



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

RECIBIDO

24 ABR 1998



DONACION

**EVALUACIÓN DE FALLAS EN LA SUBESTACIÓN
DE DISTRIBUCIÓN CARDENERA PERTENECIENTE
A ELEOCCIDENTE**

MARTÍNEZ A., EDGAR R.
URBINA M., CARMEN A.

VALENCIA, NOVIEMBRE DE 1.997

UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERIA
ESCUELA DE INGENIERIA ELECTRICA

**EVALUACIÓN DE FALLAS EN LA SUBESTACIÓN
DE DISTRIBUCIÓN CARDENERA
PERTENECIENTE A ELEOCCIDENTE**

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO PRESENTADO ANTE LA ILUSTRE
UNIVERSIDAD DE CARABOBO, PARA OPTAR AL TITULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA.

Carmen A. Urbina M
Edgar R. Martínez A.

VALENCIA, OCTUBRE DE 1997

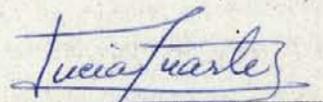
UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE POTENCIA

CERTIFICADO DE APROBACIÓN

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado para estudiar el trabajo especial de grado titulado: "EVALUACIÓN DE FALLAS EN LA SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN CARDENERA PERTENECIENTE A ELEOCCIDENTE", realizado por los bachilleres: Carmen A. Urbina M. y Edgar R. Martínez A., hacemos constar que hemos revisado y aprobado dicho trabajo.



ING° JOSE RAGA
PRESIDENTE


ING° LUCIA DUARTE
ING° IRAHÍS RODRÍGUEZ

VALENCIA, NOVIEMBRE DE 1997

DEDICATORIA

A la Divina Presencia de Dios dentro de mí, que estoy segura que en todo momento ha guiado mis pasos a seguir para alcanzar esta meta.

A mis padres Antonia y Cruz por haberme dado el amor, y la formación moral y espiritual necesaria para alcanzar cualquier objetivo.

A mis hermanos que con su apoyo y comprensión han estado conmigo siempre, fortaleciéndome en los momentos más difíciles; especialmente a Domingo José por darme siempre su apoyo paterno.

A mis sobrinos que con su alegría han sido siempre mi motivo principal de inspiración.

A Alirio José; por estar conmigo en los momentos cumbres de esta meta, dándome su apoyo y sus palabras alentadoras en todo momento, convirtiéndose en un motivo más para seguir adelante.

A los amigos que en todo momento me dieron su mano amiga.

A mis compañeros de estudio que por los gratos momentos que pasamos juntos luchando para alcanzar esta meta, nunca los olvidaré, especialmente a Edgar quien trabajo constantemente y me acompañó a culminar esta meta.

Carmen A. Urbina M.

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso por darme la fuerza espiritual necesaria para culminar mis estudios universitarios.

A mi madre Alicia, quien con su carácter y perseverancia guió mis pasos para alcanzar mi meta.

A mi padre Eleuterio, por haberme inculcado los más altos valores morales para hacerme una persona con una conducta honesta.

A mi esposa María, quien con su comprensión y apoyo siempre me alentó para culminar satisfactoriamente mis metas

A Hungría, mi hermana mayor, quien me orientó y me brindó todo su apoyo y amistad a lo largo de mi carrera universitaria.

A mis hermanos por haberme brindado en todo momento su apoyo.

A Jessica y a mis hijos Andrea y Ricardo quienes con su presencia son fuente de inspiración constante en mi vida.

A mi compañera de tesis Aracelis quien me brindó su amistad y apoyo en todo momento, sinceramente gracias.

A todos mis amigos y compañeros de estudio por brindarme su amistad.

Edgar R. Martínez A.

AGRADECIMIENTO

Queremos expresar nuestros más sinceros agradecimientos a:

Profesor: Ing. José Raga por su orientación y asesoramiento en el presente trabajo.

A la empresa ELEOCCIDENTE y al personal que labora en ella, que en todo momento colaboraron para conseguir la información necesaria; especialmente al Ing. Pedro Martínez por ser nuestro asesor industrial y a los técnicos: José León, Pérez, Liseth. Por su valiosa colaboración.

Señor: José Antonio Rojas Por su incondicional colaboración, quien intrínsecamente formó parte de nuestro equipo de trabajo aportando ideas y soluciones.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	
1.1 GENERALIDADES.	4
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN CARDENERA	4
CAPITULO II	
MANTENIMIENTO ACTUAL DEL SISTEMA	
2.1 GENERALIDADES	17
2.2 MANTENIMIENTO ACTUAL QUE LE HACE A LOS CIRCUITOS DE 13,8 KV. DE LA SUBESTACIÓN CARDENERA.	28
CAPITULO III	
MANTENIMIENTO PROPUESTO (PREVENTIVO Y CORRECTIVO) AL SISTEMA	
3.1. GENERALIDADES	33
3.2. CRITERIOS PARA ELEGIR EL CIRCUITO MODELO.	36
3.3. ELECCIÓN - DEL CIRCUITO A TRAVÉS DE LA MATRIZ EVALUACIÓN.	38
3.4. ESTUDIOS GRÁFICOS.	41
3.5. ESTUDIO DEL CIRCUITO ELEGIDO	43
3.6. EVALUACIÓN DE LAS FALLAS POR COMPONENTE DAÑADO.	49
3.7. EVALUACIÓN DE FALLA POR UBICACION GEOGRÁFICA	52
3.8. MANTENIMIENTO PROPUESTO.	54

CAPITULO IV

EVALUACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN.

4.1. GENERALIDADES	65
4.2. EQUIPOS DE PROTECCIÓN SUPLEMENTARIOS.	67
4.3. INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN SUPLEMENTARIO.	76
4.4. CRITERIOS A SEGUIR EN LA ELECCIÓN DE UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN.	77
4.5. DIFERENTES ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.	78
4.6. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN SUPLEMENTARIO	86
4.7. CRITERIOS DE SELECCIÓN Y COLOCACIÓN DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLAS	86
4.8. ESQUEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL DEL SISTEMA.	88
4.9. ANÁLISIS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO A LO LARGO DEL ALIMENTADOR EN ESTUDIO	88
4.10. CRITERIOS GENERALES UTILIZADOS PARA LA SELECCIÓN Y AJUSTE DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN	91
4.11. AJUSTES ACTUALES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN	92
4.12. COORDINACIÓN DISYUNTOR-DISYUNTOR.	93
4.13. AJUSTES NECESARIOS QUE HAY QUE HACER A LOS EQUIPOS PARA GARANTIZAR LA CORRECTA COORDINACIÓN ENTRE LOS DISYUNTORES	94
4.14. COORDINACIÓN DISYUNTOR-FUSIBLE.	96
CONCLUSIONES	102
RECOMENDACIONES	103
BIBLIOGRAFÍA	105
ANEXOS	106

INTRODUCCIÓN

Debido al gran aumento de demanda de energía eléctrica que se ha presentado en todo el país; CADAFE, por medio de la dirección de planificación y mantenimiento, se encuentra en la necesidad de realizar ampliaciones constantes en su sistema de transmisión. Esto, por una parte ocasiona a nivel general, un aumento de la probabilidad de falla en todo el sistema; de otro lado, la extensión cada vez mayor de la utilización de la electricidad, exige un alto grado de calidad en el servicio.

De esta manera, siendo ELEOCCIDENTE una empresa filial de CADAFE ; también se ve afectada por todos estos factores y por ende las sub-estaciones que pertenecen a dicha empresa ; esto implica que a estas sub-estaciones sea necesario hacerles una previa planificación y un programa de mantenimiento preventivo y predictivo para así mejorar su calidad de servicio.

Por todo lo antes expuesto ELEOCCIDENTE se encuentra en la necesidad de buscar mejoras en su sistema de distribución y transmisión , para lo cual pretende realizar un programa de mantenimiento que le permita mejorar su calidad de servicio y así aumentar la confiabilidad del sistema . Para implementar este programa de mantenimiento es importante considerar lo siguiente: evaluar el índice de fallas o número de interrupciones en su sistema y evaluar la carga en amperios, bajo la cual funcionan los circuitos, esto último para saber si están sobre cargados o no. Todo lo antes expuesto es necesario aplicarlo para suministrar a los suscriptores un servicio de energía eléctrica en forma continua y confiable por parte de la empresa.

El servicio de energía eléctrica es considerado como uno de los factores más aleatorios en cuanto a fallas, ya que se puede dar el caso de que la falla sea producida por causas ajenas a la empresa de servicio; las cuales para el suscriptor siguen siendo fallas inherentes a la empresa de servicio eléctrico.

Es por ello, que el siguiente trabajo obedece a la necesidad que tiene la empresa de mejorar su nivel de interrupción ,para así lograr una mayor confiabilidad en su servicio eléctrico; por consiguiente tiene como objetivo principal verificar, tanto en las líneas como en los equipos, un buen mantenimiento.

Luego de analizar las causas expuestas anteriormente y considerando posible lograr estos objetivos, se tomo como ejemplo la sub-estación CARDENERA, a la cual se le analizó los índices de falla de todos los circuitos que pertenecen a ella; con los cuales se logró proponer un programa de mantenimiento que aplicado pueda lograr disminuir los índices de fallas, y a su vez aumente la calidad del servicio. Es de hacer notar que se ha

tomado como ejemplo CARDENERA; pero este sistema de mantenimiento puede ser aplicado a cualquier sub-estación de distribución, que pretenda lograr los objetivos planteados en este trabajo.

Como la finalidad de este trabajo es aportar soluciones y mejoras en los sistemas de distribución, se justifica entonces la aplicación del mismo.

La estructura básica de este trabajo es de cuatro capítulos, siendo el contenido de cada uno de ellos el siguiente:

CAPITULO I

Se hace una descripción detallada de todas las partes que conforman el sistema en estudio, apoyándonos en descripción de planos y diagramas unifilares, así como también en los manuales técnicos de fabricación para especificar las características de los equipos que conforman el sistema.

CAPITULO II

Se realiza un estudio teórico-práctico sobre el mantenimiento que debe existir en las empresas de servicio eléctrico, su importancia, su objetivo y tipos de mantenimientos. También, se estudian las técnicas actuales de mantenimiento en líneas de distribución a un nivel de tensión de 13,8Kv y se evalúa el mantenimiento tanto preventivo como correctivo, que actualmente realiza la empresa a los circuitos de 13,8Kv. Otro tópico que se estudia en este capítulo es la historia de fallas a través de tablas y gráficos comparativos.

CAPITULO III

Se hacen las limitaciones necesarias para simplificar el estudio ya fijado, se lleva a cabo un análisis en todos los circuitos que pertenecen a la sub-estación CARDENERA, con el objetivo de tomar el circuito más representativo y adaptarlo como circuito modelo para estudiarlo detalladamente, y proponer un programa de mantenimiento como resultado de dicho estudio. Se lleva a cabo la elaboración de un software, que haciendo uso de la base de datos que se almacena en el programa llamado "FALLAS"; el cual pertenece a la empresa, procesa los datos y permite planificar de manera organizada el mantenimiento, tomando en cuenta la confiabilidad y los costos asociados a este.

CAPITULO IV

Se hace una breve descripción teórica de los equipos y los esquemas de protecciones existentes; y se evalúa el esquema de protección actual que tiene el alimentador en estudio.

Se toma el circuito más representativo y se le hacen breves recomendaciones de coordinación con la que se pretende contribuir a disminuir el índice de fallas y aumentar la confiabilidad del circuito en estudio; disminuyendo así las pérdidas ocasionadas por las interrupciones.

Después de haber hecho todas las evaluaciones en cada uno de los capítulos anteriores , se procedió a plantear recomendaciones y conclusiones sobre los diferentes temas abordados en el presente trabajo, cuyo objetivo es plantear los beneficios derivados de este estudio, y aplicarlo en las mejoras de los esquemas de protección y en el programa de mantenimiento del sistema.

CAPITULO I

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

1.1.- GENERALIDADES

En este primer capítulo se describe brevemente la subestación CARDENERA, así como también las especificaciones técnicas normalizadas por CADAFE. Se describe detalladamente los circuitos en estudio, para lo que se muestra más detalladamente el diagrama unifilar de la misma.

1.2.- DESCRIPCIÓN DE LA SUB-ESTACIÓN CARDENERA

La S/E CARDENERA , pertenece a la empresa ELEOCCIDENTE , es una S/E de enlace Transmisión - Distribución, ya que tiene llegada en 115 Kv., y dos salidas, una en 34,5 Kv y otra en 13,8 Kv. .

A).- UBICACIÓN

La S/E CARDENERA se encuentra ubicada al sur de valencia en la zona conocida como el barrio LA PLANTA .

B).- TIPO DE SUB-ESTACIÓN DE ACUERDO A LAS NORMAS

Nodal III , porque tiene barra principal y barra de transferencia, para mejor información revisar normas de subestaciones de distribución de CADAFE. .

C).- ESPECIFICACIONES TÉCNICAS NORMALIZADAS POR CADAFE

A).- Tensión 115 Kv. .

- Barra principal y de transferencia , con capacidad cada una para

600 Amp.

- Máximo # de tramos 115 Kv. : 9
- Máximo # de salidas de línea 115 Kv. : 5
- Máximo # de salidas de transf. : 3
- Tramo de transf. 115 Kv. : 1
- Mando disyuntor : local y remoto desde la sala de mando .
- Mando seccionador : manual .

B).- Tensión 34,5 Kv. .

- Una barra seccionada con equipos de maniobra tipo intemperie , con capacidad de 600 Amp .
- Máximo # de tramos 34,5 Kv. : 13
- Máximo # de salidas de línea 34,5 Kv. : 6
- Máximo # de transf. de servicios auxiliares : 12
- Tramo de acoplamiento de barras : 2
- Mando disyuntor : local y remoto desde la sala de mando .

C) Tensión 13,8 Kv. .

- Barra principal con capacidad para 1200 Amp. en celdas metálicas .
- Barra de transferencia con capacidad para 600 Amp. Soportadas en el pórtico de salida .
- Máximo numero de tramos de 13,8 Kv. : 20
- Máximo numero de salidas de 13,8 Kv. : 12
- Máximo numero de llegadas de transformadores a barras de 13,8 Kv.: 3

- Máximo # de acoplamiento de barras : 2
- Máximo # de transf de serv. aux : 2
- Interruptor de transferencia : 1
- Mando de disyuntor : local y remoto desde la casa de mando .

D).- CAPACIDAD INSTALADA EN LA SUBESTACIÓN CARDENERA

La capacidad instalada total, actualmente en esta sub-estación es de 150 MVA. en :

- 1 transformador Pauwels , selgium cada uno de 30 MVA y de relación 115 / 13,8 Kv. . conectados en paralelos .
- 2 transformadores de 30 MVA , marca Osaka con relación 115 / 13,8 Kv.
- 2 transformadores de 30 MVA marca Acec, con relación de transformación de 115 / 34,5 Kv. .

E).- INTERCONEXIÓN EN 115 KV.

La S/E CARDENERA esta interconectada en 115 Kv. con las S/E Planta del Este , Pedro Camejo y la Yaguara . con la S/E valencia se interconecta por medio de 3 ternas . Todas estas líneas llegan a la barra de 115 Kv. perteneciente a la S/E Valencia y de donde se alimenta propiamente la S/E CARDENERA .

F).- TIPO DE CARGA

La carga es principalmente del tipo residencial y comercial como puede deducirse del punto anterior , pero además posee carga del tipo industrial .

G).- NUMERO DE CIRCUITO

La S/E CARDENERA tiene a nivel de 13,8 Kv. , 11 salidas de barra las cuales se especifican a continuación .

SALIDA	HIPÓDROMO
”	Iconel
”	Valencia III
”	Isabelica III
”	Valencia II
”	Valencia I
”	Fanreça
”	Valencia Sur
”	R. Urriera
”	Boca De Río
”	La Marquera

H).- ESPECIFICACIONES DE LOS CIRCUITOS

Todos estos circuitos dentro de la sub-estación tienen como esquema de protección a la salida de la S/E interruptores OX con seccionadores en By Pass .

También se puede observar que en el ramal principal se usa el seccionador solo para transferir carga y en las derivaciones y en algunos tramos del ramal principal se usa seccionador con fusible para protección .

Es de hacer notar que solo dos circuitos usan el reconectador (KFE) como dispositivo de protección , estos circuitos son R. Urriera y Fanreca .

A continuación se especificará la capacidad instalada y capacidad máxima en KVA de cada circuito .

CIRCUITO	KVA . INSTALADO	KVA . MAX
Valencia Sur	10200	8675,09
Valencia II	8370,7	4314,94
Fanreca	9430,00	4471,94
R . Urriera	11145,00	8215,11
Iconel	7033	3800,68
Isabelica III	7738	4691,59
Valencia III	11943	10004
Valencia I	178	125,49
Hipódromo	6138,00	3705,27
Boca De Río	11335,00	5853,09
La Marquera	7155	2629,25

D.- ZONAS QUE ALIMENTAN CADA UNO DE LOS CIRCUITOS DE LA SUB-ESTACIÓN CARDENERA

Circuito Hipódromo :

Es un circuito tipo urbano y alimenta exclusivamente al Hipódromo Nacional de Valencia y edificio de la Gerencia de Producción II (GPII).

Circuito Valencia III :

Es de tipo industrial , su zona de influencia es , Urb la Castellana , Urb la Concordia , Zona Industrial Carabobo y parte de los barrios adyacentes al terminal viejo .

Circuito Isabelica III :

Es de tipo industrial y residencial . Tiene que alimentar a los siguientes barrios : Aquiles Nazoa , 3 de mayo , Bello Monte , Sectores 1 , 2 , 11, 12, 13 de la Urbanización Isabelica , bloques desde el 50 al 68 en la Isabelica , Mercado periférico , Zona Industrial Carabobo 8^{va} Transversal .

Circuito Fanreca :

Es de tipo urbano industrial . Alimenta a la zona industrial la Guacamaya, Urb La Florida , Barrio la Florida , Hospital Central

(sector patología forense) avenida Lisandro Alvarado , el Cementerio , Barrio Central, Barrio los Tamarindos .

Circuito Iconel :

Es de tipo Industrial . Alimenta a la zona industrial Carabobo , parte de la Av. Michelena y las siguientes empresas : Iconel , Dupont , Consolidado del mueble y centros comerciales adyacentes .

Circuito La Marquera :

Es de tipo rural . Tiene influencia en la zona sur de la ciudad donde se encuentran varias Haciendas y Asentamientos Campesinos , entre los cuales están . Hacienda los Aguacates , Asentamiento la Marquera , El Patio , y varias antenas de radios etc. .

Circuito Boca de Río :

Tipo residencial . Alimenta a la Urb. Santa Inés, Urb. Parque Valencia , B. Brisas del sur y la Hacienda Mata Negra .

J).-DESCRIPCIÓN DEL PÓRTICO DE 13,8 KV.

Las salidas de 13,8 kv. llegan en forma subterránea hasta el pódico de salida con un conductor de 500MCM, hasta una distancia de 500 mts. desde el pódico, desde donde continúan por medio de postes hacia la distribución aérea. Cada salida tiene sus respectivos pararrayos y seccionadores.

Los seccionadores de la barra de transferencia son de 400 y 600 Amp. y de la salida de línea de 400 Amp.

K).- ESPECIFICACIÓN DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y OPERACIÓN UBICADOS EN LAS SALIDAS DE 13,8 KV.

Los equipos de 13,8 Kv. se encuentran alojados en celdas metálicas , las cuales contienen la barra principal (capacidad de 1200 Amp) , mientras que la barra de

transferencia esta soportada por el pórtico de salidas de líneas 13,8 Kv. . La capacidad de la barra de transferencia es de (600 Amp)

El número de celdas metálicas es de quince ; nueve de los cuales corresponden a salidas de línea , dos a las llegadas de los transformadores de potencia , dos a servicios auxiliares , una para acoplamiento de barras y otra para transferencia .

El mando de los disyuntores es local . Los equipos de protección están ubicados en las celdas . A continuación se hace la descripción de cada una de estas celdas .

A).- CELDAS DE SALIDA DE LÍNEA Y DE TRANSFERENCIA

Todas las celdas de salida de línea y de transferencia presentan los siguientes equipos :

- Interruptor de potencia .
- Transformadores de corriente .
- Gabinete de control y controles .
- Seccionador de línea .
- Seccionador de barra .

B).-CELIDAS DE LLEGADA DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Tienen los siguientes equipos :

- Interruptor de potencia .
- Transformador de corriente .
- Gabinete de control y protecciones .

C).- CELDA DE ACOPLAMIENTO DE BARRA

El equipo de esta línea es igual a de las celdas de salida de línea.

K.1.- DESCRIPCIÓN TÉCNICA DE LOS PRINCIPALES DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN

A).-INTERRUPTORES DE POTENCIA

Estos equipos son utilizados para proteger en una condición anormal de operación a los diferentes componentes del sistema. Estos al registrar la condición anormal actúan aislando los componentes de la parte fallada del sistema.

A.1).- INTERRUPTOR OX

Características técnicas :

FABRICANTE	GE CALSTHOM	GE CALSTHOM
Modelo	OX 15	OX 36
Norma Básica	Bs. 3511 / IEC56	BS3511 / IEC
Frecuencia (Hz)	60	60
N° de Polos	3	3
Tensión Nominal (Kv.)	34,5	15
Tensión Max Utilización (Kv.)	36	17,5
Corriente Nominal	1200	1200
Capacidad De Corto Circuito	18	22

FABRICANTE	GE CALSTHOM	GE CALSTHOM
Nivel Aislamiento Industrial(Kv.)	50	80
Tiempo Total De Interrupción (Seg.)	0,065	0,065
Tiempo Mínimo Apertura (Seg.)	0,035	0,035
Tensión Nominal De La Bobina De Cierre (Vdc)	125	125
Tensión Nominal Del Motor Cargado (Vdc)	125	125
Peso Total (Kg.)	614	614
Nivel De Vacío (Mmhg)	10 ⁶	10 ⁶

A.2).-INTERRUPTOR DE PEQUEÑO VOLUMEN DE ACEITE

Este interruptor esta equipado con cubiculo de protecciones con relés de sobrecorriente CDG , de reenganche VAR , de supervisión de circuito de disparo VAX , amperímetro , indicador de posición centrado - abierto y tomas de corriente .

Características térmicas :

FABRICANTE	ISODEL	ISODEL
Tipo	HIPTW306F	HIPTW307F
Tensión Nominal (Kv.)	15 / 25	34,5
Corriente Nominal (Amp)	1600	1600
Capacidad De Interrupción (KVA)	28,8 / 17,3	6
Mando	BNR - 3M	BNR - 3M

B).- RECONECTADOR TIPO KF

Son fabricados para dos valores limites de corriente nominal
280 Amp y 400 Amp .

B.1).-ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Tensión Nominal De Operación	2,4 - 14,4 Kv.
Tensión Máxima De Operación	15,5 Kv.
Tensión De Impulso (N.B.I) Onda De 1,2 * 50 μ Seg. , Cresta	110 Kv.
Rigidez Dielectrica A 60 Hz :	
1.- En Seco , 1 Minuto :	50 Kv.
2.- Bajo Lluvia , 10 Seg. :	45 Kv.
Tensión De Radio De Influencia (R.I.V) Con 1000 Khz A 9,41 Kv.	110 μ Volt Max
Frecuencia De Operación	50 - 60 Hz
Tiempo Normal De Recierre	1,5 - 2 Seg.
Tiempo De Reposición	1 - 1,5 Minutos Por Operación

B.2).-CORRIENTE Y CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN

BOBINA DE DISPARO EN SERIE (AMP CONTINUOS)	CORRIENTE MÍNIMA DE DISPARO (AMP)	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN (AMP RMS SIMÉTRICOS)
5 -	10	500
10	20	1000
15	30	1500
25	50	2500
35	70	3500
50	100	5000
70	140	6000
100	200	6000
140	280	6000
160	320	6000

BOBINA DE DISPARO EN SERIE (AMP CONTINUOS)	CORRIENTE MÍNIMA DE DISPARO (AMP)	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN (AMP RMS SIMÉTRICOS)
225	450	6000
280	560	6000
400	800	6000
400	560	6000

C).- RECONECTADOR KFE

Presenta las mismas especificaciones que el (KF) diferenciándose solamente en la corriente máxima de interrupción (rms amp simétrico) o corriente momentánea que tiene un valor cte. de (600 Amp) , además también representa diferencia en cuanto a la capacidad de sobrecarga :

4 Horas	500 Amp
2 Horas	600 Amp

D).- PARARRAYOS

Es un dispositivo utilizado para proteger contra sobretensiones atmosféricas , de maniobra , temporales y transitorias .

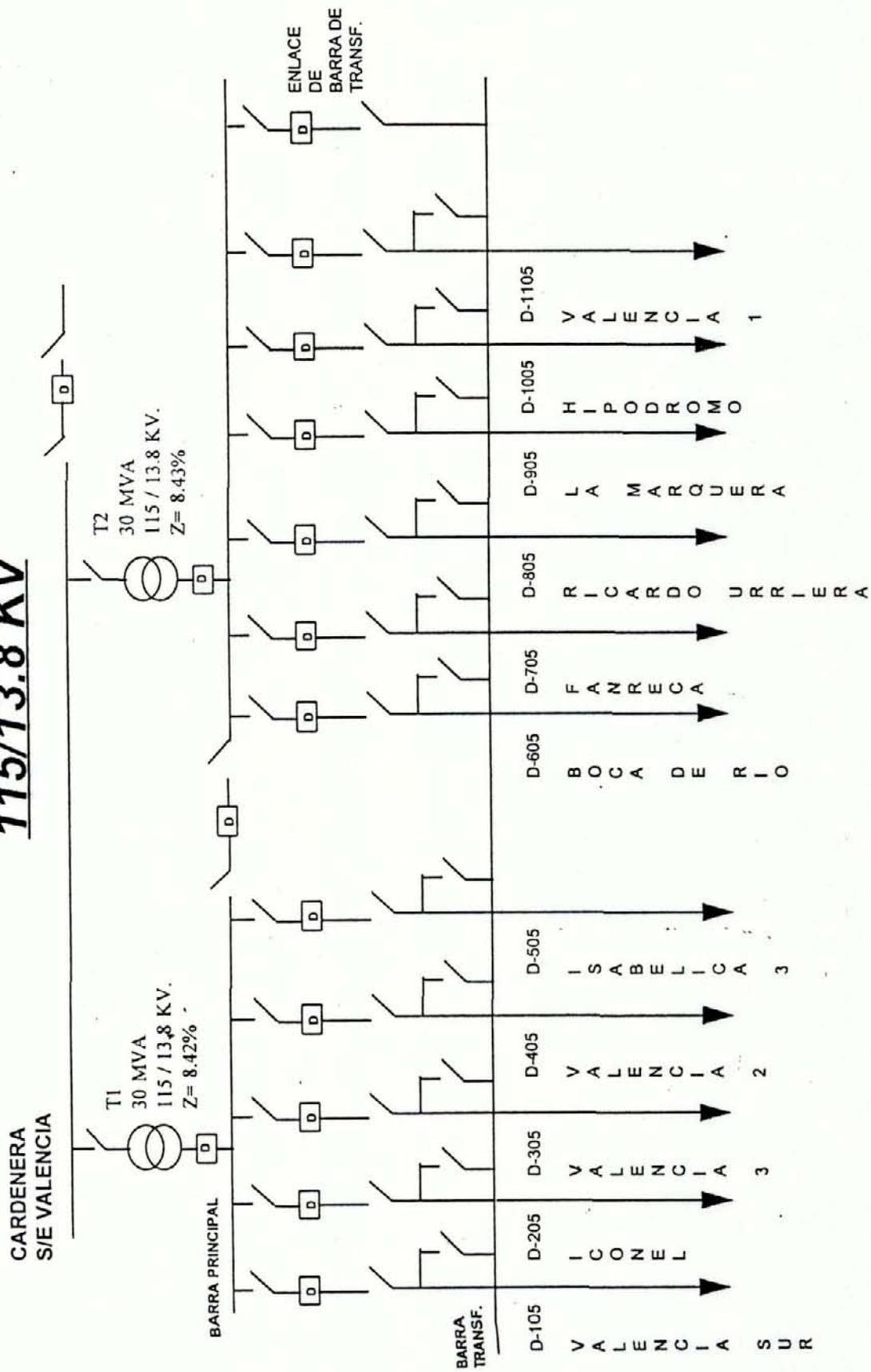
D.1).- CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

NIVEL	34,5 Kv.	13,8 Kv.
FABRICANTE	Tablecel	Tablecel
TIPO	Oxido de Zinc	Oxido de Zinc
V _n	30 Kv.	12 Kv.
IDN	10 KA	10 KA
V _{moc}	25,2 KA	10,1 KA
I (PALIVIO)	40 KA	40 KA

E).- SECCIONADOR

Tensión Nominal Del Sistema (Kv.)		13,8	34,5
Tensión Máxima De Servicio (Kv.)		17,5	36
Corriente Nominal (A)		630 - 1250	630 - 1250
Corriente C.C (A)		25 - 25	20 - 20
Corriente Pico Permisible (KA Pico)		63 - 63	50 - 50
nivel de aislamiento a las ondas de choque (Kv. pico)	a la tierra y entre polos	95	170
	a través de la distancia de seccionamiento	170	195
nivel de aislamiento a frecuencia industrial	a la tierra y entre polos	45	75
	a través de la distancia de seccionamiento	50	100

S/E CARDENERA 115/13.8 KV



D: DISYUNTOR

CAPITULO II

MANTENIMIENTO ACTUAL DEL SISTEMA

2.1.-GENERALIDADES

En el presente capítulo, se describe brevemente la terminología general utilizada, cuando se efectúan estudios sobre mantenimiento eléctrico en subestaciones de distribución. También se detalla el tipo de mantenimiento que se le hace regularmente a la sub-estación CARDENERA, y a los circuitos que de ella salen; así como también se hace una revisión de la historia de fallas que ocurren en todos estos circuitos.

2.1.1.- Mantenimiento Eléctrico

Definición

El mantenimiento eléctrico es un conjunto de acciones necesarias para la conservación de los equipos e instalaciones de una empresa bajo condiciones óptimas de funcionamiento para satisfacer los requisitos de producción al costo razonable .

2.1.2.- IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

El factor fundamental de los sistemas de transmisión y distribución eléctrica es un mantenimiento bien planificado, ya que este permite aumentar los índices de confiabilidad del sistema, lo que proporciona que los equipos y las instalaciones funcionen con mayor rendimiento posible; y de esta manera maximizar el tiempo de operación a un costo mínimo .

Una buena política de mantenimiento permite reducir las pérdidas económicas ocasionadas a la empresa por interrupciones en el suministro de energía eléctrica ; además disminuye las grandes inversiones necesarias . Para llevar nuevamente al sistema a sus condiciones normales de funcionamiento , así como las horas - hombres empleados en reparaciones .

2.1.3.- OBJETIVO DEL MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

En el sector eléctrico de nuestro país la disminución de recursos , ha obligado a prestar mayor atención a los costos de mantenimiento en las instalaciones ya existentes , con el objeto de usarlas en forma eficiente e incluso incrementar el nivel de confiabilidad . Esta confiabilidad se debe lograr especialmente en el área industrial , ya que una interrupción del servicio eléctrico pueden traer consecuencias desastrosas y esto debe evitarse en la medida de lo posible .

Para lograr estos requerimientos , los equipos y circuitos del sistema deben recibir un mantenimiento de alto nivel ; para lo cual las técnicas y los programas de mantenimiento están dirigidos a lograr básicamente lo siguiente :

- a) Minimizar las interrupciones de energía eléctrica durante el proceso de producción , mejorando así la continuidad del servicio .
- b) Mantener el equipo en condiciones satisfactorias de operación en cualquier momento .
- c) Evaluar el comportamiento del equipo y mantenerlo en su máximo rendimiento prolongando así su vida útil .
- d) Reducir al mínimo el tiempo de operación de las cuadrillas de mantenimiento.
- e) Determinar a tiempo las posibles fallas y hacer la revisión necesaria para disminuirlas.
- f) Mantener una apariencia estética y con ambiente favorable de trabajo . El factor psicológico involucrado en el mantenimiento, es en parte consecuencia del ambiente de trabajo .
- g) Aumentar el factor de seguridad, minimizando los accidentes .
- h) Aprovechar al máximo los recursos humanos y materiales con que se dispone .

2.1.4.- MANTENIMIENTO REQUERIDO EN LAS LINEAS DE DISTRIBUCIÓN

- a) Inspección .

- b) Correctiva por fallas.
- c) Preventivo.
- d) Preventivo / Correctivo por probabilidad de falla.
- e) Predictivo.

A).- INSPECCIÓN

Es el monitoreo necesario de las condiciones del sistema y chequeo visual para detectar anomalías ; incluye la medición de parámetros que indican cualquier posibilidad de falla .

Estas inspecciones se hacen con el sistema en servicio y a intervalos regulares .

B).- MANTENIMIENTO CORRECTIVO POR FALLAS

En realidad este caso no es un mantenimiento propiamente dicho , ya que consiste en esperar que suceda la falla para tomar acciones correctivas del caso .

La ventaja mas representativa es que los costos de mantenimiento no existen durante periodos prolongados , pero trae como consecuencia la desventaja que representa realizar grandes inversiones de dinero para restablecer el servicio una vez ocurrida la falla, la afectación a la imagen de la empresa por la indisponibilidad causada a grandes bloques de usuarios , durante tiempos que pueden ser de importancia para los mismos ; a demás de las perdidas a la empresa ocasionada por el tiempo , generalmente largo que se tarda en lograr que el equipo entre nuevamente en funcionamiento .

C).- MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Esta muy ligado a la forma de mantenimiento de inspección ; hasta el punto que se podría fusionar en uno solo. Ya que de los resultados del mantenimiento de inspección depende el grado del mantenimiento preventivo que se le debe hacer al equipo o al sistema para evitar que ocurra una falla.

El mantenimiento preventivo o rutinario comprende la inspección y prueba minuciosa del sistema , así como el reemplazo de componentes sujetos a desgastes .

Este mantenimiento debe practicarse periódicamente y ser planificado , también debe estar adaptado constantemente a la nueva tecnología .

El intervalo de tiempo para realizar este mantenimiento esta determinado por los siguientes factores :

- 1) Tiempo transcurrido desde el ultimo mantenimiento .
- 2) Cantidad de operaciones mecánicas de los componentes desde el ultimo mantenimiento .
- 3) Tiempo de operación de los elementos o componentes del sistema desde el último mantenimiento .

Este mantenimiento puede requerir que en un momento dado un equipo sea desmantelado , para facilitar la inspección y esto se hace usualmente con el sistema fuera de servicio .

D).- MANTENIMIENTO PREVENTIVO/CORRECTIVO POR PROBABILIDAD

Este mantenimiento se basa en datos estadísticos y métodos probabilísticos , los cuales señalan e indican el momento en que se deben ejecutar las acciones , actividades del mantenimiento .

Este tipo de mantenimiento es bastante complejo , debido a que es necesario contar con un archivo de datos , con la suficiente información necesaria para el calculo de los parámetros que se utilizan para determinar el instante de la ejecución del mantenimiento .

Además requiere de estudios extensos y especializados básicamente teóricos , pues toman muy poco en cuenta la situación actual del sistema .

Su principal desventaja , es que las acciones serán ejecutadas cuando sean indicadas por los valores probabilísticos , sin tomar en cuenta la situación real del sistema o equipo ; además se incurre en un costo para establecerlo .

E).- MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Este mantenimiento toma en cuenta las condiciones reales de funcionamiento de los equipos estableciendo patrones de comparación o referencia considerados de gran confiabilidad .

Permite mediante acción de inspección o supervisión preventiva ; organizar , planificar y programar las acciones correctivas a realizar para que los equipos o sistemas continúen operando .

Su desventaja es la gran inversión que hay que realizar al inicio del programa pero esta será recompensada con la utilización óptima de los recursos .

Las categorías de mantenimiento descritos anteriormente , llevadas correctamente mantendrían operando al sistema con un alto grado de confiabilidad , lo que conduce a una continuidad de servicio elevada , cosa que es muy importante en la sociedad actual ; además prolongaría la vida útil de los equipos y disminuiría los costos de operación y mantenimiento de los mismos .

El logro de las metas fijadas requiere ciertos lineamientos que se determine mediante aspectos técnicos , económicos y organizativos .

También se debe considerar que se debe tener la suficiente flexibilidad para ajustarse a los nuevos avances progresivos de la tecnología y las experiencias adquiridas en instalaciones existentes . Ajustándose a la nueva tecnología y una buena estructura organizativa de la empresa se puede decir que un alto nivel de mantenimiento no requiere necesariamente de un alto costo de mantenimiento .

