL CASO DE CIRCUITO CORTO *****
2940 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 25: PRINT "CORRIENTE DE FALLA EN POR
UNIDAD"
2950 FOR I = 1 TO N1
2960 ZLL = ZBUS(I, I)
2970 FC1 = -1 / ZLL
2980 FMG = ABS(FC1)
2990 PRINT : COLOR 3, 9: PRINT TAB(10); "LA CORRIENTE DE FALLA EN POR
UNIDAD
PARA EL BUS:"; I
3000 COLOR 15, 9: PRINT TAB(10); FMG; : COLOR 3, 9: PRINT "P.U."
3010 NEXT I
3020 Q = 2: WHILE Q > 1
3030 LOCATE 25, 3: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " A"; : COLOR 0, 7: PRINT "PORTACIONES EN P.U."; :
COLOR 20, 7: PRINT " C"; : COLOR 0, 7: PRINT "ORRIENTE. POTENCIA Y

```

```

APORTACIONES"; : COLOR 20, 7: _
      PRINT " S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
3070 Q$ = INPUT$(1): Q = INSTR("IACSiacs", Q$)
3080 IF Q = 0 GOTO 3110
3090 BEEP: ON Q GOSUB 3120, 3250, 3610, 4290, 3120, 3250, 3610, 4290
3100 WEND
3110 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3070
3120 GOSUB 665
3150 LPRINT : LPRINT TAB(25); "CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD"
3160 FOR I = 1 TO N1
3170 ZLL = ZBUS(I, I)
3180 FC1 = -1 / ZLL
3190 FMG = ABS(FC1)
3200 LPRINT : LPRINT TAB(16); "LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA
EL BUS:"; I
3210 LPRINT USING "####.#####"; TAB(36); FMG
3220 NEXT I
3230 LPRINT : LPRINT
3240 GOTO 2920
3250 COLOR 14, 9: CLS : PRINT : PRINT : PRINT TAB(25); "APORTACIONES EN POR
UNIDAD"
3260 COLOR 15, 9: PRINT : PRINT : PRINT TAB(10); "": : COLOR 3, 9: PRINT "EN
QUE BUS SE CALCULA LA FALLA"; : COLOR 15, 9: INPUT I
3270 ZLL = ZBUS(I, I)
3280 FC1 = -1 / ZLL
3290 FMG = ABS(FC1)
3300 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(12); "ORIGEN"; SPC(13); "DESTINO"; SPC(13);
"APORTACION EN P.U.": PRINT
3310 FOR J = 1 TO N1
3320 V(0) = 1
3330 V(J) = 1 - (FMG * ZBUS(I, J))
3340 IF V(J) <= .0001 THEN V(J) = 0
3350 NEXT J
3360 FOR K = 1 TO N2
3370 S = A2(K)
3380 Y = B2(K)
3390 I(K) = (V(S) - V(Y)) / X1(K)
3400 PRINT USING "## ## #####.#####"; TAB(14); S; SPC(16); Y; SPC(19); I(K)
3410 NEXT K
3420 Q = 2: WHILE Q > 1
3430 LOCATE 25, 16: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " C"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALCULO DE OTRO BUS"; :
COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR": COLOR 15, 9

```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```

3440 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("ICMicm", QS)
3450 IF Q = 0 GOTO 3480
3460 BEEP: ON Q GOSUB 3490, 3250, 2940, 3490, 3250, 2940
3470 WEND
3480 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3440
3490 GOSUB 665
3520 LPRINT : LPRINT TAB(22); "APORTACIONES PARA LA FALLA EN EL BUS"; I
3530 LPRINT : LPRINT TAB(16); "ORIGEN"; SPC(14); "DESTINO"; SPC(13);
"APORTACIONES": LPRINT
3540 FOR K = 1 TO N2
3550 S = A2(K)
3560 Y = B2(K)
3570 LPRINT USING "## ## ####.#####"; TAB(17); S; SPC(18); Y; SPC(16); I(K)
3580 NEXT K
3590 LPRINT
3600 GOTO 3420
3610 REM ***** CALCULO NO P.U. *****
3620 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 25: PRINT "CORRIENTE, POTENCIA Y
APORTACIONES"
3630 LOCATE 5, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "EN QUE BUS ESTA
LA FALLA"; : COLOR 15, 9: INPUT I
3640 LOCATE 7, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "A CUANTOS KVA
DE BASE ESTAN REFERIDOS LOS ELEMENTOS"; : COLOR 15, 9: INPUT KVA
3650 LOCATE 9, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES EL
VOLTAJE EN KV EN EL BUS"; : COLOR 15, 9: INPUT KV
3660 IB = KVA / ((SQR(3)) * KV)
3670 ZLL = ZBUS(I, 1)
3680 FCI = -1 / ZLL
3690 FMG = ABS(FCI)
3700 MIF3FA = IB * FMG
3710 PCC = FMG * KVA
3720 LOCATE 15, 10: COLOR 3, 9: PRINT "LA CORRIENTE DE FALLA TRIFASICA EN
EL BUS
ES DE ": : COLOR 15, 9: PRINT MIF3FA; : COLOR 3, 9: PRINT "[A]"
3730 LOCATE 17, 10: COLOR 3, 9: PRINT "LA POTENCIA DE FALLA TRIFASICA EN
EL BUS
ES DE": : COLOR 15, 9: PRINT PCC; : COLOR 3, 9: PRINT "[KVA]"
3740 Q = 2: WHILE Q > 1
3750 LOCATE 23, 21: COLOR 0, 7: PRINT "OPRIMA CUALQUIER TECLA PARA
CONTINUAR"
3760 QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS)
3770 BEEP: IF Q = 0 GOTO 3790
3780 WEND

```

```

3790 COLOR 14, 9: CLS : PRINT : PRINT : PRINT TAB(34); "APORTACIONES"
3800 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(7); "ORIGEN"; SPC(8); "DESTINO"; SPC(4);
"APORTACIONES EN [P.U.]"; SPC(6); "APORTACIONES EN [KA]"; PRINT
3810 COLOR 15, 9
3820 FOR J = 1 TO N1
3830 V(0) = 1
3840 V(J) = 1 - (FMG * ZBUS(I, J))
3850 IF V(J) <= .0001 THEN V(J) = 0
3860 NEXT J
3870 FOR K = 1 TO N2
3880 S = A2(K)
3890 Y = B2(K)
3900 I(K) = (V(S) - V(Y)) / X1(K)
3910 IA(K) = (IB * I(K)) / 1000
3920 PRINT USING "## ## #####.##### ####.#####"; TAB(10); S; SPC(10); Y;
SPC(13); I(K); SPC(12); IA(K)
3930 NEXT K
3940 Q = 2: WHILE Q > 1
3950 LOCATE 25, 11: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " C"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALCULO DE OTRO BUS"; : COLOR
20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"; : COLOR 20, 7: PRINT
" S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"; COLOR 15, 9
3990 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("ICMSicms", QS)
4000 IF Q = 0 GOTO 4030
4010 BEEP: ON Q GOSUB 4040, 3620, 2940, 4290, 4040, 3620, 2940, 4290
4020 WEND
4030 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3990
4040 GOSUB 665
4070 LPRINT
4080 LPRINT : LPRINT TAB(15); "CORRIENTES DE FALLA, POTENCIA DE FALLA Y
APORTACIONES"
4090 LPRINT TAB(27); "PARA LA FALLA EN EL BUS "; I
4100 LPRINT : LPRINT TAB(30); "VOLTAJE EN EL BUS"; I
4110 LPRINT TAB(36); KV; "[KV]"
4120 LPRINT : LPRINT TAB(31); "BASE DE REFERENCIA"
4130 LPRINT TAB(36); KVA; "[KVA]"
4140 LPRINT : LPRINT TAB(16); "LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD EN EL
BUS "; I
4150 LPRINT TAB(36); FMG; "[P.U.]"
4160 LPRINT : LPRINT TAB(18); "LA CORRIENTE DE FALLA EN [A] EN EL BUS "; I
4170 LPRINT TAB(36); MIF3FA; "[A]"
4180 LPRINT : LPRINT TAB(17); "LA POTENCIA DE CIRCUITO CORTO EN EL BUS "; I
4190 LPRINT TAB(36); PCC; "[KVA]"

```

```
4200 LPRINT : LPRINT TAB(35); "APORTACIONES": LPRINT
4210 LPRINT TAB(8); "ORIGEN"; SPC(7); "DESTINO"; SPC(5); "APORTACIONES EN
P.U.";
SPC(6); "APORTACIONES EN [KA]": LPRINT
4220 FOR K = 1 TO N2
4230 S = A2(K)
4240 Y = B2(K)
4250 LPRINT USING "## ## ##### ##### #####"; TAB(10); S; SPC(10); Y;
SPC(10); I(K); SPC(15); IA(K)
4260 NEXT K
4270 LPRINT : LPRINT
4280 GOTO 3940
4290 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CALCULO DE FALLA TRIFASICA"
4300 Q = 2: WHILE Q > 1
4310 LOCATE 10, 10: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU
PRINCIPAL"
4320 LOCATE 11, 10: PRINT "MENU DE "; : COLOR 20, 7: PRINT "F"; : COLOR 0, 7:
PRINT "ALLAS"
4330 LOCATE 12, 10: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
4340 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("MFSmfs", QS)
4350 IF Q = 0 GOTO 4380
4360 BEEP: ON Q GOTO 4390, 4400, 4410, 4390, 4400, 4410
4370 WEND
4380 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 13, 10: PRINT "HAS COMETIDO UN
ERROR, VUELVE A INTENTARLO": GOTO 4340
4390 RUN "ENTRADA.EXE"
4400 RUN "FALLATRI.EXE"
4410 COLOR 3, 9: CLS : LOCATE 10, 10: PRINT "'DESEA SALIR DEL"; COLOR 14, 9:
LOCATE 10, 27: PRINT "PROGRAMA": LOCATE 11, 10: COLOR 3, 9: PRINT "O
REGRESAR AL MENU PRINCIPAL": PRINT
4420 Q = 2: WHILE Q > 1
4430 CLS : LOCATE 15, 15: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU
PRINCIPAL"
4440 LOCATE 16, 15: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
4450 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("MSms", QS)
4460 IF Q = 0 THEN GOTO 4490
4470 BEEP: ON Q GOSUB 4500, 4510, 4500, 4510
4480 WEND
4490 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
```


PROGRAMA FALLA MONOFASICA (FALLAMON.BAS):

```

10 DIM FXR0(30, 30), C(30, 30), D(30, 30), G(30, 30), H(30, 30), YNODO(30, 30),
Y0NODO(30, 30), YRES(30, 30), YORES(30, 30), X1(30), Y0LINE(30)
15 DIM XR(30), X01(30), YLINE(30), XR0(30), V0(30), V1(30), V2(30)
17 US="UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO" FS="FACULTAD
DE INGENIERIA" DS="DISEÑO DE UNA SUBESTACION EN ALTA TENSION"
20 KEY OFF: COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CALCULO DE CORRIENTES
DE FALLA MONOFASICA"
30 COLOR 3, 9: LOCATE 5, 10: PRINT "PERMITE OBTENER LAS CORRIENTES DE
FALLA
TOTALES Y LAS CORRIENTES"
40 LOCATE 6, 10: PRINT "POR LINEA DE BUS A BUS"
50 Q = 2: WHILE Q >= 1
60 LOCATE 8, 10: COLOR 20, 7: PRINT "A"; : COLOR 0, 7: PRINT "BRIR ARCHIVO CON
DATOS"
70 LOCATE 9, 10: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "NTRDUCIR DATOS"
80 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("Aia", QS)
90 IF Q = 0 GOTO 120
100 BEEP: ON Q GOSUB 370, 130, 370, 130
110 WEND
120 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 80
130 COLOR 15, 9: LOCATE 11, 31: PRINT "SECUENCIA POSITIVA"
140 LOCATE 12, 10: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "CUANTOS BUSES TIENE EL
SISTEMA"; : COLOR 15, 9: INPUT NB
150 LOCATE 13, 10: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "CUANTOS ELEMENTOS TIENE
EL
SISTEMA"; : COLOR 15, 9: INPUT NE
160 LOCATE 16, 33: PRINT "SECUENCIA CERO"
170 LOCATE 17, 10: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "CUANTOS BUSES TIENE EL
SISTEMA"; : COLOR 15, 9: INPUT NB0
180 LOCATE 18, 10: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "CUANTOS ELEMENTOS TIENE
EL
SISTEMA"; : COLOR 15, 9: INPUT NE0
190 DIM A(NE), B(NE), R(NE), X(NE), A0(NE0), B0(NE0), R0(NE0), X0(NE0)
200 LOCATE 20, 31: PRINT "SECUENCIA POSITIVA"
210 FOR I = 1 TO NE
220 PRINT : PRINT "PARA EL ELEMENTO"; I
230 COLOR 15, 9: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "DE QUE BUS PARTE EL
ELEMENTO"; : COLOR 15, 9: INPUT A(I)
240 PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "EN QUE BUS TERMINA EL ELEMENTO"; :
COLOR

```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```

15, 9: INPUT B(I)
250 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES LA RESISTENCIA DEL ELEMENTO"; :
COLOR 15, 9: INPUT R(I)
260 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES LA REACTANCIA DEL ELEMENTO"; :
COLOR 15, 9: INPUT X(I)
270 NEXT I
280 PRINT : PRINT TAB(33); "SECUENCIA CERO": PRINT
290 FOR I = 1 TO NE0
300 PRINT : PRINT "PARA EL ELEMENTO"; I
310 COLOR 15, 9: PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "DE QUE BUS PARTE EL
ELEMENTO";
: COLOR 15, 9: INPUT A0(I)
320 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "EN QUE BUS TERMINA EL ELEMENTO"; :
COLOR
15, 9: INPUT B0(I)
330 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES LA RESISTENCIA DEL ELEMENTO"; :
COLOR 15, 9: INPUT R0(I)
340 PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES LA REACTANCIA DEL ELEMENTO"; :
COLOR 15, 9: INPUT X0(I)
350 NEXT I
360 GOTO 490
370 LOCATE 11, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": COLOR 3, 9: PRINT "COMO SE LLAMA
EL ARCHIVO DE DATOS"; : COLOR 15, 9: INPUT NOMBRES: BEEP
380 OPEN "I", #1, NOMBRES
390 INPUT #1, NB, NE
400 DIM A(NE), B(NE), R(NE), X(NE)
410 FOR I = 1 TO NE
420 INPUT #1, A(I), B(I), R(I), X(I)
430 NEXT I
440 INPUT #1, NB0, NE0
450 DIM A0(NE0), B0(NE0), R0(NE0), X0(NE0)
460 FOR I = 1 TO NE0
470 INPUT #1, A0(I), B0(I), R0(I), X0(I)
480 NEXT I
490 COLOR 14, 9: CLS : PRINT : PRINT : PRINT TAB(31); "DATOS DEL SISTEMA"
500 COLOR 15, 9: PRINT : PRINT TAB(31); "SECUENCIA POSITIVA"
510 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(5); "ORIGEN"; SPC(11); "DESTINO"; SPC(12);
"RESISTENCIA"; SPC(12); "REACTANCIA": PRINT
520 FOR I = 1 TO NE
530 PRINT USING " ##      ##      ###.###"
###.###"; A(I); B(I); R(I); X(I)
570 NEXT I
580 Q = 1: WHILE Q = 1

```

```

590 LOCATE 25, 21: COLOR 0, 7: PRINT "OPRIMA CUALQUIER TECLA PARA
CONTINUAR"
600 QS = INPUT$(1): Q = 0: BEEP
610 WEND
620 COLOR 14, 9: CLS : PRINT : PRINT : PRINT TAB(31); "DATOS DEL SISTEMA":
PRINT
630 COLOR 15, 9: LOCATE 5, 33: PRINT "SECUENCIA CERO"
640 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(5); "ORIGEN"; SPC(11); "DESTINO"; SPC(12);
"RESISTENCIA"; SPC(12); "REACTANCIA": PRINT
650 FOR I = 1 TO NE0
660 PRINT USING "  ##      ##      ####.####
###.####"; A0(I); B0(I); R0(I); X0(I)
700 NEXT I
710 Q = 2: WHILE Q >= 1
720 LOCATE 25, 18: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " C": : COLOR 0, 7: PRINT "REAR ARCHIVO DE DATOS"; :
COLOR
20, 7: PRINT " S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
750 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("ICSics", QS)
760 IF Q = 0 GOTO 790
770 BEEP: ON Q GOSUB 800, 980, 1131, 800, 980, 1131
780 WEND
790 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 750
800 LPRINT : LPRINT : LPRINT TAB(21); US
810 LPRINT TAB(30); FS
820 LPRINT : LPRINT TAB(20); DS
830 LPRINT : LPRINT TAB(31); "DATOS DEL SISTEMA"
840 LPRINT : LPRINT TAB(31); "SECUENCIA POSITIVA"
850 LPRINT : LPRINT TAB(5); "ORIGEN"; SPC(11); "DESTINO"; SPC(12);
"RESISTENCIA"; SPC(12); "REACTANCIA"
860 LPRINT
870 FOR I = 1 TO NE
880 LPRINT USING "  ##      ##      ####.####
###.####"; A(I); B(I); R(I); X(I)
890 NEXT I
900 LPRINT : LPRINT TAB(33); "SECUENCIA CERO"
910 LPRINT : LPRINT TAB(5); "ORIGEN"; SPC(11); "DESTINO"; SPC(12);
"RESISTENCIA"; SPC(12); "REACTANCIA"
920 LPRINT
930 FOR I = 1 TO NE0
940 LPRINT USING "  ##      ##      ####.####
###.####"; A0(I); B0(I); R0(I); X0(I)
950 NEXT I

```

```

960 LPRINT : LPRINT
970 GOTO 750
980 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CALCULO DE CORRIENTES DE FALLA
MONOFASICA"
990 LOCATE 7, 10: COLOR 15, 9: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES EL
NOMBRE
DEL ARCHIVO NUEVO": : COLOR 15, 9: INPUT NUEVOS
1000 OPEN "o", #2, NUEVOS
1010 WRITE #2, NB, NE
1020 FOR I = 1 TO NE
1030 WRITE #2, A(I), B(I), R(I), X(I)
1040 NEXT I
1050 WRITE #2, NB0, NE0
1060 FOR I = 1 TO NE0
1070 WRITE #2, A0(I), B0(I), R0(I), X0(I)
1080 NEXT I
1090 LOCATE 10, 10: COLOR 3, 9: PRINT "SE HA GENERADO EL ARCHIVO "; :
COLOR
15, 9: PRINT NUEVOS$: COLOR 3, 9: LOCATE 11, 10: PRINT "CON LOS DATOS QUE
USTED OFRECIO AL PROGRAMA"
1100 Q = 1: WHILE Q = 1
1110 LOCATE 25, 21: COLOR 0, 7: PRINT "OPRIMA CUALQUIER TECLA PARA
CONTINUAR"
1120 QS = INPUT$(1): BEEP: GOTO 490
1130 WEND
1131 FOR I = 1 TO NE
1132 X(I) = SQR(X(I)^2 + R(I)^2)
1133 NEXT I
1134 FOR I = 1 TO NE0
1135 X0(I) = SQR(X0(I)^2 + R0(I)^2)
1136 NEXT I
1140 FOR I = 1 TO NE
1150 X1(I) = X(I)
1160 IF X(I) < 0 THEN YLINE(I) = 1 / X(I)
1165 IF X(I) = 0 THEN YLINE(I) = 0
1170 IF R(I) < 0 THEN XR(I) = 1 / R(I)
1180 NEXT I
1190 FOR I = 1 TO NE
1200 L = A(I)
1210 M = B(I)
1220 YNODO(M, M) = YNODO(M, M) + YLINE(I)
1230 YNODO(L, L) = YNODO(L, L) + YLINE(I)
1240 YNODO(L, M) = YNODO(L, M) - YLINE(I)
1250 YNODO(M, L) = YNODO(L, M)

```

```
1260 YRES(M, M) = YRES(M, M) + XR(I)
1270 YRES(L, L) = YRES(L, L) + XR(I)
1280 YRES(L, M) = YRES(L, M) - XR(I)
1290 YRES(M, L) = YRES(L, M)
1300 NEXT I
1310 FOR I = 1 TO NE0
1320 X0(I) = X0(I)
1330 IF X0(I) <> 0 THEN Y0LINE(I) = I / X0(I)
1340 IF X0(I) = 0 THEN Y0LINE(I) = 0
1350 IF R0(I) <> 0 THEN XR0(I) = I / R0(I)
1360 NEXT I
1370 FOR I = 1 TO NE0
1380 L = A0(I)
1390 M = B0(I)
1400 Y0NODO(M, M) = Y0NODO(M, M) + Y0LINE(I)
1410 Y0NODO(L, L) = Y0NODO(L, L) + Y0LINE(I)
1420 Y0NODO(L, M) = Y0NODO(L, M) - Y0LINE(I)
1430 Y0NODO(M, L) = Y0NODO(L, M)
1440 Y0RES(M, M) = Y0RES(M, M) + XR0(I)
1450 Y0RES(L, L) = Y0RES(L, L) + XR0(I)
1460 Y0RES(L, M) = Y0RES(L, M) - XR0(I)
1470 Y0RES(M, L) = Y0RES(L, M)
1480 NEXT I
1490 REM ***** OBTENCION DE ZBUS *****
1500 FOR I = 1 TO NB
1510 N1 = NB + I
1520 FOR J = 1 TO N1
1530 IF N1 = J THEN 1570
1540 C(I, J) = 0
1550 D(I, J) = 0
1560 GOTO 1590
1570 C(I, J) = 1
1580 D(I, J) = 1
1590 NEXT J
1600 NEXT I
1610 FOR I = 1 TO NB
1620 KN = NB + I
1630 FOR J = 1 TO KN
1640 IF KN = J THEN 1680
1650 C(I, J) = C(I, J) + YNODO(I, J)
1660 D(I, J) = C(I, J) + YRES(I, J)
1670 GOTO 1700
1680 C(I, J) = C(I, J) + YNODO(I, J)
1690 D(I, J) = D(I, J) + YRES(I, J)
```