Desde el punto de vista de mantenimiento , el propósito final es realizar un sistema que no necesite mantenimiento periódico y diseñado de tal manera que notifique en forma espontanea a un operador cuando se predice que va a ocurrir algún problema .

Para aproximarse a este objetivo final son necesarios dos tipos de cambio . Uno es el desarrollo de equipos que necesiten menos mantenimiento , el otro es realizar la idea de mantenimiento predictivo .

La idea de este último es que el equipo debería inspeccionarse solamente cuando se predice que va a ocurrir un problema . En otras palabras la inspección se hace basada en la condición de cada equipo , no basado en intervalos fijos .

La realización de esta idea nos capacita para lograr una mayor confiabilidad y reducción de la mano de obra necesaria para el mantenimiento .

2.1.5.- PARÁMETROS DE MANTENIMIENTO

En la figura 3.1 mostrada a continuación se indican los parámetros involucrados en un sistema de mantenimiento .

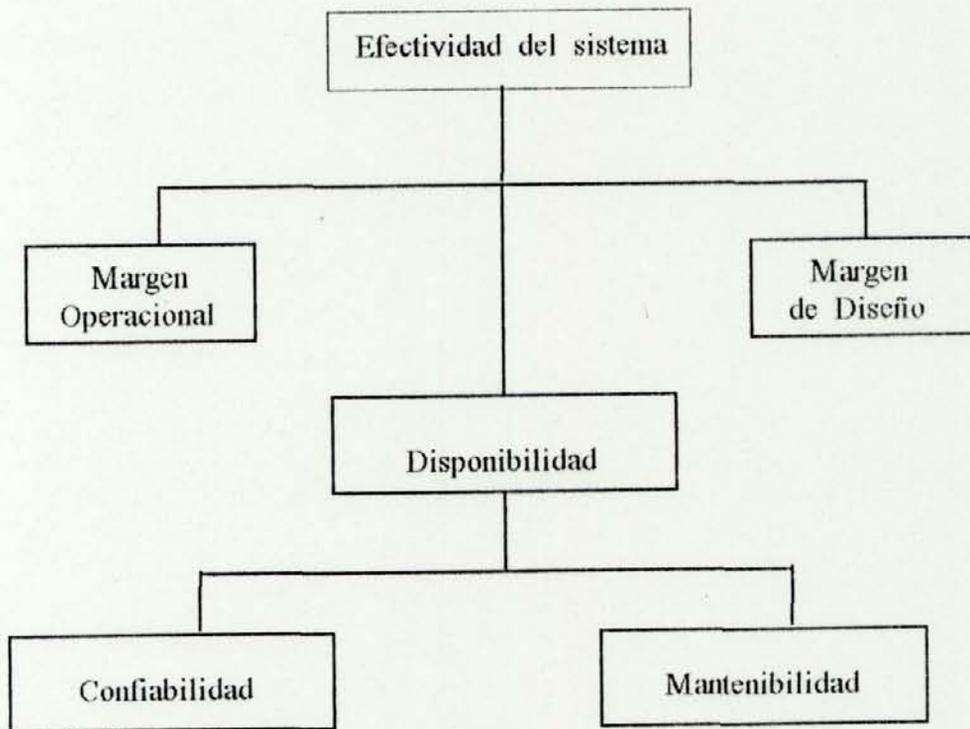


Figura 2 - 1 .

a) Efectividad del sistema .

Este parámetro describe la capacidad total que tiene un sistema de satisfacer una demanda operacional . A manera de ejemplo , se considera que la efectividad del sistema es del 100 % cuando el grado de ejecución de la función efectuada por el sistema , bajo condiciones normales de operación , es igual en magnitud a aquel para el cual fue diseñado

b) Margen operacional .

Es uno de los parámetros principales , que se debe tener en cuenta en el momento de realizar programas de mantenimiento ; se refiere a que un sistema puede estar diseñado para funcionar de uno o mas modos alternativos , dependiendo de las exigencias de operación .

c) Margen de diseño .

Se define como la fracción de la capacidad de diseño a la cual opera el sistema . Viene dada por la razón entre la capacidad actual del sistema y la capacidad calculada .

d) Disponibilidad .

Se define como la probabilidad de que un sistema o equipo , cuando se opera dentro de las condiciones establecidas y en un ambiente adecuado operará satisfactoriamente en cualquier momento .

e) Confiabilidad .

Se define como la capacidad que tiene un componente de cumplir satisfactoriamente , la función para la cual fue diseñada . Es la probabilidad de que un sistema o equipo ejecute sus funciones , por el lapso de tiempo requerido bajo las condiciones de operación encontradas .

f) Mantenibilidad .

Es la probabilidad de que un sistema o equipo sea devuelto a su efectiva operacionabilidad , dentro de un periodo dado de tiempo , cuando la acción de mantenimiento se efectúa de acuerdo con procedimientos preestablecidos .

2.1.6.- TIPOS DE FALLAS

La falla se define como un estado en el cual el elemento ha dejado de realizar las funciones para las cuales fue diseñado .

Los diferentes tipos de fallas que se pueden presentar en un elemento , de acuerdo a su periodo de vida , se representa en la curva mostrada en la figura 2.2 , la “ razón de falla ” Vs el tiempo , y se clasifican en tres (3) tipos :

a) Fallas tempranas .

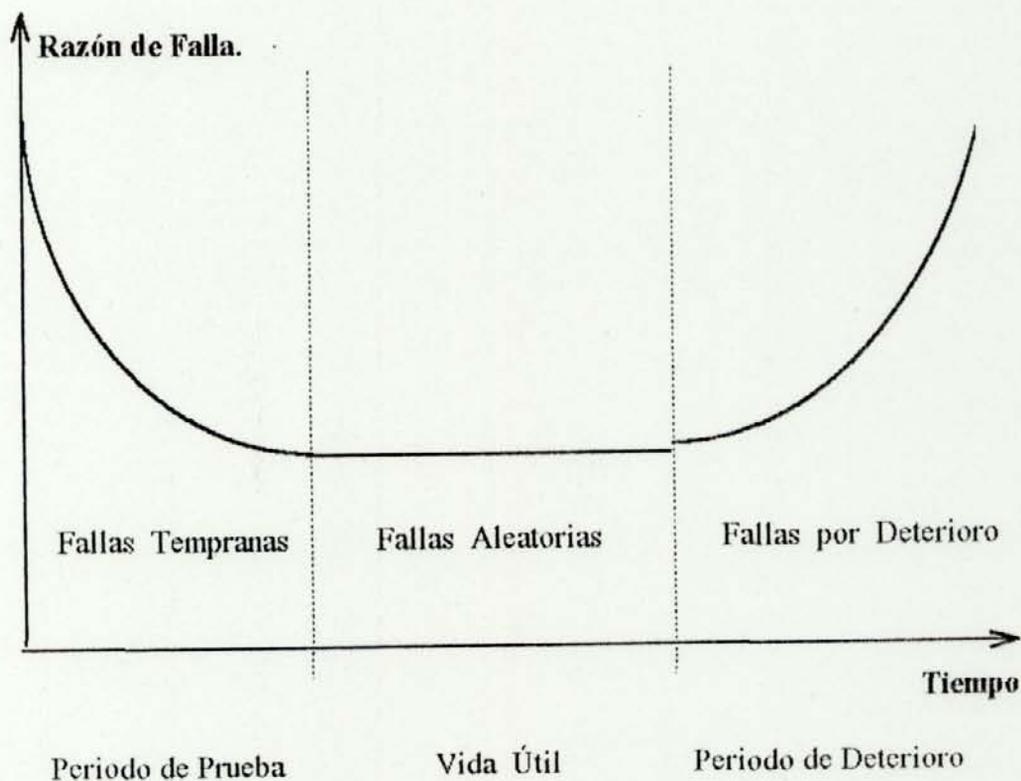
Son aquellas que ocurren en el periodo inicial , en el instante de arranque , o bien antes de el , son poco frecuentes debido a lo corto de este periodo .

b) Fallas aleatorias .

Son aquellas que ocurren ocasionalmente durante el periodo de vida del equipo, son debidas a causas tan diversas que es imposible conocerlas todas y controlar la aparición del fenómeno , además ocurren sin previo aviso .

c) Fallas por deterioro .

Son aquellas que se deben al uso de los equipos y al desgaste gradual de los mismos . Durante el periodo en que ocurren este tipo de falla , el número de ellas por unidad de tiempo aumenta bruscamente .

**Figura 2 - 2 .**

2.1.7.-TÉCNICAS ESTABLECIDAS PARA EL MANTENIMIENTO DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

DEFINICIÓN

Se puede definir a las técnicas para mantenimiento de una línea de transmisión y distribución, como el conjunto de operaciones o procesos que conllevan a un mejor funcionamiento de las líneas .

Dependiendo del tipo de fallas que se presentan de una manera predominante a lo largo del tiempo, la unidad de transmisión de la Gerencia de Producción ha implementado una serie de técnicas en función de un mejor rendimiento de las líneas.

Las técnicas implementadas son las siguientes :

a) Inspección aérea .

Con esta técnica se realiza tanto mantenimiento predictivo como correctivo , consiste en hacer inspecciones periódicas como paso previo para la elaboración de un reporte sobre el estado general de la línea , en el caso de mantenimiento predictivo el personal dedicado a esta actividad debe reconocer el estado general del sistema incluyendo todos los elementos de las estructuras , los conductores , aisladores , etc. y las condiciones ambientales (estado de picas , podas y caminos de acceso) . En el mantenimiento correctivo se utiliza esta técnica para localizar la falla y posteriormente , proceder a repararla y restituir el servicio .

b) Lavado en frío y en caliente de aisladores .

Se denomina lavado en caliente cuando el sistema esta energizado , esto es necesario hacerlo cuando este , por su ubicación , importancia de las cargas a alimentar , etc. , no debe ser retirado del servicio ; y en sistemas que no estén limitados por los motivos antes expuestos , se hace el lavado en frío ; es decir cuando el sistema esta desenergizado , evitándose así el peligro del mantenimiento en caliente .

El lavado con agua a alta presión ha resultado ser la técnica mas económica para remover las partículas contaminantes de la superficie del aislador . Este tipo de lavado es muy efectivo cuando existe polvo , tierra , sal y partículas ácidas que no son muy adheribles a la porcelana .

En algunas áreas , el lavado natural por medio de lluvias es suficiente para prevenir la ruptura en los aisladores .

c) Lavado de aisladores eléctricos con chorro de aire , con sustancias abrasivas

El lavado en frío o en caliente de aisladores con corrientes de aire con materiales abrasivos , ha probado ser muy efectivo , eficiente y económico . Esta técnica permite remover depósitos o componentes de grasa que se han endurecido o adherido a la superficie del aislador , viejos depósitos de grasa de silicona o contaminantes delgados , así como para remover contaminantes duros , tales como cemento . Entre los abrasivos , el de uso mas común es una mezcla de mazorca de maíz molida (corncobs) y polvo fino de caliza (limestone) , también es utilizada la cascara de nuez molida . Estos dos materiales son suficientemente abrasivos debido al trabajo de limpiado y no son tan duros para raer o gastar la superficie de la cerámica del aislador . Cualquier camión típico de limpieza puede ser equipado con bombas de aire las cuales proveen la presión necesaria (150 lbs / pulg²) un tanque para material abrasivo , un tambor para manguera y un tubo aislador para dirigir el chorro de aire .

d) Protección de estructuras de acero .

Las estructuras comúnmente llamadas de hierro , que en realidad son de acero estructural de bajo contenido de carbono . tienen comportamiento muy pobre ante la corrosión , cuando se exponen sin protección externa alguna , esto es notable en ambientes costeros , marinos en los que la atmósfera es particularmente agresiva .

La manera de darle una protección a estas estructuras , es con recubrimientos metálicos (zinc , etc.) o recubrimientos a base de pinturas (epóxicas) y además seguir recomendaciones como utilizar preferiblemente perfiles fabricados en calientes (los fabricados en frío tienen mayor susceptibilidad a la corrosión) , utilizar aceros estructurales aliados con cobre (Acero Corten) de precio casi igual al acero normal pero de mejor comportamiento contra la corrosión .

e) Protección de estructuras de concreto .

Existen varias alternativas para la protección de los postes de concreto entre las que podemos citar , la utilización de pinturas acrílicas metálicas , esmaltes epoxicos y esmaltes de cauchos clorados .

f) Mantenimiento de pica y poda .

Mediante esta técnica se mantiene un control de la vegetación que crece bajo la línea o tan cercana como para representar una falla potencial sobre esta ; además de conservar un corredor de acceso para facilitar su mantenimiento .

g) Termografía .

La termografía es el termino usado para describir el proceso de hacer visible e interpretar la radiación térmica absorbida y emitida por los cuerpos (radiación infrarroja) Mediante el equipo termografico es posible determinar la temperatura a la cual se encuentra cualquier objeto .

La utilidad de esta técnica radica en que nos permite determinar el funcionamiento anormal de cualquier elemento , tomando como base el nivel de temperatura a la cual se encuentra este .

h) Mantenimiento de sistemas energizados

Se conoce como Mantenimiento de Sistemas Energizados, aquellos trabajos relativos a cambios, adaptaciones y reparaciones de equipos, que se hacen en un Sistema eléctrico, sin tener que interrumpir en ningún momento el servicio a los suscriptores del mismo.

Actualmente algunos trabajos no pueden ser efectuados en líneas energizadas, y su limitación proviene exclusivamente del tipo de construcción anticuado que aun queda en algunas Redes de Distribución.

h.1) Descripción de métodos utilizados:

En Venezuela hoy en día se emplean dos métodos para realizar trabajos de mantenimiento en Sistemas Energizados; los cuales se describen a continuación:

Método Manual

Este método se caracteriza porque los trabajos se realizan directamente a la línea, es decir, que la única separación entre el conductor energizado y el liniero son guantes protectores (los cuales constan de dos partes, una de cuero y otra de goma aislante). Este método posee la particularidad, que inicialmente es el que más le gusta al liniero ,debido a que considera que se se facilitan las labores de trabajo , por no tener que utilizar ningún tipo de herramienta de apoyo, pero tiene el inconveniente de que amerita más cautela, ya que el operario está obligado a estar siempre muy cerca de las líneas y bajo ningún respecto debe quitarse los guantes.

Método de Pértigas

Este método ofrece mucha seguridad al liniero, ya que éste, además de tener puestos los guantes mencionados en el método descrito anteriormente, realiza el trabajo mediante varas aisladas (pértigas) que le permiten estar fuera de las líneas. Otra ventaja de este método es la siguiente: De ser necesario levantar los conductores, si se utiliza el método manual, el liniero tendrá que realizar grandes esfuerzos físicos, lo cual se evitaría con la utilización de pértigas apropiadas para efectuar dicha labor

2.2.- MANTENIMIENTO ACTUAL QUE SE LE HACE A LOS CIRCUITOS DE 13,8 KV. DE LA SUBESTACIÓN CARDENERA

2.2.1.- MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Este mantenimiento lo realiza el personal adscrito a la unidad de operación y mantenimiento. Y lo realizan con el apoyo del programa " fallas " perteneciente a la empresa, el cual contiene un almacenamiento de datos estadísticos de todas las fallas que ocurren en cada circuito, así como el tiempo de duración de cada falla.

Para hacer el programa de mantenimiento preventivo el ingeniero jefe de la unidad junto con el técnico supervisor toman del programa " fallas " todas las gráficas y de acuerdo a estos reportes le asignan prioridad al circuito que presente más falla, esto es una prioridad visual donde prima la experiencia del personal y las condiciones conocidas de cada circuito.

Este programa se realiza cada tres meses y es llevado a la práctica los fines de semana; y, consiste en la solicitud de corte de línea conjuntamente con el programa de mantenimiento que corresponde a determinado circuito. Para una mejor visión de lo que allí se hace el lector puede observar en el anexo A-1 una copia del mantenimiento preventivo que hace el Departamento de Planificación y Mantenimiento.

No obstante es de hacer notar que en el caso de que ocurra una emergencia en cualquier otro circuito; este mantenimiento es suspendido. Después de la planificación del programa preventivo de mantenimiento, le corresponde en orden de importancia el mantenimiento específico preventivo que se le hace a los circuitos en cuanto a:

a) Termografía .

Esta es una de las técnicas de mantenimiento que regularmente se le hace a los circuitos de distribución, el cual consiste en hacer primero el diagnóstico de termografía

utilizando los equipos necesarios; luego el técnico encargado da la orden necesaria de trabajo, finalmente después de realizada la actividad se procede a llevar la planilla de control de actividades la que posteriormente es transcrita y almacenada a manera de archivo en el computador (ver anexo A-2). También el mantenimiento de termografía se realiza como mantenimiento preventivo, dependiendo de la importancia de la carga, la empresa lo realiza de 2 a 4 veces al año; debido a la gran cantidad de circuitos y al poco personal que tiene la unidad de operación y mantenimiento, esta prueba no se realiza con las prioridades y la regularidad que dictan las normas de mantenimiento, es decir hay circuitos a los que no se le hacen regularmente esta prueba para detectar puntos de rupturas o puntos progresivos de fallas.

- La empresa no posee un buen stock de repuestos en el caso de detectarse punto caliente en aisladores, amarres, permagripp, etc.
- No hay un seguimiento o estudio adecuado a los circuitos que presentan sobrecargas durante un tiempo muy prolongado.

b) Pica y Poda .

Este mantenimiento lo realiza la empresa unas 3 veces al año y lo lleva a cabo mediante a un diagnóstico visual y dependiendo de la prioridad que se presente realizan la pica y poda esta se divide en urbana y rural; dependiendo de la zona que alimenta el circuito y es realizada por empresas contratadas. Como la empresa contrata este tipo de trabajo, hay un desfase entre el tiempo efectivo de la pica y poda y el tiempo de ejecución, es decir se ejecuta la pica y poda un tiempo mucho después del que realmente existen los elementos que perturban al sistema.

- No existe una efectiva inspección aérea que verifique oportunamente en que puntos de la red hay elementos perturbadores del sistema.

c) Elementos dañados .

- No hay un criterio de relación en cuanto a los equipos dañados, línea rota, seccionador, cortacorriente, aislador, etc., el circuito al que pertenecen y la ubicación geográfica de la reparación o cambio de elemento.

d) Inspección visual .

- La empresa carece de una efectiva técnica en cuanto a inspecciones periódicas como paso previo a la elaboración de un informe sobre el estado general de la línea y de

los elementos de la estructura , conductores , aisladores , cortacorrientes , fusibles , transformadores , postes y las condiciones ambientales (estado de picas , podas , caminos de acceso , etc .) .

e) Mantenimiento de líneas energizadas

Este mantenimiento es programado mensualmente, se analizan y definen los circuitos prioritarios para realizar el mantenimiento este estudio se hace de la siguiente manera:

a). -Se revisa y se analiza el resultado del sistema de reporte de interrupción en cuanto a:

- a.1.-circuitos con más falla.
- a.2.-circuitos con mayor duración fuera de servicio.
- a.3.-circuitos con carga más importante.

b).-Selección económica de los circuitos, es decir el que representa mayor importancia económica y de servicio para la empresa y la comunidad. Todas las ordenes de trabajo las discuten y las ordenan el siguiente personal.

- Jefe de unidad de mantenimiento especializado.
- Jefe de distrito.
- Tec. Superior de la cuadrilla de líneas energizadas.
- Caporal o jefe de líneas energizadas.

Para tener una visión de los tipos de reparaciones o elementos a los cuales se les hace revisión mas frecuente se anexa un histograma de frecuencia de tareas realizadas anexo A-3.

2.2.2.- MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Este mantenimiento se refiere a la corrección de una falla; se puede realizar tanto con el circuito energizado como desenergizado, en el primer caso solo tiene acceso a la falla el personal especializado de líneas energizadas .

Es importante señalar que debido a la experiencia que tiene el personal (técnicos , jefes de líneas , linieros) estas fallas se minimizan en un tiempo satisfactorio , ocasionándoles mínimas molestias a los usuarios .

Como la empresa no tiene un alto numero de personal en estas tareas en caso de ocurrir fallas simultáneas en circuitos pertenecientes a un mismo distrito operativo , la

empresa le asigna prioridad a los circuitos cuya carga sea más importante o necesite un fluido continuo de energía .

Como referencia de todos los pasos que se hacen al momento de producirse una falla ver reporte de fallas e informe de trabajo de la unidad de mantenimiento en los anexos, anexo A-4.

2.3.- HISTORIA DE FALLAS

Tomando en cuenta que para llevar un buen control de las fallas y para poder tener un buen programa de mantenimiento es necesario cuantificar el número de fallas por circuito así como su variación a través de los últimos años, se tiene necesariamente que tener una historia de fallas para saber como ha venido respondiendo el sistema , si ha crecido o disminuido el número de fallas, fallas recurrentes, ubicación geográfica más crítica , es decir , que sitios son más proclives a fallas , relación de fallas mayores y menores de 11 minutos para saber cuales son más críticas y cuales ocurren más frecuentemente .

También se hace un ordenamiento de fallas por tipo de causa para saber cual es la más preponderante .

Todas estas fallas tienen que ubicarse y manejarse de la forma más clara y práctica posible para que el Dpto de operación y mantenimiento , tenga una buena planificación en cuanto al mantenimiento preventivo y correctivo .

Es importante aclarar que aunque la empresa tiene el programa "falla", dicho programa cuenta con un menú limitado aunque proporciona reportes ordenados de acuerdo a los siguientes parametros :

- Circuito con mas falla
- Circuito con la falla más larga
- Fallas ordenadas por tipo de causa
- Causa de falla más crítica
- Total de fallas en todos los circuitos
- Ubicación geográfica de las fallas
- Número de fallas de acuerdo al tiempo , por circuito y total
- Carga de los alimentadores
- Carga interrumpida
- Frecuencia, duración promedio , tiempo total de las fallas de un circuito o de un conjunto de circuitos.

Como se dijo anteriormente que aunque el programa proporcione todos esos reportes, falta su complementación para planificar el mantenimiento de manera ordenada y esquemática, evaluando todos los factores que influyen en su elaboración como son los costos por mantenimiento, las pérdidas por interrupciones y la confiabilidad del sistema.

Estas son algunas abreviaturas técnicas utilizadas en el programa FALLAS como son :

- Df : falla menor a 11 minutos
- PyP : falla debido a pica y poda
- Prog : falla debido a trabajos programados
- Ms : falla debido a que el circuito se abre por medidas de seguridad
- T : falla debido a terceros (no es directamente responsabilidad de la empresa)
- A : fallas accidentales
- PG : falla debido a papagayo sobre línea
- C.A : falla debido a condiciones atmosféricas
- C.D : falla debido a un componente o equipo dañado sobre la línea
- G.P : falla debido a la gerencia de producción II (C.A.D.A.F.E),
administrativamente estas fallas no le pertenece o no se le computan a la empresa Eleoccidente .

Haciendo un parentesis podemos decir que en cuanto a (C.D) los equipos que frecuentemente fallan sobre la línea son los siguientes :

Componente dañado (C.D)

- Fusible quemado
- Línea rota
- Puente roto
- Puente abierto
- Aislador dañado
- Corregir pto caliente
- Puente seccionador
- Cortacorriente dañado
- Seccionador dañado .

CAPITULO III

MANTENIMIENTO PROPUESTO (Preventivo y Correctivo) AL SISTEMA

3.1.- GENERALIDADES

La confiabilidad de un sistema eléctrico esta muy ligado al numero de fallas y a la duración de las mismas , una forma de mejorar la confiabilidad es disminuyendo tanto el numero de interrupciones , como su duración , un método que cumple con estos requisitos es el de un mantenimiento altamente planificado con el cual se pueda garantizar la disminución tanto del numero de interrupciones como su duración en un determinado circuito . El objetivo de este capitulo es proponer un mantenimiento preventivo que cumpla con lo antes expuesto .

Antes de hacer este análisis , se estudia de una manera clara y directa algunos parámetros de la confiabilidad y las limitaciones bajo las cuales se encuentra el sistema en estudio .

También se evaluarán los diferentes tipos de interrupciones tanto por su duración , ubicación geográfica, y elementos del sistema presente en las interrupciones. Además se realiza un software, que puede leer todos los reportes de interrupciones del circuito que resultó ser el más representativo, con el que se puede planificar el mantenimiento y analizar su aplicación, de acuerdo a los costos, las pérdidas por interrupciones y a la vez se puede ir conociendo la confiabilidad del sistema.

3.1.1.- CONFIABILIDAD DE UN SISTEMA

La confiabilidad de un sistema está muy ligado al número de interrupciones que presente dicho sistema, es por esto que al minimizar las fallas, el valor de la confiabilidad aumenta. Esta disminución del índice de fallas se puede lograr con un buen plan de mantenimiento tanto correctivo como preventivo.

3.1.2.- Parámetros de la Confiabilidad

Definición :

Estas definiciones que se presentan a continuación están sujetas en base a lo pautado por la Comisión de Integración Eléctrica Regional (C.I.E.R) y the Institute of Electrical and Electronics Engineers (I.E.E.E).

a) Confiabilidad

Se define como la propiedad de un sistema de cumplir las funciones prefijadas , mantener sus índices de explotación en los límites establecidos para regímenes y condiciones de explotación dados durante el intervalo de tiempo requerido o las horas de trabajo necesarias .

b) Interrupción

Implica la pérdida del suministro a uno o más consumidores .

c) Frecuencia

Representa el número de veces que se interrumpe el servicio a los suscriptores en un periodo de tiempo determinado . El valor siempre se extrapola en un periodo base , que normalmente es un año .

$$\lambda = \frac{\sum (\text{KVA Interrumpidos por año})}{\sum (\text{KVA Instalados})}$$

d) Duración promedio

Es el periodo de tiempo que cada suscriptor esta fuera de servicio para la interrupción promedio . Normalmente este valor se mide en minutos .

$$D = \frac{\sum (\text{KVA Interrupción}) * (\text{Duración Interrupción})}{\sum (\text{KVA Interrumpidos al año})}$$

e) Tiempo total de interrupción

Representa la expectativa del tiempo de interrupción total para el suscriptor promedio en el periodo base, es decir un (1) año.

$$\Gamma = \frac{\sum (\text{KVA Interrumpidos}) * (\text{Duración Interrupción})}{\sum (\text{KVA Instalados})}$$

Entre los tres (3) parámetros antes mencionados se cumple la siguiente relación:

$$T = D \cdot \lambda$$

Estos conceptos estudiados anteriormente hay que tenerlos muy en cuenta al momento de hacer el análisis de las fallas, ya que dependiendo de la frecuencia de interrupción (f) y el tiempo total (T) se podrá implementar un buen esquema de mantenimiento.

3.1.3.- LIMITACIONES DEL SISTEMA EN ESTUDIO

Como ya se menciona en el capítulo I, la subestación Cardenera posee 11 circuitos a nivel de 13,8 Kv. los cuales son:

- 1) Rdo. Urriera
- 2) Valencia Sur
- 3) Valencia 1
- 4) Valencia 2
- 5) Valencia 3
- 6) Isabelica 3
- 7) Iconel
- 8) Fanreca
- 9) Hipódromo
- 10) La Marquera
- 11) Boca de Río

De entre todos ellos se elige un circuito modelo al cual se le hace todo el estudio en cuanto a número de interrupciones , frecuencia , equipos dañados más frecuentemente, lugar geográfico de las interrupciones , el resultado de este estudio el cual es un mantenimiento preventivo más idóneo, se podrá aplicar a los otros circuitos, lo que conlleva a una mejora de la confiabilidad de la subestación .

También se debe tener en cuenta que el alimentador a estudiar no debe presentar modificaciones a corto plazo ya que un cambio en el mismo implica rehacer todo el estudio del que fue objeto es por esto que aparece otra limitación en los circuitos antes mencionados , esta limitación es que cuatro (4) circuitos se obviarán en este trabajo ya que son objetos de transferencia de carga , con lo cual cambian sus características básicas , estos circuitos son : Rdo. Urriera , Valencia Sur , Valencia 2 y Valencia 1 (circuito de reserva) .

Debido a lo anteriormente dicho, solo se hará el estudio a los siete (7) circuitos restantes .

3.1.4. Nivel de Fallas del Sistema en Estudio

Número total de fallas en la S/E Cardenera	
Año	Número Total de Fallas
94	268
95	256
96	283

3.2.- CRITERIOS PARA ELEGIR EL CIRCUITO MODELO

Se usará el método descriptivo de campo experimental (método usado por la empresa en estos casos, el cual se describe a continuación como matriz de evaluación), mediante la aplicación y el diseño de tablas, que conducen a obtener la prioridad o circuito modelo una vez evaluados los criterios. Hay que acotar que todos los criterios se discutieron y fueron aprobados por el departamento de operación y mantenimiento de la empresa ELEOCCIDENTE.

3.2.1.- Criterio de longitud

Normalmente los circuitos de distribución eléctrica de Eleoccidente C.A , alimentan a los diversos puntos de la ciudad , lo que obliga a pensar que los circuitos son de una considerable longitud . Por esta razón , debe considerarse este aspecto al hablar de caída de tensión en una línea , sobre todo cuando se presenta una falla .

3.2.2.- Criterio numero de falla y su naturaleza

El factor numero de falla indica desde el punto de vista eléctrica , cual de los circuitos es el mas problemático . De acuerdo con los datos suministrados por el departamento de estadística de operaciones eléctricas , se puede afirmar que las fallas pueden ser debidas a causas variables .

3.2.2.1.-Las principales causas de fallas según las estadísticas son las siguientes :

- Puentes rotos
- Falla pararrayo
- Aislador roto
- Disparos en falso del interruptor
- Disparos del interruptor por mala coordinación de protecciones
- Pica y poda
- Condiciones atmosféricas
- Otros .

Muchas de estas fallas pueden ser minimizadas , mas no eliminadas . Por ejemplo una forma de evitar falla por lluvia , es mantener los aisladores limpios , pero es bien conocido , que es prácticamente imposible realizar esta tarea en la totalidad de los circuitos.

Adicionalmente , existe de manera evidente , problemas de coordinación entre los fusibles de los ramales y el interruptor principal , y estos a su vez con el interruptor de salida dela subestación , lo que origina operaciones indebidas del interruptor .

3.2.3.- Criterio accesibilidad para localización de la falla

Debido al crecimiento indiscriminado de las redes de distribución , tenemos como consecuencia , que los circuitos de 13,8 Kv , en muchas ocasiones pasan por lugares poco accesibles , es por ello que a la hora de hacer un estudio de evolución de fallas , se tome en cuenta este parámetro .

La accesibilidad es un factor muy importante en el momento de corregir una falla , ya que de él depende directamente la duración de una falla .

3.2.4.- Variable tipo de carga

Se refiere a los tipos de carga a considerarse como son :

Cargas industriales , comerciales , residenciales (Urbanos) , rurales y cargas especiales (hospitales , aeropuertos , hipódromos , etc) .

Los tipos de cargas se jerarquizan de acuerdo al tipo de proceso continuo o no , que requiere un alto grado de continuidad de servicio .

3.3.- ELECCIÓN DEL CIRCUITO A TRAVÉS DE LA MATRIZ EVALUACIÓN

Partiendo de los criterios anteriores , cada factor será evaluado en una escala del (1 al 5) de acuerdo al orden de importancia que contiene cada factor estudiado .

El orden de importancia es decreciente (5 - 4 - 3 - 2 - 1)

Los factores evaluados en la matriz son los siguientes :

a) Carga asociada :

Se tomo en cuenta la carga manejada en cada circuito . Para ello se obtuvo la máxima carga asociada durante el periodo de los años (94 , 95 , 96)

Ponderación :

CARGA	PUNTOS
0 - 49 Amp	1
50 - 99 Amp	2
100 - 149 Amp	3
150 - 199 Amp	4
200 - 250 Amp	5

b) Tipo de carga :

TIPO DE CARGA	PUNTOS
Rural	1
Urbano	2
Comercial	3
Industrial	4
Industrial / Comercial	5

c) Longitud (Km) :

Se tomo en cuenta solamente las distancias de los troncales de cada uno de los circuitos de 13,8 Kv de los 7 circuitos en estudio .

LONGITUD (KM)	PUNTOS
0 - 4,9	1
5,0 - 9,9	2
10 - 14,9	3
15 - 19,9	4
20 - 30	5

d) Numero de fallas :

Para realizar el estudio de este factor , se tomarón en cuenta todas las fallas ocurridas por cada circuito en el periodo de los años (94 , 95 , 96)

Para su evaluación se tomo el total de la suma de las fallas ocurridas por un año , durante todo el periodo antes mencionado :

# FALLAS	PUNTOS
0 - 49	1
50 - 99	2
100 - 149	3
150 - 199	4
200 - 250	5

e) Accesibilidad :

Se refiere a la facilidad de llegada a los circuitos .

ACCESIBILIDAD	PUNTOS
Fácil	1
Complicado	1,5
Critico	2

3.3.1.- Factor de mérito

Es el producto de los cinco factores de evaluación antes mencionados , tal como se muestra en la matriz evolución , luego el circuito que resultara con un mayor factor de mérito será el escogido como el circuito modelo al que se le hará dicho estudio .

Subestación	Circuito	Carga	Tipo de carga	Long (km)	Nº fallas	Accesibilidad
Cardenera	Iconel	4	5	2	2	2
	Fanreca	4	3	5	3	1
	Hipódromo	5	2	1	2	2
	La Marquera	2	1	5	5	1
	Boca de río	5	2	5	3	1
	Isabelica 3	5	3	3	3	1,5
	Valencia 3	4	2	2	2	1,5

Matriz de Evaluación

Subestación	Circuito	Carga	Tipo de Carga	Long (km)	Nº fallas	Acces	Factores de mérito
Cardenera	Iconel	4	5	2	2	2	160
Cardenera	Fanreca	4	3	5	3	1	180
Cardenera	Hipódromo	5	2	1	2	2	40
Cardenera	La marquera	2	1	5	5	1	50
Cardenera	Boca de río	5	2	5	3	1	150
Cardenera	Isabelica 3	5	3	3	3	1,5	202,5
Cardenera	Valencia 3	4	2	4	2	1,5	96

3.3.2.- Elección del circuito modelo

Luego de haber analizado cada uno de los factores comprendidas en la matriz evaluación donde fueron evaluados cada uno de los siete (7) circuitos de interés en 13, Kv de la Subestación Cardenera , se llegó a la conclusión que el circuito que reúne la condiciones necesarias adecuadas a la matriz evaluación es el circuito Isabelica 3 , ya que fue el que obtuvo la mayor puntuación en la columna de factor de mérito que encierra la variables de interés (longitud , carga , tipo de carga , # de fallas y accesibilidad) .

El resultado anterior también se ve reforzado en el estudio que se le hizo a dichos circuitos en cuanto a frecuencia (f) y tiempo total (t) . Ver gráfica (1 , 2 , 3) . Tomando en cuenta las fallas de los tres (3) últimos años .

Es de hacer notar que cada una de estas gráficas tienen su correspondiente tabla y están ordenadas por el parámetro frecuencia (f) .

La información que aparece en las tablas es de toda la población (circuitos) de la Subestación Cardenera tanto los circuitos de 34,5 Kv como los de 13,8 Kv , recordando que para este estudio solo se tomaran los siete (7) circuitos descritos anteriormente .

3.4.- ESTUDIOS DE LOS GRÁFICOS

3.4.1.- Gráfico 1 - Tabla 3.1 Año 94

Esta ordenado por frecuencia y de los circuitos de 13,8 Kv de interés para este trabajo se observa que los dos más influyentes por frecuencia son el circuito Fanreca y e Isabelica 3 , este último es el más influyente , lo que quiere decir que fue el circuito que estuvo más tiempo fuera de servicio , por lo tanto es de más interés que los demás .

NOTA: La duración promedio no se estudia porque esta contenida en el tiempo total.

CARDENERA									
TABLA 3.1 AÑO 1994									
FE1	FE2	DUR1	DUR2	DTO	INT	CIRCUITO	DP	F	T
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	36	SUR 34.5	0.5592	0.3476	0.1944
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	41	FANRECA	0.1702	0.2874	0.0489
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	25	ISABELICA 3	0.2780	0.2734	0.0760
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	30	CARLOS ARVELO 34.5	0.1283	0.2484	0.0319
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	31	VALENCIA SUR	0.1839	0.2263	0.0416
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	53	VALENCIA 2	0.1996	0.2019	0.0403
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	25	BOCA DE RÍO	0.2676	0.1868	0.0500
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	52	LA MARQUERA	0.2004	0.1825	0.0366
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	31	RICARDO URRIERA	0.4155	0.1534	0.0646
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	6	CENTRO2 34.5	0.0983	0.1450	0.0143
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	25	ICONEL	0.1668	0.1292	0.0215
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	13	HIPÓDROMO	0.2354	0.0756	0.0178

CARDENERA									
TABLA 3.1 AÑO 1994									
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	20	VALENCIA 3	0.4000	0.0180	0.0072
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	1	ISABELICA 1	0.5700	0.0109	0.0062
01/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	16	VALENCIA 1	0.3713	0.0016	0.0006

3.4.2.- Gráfica 2 - Tabla 3.2 Año 95

En este gráfico se puede notar que para el parámetro frecuencia el circuito más influyente es La Marquera pero, este es un circuito rural cuya densidad de carga no es importante, quedando la opción para el 2^{do} circuito que resulto ser el circuito Isabelica 3.

En cuanto a tiempo total el circuito Isabelica 3 esta en 2^{do} lugar después de circuito Hipódromo, pero, este circuito es de muy poca carga a excepción de los días jueves y viernes que son los días de carreras, es decir la carga no es continua por todo el año, antes dicho el circuito Isabelica 3, es más importante en cuanto al parámetro tiempo total

TTI . DBF									
TABLA 3.2 AÑO 1995									
FE1	FE2	DUR1	DUR2	DTO	INT	CIRCUITO	DP	F	T
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	22	CARLOS ARVELO 34.5	0.0664	0.5167	0.0343
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	53	VALENCIA SUR	0.3285	0.4112	0.1351
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	77	LA MARQUERA	0.3016	0.3983	0.1201
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	37	SUR 34.5	0.4632	0.3270	0.1515
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	37	BOCA DE RÍO	0.1124	0.3094	0.0348
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	10	CENTRO2 34.5	0.0500	0.2724	0.0136
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	36	ISABELICA 3	0.1986	0.2402	0.0477
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	31	RICARDO URRIERA	0.3335	0.2395	0.0799
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	45	VALENCIA 2	0.2084	0.1746	0.0364
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	20	ICONEL	0.2015	0.1121	0.0226
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	20	HIPÓDROMO	0.6310	0.1035	0.0653
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	15	VALENCIA 3	0.3580	0.0194	0.0069
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	7	VALENCIA 1	0.6500	0.0006	0.0004
01/01/95	31/12/95	00:01	99:99	1	30	FANRECA	0.3073	0.0000	0.0000

3.4.3.- Gráfico 3 - Tabla 3.3 Año 96

En este gráfico los circuitos Boca de río y Marquera anteceden al circuito Isabelica 3 , pero , como ya se dijo anteriormente el circuito Marquera tiene una composición de carga netamente rural y el circuito Boca de río tiene una carga en Amp , menor que la del circuito Isabelica 3 , por todo lo anterior este circuito es más importante que los otros dos (2) .

TTI . DBF									
TABLA 3.3 AÑO 1996									
FE1	FE2	DUR1	DUR2	DTO	INT	CIRCUITO	DP	F	T
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	84	VALENCIA SUR	0.1511	0.6498	0.0982
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	51	BOCA DE RÍO	0.2308	0.3456	0.0798
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	20	CARLOS ARVELO 34.5	0.1030	0.2831	0.0292
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	68	LA MARQUERA	0.3066	0.2807	0.0861
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	35	ISABELICA 3	0.2206	0.2725	0.0601
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	22	SUR 34.5	0.6086	0.2626	0.1598
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	30	RICARDO URRIERA	0.1987	0.1884	0.0374
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	29	FANRECA	0.2148	0.1606	0.0345
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	8	CENTRO 2 34.5	0.0963	0.1597	0.0154
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	25	ICONEL	0.2648	0.1242	0.0329
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	26	HIPÓDROMO	0.4696	0.1218	0.0572
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	29	VALENCIA 2	0.2510	0.1041	0.0261
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	30	VALENCIA 3	0.4323	0.0415	0.0179
01/01/96	31/12/96	00:01	99:99	1	6	VALENCIA 1	0.2383	0.0006	0.0001

3.5.- ESTUDIO DEL CIRCUITO ELEGIDO

Antes de hacer el análisis del circuito Isabelica 3 se fijaran algunas condiciones como :

- Las fallas menores de 10 minutos (< 10 min) que el archivo los almacena con fallas sin causa se tomarán en este estudio previa autorización del Dpto. de operación mantenimiento de la empresa Eleoccidente como fallas producidas por ramas de árbol objetos sobre las líneas , o perturbaciones que hacen que dos conductores choquen .

- Se trabajará con el tiempo total (T) ya que este parámetro incluye la frecuencia de interrupción (que en todo caso es el # de fallas) y la duración promedio (tiempo que dura una falla) .

- Se ubicará también los sitios más críticos , es decir que lugares geográficos están más expuestos a falla .

- Todos los datos se obtendrán de los archivos computarizados de la empresa .

3.5.1.- CIRCUTTO ISABELICA 3 EVALUACIÓN DE FALLAS POR NUMERO DE INTERRUPCIONES

De acuerdo a la tabla(3.4) ordenada de acuerdo a la frecuencia o número de interrupciones que sufre el circuito y en donde aparecen todas las causas de los últimos tres (3) años , tenemos que la falla más crítica es la que corresponde a las fallas > 10 min , y corresponde al año 95 , después se puede observar que el orden tres (3) y cuatro (4) de la tabla aparecen otra vez fallas < 10 min de los años 96 y 94 respectivamente . Esto quiere decir que el nivel del número de interrupciones esta es la causa más representativa , además se debe señalar que esta falla ocurre en su mayoría entre los meses abril - octubre que es el periodo de lluvias en el país .

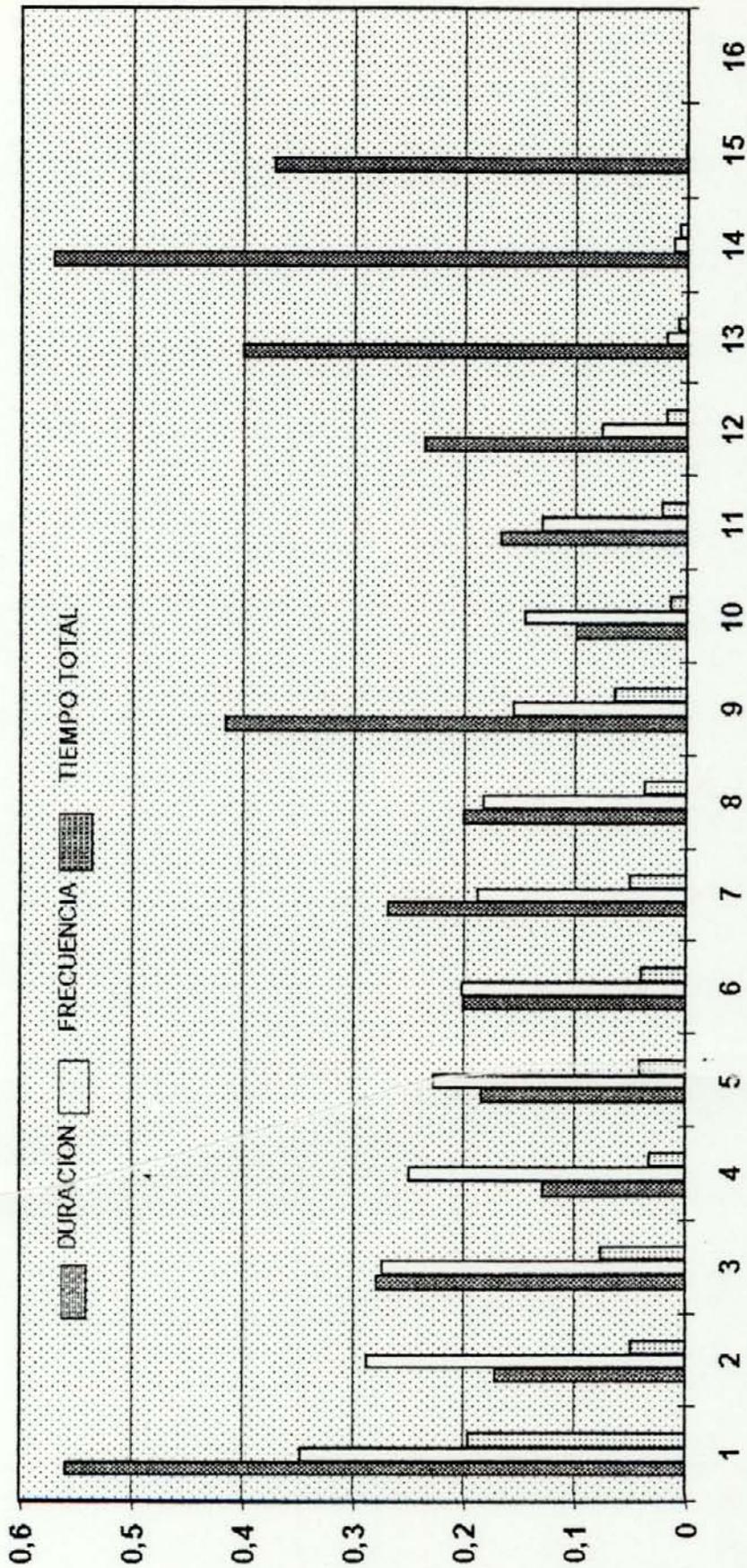
Haciendo un breve análisis de lo anteriormente dicho, se podría decir que las protecciones no están cumpliendo a cabalidad su función ;o puede ser que el mantenimiento de inspección aérea para retirar objetos que perturben a la línea, o la poda de arboles no se hacen con la regularidad que dictan las normas .

TABLA 3. 4

REPORTE DE CAUSA DE INTERRUPCIONES " ISABELICA 3 "								
(AÑOS. 94 , 95 , 96) POR FRECUENCIA								
FE1	FE2	DUR 1	DUR 2	ACUSE	INT	DP	F	T
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99		25	0.0676	0.1668	0.0113
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/OPERACIONES S/LA RED	10	0.0354	0.0837	0.0030
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99		7	0.0337	0.0578	0.0019
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99		7	0.0457	0.0509	0.0023
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/MEDIDAS DE SEGURIDAD	3	0.3752	0.0232	0.0087
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	CONDICIONES ATMOSFÉRICAS	3	0.4271	0.0232	0.0099

REPORTE DE CAUSA DE INTERRUPCIONES " ISABELICA 3 " (AÑOS. 94, 95, 96) POR FRECUENCIA								
FE1	FE2	DUR 1	DUR 2	ACUSE	INT	DP	F	T
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	LÍNEA ROTA	3	0.3449	0.0218	0.0075
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	PAPAGAYO S/LÍNEA	3	0.6058	0.0218	0.0132
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	CONDICIONES ATMOSFÉRICAS	3	0.4393	0.0200	0.0088
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	LÍNEA ROTA	2	0.2739	0.0146	0.0040
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	PUENTE ABIERTO	2	0.7844	0.0146	0.0114
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	ABIERTO P/CAMBIAR CORTACORRIENTE	2	0.1007	0.0145	0.0115
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	INCENDIO FORESTAL	2	0.1587	0.0145	0.0023
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	CONDICIONES ATMOSFÉRICAS	2	0.2007	0.0145	0.0029
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	LÍNEA ROTA	2	1.09170	0.0133	0.0146
01/01/1996	13/12/1996	00:01	99:99	CORTACORRIENTE DAÑADO	2	0.2668	0.0119	0.0032
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	AISLADOR DAÑADO	2	0.5756	0.0119	0.0068
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/REPARAR PUENTE ROTO	1	0.1667	0.0086	0.0014
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	PAPAGAYO S/LÍNEA	1	0.1667	0.0086	0.0014
01/01/1996	13/12/1996	00:01	99:99	LAMINA DE ZINC S/LA LÍNEA	1	0.3830	0.0086	0.0033
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	CORTACORRIENTE DAÑADO	1	0.0507	0.0073	0.0004
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	POR OPERACIONES S/LA RED	1	0.0667	0.0073	0.0005
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	ABIERTO P/PUENTEAR SECCIONADOR	1	0.0840	0.0073	0.0006
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	ABIERTO P/REPARAR PUENTE ROTO	1	0.1667	0.0073	0.0012
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	AISLADOR DAÑADO	1	1.1507	0.0073	0.0084
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	SUBTERRANEO DAÑADO	1	1.3333	0.0073	0.0097
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	AVE S/LÍNEA	1	0.0336	0.0067	0.0002
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	ABIERTO POR MEDIDAS DE SEGURIDAD	1	0.0504	0.0067	0.0003
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	FUSIBLE DAÑADO	1	0.0504	0.0067	0.0003
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	CORTACORRIENTE DAÑADO	1	0.5000	0.0067	0.0033
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	LÍNEAS LIGADAS	1	0.5168	0.0067	0.0034
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	PAPAGAYO S/LÍNEA	1	0.7997	0.0067	0.0053
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/RETIRAR OBJETO	1	0.0336	0.0059	0.0002
					96	0.119	0.695	0.153
						HORAS		HORAS

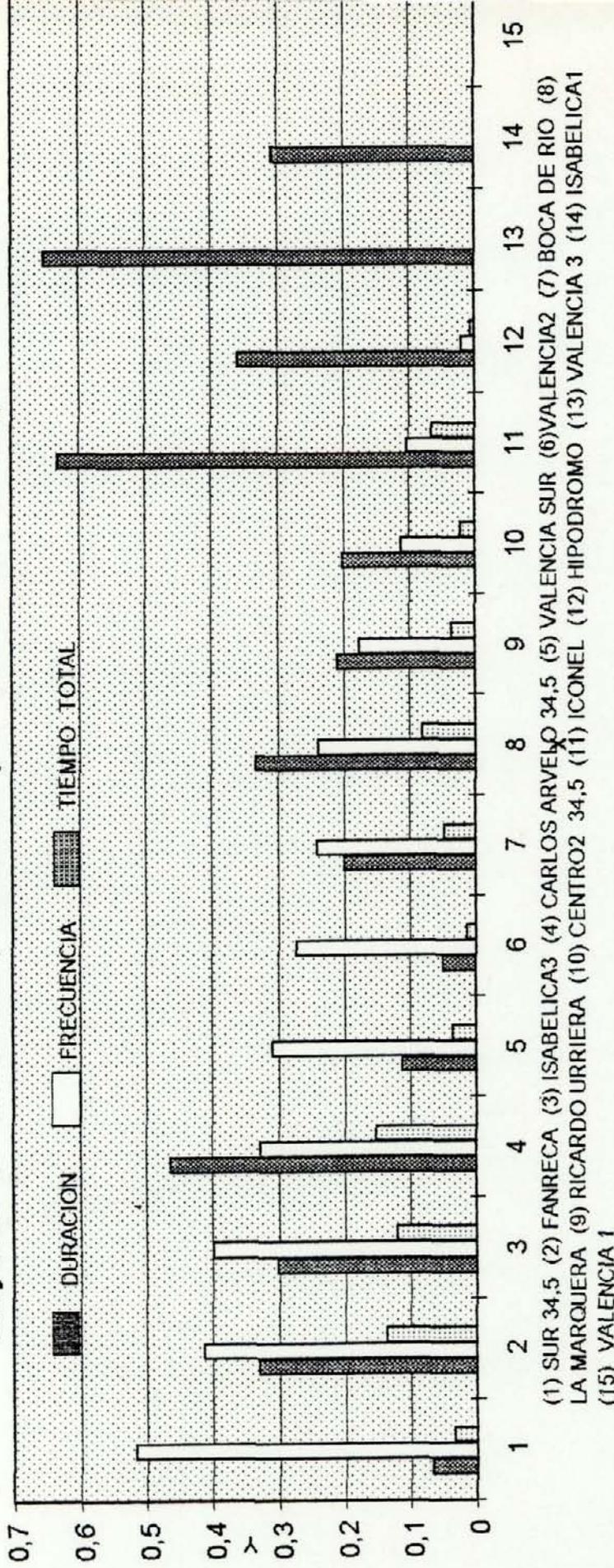
CARDENERA 1994
mayores de un minuto , indexado por frecuencia de mayor a menor



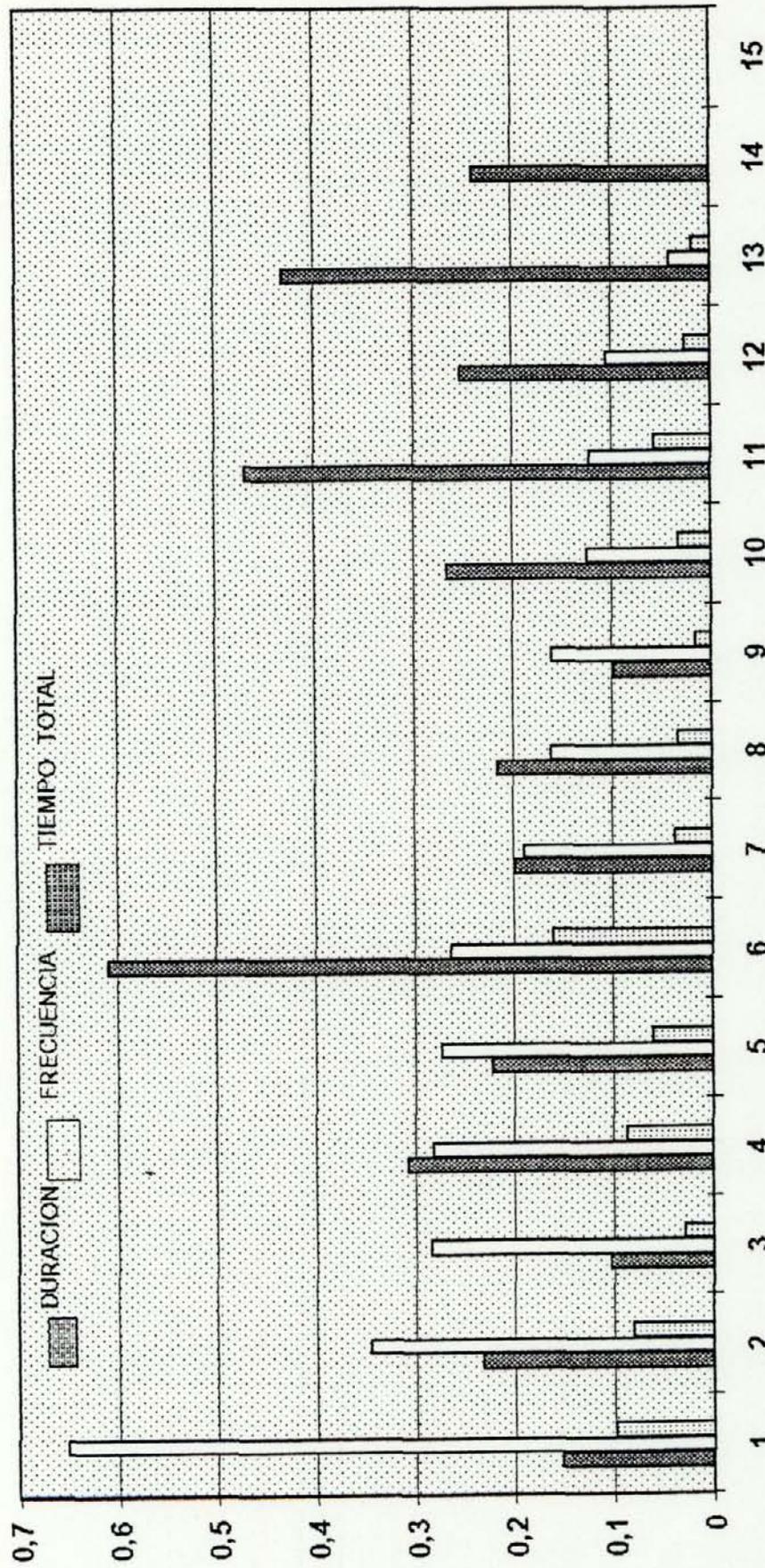
(1) SUR 34,5 (2) FANRECA (3) ISABELICA3 (4) CARLOS ARVELO 34,5 (5) VALENCIA SUR (6) VALENCIA 2 (7) BOCA DE RIO
 (8) LA MARQUERA (9) RICARDO URRIERA (10) CENTRO2 34,5 (11) ICONEL (12)HIPODROMO (13) VALENCIA3 (14) ISABELICA1
 (15) VALENCIA 1

CARDENERA 1995

mayores de un minuto , indexado por frecuencia de mayor a menor



CARDENERA 1996
mayores de un mínimo , indexado por frecuencia de mayor a menor



(1) VALENCIA SUR (2) BOCA DE RIO (3) CARLOS ARVELO (4) LA MARQUERA (5) ISABELICA 3 (6) SUR 34,5
 (7) RICARDO URRIERA (8) FANRECA (9) CENTRO 2 34,5 (10) ICONEL (11) HIPODROMO (12) VALENCIA 2
 (13) VALENCIA 3 (14) VALENCIA 1

3.6.- EVALUACIÓN DE LAS FALLAS POR COMPONENTES DAÑADO

Tomando en consideración la tabla (3.5) que muestra el reporte de interrupciones por el tiempo total de interrupción, tenemos que las fallas más crítica son por línea rota (año 95), pararrayos s/línea (año 95) y puente abierto (año 96). Es decir fueron las fallas que ocasionaron más pérdidas a la empresa por el tiempo que estuvieron fuera de servicio los suscriptores, una manera de explicar la tabla (3.5) es la siguiente :

TABLA 3. 5

REPORTE DE CAUSA DE INTERRUPCIONES " ISABELICA 3 "								
(AÑOS. 94, 95, 96) POR TIEMPO TOTAL								
FE1	FE2	DUR 1	DUR 2	ACUSE	INT	DP	F	T
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	LÍNEA ROTA	2	1.0917	0.0133	0.0146
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	PAPAGAYO S/LÍNEA	3	0.6058	0.0218	0.0132
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	PUENTE ABIERTO	2	0.7844	0.0146	0.0114
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99		25	0.0676	0.1668	0.0113
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	CONDICIONES ATMOSFÉRICAS	3	0.4271	0.0232	0.0099
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	SUBTERRANEO DAÑADO	1	1.3333	0.0073	0.0097
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	CONDICIONES ATMOSFÉRICAS	3	0.4393	0.0200	0.0088
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/MEDIDAS DE SEGURIDAD	3	0.3752	0.0232	0.0087
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	AISLADOR DAÑADO	1	1.1507	0.0073	0.0084
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	LÍNEA ROTA	3	0.3449	0.0218	0.0075
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	AISLADOR DAÑADO	2	0.5756	0.0119	0.0068
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	PAPAGAYO S/LÍNEA	1	0.7997	0.0067	0.0053
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	LÍNEA ROTA	2	0.2739	0.0146	0.0040
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	LÍNEAS LIGADAS	1	0.5168	0.0067	0.0034
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	LAMINA DE ZINC S/LA LÍNEA	1	0.3830	0.0086	0.0033
01/01/1995	13/12/1995	00:01	99:99	CORTACORRIENTE DAÑADO	1	0.5000	0.0067	0.0033
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	CORTACORRIENTE DAÑADO	2	0.2668	0.0119	0.0032
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/OPERACIONES S/LA RED	10	0.0354	0.0837	0.0030
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	CONDICIONES ATMOSFÉRICAS	2	0.2007	0.0145	0.0029
01/01/1994	13/12/1994	00:01	99:99		7	0.0457	0.0509	0.0023
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	INCENDIO FORESTAL	2	0.1587	0.0145	0.0023
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99		7	0.0337	0.0578	0.0019

REPORTE DE CAUSA DE INTERRUPCIONES " ISABELICA 3 " (AÑOS. 94, 95, 96) POR TIEMPO TOTAL								
FE1	FE2	DUR 1	DUR 2	ACUSE	INT	DP	F	T
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	ABIERTO P/CAMBIAR CORTACORRIENTE	2	0.1007	0.0145	0.0015
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/REPARAR PUENTE ROTO	1	0.1667	0.0086	0.0014
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	PAPAGAYO S/LINEA	1	0.1667	0.0086	0.0014
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	ABIERTO P/REPARA PUENTE ROTO	1	0.1667	0.0073	0.0012
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	ABIERTO P/PUENTEAR SECCIONADOR	1	0.0840	0.0073	
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	POR OPERACIONES S/LA RED	1	0.0667	0.0073	0.0006
01/01/1994	31/12/1994	00:01	99:99	CORTACORRIENTE DAÑADO	1	0.0507	0.0073	0.0005
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	ABIERTO POR MEDIDAS DE SEGURIDAD	1	0.0504	0.0067	0.0004
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	FUSIBLE QUEMADO	1	0.0504	0.0067	0.0003
01/01/1995	31/12/1995	00:01	99:99	AVE S/LINEA	1	0.0336	0.0067	0.0002
01/01/1996	31/12/1996	00:01	99:99	ABIERTO P/RETIRAR OBJETO	1	0.0336	0.0059	0.0002
					96	0.119	0.695	0.153
						HORAS		HORAS

Falla por línea rota año 95 .

interrupciones (2)

$T = 0,0146$ horas \Rightarrow Este es el promedio que están fuera de servicio los suscriptores cada vez que hay una falla por línea rota .

Llevando el tiempo (T) a minutos tenemos :

$$T_{\text{MIN}} = \frac{T_{\text{HORA}} * 60_{\text{MIN}}}{1 \text{ Hora}} = \frac{0,0146 * 60}{1} * 100 = \frac{87,6_{\text{MIN}}}{2} = 43,8_{\text{MIN}}$$

$T_{\text{MIN}} = 43,8_{\text{MIN}}$

Esta es reparada a un tiempo promedio de 43,8 min .

Extrapolando para papagayo s/línea (año 94) y puente abierto (año 96).

Falla Papagayo s/línea .

interrupciones = 3

$$T = 0,0132 \implies T_{\text{MIN}} = \frac{79,2 \text{ MINUTOS}}{3} = 26,4 \text{ MIN}$$

Falla puente abierto .

interrupciones = 2

$$T = 0,0114 \implies T_{\text{MIN}} = \frac{68,4 \text{ MINUTOS}}{2} = 34,2 \text{ MIN}$$

Estas fallas expuestas anteriormente tienen una duración de más de ½ hora , tiempo en el cual la empresa se ve como poco confiable ya que los usuarios perciben mucho más una interrupción muy prolongada que varias interrupciones cortas .

Siguiendo con el estudio de la tabla (3.5) en el lugar cuatro (3.4) aparecen las fallas instantáneas sin causa con un $T = 0,0113 \implies T_{\text{MIN}} = 67,8 \text{ MIN} / 25 = 2,7 \text{ MIN}$, en promedio para cada falla , tiempo relativamente corto de duración pero como son muy seguidos también la confiabilidad de la empresa se ve afectada . Siguiendo con el análisis de la tabla se puede verificar que las fallas por componente dañado (aislador , cortacorriente , línea rota , líneas ligados , puente rotos) son las más dañinos al sistema , para tratar de eliminar estas es necesario que la empresa a través de su departamento de operación y mantenimiento optimice las practicas de mantenimiento y control de los circuitos de la siguiente forma :

Falla por línea rota :

Esta falla se puede minimizar si se estudian y se controlan la duración de las cargas máximas en las horas pico . También se minimizan con un buen mantenimiento de termografía (Estos mismos requerimientos se deben hacer para falla por puente roto). También se tiene que aplicar una inspección aérea periódicamente para verificar si existe o no elementos perturbadores al sistema .



Falla por componente dañado :

Se debe hacer un seguimiento adecuado a todos los elementos de la red con el fin de anticipar este tipo de falla .

3.7.- EVALUACIÓN DE FALLA POR UBICACIÓN GEOGRÁFICA

Se refiere a la ubicación geográfica de las fallas , ya que muchos de estas son recurrentes y actualmente pasan desapercibidos en la empresa . Apoyándonos en las siguientes tablas (3.6) , (3.7) , (3.8) se explicará mejor esta situación .

Las fallas por Gerencia de producción II (G.P.II) gerencia de CADAFE no se tomaran en cuenta porque no pertenecen a Eleoccidente , aunque hay que acotar que disminuyeron progresivamente desde el año (94) hasta el año (96) debido a la instalación de interruptores principales OX .

Siguiendo con el análisis de las tablas anteriormente citados se puede constatar la recurrencia de fallas en los siguientes lugares .

- Avenida intercomunal Isabelica - Plaza de toros .
- Sector 01 , 03 , 11 de la Urb Isabelica .
- Avenida Pancho pepe croquer y 8^{VA} transversal en la Urb. Industrial Carabobo.

Esta tendencia de recurrencia de falla se repite en todos los circuitos . Esto hace pensar que esta situación ha pasado desapercibida en el Departamento de Producción y Mantenimiento ya que no se explica esta situación .

Para evitar esta situación se tiene que hacer un estudio sobre las causas que son responsables en dichas fallas para tomar las respectivas correcciones .

UBICACIÓN DE FALLAS > 11 MINUTOS PARA EL CTO. ISABELICA 3 , AÑO 94

TABLA (3.6)

LUGAR	# DE VECES	CAUSA
Sector 1 de la Isabelica	2	Papagayo sobre la línea
Sector 11 de la Isabelica	2	Línea rota
G.P. II	9	Cortacorriente dañado
B.T. en sector 3 de mayo	1	Disparo interruptor principal
Falla a circuito Iconel	1	Línea rota
En la salida del circuito B. Aquiles nazoa	1	Línea rota
En Avda intercomunal Isabelica - Plaza de toros	1	Para reparar puente roto

UBICACIÓN DE FALLAS > 11 MINUTOS PARA EL CTO. ISABELICA 3 , AÑO 95

TABLA (3.7)

LUGAR	# DE VECES	CAUSA
Sector 1 de la Isabelica	1	Papagayo sobre la línea
Av. 01 sector 3 Isabelica	1	Línea rota
G.P. II	6	Disparo interruptor principal
Zona Industrial Transversal 8	1	Cortacorriente dañado
Av. Pancho pepe croquer	1	Líneas ligadas
Frente al liceo E.B. Nuñez	1	Línea rota

UBICACIÓN DE FALLAS > 11 MINUTOS PARA EL CTO. ISABELICA 3 , AÑO 96

TABLA (3.8)

LUGAR	# DE VECES	CAUSA
Av intercomunal Isabelica-Plaza de toros	1	Línea rota
G.P. II	3	Disparo interruptor principal
Av. los Samanes	2	Aislador dañado
Av. 01 sector 3 Isabelica	1	Línea rota
En la salida de circuito B. Aquiles nazoa	1	cortacorriente dañado
Fallas en el circuito Iconel	1	Medidas de seguridad
Bello monte I	1	objeto sobre la línea
Sector Mata negra	1	Puente abierto
Sector 02 de la Isabelica	1	Puente roto

3.8).- SISTEMA DE MANTENIMIENTO PROPUESTO.

3.8.1).- GENERALIDADES SOBRE EL MANTENIMIENTO PROPUESTO.

Luego de realizar una revisión detallada de todo el mantenimiento que actualmente esta realizando la empresa ELEOCCIDENTE en todos sus circuitos de distribución, y tomando en consideración el índice de fallas que presenta la subestación de distribución CARDENERA; considerando además que la información acerca de estas fallas es tan grande se tuvo que recurrir a los medios de la computación; para facilitar la manipulación de toda esta data.

Por lo tanto se presenta a continuación un mantenimiento propuesto planificado; haciendo uso de todos los criterios de mantenimiento, para el cual se usa un software que permite organizar las tareas de mantenimiento en un solo sitio, ya que como se pudo observar el capítulo anterior, el mantenimiento actual en la empresa esta dirigido de una manera dispersa y con poca organización. Por lo que a continuación se presenta las características de como se realizó el software llamado MANTEN y como se debe poner en práctica el mantenimiento planificado usándolo con la finalidad de mejorar la confiabilidad del sistema.

3.8.2).- CARACTERISTICAS DEL PROGRAMA MANTEN.

a).-REQUERIMIENTOS DE PROGRAMACIÓN.

Para el diseño del programa se utilizó el manejador de Bases de Datos FOXPRO versión 2.6 para MSDOS, ya que se trata de un sistema administrativo para el mantenimiento de elementos de redes de distribución, las bases de datos se adapta a los requerimientos de ingreso de datos y diseño posterior de los reportes asociados al sistema propuesto.

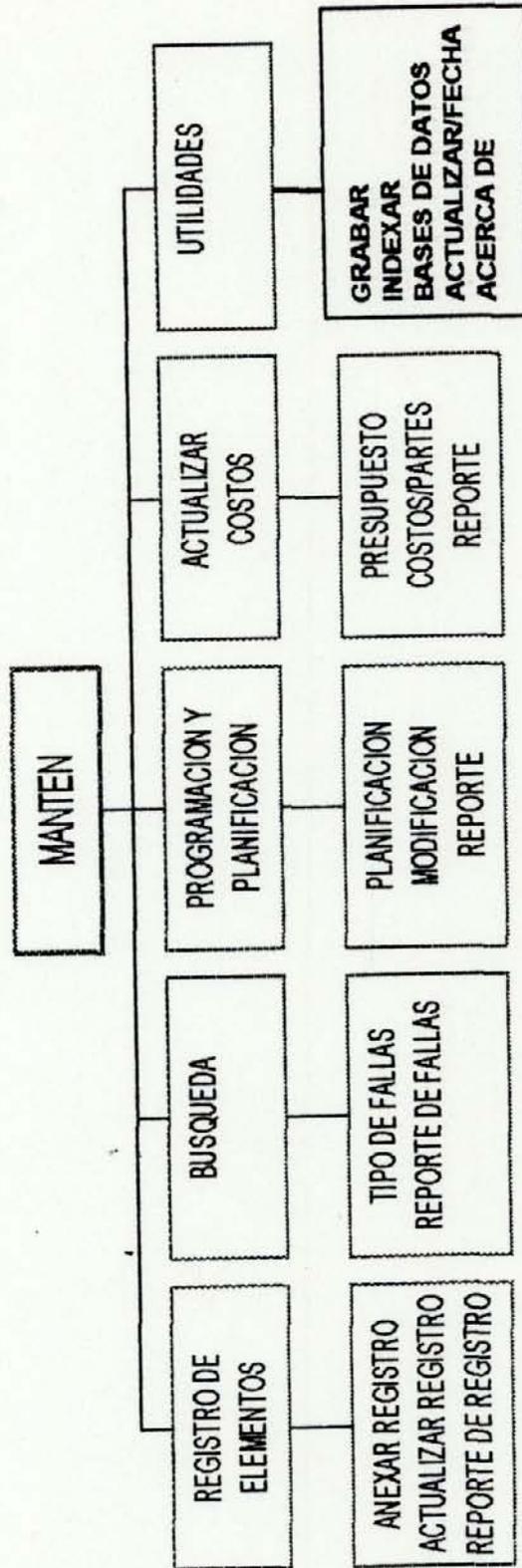
b).-ESQUEMA Y ESTRUCTURA DE BLOQUE DEL PROGRAMA.

Ver diagrama de bloques del sistema MANTEN.

c).-MODULOS

Los módulos que constituyen el menú principal están constituidos por cinco opciones, las mismas llevan al usuario al manejo del sistema y dando como resultado final la programación y control del mantenimiento.

DIAGRAMA DE BLOQUES DEL SISTEMA MANTEN



d).-BASE Y ESTRUCTURAS DE DATOS

ISABEL3.DBF	TTI.DBF	CAUDIS.DBF	CAUPROD.DBF
BASES.DBF	FIC-EQU.DBF	INV-EQU.DBF	PLAYPRO.DBF
TIPO-FA.DBF	COSTO-PA.DBF	COSTOS.DBF	

Las bases de datos del FOXPRO, tienen por defecto la extensión DBF, y la estructura interna esta constituida por campos de tipo: numérico, alfabético, lógicos y de memoria. Según el tipo de información que se le vaya a cargar. Ejm. un campo como el tipo de falla sería tipo alfabético, un campo donde se introduzca información en bolívares (costos), sería de tipo numérico.

La programación de este manejador de bases datos, se realiza en forma estructurada; es decir, por módulos, los cuales se integran por medio de un menú y de esta forma el usuario puede acceder la información contenida en las bases de datos y construir los reportes necesarios para llevar a cabo un mantenimiento optimizado.

e).-MANUAL PARA EL USUARIO(VER ANEXO E).

El manual de usuario es un compendio donde se explica como cualquier persona puede manejar este programa, de tal forma que no necesita de grandes conocimientos en computación.

D).-RESULTADOS Y EJECUCIÓN

A continuación se muestran los resultados o reportes de la ejecución del programa.