```
1700 NEXT J
1710 NEXT I
1720 REM ***** INVERSION DE MATRICES *****
1730 F = I: N3 = NB + NB: E = .000001#
1740 FOR K = 1 TO NB
1750 F = F * C(K, K): CB = ABS(C(K, K))
1760 IF CB > E THEN 1780
1770 PRINT "SERGIO": END
1780 IP1 = K + 1
1790 FOR J = IP1 TO N3
1800 C(K, J) = C(K, J) / C(K, K)
1810 D(K, J) = D(K, J) / D(K, K)
1820 NEXT J
1830 C(K, K) = 1: D(K, K) = 1
1840 FOR I = 1 TO NB
1850 IF I = K OR C(I, K) = 0 THEN 1910
1860 FOR J = IP1 TO N3
1870 C(I, J) = C(I, J) - (C(I, K) * C(K, J))
1880 D(I, J) = D(I, J) - (D(I, K) * D(K, J))
1890 NEXT J
1900 YAMP(I, K) = 0
1910 NEXT I
1920 NEXT K
1930 FOR NM = 1 TO NB
1940 N6 = NB + NM
1950 C(NB, N6) = C(NB, N6) / C(NB, NB)
1960 NEXT NM
1970 C(NB, NB) = C(NB, NB) / C(NB, NB)
1980 REM ***** DETERMINANTE *****
1990 FOR I1 = 1 TO NB
2000 FOR I2 = 1 TO N3
2010 MZ = I2 + NB
2020 YAMP(I1, I2) = C(I1, MZ)
2030 ZBUS(I1, I2) = C(I1, MZ)
2040 RBUS(I1, I2) = D(I1, MZ)
2050 IF I2 > NB THEN 2070
2060 NEXT I2
2070 NEXT I1
2080 REM ***** OBTENCION DE ZBUS *****
2090 FOR I = 1 TO NB0
2100 N1 = NB0 + I
2110 FOR J = 1 TO N1
2120 IF N1 = J THEN 2160
2130 G(I, J) = 0
```

```

2140 H(I, J) = 0
2150 GOTO 2180
2160 G(I, J) = 1
2170 H(I, J) = 1
2180 NEXT J
2190 NEXT I
2200 FOR I = 1 TO NB0
2210 KN = NB0 + I
2220 FOR J = 1 TO KN
2230 IF KN = J THEN 2270
2240 G(I, J) = G(I, J) + Y0NODO(I, J)
2250 H(I, J) = G(I, J) + Y0RES(I, J)
2260 GOTO 2290
2270 G(I, J) = G(I, J) + Y0NODO(I, J)
2280 H(I, J) = H(I, J) + Y0RES(I, J)
2290 NEXT J
2300 NEXT I
2310 REM ***** INVERSION DE MATRICES *****
2320 F = 1: N3 = NB0 + NB0: E = .000001#
2330 FOR K = 1 TO NB0
2340 F = F * G(K, K): GB = ABS(G(K, K))
2350 IF GB > E THEN 2370
2360 PRINT "SERGIO": END
2370 IP1 = K + 1
2380 FOR J = IP1 TO N3
2390 G(K, J) = G(K, J) / G(K, K)
2400 H(K, J) = H(K, J) / H(K, K)
2410 NEXT J
2420 G(K, K) = 1: H(K, K) = 1
2430 FOR I = 1 TO NB0
2440 IF I = K OR G(I, K) = 0 THEN 2500
2450 FOR J = IP1 TO N3
2460 G(I, J) = G(I, J) - (G(I, K) * G(K, J))
2470 H(I, J) = H(I, J) - (H(I, K) * H(K, J))
2480 NEXT J
2490 Y0AMP(I, K) = 0
2500 NEXT I
2510 NEXT K
2520 FOR NM = 1 TO NB0
2530 N6 = NB0 + NM
2540 G(NB0, N6) = G(NB0, N6) / G(NB0, NB0)
2550 NEXT NM
2560 G(NB0, NB0) = G(NB0, NB0) / G(NB0, NB0)
2570 REM ***** DETERMINANTE *****

```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```

2580 FOR I1 = 1 TO NB0
2590 FOR I2 = 1 TO N3
2600 MZ = I2 + NB0
2610 Y0AMP(I1, I2) = G(I1, MZ)
2620 ZOBUS(I1, I2) = G(I1, MZ)
2630 ROBUS(I1, I2) = H(I1, MZ)
2640 IF I2 > NB0 THEN GOTO 2660
2650 NEXT I2
2660 NEXT I1
2670 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 19: PRINT "CALCULO DE CORRIENTES DE
FALLA
MONOFASICA"
2680 COLOR 3, 9: LOCATE 5, 9: PRINT "PERMITE LA OBTENCION DE LOS
PRINCIPALES
PARAMETROS AL OCURRIR"
2690 LOCATE 6, 18: PRINT "UNA FALLA MONOFASICA EN UN SISTEMA
ELECTRICO"
2700 LOCATE 8, 19: PRINT "OPRIMA LA LETRA DE LA OPCION SELECCIONADA"
2710 Q = 2: WHILE Q >= 1
2720 LOCATE 10, 10: COLOR 0, 7: PRINT "MATRIZ DE "; : COLOR 20, 7: PRINT "A"; :
COLOR 0, 7: PRINT "DMITANCIAS DE BUS (SECUENCIA POSITIVA)"
2730 LOCATE 11, 10: COLOR 0, 7: PRINT "MATRIZ DE A"; : COLOR 20, 7: PRINT "D"; :
COLOR 0, 7: PRINT "MITANCIAS DE BUS (SECUENCIA CERO)"
2740 LOCATE 12, 10: COLOR 0, 7: PRINT "MATRIZ DE "; : COLOR 20, 7: PRINT "I"; :
COLOR 0, 7: PRINT "MPEDANCIAS DE BUS (SECUENCIA POSITIVA)"
2750 LOCATE 13, 10: COLOR 0, 7: PRINT "MATRIZ DE IM"; : COLOR 20, 7: PRINT "P";
: COLOR 0, 7: PRINT "EDANCIAS DE BUS (SECUENCIA CERO)"
2752 LOCATE 14, 10: COLOR 0, 7: PRINT "MATRIZ DE ESISTENCIAS (SECUENCIA
POSITIVA)": COLOR 20, 7: LOCATE 14, 20: PRINT "R"
2754 LOCATE 15, 10: COLOR 0, 7: PRINT "MATRIZ DE R SISTENCIAS (SECUENCIA
CERO)":
COLOR 20, 7: LOCATE 15, 21: PRINT "E"
2755 LOCATE 18, 10: COLOR 0, 7: PRINT "RELACION 0/R0": COLOR 20, 7: LOCATE
18, 19: PRINT "X"
2760 LOCATE 16, 10: COLOR 0, 7: PRINT "CORRIENTE Y POTENCIA EN POR "; :
COLOR
20, 7: PRINT "U"; : COLOR 0, 7: PRINT "NIDAD"
2770 LOCATE 17, 10: COLOR 20, 7: PRINT "C"; : COLOR 0, 7: PRINT "ORRIENTE Y
POTENCIA"
2780 LOCATE 19, 10: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "EGUIR"
2790 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("ADIPREUCXSadipreucxs", QS)
2800 IF Q = 0 GOTO 2830
2810 BEEP: ON Q GOSUB 2880, 3130, 3380, 3640, 3881, 3895, 3912, 4550, 4591.
4617, 2880, 3130, 3380, 3640, 3881, 3895, 3912, 4550, 4591, 4617

```


ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```
2820 WEND
2830 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 2790
2840 LPRINT : LPRINT : LPRINT TAB(21); US
2850 LPRINT TAB(30); F$
2860 LPRINT : LPRINT TAB(20); D$: LPRINT
2870 RETURN
2880 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 11: PRINT "MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BUS
DE
SECUENCIA POSITIVA (YBUS)": PRINT : PRINT
2890 COLOR 15, 9: K = NB * 8: K = (80 - K) / 2
2900 FOR I = 1 TO NB: PRINT TAB(K);
2910 FOR J = 1 TO NB
2920 PRINT USING "###.### "; YNODO(I, J);
2940 NEXT J
2950 NEXT I
2960 Q = 2: WHILE Q >= 1
2970 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I";: COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR";:
COLOR 20, 7: PRINT " M";: COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
2980 Q$ = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", Q$)
2990 IF Q = 0 GOTO 3020
3000 BEEP: ON Q GOSUB 3030, 2670, 3030, 2670
3010 WEND
3020 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 2980
3030 GOSUB 2840
3040 LPRINT TAB(23); "MATRIZ YBUS DE SECUENCIA POSITIVA"
3050 LPRINT : K = NB * 8: K = (80 - K) / 2
3060 FOR I = 1 TO NB: LPRINT TAB(K);
3070 FOR J = 1 TO NB
3080 LPRINT USING "###.##### "; YNODO(I, J);
3090 NEXT J
3100 NEXT I
3110 LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT
3120 GOTO 2960
3130 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 13: PRINT "MATRIZ DE ADMITANCIAS DE BUS
DE SECUENCIA CERO (YBUS)": PRINT : PRINT
3140 COLOR 15, 9: K = NB0 * 8: K = (80 - K) / 2
3150 FOR I = 1 TO NB0: PRINT TAB(K);
3160 FOR J = 1 TO NB0
3170 PRINT USING "###.### "; Y0NODO(I, J);
3190 NEXT J
3200 NEXT I
3210 Q = 2: WHILE Q >= 1
```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```

3220 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
3230 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", QS)
3240 IF Q = 0 GOTO 3270
3250 BEEP: ON Q GOSUB 3280, 2670, 3280, 2670
3260 WEND
3270 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3230
3280 GOSUB 2840
3290 LPRINT TAB(24); "MATRIZ YBUS DE SECUENCIA CERO"
3300 LPRINT : K = NB0 * 8: K = (80 - K) / 2
3310 FOR I = 1 TO NB0: LPRINT TAB(K);
3320 FOR J = 1 TO NB0
3330 LPRINT USING "###.#### "; Y0NODO(I, J);
3340 NEXT J
3350 NEXT I
3360 LPRINT : LPRINT : LPRINT
3370 GOTO 2960
3380 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 11: PRINT "MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE BUS
DE SECUENCIA POSITIVA (ZBUS)": PRINT : PRINT
3390 COLOR 15, 9: K = NB * 8: K = (80 - K) / 2
3400 FOR I = 1 TO NB: PRINT TAB(K);
3410 FOR J = 1 TO NB
3420 PRINT USING "###.### "; ZBUS(I, J);
3440 NEXT J
3450 NEXT I
3460 Q = 2: WHILE Q >= 1
3470 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
3480 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", QS)
3490 IF Q = 0 GOTO 3520
3500 BEEP: ON Q GOSUB 3530, 2670, 3530, 2670
3510 WEND
3520 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3480
3530 GOSUB 2840
3540 LPRINT TAB(23); "MATRIZ ZBUS DE SECUENCIA POSITIVA"
3550 LPRINT : K = NB * 8: K = (80 - K) / 2
3560 FOR I = 1 TO NB: LPRINT TAB(K);
3570 FOR J = 1 TO NB
3580 LPRINT USING "###.#### "; ZBUS(I, J);
3590 NEXT J
3600 NEXT I
3610 LPRINT : LPRINT : LPRINT

```

```

3620 GOTO 3460
3630 REM FOR J = 1 TO NB
3640 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 13: PRINT "MATRIZ DE IMPEDANCIAS DE BUS
DE SECUENCIA CERO (ZBUS)": PRINT : PRINT
3650 COLOR 15, 9: K = NB * 8: K = (80 - K) / 2
3660 FOR I = 1 TO NB0: PRINT TAB(K);
3670 FOR J = 1 TO NB0
3680 PRINT USING "###.### "; Z0BUS(I, J);
3700 NEXT J
3710 NEXT I
3720 Q = 2: WHILE Q >= 1
3730 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
3740 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", QS)
3750 IF Q = 0 GOTO 3780
3760 BEEP: ON Q GOSUB 3790, 2670, 3790, 2670
3770 WEND
3780 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3740
3790 GOSUB 2840
3800 LPRINT TAB(25): "MATRIZ ZBUS DE SECUENCIA CERO"
3810 LPRINT: K = NB * 8: K = (80 - K) / 2
3820 FOR I = 1 TO NB0: LPRINT TAB(K);
3830 FOR J = 1 TO NB0
3840 LPRINT USING "###.##### "; Z0BUS(I, J);
3850 NEXT J
3860 NEXT I
3870 LPRINT : LPRINT : LPRINT
3880 GOTO 2960
3881 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 11: PRINT "MATRIZ DE RESISTENCIAS DE BUS
DE SECUENCIA POSITIVA (RBUS)": PRINT : PRINT
3882 COLOR 15, 9: K = NB * 8: K = (80 - K) / 2: FOR I = 1 TO NB: PRINT TAB(K);
3883 FOR J = 1 TO NB: PRINT USING "###.### "; RBUS(I, J);
3884 NEXT J: NEXT I: Q = 2: WHILE Q >= 1
3885 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
3886 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", QS): IF Q = 0 GOTO 3888
3887 BEEP: ON Q GOSUB 3889, 2670, 3889, 2670: WEND
3888 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3886
3889 GOSUB 2840
3890 LPRINT TAB(23): "MATRIZ RBUS DE SECUENCIA POSITIVA"
3891 LPRINT: K = NB * 8: K = (80 - K) / 2: FOR I = 1 TO NB: LPRINT TAB(K);
3892 FOR J = 1 TO NB: LPRINT USING "###.##### "; RBUS(I, J);

```

```

3893 NEXT J: NEXT I: LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT
3894 GOTO 3881
3895 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 16: PRINT "MATRIZ DE RESISTENCIAS DE BUS
DE SECUENCIA CERO": PRINT : PRINT
3896 COLOR 15, 9: K = NB0 * 8: K = (80 - K) / 2: FOR I = 1 TO NB0: PRINT TAB(K);
3897 FOR J = 1 TO NB0: PRINT USING "###.### ", R0BUS(I, J);
3898 NEXT J: NEXT I: Q = 2: WHILE Q >= 1
3899 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I": : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR": :
COLOR 20, 7: PRINT " M": : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
3900 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("iMim", QS): IF Q = 0 GOTO 3902
3901 BEEP: ON Q GOSUB 3903, 2670, 3903, 2670: WEND
3902 SOUND 120, 3: COLOR 31, 9: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 3900
3903 GOSUB 2840
3904 LPRINT TAB(25); "MATRIZ RBUS DE SECUENCIA CERO"
3905 LPRINT : K = NB0 * 8: K = (80 - K) / 2: FOR I = 1 TO NB0: LPRINT TAB(K);
3906 FOR J = 1 TO NB0: LPRINT USING "###.##### ", R0BUS(I, J);
3907 NEXT J: NEXT I: LPRINT : LPRINT : LPRINT : LPRINT
3908 GOTO 3895
3912 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CORRIENTE Y POTENCIA EN POR
UNIDAD"
3914 COLOR 15, 9: LOCATE 5, 10: PRINT "": : COLOR 3, 9: PRINT "EN QUE BUS SE
CALCULA LA FALLA": : COLOR 15, 9: INPUT I: PRINT
3916 ZZ = 0
3918 T = (2 * ZBUS(I, I) + Z0BUS(I, I))
3920 ZLL = 1 / T
3930 FMG0 = 3 * ZLL
3940 COLOR 3, 9: PRINT TAB(10); "LA CORRIENTE DE FALLA PARA EL BUS"; I;
" ES DE "; : COLOR 15, 9: PRINT FMG0; : COLOR 3, 9: PRINT "{P.U.}"
3941 IF ZZ = 1 THEN MIF3FA = IB(I) * FMG0
3942 IF ZZ = 1 THEN PCC(I) = FMG0 * KVAB
3943 IF ZZ = 1 THEN PRINT : PRINT TAB(10); "LA CORRIENTE DE FALLA ES DE"; :
COLOR 15, 9: PRINT MIF3FA; : COLOR 3, 9: PRINT "{A}"
3944 IF ZZ = 1 THEN PRINT : PRINT TAB(10); "LA POTENCIA DE CORTOCIRCUITO
ES DE"; : COLOR 15, 9: PRINT PCC(I); : COLOR 3, 9: PRINT "[KVA]"
3950 PRINT
3960 FOR J = 1 TO NB0
3970 V0(J) = -Z0BUS(J, I) * ZLL
3980 V1(J) = 1 - ZBUS(J, I) * ZLL
3990 V2(J) = -ZBUS(J, I) * ZLL
4000 COLOR 3, 9: PRINT TAB(10); "PARA EL BUS "; J; " LOS VOLTAJES SON:"
4010 PRINT TAB(5); : PRINT "V0="; : COLOR 15, 9: PRINT USING "#####.#####";
V0(J); : COLOR 3, 9: PRINT " V1="; : COLOR 15, 9: PRINT USING
"#####.#####"; V1(J); : COLOR 3, 9: PRINT " V2="; : COLOR 15, 9: PRINT

```

```

USING "###.#####"; V2(J)
4020 PRINT
4030 NEXT J
4350 Q = 2: WHILE Q >= 1
4360 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR  "
; : COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
4370 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", QS)
4380 IF Q = 0 GOTO 4410
4390 BEEP: ON Q GOSUB 4420, 2670, 4420, 2670
4400 WEND
4410 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 4370
4420 GOSUB 2840
4430 IF ZZ = 1 THEN LPRINT TAB(24); "CORRIENTE Y POTENCIA"
4431 IF ZZ = 1 THEN GOTO 4440
4432 LPRINT TAB(20); "CORRIENTE Y POTENCIA EN POR UNIDAD"
4440 LPRINT : LPRINT TAB(13); "PARA EL BUS "; I; "LA CORRIENTE DE FALLA ES
DE ";
FMG0: "[P.U.]"
4441 IF ZZ = 1 THEN LPRINT : LPRINT TAB(15); "EL SISTEMA ESTA REFERIDO A LA
BASE DE "; KVAB; "[KVA]"
4442 IF ZZ = 1 THEN LPRINT : LPRINT TAB(19); "PARA EL BUS "; I; "EL VOLTAJE ES
DE "; KVB(I); "[KV]"
4443 IF ZZ = 1 THEN LPRINT : LPRINT TAB(13); "PARA EL BUS "; I; "LA CORRIENTE
DE FALLA ES DE "; MIF3FA; "[A]"
4444 IF ZZ = 1 THEN LPRINT : LPRINT TAB(16); "LA POTENCIA DE CIRCUITO
CORTO
ES DE "; PCC(I); "[KVA]"
4450 FOR J = 1 TO NB0
4460 LPRINT : LPRINT TAB(21); "LAS COMPONENTES DE VOLTAJE EN EL BUS"; J
4470 LPRINT TAB(5); "V0= "; : LPRINT USING "###.#####"; V0(J); : LPRINT "
V1= "; : LPRINT USING "###.#####"; V1(J); : LPRINT "      V2= "; :
LPRINT USING "###.#####"; V2(J)
4480 NEXT J
4540 GOTO 4350
4550 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CORRIENTE Y POTENCIA"
4555 COLOR 15, 9: LOCATE 5, 10: PRINT " "; : COLOR 3, 9: PRINT "EN QUE BUS SE
CALCULA LA FALLA"; : COLOR 15, 9: INPUT I
4560 COLOR 15, 9: LOCATE 7, 10: PRINT " "; : COLOR 3, 9: PRINT "A CUANTOS KVA
DE BASE ESTA REFERIDO EL SISTEMA"; : COLOR 15, 9: INPUT KVAB
4570 LOCATE 9, 10: PRINT " "; : COLOR 3, 9: PRINT "CUAL ES EL VOLTAJE DE BASE
EN KV PARA EL BUS "; I; : COLOR 15, 9: INPUT KVB(I): PRINT
4575 IB(I) = KVAB / ((SQR(3))) * (KVB(I))
4580 ZZ = 1

```

```
4590 GOTO 3918
4591 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 27: PRINT "VALOR DE LA RELACION X0/R0"
4592 FOR I = 1 TO NB0: FOR J = 1 TO NB0
4593 IF I = J THEN GOTO 4595
4594 GOTO 4598
4595 FXR0(I, J) = Z0BUS(I, J) / R0BUS(I, J)
4596 COLOR 3, 9: PRINT : PRINT TAB(33); "PARA EL BUS: "; I
4597 COLOR 15, 9: PRINT TAB(36); : PRINT USING "####.#####"; FXR0(I, J)
4598 NEXT J
4599 NEXT I
4600 Q = 2: WHILE Q > 1
4601 LOCATE 25, 27: COLOR 20, 7: PRINT "I"; : COLOR 0, 7: PRINT "MPRIMIR"; :
4602 COLOR 20, 7: PRINT " M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU ANTERIOR"
4602 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("IMim", QS)
4603 IF Q = 0 GOTO 4606
4604 BEEP: ON Q GOSUB 4607, 2670, 4607, 2670
4605 WEND
4606 SOUND 120, 3: LOCATE 25, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR, VUELVA A
INTENTARLO:": GOTO 4602
4607 GOSUB 2840
4608 LPRINT TAB(27); "VALOR DE LA RELACION X0/R0": LPRINT
4609 FOR I = 1 TO NB0: FOR J = 1 TO NB0
4610 IF I = J THEN GOTO 4612
4611 GOTO 4615
4612 FXR0(I, J) = Z0BUS(I, J) / R0BUS(I, J): LPRINT TAB(34); "PARA EL BUS: "; I
4613 LPRINT TAB(34); : LPRINT USING "####.#####"; FXR0(I, J)
4614 LPRINT
4615 NEXT J: NEXT I
4616 LPRINT : LPRINT : GOTO 4591
4617 COLOR 14, 9: CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "CALCULO DE FALLA MONOFASICA"
4618 Q = 2: WHILE Q > 1
4620 LOCATE 10, 10: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU
PRINCIPAL"
4630 LOCATE 11, 10: PRINT "MENU DE "; : COLOR 20, 7: PRINT "F"; : COLOR 0, 7:
PRINT "ALLAS"
4640 LOCATE 12, 10: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
4650 QS = INPUT$(1): Q = INSTR("MFSmfs", QS)
4660 IF Q = 0 THEN GOTO 4690
4670 BEEP: ON Q GOSUB 4700, 4710, 4720, 4700, 4710, 4720
4680 WEND
4690 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR, VUELVA A
INTENTARLO:": GOTO 4650
4700 RUN "ENTRADA.EXE"
4710 RUN "FALLATRI.EXE"
```

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

```
4720 COLOR 3, 9: CLS : LOCATE 10, 10: PRINT ""DESEA SALIR DEL": : COLOR 14, 9:  
PRINT " PROGRAMA": LOCATE 11, 10: COLOR 3, 9: PRINT "O REGRESAR AL MENU  
PRINCIPAL?"  
4730 Q = 2: WHILE Q >= 1  
4740 LOCATE 15, 15: COLOR 20, 7: PRINT "M": : COLOR 0, 7: PRINT "ENU  
PRINCIPAL"  
4750 LOCATE 16, 15: COLOR 20, 7: PRINT "S": : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"  
4760 Q$ = INPUT$(1): Q = INSTR("MSms", Q$)  
4770 IF Q = 0 THEN GOTO 4800  
4780 BEEP: ON Q GOTO 4700, 4810, 4700, 4810  
4790 WEND  
4800 SOUND 120, 3: LOCATE 24, 19: COLOR 31, 9: PRINT "HA COMETIDO UN ERROR,  
VUELVA A INTENTARLO": GOTO 4760  
4810 COLOR 0, 0: CLS: SYSTEM
```

ARCHIVO DE DATOS (CORTO.DAT):

		9,22	
0,	1,	0.0000,	0.0048
1,	2,	0.0046,	0.0749
2,	3,	0.0406,	0.0164
2,	4,	0.0771,	0.0220
2,	5,	0.0283,	0.0201
2,	6,	0.3125,	0.7723
0,	2,	0.7179,	6.0648
2,	7,	0.4462,	1.0648
0,	3,	0.2058,	3.0664
3,	8,	0.0994,	0.5664
0,	3,	0.4378,	5.4290
0,	4,	0.2058,	3.0664
0,	4,	0.4378,	5.4290
0,	4,	0.3061,	4.0717
0,	5,	0.1237,	2.0456
5,	9,	0.0583,	0.3789
0,	5,	1.3405,	10.8579
0,	5,	1.3405,	10.8579
0,	8,	0.1064,	2.5000
0,	9,	0.0654,	1.6667
0,	6,	0.1595,	3.3333
0,	7,	0.2717,	5.0000

		9,21	
0,	1,	0.0000,	0.0070
0,	2,	6.9440,	0.0749
2,	3,	0.0406,	0.0164
2,	4,	0.0771,	0.0220
2,	5,	0.0283,	0.0201
0,	2,	0.1621,	0.0205
0,	2,	0.2063,	0.0261
0,	2,	0.2063,	0.0261
0,	8,	721.7872,	0.5664
0,	8,	0.1064,	2.5000
0,	4,	0.4378,	5.4290
0,	4,	0.3061,	4.0717
0,	9,	1082.5901,	0.3789
0,	9,	0.0654,	1.6667
0,	5,	1.3405,	10.8579
0,	5,	1.3405,	10.8579
0,	6,	541.4163,	0.7518

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

0,	6,	0.1595,	3.3333
0,	7,	361.0838,	1.0387
0,	7,	0.2717,	5.0000
0,	3,	0.4378,	5.4290

CIRCUITO CORTO TRIFÁSICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

DATOS DEL SISTEMA

SECUENCIA POSITIVA

ORÍGEN	DESTINO	RESIST.	REACT.
0	1	0.0000	0.0048
1	2	0.0046	0.0749
2	3	0.0406	0.0164
2	4	0.0771	0.0220
2	5	0.0283	0.0201
2	6	0.3125	0.7723
0	2	0.7179	6.0648
2	7	0.4462	1.0648
0	3	0.2058	3.0664
3	8	0.0994	0.5664
0	3	0.4378	5.4290
0	4	0.2058	3.0664
0	4	0.4378	5.4290
0	4	0.3061	4.0717
0	5	0.1237	2.0456
5	9	0.0583	0.3789
0	5	1.3405	10.8579
0	5	1.3405	10.8579
0	8	0.1064	2.5000
0	9	0.0654	1.6667
0	6	0.1595	3.3333
0	7	0.2717	5.0000

SECUENCIA CERO

ORÍGEN	DESTINO	RESIST.	REACT.
0	1	0.0000	0.0070
0	2	6.9440	0.0749
2	3	0.0406	0.0164

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

2	4	0.0771	0.0220
2	5	0.0283	0.0201
0	2	0.1621	0.0205
0	2	0.2063	0.0261
0	2	0.2063	0.0261
0	8	721.7872	0.5664
0	8	0.1064	2.5000
0	4	0.4378	5.4290
0	9	1082.5901	0.3789
0	9	0.0654	1.6667
0	5	1.3405	10.8579
0	5	1.3405	10.8579
0	6	541.4163	0.7518
0	6	0.1595	3.3333
0	7	361.0838	1.0387
0	7	0.2717	5.0000
0	3	0.4378	5.4290

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

MATRIZ ZBUS

0.0047	0.0038	0.0037	0.0036	0.0037	0.0031	0.0031	0.0030	0.0030
0.0038	0.0636	0.0614	0.0600	0.0612	0.0509	0.0517	0.0499	0.0497
0.0037	0.0614	0.1015	0.0579	0.0590	0.0491	0.0499	0.0825	0.0480
0.0036	0.0600	0.0579	0.1322	0.0577	0.0480	0.0488	0.0471	0.0469
0.0037	0.0612	0.0590	0.0577	0.0922	0.0489	0.0497	0.0480	0.0749
0.0031	0.0509	0.0491	0.0480	0.0489	0.7074	0.0414	0.0399	0.0398
0.0031	0.0517	0.0499	0.0487	0.0497	0.0414	0.9802	0.0406	0.0404
0.0030	0.0499	0.0825	0.0471	0.0480	0.0399	0.0406	0.5347	0.0390
0.0030	0.0497	0.0480	0.0469	0.0749	0.0398	0.0404	0.0390	0.3727

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 1
210.91031

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 2
15.71966

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 3
9.85649

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 4
7.56564

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 5
10.85044

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 6
1.41358

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 7
1.02019

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 8
1.87029

LA CORRIENTE DE FALLA EN POR UNIDAD PARA EL BUS: 9
2.68348

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

VALOR DE LA RELACIÓN X/R

PARA EL BUS: 1

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

1.144482

PARA EL BUS: 2
9.418334

PARA EL BUS: 3
4.901783

PARA EL BUS: 4
4.32228

PARA EL BUS: 5
5.747852

PARA EL BUS: 6
7.668678

PARA EL BUS: 7
6.785913

PARA EL BUS. 8
10.18829

PARA EL BUS: 9
11.30069

CIRCUITO CORTO MONOFÁSICO

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

MATRIZ ZBUS DE SECUENCIA CERO

0.0070	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0600	0.0595	0.0580	0.0596	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0595	0.1025	0.0576	0.0592	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0580	0.0576	0.1336	0.0577	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0596	0.0592	0.0577	0.0937	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	3.3167	0.0000	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	4.9389	0.0000	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	2.4936	0.0000
0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	1.6654

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

CORRIENTE DE FALLA

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 1
9137.646 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 2
22235.18 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 3
13632.36 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 4
10462.08 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 5
14972.32 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 6
7626.39 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 7
5230.152 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 8
10127.61 [A]

LA CORRIENTE DE FALLA EN EL BUS: 9
14968.33

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA**

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

VALOR DE LA RELACIÓN X_0/R_0

PARA EL BUS: 1
1.00000

PARA EL BUS: 2
2.44351

PARA EL BUS: 3
2.42782

PARA EL BUS: 4
2.78776

PARA EL BUS: 5
2.43389

PARA EL BUS: 6
21.80030

PARA EL BUS: 7
19.19140

ESTUDIO DE CIRCUITO CORTO

PARA EL BUS: 8
24.43972

PARA EL BUS: 9
26.46663

CAPITULO 10
CUARTO DE
CONTROL
ELÉCTRICO

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO



El cuarto de control de una subestación eléctrica aloja los diferentes equipos de maniobra como los de medición y control de motores y alarmas. Adicionalmente tiene equipos auxiliares como baterías, cargador, inversor, tablero de corriente directa, registradores y monitores diversos.

En nuestro caso, el cuarto de control contará con el siguiente equipo:

- Un tablero metal-clad de distribución en media tensión.
- Un banco de baterías
- Un cargador
- Un tablero para alumbrado

10.1 FACTORES PARA DETERMINAR LAS DIMENSIONES

Los factores que intervienen para determinar las dimensiones del cuarto de control son los siguientes:

- Cercanía de tableros a transformadores
- Dimensiones de los equipos
- Espacios necesarios
- Requisitos de construcción

A continuación analizamos como y de que forma contribuyen en la determinación de las dimensiones del cuarto de control los puntos anteriores.

10.1.1 Cercanía de tableros a transformadores

Los tableros en alta, media y baja tensión que se conecten a transformadores deben colocarse lo más cerca posible a éstos debido a lo costoso de las barras en ducto y los cables.

10.1.2 Dimensiones de los equipos

Para efectuar el arreglo definitivo de los equipos en un cuarto de control, se requiere de dibujos certificados del fabricante.

Mientras no se disponga de dibujos certificados del fabricante, se usarán las dimensiones aproximadas de catálogos, procurando que correspondan exactamente con el tipo de construcción que se va a especificar.

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

Las dimensiones de los tableros de distribución no están normalizadas y varían dependiendo de los fabricantes. El número de secciones verticales también varía según el número de interruptores que pueda alojar.

10.1.3 Espacios necesarios

Se deben dejar espacios libres alrededor de los tableros de distribución para fines de operación y mantenimiento en forma segura y con un nivel de iluminación adecuado.

La separación entre equipos debe satisfacer las siguientes condiciones:

- a. Se debe permitir la colocación inicial de los mismos, así como el tránsito eventual o traslado para reparaciones mayores o sustituciones; por lo que los pasillos de acceso de los equipos tendrán una dimensión mínima de 30 [cm] más que el ancho del equipo mayor.
- b. El artículo 604.15 de las NITE, recomiendan dejar 1.50 [m] en el frente del equipo principal (transformadores, tableros de distribución, centro de control de motores, interruptores) y 1.30 [m] en la parte posterior y lateral.
- c. Debe dejarse el espacio mínimo o pasillo que recomienda el fabricante para operación y mantenimiento.

Sobre la parte superior de los gabinetes de los tableros y hasta el techo se debe dejar una altura libre mínima de 1.10 [m], para permitir la colocación de charolas para cables, barras en ducto, unidades de iluminación, etc. Cuando existan traveses, esta altura que se recomienda debe considerarse hasta el nivel inferior de las traveses o plafond.

10.1.4 Requisitos del cuarto de control**10.1.4.1 Construcción civil**

- a. El material de construcción deberá ser no combustible.
- b. Los tableros de distribución requieren de una base de 10 [cm] para permitir el lavado del piso, el resto del piso debe ser plano y firme.
- c. Los pisos deberán tener una resistencia suficiente para poder mover los equipo sin dañarlos; y de preferencia con una superficie antiderrapante.

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

Cuando sea posible se prefiere que el nivel del piso terminado del cuarto sea superior al nivel de áreas contiguas.

d. Las puertas para acceso de equipo deben permitir una holgura de 30 [cm], por lo menos para el equipo de mayores dimensiones a lo ancho y a lo alto. Deberán localizarse próximas a los caminos de acceso para facilitar las maniobras de colocación o de retiro.

e. Las puertas para acceso de personal deben tener como mínimo 90 [cm] de ancho y 220 [cm] de altura. Las puertas de salida deben de preferencia abrir hacia afuera y estar provistas de un seguro que permita su apertura desde adentro. Las salidas deben estar libres de obstáculos.

f. En todos los casos de cuarto de control de subestaciones, las puertas deben tener fijo en la parte exterior en forma completamente visible, un rótulo con la leyenda "PELIGRO ALTA TENSIÓN".

10.1.4.2 Condiciones de los locales

a. No deben emplearse como almacenes, talleres para otras actividades que no estén relacionadas con el funcionamiento y operación del equipo.

b. No debe haber polvo o pelusa combustible en cantidad peligrosa ni gases inflamables o corrosivos.

c. Deben estar secos y tener una ventilación adecuada, se prefiere con equipo de ventilación. No se requiere aire acondicionado, dado que únicamente aumenta el costo.

d. Se deben instalar tarimas y tapetes en el piso por el frente de los tableros con equipos de accionamiento manual, tales como palancas de interruptores, cuchillas desconectadoras, etc., que operen a más de 1000 [V] entre conductores. las tarimas pueden construirse de madera o de fibra de vidrio; su armado debe ser sin partes metálicas, con superficie antiderrapante y con orillas biseladas. Los tapetes pueden ser de hule, acrílico, linóleo, pvc, etc.

10.2 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Se deben colocar cuando menos dos extinguidores portátiles en lugares claramente marcados, situados en puntos cercanos a los accesos del cuarto de control. Se recomiendan los extinguidores del tipo CO₂ y los de polvo químico seco.

En instalaciones de gran tamaño e importancia, se recomienda el uso de sistemas de protección contra incendio de tipo fijo que operen automáticamente por medio de detectores de fuego y que al mismo tiempo accionen alarmas.

10.3 BANCO DE BATERÍAS

10.3.1 Generalidades

Cuando se requiera de un suministro de corriente directa para la operación de interruptores, relevadores o de señalización, es necesario instalar un banco de baterías.

Se denomina banco de baterías a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal del banco viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas; a las celdas se les denomina acumuladores.

El consumo permanente de un banco de baterías lo debe surtir un dispositivo denominado cargador de baterías. En caso de falta de corriente alterna, el banco de baterías debe mantener, durante 8 horas la demanda normal de la subestación.

10.3.2 Definiciones

A continuación enunciamos algunos términos usados en el cálculo del banco de baterías:

- a. Acumulador eléctrico: Es un elemento que permite la generación de energía eléctrica mediante la transformación reversible de ésta en energía química.
- b. Placa positiva: Es la placa por la cuál fluye la corriente hacia el circuito externo, durante la descarga de la celda acumuladora.
- c. Placa negativa: Es la placa hacia la cuál fluye la corriente eléctrica desde el circuito externo, durante la descarga de la celda acumuladora.
- d. Tensión inicial: Es la tensión que tiene cada celda cuando se encuentra cargada.
- e. Tensión final: Es la tensión a la que llega una celda cuando se termina de descargar.

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

f. Intensidad de carga: Es la intensidad de la corriente que se suministra a la batería durante la carga.

g. Intensidad de descarga: Es la intensidad de la corriente que suministra la batería durante la descarga.

h. Capacidad: La capacidad de una batería se expresa en [A-h], que es el producto de la descarga en amperes por el tiempo de dicha descarga en horas.

i. Batería de flotación: Es aquella que permanece conectada a una fuente que le proporciona constantemente una corriente para mantenerla en condiciones óptimas de carga.

10.3.3 Tipo de baterías

Una celda acumuladora es un recipiente que contiene una sustancia líquida que se denomina electrolito y dos elementos de material diferente llamados electrodos o placas los cuales se introducen dentro del electrolito produciendo una reacción química y originando así una diferencia de potencial en sus bornes.

El banco de baterías según el tipo de electrolito que contengan las celdas puede ser de tipo plomo-ácido o tipo alcalina (níquel-cadmio).

10.3.3.1 Plomo-ácido

Constituidas por celdas acumuladoras que contienen al electrolito que es una solución de ácido sulfúrico diluido en agua; las placas positivas son de plomo puro y las placas negativas son de óxido de plomo.

10.3.3.2 Alcalinas (níquel-cadmio)

El electrolito es una solución de hidróxido de potasio, las placas positivas son de hidróxido de níquel y las negativas son de cadmio.

A continuación mostramos las diferentes tensiones características de ambos acumuladores en volts por celda:

	plomo-ácido	alcalina
tensión de:		
Igualación	2.33	1.55

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

Flotación	2.15	1.40
Nominal	2.00	1.20
Final	1.75	1.14

En nuestro cuarto de control eléctrico se instalará un banco de baterías tipo plomo-acido, ya que tienen la ventaja de costar la mitad que las alcalinas, con una duración de 20 años, ligeramente menor que las alcalinas. La mayor ventaja de las ácidas viene dada por la característica de conocer el estado de la carga que almacena la batería en función de la densidad que tiene el electrolito, cosa que no se puede determinar en las baterías alcalinas.

10.3.4 Cuarto de baterías

Las baterías se instalan en un cuarto cerrado lo más cerca posible de los tableros para reducir al mínimo la longitud de los cables.

Se recomienda que el banco de baterías se instale en un local independiente dentro del cuarto de control y dichos locales deben ser secos, bien ventilados y sin vibraciones; deben estar provistos de un extractor de gases.

Una vez determinada la capacidad del banco de baterías hay que tomar en cuenta lo siguiente para determinar las dimensiones del local:

- El peso y dimensiones del banco, así como el armazón necesario para soportar las celdas, o el gabinete que contenga el banco de baterías.
- Los pisos de estos locales deben ser de material resistente al ácido.

10.3.5 Selección del banco de baterías

La selección se hará en base a escoger un banco de baterías del tipo plomo ácido.

10.3.5.1 Carga demandada

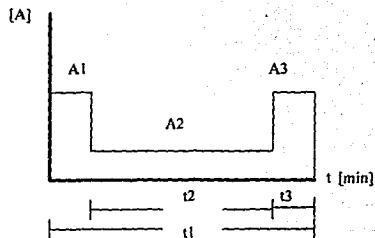
Se debe calcular el valor de la corriente demandada por los equipos conectados al banco de baterías, nosotros tenemos el siguiente cuadro de cargas.

Equipo	Amperes nominales	Amperes totales en caso de falla hasta... minutos	
		1min	240 min
		239 min	240 min

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

Disparo I.P.	3.5	7.0		
Cierre I.P.	3.5			7.0
Cont. Int. en media	1.0	1.0	1.0	1.0
tensión (7)				
Apertura	54	54		
Cierre	54			54
Controles	45	45	45	45
Total		103.5	46	103.5

La gráfica de descarga nos queda como sigue:



$$A1 = 103.5 \text{ [A]}$$

$$t1 = 240 \text{ [min]}$$

$$A2 = 46 \text{ [A]}$$

$$t2 = 239 \text{ [min]}$$

$$A3 = 103.5 \text{ [A]}$$

$$t3 = 1 \text{ [min]}$$

10.3.5.2 Condiciones de operación

El sistema debe operar a 125 [VCD] cuyo límite máximo y mínimo son 144 y 105 [V] respectivamente (rango en el cuál el equipo funciona correctamente).

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

Se debe verificar a que tensión mínima se puede descargar el acumulador, las calculamos como sigue suponiendo que empleamos 60 celdas:

$$v. \text{ mínimo} = \frac{v. \text{ mínimo de operación del sistema}}{\text{número de celdas}}$$

$$v. \text{ mínimo} = 105/60 = 1.75 \text{ [V]}$$

Con el valor mínimo de descarga, 1.75 [V] se entra a la gráfica de descarga del acumulador seleccionado previamente para obtener de ella los índices de descarga para los tiempos dados.

10.3.5.3 Selección de la batería

El acumulador seleccionado es el del tipo "FHGS" y obtenemos los siguientes índices:

$$r1 = 34.5 \text{ [A]} \quad r2 = 35.0 \text{ [A]} \quad r3 = 84 \text{ [A]}$$

$$P = A1/r1 + (A2-A1)/r2 + (A3-A2)/r3 + (An - An-1) / m$$

donde:

P = número de placas positivas requeridas

A1,...,An = Amperes para los periodos 1,2,3,...,n:

r1,...,rm = Índice de descarga por placa positiva en amperes para los tiempos establecidos para cada periodo.

Sustituyendo valores, tenemos

$$P = (103.5 / 34.5) + ((46-103.5) / 35) + ((103.5-46) / 84)$$

$$P = 3 - 1.64 + 0.68 = 2.04 \text{ placas positivas}$$

La capacidad de una celda varía de acuerdo al número de placas positivas que la constituyen. Con la finalidad de que ambos lados de cada una de las placas positivas que forman una celda sean utilizadas en la producción de energía, el número de placas negativas excede el número de placas positivas en uno.

Requerimos celdas acumuladoras de 2 placas positivas y 3 placas negativas lo que nos da un total de 7 placas y se denota así:

que quiere decir que son 60 celdas del tipo FHGS con un total de 5 placas.

10.4 CARGADORES

Los cargadores son los dispositivos utilizados para reemplazar la energía que pierde el banco de baterías durante la descarga y para alimentar la carga continua que se tenga en el sistema. Existen diferentes tipos de cargadores, pero los más empleados son los fabricados con rectificadores de silicio dada su facilidad de mantenimiento, bajo costo y tamaño reducido.

Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de una explosión.

La capacidad de los cargadores debe poder mantener la carga de flotación a tensión constante y, al mismo tiempo, suministrar el consumo de la carga permanente. La capacidad del cargador se selecciona en base a obtener un periodo de carga rápida, en un tiempo máximo de 8 horas, en las condiciones más desfavorables.

Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y de circuito corto, en el lado de corriente alterna y en el de directa. Además, deben tener supervisión por medio de voltmetro y amperímetro en la salida de CD.

10.4.1 Selección del cargador

Para la selección de la capacidad del cargador de baterías es importante elegir el nivel de voltaje adecuado de acuerdo al voltaje del banco de baterías, pues si éste es menor que el de la batería no fluirá ninguna corriente hacia la batería. Por el contrario, si el voltaje del cargador es mayor que el de la batería de tal forma que la corriente que debe proporcionar a la batería es más grande que sus características de diseño, el cargador se sobrecalentará y podría quemarse. Igualmente si la corriente es mayor que la que puede aceptar la batería, ésta también puede ser dañada.