REPORTE DE LOS REGISTROS DE EQUIPOS
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Pág. 1

CODIGO	DESCRIPCION
1	TERMOGRAFIA
2	INSPECCION VISUAL
3	ABRAZADERA CON 3 TORNILLOS
4	CONDUCTOR
5	RECONECTADOR
6	TRANSFORMADOR
21	AISLADOR DE PORCELANA DE ESP.
23	AISLADOR DE SUSPENSION DE 7.5 KV
24	AISLADOR DE SUSPENSION DE 15 KV
66	CORTACORRIENTE, 200 AMP, 100KV
67	CORTACORRIENTE, 100 AMP, 110KV
73	FUSIBLE TIPO K DE 1 HASTA 30 AMP. SECCION
74	FUSIBLE TIPO K DE 40 HASTA 80 AMP.
75	FUSIBLE TIPO K DE 1 HASTA 100 AMP.
76	FUSIBLE TIPO K PARA 34.5 KV.
89	PARARRAYO DE 12 KV-100 KV BIL.
90	PARARRAYO DE 30 KV-5KA.
99	PLETINA DE 71.12 CM*3,18 CM*0.64 CM, 28"
108	POSTE DE 11,28 MTS.
113	SECCIONADOR MONOPOLAR DE 15KV 400 AMP
120	CRUCETA DOBLE 3 MTS LONG.
130	CRUCETA DE ACERO GALV. 0.90 MTS Y 75*75*
133	SECCIONADOR. 600 A/95 KV
141	SECCIONADOR. 400 A/200 KV
181	POSTE DE 10.67 MTS
214	PALILLO DE ACERO PARA C. DE HIERRO 15 KV
255	POSTE DE 1,6 MTS.
294	PALILLO DE ACERO PARA C. DE HIERRO 22 KV
403	CRUCETA DE ACERO GALV. 1.50 MTS
404	CRUCETA DE ACERO GALV. 1.80 MTS
550	PODAS
607	CRUCETA SENCILLA
958	CONECTOR A TORNILLO
959	CONECTOR A PRESION
2500	SECCIONADOR MONOPOLAR BY PASS 13.8KV

REPORTE POR CAUSA DE FALLA
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Periodo :12/11/96 - 12/12/96

Pág. 1

CAUSA	TIEMPO (min)	PERDIDAS (MVA)
Abierto P/Operaciones S/La Red	5	23
	2	11

REPORTE CONFIABILIDAD
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Periodo del reporte : del 01-01-96 al 31-12-96

Total numero de interrupciones	:	38
KVA Instalados	:	1305678
KVA Interrumpidos	:	386160
KVA-Horas Interrumpidos	:	101113
Duracion promedio por interrupciones (horas)	:	0.26
Confiabilidad del Sistema:		70.42
Costo de interrupcion (Bs.):		108124.80
No de Fallas por Km de linea:		3.45

LISTADO ANUAL DE ACTIVIDADES
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Periodo : 01-01-96 - 31-12-96

Pág. 1

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Dici
Codigo: 5											
Elemento de la linea: RECONNECTADOR											
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2											
Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1											
Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 50000.00											
-	-	21-03-96	-	-	-	-	-	21-09-96	-	-	-
Codigo: 66											
Elemento de la linea: CORTACORRIENTE,200 AMP, 1											
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2											
Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1											
Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 40730.00											
-	-	10-03-96	-	-	-	-	-	-	10-10-96	-	-
Codigo: 120											
Elemento de la linea: CRUCETA DOBLE 3 MTS LONG.											
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2											
Actividad a realizarse: INSP.VISUAL,REFRUTINARIA											
Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 153359.00											
15-01-96	-	-	-	-	-	15-06-96	-	-	-	-	-
Codigo: 550											
Elemento de la linea: PQDAS											
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 4											
Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1											
Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 160000.00											
-	-	23-04-96	-	-	-	23-07-96	-	-	-	23-11-96	-
Codigo: 607											
Elemento de la linea: CRUCETA SENCILLA											
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2											
Actividad a realizarse: INSP. VISUAL PARA VERIFICAR EL NIVEL DE CORROSION											
Costo/Anual por mantenimiento: Bs.3566400.00											
15-01-96	-	-	-	-	-	15-01-96	-	-	-	-	-
Codigo: 67											
Elemento de la linea: CORTACORRIENTE,100 AMP,11											
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2											
Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1											
Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 40750.00											
-	-	10-03-96	-	-	-	-	-	10-09-96	-	-	-

LISTADO MENSUAL DE ACTIVIDADES
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Mes del Reporte: Febrero

Pág. 1

Codigo	Elemento	Fecha	Actividad
133	SECCIONADOR. 600 A/95	08-02-96	REVISAR CONTACTOS ,EN ACEITE PRUEBA DE RIGIDEZ
6	TRANSFORMADOR	12-02-96	VER ANEXO C-1
141	SECCIONADOR. 400 A/200 KV	08-02-96	REV.CONTACTOS EN ACEITE REALIZAR PRUEB.RIGIDEZ
113	SECCIONADOR MONOPOLAR DE 15 KV/400 A	08-02-96	VER ANEXO C-1
2500	SECCIONADOR MONOPOLAR BY	08-02-96	VER ANEXOC-1
89	PARARRAYO DE 12 KV-100 KV	20-02-96	VER ANEXO C-1
3	ABRAZADERA CON 3 TORNILLO	23-02-96	VER ANEXO C-1
958	CONECTOR A TORNILLO	15-02-96	VER ANEXO C-1
959	CONECTOR A PRESION	15-02-96	VER ANEXO C-1
1	TERMOGRAFIA	15-02-96	VER ANEXOC-1
4	CONDUCTOR	20-02-96	VER ANEXO C-1

LISTADO ANUAL DE ACTIVIDADES
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Periodo : 01-01-96 - 31-12-96

Pág. 2

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
-------	---------	-------	-------	------	-------	-------	--------	------------	---------	-----------	-----------

Código: 133
 Elemento de la línea: SECCIONADOR. 600 A/95
 Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2
 Actividad a realizarse: REVISAR CONTACTOS ,EN ACEITE PRUEBA DE RIGIDEZ
 Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 32777.00

-	-	08-02-96	-	-	-	-	-	-	08-09-96	-	-	-	-
---	---	----------	---	---	---	---	---	---	----------	---	---	---	---

Código: 6
 Elemento de la línea: TRANSFORMADOR
 Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2
 Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1
 Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 100000.00

-	-	12-02-96	-	-	-	-	-	-	12-08-96	-	-	-	-
---	---	----------	---	---	---	---	---	---	----------	---	---	---	---

Código: 130
 Elemento de la línea: CRUCETA DE ACERO GALV. 0.
 Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2
 Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1
 Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 60000.00

13-01-96	-	-	-	-	-	-	-	-	15-07-96	-	-	-	-
----------	---	---	---	---	---	---	---	---	----------	---	---	---	---

Código: 141
 Elemento de la línea: SECCIONADOR. 400 A/200 KV
 Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2
 Actividad a realizarse: REV.CONTACTOS EN ACEITE REALIZAR PRUEB.RIGIDEZ
 Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 32000.00

-	-	08-02-96	-	-	-	-	-	-	08-09-96	-	-	-	-
---	---	----------	---	---	---	---	---	---	----------	---	---	---	---

Código: 113
 Elemento de la línea: SECCIONADOR MONOPOLAR DE 15 KV/400 A
 Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2
 Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1
 Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 30000.00

-	-	08-02-96	-	-	-	-	-	-	08-08-96	-	-	-	-
---	---	----------	---	---	---	---	---	---	----------	---	---	---	---

Código: 2500
 Elemento de la línea: SECCIONADOR MONOPOLAR BY
 Frecuencia de Mantenimiento (anual): 2
 Actividad a realizarse: VER ANEXOC-1
 Costo/Anual por mantenimiento: Bs. 30000.00

-	-	08-02-96	-	-	-	-	-	-	08-08-96	-	-	-	-
---	---	----------	---	---	---	---	---	---	----------	---	---	---	---

REPORTE ORDEN DE TRABAJO
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Valencia, 15-12-96

Pág. 0

Codigo: 958
Elemento de la linea: CONECTOR A TORNILLO
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 12
Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1
Costo por mantenimiento: Bs. 133.33

Codigo: 959
Elemento de la linea: CONECTOR A PRESION
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 12
Actividad a realizarse: VER ANEXO C-1
Costo por mantenimiento: Bs. 1333.33

Codigo: 1
Elemento de la linea: TERMOGRAFIA
Frecuencia de Mantenimiento (anual): 12
Actividad a realizarse: VER ANEXOC-1
Costo por mantenimiento: Bs. 7500.00

PRESUPUESTO ANUAL DE ACTIVIDADES
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Periodo :01-01-96 - 31-12-96

Pág. 1

Enero	:	1961088
Febrero	:	140522
Marzo	:	168873
Abril	:	20208
Mayo	:	28133
Junio	:	13133
Julio	:	2001088
Agosto	:	140522
Septiembre	:	108508
Octubre	:	40573
Noviembre	:	68133
Diciembre	:	13133
Total	:	4773916

CAPITULO IV

EVALUACIÓN DEL ESQUEMA DE PROTECCIÓN

4.1.- GENERALIDADES

En este capítulo se describe brevemente los principales conceptos relacionados con las protecciones de los sistemas en distribución ; también se hace una revisión de la protección actual a lo largo de cada circuito y se propone un esquema de protección nuevo el cual mejorará la coordinación de las protecciones actuales.

4.1.1.- TERMINOLOGÍA GENERAL

La continuidad y la calidad del suministro de energía eléctrica es uno de los objetivos del funcionamiento de los sistemas de protección , ya que los mismos determinan la continuidad del suministro presentado por las empresas eléctricas a los suscriptores .

Todos los sistemas eléctricos , cuales quiera que sea su naturaleza , transmisión , distribución etc. ; están expuestos a la ocurrencia de fallas o condiciones anormales de operación que de una u otra manera afectan su correcto funcionamiento . En los sistemas de distribución aéreo ocurre un mayor numero de fallas , ya que están expuestos más que ningún otro a la acción de agentes externos de perturbación .

Para mayor comprensión del tema a continuación se explican los términos más resaltantes en cuanto a protección se refiere .

a) Protección

Dispositivo encargado de detectar la ocurrencia de anomalías o perturbaciones para luego tomar acciones correctivas tendentes a disminuir sus efectos sobre el sistema y/o terceros .

b) Perturbación

Condiciones anormales que no pueden soportar los sistemas o equipos . Entre ellos podemos mencionar :

- Sobre carga

- Sobre voltaje
- Oscilaciones de potencia no recuperables
- Motorización de generadores
- Cortocircuito o fallas

c) Fallas o cortocircuitos

Perdida total del aislamiento en un punto del sistema , que produce en forma inmediata una brusca caída de tensión , generalmente acompañada por la disipación de grandes cantidades de energía a través de un arco de alta corriente .

c.1.-) Magnitudes que varían durante una perturbación

- Corriente
- Voltaje
- Dirección del flujo de energía
- Arqueo de desfasaje
- Frecuencia
- Rapidez de variación de las magnitudes anteriores .

4.1.2.- CARACTERÍSTICAS DE UN SISTEMA DE PROTECCIÓN

Se refiere a lo siguiente :

a) Sensibilidad:

Es la capacidad que debe tener el sistema de protección para detectar la mínima condición de falla que pueda existir en el sistema eléctrico .

b) Velocidad:

Es necesario que la falla sea despejada lo mas rápido posible para que los equipos no sufran daños .

c) Selectividad:

Tiene que localizar la falla e interrumpir solamente la parte afectada del sistema .

d) Confiabilidad:

Debe operar correctamente cuando se presente una falla .

e) Estabilidad:

Debe ser estable a una condición anormal de operación que ocurra fuera de la zona de protección .

4.2.- EQUIPOS DE PROTECCIÓN SUPLEMENTARIO

Son todos aquellos equipos que complementan la función de la protección principal de la subestación y para su correcta aplicación en un sistema de distribución o de potencia es necesario conocer tanto la corriente de falla como la corriente de carga , ya que algunos equipos de protección operan en base a la corriente , la cual varía dependiendo de la localización de la falla o de la variación de la generación .

En el caso de los sistemas de distribución , la corriente de falla o de corto circuito generalmente es mayor que la corriente de carga máxima , en donde la corriente de falla es independiente de la localización y la generación , esto es debido a que existen altas impedancias entre la fuente de generación y estos sistemas .

En cuanto a las causas de interrupción del servicio en las redes de distribución son muy variadas , por lo que se debe aplicar una protección eficaz que elimine la falla tan rápidamente como sea posible .

Según datos estadísticos el 50 % de la inversión en los sistemas eléctricos de potencia se hace en lo que corresponde a distribución , debido a esto se justifica poner el mayor interés a todo este tipo de estudios de protección .

Los equipos de protección suplementarios son aplicados en los sistemas de distribución para la prevención o minimización del daño a circuitos y aparatos , y a la vez mejoran la continuidad y calidad del servicio eléctrico proporcionada a los usuarios . Entre las protecciones suplementarias comúnmente empleados se encuentran :

4.2.1.- Fusible .

Es un dispositivo que protege contra sobrecargas o cortocircuitos a los elementos de un sistema de distribución . La aplicación del fusible se basa en la limitación de los efectos de sobrecorriente en las instalaciones eléctricas a un mínimo grado , además de satisfacer las condiciones técnicas y económicas que le justifique como medio de protección .

Por la gran variedad de fusibles aplicables en sistemas eléctricos , existen diferentes criterios para su clasificación .

Según su operación se pueden clasificar en : Temporizados y limitadores , los primeros se caracterizan porque actúan con cierto retardo y se utilizan para bajas corrientes y los segundos , porque no permiten que la corriente alcance su máximo valor .

Las características de operación tiempo - corriente de los fusibles suministradas por los fabricantes se basan en :

a) Tiempo de fusión mínimo .

Con el cual se obtiene el tiempo que tarda un fusible para alcanzar el punto de fusión dada una corriente.

b) Tiempo total de despeje .

Tiempo que tarda en interrumpirse una corriente dada .

La utilización de fusibles es muy amplia , debido a su simplicidad constructiva y bajo costo . Generalmente se emplean como protección de los transformadores de distribución .

Hay que puntualizar que los fusibles presentan las siguientes desventajas :

- Necesidad de reemplazo cada vez que han actuado .
- Ruptura de una sola fase; funcionan los fusibles afectados por el cortocircuito, lo que puede ser peligroso para los motores conectados a la red , que funcionarían con una sola fase.

En los sistemas de alta tensión se usan fusibles de potencia y seccionadores - fusibles , los cuales protegen a los transformadores y líneas aéreas respectivamente .

4.2.2.- Interruptores

Son los dispositivos que permiten desconectar circuitos bajo condiciones de sobrecorriente o de sobrecarga en forma manual o automática, deben estar diseñados para soportar los esfuerzos electrodinámicos originados por las corrientes de cortocircuito del sistema . Generalmente , los interruptores se clasifican según el medio utilizado para la extinción del arco , que se puede lograr por efecto natural o celdas desionizantes .

4.2.3.- Reconectores

Este dispositivo ha demostrado ser el dispositivo ideal para eliminar virtualmente cortes prolongados en sistemas de distribución debido a fallas temporarias o condiciones de sobrecarga transitoria .

El reconector automático de circuito es un dispositivo interruptor de falla con inteligencia , pueden ser monofasicos o trifasicos . Los interruptores están contenidos en un tanque lleno de aceite o aire en el caso de algunos reconectores al vacío , estos pueden ser montados directamente sobre postes , sobre crucetas , sobre plataforma o instalado en una estructura en la subestacion .

4.2.3.1.-Operacion del reconector automático

El reconector detecta una condición de sobrecarga , interrumpe el flujo de corriente y luego después de una demora de tiempo predeterminada recierra automáticamente para reenergizar la barra. Si la falla sigue presente , el reconector repite esta secuencia de apertura - recierre , hasta tres (3) veces.

Después de la cuarta (4^{ta}) operación de apertura queda abierta .

Esta secuencia repetitiva de apertura - recierre con bloqueo final realiza dos importantes funciones :

- 1) El reconector " Prueba " repetidamente la línea para determinar cuando la condición de falla ha desaparecido .
- 2) El reconector . Puede discriminar entre fallas temporales y permanentes . Si después de " tres " (3) pruebas , la falla persiste , puede asumirse que es permanente y por lo tanto el reconector queda abierto .

ESTADÍSTICAS DE SOBREPOTECCION DE FALLAS POR RECONECTADORES

La siguiente tabla de experiencias real de fallas para un periodo de 10 años en un sistema típico de distribución protegido por reconectores es suficientemente demostrativa.

FALLAS EXPERIMENTADAS	RECIERRE EXITOSO	PORCENTAJE TOTAL (%)
896	Primero	88,7
46	Segundo	4,5
13	Tercero	1,3
55	Queda abierto	5,5
Total : 1010		100,0 %

El análisis de esta tabla indica que el 88,7 % de todas las fallas que ocurrieron en el sistema durante el periodo de estudio fueron despejadas por la 1^{RA} secuencia de apertura recierre de un reconectador . El empleo de reconectadores elimino 896 cortos prolongados y llamadas al equipo de reparaciones que hubieran estado protegidos por fusible .

Después de tres (3) secuencias de apertura - recierre , otro 5,8 % de todas las fallas fueron despejados haciendo un total general de 94,5 % o 955 cortes y llamadas de equipos que fueron eliminados . El restante 5,5 % de la cantidad total de fallas puede suponerse ha sido permanente y hubiera requerido , en todo caso , un equipo de reparaciones para eliminar la causa , o sea , líneas o postes rotos , obstáculos sobre la línea , equipo fallado , etc. .

4.2.3.2.-Inteligencia del reconectador

La " inteligencia " de los reconectadores va mas allá de la sola detección y despeje automático de fallas y recierre . Los reconectadores tienen también una característica llamada " dual tiempo disparo " .

Cuando un reconectador detecta por primera vez una falla ,cortara muy rápidamente, en apenas 3 o 4 centésimas de segundo . Este despeje muy rápido minimiza la probabilidad de cualquier daño en el sistema, luego cerrara en 1 o 1 1/2 segundos después, lo que significa una mínima interrupción de servicios , frecuentemente esta breve interrupción es mas rápida que el tiempo de caída de algunos arrancadores de motores .

Después de 1 , 2 o posiblemente 3 de estas operaciones rápidas , el reconectador automáticamente cambia a una operación de disparo lento . Este disparo lento permite mas tiempo para despejar fallas mas persistentes y lo que es aún mas importante, la

combinación de operaciones rápidas seguidas por operaciones lentas permite la eficaz coordinación con otros dispositivos de protección en el sistema .

Otra característica de la “ inteligencia ” es la reposición automática . Si un reconectador es ajustado para quedar abierto después de la 4^{ta} operación de apertura, pero la falla ha sido despejada después de la 1^{ra}, 2^{da} o 3^{ra} operación, el reconectador se repondrá automáticamente a su posición original y será capaz de llevar a cabo otra secuencia completa de 4 operaciones. Si, por el contrario el reconectador ha sido sometido a una falla permanente y pasa por una secuencia completa hasta quedar abierto, luego debe ser cerrado manualmente.

Como ventaja adicional , el hecho que un reconectador haya quedado abierto es una indicación muy confiable de que una falla permanente ha ocurrido en el sistema .

4.2.3.3.-Aplicacion de los reconectores

Son usados en cualquier parte de un sistema de distribución donde la capacidad de los mismos sea adecuada para los requerimientos del sistema .

La localización mas usada es :

- 1) Colocado en la salida de la subestación como protección de un alimentador .
- 2) Sobre líneas , colocado a la mitad de un alimentador .
- 3) Como respaldo de otras protecciones ubicados en lo largo de un alimentador .

4.2.4.- Seccionador automático de línea

Es un dispositivo de protección que aísla automáticamente la sección fallada de la línea de un sistema de distribución , se usa normalmente respaldado por un reconectador a un interruptor de reconexión automática . El seccionador no posee capacidad de interrupción y no esta diseñado para interrumpir corrientes de falla ; por lo tanto necesita ser respaldado por otro dispositivo que posea capacidad de interrupción . En el intervalo de reconexión del respaldo y mientras este se encuentra abierto , el seccionador puede abrir sus contactos .

4.2.4.1.-Operación del Seccionador

El seccionador no interrumpe corrientes de falla pero su mecanismo de conteo le permite contabilizar las operaciones de interrupción del respaldo y luego del numero de

conteos para el cual fue calibrado , el seccionador abrirá sus contactos , esta operación se lleva a cabo de la siguiente manera :

El seccionador detecta sobrecorriente por medio de una bobina conectada en serie con la línea , cuando la corriente que fluye a través de la bobina es igual o mayor a 1,6 veces la corriente nominal de ella ($1,6 I_N$) , comienza a operar el mecanismo de conteo . Cuando el dispositivo de respaldo interrumpe la corriente de falla , esta alcanzada en el seccionador un valor menor que el 40 % de su nivel mínimo actualmente ($1,6 I_N$) y se realiza el primer conteo .

Los seccionadores se pueden calibrar para que realicen 1 , 2 , o 3 operaciones de conteo antes de abrir sus contactos .

4.2.4.2.- Ventajas del Seccionador

la función de este dispositivo es análoga a del fusible seccionador de línea , pero presenta varias ventajas de utilización sobre el que proporcionan una mayor confiabilidad del sistema y un menor tiempo de reposición en el caso de ocurrencia de fallas permanentes.

Ventajas

1) La coordinación del seccionador con otros dispositivos de protección puede hacerse mas fácilmente y la posibilidad de error en la elección del tipo de fusible es eliminada.

2) En todo circuito de distribución ocurren sobrecargas o condiciones transitorias de sobrecorriente que aunque no llegan a fundir los fusibles pueden causar fatiga en los mismos y de esta forma alterar su tiempo de mínima fusión y cambiar el esquema de coordinación de las protecciones con la utilización de seccionadores se evita totalmente este inconveniente .

3) Cuando ocurre una falla permanente en la zona de protección de un fusible, este lógicamente se funde y debe ser cambiado lo cual se traduce en perdida de tiempo, con la utilización de seccionadores este inconveniente queda eliminado debido a que para reenergizar nuevamente la línea luego que el seccionador ha actuado, solamente es necesario cerrarlo manualmente , esto ahorrara tiempo en la restauración del servicio .

4.2.4.3.- Factores a tener en consideración para la aplicación de seccionadores

1) Voltaje nominal del sistema

El seccionador debe tener una tensión nominal igual o mayor que el sistema de tensión.

2) Corriente de carga máxima

La capacidad de corriente de carga del seccionador debe ser seleccionada mayor que la corriente de carga máxima en el punto donde se encuentra ubicado.

3) Corriente máxima y mínima de falla

El mínimo nivel actuante del seccionador (que es igual a 1,6 veces la capacidad nominal de la bobina) debe ser igual o menor que la mínima corriente de falla que pueda ocurrir dentro de su zona de protección , cada tipo de seccionador posee una curva de capacidad de corto tiempo , esta curva nos permite determinar la máxima corriente de falla hasta donde el seccionador puede operar sin dañarse .

4.2.5.- RELÉ

Son dispositivos de protección diseñados para la desconexión de una parte del sistema en que se encuentren , al existir una condición anormal de operación .

4.2.5.1.-Clasificación de los relés

A) Según su construcción :

A.1) Relé electromagnético

A.2) Relé electrónico .

B) Según la naturaleza de la señal de control :

Su funcionamiento se basa en uno de los diferentes parámetros que puedan variar en un sistema de potencia como lo son la corriente , el voltaje , la frecuencia , la impedancia , reactancia , entre los cuales tenemos :

- Relé de distancia
- Relé de sobrecorriente
- Relé diferencial
- Relé direccional
- Relé de impedancia

C) Según el tiempo de funcionamiento :

- Relé de tiempo inverso
- Relé instantáneo

Dependiendo de las características que presente el sistema eléctrico se decidirá el tipo de relé a utilizar .

4.2.5.2.- Ajustes de los relés , Para protección interruptor de salida en la subestación

Para los ajustes de los relés de sobrecorriente de fase de tiempo inverso de cada circuito , se fija una capacidad promedio de potencia por circuito , a la cual corresponde una determinada corriente de carga . Como criterio general de ajuste , se estima conveniente que los relés de sobrecorriente permitan una sobrecarga del 40 % de la capacidad nominal asumida , con la cual la corriente de arranque de estos relés será del orden de 1,4 veces la corriente nominal de carga circuito (I_n) . Este margen del 40 % de sobre carga permitirá una operación más flexible de los sistemas de distribución , dando la posibilidad de enlaces o interconexiones de emergencia en caso de contingencia .

En el caso de que un circuito la capacidad nominal de un elemento (cable , transformador de corriente , interruptor , etc.) , sea menor a la corriente nominal asumida , se tomará como limite de arranque de los relés (pick - up) , la corriente nominal de ese elemento , permitiendo la capacidad de carga que cada caso permita ; en caso contrario se darán las recomendaciones necesarias para la justificación del elemento en cuestión .

En general se permiten los siguientes valores de sobrecarga , por encima de la capacidad del elemento .

- Cable aislado0 %
- Transformador de corriente.....20 %
- Conductor desnudo.....40 %
- Interruptores.....0 %
- Transformador de potencia.....30 %

Referente al ajuste de los relés instantáneos de fase , se aplica el criterio de que el mismo debe permitir una carga de restablecimiento en frío (cold load pick - up) de 2,5 veces la corriente nominal del circuito por consiguiente se toma como ajuste mínima por falla entre fases al final del circuito fuese menor que el valor fijado (2,5 In) se recomienda la instalación de reconectadores en el troncal específico de dicho circuito . En los casos en que el 40 % de la corriente mínima de falla entre fases al final de un troncal de circuito , fuese menor que 2,5 veces la corriente nominal se recomienda la instalación de un reconectador en dicho troncal . En estos casos , el ajuste del relé instantáneo debe cubrir como mínimo el 80 % de la distancia existente entre él y equipo de protección (reconectador) colocado aguas abajo el mismo.

Este criterio del ajuste del instantáneo de fases (2,5 veces la corriente nominal del circuito) no es aplicable a circuitos que suplen cargas de alta densidad de motores o con motores de gran capacidad , ya que la elevada corriente de arranque de los mismos pueden provocar disparos no deseados del instantáneo como tiempo inverso , se toman criterios diferentes :

- Relé de tiempo Inverso de la Tierra , se ajusta aproximadamente a un 60 % de la corriente nominal del circuito ; ajustes más bajas del 60 % de la corriente nominal , causan serios problemas de coordinación con fusibles y reconectadores .

-Para el ajuste del relé instantáneo de tierra , toma un ajuste que permita la mejor coordinación con fusibles ramales y reconectadores y que al mismo tiempo detecte fallas a tierra al final del circuito (en el caso que no se instalen reconectadores) , en todo caso el relé instantáneos de tierra debe asegurar un despeje seguro de falla a tierra al final del circuito .

En cuanto a los ajustes de los ciclos de reenganche de los interruptores , se proponen (3) posibilidades de esquemas de reenganche en función al tipo de circuito . Para los circuitos rurales y urbanos con mucha vegetación se toma :

Para fallas permanentes , 0 -- 0,3 " -- CO - 15 " - CO - 35 -" - CO (abre - espera 0,3 (s) - cierra y abre - espera 15 (s) - cierra y abre - espera 35 (s) - cierra y abre) . Para circuitos urbanos atraviesan zonas de escasa vegetación se toma :

0 - 0,3 '' - CO - 35 '' - Co . Para circuitos que alimentan cargas con alta densidad de motores , en la mayoría de los casos habría que desconectar el instantáneo , solo se ajusta en los casos en que el relé permite graduación entre 400 % y 1000 % .

4.3.- INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN SUPLEMENTARIO

4.3.1.- Instalación de reconectores

Para circuitos de cierta longitud (mayores de 15 Km) la protección del interruptor de salida no cubre satisfactoriamente la totalidad del mismo ; por consiguiente se recomienda la instalación de reconectores para dividir dicho circuito en dos o más zonas de protección, teniendo así un despeje mas rápido , seguro y selectivo de los distintos tipos de fallas .

En algunos circuitos no es necesario su instalación de acuerdo con el criterio anterior , sin embargo , se recomienda su uso debido a la importancia de la carga y con el fin de dar mayor selectividad al sistema de protección .

Adicionalmente hay que tener en cuenta que la instalación de reconectores disminuye apreciablemente el trabajo de mantenimiento de los interruptores de salida de la subestación.

4.3.2.- Instalación del seccionador

Se recomienda su instalación en algunos ramales de cierta longitud (mayores de 3 Kms) preferiblemente alimentando cargas trifásicas .

De igual forma se recomienda instalarlos en circuitos que tengan posibilidades de interconexión con otros circuitos . Debe existir seccionamiento cada 500 Kva de capacidad instalada en los troncales .

También debe existir punto de seccionamiento en las derivaciones con carga importante de un circuito .

4.4.- CRITERIOS A SEGUIR EN LA SELECCIÓN DE UN ESQUEMA DE PROTECCIÓN

En la selección de un esquema de protección intervienen factores que en un momento dado fijan el criterio a seguir y que en particular para los sistemas de distribución se pueden mencionar los siguientes .

- Magnitud de fallas de la carga , grado de importancia y características de la misma .
- Tipos de fallas a que puede ser expuesta la instalación .
- Costo de las posibles alternativas de protección en función del grado de confiabilidad deseado .
- Dispositivos de protección usados .

Para el caso de las redes de distribución aéreas se pueden mencionar como típicas las siguientes fallas :

- Fallas de aislamiento debidas a descargas atmosféricas
- Fallas debidas a problemas de contaminación ambiental
- Envejecimiento de aislamientos por calentamiento excesivo
- Sobretensiones por maniobras de interruptores o debidas al fenómeno de ferresonancia.
- Fenómeno de corrosión en aislamientos
- Ruptura de conductores aisladores y postes a causa de choques automovilísticos , sismos , caída de arboles , viento .

- Errores humanos en construcción y operación

También hay que tener en cuenta que cuando se desarrolla un método de protección contra sobrecorrientes, el factor económico dicta el uso de los diferentes tipos de equipos protectores en serie. El equipo más barato y menos sofisticado es usado normalmente a mayores distancias de la subestación. El estudio de la correcta aplicación de equipos protectores en serie es lo que se define como coordinación.

Por práctica común, cuando uno o más elementos de protección son aplicados a un sistema, el elemento más cercano a la falla (en el lado de suministro a la falla) es el equipo protector o remoto y aquel más cercano adyacente de la fuente de potencia es el equipo protegido o back-up.

Además se deben considerar dos principios de coordinación:

- 1) El equipo protector debe eliminar una falla permanente o temporal antes que el equipo protegido interrumpa el circuito (como en el caso de un fusible) o que opere definitivamente (como el caso de un reconectador o un interruptor de potencia).
- 2) Paradas causadas por falla permanentes deben ser restringidas a la menor sección posible del sistema, en el tiempo más corto posible.

4.5.- DIFERENTES ESQUEMAS DE PROTECCIÓN

Existe una gran variedad de esquemas de protección, pero en este estudio se estudiarán los siguientes:

- 1) Fusible - fusible
- 2) Reconectador - fusible (del lado de carga y del lado de suministro)
- 3) Reconectador - seccionalizador (tanto hidráulicos como electrónicos)
- 4) Reconectador - seccionalizador - fusible
- 5) Reconectador - interruptor en aceite con relés

Cada tipo de coordinación será discutido ampliamente.

4.5.1.- Coordinación fusible - fusible

Hay dos reglas que gobiernan la selección del fusible protector en el lado del fusible protegido :

- 1) El tiempo máximo de despeje del protector no debe exceder el 75 % del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido .
- 2) La corriente de carga en el punto de aplicación del fusible no debe exceder la capacidad de corriente continua del fusible .

La regla 1 asegura que el fusible protector interrumpirá y despejara la falla antes que el fusible protegido sea dañado en forma alguna . El factor 75 % compensa por variables de operación tales como , precargas , temperatura ambiente y calor de fusión . El violar la regla 2 , con la corriente de carga superior a la capacidad del fusible , ocasiona el recalentamiento y/o ruptura del fusible causando una parada innecesaria .

Por lo tanto , para un valor dado de corriente de falla , el tiempo máximo de despeje (clearing) del fusible protector debe ser 75 % o menos del tiempo mínimo de fusión del fusible protegido ; o en otras palabras , para un valor dado de corriente de falla , el tiempo mínimo de fusión del fusible protegido debe ser al menos 1,33 veces el tiempo máximo de despeje del fusible protector .

4.5.2.- Coordinación reconectador - fusible

Existen dos tipos de coordinación reconectador - fusible . uno comprende fusibles en el lado de carga del reconectador . El otro comprende fusibles en el lado de suministro , generalmente conectado en la entrada de alta tensión del transformador de la subestación . La coordinación entre un reconectador y fusibles en su lado de carga puede ser lograda estudiando las curvas de características tiempo / corriente de ambos elementos . La coordinación de fusibles en el lado de suministro con un reconectador se obtiene por un método basado en las curvas tiempo/corriente ajustadas por un factor de multiplicación el cual es la relación de tensión de transformación o la relación entre la alta tensión y la fase a fase en baja tensión .

A) Coordinación con fusibles en el lado de carga

Para obtener coordinación entre un reconectador y fusible instalados en el lado de carga del reconectador , el reconectador debe detectar todas las corrientes de falla de la son protegida tanto por el reconectador como los fusibles . En general , la coordinación máxima se obtiene ajustando el reconectador para dos operaciones rápidas

seguidas por operaciones retardadas , la primera operación rápida del reconectador permite limpiar de un 80 a un 85 % de fallas temporales . La segunda operación rápida limpia del 5 al 10 % adicional . Antes de la tercera operación del reconectador , el fusible se funde , interrumpiendo fallas persistentes y/o permanentes .

La coordinación se logra en un grado menor con una secuencia de : una operación rápida seguida por tres operaciones retardadas . Esta secuencia permite limpiar de 80 a 85 % de las fallas durante la primera operación del reconectador , y se usa generalmente cuando se instalan seccionadores automáticos entre el reconectador y los fusibles del lado de carga . No es posible la seccionalización selectiva con fusible de una sección de línea con falla después del reconectador , cuando se usan secuencias con todas la operaciones rápidas o con todas retardadas .

Idealmente , las curvas del fusible deben situarse entre las curvas rápidas y retardadas del reconectador . En la practica , hay puntos de intersección que permiten entre estos dos puntos , el reconectador y el fusible serán coordinados adecuadamente . no se puede asegurar la coordinación apropiada para corrientes de falla , fuera de esta zona .

Hay dos reglas generales que gobiernan la selección de fusibles protectores en el lado de la carga de un reconectador :

1) Para todos los valores de corriente de falla en una sección de línea protegida por el fusible, el tiempo mínimo de fusión del fusible debe ser mayor que el tiempo de la operación rápida del reconectador multiplicado por un factor de multiplicación, o factor " x " , este factor varia con el numero de operaciones rápidas y los intervalos de tiempo de recolección del reconectador entre las operaciones rápidas . ver tabla 4.1 .

TABLA N° 4.1		
FACTORES DE MULTIPLICACIÓN 'K' PARA ELEMENTOS		
- FUSIBLES DEL LADO DE CARGA		
Tiempo de reconexión (seg.)	factores de multiplicación	
	una operación rápida	dos operaciones rápidas
0,5	1,2	1,80
1,0	1,2	1,35
1,5	1,2	1,35
2,0	1,2	1,35

2) Para todos los posibles valores de corriente de falla en la sección de línea protegida por el fusible, el tiempo máximo de interrupción del fusible no debe ser mayor que el tiempo mínimo de interrupción retardada del reconectador.

La zona de coordinación para un reconectador y un fusible se determina por estas dos reglas de selección. La regla 1 establece el punto máximo de coordinación. La regla 2 establece el punto mínimo de coordinación.

El punto máximo es aquel valor de corriente en la intersección de la curva mínima de fusión del fusible con la "curva de referencia", que se obtiene aumentando la curva de tiempo rápido de despeje del reconectador por el factor 'K' apropiado. El punto de coordinación mínimo es aquel valor de corriente en la intersección de la curva máxima de despeje del reconectador en su curva retardada. Si la curva máxima de despeje del fusible no intercepta y queda por debajo de la curva retardada del reconectador, el punto de coordinación mínimo es la corriente de disparo mínima del reconectador, ver figura 4.1

En esta forma se establece una zona de coordinación para una selección particular de curvas características y secuencias de operación del reconectador y características del fusible. Esta zona puede ser cambiada seleccionando otras características del reconectador, del fusible o de ambos.

B) Coordinación con fusibles del lado de suministro de energía

Esta coordinación es similar a la anterior, pero todas las operaciones del reconectador deben ser más rápidas que la curva mínima de fusión del fusible. Además hay que considerar la secuencia de operación y los intervalos de recolección del reconectador. Normalmente, esta aplicación del fusible protege el sistema contra una falla interna del transformador, o contra una falla en el lado de suministro del reconectador en las barras secundarias la cual no puede ser detectada por el reconectador.