Para seleccionar un cargador es necesario fijar su capacidad de salida en amperes. La capacidad se determina según la siguiente expresión:

$$I_c = \frac{AH}{n \cdot tr} + I_p \quad [A]$$

donde:

I_c = corriente del cargador [A]

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

AH = amper-hora demandados por la carga o equipo
 n = eficiencia
 tr = tiempo de recarga [hr]
 Ip = corriente permanente [A]

Los Amper-Hora demandados se calculan como sigue:

$$AH = A1 \cdot T1 + A2 \cdot t.T2 + An \cdot Tn$$

donde:

An = Demanda requerida para el periodo "n" en un tiempo Tn.

Tn = el tiempo de duración en horas del periodo An

Tomando los valores de nuestro problema tenemos:

$$AH = 103.5 \cdot 1/60 + 46 \cdot 238/60 + 103.5 \cdot 1/60$$

$$AH = 1.725 + 182.46 + 1.725 = 185.92 \text{ [Amper-hora]}$$

Como elegimos una batería tipo plomo-ácido, la eficiencia es de 0.91 y el tiempo de recarga lo consideramos de 4 horas y la demanda permanente, es de 46 [A], entonces:

$$I_c = \frac{AH}{n \cdot tr} + I_p = \frac{185.92}{0.91 \cdot 4} + 46 = 97.08 \text{ [A]}$$

Por lo tanto se requiere de un cargador capaz de suministrar una descarga de 97 [A].

10.5 TABLERO DE DISTRIBUCIÓN METAL CLAD EN MEDIA TENSIÓN

La finalidad de un tablero de distribución, tipo metal-clad, es la de agrupar en gabinetes compactos los dispositivos de distribución y control de la energía eléctrica, así como los elementos para la protección de los conductores y equipos eléctricos de las instalaciones para obtener un medio seguro y eficiente de distribución, control y medición de la energía eléctrica utilizada en una subestación.

Los tableros metal-clad están diseñados y construidos en tal forma, que pueden acoplarse en sus extremos libres con otras secciones del mismo tipo, ya que estarán formados con secciones rigidamente soldadas, autosoportadas y unidas entre sí para formar ensambles.

10.5.1 Interruptores en media tensión seleccionados

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

La selección del gabinete y los interruptores está basado principalmente en la tensión nominal y capacidad de circuito corto, por lo que el primer paso es seleccionar las características de los interruptores y para esto es necesario calcular la corriente nominal.

La corriente nominal en el lado de 4.16 [kV] es de 1734.83 [A]

La capacidad comercial es de 2000 [A] para un interruptor con tensión nominal de 4.16 [kV], ésta es la capacidad del interruptor principal del tablero de distribución. La corriente de circuito corto nos da 22241.35 [A] en las barras de 4.16 [kV] y el interruptor seleccionado tiene una capacidad de circuito corto de 29000 [A]. Más adelante daremos las características de los interruptores seleccionados.

Para los interruptores de los circuitos derivados tenemos el cálculo de las 6 diferentes áreas de nuestro sistema, utilizando la siguiente expresión:

$$I_c = S/(\sqrt{3} \times 4.16) \text{ [A]}$$

donde:

I_c = Corriente de carga en el circuito derivado [A]

S = potencia en el área determinada [kVA]

La potencia de cada área ya fue obtenida y también las corrientes de circuito corto, las corrientes de carga de cada circuito derivado quedaron como sigue:

Área 1: $S=2310.83$ [kVA]	Ic= 325.50 [A]	Icc= 10459.24 [A]
Área 2: $S=1725.27$ [kVA]	Ic= 248.49 [A]	Icc= 21817.18 [A]
Área 3: $S=3310.84$ [kVA]	Ic= 459.50 [A]	Icc= 13670.43 [A]
Área 4: $S=750.00$ [kVA]	Ic= 104.0 [A]	Icc= 10492.23 [A]
Área 5 y 6: $S=500$ [kVA]	Ic= 69.39 [A]	Icc= 15058.29 [A]

Por los valores que encontramos vemos que el interruptor que necesitamos en cada una de las diferentes áreas lo cumple muy bien el interruptor tipo VAD con corriente nominal de 1200 [A] y capacidad de circuito corto de 29000 [A].

10.5.2 Tablero seleccionado

El tablero de distribución será de 3 fases, 3 hilos, 60 [Hz], para servicio tipo interior NEMA 1, metal-clad tipo VCB-1. El tablero estará formado por gabinetes metálicos

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

blindados, contruidos con lámina de hierro rolada en frío, son de frente muerto y autosportables.

Tanto la estructura, como el equipo y accesorios que se instalen, deben soportar los esfuerzos producidos por una potencia de 250 [MVA] a 4.16 [kV].

10.5.2.1 Barras principales

El bus principal está formado por barras de cobre electrolítico de alta conductividad con una capacidad de 2000 [A] nominales y con una elevación de temperatura permisible máxima de 65 [°C] sobre una temperatura ambiente de 40 [°C]. Las dimensiones de las barras principales son de 101.6 [mm] de ancho por 190.5 [mm] de espesor (4" X 3/4"). Las conexiones y uniones de las barras principales y derivadas, deben ser plateadas y fijadas con tornillos.

Las barras principales estarán soportadas por aisladores de resina epóxica, con nivel de aislamiento y resistencia mecánica para soportar los esfuerzos causados por la corriente simétrica de circuito corto de hasta 41000 [A].

El arreglo de las fases de las barras principales será L1-L2-L3 desde el frente hacia la parte posterior, de arriba hacia abajo y de izquierda a derecha, viendo el tablero desde el frente.

10.5.2.2 Barra de tierra

El bus de tierra se instalará en la parte inferior, a todo lo largo del tablero y estará formado por una barra de cobre electrolítico de alta conductividad y una capacidad de 500 [A] con dimensiones de 50.8 [mm] de ancho por 6.35 [mm] de espesor (2"X1/4").

10.5.2.3 Alambrado de control

Todos los dispositivos empleados para control, protección y medición montados en el tablero, estarán alambrados entre sí mediante cable de cobre con un calibre mínimo 14 AWG, con aislamiento de cloruro de polivinilo retardante a la flama, con tensión de operación de 600 [V] y temperatura máxima de operación de 90 [°C].

Los conductores estarán provistos de zapatas terminales de compresión tipo ojillo y los puntos finales serán alambrados hasta tablillas terminales. Las tablillas terminales tendrán barreras entre los puntos terminales para evitar contactos accidentales, además, una tira de marcado para facilitar su identificación.

10.5.2.4 Equipo en el tablero

El tablero constará de 5 secciones las cuales contienen el siguiente equipo:

a. Secciones de la 1 a la 3 contienen:

Cada sección cuenta con dos celdas de interruptor al vacío tipo VAD de extracción horizontal con las siguientes características:

1 Interruptor en vacío, 4.16 [kV] nominales, 3 fases, 60 [Hz], tensión máxima de diseño de 4.76 [kV], factor $k=1.24$, NBI de 60 [kV], corriente nominal de 1200 [A], corriente circuito corto de 29000 [A] y tensión de control de 125 [VCD], montaje removible, 3 polos, tiro sencillo, operación eléctrica y mecanismo de energía almacenada, 3 ciclos tiempo máximo de interrupción y 38 [kA] rms de capacidad de conducción durante 3 [s].

2 luces de control tipo dominó con grado de protección IP65 (contra la penetración de polvo y agua), con foco de 6-8 [V] uno con capuchón verde y otro con capuchón rojo.

b. Sección 4 contiene:

Interruptor general en vacío, 4.16 [kV] nominales, 3 fases, 60 [Hz], tensión máxima de diseño de 4.76 [kV], factor $k=1.24$, NBI de 60 [kV], corriente nominal de 2000 [A], corriente circuito corto de 29000 [A] y tensión de control de 125 [VCD], montaje removible, 3 polos, tiro sencillo, mecanismo de energía almacenada, el resorte es cargado mediante un motor universal y por la acción de un trinquete, 3 ciclos tiempo máximo de interrupción y 38 [kA] rms de capacidad de conducción durante 3 [s].

c. Sección 5 contiene:

3 Transformadores de corriente, relación 2000/5/5 [A], servicio interior, 60 [Hz], nivel de aislamiento 5 [kV], clase de precisión 1.2, potencia de precisión B 1.0, clase y potencia de protección.

3 Relevadores de sobrecorriente temporizado con elemento instantáneo (ANSI 50/51), tipo C, rango de la unidad de tiempo 4-16 [A], línea de control de 125 [VCD].

3 Relevadores diferenciales (ANSI 87), monofásicos para protección del transformador, tipo IHU con porcentaje y restricción por armónicas y tensión 125 [VCD].

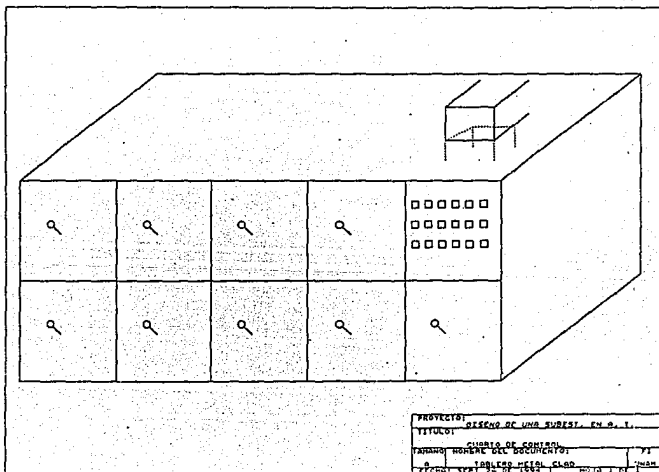
CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

- 1 Relevador auxiliar (ANSI 86) tipo WL.
- 1 Relevador de sobrecorriente temporizado con conexión residual (ANSI 51 G), tipo CO.
- 1 Relevador de sobrecorriente temporizado (ANSI 51), tipo CO.
- 1 Relevador de secuencia de fases y bajo voltaje (ANSI 47).
- d. En la sección auxiliar se alojarán los equipos de medición de cada una de las secciones anteriores:
 - 3 Transformadores de corriente con relación 1000/5, con precisión adecuada para protección.
 - 3 Relevadores de sobrecorriente temporizados con elemento instantáneo (ANSI 50/51), tipo "barra" rango de la unidad de tiempo 4-16 [A], rango de la unidad instantánea 20-80 [A], línea de control 125 [VCD].
 - 3 Relevadores de sobrecorriente instantáneo sensor de falla a tierra (ANSI 50GS) sensor para falla a tierra.
 - 1 Ampérmetro con escala 0-1000 [A] y elemento de 5 [A], 60 [Hz].
 - 1 Selector de ampérmetro con 4 posiciones, con contactos sostenidos, traslapados con capacidad de 10 [A], 480 [V].
 - 3 transformadores de potencial con precisión adecuada para alimentar equipo de medición, relación 35/1, 4160/120 [V] y con fusibles removibles en la base.
 - 1 Wathorimetro
 - 1 Voltmetro con escala de 0-5250 [V].
 - 1 Ampérmetro con escala de 0-2000 [A]
 - 1 Selector de ampérmetro con 4 posiciones, contactos sostenidos, con capacidad de 10 [A] y 480 [V].
 - 1 Medidor de factor de potencia.

DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

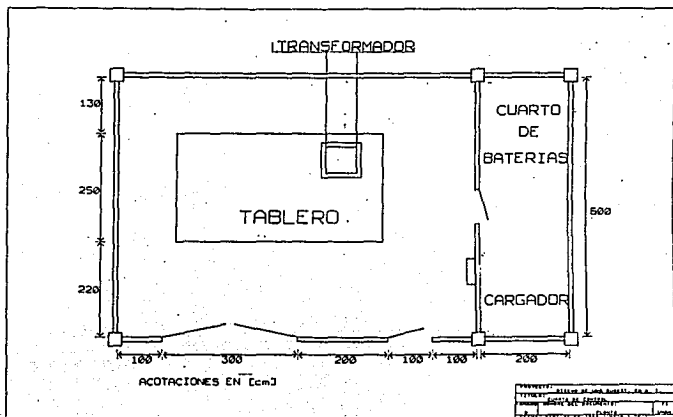
CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

TABLERO SELECCIONADO



CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

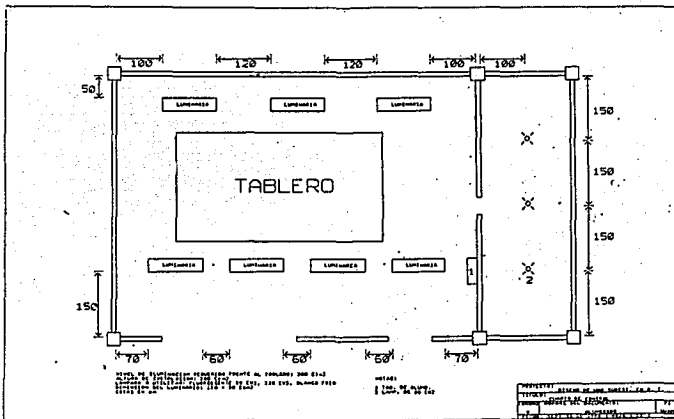
CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO



DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN EN ALTA TENSIÓN

CUARTO DE CONTROL ELÉCTRICO

DISTRIBUCIÓN DE LUMINARIOS



REFERENCIAS

- | | |
|---|----------------|
| (1) Normas técnicas para instalaciones eléctricas. | SECOFI-DGN |
| (2) ANSI C 37.06 1979 | |
| (3) Boletín No. 15, 1983 SQD interruptor VACARC, tablero VCB 1. | SQD DE MÉXICO. |
| (4) Catálogo técnico baterías y cargador | EXIDE CO. |

CAPITULO 11

RED DE TIERRAS

Los criterios y parámetros de diseño de la red de tierras para una subestación sólo podrán establecerse si se define apropiadamente la función de la misma.

En una subestación dicha función es proporcionar un elemento de conexión a tierra de los neutros, tanques o carcazas de cada uno de los diferentes equipos ubicados dentro de su área.

Un sistema aterrizado tiene ventajas de operación en condiciones anormales del sistema (situaciones de falla a tierra), ya que se permite la detección y eliminación de fallas, al evitar pérdidas de energía y daño a los elementos del sistema debidos a sobrevoltajes y sobrecorrientes de frecuencia nominal.

Ahora bien, al conectar un electrodo de tierra al neutro de los elementos de la red, se inyectará corriente a tierra a través de dicho electrodo, lo que reducirá elevaciones de potencial dentro y fuera del área de la subestación. De aquí que los criterios básicos para el diseño de la red de una subestación se relacionen con estos potenciales, diferentes al potencial cero normal de la superficie del suelo.

Los criterios de diseño aplicables al análisis del comportamiento de un electrodo o red de tierras se dividen en dos grupos.

11.1 SEGURIDAD DEL PERSONAL

Como es bien sabido, debido a la circulación de una corriente a través del electrodo de puesta a tierra, se presentará una elevación de potencial del propio electrodo en relación con una tierra remota que se considera a potencial cero. Asimismo, se presentarán durante la falla gradientes de potencial sobre la superficie del suelo; estos potenciales medidos en relación con la tierra remota de potencial cero, introducen situaciones que ponen en peligro la vida de los seres vivos que se encuentran dentro del área de la subestación o en la vecindad de la misma en el instante en que se presente la falla.

Las situaciones peligrosas y su designación dentro de la terminología de las redes de tierra, así como su significado conceptual se describen a continuación (Ref. 1):

11.1.1 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.

11.1.2 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 límites del área que cubre la red.

11.1.3 Potenciales de transferencia

Son aquellos que se presentan en sitios alejados de la subestación donde ocurre la falla, usualmente esto se debe a la presencia de estructuras enterradas en la cercanía de la subestación como tuberías, cercas metálicas, rieles de ferrocarril, etc., o bien a neutros e hilos de comunicación que salen de la subestación. Los potenciales transferidos pueden resultar peligrosos si no se analizan y limitan sus valores cuando sea necesario.

En forma general, el procedimiento que se aplica para limitar el peligro de potenciales transferidos, consiste en instalar juntas aislantes en las estructuras enterradas o superficiales cercanas a la subestación y para los cables de comunicación, en aplicar transformadores de aislamiento.

11.2 PROTECCIÓN DE EQUIPO DE CONTROL

La protección de estos equipos desde el punto de vista de la red de tierras es importante debido a la posibilidad de potenciales muy elevados en el área de la subestación. Esta elevación del potencial natural del suelo en el área de la subestación, obliga a coordinar el aislamiento para el equipo de control.

Las características naturales del suelo y la capacidad de circuito corto de la red eléctrica en el lugar de la instalación determinan los parámetros básicos para el diseño de la red de tierras, por lo que los factores indispensables que deben considerarse en el diseño son:

11.2.1 Corriente de falla

La corriente de falla del sistema es el punto de partida para establecer la magnitud de la corriente que se inyectará a tierra a través del electrodo o red de tierras. En general es menor que la corriente de falla de una fase a tierra calculada por medio de estudios de circuito corto.

Es de gran importancia establecer que la corriente de falla debe ser precisamente la de falla de una fase a tierra, ya que en ningún caso debe tomarse el valor correspondiente de falla trifásica, a pesar de que normalmente proporciona valores mayores a los de la corriente de fase a tierra.

11.2.2 Resistividad del terreno

La resistividad del terreno es, junto con la corriente de falla, el factor de mayor influencia para la determinación de las características de una red de tierras, por lo mismo es indispensable conocer su valor y estructura a través de mediciones de campo. Un procedimiento de diseño que no parta de mediciones de campo, por preciso y eficaz que sea resultará inadecuado.

11.2.3 Área de la subestación

El área donde se ubicará la subestación deberá siempre conocerse al iniciar el diseño, ya que la resistencia de la red de tierras es una función directa del área donde se instalará.

11.2.4 Potenciales de paso y toque

Generalmente las resistencias de contacto entre la mano y el pie se consideran despreciables. Sin embargo, la resistencia del suelo directamente debajo del contacto del pie se considera importante.

Si tomamos al pie como un electrodo de placa circular, la resistencia aproximada es $3 \cdot \rho_s$. Se recomienda el uso de $1000 \text{ } [\Omega]$ (Ref. 1) para la resistencia del cuerpo humano. Por lo que en el caso del potencial de paso se tiene una resistencia total de:

$$R = 1000 + 6 \cdot \rho_s \text{ (2 pies en serie) } [\Omega]$$

donde:

R = Resistencia del cuerpo $[\Omega]$

ρ_s = resistividad superficial $[\Omega \cdot \text{m}]$

Y en el caso del potencial de toque:

$$R = 1000 + 1.5 \cdot \rho_s \text{ (2 pies en paralelo) } [\Omega]$$

Para asegurar la protección del personal dentro del área de la instalación durante la ocurrencia de una falla, es necesario limitar estos potenciales a valores normalizados.

los cuales se han establecido a través de experimentos. Para calcular los valores máximos tolerables de potenciales de paso y de contacto, se establecen las siguientes expresiones (Ref. 1):

$$V_{\text{paso}} = (1000 + 6 \cdot CS \cdot \rho) / \sqrt{t} \quad [V]$$

$$V_{\text{toque}} = (1000 + 1.5 \cdot CS \cdot \rho_2) / \sqrt{t} \quad [V]$$

donde:

V_{paso} = Voltaje de paso [kV]

V_{toque} = Voltaje de toque [kV]

CS = Coeficiente de reducción

ρ = Resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$]

t = Tiempo de apertura de interruptores [s]

Un sistema de tierras o una red de tierras está formado por un conjunto de electrodos y cables interconectados entre sí con el fin de conducir la corriente que circula por un sistema eléctrico al ocurrir una falla.

11.3 FUNCIONES PRINCIPALES

11.3.1 Seguridad

Proveer un medio seguro para proteger al personal en la proximidad del sistema o equipos conectados a tierra de los riesgos de una descarga eléctrica bajo condiciones de falla.

11.3.2 Disipación

Proveer un medio para disipar las corrientes eléctricas a tierra sin que se excedan los límites de operación de los equipos.

11.3.3 Conexión a tierra

Proveer una conexión a tierra para el punto neutro de los equipos que así lo requieran (transformadores, reactores, etc.)

11.3.4 Aislamiento

Proveer un medio de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a tareas de mantenimiento.

11.3.5 Protección

Facilitar mediante la operación de relevadores y otros dispositivos de protección la eliminación de fallas a tierra en el sistema.

11.4 COMPONENTES

Una red de tierras básicamente está compuesta por los siguientes elementos:

11.4.1 Conductores

Entre estos se consideran todos los cables que forman la malla de la red de tierras, exceptuando a los electrodos de puesta a tierra, que se clasifican en otro párrafo. En la selección del conductor de la red de tierras, es muy importante considerar los esfuerzos mecánicos, así como la elevación de temperatura producida por una falla. Se recomienda que el calibre mínimo a usarse sea de 4/0 por resistencia mecánica (Ref. 4).

11.4.2 Electrodo o varillas de tierra

Estos están formados por varillas de aproximadamente 3 [m] de longitud que van enterrados en lugares estratégicos de la subestación para conectar a ellos los equipos que se encuentran en ésta. Generalmente se les denomina varillas copperweld y se utilizan en medidas de 5/8" de diámetro.

11.4.3 Conectores o juntas

En el caso de los conectores, existen de dos tipos, tipo presión y tipo soldable. Las características de estos son:

11.4.4 Tipo soldable o exotérmicos

Mediante una reacción química, el conductor y el conector se sueldan en una conexión molecular. Este tipo de conector por su naturaleza soporta la misma temperatura de fusión que el conductor.

Cada elemento de la red de tierras tendrá las siguientes características:

- a. Resistencia a la corrosión para retardar su deterioro en el ambiente en que se localice.
- b. Conductividad eléctrica de tal manera que no contribuya substancialmente con diferencias de potencial locales en el sistema de tierras.
- c. Capacidad de conducción de corriente suficiente para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos durante las más severas condiciones de falla.
- d. Resistencia mecánica y robustez de tal manera que soporte esfuerzos electromecánicos y daño físico.

Por la naturaleza del diseño de la red de tierras, éste se realiza en base a un conjunto de comprobaciones, algunas científicas y otras empíricas, de tal manera que al combinarlas, es necesario introducir dentro de los cálculos factores de corrección debidos a diversas causas, tales como el espaciamiento entre conductores, material del conductor, resistividad del terreno, crecimiento futuro del sistema, geometría de la red, etc.

El cálculo de la red de tierras se convierte en una serie de cálculos iterativos en los cuales se deben verificar que se cumplan una serie de condiciones de seguridad, tanto para el sistema como para los operadores del mismo.

Uno de los parámetros más importantes para el diseño de la red lo constituye la resistividad del terreno, ya que de ser muy alta, provocaría que se presentaran diferencias de potencial peligrosas para los operadores. Por otra parte, una resistividad muy alta redundaría en una longitud demasiado grande del conductor o conductores que forman la malla. Llegando a convertir éste en una placa prácticamente, haciéndolo muy caro.

Es por esto, que el diseño debe cumplir con un compromiso entre las características mecánicas y eléctricas necesarias para la seguridad y un precio adecuado, el cual es consecuencia de un diseño correcto.

Para poder determinar el perfil más adecuado en la construcción de la malla, es necesario conocer la resistividad del terreno. Ésta se puede obtener de tablas generalizadas (aunque no ofrece gran confiabilidad), de campo o bien conociendo la composición química del terreno.

En el caso de obtener los datos de campo, estos se pueden obtener mediante diferentes métodos, como el de Wenner, el cual permite conocer los cambios de resistividad del terreno a diferentes profundidades. Cuando la resistencia del terreno resulta demasiado

RED DE TIERRAS

alta, se puede modificar su composición química agregando diversas sustancias químicas tales como bentonita, coque, sales minerales, o bien en el último de los casos se puede usar un modelo de dos capas.

Se puede verificar que tan segura resulta la red de tierras comparando los datos de longitud del conductor, voltaje de paso y voltaje de malla. Es conveniente que después de un cierto tiempo de entrar en funcionamiento la subestación, se revise periódicamente la resistencia de la malla para mantener los valores dentro de un rango aceptable como lo establecen las normas (Ref. 1).

11.5 MEMORIA DE CALCULO DE LA RED DE TIERRAS

NOTAS:

- 1.- La cerca que circunda la subestación, y por tanto la red de tierras se prolongará 2.0 [m] por lado fuera de la malla.
- 2.- Se considera el caso más crítico de falla (bus de 115 KV).
- 3.- Cálculo basado en la referencia 1

CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO:

Parámetro:	Símbolo:	Magnitud:
Corriente de falla de diseño	If	22 241.35 [A]
Longitud de la red	l	21.35 [m]
Ancho de la red	a	11.8 [m]
Resistividad del terreno	ρ	10 [$\Omega \cdot m$]
Resistividad superficial	ρ_s	3 000 [$\Omega \cdot m$]
Profundidad de la red	h	0.60 [m]
Espesor de la grava	hs	0.20 [m]
Duración de la falla	t	0.50 [s]
Tiempo para cálculo de calibre	tc	2.00 [s]
Relación X/R en el bus fallado	X/R	2.44351
Longitud de varillas de tierra	le	3.0 [m]
Diámetro del electrodo	díaro	5/8" = 0.015875 [m]
Frecuencia de operación	f	60 [11z]

A) Diseño preliminar

$$\text{Área} = 21.35 \cdot 11.8 = 251.93 \text{ [m}^2\text{]}$$

$$\text{Núm. de electrodos} = 0.572 \cdot \sqrt{\text{Área}}$$

$$\text{Núm. de electrodos} = 0.572 \cdot \sqrt{251.93} = 9 \text{ electrodos}$$

El número de electrodos mínimos necesarios para conectar a la malla de tierra es menor que los que se necesitan para conectar los equipos que se encuentran en la subestación, por lo que utilizaremos un total de 12 electrodos.

La longitud del conductor formado por los electrodos está dada por:

$$L_r = 1.15 \cdot n_e \cdot l_e \text{ [m]}$$

donde:

L_r = longitud de la suma de los electrodos [m]

n_e = número de electrodos

l_e = longitud de cada electrodo [m]

Longitud de cables:

$$7 \text{ conductores} \cdot 11.80 \text{ m} = 82.60 \text{ [m]}$$

$$7 \text{ conductores} \cdot 21.35 \text{ m} = 149.45 \text{ [m]}$$

$$12 \text{ electrodos} \cdot 3.45 \text{ m} = 41.4 \text{ [m]}$$

$$\text{T O T A L} = 273.45 \text{ [m]}$$

Espaciamientos:

$$\text{Entre conductores transversales} = 21.35/6 = 3.558 \text{ [m]}$$

$$\text{Entre conductores longitudinales} = 11.8/6 = 1.966 \text{ [m]}$$

- Factor de decremento por duración de falla:

De Std. IEEy.44351 (valor obtenido del estudio de corto circuito) tenemos:

$$i + \frac{T_a}{T_f} \left[1 + e^{-(2 \cdot t / T_a)} \right]$$

$$T_a = \frac{X}{R^2 \cdot \pi \cdot f}$$

donde:

Df= Factor de decremento

X/R= Relación X/R en el bus de falla

f= frecuencia del sistema [Hz]

$$T_a = 0.00648$$

$$Df = 1.006461$$

- Factor por crecimiento del sistema:

Se prevé que el sistema crecerá en un 25%, por lo que el factor de crecimiento será de 1.25.

$$C_p = 1.25$$

donde:

Cp= Factor por crecimiento del sistema

- Corriente máxima de malla (corriente corregida):

$$I_g = C_p \cdot Df \cdot I_f \text{ [A]}$$

donde:

Ig = Corriente de falla de fase a tierra [A]

Df = Factor de decremento

Cp = Factor por crecimiento del sistema

$$I_g = 1.2 \cdot .66273 \cdot I_f \cdot v_T$$

- Área del conductor

Para cable sólo (fusión molecular) $T_m = 1083 \text{ [}^\circ\text{C]}$

$$I_g = \sqrt{\frac{\log \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1}{33 \cdot t_c}}$$

donde:

A= Área del conductor en [CM]

I_g= Corriente de falla de fase a tierra [A]

T_m= Temperatura de fusión de los conectores [°C]

t_c= Tiempo de falla para calculo del calibre

$$A = 27\,981.31 / (\sqrt{\log((1083-40) / (234+40)+1) / 33 \cdot 2})$$

$$A = 275.2963 \text{ [MCM]}$$

Se elige calibre 300 [MCM], d= 0.01729 [m]

- Cálculo de la resistencia a tierra de la red:

$$R_g = \rho \cdot \left[\frac{l}{L} + \frac{l}{\sqrt{(20 \cdot A)}} \left[1 + \frac{l}{1 + h \sqrt{(20 \cdot A)}} \right] \right]$$

$$R_g = 0.30448 \text{ } [\Omega] 0.0v1PW$$

ρ_s= Resistividad del terreno [Ω*m]

L= Longitud de conductores de la malla [m]

A= Área de la malla [m²]

- Cálculo de resistencia de la red:

$$r_{oa} = \frac{le \cdot \rho \cdot \rho_s}{\rho_s \cdot h_s + \rho \cdot (le - d_2)} \quad [\Omega]$$

$$h' = \sqrt{(d_1 \cdot h)}$$

$$C_1 = \sqrt{(AT^2 + LT^2)}$$

$$C_2 = \sqrt{(AT^2 + (LT/2)^2)}$$

$$K_1 = (\sqrt{(LT \cdot AT)} \cdot 1.84/2 \cdot ((1/AT) \cdot \text{LOG}((AT+C_1)/LT) + (1/LT) \cdot \text{LOG}((LT+C_1)/AT)) + AT/(3 \cdot LT^2) + LT/(3 \cdot AT^2) - (AT^2 + LT^2) \cdot C_1/(3 \cdot AT^2 \cdot LT^2))$$

$$K_2 = \text{LOG}(4 \cdot (AT+LT)/LT) + 2 \cdot K_1 \cdot (LT+AT)/\sqrt{A} - \text{LOG}((AT+C_2)/(LT/2)) - 0.5 \cdot \text{LOG}(((LT/2)+C_2)/((-LT/2)+C_2))$$

$$R_1 = (\rho/\pi Lc) [\text{Ln}(2Lc/h') + K_1(Lc/\sqrt{A}) - K_2]$$

$$R_2 = (\rho_s/2\pi n Lr) [\text{Ln}(8Lr/d_2) - 1 + 2K_1(Lr/\sqrt{A})(\sqrt{n-1})^2]$$

$$R_{12} = (\rho_s/\pi Lc) [\text{Ln}(2Lc/Lr) + K_1(Lc/\sqrt{A}) - K_2 + 1]$$

$$R = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2R_{12}}$$

donde:

ρ_s = resistividad aparente "vista" por el electrodo de tierra [$\Omega \cdot m$]

le = longitud del electrodo [m]

ρ = resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$]

ρ_s = resistividad superficial [$\Omega \cdot m$]

d_{diaro} = diámetro de los electrodos [m]

d_1 = diámetro de los conductores de la malla [m]

d_2 = diámetro de los electrodos

AT = ancho del terreno [m]

LT = longitud del terreno [m]

A = Área del terreno [m^2]

Lc = longitud total de los conductores de la malla [m]

Lr = Longitud total de los electrodos [m]

$$\rho_s = 142.893 \quad h' = 0.101853 \quad C_1 = 39.3954 \quad C_2 = 24.08319$$

$$K_1 = 1.315032 \quad K_2 = 17.39854 \quad R_1 = 0.44439 \quad [\Omega]$$

$$R_2 = 6.685631 [\Omega] \quad R_{12} = 6.002687 [\Omega] \quad R = 6.7813 [\Omega]$$

B) Cálculo del potencial de malla de la red:

$$V_{tm} = K_m \cdot K_i \cdot I_g / L \quad [V]$$

donde:

V_{tm} = Tensión en los conductores de la malla [V]

K_m = Factor que incluye el efecto de separación de conductores

K_i = Factor que incluye el efecto del número de conductores

ρ = Resistividad del terreno [$\Omega \cdot m$]

I_g = Corriente corregida [A]

L = Longitud de los conductores de la malla [m]

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[L_n \left[\frac{D^2}{6hd} + \frac{D+2h}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{ii}}{K_h} L_n \frac{8}{\pi(2n-1)} \right]$$

$$K_h = \sqrt{(1+h)} = 1.2649$$

$K_{ii} = 1$ (Para mallas con varillas de tierra a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas)

$$n = \sqrt{(CL \cdot CT)} = 6$$

$$K_m = 0.5435853$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 \cdot 6 = 1.688$$

$$\text{Voltaje de toque de malla} = 741.3066 [V]$$

C) Potenciales tolerables al cuerpo humano:

$$CS = \frac{100}{n=1} \cdot 1/0.96 \cdot [1 + 2 \cdot \sum (k^n / 1 + (2 \cdot n \cdot h_s / 0.08))] [V]$$

$$k = (\rho - \rho_s) / (\rho + \rho_s) = -0.9933$$

$$CS = 0.7622882$$

$$V_{paso/tierra} = (1000 + 6 \cdot 0.762288 \cdot 10) \cdot 0.157 / (\sqrt{0.5})$$

$$V_{\text{paso/tierra}} = 232.1866 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{paso/roca}} = (1000 + 6 \cdot 0.762288 \cdot 3000) \cdot 0.157 / (\sqrt{0.5})$$

$$V_{\text{paso/roca}} = 3\,268.568 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{contacto/tierra}} = (1000 + 1.5 \cdot 0.762288 \cdot 10) \cdot 0.157 / (\sqrt{0.5})$$

$$V_{\text{contacto/tierra}} = 224.5703 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{contacto/roca}} = (1000 + 1.5 \cdot 0.762288 \cdot 3000) \cdot 0.157 / (\sqrt{0.5})$$

$$V_{\text{contacto/roca}} = 983.6657 \text{ [V]}$$

D) Cálculo de la longitud de cable necesario para tener seguridad dentro de la subestación

$$L_{\text{seg}} = \frac{K_m \cdot K_i \cdot \rho \cdot I_G \cdot \sqrt{t_f}}{(157 + 0.235 \cdot CS \cdot \rho_s)}$$

donde:

L_{seg} = Longitud necesaria de cable para tener seguridad dentro de la subestación [m]

$$L_{\text{seg./tierra}} = 1371.599 \text{ [m]}$$

$$L_{\text{seg./roca}} = 313.6432 \text{ [m]}$$

E) Cálculo del potencial de paso fuera del perímetro de la malla:

$$V_{\text{paso}} = K_s \cdot K_i \cdot \rho \cdot I_G / L$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 \cdot 6 = 1.688$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1-0.5)^{n-2} \right]$$

donde:

K_s = Factor que incluye el efecto de profundidad de la malla.

n = máx (CL, CT)

CL= Número de conductores longitudinales.
CT= Número de conductores transversales.
D= Separación entre conductores transversales.

$$K_s = 0.4422788$$

$$K_i = 0.656 + 0.172 \cdot 6 = 1.688$$

$$V_{\text{paso}} = 0.4422788 \cdot 1.688 \cdot 10^{33} \cdot 476.1 / 415.5 \text{ [V]}$$

$$V_{\text{paso}} = 603.1514 \text{ [V]}$$

H) Conclusiones:

a. Comparando V_{tm} y $V_{\text{contacto/roca}}$:

$$741.3066 \text{ [V]} < 983.6657 \text{ [V]}$$

La red de tierras es segura

b. Comparando $L_{\text{seg./roca}}$ y L_{malla} :

$$313.6432 \text{ [m]} < 415.5 \text{ [m]}$$

La red de tierras es segura

c. Comparando V_{paso} y $V_{\text{paso/roca}}$:

$$603.1514 \text{ [V]} < 3268.568 \text{ [V]}$$

d. Elegimos un modelo de dos capas porque las tensiones de paso y de toque con tierra no proporcionan la seguridad necesaria para el personal que trabaje dentro del área de la subestación.

e. La resistencia de la red es de $6.781813 \text{ } [\Omega] < 10 \text{ } [\Omega]$ que es el máximo recomendado por las normas (Ref. 3), por lo cual, su valor es adecuado.

REFERENCIAS

(1) STD. IEEE 80-1986

Guide for safety in substations
grounding.

(2) IIE
Velázquez
De la Rosa

Diseño de redes de tierra.

(3) Normas técnicas para instalaciones
eléctricas.

SECOFI-DGN

PROGRAMA TIERRAS (TIERRAS.BAS):

```

10 SCREEN 0: KEY OFF: COLOR 14, 9: CLS
20 LOCATE 3, 21: PRINT "***** CALCULANDO MALLAS DE TIERRA *****"
30 DIM D(9), RES(4)
40 FOR I = 1 TO 9: READ D(I): NEXT I
50 FOR I = 1 TO 4: READ RES(I): NEXT I
60 PI = 3.141592654#
70 LOCATE 5, 30: COLOR 26, 9: PRINT "(A) DISEÑO PREELIMINAR:"
80 LOCATE 6, 30: PRINT "-----"
90 LOCATE 8, 27: COLOR 14, 9: PRINT "LONGITUD DEL TERRENO: "; LT; "[m]"
100 LOCATE 9, 39: INPUT SEL1: IF SEL1 < 0 THEN LT = SEL1
110 LOCATE 11, 28: PRINT "ANCHO DEL TERRENO: "; AT; "[m]"
120 LOCATE 12, 39: INPUT SEL2: IF SEL2 < 0 THEN AT = SEL2
130 LOCATE 14, 27: PRINT "CONDUCTORES TRANSVERSALES: "; CT
140 LOCATE 15, 39: INPUT SEL3: IF SEL3 < 0 THEN CT = SEL3
150 LOCATE 17, 26: PRINT "CONDUCTORES LONGITUDINALES: "; CL
160 LOCATE 18, 39: INPUT SEL4: IF SEL4 < 0 THEN CL = SEL4
170 LOCATE 20, 31: PRINT "PROFUNDIDAD: "; H; "[m]"
180 IF CT > CL THEN NMAX = CT: NMIN = CL: GOTO 200
190 NMAX = CL: NMIN = CT
200 LOCATE 21, 39: INPUT SEL5: IF SEL5 < 0 THEN H = SEL5
210 A = AT * LT: EL = .572 * A ^ (.5): ELECT = (FIX(EL) + 1): CLS
215 LOCATE 3, 14: PRINT "NUMERO DE ELECTRODOS="; ELECT
217 LOCATE 5, 14: INPUT "TECLEA OTRO VALOR SI NO ES ESTE"; SEL00
218 IF SEL00 < 0 THEN ELECT = SEL00
220 LOCATE 7, 15: PRINT "ESPACIAMIENTOS:"
230 LOCATE 9, 17
240 PRINT "ENTRE CONDUCTORES TRANSVERSALES: "; LT / (CT - 1); "[m]"
250 LOCATE 10, 17
260 PRINT "ENTRE CONDUCTORES LONGITUDINALES: "; AT / (CL - 1); "[m]"
270 LOCATE 12, 15: PRINT "LONGITUDES DE CABLES:"
280 LOCATE 14, 20: PRINT CT; "CONDUCTORES*"; AT; "m = "; CT * AT; "[m]"
290 LOCATE 15, 20: PRINT CL; "CONDUCTORES*"; LT; "m = "; CL * LT; "[m]"
300 LOCATE 16, 20:
310 PRINT ELECT; " ELECTRODOS* "; 3.45; "m = "; ELECT * 3.45; "[m]"
320 L = CT * AT + CL * LT + 3.45 * ELECT
330 LOCATE 17, 15: PRINT "-----"
340 LOCATE 18, 30: PRINT "T O T A L = "; L; "[m]"
350 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR(" ", QS): CLS
360 LOCATE 5, 19: PRINT "VALOR DE LA RELACION X0/R0 EN BUS DE FALLA: "; XR;
370 LOCATE 6, 39: INPUT SEL1: IF SEL1 < 0 THEN XR = SEL1
380 LOCATE 8, 24: PRINT "FRECUENCIA DE OPERACION: "; F; "[HZ]"

```

```

390 LOCATE 9, 39: INPUT SELA: IF SELA < 0 THEN F = SELA
400 TAP = XR / (2 * PI * F): TB = -(T / TAP): COLOR 11, 9
410 LOCATE 12, 15: PRINT "DURACION DE LA FALLA (APERTURA DE
INTERRUPTORES):"
420 COLOR 14, 9: LOCATE 14, 11: PRINT "1) 0.008 seg. (0.5 ciclos)"
430 LOCATE 15, 11: PRINT "2) 0.05 seg. (3 ciclos)"
440 LOCATE 16, 11: PRINT "3) 0.1 seg. (6 ciclos)"
450 LOCATE 17, 11: PRINT "4) 0.2 seg. (12 ciclos)"
460 LOCATE 18, 11: PRINT "5) 0.3 seg. (18 ciclos)"
470 LOCATE 19, 11: PRINT "6) 0.4 seg. (24 ciclos)"
480 LOCATE 20, 11: PRINT "7) 0.5 seg. (30 ciclos)"
490 LOCATE 21, 11: PRINT "8) 0.75 seg. (45 ciclos)"
500 LOCATE 22, 11: PRINT "9) 1.0 seg. (60 ciclos)";
510 INPUT TIEM: IF TIEM < 0 THEN SEL6 = TIEM
520 T = D(SEL6): CLS : TB = -(T / TAP)
530 DEC = SQR(1 + ((-1) / TB) * (1 + EXP(TB))) : LOCATE 3, 16
540 PRINT "EL FACTOR DE DECREMENTO ES:"; DEC; "PARA t="; T; "[s]"
550 LOCATE 5, 27: PRINT "Icc INICIAL = "; II; "[A]"
560 LOCATE 6, 36: INPUT SEL: IF SEL < 0 THEN II = SEL
570 LOCATE 8, 28: PRINT "FACTOR DE CRECIMIENTO:"; FC
580 LOCATE 9, 39: INPUT SEL7: IF SEL7 < 0 THEN FC = SEL7
590 LOCATE 11, 26: PRINT "TEMPERATURA AMBIENTE:"; TA; "[°C]"
600 LOCATE 12, 39: INPUT SEL8: IF SEL8 < 0 THEN TA = SEL8
610 IG = II * DEC * FC
620 LOCATE 14, 24: PRINT "LA Icc CORREGIDA ES:"; IG; "[A]"
630 COLOR 11, 9
640 LOCATE 17, 19: PRINT "DURACION DE LA FALLA (FUSION DE LA MALLA):"
650 COLOR 14, 9: LOCATE 19, 11: PRINT "1) 30 seg"
660 LOCATE 20, 11: PRINT "2) 2 seg"
670 LOCATE 21, 11: PRINT "3) 1 seg"
680 LOCATE 22, 11: PRINT "4) 0.5 seg";
690 INPUT SELB: IF SELB < 0 THEN TF = SELB
700 CLS : COLOR 11, 9
710 LOCATE 3, 33: PRINT "TIPO DE UNION:"; COLOR 14, 9
720 LOCATE 5, 11: PRINT "1) CABLE SOLO"
730 LOCATE 6, 11: PRINT "2) SOLDADURA DE LATON"
740 LOCATE 7, 11: PRINT "3) CONECTORES";
750 INPUT SELC: IF SELC < 0 THEN SEL10 = SELC
760 IF SEL10 = 1 THEN TM = 1083
770 IF SEL10 = 2 THEN TM = 450
780 IF SEL10 = 3 THEN TM = 250
790 U = IG
800 CAL1 = U / SQR(((LOG((TM - TA) / (234 + TA)) + 1)) / LOG(10)) / (33 * TF))
810 CAL = CAL1 / 1000