Ya que el estudio de coordinación está basado en corrientes de falla del lado de carga del reconectador, es necesario ajustar las características del fusible con la relación de transformación, o sea, con la relación de alta tensión con la baja tensión entre fases. Con las curvas del fusible y del reconectador en la misma base, la siguiente regla es aplicada:

Para la corriente máxima de falla disponible en el sitio del reconectador, el tiempo mínimo de fusión del fusible en el lado de alta del transformador debe ser mayor que el

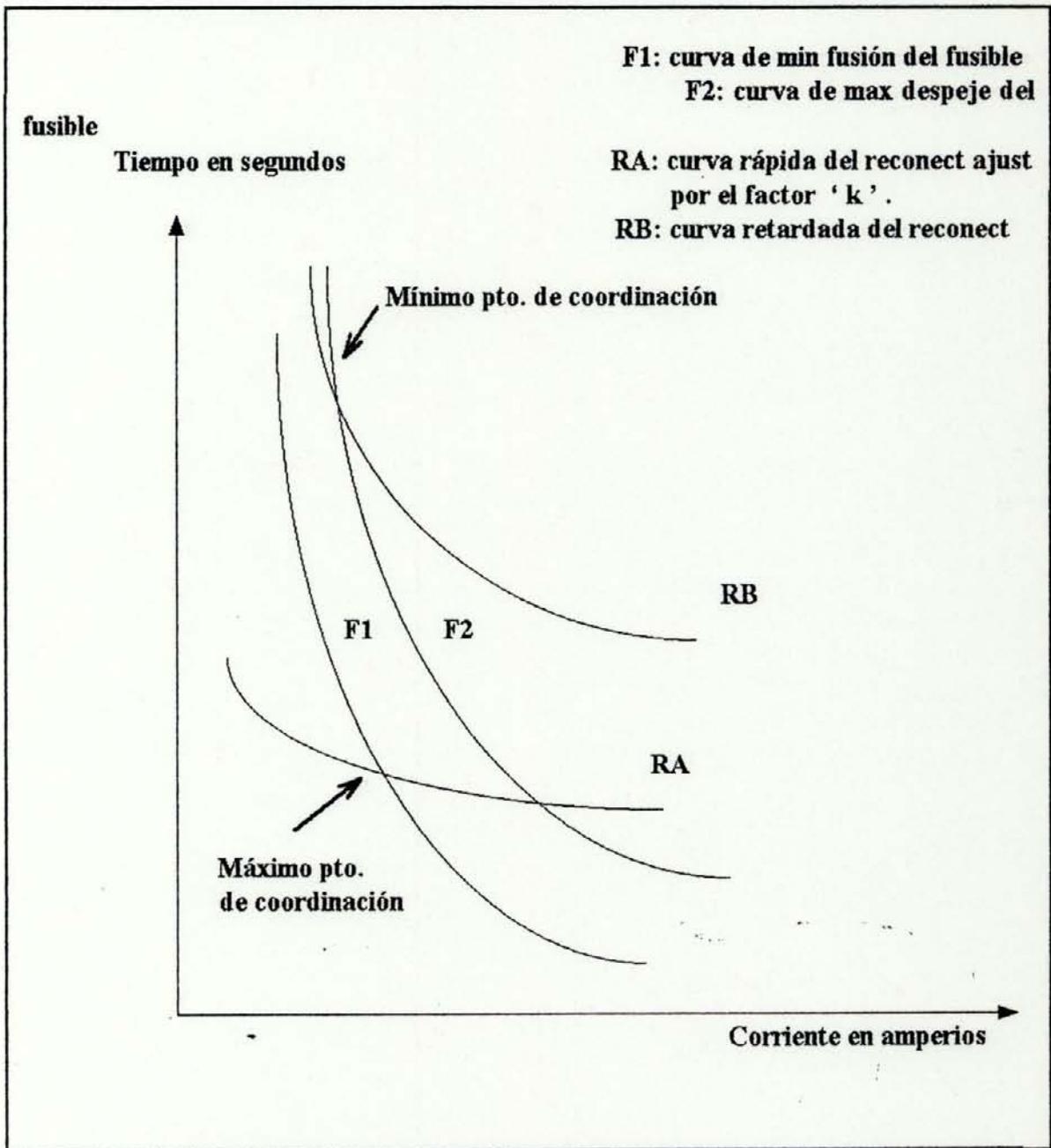


FIGURA 4.1
PUNTOS MÍNIMO Y MÁXIMO PARA LA COORDINACIÓN DE
RECONECTADOR - FUSIBLE

tiempo promedio de despeje de la curva retardada del reconectador multiplicado por un factor específico " K " .

Esto introduce otro grupo de factores " K " que varia con las secuencias de operación y recolección .Estos factores " K" compensan por los tiempos de calentamiento y enfriamiento del fusible .

4.5.3.- Coordinación reconectador - seccionalizador

Ya que los seccionalizadores no tiene curvas de características tiempo - corriente , su coordinación no requiere un estudio de curvas . Generalmente , el numero de conteos del seccionalizados es uno menos que el numero total de operaciones del reconectador protegido . Cada seccionalizador adicional en serie es ajustado en una operación menos del anterior .

La corriente mínima de disparo del seccionalizador controlado hidráulicamente es 160 % de la capacidad de la bobina . con un reconectador de control hidráulico , la coordinación es asegurada cuando ambos equipos utilizan bobinas con la misma capacidad continua . La corriente mínima de disparo del seccionalizador de control electrónico es generalmente 80 % del ajuste mínimo de disparo del reconectador o interruptor protegido .

Aunque los seccionalizadores no tienen curvas de características , se debe considerar el tiempo de retención de conteo del seccionalizador para asegurar la coordinación con el reconectador .

Los seccionalizadores tienen reposición automática . En el caso de falla temporal limpiada por el reconectador antes que el seccionalizador termine su numero preajustado de operaciones de conteo , el seccionalizador " olvida " sus operaciones de conteo y vuelve a su status original . El tiempo requerido por el seccionalizador para "olvidar" una operación de conteo se denomina tiempo de memoria .

El proceso de reposición empieza en el mismo instante que el seccionalizador hace su primer conteo . Esto coincide con la primera interrupción del reconectador .

Para mantener coordinación entre el reconectador y el seccionalizador bajo una condición de falla permanente , la suma de los tiempos de disparo y recolección del reconectador que el seccionalizador observa no deben exceder el tiempo de memoria del seccionalizador . Si el tiempo acumulado del reconectador es mayor que el tiempo de memoria del seccionalizador debe efectuar operaciones de conteo adicionales que pueden ocasionar la operación definitiva innecesaria del reconectador protegido .

4.5.4.- Coordinación reconectador - seccionalizador - fusible

La coordinación entre un reconectador , seccionalizador y fusible en serie requiere consideración especial . Primero , el reconectador y fusible son coordinados como se explico anteriormente . Sin embargo , el reconectador es ajustado para una operación rápida seguida por tres retardadas . Luego , el reconectador y el seccionalizador son coordinados en la forma mencionada .

Si el reconectador se ajusta para dos operaciones rápidas seguidas por dos retardadas y existe una falla persistente o permanente después del fusible , el reconectador operara dos veces en su curva rápida , pero antes que el reconectador opere la primera vez en su curva retardada , el fusible se fundirá para interrumpir al circuito . El seccionalizador contara la fusión del fusible como la tercera interrupción de corriente de falla en exceso de su mínima corriente de actuación , y abrirá sus contactos al mismo tiempo . Por lo tanto , no se logro la coordinación adecuada .

Con la secuencia de una operación rápida seguida por tres retardadas , cuando una falla ocurra después del fusible , el reconectador operara una vez y limitara el 80 al 85 % de las fallas . Si la falla persiste , el fusible se fundiría antes de la primera operación retardada del reconectador , y el seccionalizador contaría la segunda interrupción de corriente de falla por el fusible . Después que el fusible ha limpiado la falla , los mecanismos del reconectador y seccionalizador se repondrán para otra secuencia completada de operaciones .

Con el accesorio de supresión de tensión de los seccionalizadores hidráulicas o electrónicos es posible mantener la coordinación reconectador - seccionalizador - fusible manteniendo la secuencia normal del reconectador de dos operaciones rápidas seguidas por dos retardadas . La operación de un fusible después del seccionalizador opere o que cuente ya que la tensión estaría presente en el lado de suministro del seccionalizador , ver figura 4.2 .

4.5.5.- Coordinación interruptores con relés - reconectores

La coordinación de un interruptor en aceite y un reconectador se hace mayormente en una subestacion donde el interruptor es el equipo protegido . Dos factores deben ser considerados al coordinar estos equipos : (1) Un interruptor en aceite abre y limpia varios ciclos después que su relé de sobrecorriente ha disparado , y (2) los interruptores en aceite tienden a integrar el tiempo de despeje del reconectador ; o sea , tiempo de reposición del relé es bastante largo , y si la corriente de falla esta presente de nuevo antes que el relé termine su reposición , este avanza el relé hacia el punto de disparo desde el punto de reposición incompleto . Pudiendo producirse la operación del mismo .

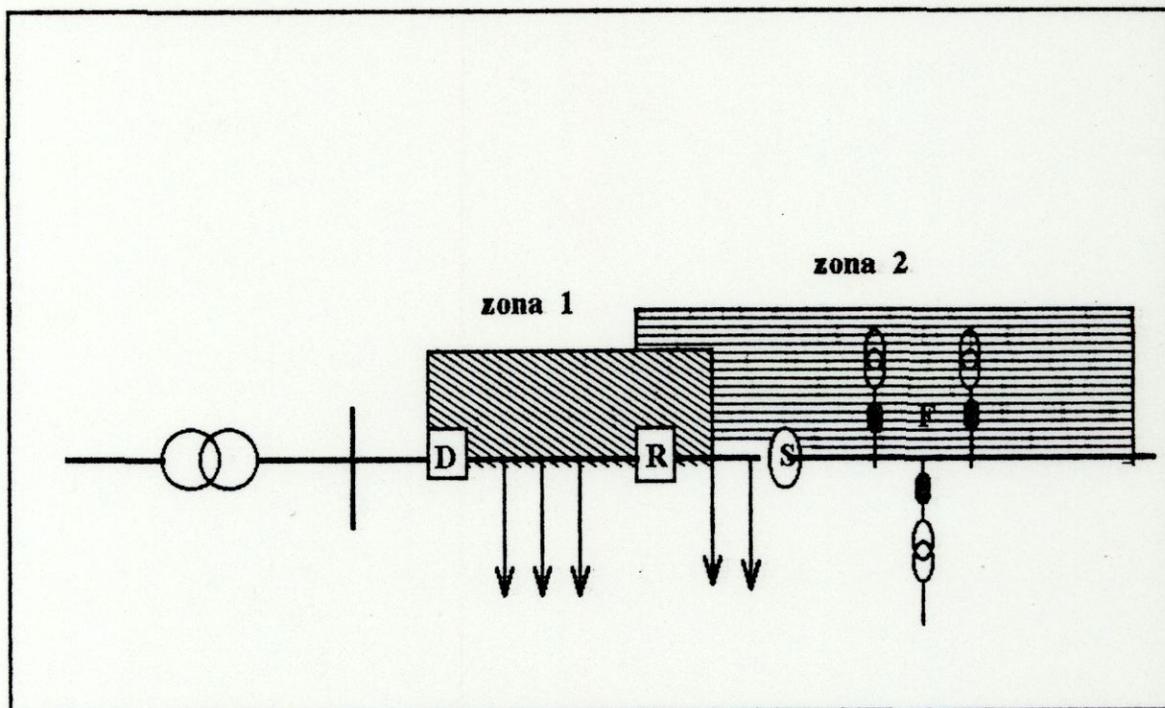


FIGURA 4.2

**ESQUEMA DE PROTECCIÓN
DISYUNTOR - RECONECTOR - SECCIONALIZADOR - FUSIBLE**

Una curva acumulativa de reconectores es comparada con la curva característica del relé del interruptor, y si la curva del reconector esta por debajo de la del relé, los equipos coordinaran. Sin embargo, si la curva del relé es acumulativa e incluye el tiempo de apertura del interruptor, las dos curvas no deberían estar mas cerradas que el tiempo aproximado de apertura del interruptor después del disparo del relé.

Si la curva acumulativa del reconector sobrepasa la característica tiempo corriente del relé en algún punto, la coordinación se puede lograr determinando los porcentajes de avances y de reposición del disco del relé (para relés electromagnéticos) para cada operación del reconector.

Considerando positivo (+) el porcentaje de avance y negativo (-) el porcentaje de reposición. Si la suma algebraica de estos porcentajes es mayor del 100 % no se asegura la coordinación de estos equipos, debido a que el interruptor se abrirá antes que el reconector termine su secuencia de operación. ver figura 4.3.

4.6.- VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN SUPLEMENTARIO

VENTAJAS :

Permite despejar el 95 % de las fallas temporales (r_1) ofrecen selectividad al sistema de distribución al despejar fallas; en caso de presentarse fallas permanentes el equipo sacara de servicio una sección mínima del circuito, ofrecen puntos de seccionamiento adicionales al sistema y localizan inmediatamente la falla.

DESVENTAJAS :

Perturbaciones causadas por las operaciones de los equipos de protección suplementario.

4.7.- CRITERIOS DE SELECCIÓN Y COLOCACIÓN DE EQUIPOS INDICADORES DE FALLAS

Estos equipos necesitan que circule una mínima corriente a través del conductor donde son colocados, para hacer cambiar la bandera indicadora. Este mínimo valor de corriente que activa al dispositivo, se denomina corriente de disparo. Para la adquisición de estos aparatos se requiere conocer para que corriente de disparo se necesitan, al igual que los flujos normales de carga y nivel de corto circuito en los lugares, donde serán colocados, de tal manera que las corrientes máximas de carga en los mismos no activen el dispositivo y asegurar que la mínima corriente de falla si lo hará

Si se desea detectar todo tipo de falla (3ϕ , 2ϕ , $2\phi T$, 1ϕ , $1\phi T$) con estos aparatos, es necesario instalarlos en las tres fases del punto escogido.

Respecto a los puntos de colocación, se toma como criterio que los aparatos deben ser instalados en puntos de seccionamientos estratégicos, de manera tal que puedan cubrirse las principales ramas y troncales del circuito y a la hora de una falla poder localizarla en el menor tiempo posible, seccionar para realizar mantenimiento. Estos

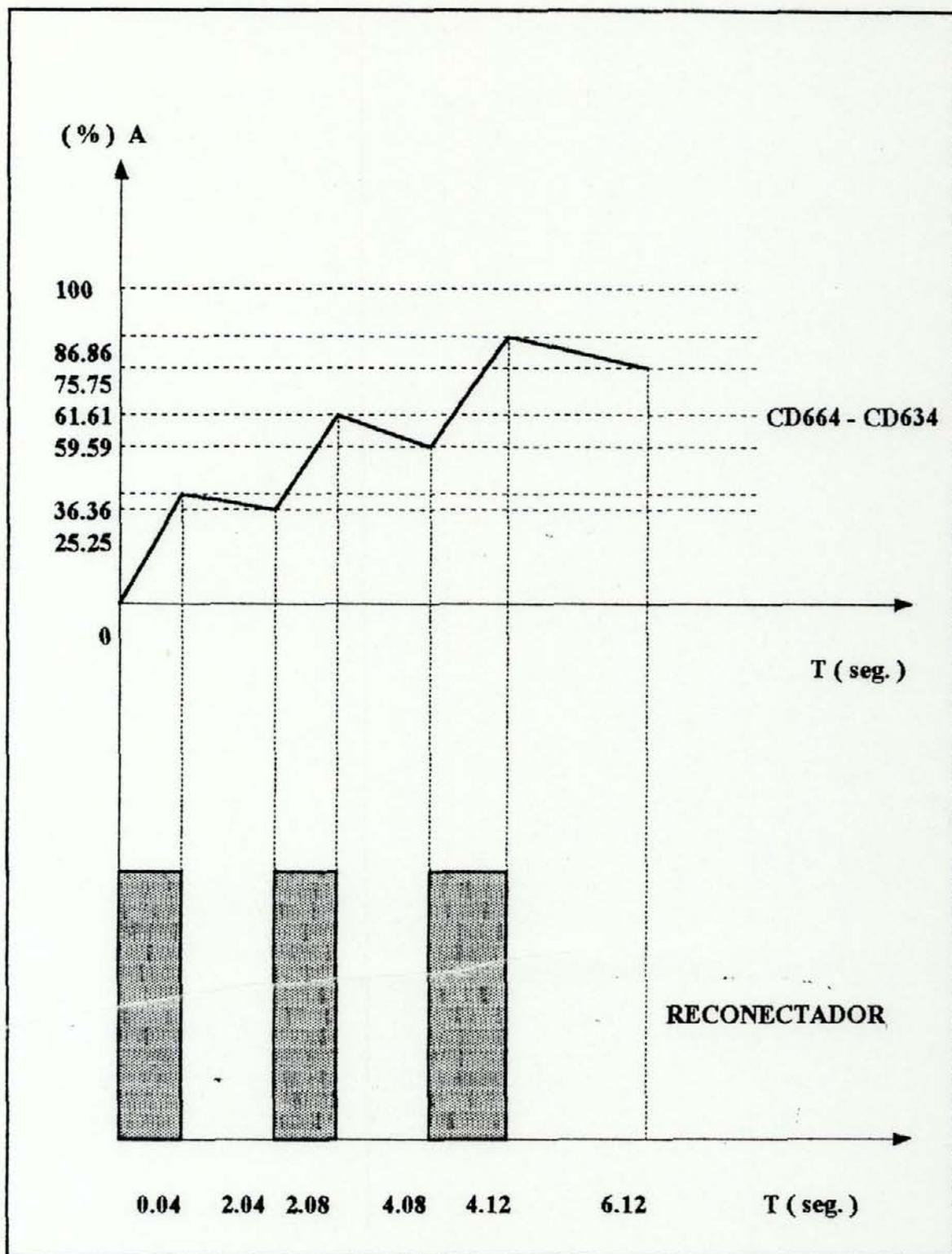


FIGURA 4.3
SOBRERRECORRIDO DE UN RELEE ELECTROMECHANICO

equipos pueden ser instalado aguas abajo de los equipos de protección suplementario sin ningún problema , puesto que su tiempo de respuesta es mínima .

4.8.- ESQUEMA DE PROTECCIÓN ACTUAL DEL SISTEMA.

En el sistema se presentan los siguientes esquemas de protecciones: Disyuntor Principal-Disyuntor, asociado a la salida correspondiente seccionadores de transferencia y fusibles en los ramales, tal como se indica en la fig.4.4. y 4.4.a.

4.9.-ANALISIS DE LOS NIVELES DE CORTOCIRCUITO A LO LARGO DEL ALIMENTADOR EN ESTUDIO.

Antes de verificar la correcta coordinación entre los diferentes equipos de protección, en necesario conocer como paso previo los niveles de cortocircuito (fallas trifásicas y línea a tierra),para poder verificar la capacidad de interrupción de los Disyuntores, Fusibles, Reconectores y seccionadores; también es necesario conocer la máxima corriente de carga que circula por un alimentador.

Para el calculo de las corrientes de cortocircuito en los alimentadores se utilizó un programa MDP(CADAFE),el cual es capaz de proporcionar los niveles de cortocircuito a lo largo del alimentador.

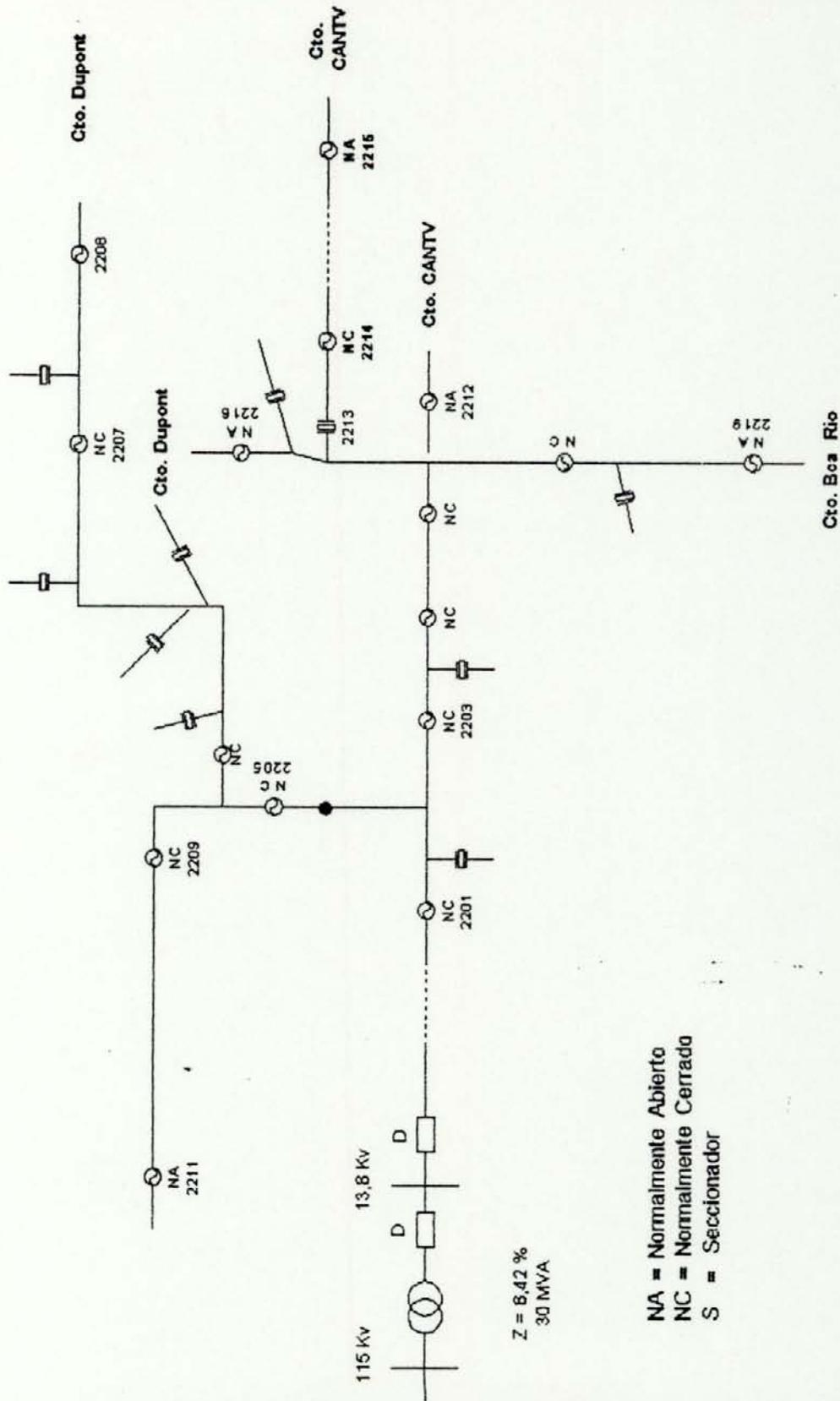
Para hacer uso de este programa es necesario crear una base de datos con toda la información del alimentador como son: la longitud, numero de fase, calibre del conductor por sección, caída de tensión, corriente máxima de carga.

Para la creación de esta base de datos es necesario correr los siguientes programas:

- CREABB: Creación del numero total de nodos y secciones.
- NOD SEC: Creacion de nodos y secciones.
- CHECK: Chequeo de conexión entre nodos y secciones.
- ALIMEN: Creación del archivo de alimentadores.
- CORCIR: Programa de cortocircuito.
- LOCCAR: Programa de localización de cargas.
- ANARED: Programa de análisis de la red.

Los nodos son puntos de interés donde se desea conocer el nivel de cortocircuito, caída de tensión, carga, etc.

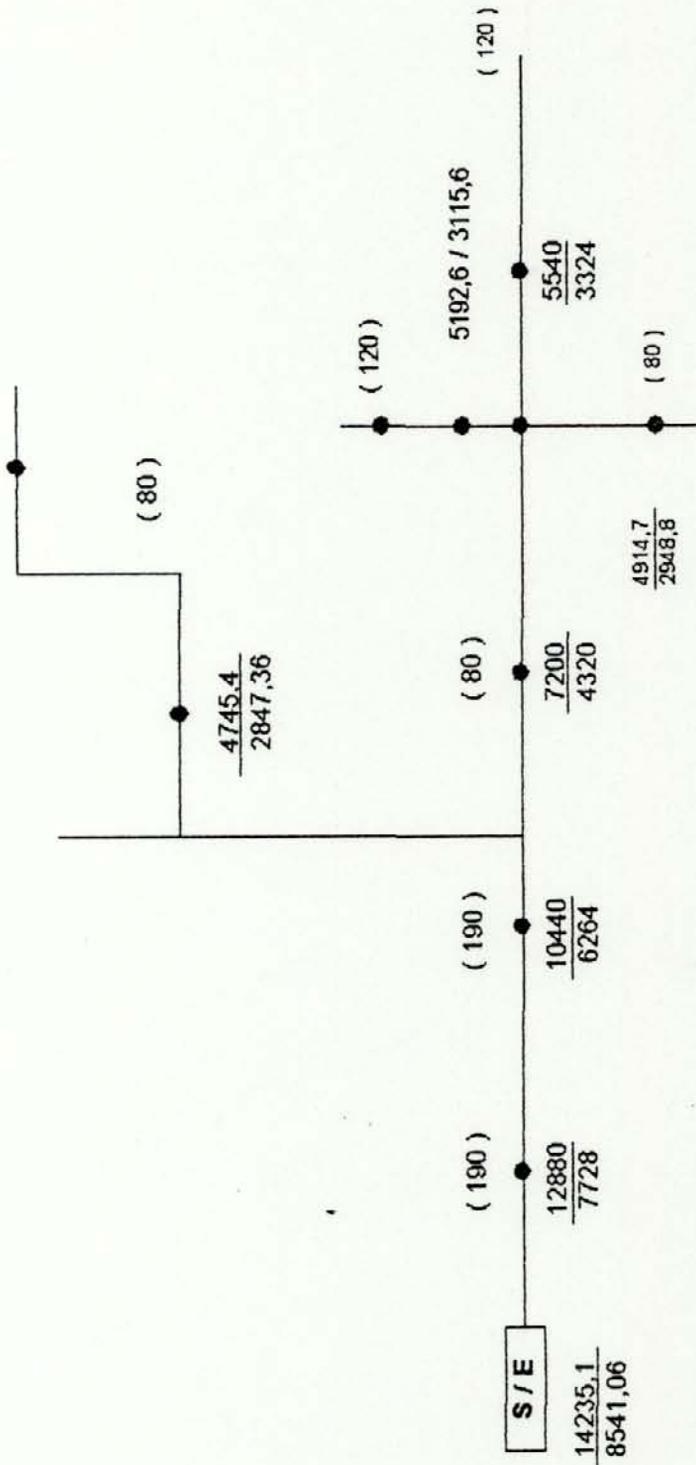
UNIFILAR DEL CIRCUITO ISABELICA 3 FIGURA 4.4



NA = Normalmente Abierto
 NC = Normalmente Cerrada
 S = Seccionador

Z = 8.42 %
 30 MVA

FIGURA 4.4.A NIVELES DE CORTOCIRCUITO EN EL CIRCUITO ISABELICA-3



Ic = Corriente de Carga
 Icc.máx = Corriente de cortocircuito máxima
 Icc.min = Corriente de cortocircuito mínima
 S / E = Subestación

$$\frac{I_{cc.máx}}{I_{cc.min}}$$

(Ic)

En el anexo D se verifican todos los resultados de la corrida de los programas descritos anteriormente, y se encuentra el unifilar con la ubicación de los nodos del alimentador en estudio.

También en el anexo C, se podrá ver el calculo de la impedancia vista desde la barra de 13,8kv. de la subestación cardenera, así como la impedancia equivalente en la barra de alta tensión(115kv) y la fuente. Hay que aclarar que el programa CORCIR necesita tanto la impedancia vista desde la barra de 13,8kv de la subestación, como el nivel de cortocircuito en este punto; estos cálculos se especifican también en el anexo C. Otro punto que se coloca en este anexo son los ajustes actuales de los diferentes equipos de protección los cuales fueron suministrados por la empresa ELEOCCIDENTE.

Para efectuar o verificar la coordinación entre los diferentes equipos de protección, se utilizó el programa de computación llamado CORPRO, este programa se tiene que cargar (o alimentar) con todas las curvas y valores de ajustes que tienen los diferentes equipos de protección tales como: fusibles, relés, reconectores, etc.; el resultado de la utilización de este programa, son las curvas tiempo-corriente de los diferentes elementos, para verificar la coordinación existente o no entre los mismos, con estas curvas que proporciona dicho programa, se elimina el trabajo de tener que dibujar dichas curvas a mano en papel logarítmico.

4.10.- CRITERIOS GENERALES UTILIZADOS PARA LA SELECCIÓN Y AJUSTE DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

4.10.1.- PROTECCIÓN DISYUNTOR ASOCIADO A LA SALIDA DE LA LÍNEA.

a).- Para los ajustes de los relés de sobre corriente de fase de tiempo inverso se fija la capacidad de cada alimentador, en el caso nuestro ISABELICA III. tiene una capacidad de 420 Amp. aproximadamente. Como criterio general de ajuste, se estima conveniente que estos relés de sobre corrientes permitan sobre carga de 40% de la capacidad nominal del alimentador en este caso $420 \times 1,4 = 588$ Amp, es decir la corriente de arranque de este relé será de 588 Amp.

Este margen de 40% de sobre carga permitirá una operación más flexible de los sistemas de distribución, donde la posibilidad de alienaciones de emergencia en caso de contingencia.

b).-Ajustes de los relés instantáneos de fase, se aplica el criterio de que el mismo deberá permitir una carga de restablecimiento en frío de 2,5 veces la corriente nominal del alimentador, es decir, se toma como ajuste mínimo este valor.

Para asegurar un despeje seguro, se toma el criterio de que el relé instantáneo deberá ser capaz de detectar una falla equivalente al 40% de la corriente mínima de falla al final del alimentador. En aquellos casos en que el 40% de la corriente mínima de falla entre fases al final del alimentador fuera menor que 2,5 veces la corriente nominal del circuito, se recomienda la instalación de un reconectador en el troncal del alimentador y el ajuste del relé instantáneo debe cubrir como mínimo 1 km. de línea más allá del punto de ubicación del reconectador.

c).- Ajuste de los relés de tierra tanto instantáneo como de tiempo inverso. El relé de tiempo inverso se ajusta a un 60% de la corriente nominal del circuito, para garantizar la coordinación con fusibles y reconectadores. Para el ajuste del relé instantáneo de tierra deberá asegurar un despeje seguro de fallas a tierra del orden del 40% de la corriente mínima de falla a tierra, al final del alimentador.

Para los otros equipos de protección (Reconectador, Fusibles) los criterios utilizados para su selección y ajuste fueron explicados anteriormente en la descripción de cada equipo.

4.11.- AJUSTES ACTUALES DE LOS EQUIPOS DE PROTECCIÓN.

4.11.1.- Disyuntor principal de la subestación cardenera asociado al transformador # 1.

Sobre corriente de fase.

Relé: CDG 31.

Dial:0,3.

Tap: 6.

TC:1200/5.

Tiempo de reposición del relé para dial 0,3;2,7 seg.

Sobre corriente de tierra.

Relé:CDG 31.

Dial:0,35.

Tap:1,5.

TC:1200/5.

4.11.2.- Disyuntor asociado a la salida de línea alimentador ISABELICA III.

Sobre corriente de fase.

Relé: CDG 64.

Dial:0,2.

Tap:5.
TC:600/5.

Tiempo de reposición del relé para dial 0,2 seg.

Sobre corriente de tierra
Relé:CDG 64.
Dial:0.2.
Tap:1,2.
TC:600/5.

Instantáneo de fase.
K1=2.
K2=2.
 $I=K1*K2*5=20$ amp.
TC:600/5.

Instantáneo de tierra
k1=2
k2=2
 $I=k1*k2*2,5=10$ Amp.
TC:600/5.

4.12.- COORDINACIÓN DISYUNTOR-DISYUNTOR.

Verificación de la corriente por fase.
Relé asociado al disyuntor principal (D1).
Idp= Corriente de puesta de trabajo o de disparo del relé.
 $Idp=(1200/5)*Tap=240*6=1440$ Amp.

Con un tiempo de reposición del disco del relé para dial 0,3: 2,7seg. y para dial 1 de 9 seg.

Relé asociado al disyuntor de salida de línea (D2).
 $Idp=(600/5)*5=600$ Amp.

Con un tiempo de reposición del disco para dial 1: 45 seg., dial 0,2: 9 seg.

Las curvas tiempo-corriente de los relés asociados a los Disyuntores D1 y D2 se muestran en el gráfico 1 y se observa lo siguiente:

1).- Para los ajustes actuales de los relés asociados a los disyuntores se considera la peor condición para una falla muy cercana a la barra de 13,8kv(fase-fase) con un valor aproximados de 12327,9 Amp.

Relé	Icc(Amp)	Tiempo de operación(seg.)
CDG 31	12327,9	0,76
CDG 64	12327,9	0,085

$$T_I = (5 \text{ ciclos}) / (60 \text{ ciclos/seg}) = 0.083 \text{ seg.}$$

$$\Delta T = T_{D1} - (T_{D2} + T_I) = 0.76 - (0.085 + 0.083).$$

$$\Delta T = 0.592$$

No existe coordinación, hay que hacer ajustes en un ΔT entre 0,3-0,5 segs

ΔT = tiempo mínimo de coordinación que debe ser introducido para coordinar los tiempos de operación de los relés

4.12.1.- Verificación del ajuste de instantáneo de fase .

$$I = K_1 * K_2 * 5 = 20 \text{ Amp.}$$

$$K_1 = 2$$

$$K_2 = 2$$

$$I_{dp} = (600/5) * 20 = 2400 \text{ Amp.}$$

De los cálculos de cortocircuito observamos que el nivel máximo de falla en barra de 13,8Kv de la subestación cardenera es de 14235,1 A por lo tanto con este valor el instantáneo detectará fallas hasta la barra de 13,8 kv.

4.12.2.- Verificación del ajustes de instantáneo de fase.

$$I = K_1 * K_2 * 2,5$$

$$K_1 = K_2 = 2$$

$$I = 10 \text{ amp, } TC = (600/5) = 120$$

$$I_{dp} = 120 * 10 = 1200 \text{ Amps.}$$

De los cálculos de cortocircuito observamos que el nivel máximo de falla en barra de 13,8Kv en la subestación Cardenera para una fila monofásica es de 14179, el ajuste del instantáneo debe detectar fallas por el orden de $0,6 * I_{cc1} = 8507,4$.

Con este valor se comprueba que el instantáneo detectará fallas hasta la barra de 13,8 kv.

4.13.- AJUSTES NECESARIOS QUE HAY QUE HACER A LOS EQUIPOS PARA GARANTIZAR LA CORRECTA COORDINACIÓN ENTRE LOS DOS DISYUNTORES.

A).- Ajuste de la coordinación por fase.

Disyuntor 2

Disyuntor 1

relé CDG64	relé CDG31
Ajustes	Ajustes
Tap:5	Tap:5
Dial:0.3	Dial:0,2

Las curvas tiempo-corriente de los relés asociado a los disyuntor D_1 y D_2 se muestran en el gráfico 2, donde se puede observar que después de los ajustes, si se garantiza la coordinación.

Verificación de los ajustes

Relé	Tap	Icc(Amp)
CDG31	0,562	12327,9
CDG64	0,1	12327,9

$$\Delta T = 0,562 - (0,1 + 0,083)$$

$\Delta T = 0.379$ Este valor se encuentra entre los permitidos que garantizan una correcta coordinación.

B).-Ajuste de coordinación por tierras.

Disyuntor 1	Disyuntor 2
Relé CDG31	Relé CDG64
Tap:2	Tap:2
Dial:0.2	Dial:0,3

Las curvas tiempo corriente de los relés asociados a los disyuntores D_1 y D_2 se muestra en el gráfico 4, donde se puede observar los ajustes que garantizan la coordinación.

Verificación de los ajustes.