```

```

820 COLOR 10, 9
830 LOCATE 9, 19: PRINT "BAJO DICHAS CONSIDERACIONES Y SIN HILOS DE"
840 LOCATE 10, 16: PRINT "GUARDA, EL CALIBRE RECOMENDADO POR
ONDERDONK ES:"
850 LOCATE 11, 33: PRINT " "; CAL: "[MCM]"
860 COLOR 14, 9
870 LOCATE 13, 13
880 PRINT "CONSULTA LAS TABLAS DE CONDUCTORES Y DAME EL DIAMETRO"
890 LOCATE 14, 19: PRINT "EXTERIOR DEL CALIBRE A USAR"; DIAM; "[m2]"
900 LOCATE 15, 37: INPUT SEL11: IF SEL11 < 0 THEN DIAM = SEL11
910 LOCATE 17, 24: COLOR 11, 9: PRINT "RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO:":
920 LOCATE 19, 11: COLOR 14, 9: PRINT " 1) TIERRA ORGANICA MOJADA"
930 LOCATE 20, 11: PRINT " 2) TIERRA HUMEDA "
940 LOCATE 21, 11: PRINT " 3) TIERRA SECA"
950 LOCATE 22, 11: PRINT " 4) ROCA SOLIDA"
960 LOCATE 23, 11: PRINT " 5) VALOR NUMERICO";
970 INPUT SELD: IF SELD < 0 THEN SEL12 = SELD
980 LOCATE 24, 15: IF SEL12 = 5 THEN INPUT "VALOR"; RO ELSE RO = RES(SEL12)
990 CLS : LOCATE 3, 20: PRINT "LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO ES: "; RO; "[Ω*m]"
1000 LC = CT * AT + CL * LT
1010 RG = RO * (1 / LC + (1 / SQR(20 * A)) * (1 + 1 / (1 + H * SQR(20 / A))))
1020 LOCATE 6, 18: PRINT "RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA: "; RG; "[Ω]"
1030 LOCATE 9, 16: PRINT "RESISTIVIDAD SUPERFICIAL DEL TERRENO: ";
1040 LOCATE 9, 54: PRINT USING "#####"; ROS; : PRINT "[Ω*m]"
1050 LOCATE 9, 54: INPUT SEL13: IF SEL13 < 0 THEN ROS = SEL13
1060 LOCATE 12, 22: PRINT "GROSOR DE LA CAPA DE GRAVA: ";
1070 LOCATE 12, 52: PRINT USING "#.##"; HS; : PRINT "[m]"
1080 LOCATE 12, 50: INPUT YO: IF YO < 0 THEN HS = YO
1090 LOCATE 15, 23: PRINT "LONGITUD DE LOS ELECTRODOS: ";
1100 LOCATE 15, 52: PRINT USING "#.##"; LE; : PRINT "[m]"
1110 LOCATE 15, 50: INPUT TU: IF TU < 0 THEN LE = TU
1120 LOCATE 18, 20: PRINT "DIAMETRO DE LOS ELECTRODOS: ";
1130 LOCATE 18, 49: PRINT USING "#.#####"; DIARO; : PRINT "[m]"
1140 LOCATE 18, 47: INPUT NOS: IF NOS < 0 THEN DIARO = NOS
1150 LOCATE 24, 26: COLOR 31, 9: PRINT " ESPERE UN MOMENTO": COLOR 14, 9
1160 Q = 0: K = (RO - ROS) / (RO + ROS)
1170 FOR I = 1 TO 100: QI = (K ^ I) / SQR(1 + (2 * I * HS / .08) ^ 2)
1180 Q = Q + QI: NEXT I: CS = (1 / .96) * (1 + 2 * Q)
1190 VPT = (1000 + 6 * CS * RO) * .157 / SQR(T)
1200 VPR = (1000 + 6 * CS * ROS) * .157 / SQR(T)
1210 VTT = (1000 + 1.5 * CS * RO) * .157 / SQR(T)
1220 VTR = (1000 + 1.5 * CS * ROS) * .157 / SQR(T)
1230 LR = 1.15 * ELECT * 3
1240 LC = CT * AT + CL * LT: D = AT / (CL - 1)

```



```

1250 A = D ^ 2 / (16 * H * DIAM); B = (D + 2 * H) ^ 2 / (8 * D * DIAM)
1260 C = H / (4 * DIAM)
1270 N = SQR(CT * CL)
1280 KH = SQR(1 + H); E = (1 / KH) * LOG(8 / (PI * (2 * N - 1)))
1290 KM = (1 / (2 * PI)) * (LOG(A + B - C) + E)
1300 KI = .656 + .172 * N
1310 VTM = RO * IG * KM * KI / L
1320 V = 1 / PI
1330 KS = V * ((1 / (2 * H)) + (1 / (D + H)) + (1 / D) * (1 - .5 ^ (NMAX - 2)))
1340 KII = .656 + .172 * NMAX
1350 VPM = RO * KS * KII * IG / L
1360 HPRI = SQR(DIAM * H)
1370 ROA = LE * RO * ROS / (ROS * HS + RO * (LE - DIARO))
1380 C1 = SQR(AT ^ 2 + LT ^ 2)
1390 C2 = SQR(AT ^ 2 + (LT / 2) ^ 2)
1400 K1 = (SQR(LT * AT) * 1.84 / 2) * ((1 / AT) * LOG((AT + C1) / LT) + (1 / LT)
* LOG((LT + C1) / AT) + AT / (LE * LT ^ 2) + LT / (LE * AT ^ 2) - (C1 ^ 2) * C1
/ (LE * AT ^ 2 * LT ^ 2))
1410 K2 = LOG(4 * (AT + LT) / LT) + 2 * K1 * (LT + AT) / SQR(A) - LOG((AT + C2)
/ (LT / 2)) - .5 * LOG(((LT / 2) + C2) / ((-LT / 2) + C2))
1420 R1 = (RO / (PI * LC)) * (LOG(2 * LC / HPRI) + K1 * LC / SQR(A) - K2)
1430 R2 = (ROA / (2 * PI * ELECT * LE)) * (LOG(8 * LE / DIARO) - 1 + 2 * K1 *
LE / SQR(A) * (SQR(ELECT) - 1) ^ 2)
1440 R12 = (ROA / (PI * LC)) * (LOG(2 * LC / LE) + K1 * LC / SQR(A) - K2 + 1)
1450 RG2 = (R1 * R2 - R12 ^ 2) / (R1 + R2 - 2 * R12)
1455 PRINT "C1="; C1; "C2="; C2; "K1="; K1; "K2="; K2; "R1="; R1; "R2="; R2;
"R12="; R12; "RG2="; RG2
1460 LOCATE 23, 24: PRINT "RESISTENCIA DE LA MALLA:"; RG2; "[Ω]"
1470 LOCATE 25, 1: Q$ = INPUT$(1); Q = INSTR(" ", Q$)
1480 CLS : LOCATE 3, 28: COLOR 26, 9: PRINT "B) POTENCIAL DE MALLA : "
1490 LOCATE 4, 24: PRINT "-----": COLOR 14, 9
1500 LOCATE 6, 35: PRINT "KM="; KM; : PRINT
1510 LOCATE 8, 10
1520 INPUT "TECLEA OTRO VALOR, SI NO ES ESTE"; SEL: IF SEL <> 0 THEN KM =
SEL
1530 IF CT > CL THEN SEL49 = CL ELSE SEL49 = CT
1540 LOCATE 10, 35: PRINT "KI="; KI
1550 LOCATE 12, 10: INPUT "TECLEA OTRO VALOR SI NO ES ESTE"; SEL17
1560 IF SEL17 <> 0 THEN KI = SEL17
1570 LOCATE 16, 27: PRINT "VOLTAJES DE MALLA : "
1580 LOCATE 18, 33: PRINT "KM="; KM: LOCATE 19, 33: PRINT "KI="; KI
1590 LOCATE 20, 23: PRINT "VOLTAJE TOQUE DE MALLA="; VTM; "[V]"
1600 LOCATE 25, 1: Q$ = INPUT$(1); Q = INSTR(" ", Q$); CLS

```

```

1610 LOCATE 3, 22: COLOR 26, 9: PRINT "C) POTENCIALES TOLERABLES AL
CUERPO:"
1620 LOCATE 4, 22: PRINT "-----"
1630 COLOR 14, 9
1640 LOCATE 6, 21: PRINT "SI SE CONSIDERA QUE LA RESISTIVIDAD DE"
1650 LOCATE 7, 22: PRINT "LA ROCA DE SUPERFICIE ES"; ROS; " [ $\Omega$ *m]": COLOR
14,9
1660 LOCATE 12, 25: PRINT "Vpaso/tierra="; VPT; "[V]"
1670 LOCATE 13, 25: PRINT "Vpaso/roca="; VPR; "[V]"
1680 LOCATE 14, 25: PRINT "Vtoque/tierra="; VTT; "[V]"
1690 LOCATE 15, 25: PRINT "Vtoque/roca="; VTR; "[V]"
1700 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS): CLS
1710 LOCATE 3, 21: COLOR 26, 9: PRINT "D) LONGITUD DE SEGURIDAD DE LA S.
E.:"
1720 LOCATE 4, 21: PRINT "-----": COLOR 14, 9
1730 FOR I = 1 TO 2
1740 IF I = 1 THEN SEL = RO: SEL$ = "tierra"
1750 IF I = 2 THEN SEL = ROS: SEL$ = "roca"
1760 LS = KM * KI * RO * IG * SQR(T) / (157 + .235 * CS * SEL)
1770 LOCATE 11 + (2 * I), 26: PRINT "Lseguridad/"; SEL$: "="; LS; "[m]"
1780 NEXT I: PRINT
1790 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS): CLS
1800 COLOR 26, 9: LOCATE 3, 20: PRINT "E) POTENCIAL DE PASO FUERA DE LA
MALLA:"
1810 LOCATE 4, 20: PRINT "-----": COLOR 14, 9
1820 LOCATE 10, 30: PRINT "KS="; KS: LOCATE 10, 43: PRINT "KI="; KII
1830 LOCATE 12, 21: PRINT "VOLTAJE DE PASO DE MALLA="; VPM; "[V]"
1840 LOCATE 25, 1: QS = INPUT$(1): Q = INSTR("", QS): CLS
1850 LOCATE 3, 33: COLOR 26, 9: PRINT "F) COMENTARIOS:"
1860 LOCATE 4, 33: PRINT "-----": COLOR 31, 9
1870 IF VTM > VTR THEN 1880 ELSE 1890
1880 LOCATE 8, 5: PRINT "VOLTAJE DE TOQUE DE MALLA > VOLTAJE DE TOQUE
CON ROCA"
1890 IF VPM > VPR THEN 1900 ELSE 1910
1900 LOCATE 12, 6: PRINT "VOLTAJE DE PASO DE MALLA > VOLTAJE DE PASO
CON ROCA"
1910 IF LS > L THEN 1920 ELSE 1930
1920 LOCATE 16, 9: PRINT "LONGITUD DE SEGURIDAD > LONGITUD DE LA
MALLA"
1930 IF RG2 > 10 THEN 1940 ELSE 1950
1940 LOCATE 20, 17: PRINT "RESISTENCIA DE LA MALLA > 10 [ $\Omega$ ]"
1950 IF VTM > VTR OR VPM > VPR OR LS > L OR RG2 > 10 THEN 1960 ELSE 1970
1960 LOCATE 24, 29: PRINT "LA MALLA NO ES SEGURA": GOTO 1980
1970 LOCATE 24, 31: PRINT "LA MALLA ES SEGURA": COLOR 14, 9

```

```

1980 LOCATE 25, 1: Q$ = INPUT$(1); Q = INSTR(" ", Q$)
1990 CLS : LOCATE 14, 25: INPUT "1) REPETIR 2) FIN 3) IMPRESION"; SEL2
2000 CLS
2010 ON SEL2 GOTO 70, 2020, 2140
2020 CLS : COLOR 3, 9: LOCATE 10, 10: PRINT "DESEA SALIR DEL"
2030 COLOR 14, 9: LOCATE 10, 27: PRINT "PROGRAMA": LOCATE 11, 10: COLOR 3, 9
2040 PRINT "O REGRESAR AL MENU PRINCIPAL": PRINT
2050 Q = 2: WHILE Q > 1
2060 LOCATE 15, 15: COLOR 20, 7: PRINT "M"; : COLOR 0, 7: PRINT "ENU PRINCIPAL"
2070 LOCATE 16, 15: COLOR 20, 7: PRINT "S"; : COLOR 0, 7: PRINT "ALIR"
2080 Q$ = INPUT$(1): Q = INSTR("MSms", Q$)
2090 IF Q = 0 THEN 2100 ELSE 2120
2100 SOUND 120, 3: LOCATE 17, 10: COLOR 31, 9
2110 PRINT "HA COMETIDO UN ERROR, VUELVA A INTENTARLO": GOTO 2060
2120 BEEP: ON Q GOSUB 2930, 2940, 2930, 2940
2130 WEND
2140 ' RUTINA DE IMPRESION
2150 '-----
2160 LPRINT CHR$(14); : LPRINT CHR$(27); "E";
2170 LPRINT "***** CALCULO DE MALLA DE TIERRAS *****"
2180 LPRINT : LPRINT : LPRINT
2190 LPRINT CHR$(18); : LPRINT "A) DISEYO PRELIMINAR:"
2200 LPRINT "-----": LPRINT
2210 LPRINT "LONGITUD DEL TERRENO="; LT; "[m]"
2220 LPRINT "ANCHO DEL TERRENO="; AT; "[m]"
2230 LPRINT CT; "CONDUCTORES TRANSVERSALES"
2240 LPRINT CL; "CONDUCTORES LONGITUDINALES"
2250 LPRINT "PROFUNDIDAD DE LA MALLA="; H; "[m]"
2260 LPRINT "GROSOR DE LA CAPA DE GRAVA="; HS; "[m]:"
2270 LPRINT "LONGITUD DE CABLES:"; : LPRINT
2280 LPRINT CT; "CONDUCTORES*"; AT; "m = "; CT * AT; "[m]"
2290 LPRINT CL; "CONDUCTORES*"; LT; "m = "; CL * LT; "[m]"
2300 LPRINT ELECT; " ELECTRODOS* "; 3.45; "m = "; ELECT * 3.45; "[m]"
2310 LPRINT "-----"
2320 LPRINT "T O T A L ="; L; "[m]"; LPRINT
2330 LPRINT "ESPACIAMIENTOS:"
2340 LPRINT " ENTRE CONDUCTORES TRANSVERSALES:"; LT / (CT - 1); "[m]"
2350 LPRINT " ENTRE CONDUCTORES LONGITUDINALES:"; AT / (CL - 1); "[m]"
2360 LPRINT "DURACION DE LA FALLA (APERTURA INTERRUPTORES); D(SEL6);
"[s]"
2370 LPRINT "FACTOR DE DECREMENTO:"; DEC; "PARA t="; T; "[s]"
2380 LPRINT "CORRIENTE INICIAL:"; I; "[A]"
2390 LPRINT "FACTOR DE CRECIMIENTO:"; FC
2400 LPRINT "TEMPERATURA AMBIENTE:"; TA; "[°C]"

```

```

2410 LPRINT "CORRIENTE CORREGIDA.": IG; "[A]"
2420 LPRINT "TIEMPO DE DURACION DE LA FALLA (FUSION DE LA MALLA).":
SELB; "[s]"
2430 IF SEL10 = 1 THEN EL$ = "CABLE SOLO"
2440 IF SEL10 = 2 THEN EL$ = "SOLDADURA DE LATON"
2450 IF SEL10 = 3 THEN EL$ = "CONECTORES"
2460 LPRINT "TIPO DE UNION.": EL$
2470 LPRINT "TEMPERATURA MAXIMA EN EL CONDUCTOR.": TM; "[°C]"
2480 LPRINT CHR$(27); "E";
2490 LPRINT "CALIBRE RECOMENDADO POR ONDERDONK.": CAL; "[MCM]"
2500 LPRINT "DIAMETRO EXTERIOR DEL CALIBRE USADO.": SEL11; "[m2]"
2510 LPRINT "RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO.": RO; "[Ω*m]"
2520 LPRINT "RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.": RG; "[Ω]"
2530 LPRINT "RESISTENCIA DE LA MALLA.": RG2; "[Ω]": LPRINT: LPRINT
2540 LPRINT "B) POTENCIAL DE MALLA.:"
2550 LPRINT "-----": LPRINT
2560 LPRINT "KM="; KM: LPRINT "KI="; KI
2570 LPRINT "VOLTAJE DE TOQUE DE MALLA="; VTM; "[V]"
2580 LPRINT: LPRINT
2590 LPRINT "C) POTENCIALES TOLERABLES AL CUERPO:"
2600 LPRINT "-----": LPRINT
2610 LPRINT "SI SE CONSIDERA QUE LA RESISTIVIDAD DE LA ROCA ES DE"; ROS;
"[ε *m]"
2620 LPRINT "Vpaso/tierra="; VPT; "[V]": LPRINT "Vpaso/roca="; VPR; "[V]"
2630 LPRINT "Vtoque/tierra="; VTT; "[V]": LPRINT "Vtoque/roca="; VTR; "[V]"
2640 LPRINT "CS="; CS: LPRINT: LPRINT
2650 LPRINT "D) LONGITUDES DE SEGURIDAD DE LA S. E.:"
2660 LPRINT "-----": LPRINT
2670 FOR I = 1 TO 2: IF I = 1 THEN SEL = RO: SEL$ = "tierra"
2680 IF I = 2 THEN SEL = ROS: SEL$ = "roca"
2690 LS = KM * KI * RO * IG * SQR(T) / (157 + .235 * CS * SEL)
2700 LPRINT "Lseguridad/"; SEL$; "="; LS; "[m]": NEXT I
2710 LPRINT
2720 LPRINT
2730 LPRINT "E) POTENCIAL DE PASO FUERA DE LA MALLA.:"
2740 LPRINT "-----": LPRINT
2750 LPRINT "KS="; KS: LPRINT "KI="; KII
2760 LPRINT "VOLTAJE DE PASO DE MALLA="; VPM: LPRINT: LPRINT
2770 LPRINT "F) COMENTARIOS"
2780 LPRINT "-----": LPRINT
2790 IF VTM > VTR THEN 2800 ELSE 2810
2800 LPRINT "VOLTAJE DE TOQUE DE MALLA > VOLTAJE DE TOQUE CON ROCA"
2810 IF VPM > VPR THEN 2820 ELSE 2830
2820 LPRINT "VOLTAJE DE PASO DE MALLA > VOLTAJE DE PASO CON ROCA"

```

```
2830 IF LS > L THEN 2840 ELSE 2850
2840 LPRINT "LONGITUD DE SEGURIDAD > LONGITUD DE LA MALLA"
2850 IF RG2 > 10 THEN 2860 ELSE 2870
2860 LPRINT "RESISTENCIA DE LA MALLA > 10 [Ω]"
2870 IF VTM > VTR OR LS > L OR VPM > VPR OR RG2 > 10 THEN 2880 ELSE 2890
2880 LPRINT "LA MALLA NO ES SEGURA": GOTO 1990
2890 LPRINT "LA MALLA ES SEGURA.": GOTO 1990
2900 END
2910 DATA 0.008, 0.05, 0.1, 0.2, 0.3, 0.4,0.5,0.75,1.0
2920 DATA 10,100, 1000, 10000
2930 RUN "ENTRADA.EXE"
2940 END
```

***** CÁLCULO DE MALLA DE TIERRAS *****

A) DISEÑO PRELIMINAR:

LONGITUD DEL TERRENO = 21.35 [m]
 ANCHO DEL TERRENO = 11.8 [m]
 7 CONDUCTORES TRANSVERSALES
 7 CONDUCTORES LONGITUDINALES
 PROFUNDIDAD DE LA MALLA = 0.6 [m]
 GROSOR DE LA CAPA DE GRAVA = 0.2 [m]
 LONGITUD DE CABLES:
 7 CONDUCTORES * 11.80 m = 82.6 [m]
 7 CONDUCTORES * 21.35 m = 149.45 [m]
 12 ELECTRODOS * 3.45 m = 41.4 [m]

TOTAL = 273.45 [m]

ESPACIAMIENTOS:

ENTRE CONDUCTORES TRANSVERSALES: 3.55833 [m]
 ENTRE CONDUCTORES LONGITUDINALES: 1.9666 [m]
 DURACIÓN DE LA FALLA (APERTURA DE INTERRUPTORES): 0.5 [s]
 FACTOR DE DECREMENTO: 1.006461 PARA $t = 0.5$ [s]
 CORRIENTE INICIAL: 22 241.25 [A]
 FACTOR DE CRECIMIENTO: 1.25
 TEMPERATURA AMBIENTE: 40 [°C]
 CORRIENTE CORREGIDA: 27 981.31 [A]
 TIEMPO DE DURACIÓN DE LA FALLA (FUSIÓN DE LA MALLA): 2 [s]
 TIPO DE UNIÓN: CABLE SOLO
 TEMPERATURA MÁXIMA EN EL CONDUCTOR: 1083 [°C]
 CALIBRE RECOMENDADO POR ONDERDONK: 275.2963 [MCM]
 DIÁMETRO EXTERIOR DEL CALIBRE USADO: [m²]
 RESISTIVIDAD MEDIA DEL TERRENO: 10 [$\Omega \cdot m$]
 RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA: 0.3044792 [Ω]
 RESISTENCIA DE LA MALLA: 9.743842 [Ω]

B) POTENCIAL DE MALLA:

Km = 0.4567693

Ki = 1.86

VOLTAJE DE TOQUE DE MALLA: 869.3566 [V]

C) POTENCIALES TOLERABLES AL CUERPO:

SI SE CONSIDERA QUE LA RESISTIVIDAD DE LA ROCA ES DE 3 00. [Ω·m]

Vpaso/tierra = 232.1867 [V]

Vpaso/roca = 3268.568 [V]

Vtoque/tierra = 224.5703 [V]

Vtoque/roca = 983.6656 [V]

CS = 0.7622882

D) LONGITUDES DE SEGURIDAD DE LA S. E.:

Lseguridad/tierra = 1058.605 [m]

Lseguridad/roca = 242.0711 [m]

E) POTENCIAL DE PASO FUERA DE LA MALLA:

KS = 0.5460696

KI = 1.86

VOLTAJE DE PASO DE MALLA. 1039.324 [V]

F) COMENTARIOS:

LA MALLA ES SEGURA

CAPITULO 12

SISTEMA DE FUERZA

En toda instalación eléctrica, es necesario conectar los diversos equipos a través de conductores que sean capaces de soportar las condiciones de operación del sistema.

Tanto en alta, como en media y baja tensión, se debe realizar una selección lo más adecuada posible, ya que de ésta dependerá el buen funcionamiento del sistema eléctrico.

12.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS CONDUCTORES

El diseño de un cable varía según los requerimientos que exige cada instalación, pero en general, un cable consta de una serie de elementos comunes como son: el conductor, el aislamiento, y la cubierta exterior.

Sin embargo, en cables para alta tensión se hace necesario incorporar elementos que proporcionan mayor seguridad de operación y que se conocen como pantallas.

Las características de cada uno de estos elementos son las siguientes:

12.1.1 Conductor

Está formado por un grupo de alambres de cobre o de aluminio que son reunidos helicoidalmente con un paso de cableado determinado que dependerá de la flexibilidad que se desee obtener del cable. Además se les pueden dar diferentes formas, según las propiedades que se deseen conseguir. Estas formas son: redondo normal, redondo compacto, sectorial y en algunos casos comprimido.

12.1.2 Aislamiento

El aislamiento tiene como principal función la de confinar la corriente eléctrica en el conductor y contener el campo eléctrico dentro de su masa. Al principio, las propiedades de los aislamientos son más que adecuadas para su aplicación, pero los efectos de la operación, medio ambiente, envejecimiento, etc., pueden llegar a degradar el aislamiento rápidamente hasta el punto en que llegue a fallar, por lo que resulta muy importante seleccionar el más adecuado. Existen entre otras las siguientes clases de aislamientos.

12.1.2.1 Sintenax

Es un policloruro de vinilo para aislar cables para alta tensión que ofrece una alta rigidez dieléctrica y resistencia a la ionización por lo que puede ser empleado en cables de hasta 23 [kV]. Es el aislamiento más adecuado para ambientes húmedos, debido a la

estabilidad de su resistencia de aislamiento y factor de potencia en presencia de humedad;

además, son ligeros y facilitan la elaboración de empalmes terminales y en general su instalación.

12.1.2.2 Papel impregnado

Se aísla el cable con papel sin humedad, y luego se impregna de una sustancia que ocupa los intersticios, eliminando las burbujas de aire en el papel, evitando así la ionización mientras opera el cable.

El papel impregnado en aceite tiene entre sus principales características una alta rigidez dieléctrica.

12.1.2.3 Etileno propileno (EP)

Es un compuesto elastomérico que posee las siguientes características: excelente resistencia al calor, resistencia a la ionización, flexibilidad, alta rigidez dieléctrica, baja absorción de humedad, bajas pérdidas dieléctricas, bajo coeficiente de expansión térmica. Además su gran flexibilidad facilita su instalación y la elaboración de empalmes y terminales.

12.1.2.4 Polietileno de cadena cruzada (XLP)

Es un compuesto termofijo que posee las siguientes características: gran resistencia a la ionización, alta rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas dieléctricas, baja absorción de humedad.

12.1.3 Nivel de aislamiento

Una vez seleccionado el material apropiado para el aislamiento del cable, es necesario determinar el espesor de acuerdo con el fabricante, tomando como base la tensión de operación entre fases y las características del sistema según la siguiente clasificación:

12.1.3.1 Clase 1 (nivel 100%)

Quedan incluidos en esta clasificación los cables que se usan en sistemas protegidos con relevadores que liberen las fallas a tierra lo más rápido posible, en un tiempo no mayor a un minuto. Este tipo de aislamientos es aplicable a la mayoría de los sistemas con neutro a tierra y a los sistemas en que la relación entre la reactancia de secuencia cero y de secuencia positiva ($X0/X1$) no se encuentre en el intervalo de -1 a -40 y que cumplan con la condición de liberación de falla.

12.1.3.2 Clase 2 (nivel 133%)

Se incluyen los cables destinados a instalaciones en donde las condiciones de tiempo de operación de las protecciones no cumplen con los requisitos del nivel 100%, pero que se libera la falla en no más de una hora.

Este nivel se puede utilizar también en aquellos casos en que se desee un espesor del aislamiento mayor al 100%, por ejemplo en el caso de submarinos.

12.1.3.3 Clase 3 (nivel 173%)

Los cables de ésta categoría deberán aplicarse en sistemas en los que el tiempo para liberar una falla no está determinado y en sistemas con problemas de resonancia en los que se pueden presentar sobretensiones de gran magnitud.

12.1.4 Pantallas

Las pantallas en un conductor tienen como función principal el permitir una distribución de los esfuerzos eléctricos en el conductor en forma radial y simétrica. Las pantallas usadas en la fabricación de cables de energía tienen diferentes funciones, dependiendo del material y su localización pueden ser:

12.1.4.1 Pantalla semiconductor sobre el conductor

En circuitos con tensiones de 2 [kV] y mayores, se utiliza la pantalla semiconductor a base de cintas o extruida que desplazan además los intersticios que quedarían entre los hilos del conductor y el aislamiento, evitando así la ionización en ésta zona.

12.1.4.2 Pantalla sobre el aislamiento

En circuitos de 5 [kV] y mayores se utilizan pantallas sobre el aislamiento que a su vez se subdividen en:

a. Pantalla semiconductor

Sus funciones principales son:

1. Crear una distribución radial y simétrica de los esfuerzos eléctricos en la dirección de máxima resistencia del aislamiento.
2. Proveer al cable de una capacitancia a tierra uniforme.
3. Reducir el peligro de descargas eléctricas al personal o en presencia de productos inflamables.

b. Pantalla metálica

Las pantallas metálicas se seleccionan de acuerdo al propósito de diseño que puede ser:

1. Para propósitos electrostáticos.
2. Para conducir corrientes de falla.
3. Pantalla con neutro.

12.2 FACTORES PARA SELECCIÓN

Algunos de los factores que afectan la selección de cables son:

12.2.1 Ampacidad

Debido a las características propias del material, su capacidad de conducción de corriente se ve limitada por la resistencia propia del material a la temperatura ambiente, así como por la sección transversal del calibre.

Se puede calcular la cantidad de corriente que debe soportar el conductor por la expresión:

$$I_{\text{cond. (amp.)}} = I_1 + I_2 + I_3 + \dots + I_n \quad [A]$$

donde:

$I_{\text{cond. (amp.)}}$ = Corriente calculada por ampacidad

$I_1, I_2, I_n =$ Cargas conectadas al circuito [A]

12.2.2 Factor de carga

Según lo establecen las normas (Ref. 1), la corriente para la que se deberán calcular los conductores de una instalación eléctrica dependerán directamente de la cantidad y capacidad de los equipos que se encuentren conectados a estos. Así, para calcular el calibre del conductor apropiado cuando se encuentra conectado alguno o algunos motores, está dado por la expresión:

$$I_{\text{cond.}(f.c.)} = I_1 + I_2 + \dots + I_n + 1.25 \cdot I_{\text{mm}} \text{ [A]}$$

donde:

$I_{\text{cond.}(f.c.)}$ = Corriente del conductor calculada por factor de carga [A]

I_1, I_2, I_n = Corrientes de otras cargas conectadas al alimentador

I_{mm} = Corriente del motor de mayor capacidad [A]

12.2.3 Temperatura

Debido al efecto Joule provocado por el flujo de electrones a través del conductor, éste sufre un calentamiento, el cuál provoca que la capacidad de conducción de corriente del conductor se vea reducida.

La corriente calculada tomando en cuenta el efecto provocado por el incremento de temperatura tanto del conductor como de la canalización está dada por:

$$I_{\text{cond.}(temp.)} = I_{\text{cond.}(f.c.)} / f.t. \text{ [A]}$$

donde:

$I_{\text{cond.}(temp.)}$ = Corriente del cond. calculada por temperatura [A]

$I_{\text{cond.}(f.c.)}$ = Corriente del conductor calculada por f.c. [A]

f.t. = Factor de temperatura

12.2.4 Agrupamiento

Además del calentamiento propio del conductor, es importante tomar en cuenta el medio a través del cuál se canalizarán los conductores, y su disposición física, ya que

estos factores también afectan el incremento de temperatura debido al escaso contacto del aire (que sirve como refrigerante) con la superficie de los conductores.

Existen un conjunto de formas diferentes para poder canalizar los conductores, como son: charolas, ductos (magnéticos y no magnéticos), directamente enterrados, etc.

En cuanto a la disposición física de los conductores, se puede seleccionar entre más de 8 formas diferentes de acomodarlas, dependiendo del espacio que se disponga para la canalización, como del tipo de conductores empleados.

La corriente que circulará a través de un conductor al ser afectada por el agrupamiento de más de 3 conductores está dada por:

$$I_{\text{cond.}(f.a.)} = I_{\text{cond.}(f.c.)}/f.t. [A]$$

donde:

$I_{\text{cond.}(f.a.)}$ = Corriente del cond. calculada por f.t. [A]

$I_{\text{cond.}(f.c.)}$ = Corriente del cond. calculada por factor de carga [A]

f.t. = Factor de temperatura

12.2.5 Caída de tensión

Al seleccionar conductores eléctricos, se debe tener especial cuidado de asegurar que la sección transversal del conductor sea lo suficientemente amplia para evitar una caída de tensión excesiva en la carga durante el arranque de motores principalmente.

Según lo establecen las normas (Ref. 1), la caída de tensión desde el punto de alimentación a una instalación eléctrica hasta el punto final de su utilización no debe rebasar el 5%, por lo cual, es necesario distribuir éste porcentaje entre los conductores que alimentan la instalación y los alimentadores y circuitos derivados.

La expresión para calcular la caída de tensión en un circuito trifásico está dada (Ref. 2) por:

$$C.T. = \sqrt{3} \cdot I_L \cdot (R \cdot \cos \theta + X_L \cdot \sin \theta) [V]$$

donde:

C.T. = caída de tensión [V]

I_L = corriente en la línea [A]

R = resistencia de la línea [Ω]

X_L = reactancia inductiva de la línea [Ω]

$\cos \theta$ = factor de potencia

$\sen \theta$ = factor reactivo

Para la resistencia:

$$R = r \cdot l \text{ } [\Omega]$$

donde:

r = Resistencia por unidad de longitud del conductor [Ω/Km]

l = longitud del conductor [Km]

De igual forma:

$$Xl = x \cdot l \text{ } [\Omega]$$

donde:

x = reactancia inductiva por unidad de longitud [Ω/Km]

l = longitud del conductor [Km]

Es importante también tomar en cuenta el cambio que sufre la resistencia del conductor debida a las condiciones de temperatura en las que se instale. Así, los fabricantes indican en sus catálogos la resistencia del conductor generalmente a 20 $^{\circ}\text{C}$. La resistencia del mismo conductor a una temperatura T_2 se puede calcular (Ref. 2) como:

$$R_2 = R_1 \cdot (234.5 + T_2) / 254.5 \text{ } [\Omega]$$

donde:

T_2 = Temperatura a la que se desea conocer la resistencia [$^{\circ}\text{C}$]

R_1 = Resistencia del conductor a 20 $^{\circ}\text{C}$ [Ω]

R_2 = Resistencia del conductor a la temperatura T_2 [Ω]

Para el cálculo de las corrientes de los diferentes elementos se utilizarán las siguientes expresiones:

Para motores:

$$I_m = 746 \cdot P_m / (\sqrt{3} \cdot V_l \cdot \text{ef.} \cdot \text{f.p.}) \text{ } [A]$$

donde:

I_m = corriente del motor [A]

P_m = potencia del motor [CP]

ef. = eficiencia del motor [%]

f.p. = factor de potencia del motor [%]

V_l = voltaje entre fases [V]

Para los transformadores:

$$I_t = P_t \cdot 1000 / (\sqrt{3} \cdot V_l) \text{ [A]}$$

donde:

I_t = corriente del transformador [A]

P_t = potencia del transformador [VA]

V_l = voltaje entre fases [V]

12.3 CALCULO DE ALIMENTADORES

Notas:

- a. Se utilizarán conductores de cobre.
 - b. Con aislamiento vulcanel XLP para 5 [kV]. (apropiado para circ. de distribución)
 - c. Nivel de aislamiento del 100% (neutro aterrizado y liberación de falla en menos de un minuto).
 - d. Directamente enterrado en configuración trébol, a una profundidad de 0.6 [m].
 - e. Resistividad térmica del terreno del 90%; factor de carga del 75%; temperatura máxima del conductor = 90 [°C]; temperatura del terreno = 30 [°C].
 - f. Consideraremos una caída de tensión máxima de 1.5 [%] en cada uno de los alimentadores principales.
- g. Sólo se muestra el cálculo del alimentador A, el resto de los alimentadores se obtuvieron siguiendo un procedimiento análogo.

12.3.1 Alimentador A

Cargas:

2 transformadores de 1 [MVA], 4.16[kV] $I = 138.786 \text{ [A]}$

$$I \text{ motor } 300 \text{ [CP]}, 4.16 \text{ [kV]}, \text{ef.}=0.9 \text{ f.p.}=0.9 \quad I = 38.346 \text{ [A]}$$

Seleccionando:

- Por ampacidad:

$$I_{\text{cond.}} = 2 * 138.786 + 38.346 = 315.9 \text{ [A]}$$

- Por factor de carga:

$$I_{\text{cond.}} = 2 * 138.786 + 1.25 * 38.346 = 325.5 \text{ [A]}$$

- Por factor de temperatura:

$$I_{\text{cond.}} = 325.5 / 0.97 = 335.6 \text{ [A]}$$

- Por factor de agrupamiento:

La capacidad de corriente permitida para conductores directamente enterrados es del 100% (Ref. 3).

$$I_{\text{cond}} = 325.5 / 0.97 = 325.5 \text{ [A]}$$

- Por caída de tensión

Para la selección por temperatura (Ref. 2), se tienen las siguientes características para un conductor calibre 3/0:

$$R \text{ a } 20 \text{ [}^\circ\text{C]} = 0.275 \text{ [}\Omega\text{/Km]} \quad R \text{ a } 40 \text{ [}^\circ\text{C]} = 0.351 \text{ [}\Omega\text{/Km]}$$

$$X = 0.142 \text{ [}\Omega\text{/ Km]}$$

Para una longitud del conductor de 200 [m]:

$$\begin{aligned} C.T. &= \sqrt{3} * 315.9 * 0.2 (0.351 * 0.9 + j0.142 * 0.436) \\ &= 34.57 + j6.78 \text{ [V]} \end{aligned}$$

$$C.T. = 35.228 \text{ [V]}$$

$$C.T. = 35.228 * 100 / 4160 = 0.8468 \text{ [%]}$$

12.3.2 Alimentador B

Seleccionando:

- Por ampacidad $I_{cond.} = 228.26$ [A]
- Por factor de carga $I_{cond.} = 241.04$ [A]
- Por factor de temperatura $I_{cond.} = 248.496$ [A]
- Por factor de agrupamiento $I_{cond.} = 241.04$ [A]
- Por caída de tensión se elige un conductor calibre 1/0 con las siguientes características:

$$R \text{ a } 20 \text{ [}^\circ\text{C]} = 0.420 \text{ [}\Omega\text{/Km]} \quad R \text{ a } 40 \text{ [}^\circ\text{C]} = 0.535 \text{ [}\Omega\text{/Km]}$$

$$X = 0.152 \text{ [}\Omega\text{/Km]}$$

Para 250 [m] tenemos una caída de tensión de $C. T. = 48.05$ [V], que representa 1.15 [%] de la tensión del sistema.

12.3.3 Alimentador C

- Por caída de tensión:

Para la selección por temperatura de (Ref. 2), se tienen las siguientes características para un conductor calibre 300 [MCM]:

$$R \text{ a } 20 \text{ [}^\circ\text{C]} = 0.14 \text{ [}\Omega\text{/Km]} \quad R \text{ a } 40 \text{ [}^\circ\text{C]} = 0.178 \text{ [}\Omega\text{/Km]}$$

$$X = 0.126 \text{ [}\Omega\text{/Km]}$$

Para una longitud del conductor de 275 [m] la caída de tensión es de 0.918 [%] del sistema.

12.3.4 Alimentador D

- Por caída de tensión:

Para la selección por temperatura (Ref. 2), se tienen las siguientes características para un conductor calibre 6 AWG:

$$R \text{ a } 20 [^{\circ}\text{C}] = 1.65 [\Omega/\text{Km}] \quad R \text{ a } 40 [^{\circ}\text{C}] = 2.104 [\Omega/\text{Km}]$$

$$X = 0.165 [\Omega/\text{Km}]$$

Para una longitud del conductor de 220 [m] la caída de tensión es de 1.8 % del sistema.

Debido a que la caída de tensión es muy alta, seleccionamos un calibre cuya sección permita mantener la caída de tensión en un nivel aceptable. Así, para un calibre 4 AWG, tenemos las siguientes características:

$$R \text{ a } 20 [^{\circ}\text{C}] = 1.0 [\Omega/\text{Km}] \quad R \text{ a } 40 [^{\circ}\text{C}] = 1.275 [\Omega/\text{Km}]$$

$$X = 0.161 [\Omega/\text{Km}]$$

$$\text{C.T.} = 45.595 * 100 / 4160 = 1.09 [\%]$$

12.3.5 Alimentador E=F

- Por caída de tensión:

Para la selección por temperatura (Ref. 2), se tienen las siguientes características para un conductor calibre 4 AWG (basándonos en los resultados del cálculo anterior)

$$R \text{ a } 20 [^{\circ}\text{C}] = 1.0 [\Omega/\text{Km}] \quad R \text{ a } 40 [^{\circ}\text{C}] = 1.275 [\Omega/\text{Km}]$$

$$X = 0.161 [\Omega/\text{Km}]$$

12.3.6 Selección del bus ducto:

La corriente que circulará por el bus ducto está dada por la expresión:

$$I_{b.d.} = P / (\sqrt{3} * V) \text{ [A]}$$

donde:

$I_{b.d.}$ = corriente del bus ducto [A]

P = potencia del transformador [KVA]

V = voltaje nominal del transformador en M.T. [kV]

$$I_{b.d.} = 12500 / (\sqrt{3} * 4.16) = 1734.82 \text{ [A]}$$

Seleccionamos bus ducto apto para conducir 2000 [A], cuyas características son:

$$R = 0.0018 \text{ [\Omega/(s16901t0b0s11.0v1P/100 m)]} \quad X = 0.00105 \text{ [\Omega/100 m]}$$

Para una longitud de 3.0 [m], la caída de tensión es:

$$C.T. = \sqrt{3} * 1734.82 * 0.03 * (0.0018 * 0.9 + j0.00105 * 0.436) \text{ [V]}$$

$$C.T. = 0.1457 + j0.0411 = 0.1514 \text{ [V]}$$


$$C.T. = 0.1514 * 100 / 4160 = 0.0036 \text{ [%]}$$

REFERENCIAS

- | | |
|--|------------|
| (1) Normas técnicas para instalaciones | SECOFI-DGN |
| (2) Catálogo de cables para alta tensión | CONDUMEX |
| (3) Memorias técnicas para selección de conductores. | CONDUMEX |

CAPITULO 13

ALUMBRADO



El propósito fundamental que se persigue al iluminar una área determinada es la de hacer visibles los objetos que se localizan en esa área. Esto acontece cuando la luz que procede de la fuente, cae sobre ellos y se refleja hacia nuestros ojos.

El diseño de un sistema de iluminación y la selección del equipo adecuado pueden estar influidas por muchos factores relacionados con la energía y la economía. Las condiciones económicas al respecto de un sistema de iluminación deberán no solamente estar basadas en la inversión inicial y los costos de operación, sino también en una interrelación entre el costo de iluminación y otros factores productivos así como el costo de mano de obra.

13.1 FACTORES PARA UNA BUENA ILUMINACIÓN

Un sistema de alumbrado diseñado adecuadamente comprende los siguientes tres aspectos:

13.1.1 Cantidad de iluminación.

La cantidad de iluminación para cualquier instalación en particular, depende principalmente del trabajo que se vaya a realizar. Partiremos de la base de que se deben respetar las recomendaciones de la Sociedad Mexicana de Ingeniería e Iluminación (SMII) acerca de los niveles de iluminación.

13.1.2 Calidad de iluminación

Involucra el control del brillo excesivo de ciertas luminarias, la limitación de los deslumbramientos reflejados y tener un nivel uniforme sin sobrepasar las variaciones máximas recomendadas entre el nivel máximo y mínimo de iluminación en una área.

13.1.3 Costo

El costo es un factor importante por sí mismo. Cualquier comparación entre diferentes tipos de alumbrado debe hacerse con base en mantener la misma cantidad de iluminación y aproximadamente la misma uniformidad, tomándose en cuenta que las aplicaciones de cada tipo de alumbrado están bien definidas para cada caso específico y las comparaciones con base únicamente en la emisión luminosa dan ventaja a las lámparas de descarga.

13.1.4 Definiciones

A continuación daremos la definición de los conceptos y unidades más importantes en el tema de iluminación:

a. Flujo luminoso (Φ): Es la energía radiante de una fuente de luz. Su unidad es el lumen [Lm].

b. Iluminancia (E): Es la densidad de flujo luminoso sobre una superficie. Su unidad son los luxes [Lx] y se calcula mediante:

$$E = \Phi / \text{Área [Lx]}$$

c. Intensidad luminosa (I): Es el flujo luminoso en un ángulo sólido unitario en una dirección específica. Por lo tanto es el flujo luminoso que pasa por una pequeña superficie normal a esa dirección, dividida entre el ángulo sólido que esa superficie subtende a la fuente.

d. Luminancia (L): Es la intensidad luminosa de un elemento de superficie reflejante o emisor en una dirección determinada, dividida entre el área proyectada de la superficie o sac

e. Lámpara: Se entiende como la fuente de luz, bulbo o tubo donde se produce la luz.

f. Luminaria: Una unidad de alumbrado completa, consistiendo de una lámpara o lámparas en conjunto con las partes diseñadas para distribuir la luz, para posicionar y proteger las lámparas y conectarlas al suministro.

g. Alumbrado general: Se llama así a la disposición de luminarias que proporcionan un nivel más o menos uniforme de iluminación en una área interior.

h. Alumbrado general localizado: Este tipo de alumbrado, consiste en colocar luminarias en zonas de trabajo donde se requiere mayor nivel de iluminación, bastando con la luz emitida por dichas luminarias para iluminar las relaciones satisfactorias de brillantez e

i. Alumbrado complementario: El alumbrado complementario, proporciona una intensidad relativamente alta en puntos específicos de trabajo, mediante un alumbrado directo, combinado con la iluminación general o localizada.

j. Tipo de alumbrado: El alumbrado se clasifica según la componente de luz dirigida hacia arriba de la luminaria empleada. A continuación se enumeran los tipos de

SISTEMA DE ALUMBRADO

alumbrado y entre paréntesis la cantidad de luz que se dirige hacia arriba (en porciento del flujo total).