Relé	Tap	Icc(Amp)
CDG31	0,49	8541
CDG64	0.09	8541

$$\Delta T = 0,49 - (0,09 + 0,083)$$

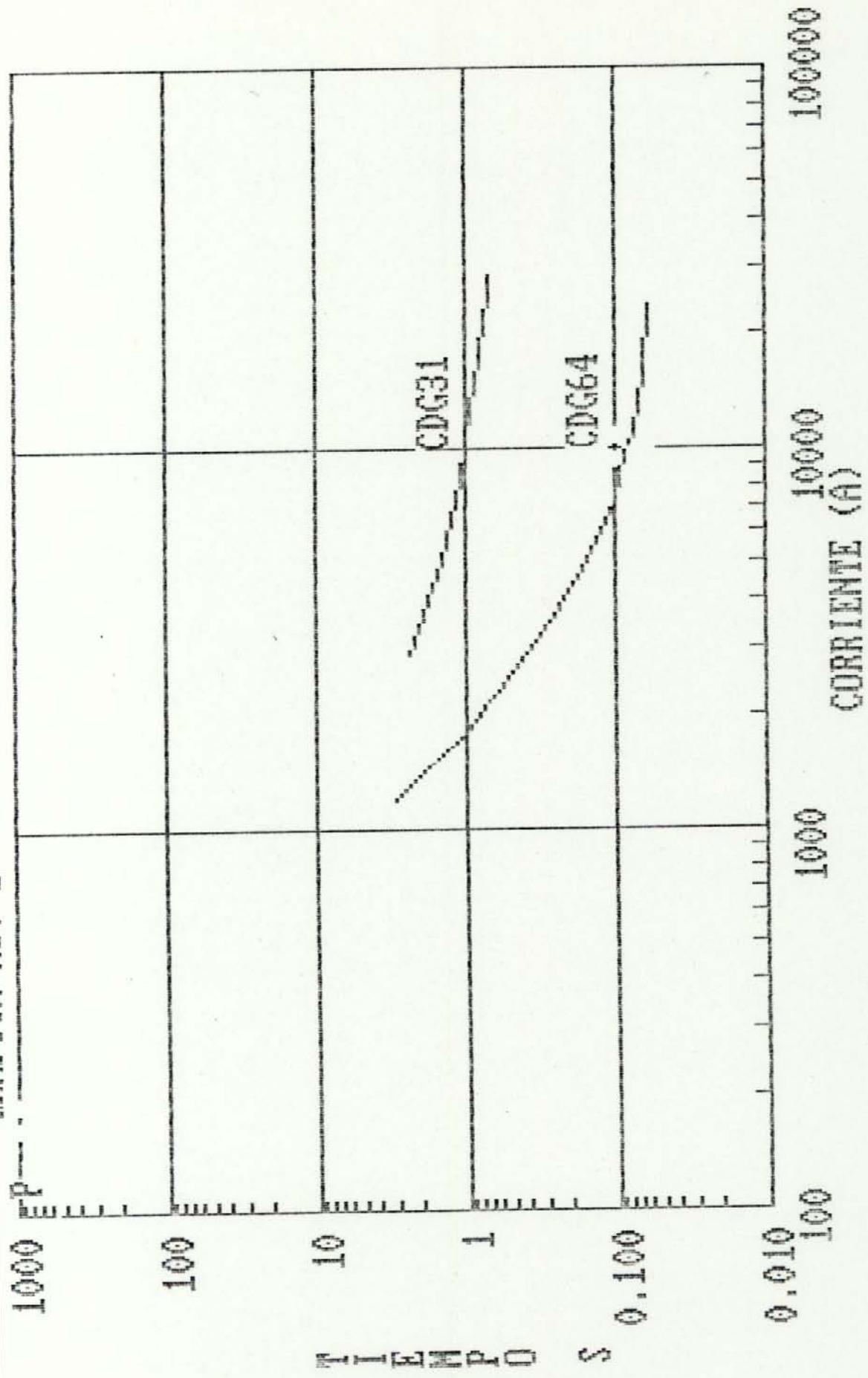
$$\Delta T = 0,32$$

Este valor se encuentra entre los permitidos que garantizan una correcta coordinación.

4.14.- COORDINACIÓN DISYUNTOR-FUSIBLE.

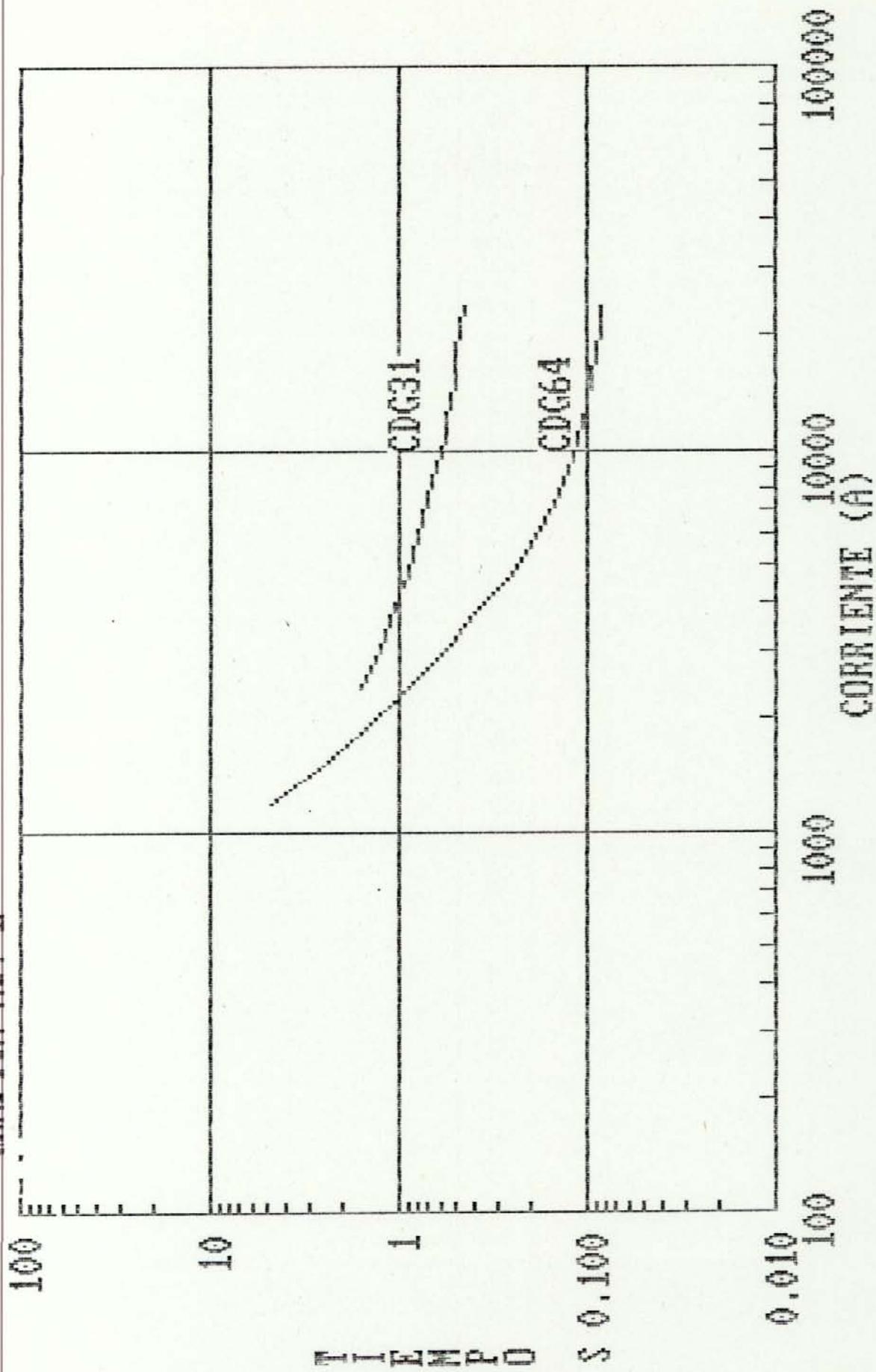
En el gráfico 5, se observa que los fusibles SMD-100 y SMD-200 ubicados en los diferentes ramales, dependiendo de la corriente máxima de carga y del nivel de corriente de cortocircuito para su aplicación, se verifica su coordinación con los Disyuntores D_1 y D_2 . Esto quiere decir que para cualquier falla ubicada en su zona de protección ellos se fundirán aislando la falla, evitando la operación del disyuntor y la salida de servicio del alimentador.

GRAFICA No. 1



CDG31 : Relé de sobrecorriente
CDG64 : Relé de sobrecorriente

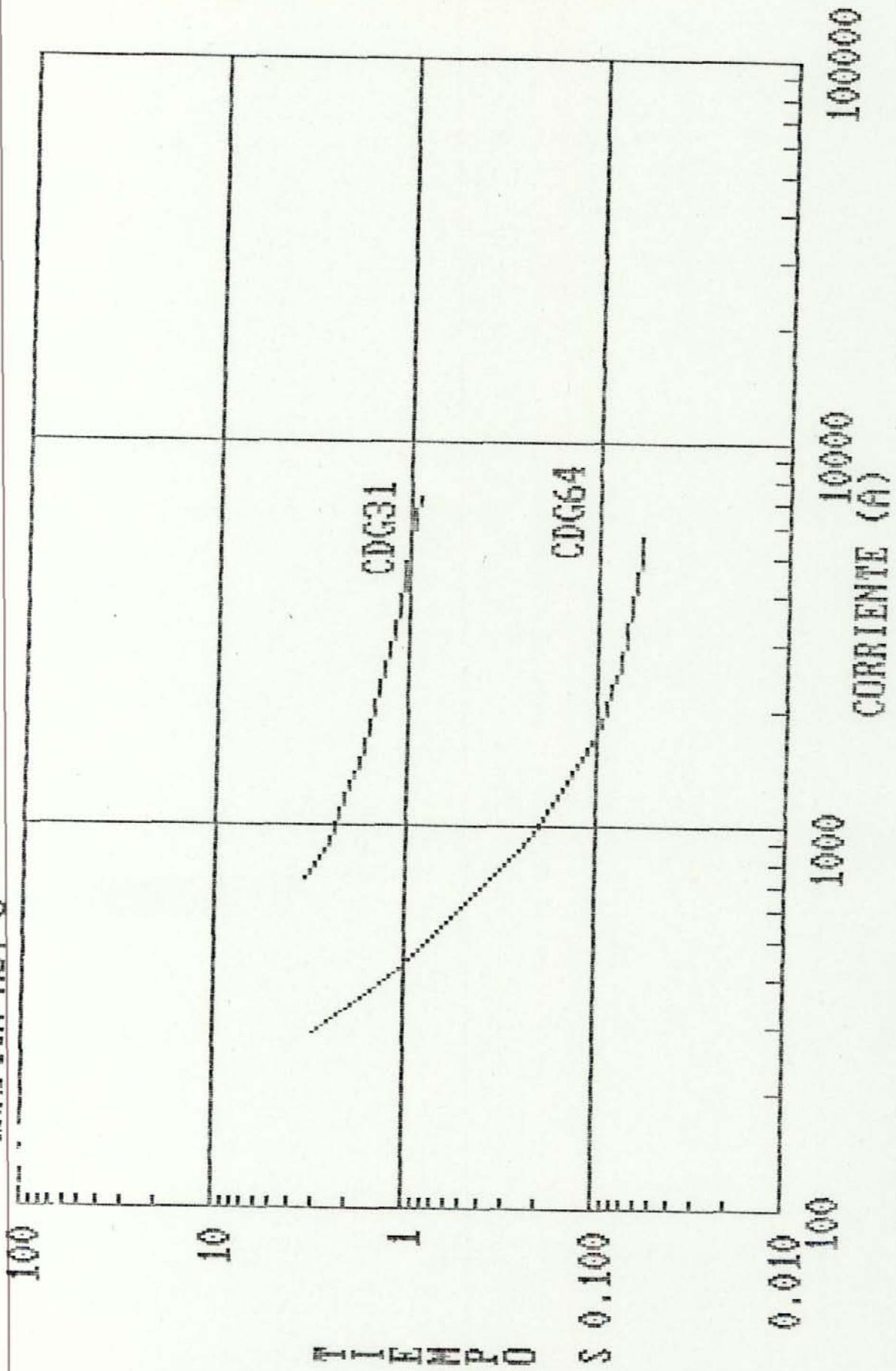
GRAFICA No. 2



CDG31 : Relé de sobrecorriente

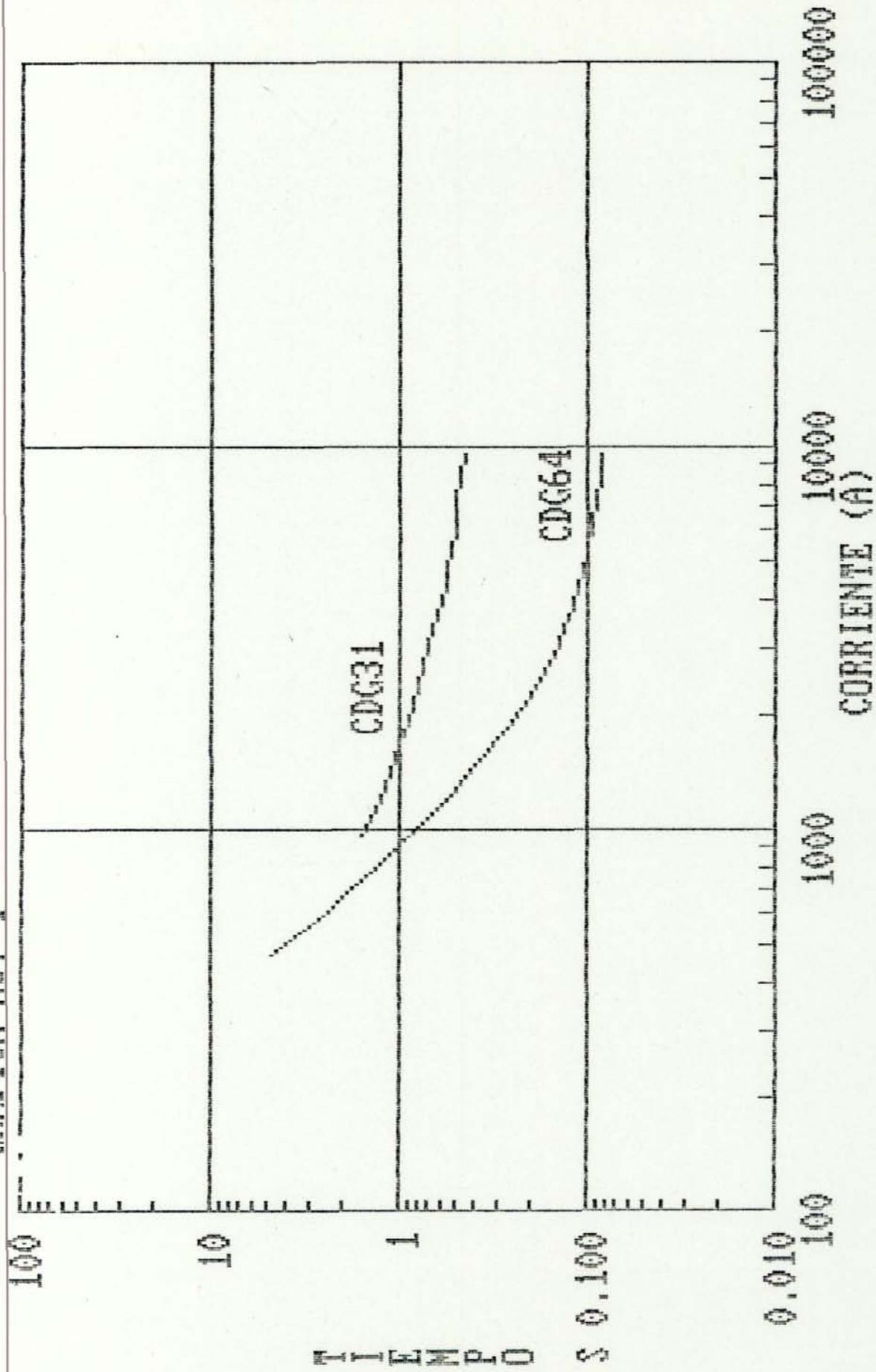
CDG64 : Relé de sobrecorriente

GRAFICA No. 3



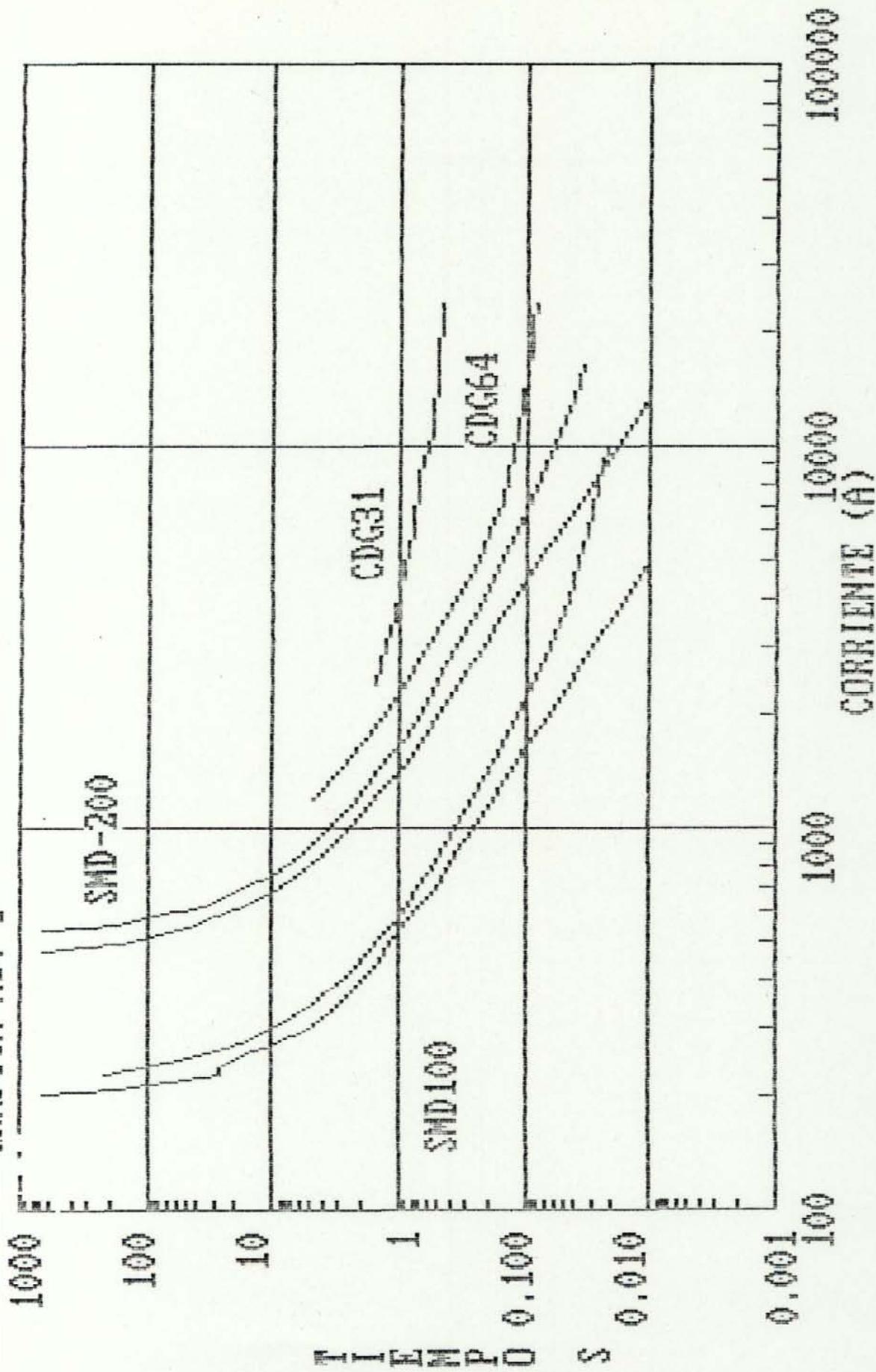
CDG31 : Relé de sobrecorriente
CDG64 : Relé de sobrecorriente

GRAFICA No. 4



CDG31 : Relé de sobrecorriente
CDG64 : Relé de sobrecorriente

GRAFICA No. 5



CDG31 : Relé de sobrecorriente
 CDG64 : Relé de sobrecorriente
 SMD100 : Fusible 100 A
 SMD200 : Fusible 200 A

CONCLUSIONES

El objetivo principal de toda empresa de servicio eléctrico, es tener una alta calidad en su servicio, para lograr esto se tiene que garantizar la continuidad del mismo; luego, un considerable índice de fallas en el sistema, puede ser debido en parte al mantenimiento que se le realiza, tanto a las subestaciones como a los ramales de distribución; así como también a los esquemas de protección que posea dicho sistema.

No hay una organización en la empresa, en lo que se refiere a la evaluación de las fallas que ocurren en los circuitos, además no hay una programación para llevar a cabo el mantenimiento preventivo de acuerdo a la rata de fallas que suministra el programa FALLAS.

El programa diseñado (MANTEN) cumple con los requerimientos mínimos para llevar a cabo el mantenimiento de una forma más organizada y como consecuencia el servicio será más eficiente.

Por otra parte; considerando que la confiabilidad y la continuidad del suministro de energía, también dependen de los esquemas de protección con los que cuente el sistema y luego de analizar el esquema de protección actual, del circuito representativo (ISABELICA.III), se concluye que los ajustes de tiempo entre los disyuntores no son los recomendados por las normas.

La empresa ELEOCCIDENTE, en lo referente al departamento de operación y mantenimiento, está gerenciado deficientemente, esto se evidencia por el alto número de fallas ya que los estándares en países desarrollados son muy bajos en comparación

El mayor número de fallas que existen en el sistema son de tipo temporales.

RECOMENDACIONES

- 1).-Utilizar el software llamado MANTEN, el cual se debe alimentar con la información correcta acerca de los mantenimientos recomendados, los costos reales de mantenimientos y las fallas .
- 2).-Poner en práctica el mantenimiento planificado usando el software e ir censando las fallas y la confiabilidad del sistema, en periodos determinados dependiendo de la necesidad que se vaya presentando, para dar órdenes de trabajo.
- 3).-Esperar el mantenimiento planificado y organizado usando el software en un periodo de un año para poder observar mejor la respuesta de los reportes y así planificar el mantenimiento del año siguiente.
- 4).-Integrar el programa FALLAS con el programa MANTEN para que en un futuro se puedan tomar decisiones que permitan disminuir las fallas y aumentar la confiabilidad del sistema.
- 5).-No se recomienda la instalación de fusibles en ramales en aquellos casos que se alimenten cargas trifásicas, debido a los problemas que ocasionaría la operación en una fase en caso de que se funda un solo fusible.
- 6).-Crear en la empresa un verdadero departamento de mantenimiento cuya política sea la de prevenir las fallas y no actuar en forma correctiva .
- 7).-Aumentar el número de personas que laboran en el departamento de mantenimiento para poder cumplir con todos los programas de mantenimiento preventivo que se hayan planificado.
- 8).-Tomar en cuenta los ajustes propuestos en este trabajo a los reles asociados a los disyuntores, para de esta forma garantizar la coordinación de los mismos.
- 9).-Usar el reconector debido a que la mayoría de las fallas son temporales.
- 10).-Debe usarse el tipo de fusible indicado en este trabajo para cada caso, respetando las corrientes de carga y las corrientes de fallas que debe soportar cada elemento; el modelo de fusible recomendado es el SMD-20.

- 11).-Debe existir un buen control de pica en las zonas con mucha vegetación, para ofrecer un acceso rápido a las cuadrillas de mantenimiento, así como también un buen control de podas, para tratar de evitar las fallas comunes de contactos entre conductores debido a las ramas de los arboles.
- 12).-Hacer una planificación de mantenimiento en forma visual a los circuitos de 13,8kv para detectar objetos sobre la línea, puntos calientes progresivos de falla y las condiciones generales de los equipos del sistema.
- 13).-Registrar y archivar en forma confiable todas las transferencias de carga entre circuitos, cuando se hace seccionamiento con el fin de que estos actúen correctamente en una situación de contingencia.
- 14).-Usar el programa de computación propuesto en este trabajo con el fin de llevar en forma detallada, clara y organizada todos los reportes , para poder planificar y ejecutar en una forma óptima todas las tareas de mantenimiento a cumplir.
- 15).-Realizar los trabajos programados en horarios que causen las menores molestias a los suscriptores, ya que una mala calidad de servicio deteriora la imagen de la empresa.
- 16).-Hacer encuestas entre el personal de mantenimiento, con el fin de asignar a las cuadrillas de trabajo un número de personas acorde con la actividad a realizar.

BIBLIOGRAFÍA

CADAFE. DEPARTAMENTO DE ESTUDIOS DE DISTRIBUCION. Curso Protecciones Para Alimentadores De Distribución. Volumen I y II, 1984.

ELEOCCIDENTE. Archivo Maestro De Distribución

GEC ALSTHOM. Instrucciones y Especificaciones Técnicas Para Interruptores De Potencia OX.

GONZALEZ S, Douglas A. Estudio De Coordinación De Protecciones En Sistemas De Distribución. Universidad De Carabobo.

MANINAT, Pedro. Curso De Coordinación De Protecciones En Sistemas De Distribución.

MARISTANY S, Augusto; VIVAS C, Jesús. Algunos Aspectos Relativos A Los Sistemas De Distribución Eléctrico. Tomo I y II, Universidad De CARABOBO.

MC GRAW-EDISSON COMPANY. Distribución Systems Protección Manual.(1974).

ANEXOS

ANEXO A

ELECTRICISTA
 ZONA CARABOBO
 UNIDAD DE OPER. Y MTO.
 DPTO. DE MTO. ESPECIALIZADO

DIAGNOSTICO DE THERMOGRAFIA

SS/EE: CIRCUITO Sub IV DTTO: ELAB. POR: FECHA: 15/05/1992

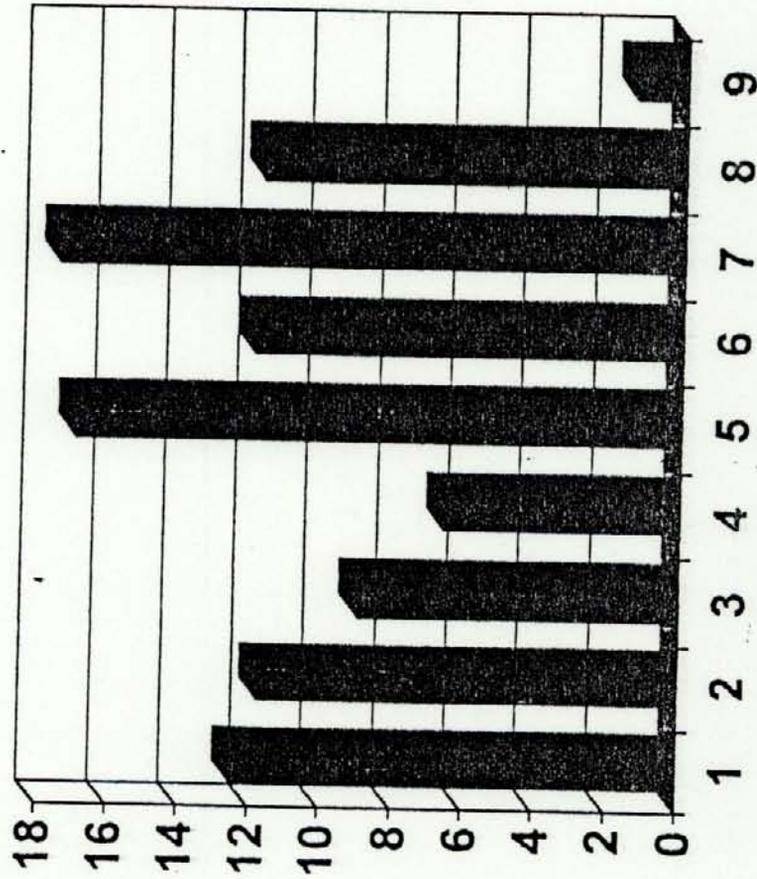
DISPOSICION		PUNTO		CALIENTE		DIRECCION	
POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.	POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.
TERNAS	ACCESO No	CTA-CTES	AI SLADORES	TERNAS	ACCESO No	CTA-CTES	AI SLADORES
ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS	ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS
PORTICO	X	CONECTORES		PORTICO	X	CONECTORES	
POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.	POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.
TERNAS	ACCESO Si	CTA-CTES	AI SLADORES	TERNAS	ACCESO Si	CTA-CTES	AI SLADORES
ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS	ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS
PORTICO		CONECTORES		PORTICO		CONECTORES	
POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.	POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.
TERNAS	ACCESO Si	CTA-CTES	AI SLADORES	TERNAS	ACCESO Si	CTA-CTES	AI SLADORES
ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS	ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS
PORTICO		CONECTORES		PORTICO		CONECTORES	
POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.	POSTE NUMERO	PODAS	SECCIONADOR	COPAS SUB.
TERNAS	ACCESO Si	CTA-CTES	AI SLADORES	TERNAS	ACCESO Si	CTA-CTES	AI SLADORES
ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS	ESTRUCTURA		PUENTES	BARRAS
PORTICO		CONECTORES		PORTICO		CONECTORES	

Fase 1 y 2
 Servicio adios de buses
 Portivo de Subida de B
 S/E sudadora. Pto
 Fase 5.
 Av. Enriquez Zarora 11-10
 No. Aguilón para cables
 File Aguada de Victoria
 Fase T
 Z.T. conable, D. S. de
 File File a post. 11-10
 Estadio.
 casa de San Francisco
 Pontillo G. R. Troncoso
 CC AAA post.
 P. S. S.

DIATHEP

Durando Pto
 cables

TRABAJOS TÍPICOS MANTENIMIENTO LINEAS ENERGIZADAS HISTOGRAMA DE FRECUENCIA



- 1.- CORTA CIRCUITO
- 2.- PUENTE
- 3.- SECCIONADOR
- 4.- PARRAYO
- 5.- CRUCETA SENCILLA
- 6.- CRUCETA DOBLE
- 7.- AISLADOR ESPIGA
- 8.- AISLADOR SUSPENS.
- 9.- POSTE

■ TAREAS

ELEDCCIDENTE UNIDAD DE OPER. MANTTO. ESPECIAL. OPTO. MANTTO. ESPECIAL.		CONTROL DIARIO DE ACTIVIDADES	
FECHA / SEMANA DEL ACTIVIDAD	DISTRITO / S/E CIRCUITO	CAPACIDAD AMPERIOS / CUADRILLA No CC - TO (OT)	
EQUIPO PARTICIPANTE	PERSONAL PARTICIPANTE	ACTIVIDAD PROGRAMADA	
CAMION CESTA () SI NO PLACA () PLATAFORMA () TRAILER () VEHICULO AUX () SIERRA HIDRA () OTROS ()	V S F 1. HUGO TOVAR () 2. FRANKLIN LOPEZ () 3. ROBERT LOPEZ () 4. JOSE CORTEZ () 5. RAMON TOVAR () 6. JORGE QUEVEDO ()	1. PROGRAMACION HABITUAL () 2. DIAGNOSTICO VISUAL Y THERM () 3. MANTO DE EQUIPO () 4. C.O.D. () 5. DISTRITO () 6. FRIO () 7. TRASLADO ()	
UBICACION SITIO DE TRABAJO	DESCRIP. DEL TRABAJO REALIZADO	MATERIAL UTILIZADO	
		1. CTACORRIENTE () 2. SECCIONADOR () 3. FUSIBLE () 4. CRUCETA () 5. ABRAZADERA () 6. PUENTES () 7. CONECTOR () 8. PODAS () 9. POSTE () 10. PARABRAYO () 11. AISLADOR DE ESP () 12. AISLADOR DE SUP () 13. MORDAZA () 14. PALILLO () 15. PLETINA () 16. TERMINALES ()	
EVALUACION			
HORA DE SALIDA	UNIDAD PIE DE OBR.	FIN DE ACTIVIDAD	
PREP. DE EQUIP.	TIEMPO EN CESTA	HRS. PERD. POR LLUVIA	
EQUIP. LISTO	TIEM. FUER. CESTA	HRS. PERD. POR VEH.	
OBSERVACIONES:		HRS. PERD. POR MAT.	
CAPORAL DE CUADRILLA:		TEC. SUPERVISOR :	
		CTADACT1	

ANEXO B

ANEXO B ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

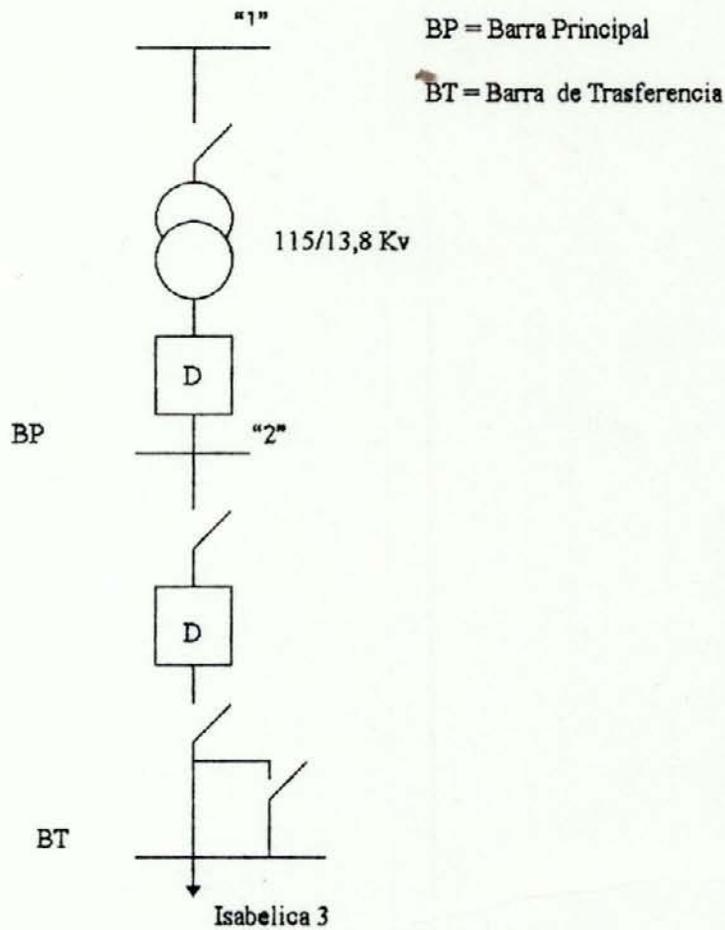
ELEMENTO	TIPO DE MANTENIMIENTO	FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO
PARARRAYO	Inspección visual para verificar el estado de las conexiones, si se encuentran flojas, rotas, o corrotas, verificación de la porcelana, se recomienda realizar las pruebas de fp para determinar el estado que presenta el alimentador.	Semestral(Cada 6 mese).
SECCIONADOR	Verificar el estado de los contactos, limpiarse con el objeto de eliminar la posibilidad de un falso contacto, verificar las operaciones de apertura y cierre. En los seccionadores de aceite realizar prueba de rigidez eléctrica para determinar el estado del mismo.	Semestral
RECONNECTADOR	Inspección visual, ajustes y reparaciones menores como: Verificar el estado de carcasa, pintar para evitar la corrosión de la carcasa, revisar el estado de los aisladores, anotar la lectura del contador, revisar las empacaduras y conexiones para verificar que no se presenten fugas.	Semestral
RECONNECTADOR	Prueba de rigidez dieléctrica, prueba del nivel de soporte de aislamiento, Prueba de accesorio de disparo para fallas a tierra	Cada tres años si no se ha cumplido su ciclo de trabajo completo=248 interrupciones de fallas
AISLADORES	Inspección visual para verificar que estos se encuentren limpios, libres de polvo, Verificar las conexiones flojas ya que estas produce puntos calientes, constatar la superficie de la misma ya que si están agrietados deben de ser cambiados	semestral
INTERRUPTOR	Inspección rutinaria, limpiezas y reparaciones menores; también se debe efectuar operaciones de cierre y apertura a fin de chequear los mecanismos de cierre y disparo.	Semestral
LÍNEAS	Inspección visual para verificar que no existan puntos calientes progresivos, conectores flojos, amarres flojos, etc., que no hayan objetos que perturben la línea	Mensual
TRANSFORMADOR	Inspección rutinaria para verificar el estado de la cuba(Si presenta conexiones flojas y fugas, observar que la conexión de puesta a tierra este en buen estado y que el Bushing no presente deterioros físicos, también se deben chequear los siguientes valores : lectura del amperaje(Para evitar el sobrecalentamiento) lectura del voltaje, nivel del líquido dieléctrico, temperatura.	Semestral

POSTES Y CRUCETAS	Inspección visual para verificar el nivel de corrosión de los mismos y reparaciones rutinarias de sus partes mecánicas.	Semestral
CONECTOR Y PUENTE	Inspección visual para verificar que no exista conexiones flojas o fugas que puedan ser vistas como falla de cc, revisar el calentamiento de los mismos con prueba de termografía	Mensual
TERMOGRAFÍA	Para prevenir posibles fallas en la instalaciones que puedan ser ocasionadas por puntos normalmente calientes, contacto dañados o desgastados, producidos por conexiones flojas o sobrecargas de ciertos puntos en los equipos tales como: terminales, líneas u otros	Mensual

ANEXO C

ANEXO C

CALCULO DE LA IMPEDANCIA DEL SISTEMA



Para hacer el cálculo de las impedancias vistas hacia la fuente se usan las siguientes expresiones:

$$Z_{af}^+ = \frac{V}{I_{cc3\phi}} \quad (1)$$

$$Z_{af}^+ = Z_{af}^- \quad (2)$$

$$Z_{nt}^0 = \frac{3V}{I_{cc1\phi}} - 2Z_{nt}^+ \quad (3)$$

Para el cálculo de la impedancia equivalente del transformador tenemos:

$Z_t(\%)$ Se traslada al sistema pu, dependiendo si esta en su propia base o si se tiene que usar una base nueva,

$$Z_{T(011)} = Z_{T(011)} \left(\frac{\text{MVA base}}{\text{MVA base del traf.}} \right) \left(\frac{\text{KV sistema}}{\text{KV base}} \right)^2$$

Después de hacer las consideraciones anteriores, se realiza el calculo de la impedancia vista por el sistema.