- | | |
|----------------------------------|----------------|
| 1. Alumbrado Directo | (0 - 10 %) |
| 2. Alumbrado Semi-Directo | (10 - 40 %) |
| 3. Alumbrado Directo - Indirecto | (40 - 50 %) |
| 4. Alumbrado Semi - Indirecto | (60 - 90 %) |
| 5. Alumbrado indirecto | (90 - 100 %) |

13.2 ALUMBRADO DEL CUARTO DE CONTROL

13.2.1 Generalidades

A los cuartos de control eléctrico se les deben proporcionar los medios de iluminación artificial con una intensidad adecuada, para facilitar la operación en el frente y detrás de los tableros, así como para leer los instrumentos.

De acuerdo a los niveles recomendados de iluminación y con las condiciones existentes para fijar una altura de montaje se determinará la separación horizontal del centro de las luminarias al frente de los tableros.

La localización de las luminarias se debe hacer de manera que puedan ser controladas, repuestas y limpiadas desde lugares de acceso seguro. En ningún caso deben estar arriba del nivel de charolas, camas de tuberías, etc.

El o los circuitos para alumbrado de servicio normal, de emergencia y los de contactos deben alimentar exclusivamente este tipo de cargas y tener protección contra sobrecorrientes independientes de otros circuitos.

Las canalizaciones para los circuitos de alumbrado son independientes de otros de cualquier tipo como lo serían contactos. Dentro del área de la subestación se debe realizar la instalación de contactos de servicio para cuando se necesite realizar reparaciones o modificaciones en los equipos o estructuras, tales como soldadoras, alumbrado, etc.

13.2.2 Procedimiento para el cálculo del alumbrado

El cálculo del alumbrado del cuarto de control se hará por el método de CAVIDAD ZONAL. El procedimiento para los cálculos se puede resumir como:

- a. Determinación del nivel de iluminación.
- b. Selección del tipo de lámpara.
- c. Selección de la luminaria.
- d. Determinación del grado de limpieza del local
- e. Determinación de los factores de pérdidas
- f. Cálculos
- g. Distribución de las luminarias

13.2.3 Determinación del nivel de iluminación

El nivel mínimo de iluminación requerido, en una área en donde va a desarrollarse una tarea particular, deberá determinarse de preferencia según las especificaciones del proyecto. En caso de no estar determinado, se pueden consultar las tablas de recomendaciones de la Sociedad Mexicana de ingeniería en Iluminación (SMII).

Las tablas de la SMII recomiendan un mínimo de 300 luxes en el área del frente del tablero de distribución dentro de un cuarto de control eléctrico (Ref. 1)

13.2.4 Selección del tipo de lámpara

La selección de la fuente de luz más adecuada debe tomar en cuenta el nivel de iluminación requerido, la tarea a realizar y la importancia del color en el desempeño de la misma, así como de las características del local y de los objetos que se van a manejar.

Utilizaremos una lámpara fluorescente slimline de 39 [W], 220 [V] de alimentación, blanco frío, código F48T12/CW, una patilla de casquillo y un flujo luminoso inicial de 2900 [Lm]. (Ref. 2).

13.2.5 Selección de la luminaria

En general, el tipo de luminaria a utilizar, dependerá en gran medida de la altura de montaje y del nivel de iluminación requerido, debido a que estos factores repercutirán en la forma de la luminaria y en la potencia de las lámparas.

Generalmente las tareas visuales que se realizan enfrente de los tableros de distribución son minuciosas en estos por lo que se requieren altos niveles de iluminación, con bajo brillo y poco deslumbramiento a causa de las luminarias utilizadas, por lo que se utilizará una luminaria con reflector acabado, pintura porcelanizada con lámparas fluorescentes, reflector 14° C.W., categoría III. (Ref. 1).

13.2.6 Determinación del grado de limpieza del local

La suciedad en el medio ambiente en el que opera una luminaria puede provenir de dos fuentes: la que proviene de las atmósferas adyacentes al área y la que se genera por el tipo de trabajo efectuado en el mismo local. Ambas fuentes son tomadas en cuenta en las tablas para determinar el grado de suciedad del local.

Consideraremos que la condición de suciedad dentro del cuarto de control es media.

13.2.7 Determinación de los factores de pérdidas de iluminación

Una vez que se ha seleccionado la luminaria apropiada, pueden determinarse los factores de pérdidas de iluminación.

Existe un gran número de parámetros que debilitan el sistema de iluminación. Sólo involucraremos cuatro que son los siguientes:

- a. Coeficiente de utilización (CU)
- b. Depreciación de los lúmenes de la lámpara (DLL)
- c. Depreciación por polvo en el luminario (DPL)
- d. Depreciación por suciedad del local (DPSL)

13.2.7.1 Determinación del coeficiente de utilización

El CU es el porcentaje de luz generada por la lámpara que finalmente incide en el plano de trabajo. Este valor depende de las siguientes consideraciones:

- a. La eficiencia del luminario y su característica de distribución de luz.
- b. Las proporciones geométricas del local.

c. Las reflectancias de las superficies del local y las interreflexiones dentro de la cavidad zonal definidas.

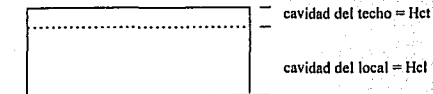
El CU apropiado se extrae de tablas calculadas y proporcionadas por el fabricante del luminario. Antes de que el CU se pueda extraer, es necesario determinar varios factores de entrada. Estos involucran cálculos preliminares y/o referencias a otras tablas.

Los factores de entrada son:

1. Porcentaje de reflectancia efectiva de la cavidad del techo (PCT).
2. Porcentaje de reflectancia de la pared (CW).
3. Relación de cavidad del local (RCL).

Determinación de relaciones de cavidad:

Nuestro local lo dividimos así:



$$Hct = 1 \text{ m}, \quad Hcl = 3 \text{ m}, \quad \text{Largo} = 8 \text{ m}, \quad \text{Ancho} = 6 \text{ m}$$

De acuerdo al área de trabajo, se considera que la cavidad del piso = 0

- La relación de cavidad del techo es igual a:

$$RCT = (5 * Hct * (L + A)) / (L * A)$$

$$RCT = (5 * 1 * (8 + 6)) / (8 * 6) = 1.458$$

- La relación de cavidad del local es igual a:

$$RCL = (5 * Hcl * (L + A)) / (L * A)$$

$$RCL = (5 * 3 * (8 + 6)) / (8 * 6) = 4.375$$

- El porcentaje de reflectancia de la pared lo consideramos como:

$$P_w = 50 \%$$

- El porcentaje de reflectancia del techo lo consideramos como: (debido al color del techo)

$$P_t = 80 \%$$

Entrando a la tabla 1 de la Ref. 1, correspondiente al porcentaje de las reflectancias efectivas de techo o piso encontramos que nos da el valor de:

$$PCT = 61 \%$$

Ahora con $RCL = 4.375$, $P_w = 50\%$ y $PCT = 61\%$ extraemos el coeficiente de utilización de la tabla 2 (Ref. 1):

$$CU = 0.52$$

Las tablas de CU están calculadas para locales que tengan una reflectancia de la cavidad del piso de 20% y como nosotros consideramos 0%, tenemos que ajustar el CU encontrado. De tabla 3, Ref. 1.

Corrigiendo el CU para 0% de porcentaje de cavidad del piso nos da el factor 0.945

El CU ajustado es igual a $0.52 * 0.945$ quedándonos como:

$$CU = 0.4914$$

13.2.7.2 Determinación de la depreciación de los lumens de la lámpara (DLL).

Es una simple extracción de la tabla 4 de la Ref. 1 y entramos con el tipo de lámpara dándonos el valor siguiente:

$$DLL = 83\%$$

13.2.7.3 Determinación de la depreciación por polvo en el luminario (DPL)

Los extremos de la tabla 5 de la Ref. 1. Este es una suposición basada en la condición de suciedad en el luminario y en la práctica de mantenimiento del consumidor.

Suponiendo que la suciedad es media y el mantenimiento se realizará cada seis meses tenemos:

$$DPL = 0.87$$

13.2.7.4 Determinación de la depreciación por suciedad del local (DPSL)

La determinación del DPSL es similar al DPL más el uso de una tabla distinta a la tabla de CU. Entramos a la tabla 6 de la Ref. 1, dándonos el valor de:

$$DPSL = 0.92$$

13.2.8 Cálculos

Los lumens totales los calculamos mediante la siguiente ecuación:

$$\text{lumens totales} = \frac{\text{luxes} \cdot \text{área}}{CU \cdot DLL \cdot DPL \cdot DPSL}$$

Sustituyendo valores, tenemos:

$$\text{lumens totales} = \frac{300 \cdot 48}{0.4914 \cdot 0.83 \cdot 0.87 \cdot 0.92}$$

$$\text{lumens totales} = 44,110.52 \text{ [Lm]}$$

El número de lámparas que necesitamos lo encontramos dividiendo a los lumens totales entre los lumens iniciales de la lámpara que vamos a utilizar:

$$n = 44,110.45 / 2900 = 15 \text{ lámparas}$$

Tomando en cuenta que el nivel de iluminación atrás del tablero es menor que la requerida enfrente de él, utilizaremos 14 lámparas, lo que nos da 7 luminarias.

13.2.9 Distribución de las luminarias

La colocación de las luminarias para obtener una distribución uniforme de la iluminación, varía de acuerdo a la cercanía de las áreas de trabajo a las paredes del local.

SISTEMA DE ALUMBRADO

Generalmente la separación de las luminarias a la pared se toma como la mitad de la separación entre luminarias, la cual resulta adecuada para locales en donde el trabajo no se desarrolla cerca de las paredes.

La distribución que utilizaremos será de 4 luminarias enfrente del tablero y 3 luminarias en la parte posterior.

13.2.10 Alumbrado del cuarto de baterías y cargador

Se recomienda que los cuartos de las baterías se construyan de tal forma que se tenga una buena iluminación natural durante el día (Ref. 3).

Cuando las baterías sean del tipo alcalino, se recomienda que la iluminación sea con luminarias incandescentes a prueba de vapor.

Si las baterías son del tipo plomo-ácido las luminarias deberán ser incandescentes, las cuales podrán no ser del tipo aprobado para lugares clase 1, pero deberán estar cerradas a prueba de vapor (Ref. 3, art. 502.4.b.2).

De preferencia no se deben instalar contactos en el cuarto de baterías, pero de requerirse deberán ser de la clasificación correspondiente.

13.3 ALUMBRADO CON PROYECTORES

13.3.1 Curvas de distribución

Las curvas isocandelas son las más apropiadas para representar una distribución irregular.

Las mediciones para éstas curvas se efectúan según el método IES NEMA y la forma de leerlas es la siguiente: Los ángulos empleados para ubicar un punto en el diagrama están referidos al eje del haz que es generalmente la dirección de la máxima intensidad luminosa. Para determinar las coordenadas angulares de un punto, es necesario medirlos a partir del eje del haz y obtener los ángulos de desplazamiento horizontal y vertical correspondiente al punto en cuestión.

13.3.2 Lámpara a utilizar

Debido a las características del área, se seleccionaron unidades de vapor de mercurio de 400 watts, tipo MV-430, código (MVR 40 VW 07 S).

13.3.3 Cálculo punto por punto

Los diagramas isocandelas efectuados por las especificaciones IES-NEMA se componen de dos partes: por un lado las isocandelas que sirven para determinar la iluminación en un punto, y por otro lado se muestran los lumens promedio en una dirección determinada que sirven para calcular la iluminación promedio por el método de los lumens del haz.

El nivel de iluminación recomendado por la SMII para una subestación eléctrica exterior es de 20 [Lx].

13.3.3.1 Altura de montaje (h)

El fabricante recomienda, si es posible, que la altura de montaje del proyector deberá ser como mínimo la mitad del ancho de la superficie a iluminar. Las bajas alturas de montaje pueden reducir la utilización y la uniformidad.

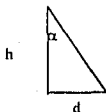
Utilizaremos una altura de montaje igual a:

$$h = 10 \text{ [m]}$$

13.3.3.2 Ángulo de apuntamiento

El mejor nivel de iluminación de un proyector considerando su localización, se obtiene con la candelada máxima aun ángulo de 54.7 ° (recomendación del fabricante)

Todos los proyectores tendrán un ángulo de apuntamiento de 54.5°, apuntando el proyector 14.0 metros al frente de la superficie.

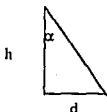


$$\begin{aligned} h &= 10 \text{ [m]} \\ d &= 14 \text{ [m]} \\ \theta &= 54,5^\circ \end{aligned}$$

13.3.3.3 Cálculos

1. Para el punto A

- Considerando la luminaria I



$$\begin{aligned}
 h &= 10 \text{ [m]} \\
 d &= 8.0 \text{ [m]} \\
 D &= \sqrt{h^2 + d^2} = \sqrt{10^2 + 8.0^2} = 12.81 \text{ [m]} \\
 \cos \alpha &= 10/15 = 0.7809 \\
 \alpha &= 38.7^\circ
 \end{aligned}$$

El valor de la intensidad luminosa (I), lo obtenemos de la curva de distribución luminosa de la luminaria seleccionada; entrando con el valor de los ángulos que está desplazado el punto A del eje de la curva.

ángulo de desplazamiento horizontal = 23°

ángulo de desplazamiento vertical = áng. de ap. del proy. - áng. del pto. A al proy.

$$= 54.5^\circ - 38.7^\circ$$

$$= 15.8^\circ$$

Nos da un valor de intensidad luminosa de:

$$I = 5150 \text{ [Lm]}$$

La iluminancia la calculamos con la siguiente ecuación:

$$E = \frac{I}{D^2} \cos \alpha \text{ [Lx]}$$

donde:

E = Luminancia [Lx]

I = Intensidad luminosa [Lm]

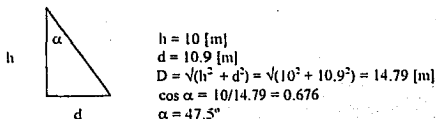
D = Distancia del punto A al proyector [m]

α = Ángulo que forma el punto A con el proyector [°]

Sustituyendo valores, tenemos:

$$E = \frac{5150}{12,81^2} * 0,7809 = 24,51 \text{ [Lx]}$$

Considerando la luminaria III:



ángulo de desplazamiento horizontal = 3°

ángulo de desplazamiento vertical = $54,5^\circ - 47,5^\circ = 7^\circ$

Obtenemos que $I = 5300 \text{ [Lm]}$

Entonces la luminancia es:

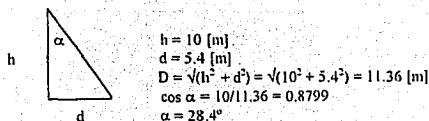
$$E = (5300/14,79^2) * 0,676 = 16,38 \text{ [Lx]}$$

Los luxes totales en el punto A es la suma de las contribuciones de cada lámpara, entonces:

$$E_A = 24,51 + 16,38 = 40,89 \text{ [Lx]}$$

2. Para el punto B:

Considerando la luminaria I:



ángulo de desplazamiento horizontal = 48°

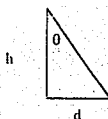
ángulo de desplazamiento vertical = $54.5^\circ - 28.4^\circ = 26.1^\circ$

Obtenemos que $I = 3250$ [Lm]

Entonces la luminancia es:

$$E = (3250/11.36^2) * 0.8799 = 22.16 \text{ [Lx]}$$

Considerando la luminaria III:



$$h = 10 \text{ [m]}$$

$$d = 5.6 \text{ [m]}$$

$$D = \sqrt{(h^2 + d^2)} = \sqrt{(10^2 + 5.6^2)} = 11.46 \text{ [m]}$$

$$\cos \alpha = 10/11.46 = 0.8725$$

$$\alpha = 29.2^\circ$$

ángulo de desplazamiento horizontal = 48°

ángulo de desplazamiento vertical = $54.5^\circ - 29.2^\circ = 25.3^\circ$

Obtenemos que $I = 3250$ [Lm]

Entonces la luminancia es:

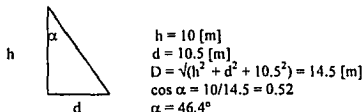
$$E = (3200/11.46^2) * 0.8725 = 21.59 \text{ [Lx]}$$

Los luxes totales en el punto B son:

$$E_B = 22.16 + 21.59 = 43.75 \text{ [Lx]}$$

3. Para el punto C

Considerando la luminaria I:



ángulo de desplazamiento horizontal = 26°

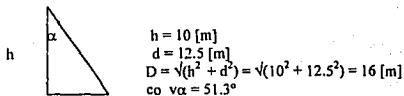
ángulo de desplazamiento vertical = $54.5^\circ - 46.4^\circ = 8.1^\circ$

Obtenemos que $i = 4650 \text{ [Lm]}$

Entonces la luminancia es:

$$E = 15.25 \text{ [Lx]}$$

Considerando la luminaria II:



ángulo de desplazamiento horizontal = 8°

ángulo de desplazamiento vertical = $54.5^\circ - 51.3^\circ = 3.2^\circ$

Obtenemos que $i = 5150 \text{ [Lm]}$

Entonces la luminancia es:

$$E = 12.57 \text{ [Lx]}$$



























La luminancia total en el punto C es la sumatoria de las contribuciones de cada luminaria, esto es:

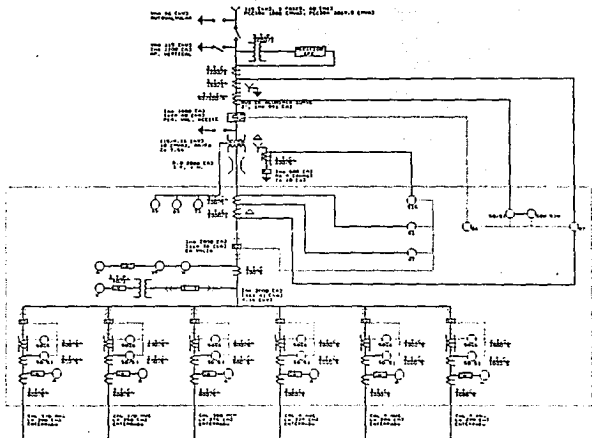
$$E_C = 15.25 + 12.57 = 27.82 \text{ [Lx]}$$

REFERENCIAS

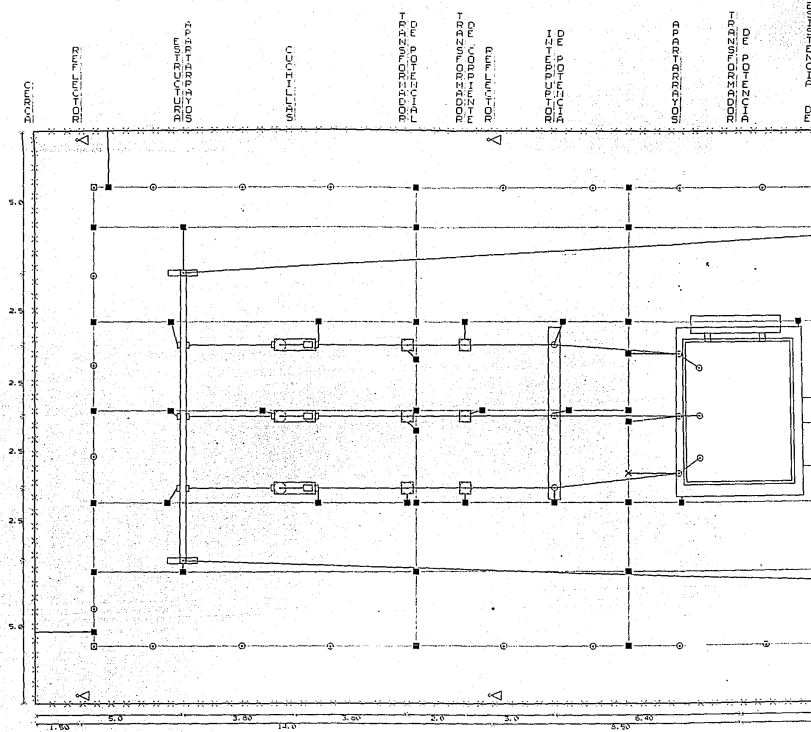
- | | |
|--|--------------|
| (1) Lighting Handbook | IES |
| (2) Manual de Alumbrado | WESTINGHOUSE |
| (3) Normas técnicas para instalaciones eléctricas. | SECOFI-DGN |

SINBOLOGIA:

-  ACUSTICA
ADAPTATIVOS
-  CUCHILLAS
-  TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
-  RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
-  INTERRUPTOR REINVIABLE
-  FUSIBLE REINVIABLE
-  TRANSFORMADOR DE C. DE SECCION
-  CONTADOR DE AMPERMETRO
-  CONTADOR DE VOLTIETRO
-  BUS DUCTO
-  VOLTIETRO
-  AMPERMETRO
-  WATTMETRO
-  MEDIDOR DE F.P.
-  REL. CONTRA INV. DE FASES
-  REL. TERMICO
-  REL. SENSOR DE F. T. DE SECCION
-  REL. CON RET. E INST. RESIDUAL
-  REL. DE SOBRECORR. TEMPORIZADO
-  REL. EN EL NEUTRO DEL EQUIPO
-  REL. DE SOBREPRESION
-  REL. DE NIVEL DE ACEITE
-  REL. DE SOBRECORR. SOSTENIDO
-  REL. DE PROTECCION DIFERENCIAL



1. ELABORADO POR: _____
 2. REVISADO POR: _____
 3. APROBADO POR: _____



Acotaciones en [m]

- SIMBOLOGIA:**
- CONDUCTOR DE RED DE TIERRAS
 - REGISTRO PARA RED DE TIERRAS
 - ⊙ ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA
 - CONECTOR SOLDABLE
 - △ REFLECTOR