BASES: 100MVA
115KV

$$I_{cc} = 3\phi_{(01)} = 41,31 \quad \underline{-84,33}$$

$$I_{cc} = 1\phi_{(01)} = 40,13 \quad \underline{-87,73}$$

$$Z_1^+ = \frac{1 \ 0^\circ}{41,31 - 84,33} = 0,0242 \quad 84,33 = 0,0024 + j \ 0,0241$$

Otra forma

$$Z_{cc} = \frac{V^2}{\text{MVA}_{cc}} = \frac{(115\text{KV})^2}{4132,64} = 3,2001; \quad Z_{base} = \frac{(115\text{KV})^2}{100\text{MVA}} = 132,25$$

$$Z_{cc(01)} = \frac{3,2001}{132,25} = 0,0242$$

$$I_{base} = \frac{MVA \text{ base}}{\sqrt{3} V_{base}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 115 \text{ KV}} = 0,502 \text{ KA}$$

$$I_{cc \ 3\phi} (A) = I_{base} \times I_{(o1)} = 0,502 \text{ KA} \times 41,33$$

$$I_{cc \ 3\phi} (A) = 20747,6 \text{ Amps} \quad \text{en el punto "1"}$$

$$MVA_{cc \ 3\phi} = I_{cc \ 3\phi} \times \sqrt{3} 115 \text{ KV} = 207476 \text{ KA} \times \sqrt{3} 115 \text{ KV}$$

$$MVA_{cc \ 3\phi} = 4132,6 \text{ MVA}_{cc} \text{ en el punto "1"}$$

Impedancia del transformador

$$Z_T = 8,42\% \text{ en su propia base } 30 \text{ MVA}$$

$$Z_T = 0,0842_{(o1)} \text{ en su propia base}$$

$$Z_{T(o1)} = Z_{(o1)} \left(\frac{MVA \text{ base}}{MVA \text{ Transf.}} \right) \left(\frac{KV \text{ Transf.}}{KV \text{ Base}} \right)^2$$

Base nueva

$$Z_{T(o1)} = 0,0842 \left(\frac{100 \text{ MVA}}{30 \text{ MVA}} \right) \left(\frac{115 \text{ KV.}}{115 \text{ KV}} \right)^2$$

Base nueva

$$Z_{T(o1)} = 0,2807$$

Base nueva

Tomando en consideración el $X/R = 24,5$; se tiene

$$X = 24,5 R$$

$$Z_T = \sqrt{R^2 + X^2} \Rightarrow Z_T = \sqrt{R^2 + (24,5)^2 R^2} \Rightarrow Z_T = \sqrt{(1 + 600,25)R^2}$$

$$Z_T = 24,52 R \Rightarrow \frac{0,2807}{24,52} = R \Rightarrow R = 0,0114$$

$$X = 24,5 \times 0,0114$$

$$X = 0,2805$$

$$Z_T = 0,0114 + j0,2805$$

Impedancia en el punto "2"

$$Z_2 = Z_{1''} + Z_T$$

$$Z_2 = (0,0024 + j0,0241) + (0,0114 + j0,2805)$$

$$Z_2 = 0,0138 + j0,3046 \quad \text{o} \quad Z_2 = 0,3049 \angle 87,4$$

$$I_{cc\ 3\phi} = \frac{1,0}{Z_2^+} = \frac{1,0}{0,3049 \angle 87,4}$$

$$I_{cc\ 3\phi(0,1)} = 3,2798 \angle -87,4$$

$$I_{base} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 13,8 \text{ KV}}$$

$$I_{cc\ 3\phi}(A) = 3,2798 \cdot 4.183,69 \text{ A}$$

$$I_{cc\ 3\phi}(A) = 13721,69$$

$$MV_{Acc} = 13721,69 \text{ Amp} \times \sqrt{3} \times 13,8 \text{ KV}$$

$$MV_{Acc\ 3\phi} = 327,98 \text{ MVA}$$

Cálculo de los MVAcc 1 ϕ

$$I_{cc\ 1\phi}(A) = 40,13 - 83,73$$

$$I_{base} = \frac{MVA\ base}{\sqrt{3} V_{base}} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} 115 \text{ KV}} = 0,502 \text{ KA}$$

$$I_{cc\ 1\phi}(A) = 40,13 \times 0,502 \text{ KA}$$

$$I_{cc\ 1\phi}(A) = 20,1453 \text{ KA}$$

$$Z_1^0 = \frac{3 \cdot 0}{40,13 - 83,73} - 2(0,0024 + j0,0241)$$

$$Z_1^0 = 0,008164 + j0,0743 - (0,0048 + j0,0482)$$

$$Z_1^0 = 0,003364 + j0,0261$$

Impedancia de sec(0) del transformador

$$Z_T^0 = 0,01026 + j0,2524$$

$$Z_2^0 = Z_1^0 + Z_T^0$$

$$Z_2^0 = (0,003364 + j0,0261) + (0,01026 + j0,2524)$$

$$Z_2^0 = 0,013624 + j0,2785 \quad \text{o} \quad Z_2^0 = 0,2788 \angle 87,20^\circ$$

$$I_{cc1\phi(0)} = \frac{3 \cdot 0}{0,041224 + j0,3046 + (0,013624 + j0,2785)}$$

$$I_{cc1\phi(0)} = \frac{3 \cdot 0}{0,041224 + j0,8877} = \frac{3 \cdot 0}{0,8886 \angle 87,34^\circ}$$

$$I_{cc1\phi(0)} = 3,37609 \angle -87,34^\circ$$

$$I_{base \text{ en el punto } 2} = \frac{100 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ KV}} = 4183,697$$

$$I_{cc1\phi(A)} = 3,37609 \times 4183,697 = 14124,54 \text{ A}$$

$$MVA_{cc1\phi} = 14124,54 \text{ A} \times \sqrt{3} \cdot 13,8 \text{ KV}$$

$$MVA_{cc1\phi} = 326,27 \text{ MVA}$$

ANEXO D

ALIMENTADOR NO. 45 ISABELICA III S/E CARDENERA
 VOLTAJE LINEA A LINEA 13.80 KV
 TENSION EN LA BARRA 105 %
 NEUTRO NO

MVA DE CORTOCIRCUITO EN LA S/E : 327.97

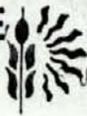
IMPEDANCIA DE FALLA : CERO

SECC/ NODO	FASES	LONGITUD	CONDUCTOR	IMPED.(+/-)		IMPED.(0)		CORRIENTES DE FALLAS EN (KA)					
				R	X	R	X	3 FASES	FASE-FASE	2F.-TIERRA	1F.-TIERRA		
2200.....3		.050	3C500CU5	.004	.006	.013	-.005						
2200								14.2351	12.3279	14.2075	14.1790		
2201.....3		.440	3C500CU5	.037	.049	.116	-.041						
2201								12.8800	11.1544	12.6757	12.4465		
2202.....3		.300	4/0 ARV	.085	.126	.138	.563						
2202								10.4405	9.0417	9.8928	9.0768		
2203.....3		.400	4/0 ARV	.113	.168	.184	.750						
2203								8.3347	7.2181	7.6670	6.3812		
2204.....3		1.000	4/0 ARV	.282	.420	.460	1.875						
2204								5.5407	4.7984	4.9679	3.6520		
2205.....3		.500	4/0 ARV	.141	.210	.230	.938						
2205								4.7454	4.1096	4.2545	3.0082		
2206.....3		.500	4/0 ARV	.141	.210	.230	.938						
2206								4.1497	3.5937	3.7106	2.5572		
2207.....3		.480	4/0 ARV	.135	.202	.221	.900						
2207								3.7034	3.2072	3.3056	2.2355		
2208.....3		.550	4/0 ARV	.155	.231	.253	1.031						
2208								3.2971	2.8553	2.9385	1.9538		
COMENZANDO EN EL NODO 2205													
2209.....3		.460	4/0 ARV	.130	.193	.212	.863						
2209								4.1918	3.6302	3.7489	2.5883		
2210.....3		.770	4/0 ARV	.217	.324	.354	1.444						
2210								3.5069	3.0371	3.1279	2.0980		
2211.....3		.700	4/0 ARV	.197	.294	.322	1.313						
2211								3.0534	2.6443	2.7190	1.7898		
COMENZANDO EN EL NODO 2203													
2212.....3		1.000	4/0 ARV	.282	.420	.460	1.875						
2212								5.5407	4.7984	4.9679	3.6520		
2213.....3		.200	4/0 ARV	.056	.084	.092	.375						
2213								5.1926	4.4969	4.6658	3.3640		
2214.....3		.350	4/0 ARV	.099	.147	.161	.656						
2214								4.6782	4.0514	4.1930	2.9560		
2215.....3		.750	1C1/0AL7	.470	.096	.603	-.058						
2215								3.8612	3.3439	3.4964	2.6719		

COMENZANDO EN EL NODO 2213

SECC/ NODO	FASES	LONGITUD	CONDUCTOR	IMPED.(+/-)		IMPED.(0)		CORRIENTES DE FALLAS EN (KA)					
				R	X	R	X	3 FASES	FASE-FASE	2F.-TIERRA	1F.-TIERRA		
2216.....3 2216		.310	4/0 ARV	.087	.130	.143	.581						
								4.7318	4.0978	4.2421	2.9976		
	COMENZANDO EN EL NODO 2212												
2217.....3 2217		.380	4/0 ARV	.107	.160	.175	.713						
2219.....3 2219		.230	4/0 ARV	.065	.097	.106	.431	4.9147	4.2562	4.4099	3.1411		
								4.6001	3.9838	4.1215	2.8958		
	COMENZANDO EN EL NODO 2217												
2220.....3 2220		.350	2 ARV	.314	.163	.377	.672						
								4.1356	3.5816	3.7154	2.6746		
	COMENZANDO EN EL NODO 0												
2218.....3 2218		.700	2 ARV	.629	.325	.753	1.343						
								3.5506	3.0749	3.1937	2.3223		

FIN DEL ALIMENTADOR



ALIMENTADOR	MAXIMA CAIDA DE TENSION		MAXIMA CARGA EN CONDUCTOR		PERDIDA TOTAL	DEMANDA
	SECCION	PORCENTAJE	SECCION	PORCENTAJE	(KVA)	(KVA)
45 ISABELICA III S/E CARDENERA	2208	1.93	2202	49.99	84.29	4767.39
DEMANDA TOTAL CALCULADA						4767.39

EL OCCIDENTE

ISABELICA III S/E CARDENERA

VOLTAJE LINEA A LINEA 80 KV
 FACTOR DE POTENCIA %
 TENSION EN BARRA 105. %



DEMANDA 4767. KVA 4129. KW 2383. KVAR

/ KVA S PRESENT	CONEC	C A R G A S		LONGIT KM	C O N D U C T O R		IMPEDANCIA		CARGA/SECCION		PCT DE CAIDA		% KVLL	PERD./SECC.		CORRIENTE AMPS
		KW	KVAR		TIPO	% CARGA	RESIS	REACT	KW	KVAR	SECC.	ACUM.		KW	KVAR	
0	3	FASE	0.	.050	3C500C5	39.58	.004	.006	4129.	2383.	.02	.02	104.98	.5	.6	190.0
0	3	FASE	0.	.440	3C500C5	39.58	.037	.049	4129.	2382.	.14	.15	104.85	4.0	5.3	190.0
200	3	FASE	106.	.300	4/0 ARV	49.99	.085	.126	4125.	2377.	.33	.48	104.52	9.2	13.7	190.0
25	3	FASE	13.	.400	4/0 ARV	48.71	.113	.168	4010.	2303.	.42	.90	104.10	11.6	17.3	185.1
0	3	FASE	0.	1.000	4/0 ARV	20.00	.282	.420	1641.	940.	.43	1.34	103.66	4.9	7.3	76.0
270	3	FASE	142.	.500	4/0 ARV	20.00	.141	.210	1636.	932.	.22	1.55	103.45	2.4	3.6	76.0
295	3	FASE	156.	.500	4/0 ARV	17.45	.141	.210	1425.	811.	.19	1.74	103.26	1.9	2.8	66.3
2100	3	FASE	1108.	.480	4/0 ARV	15.54	.135	.202	1267.	720.	.16	1.90	103.10	1.4	2.1	59.1
300	3	FASE	158.	.550	4/0 ARV	1.94	.155	.231	158.	90.	.02	1.93	103.07	.0	.0	7.4
COMENZANDO EN EL NODO 2205																
0	3	FASE	0.	.460	4/0 ARV	.81	.130	.193	66.	37.	.01	1.56	103.44	.0	.0	3.1
125	3	FASE	66.	.770	4/0 ARV	.81	.217	.324	66.	37.	.01	1.57	103.43	.0	.0	3.1
0	3	FASE	0.	.700	4/0 ARV	.00	.197	.294	0.	0.	.00	1.57	103.43	.0	.0	.0
COMENZANDO EN EL NODO 2203																
790	3	FASE	417.	1.000	4/0 ARV	28.56	.282	.420	2345.	1339.	.62	1.52	103.48	10.0	14.8	108.5
355	3	FASE	187.	.200	4/0 ARV	10.09	.056	.084	825.	468.	.04	1.57	103.43	.2	.4	38.3
645	3	FASE	340.	.350	4/0 ARV	7.80	.099	.147	638.	361.	.06	1.62	103.38	.3	.4	29.6
562	3	FASE	297.	.750	1C1/0AL7	8.37	.470	.096	297.	168.	.08	1.70	103.30	.3	.1	13.8
COMENZANDO EN EL NODO 2213																
0	3	FASE	0.	.310	4/0 ARV	.00	.087	.130	0.	0.	.00	1.57	103.43	.0	.0	.0
COMENZANDO EN EL NODO 2212																
0	3	FASE	0.	.380	4/0 ARV	13.37	.107	.160	1093.	620.	.11	1.63	103.37	.8	1.2	50.8



DEMANDA 4767. KVA 4129. KW 2383. KVAR

C/	KVA CONEC	C A R G A S		LONGIT	C O N D U C T O' R		IMPEDANCIA		CARGA/SECCION		PCT DE CAIDA	% KVLL	PERD./SECC.		CORRIENTE
		KW	KVAR		KM	TIPO	% CARGA	RESIS	REACT	KW			KVAR	SECC. ACUM.	
7	1735	915.	519.												
93	FASE230	4/0	ARV	1.19	.065	.097	98.	55.	.01	1.64	103.36	.0 .0 4.5
9	185	98.	55.												
COMENZANDO EN EL NODO 2217															
03	FASE350	2	ARV	2.05	.314	.163	79.	45.	.02	1.65	103.35	.0 .0 3.7
0	150	79.	45.												
COMENZANDO EN EL NODO 2217															
83	FASE700	2	ARV	.00	.629	.325	0.	0.	.00	1.63	103.37	.0 .0 .0
8	0	0.	0.												

PERDIDAS TOTALES EN EL ALIMENTADOR 47.5 69.6



ALIMENTADOR

(F.U.) (F.P.)

KVA CONECTADOS

DEMANDA TOTAL
KVA

CARGAS PUNTALES
F.DIV KVA

DEMANDA ESPECIAL
KVA

S ISABELICA III S/E CARDENERA

.606

.870

7737.50

4691.59

1.00

.00

.00



ALIMENTADOR NO. 45 : ISABELICA III S/E CARDENERA
 VOLTAJE LINEA LINEA 13.80 KV
 FACTOR DE POTENCIA 87.00 %
 TENSION EN LA BARRA 105 %
 AMPERIOS POR FASE 190. 190. 190. AMP

NODOS	KVA CONECTADOS	DEMANDAS LOCALIZADAS			CARGAS PUNTUALES			DEMANDAS ESPECIALES		
		KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR	KVA	KW	KVAR
2218	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2220	150.00	90.95	79.13	44.84	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2219	185.00	112.17	97.59	55.31	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2217	1735.00	1052.01	915.25	518.69	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2216	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2215	562.50	341.07	296.73	168.16	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2214	645.00	391.09	340.25	192.83	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2213	355.00	215.25	187.27	106.13	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2212	790.00	479.01	416.74	236.18	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2211	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2210	125.00	75.79	65.94	37.37	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2209	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2208	300.00	181.90	158.26	89.69	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2207	2100.00	1273.32	1107.79	627.81	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2206	295.00	178.87	155.62	88.19	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2205	270.00	163.71	142.43	80.72	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2204	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2203	25.00	15.16	13.19	7.47	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2202	200.00	121.27	105.50	59.79	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2201	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
2200	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00
TOTALES	7737.50	4691.59	4081.68	2313.20	.00	.00	.00	.00	.00	.00

F.P. CARGAS LOCALIZADAS .870 FACTOR DE UTILIZACION .606 F. DIV DE LAS CARGAS PUNTUALES 1.00

**NIVELES DE CORTOCIRCUITO (1997)
EN BARRAS DE 34,5 KV O EN 13,8 KV.**

(no se considera riesgo corre de barras)

SUBESTACION	TRANSF. # 1	TRANSF. # 2	TRANSF. # 3	TRANSF. # 4
CARABOBO 115/13,8 KV	icc3 = 8106.90 icc2 = 7020.85 icc1 = 8115.74 iccmín = 5673.2 X/R = 24.9	icc3 = 8106.90 icc2 = 7020.85 icc1 = 8115.74 iccmín = 5673.2 X/R = 24.9	icc3 = 13756.12 icc2 = 11915.26 icc1 = 13784.44 iccmín = 8769.5 X/R = 23.1	icc3 = 13651.39 icc2 = 11824.53 icc1 = 13679.28 iccmín = 6766.2 X/R = 23.2
PLANTA DEL ESTE 115/13,8 KV	icc3 = 8204.66 icc2 = 7106.29 icc1 = 8208.69 iccmín = 5603.69 X/R = 24.8	icc3 = 8204.66 icc2 = 7106.29 icc1 = 8208.69 iccmín = 5603.69 X/R = 24.8	icc3 = 11319.96 icc2 = 9804.97 icc1 = 11327.60 iccmín = 6389.03 X/R = 23.7	icc3 = 11360.94 icc2 = 9840.48 icc1 = 11388.64 iccmín = 6396.74 X/R = 23.7
CARDENERA 115/34,5 KV	---	---	icc3 = 4716.30 icc2 = 4084.78 icc1 = 4737.12 iccmín = 4567.22 X/R = 25.00	icc3 = 4716.03 icc2 = 4123.52 icc1 = 4782.24 iccmín = 4607.97 X/R = 25.00
CARDENERA 115/13,8 KV	icc3 = 13724.72 icc2 = 11887.12 icc1 = 13795.29 iccmín = 6779.53 X/R = 24.5	icc3 = 13709.73 icc2 = 11874.13 icc1 = 13780.14 iccmín = 529.93 X/R = 24.5	---	---
GUAPARO 115/34,5 KV	icc3 = 5176.29 icc2 = 4483.10 icc1 = 4869.26 iccmín = 4632.65 X/R = 12.8	---	---	---
GUAPARO 115/13,8 KV	icc3 = 12641.22 icc2 = 10948.33 icc1 = 11907.94 iccmín = 6360.33 X/R = 12.90	icc3 = 12641.22 icc2 = 10948.33 icc1 = 11907.94 iccmín = 6360.33 X/R = 12.90	---	---
GUACARA I 115/34,5 KV	---	---	icc3 = 3836.16 icc2 = 3324.33 icc1 = 3821.36 iccmín = 3721.09 X/R = 22.4	icc3 = 3897.73 icc2 = 3375.95 icc1 = 3880.43 iccmín = 3775.94 X/R = 22.4
GUACARA I 115/13,8 KV	icc3 = 11266.07 icc2 = 9749.45 icc1 = 11198.37 iccmín = 6348.8 X/R = 21.7	icc3 = 11215.84 icc2 = 9714.59 icc1 = 11168.65 iccmín = 6341.15 X/R = 21.7	---	---
STA CLARA 115/34,5 KV	icc3 = 3210.94 icc2 = 2781.52 icc1 = 3166.91 iccmín = 3102.01 X/R = 19.3	---	---	---
STA CLARA 115/13,8 KV	icc3 = 9642.97 icc2 = 8353.80 icc1 = 9484.48 iccmín = 5936.2 X/R = 18.2	icc3 = 9996.18 icc2 = 8659.90 icc1 = 9825.96 iccmín = 6020.82 X/R = 18.0	---	---
BEJUMA 115/13,8 KV	icc3 = 6542.30 icc2 = 5684.22 icc1 = 5710.31 iccmín = 4375.7 X/R = 8.7	icc3 = 6598.91 icc2 = 5713.22 icc1 = 5753.33 iccmín = 4375.73 X/R = 8.7	---	---
BEJUMA 115/34,5 KV	icc3 = 2191.22 icc2 = 1897.21 icc1 = 1953.32 iccmín = 1921.9 X/R = 9.7	icc3 = 1703.43 icc2 = 1474.95 icc1 = 1656.39 iccmín = 1539.3 X/R = 11.1	---	---
YAGUARA 115/13,8 KV	icc3 = 9509.78 icc2 = 8235.16 icc1 = 9420.95 iccmín = 5943.6 X/R = 23.4	icc3 = 7160.08 icc2 = 6200.50 icc1 = 7109.68 iccmín = 5189.45 X/R = 24.4	---	---
YAGUARA 115/34,5 KV	icc3 = 7160.08 icc2 = 6200.50 icc1 = 7109.68 iccmín = 5189.45 X/R = 24.4	icc3 = 4475.78 icc2 = 3875.84 icc1 = 4426.62 iccmín = 4275.70 X/R = 22.8	---	---

AJUSTES PROTECCIONES DE RELES SOBRECORRIENTE

S/E: CARDENERA.

TR# 1 y TR# 2. BCUVA 115/13,8

UBICACION	TIPO RELE	T. C.	FASFS	TAP	CURVA	INST.
TRANSFERENCIA 138	CDGSL	1200/5	R-T	3,75	0,2	20
"	"	600/5	N	1,2	0,2	10
BECA DE VIO D105	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	Block
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
FUENTE D205	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	40
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
VALENCIA III D305	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	40
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
VALENCIA II D105	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	40
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
FABRICA D705	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	20
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
PICAZARURRIETA D805	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	20
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
CD D405	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	20
MARQUERA "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
ALPARRAYO D1005	CDG 64	400/5	R-T	5	0,2	20
" " "	CDG 64	400/5	N	1,2	0,2	10
ELECT. DE VAC 1105	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	20
* " " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
VALENC SUR 1205	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	40
" " 1205	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
ISABELICA III D 505	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	20
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10
VALENCIA I D 606	CDG 64	600/5	R-T	5	0,2	20
" " "	CDG 64	600/5	N	1,2	0,2	10

OBSERVACIONES: * Se realizó un ajuste en el relé de protección de sobrecorriente en

fecha 13-09-89.

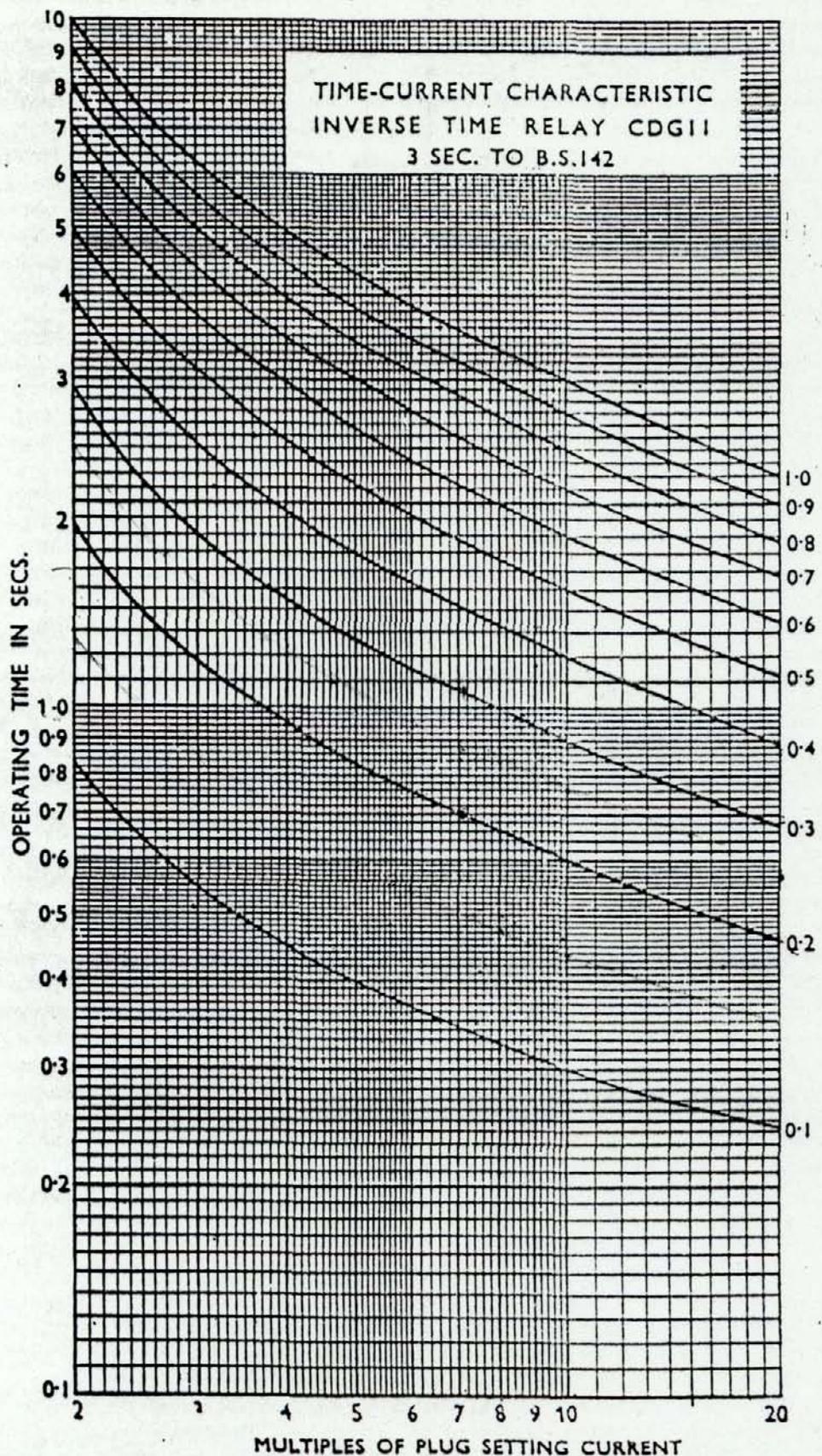
AJUSTES PROTECCIONES DE RELES SOBRECORRIENTE

S/E: CARDENERA. TR# 1 y TR# 2 30 MVA 115/13.8

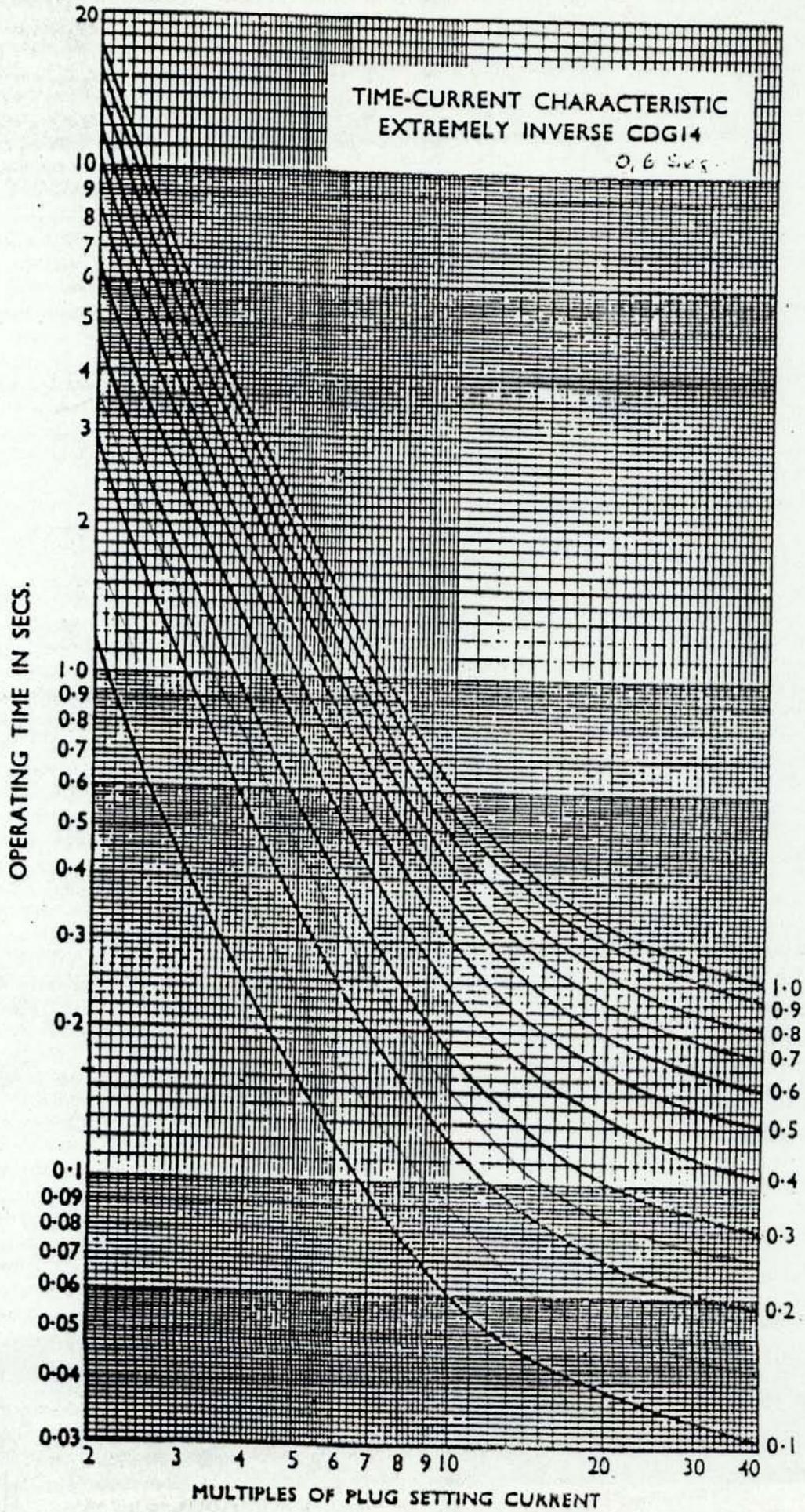
UBICACION	TIPO RELE	T. C.	FASES	TAP	CURVA	INST.
ENLACE 13,8 D120	CD631	1200/5	R-T	6	0,2	-
" "	CD631	1200/5	N	1,5	0,2	-
PRINCIPAL # 1 D18	CD631	1200/5	R-T	6	0,3	
" "	CD631	1200/5	N	1,5	0,35	
PRINCIP # 2 D280	CD631	1200/5	R-T	6	0,3	
" " "	CD631	1200/5	N	1,5	0,35	
ACTA 115 RN	BBC T4PS	200/5	R-T	EX IN	1,6"	

OBSERVACIONES:

Modificados los tap de las fases
 Solicitud de TAP=6 a TAP=5 / 3-3-95



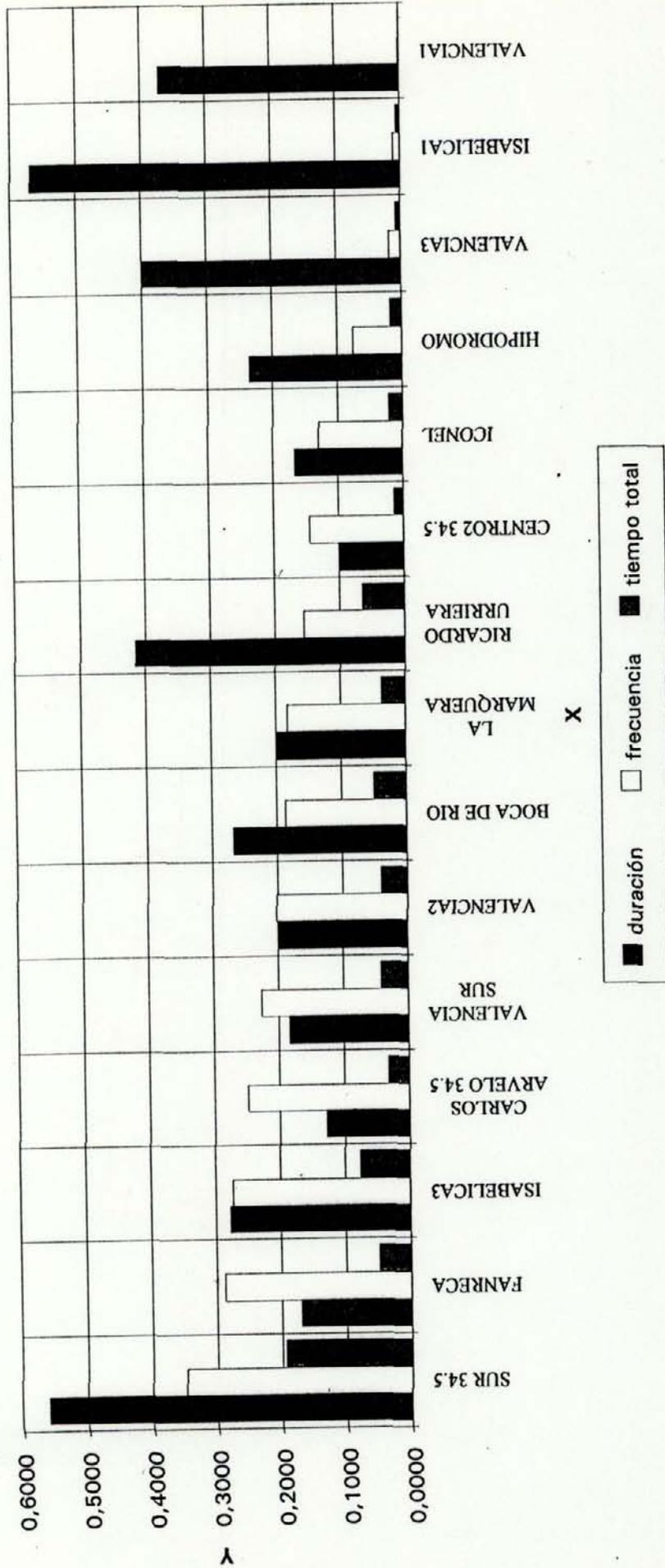
Curve reference S77398Z06.017



ELECCIDENTE Comité de Controlabilidad Instituto de Estadística y Censos		Archivó Maestro de Distribución al 31.08.96															SISTEMA		
DTTO.	CODIGO DITTO.	COD SE	S_E	COD CTO.	CIRCUITO	KVA1992	KVA1993	KVA1994	KVA1995	KVA 1996	KMS199					KMSLINEA 1996	KV	TIPO_CIR	SISTEMA
											1	2	3	4	5				
CARLOS ARVELO	5	8	GUIGUE	3	LA ADUANA	3785,00	3785,00	6200,00	8700,00	11220,00	48,60	46,40	46,40	46,40	46,60	13,8	RESIDENCIAL	DISTRIBUCION	
CARLOS ARVELO	5	8	GUIGUE	4	TIAMITA	2875,00	2875,00	4200,00	5600,00	7000,00	49,90	50,00	57,00	64,00	70,00	13,8	RESIDENCIAL	DISTRIBUCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	1	HIPODROMO	6000,00	6000,00	6000,00	6000,00	6183,00	5,00	3,50	3,32	3,32	3,60	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	2	ICONEL	5170,00	5325,00	5900,00	6500,00	7033,00	1,80	1,80	1,80	1,80	7,50	13,8	INDUSTRIAL	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	3	VALENCIAS	901,00	926,00	1200,00	1500,00	1943,00	2,20	5,00	5,00	7,00	8,80	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	4	ISABELICA3	5327,50	7500,00	7500,00	7738,00	7738,00	20,20	11,36	10,30	10,30	10,30	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	5	VALENCIA2	10247,50	3925,00	4200,00	4500,00	4927,00	14,60	17,75	16,30	19,00	22,70	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	6	VALENCIA1	100,00	100,00	100,00	100,00	178,00	5,80	3,20	3,10	3,10	3,20	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	7	FANRECA	8364,50	4977,00	0,00	0,00	7227,50	21,00	21,00	21,00	21,00	29,00	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	8	VALENCIA SUR	7525,00	7850,00	8000,00	9000,00	10100,00	13,50	17,00	21,00	26,00	33,60	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	2	9	CARDENER A	9	CENTRO2 34.5	16029,50	18659,50	25000,00	31600,00	38984,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	34,5	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	2	9	CARDENER A	10	CENTRO1 34.5					0,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	34,5	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	11	RICARDO URRIERA	10075,00	5965,00	7465,00	8965,00	10845,00	23,90	25,00	27,00	28,50	30,60	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	5	9	CARDENER A	12	CARLOS ARVELO 34.5	21901,70	0,00	18107,00	27242,00	28467,00	47,50	20,00	20,00	20,00	20,00	34,5	RESIDENCIAL	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	13	BOCA DE RIO	4652,00	7711,00	8000,00	8700,00	11335,00	14,00	14,00	16,50	19,00	22,00	13,8	URBANO	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	14	LA MARQUERA	3672,50	3620,00	4800,00	6000,00	7155,00	23,50	23,20	28,00	33,00	38,40	13,8	RESIDENCIAL	PRODUCCION	
VALENCIA SUR	1	9	CARDENER A	15	SUR 34.5	9516,00	9516,00	9846,00	10246,00	18802,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	34,5	URBANO	PRODUCCION	
GUACARA	3	10	STA. CLARA	1	HEINZ	7872,50	7872,50	9000,00	10200,00	11447,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	13,8	INDUSTRIAL	PRODUCCION	
GUACARA	3	10	STA. CLARA	2	SAN BERNARDO	6600,00	8660,00	10000,00	12000,00	15376,00	16,80	16,80	19,80	22,80	25,40	13,8	URBANO	PRODUCCION	
GUACARA	3	10	STA. CLARA	3	SAN JOAQUIN	11493,50	11493,50	11493,50	11493,50	11493,50	43,70	43,70	43,70	43,70	43,70	13,8	URBANO	PRODUCCION	
GUACARA	3	10	STA. CLARA	4	LIBERTAD	3755,00	3776,00	3776,00	3776,00	3776,00	20,10	20,10	27,00	34,00	40,10	13,8	URBANO	PRODUCCION	

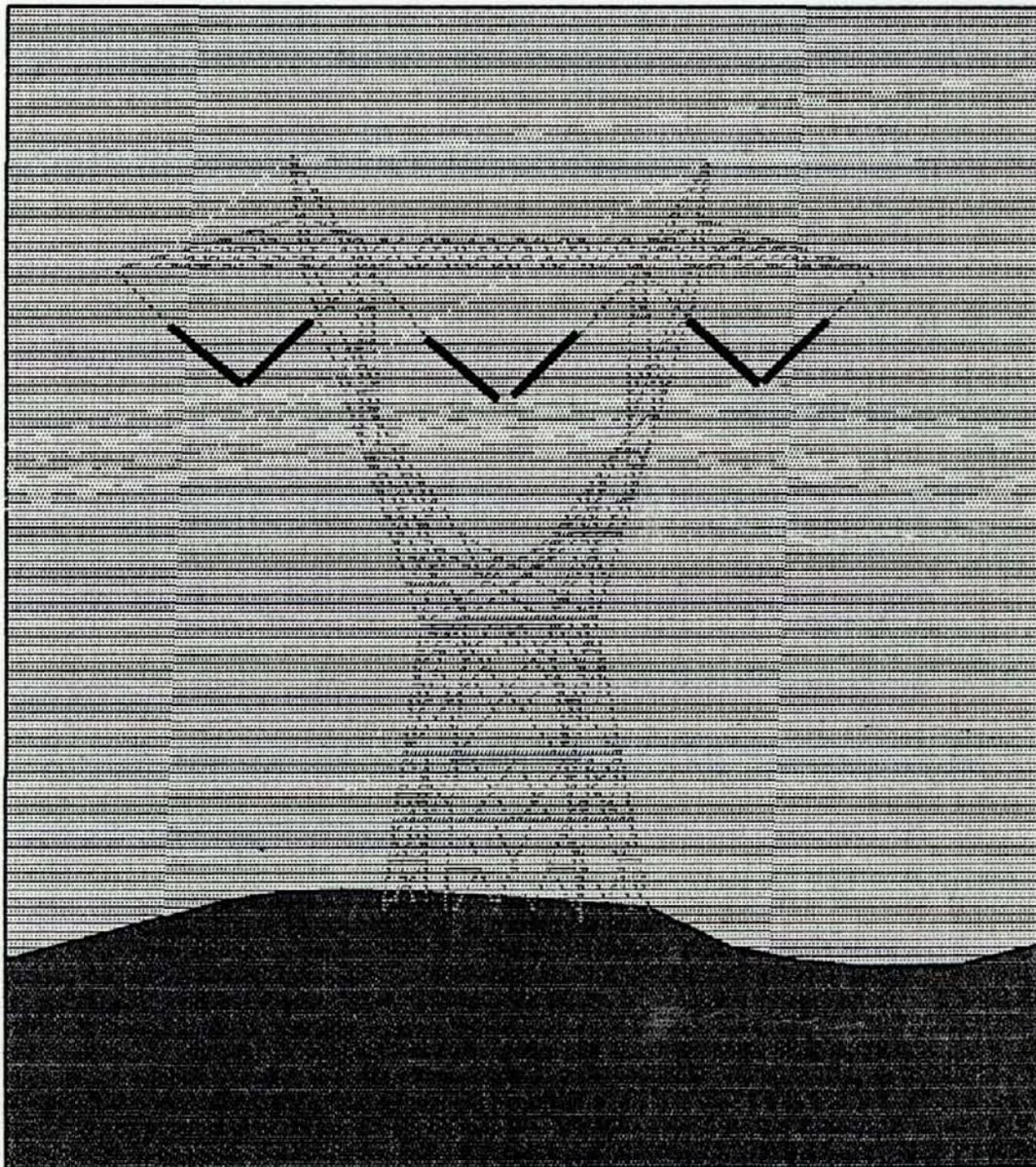
FE1	FE2	DUR1	DUR2	DTO	INT	CIRCUITO	DP	F	T
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	36	SUR 34.5	0,5592	0,3476	0,1944
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	41	FANRECA	0,1702	0,2874	0,0489
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	25	ISABELICA3	0,2780	0,2734	0,0760
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	30	CARLOS ARVELO 34.5	0,1283	0,2484	0,0319
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	31	VALENCIA SUR	0,1839	0,2263	0,0416
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	53	VALENCIA2	0,1996	0,2019	0,0403
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	25	BOCA DE RIO	0,2676	0,1868	0,0500
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	52	LA MARQUERA	0,2004	0,1825	0,0366
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	31	RICARDO URRIERA	0,4155	0,1554	0,0646
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	6	CENTRO2 34.5	0,0983	0,1450	0,0143
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	25	ICONEL	0,1668	0,1292	0,0215
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	13	HIPODROMO	0,2354	0,0756	0,0178
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	20	VALENCIA3	0,4000	0,0180	0,0072
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	1	ISABELICA1	0,5700	0,0109	0,0062
1/01/94	31/12/94	00:01	99:99	1	16	VALENCIA1	0,3713	0,0016	0,0006

cardenera 1.994, mayores de un minuto, indexado por frecuencia de mayor a menor



ANEXO E

ANEXO E
MANUAL DE USUARIO
****MANTEN****



ANEXO E

MANUAL PARA EL USUARIO: PROGRAMA MANTEN

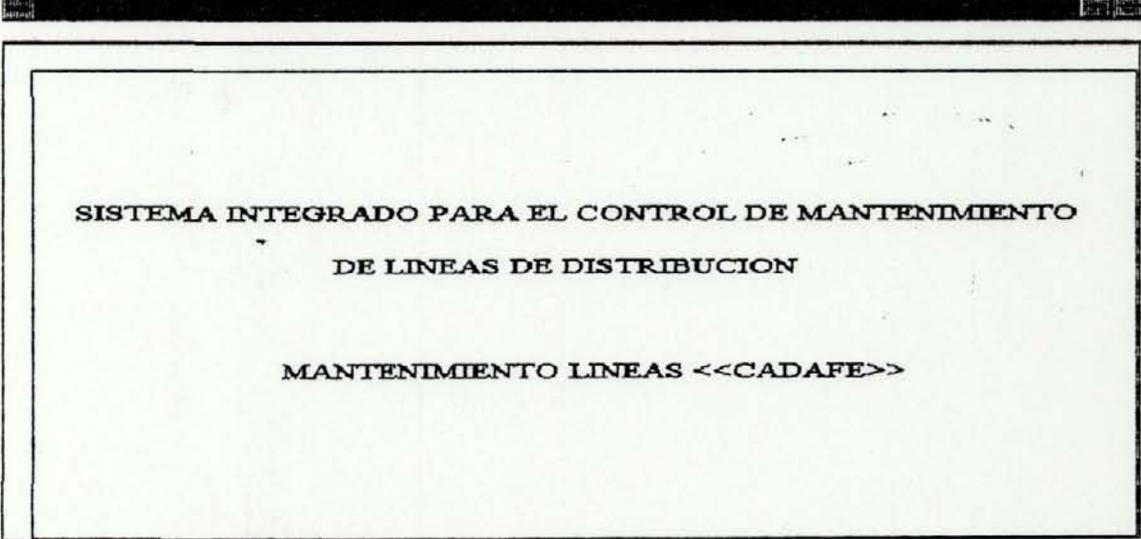
Es recomendable para el usuario de Manten, que posea poca o ninguna información sobre su funcionamiento, hacer uso de los siguientes pasos como referencia o guía.

1. Iniciación de Manten

Para el uso de Manten, el usuario primero deberá encender el computador, luego realizar las siguientes instrucciones:

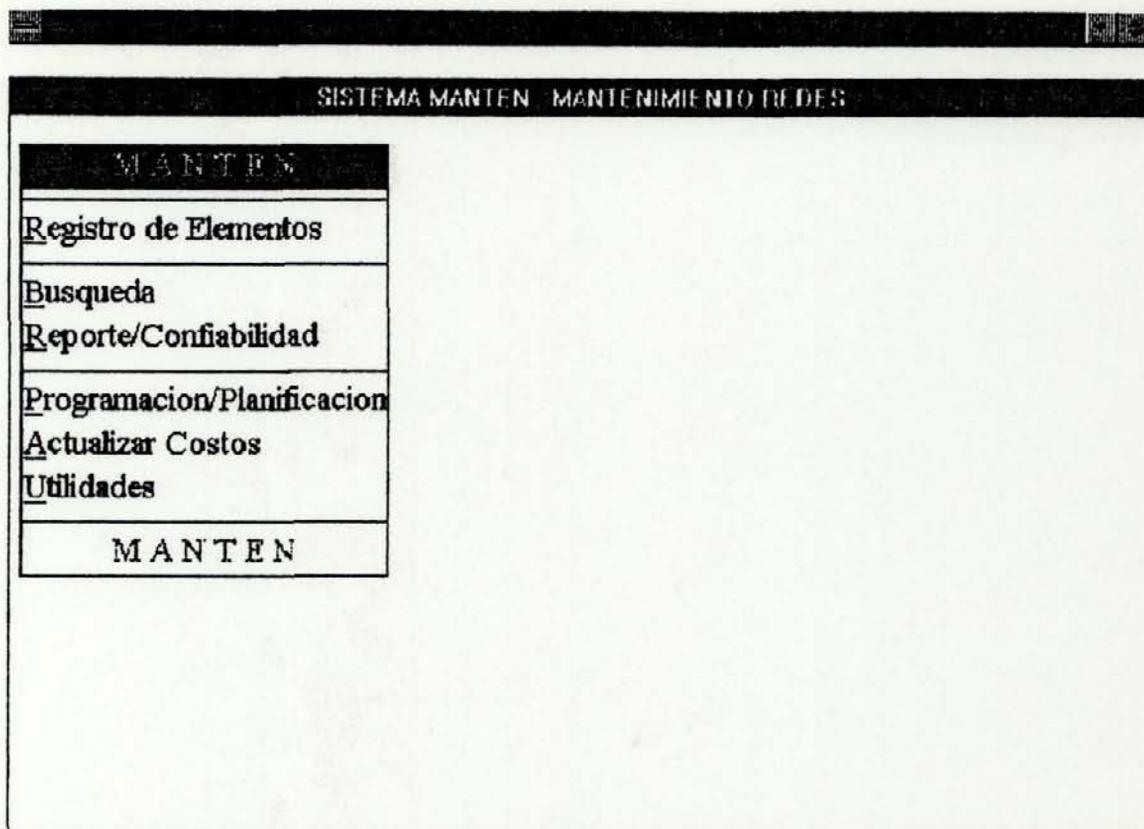
MANTEN <ENTER>

Aparece en la pantalla el siguiente mensaje:



SISTEMA INTEGRADO PARA EL CONTROL DE MANTENIMIENTO
DE LINEAS DE DISTRIBUCION
MANTENIMIENTO LINEAS <<CADAFE>>

Luego de pulsar cualquier tecla, en la pantalla del computador se mostrará la presentación del menú principal (Sistema Manten-Mantenimiento de Redes), tal como se muestra en la siguiente figura.



2. Selección de Opciones y Menues

Para seleccionar cualquier opción del menú deberá ubicar el cursor sobre el área de la opción deseada, haciendo uso de las teclas flechas de navegación (←↑→↓); y pulsar la tecla <ENTER>.

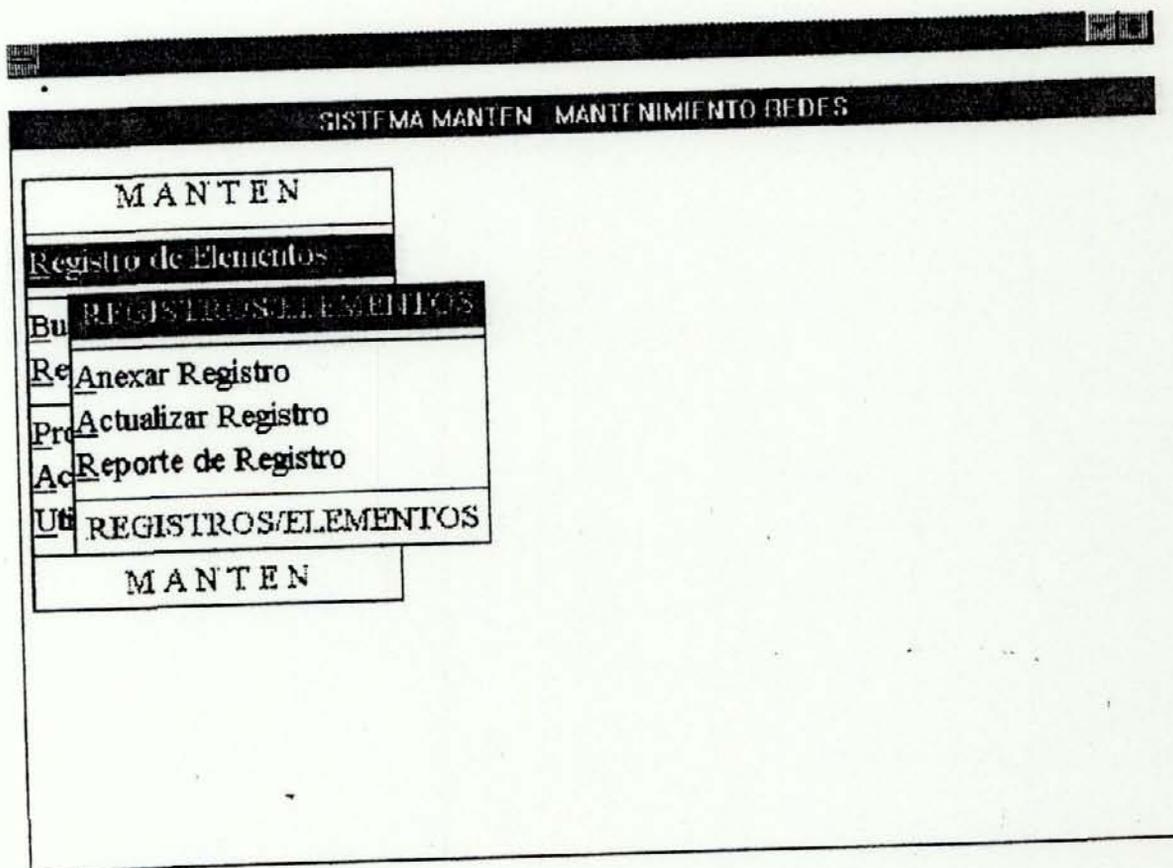
3. Entrada de Datos

Cuando aparece el menú principal el usuario tiene la disposición de seis opciones tal como se muestra en el menú principal, luego puede seleccionar, cualquiera de estas

opciones, dependiendo de lo que quiera el usuario, para retornar al menú anterior deberá pulsar la tecla <ESC>.

3.1. Registro de Elementos

Si el usuario elige esta opción se abre una ventana tal como se muestra en la siguiente figura: Esta ventana muestra las opciones del menú Registro de Elementos, a continuación se detallan las diferentes opciones de este menú.



3.1.1. Anexar Registro

Al pulsar <ENTER> en esta opción aparece en la pantalla cargar registro; donde se puede introducir los datos de la siguiente manera:

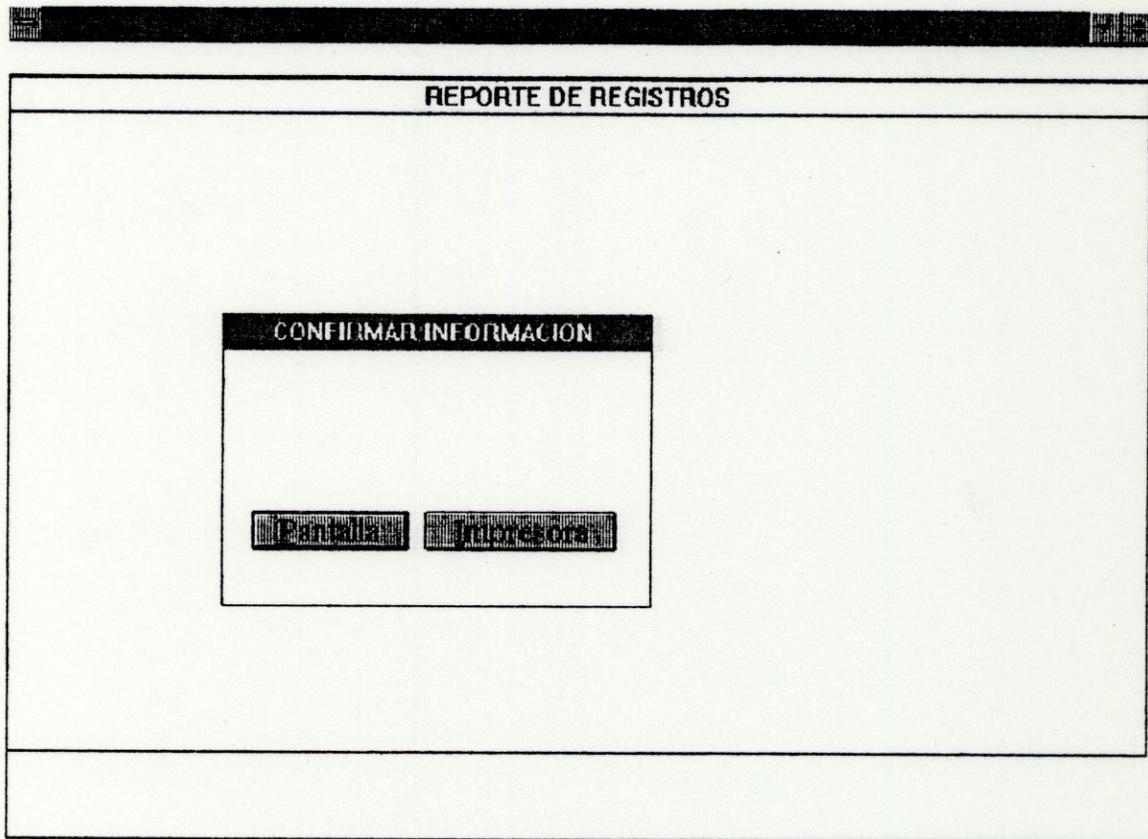
ACTUALIZAR REGISTROS

LISTA DE ELEMENTOS

▲
ABRAZADERA CON 3 TORNILLOS
AISLADOR DE PORCELANA DE ESP.
AISLADOR DE SUSPENSION DE 15 KV
AISLADOR DE SUSPENSION DE 7.5 KV
CONDUCTOR
CONECTOR A PRESION
CONECTOR A TORNILLO
CORTACORRIENTE,100 AMP,110KV
CORTACORRIENTE,200 AMP, 100KV
CRUCETA
CRUCETA DE ACERO GALV. 0.90 MTS Y 75*75*
CRUCETA DE ACERO GALV. 1.50 MTS
CRUCETA DE ACERO GALV. 1.80 MTS
CRUCETA DOBLE 3 MTS LONG.
CRUCETA SEMPLICA

3.1.3. Reporte de Registro

Cuando se elige esta opción aparece en pantalla la siguiente información



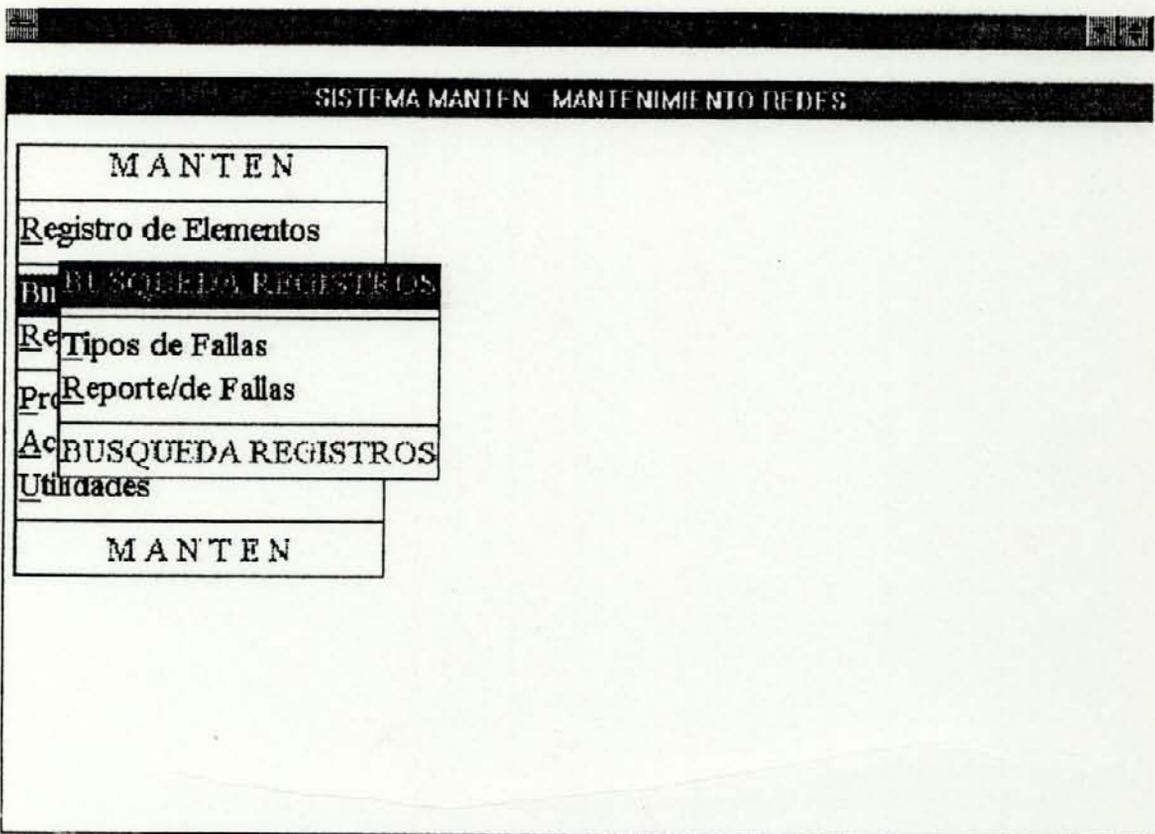
luego pulsando <ENTER> aparece en pantalla el reporte de los registros:

Tabla

REPORTE DE REGISTROS	
REPORTE DE LOS REGISTROS	
0	DE MANTENIMIENTO
0	DE LINEAS DE DISTRIBUCIONDE MANT
0	MANTENIMIENTO LINEAS <
0	MANTENIMIENTO LINEAS <
0	MANTENIMIENTO LINEAS <
1	TERMOGRAFIA
2	INSPECCION VISUAL
3	ABRAZADERA CON 3 TORNILLOS
4	CONDUCTOR

3.2. Búsqueda

Si se escoge esta opción se abre una ventana tal como se muestra en la figura



3.2.1. Tipos de fallas

Visualización de los tipos de fallas y el tiempo de la misma.

Tabla

SISTEMA MANTEN - MANTENIMIENTO REDES

MANTEN

Registro de Elementos

TOTAL MINUTOS POR Linea Ruta : 34Perd: 19.02					
Bu	FECHA	DESCR	DESCR	Hora	Dur
Re	06-01-96	CD	INST. TEMP N.	13:59	00:20
Pro	06-10-96	CD	INST. EN N ,T	13:56	00:14
Ac					
Uti					

3.2.2. Reporte de fallas

Emite por impresora un listado de los tipos de fallas, con el tiempo de duración, al iniciar el reporte se le indica al fecha inicial y la fecha final del mismo.

REPORTE POR TIPO DE FALLA	
Fecha Inicial:	01/01/1996
Fecha Final:	31/12/1996

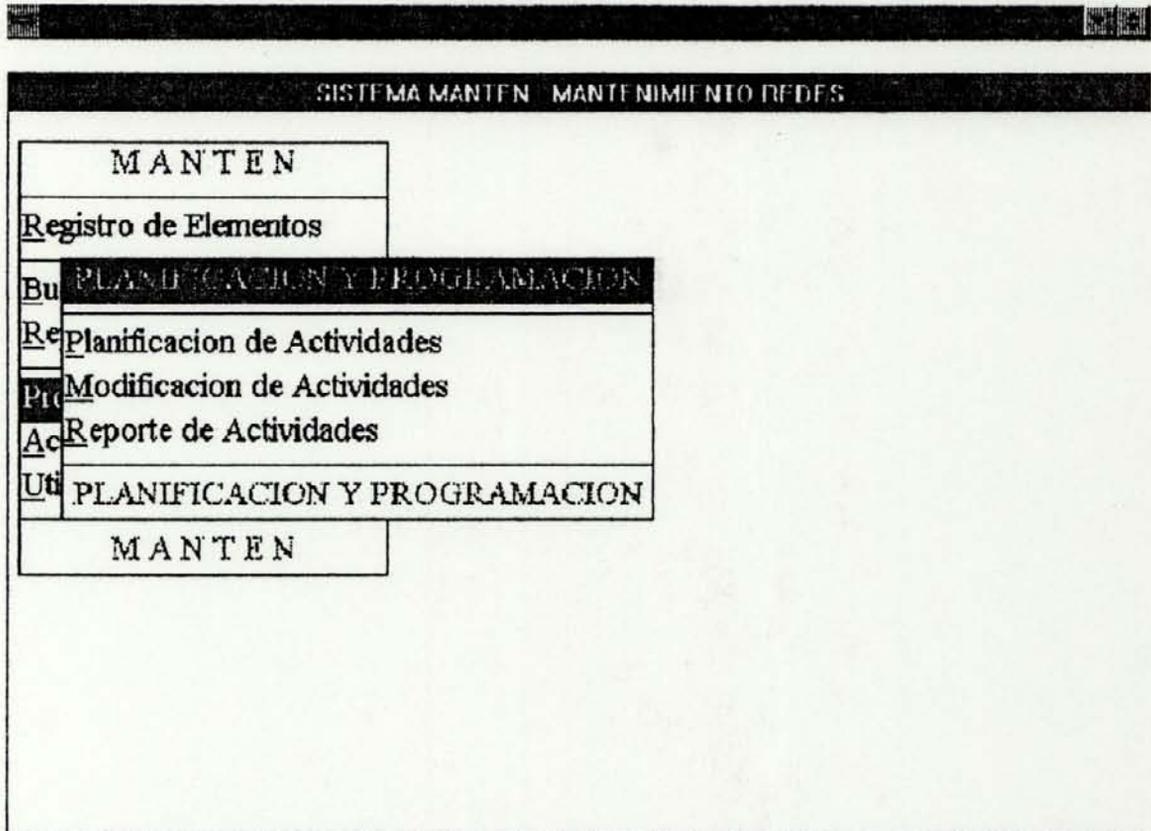
3.3. Reporte/Confiabilidad

En este reporte se mide la confiabilidad del sistema en función de los KVA de perdidas en un período determinado, para ello se requiere ingresar a la máquina los KVA instalados para ese período. Con el tiempo promedio de pérdida se calcula los KVA de interrupción.

CONFIABILIDAD DEL SISTEMA	
<div style="border: 1px solid black; padding: 2px; display: inline-block;"> Fecha Inicial: 01-01-1996 Fecha Final: 31-12-1996 </div>	
Periodo del reporte :	del 01-01-96 al 31-12-96
Total numero de interrupciones	: 38
KVA Instalados	: 1305678
KVA Interrumpidos	: 386160
KVA-Horas Interrumpidos	: 101113
Duracion promedio por interrupciones (horas):	0.26
Confiabilidad del Sistema:	70.42

3.4. Planificación y Programación

Con esta opción se abre una ventana con tres opciones, como se muestra en la figura:



3.4.1. Planificación de Actividades

Con esta opción se puede planificar la actividad que se le va a hacer a cada elemento; primero aparece en pantalla la lista de elementos, primero aparece en pantalla la lista de elementos, luego puede seleccionar cualquiera de ellos y aparece en pantalla el cuadro para para programar la actividad que se le va a realizar al elemento durante un año.

SISTEMA MANTEN MANTENIMIENTO REDES

MANTEN	
Registro de Elementos	
Bu	REPORTE DE ACTIVIDADES
Re	Listado <u>A</u> nual de Actividades
pr	Reporte <u>M</u> ensual de Actividades
Ac	Orden de Trabajo
Ut	REPORTE DE ACTIVIDADES
MANTEN	

- Listado anual de actividades

Esta opción muestra las actividades planificadas durante un período de un año (pantalla / impresora).

- Reporte mensual de actividades

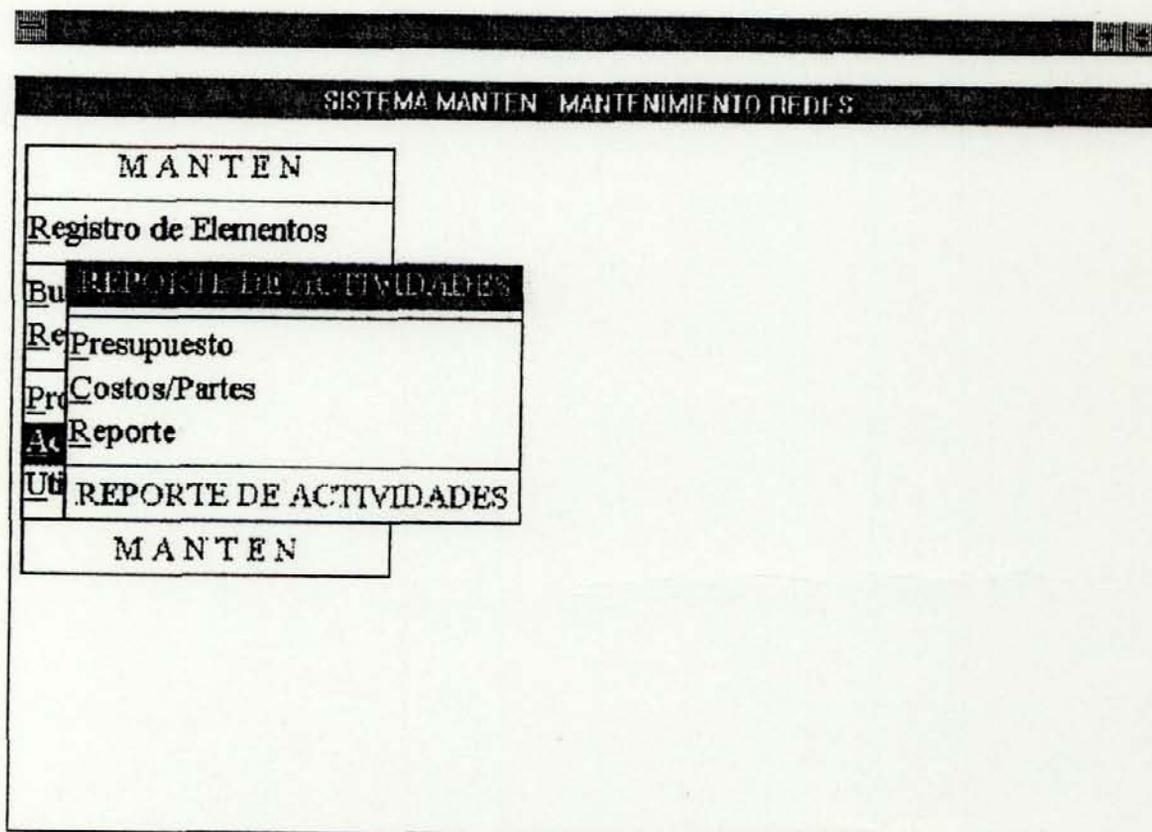
Muestra un reporte (pantalla / impresora), pide por pantalla el mes del reporte y muestra las actividades realizadas en dicho mes.

- Orden de trabajo

Genera las órdenes de trabajo que se deben realizar en un día en particular, emitiendo un reporte por la impresora, donde se destacan los elementos y las actividades a las cuales hay que realizarle el mantenimiento.

3.5. Actualizar Costos

Con esta opción se abre una ventana con tres opciones como se muestra en la figura.



3.5.1. Presupuesto

En esta opción se emite por impresora el reporte anual de costos por mantenimiento y reposición de elementos.

3.5.2. Costos/partes

En esta opción aparece una lista de elementos que están en la base de datos; para lo cual, si el usuario quiere actualizar los costos de cualquier elemento puede seleccionar alguno y aparece en pantalla:

ACTUALIZANDO COSTOS PARTES

Actualizar Costos

DESCRIPCION : CRUCETA DE ACERO GALV. 1.80 MTS

PRECIO MATERIAL : ██████████ 0.00

PRECIO MANO/OBRA : ██████████ 0.00

3.5.3. Reporte

Muestra en pantalla el elemento de la base de datos por código, costo del elemento y costo de mano de obra.

Tabla

SISTEMA MANTEN - MANTENIMIENTO REDES

MANTEN

Registro de Elementos

PRESUPUESTO ANUAL DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO				
Bu				
Re	911	226721.00	12832.00	239553.00
Pr	120	153359.00	0.00	153359.00
Ac	607	170904.00	9552.00	180456.00
Ut	3	1556.76	0.00	1556.76
	21	4028.71	0.00	4028.71
	24	12775.24	0.00	12775.24
	23	7349.88	0.00	7349.88
	67	77021.63	0.00	77021.63
	66	44671.27	0.00	44671.27

3.6. Utilidades

Con esta opción se abre un submenú con cinco opciones, los cuales se usan para el mantenimiento de las bases de datos, actualización de fechas, respaldo de la información y comentario acerca de los programadores, las opciones son:

3.6.1. Grabar

Con esta opción se respaldan los datos de los archivos.

3.6.2. Indexar

Con esta opción los registros se reacomodan los registros de los archivos en caso de fallos en el sistema de computación (fluctuaciones eléctricas).

3.6.3. Bases de datos

Revisión de las bases de datos por personal autorizado.

3.6.4. Actualizar Fecha

Como su nombre lo indica en caso de pérdida de configuración (normalmente por desgaste de baterías), se actualiza la fecha indicando como día, mes y año.

3.6.5. Acerca de

Comentario realizado por los programadores.

SISTEMA MANTEN MANTENIMIENTO DE DES	
MANTEN	
Registro de Elementos	
Bu	MANTENIMIENTO REGISTROS
Re	Grabar
Pro	Indexar
Ac	Bases de Datos
U	Actualizar Fecha
	Acerca de
	MANTENIMIENTO REGISTROS